

Commandery Participações S.A.

**Demonstrações financeiras
individuais e consolidadas
em 31 de dezembro de 2021**

Conteúdo

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas	3
Balanços patrimoniais	6
Demonstrações do resultado	7
Demonstrações do resultado abrangente	8
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido (consolidado)	9
Demonstrações dos fluxos de caixa	10
Notas explicativas às demonstrações financeiras individuais e consolidadas	11



KPMG Auditores Independentes Ltda.
Av. Tancredo Neves, 2.539, 23º andar
Salas 2.308 a 2.312 - Caminho das Árvores
Edifício CEO Salvador Shopping- Torre Londres
41820-021 - Salvador/BA - Brasil
Caixa Postal 5799 - CEP 41820-970 - Salvador/BA - Brasil
Telefone +55 (71) 3273-7350
kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos acionistas da

Commandery Participações S.A.

Salvador – Bahia

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Commandery Participações S.A. (Companhia), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, 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, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Commandery Participações S.A. em 31 de dezembro de 2021, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

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 dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, 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 de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Outros assuntos

Auditoria das demonstrações financeiras do exercício anterior

Os balanços patrimoniais, individual e consolidado, em 31 de dezembro de 2020 e as demonstrações individuais e consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa e respectivas notas explicativas para o exercício findo nessa data, apresentados como valores correspondentes nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas do exercício corrente, foram anteriormente auditados por outros auditores independentes, que emitiram relatório em 30 de março de 2021, sem modificação.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório dos auditores

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

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

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

Responsabilidades da administração pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, 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 financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, 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 financeiras.

Como parte da 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 financeiras individuais e consolidadas, 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 e suas controladas.
- 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 e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com a administração 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.

Salvador, 31 de março de 2022

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC SP-014428/F-7


Hildebrando Oliveira de Abreu Filho
Contador CRC BA-029520/O-7

Commandery Participações S.A.

Balanços patrimoniais para os exercícios findos em 31 de dezembro 2021 e 2020

(Em milhares de Reais - R\$)

Ativos	Nota explicativa	Controladora		Consolidado		Passivos e patrimônio líquido	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		2021	2020	2021	2020			2021	2020	2021	2020
Circulantes						Circulantes					
Caixa e equivalentes de caixa	5	-	-	157.812	181.920	Fornecedores	16	8	-	68.321	35.821
Depósitos bancários vinculados	6	-	-	6.093	16.034	Empréstimos, financiamentos e debêntures	18	-	-	323.162	167.483
Contas a receber	7	-	-	197.377	111.505	Partes relacionadas	17	-	1.292	-	-
Arrendamento mercantil a receber	10	-	-	62.583	55.436	Obrigações sociais e trabalhistas		1	-	11.631	7.528
Impostos a recuperar	8	-	-	24.547	3.716	Obrigações tributárias	19	-	-	11.477	21.364
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		-	-	5.009	2.155	Imposto de renda e contribuição social a recolher		-	-	13.511	45.370
Estoques	9	-	-	134.086	64.212	Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	21	71.989	94.199	85.067	110.438
Partes relacionadas	17	-	-	3.240	2.861	Outras contas a pagar		-	-	5.963	9.420
Dividendos e juros sobre capital próprio	17	70.745	-	-	-						
Outras contas a receber	12	-	-	63.840	14.354	Total dos passivos circulantes		71.998	95.491	519.132	397.424
Total dos ativos circulantes		70.745	-	654.587	452.193						
Não circulantes						Não circulantes					
Estoques	9	-	-	-	27.233	Fornecedores	16	-	-	55	55
Arrendamento mercantil a receber	10	-	-	124.445	164.833	Empréstimos, financiamentos e debêntures	18	-	-	224.186	184.993
Impostos a recuperar	8	-	-	22.750	2.295	Impostos diferidos	11	-	-	17.240	24.068
Impostos diferidos	11	-	-	18.221	22.160	Obrigações tributárias	19	-	-	1.035	1.873
Depósitos judiciais	20	-	-	1.092	1.639	Provisão para risco trabalhista	20	-	-	477	477
Partes relacionadas	17	-	-	28.932	32.918	Adiantamento para futuro aumento de capital	17	204	64	5.161	1.359
Outras contas a receber	12	-	-	42.656	5.046	Outras contas a pagar		-	-	4.303	2.068
Dividendos e juros sobre capital próprio	17	-	46.716	-	-	Total dos passivos não circulantes		204	64	252.457	214.893
Investimentos	13	659.935	674.071	-	-						
Imobilizado	14	-	-	677.439	770.035						
Intangível	15	-	-	18.189	10.029						
						Patrimônio líquido					
Total dos ativos não circulantes		659.935	720.787	933.724	1.036.188	Capital social	21	280.000	280.000	280.000	280.000
						Reservas de lucros retidos		378.478	345.232	377.615	343.983
						Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas controladores	4	658.478	625.232	657.615	623.983
						Participação de acionistas não controladores	4	-	-	159.107	252.081
						Total do patrimônio líquido	4	658.478	625.232	816.722	876.064
Total dos ativos		730.680	720.787	1.588.311	1.488.381	Total dos passivos e do patrimônio líquido		730.680	720.787	1.588.311	1.488.381

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Commandery Participações S.A.

Demonstrações do resultado

Para os exercícios findos em 31 de dezembro 2021 e 2020

(Em milhares de Reais - R\$)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		2021	2020	2021	2020
Receita operacional líquida	23	-	-	1.434.996	524.931
Custos de operação e manutenção	24	-	-	(1.179.977)	(278.165)
Lucro bruto		-	-	255.019	246.766
Resultado de equivalência patrimonial	13	142.389	197.563	-	-
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas gerais e administrativas	24	(49)	(51)	(58.284)	(55.783)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	24	-	3.486	2.959	130.688
Lucro antes do resultado financeiro		142.340	200.998	199.694	321.671
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	25	-	-	73.343	48.289
Despesas financeiras	25	-	-	(21.123)	(37.830)
Total		-	-	52.220	10.459
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		142.340	200.998	251.914	332.130
Imposto de renda e contribuição social					
Imposto de renda e contribuição social corrente	22	-	-	(66.490)	(95.064)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	22	-	-	2.889	(6.116)
Incentivo fiscal do imposto de renda	22	-	-	33.865	33.016
Total		-	-	(29.736)	(68.164)
Lucro líquido do exercício		142.340	200.998	222.178	263.966
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações - R\$		0,647	0,914	1,010	1,200
Lucro líquido do exercício atribuível a:					
Acionistas controladores				142.340	200.998
Acionistas não controladores				79.838	62.968
				222.178	263.966

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Commandery Participações S.A.

Demonstrações do resultado abrangente

Para os exercícios findos em 31 de dezembro 2021 e 2020

(Em milhares de Reais - R\$)

	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Lucro líquido do exercício	142.340	200.998	222.178	263.966
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Resultado abrangente total do exercício	<u>142.340</u>	<u>200.998</u>	<u>222.178</u>	<u>263.966</u>
Lucro líquido do exercício atribuível a:				
Acionistas controladores			142.340	200.998
Acionistas não controladores			<u>79.838</u>	<u>62.968</u>
			<u>222.178</u>	<u>263.966</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Commandery Participações S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido (consolidado)

Para os exercícios findos em 31 de dezembro 2021 e 2020

(Em milhares de Reais - R\$)

		Reservas de lucros							
	Nota explicativa	Capital social	Reserva legal	Reserva dos lucros retidos	Lucros acumulados	Atribuível aos acionistas controladores	Conciliação (Nota explicativa nº 4)	Participação de acionistas não controladores	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2019		220.080	21.051	307.378	-	548.509	(2.137)	220.363	766.735
Aumento de capital		21	59.920	-	(59.767)	-	153	-	2.414
Lucro líquido do exercício			-	-	-	200.998	200.998	888	263.966
Destinação do lucro:									
Reserva legal		21	-	10.050	-	(10.050)	-	-	-
Dividendos adicionais distribuidos (R\$0,41 por lote de mil ações)		21	-	-	(76.691)	-	(76.691)	-	(91.023)
Dividendos mínimos obrigatórios distribuidos (R\$0,29 por ação)		21	-	-	-	(47.737)	(47.737)	-	(63.086)
Juros sobre capital próprio (R\$0,01 por lote de mil ações)		21	-	-	-	-	-	-	(2.942)
Reserva de lucros retidos		21	-	-	143.211	(143.211)	-	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2020			280.000	31.101	314.131	-	625.232	(1.249)	876.064
Reorganização societária		4	-	-	(9.288)	-	(9.288)	-	(114.398)
Cessão de ações da TEP para acionista PF minoritário		4	-	-	-	-	-	-	1.830
Redução de capital		4	-	-	-	-	-	-	(21.236)
Aumento de capital		4	-	-	-	-	-	-	307
Lucro líquido do exercício			-	-	-	142.340	142.340	386	222.178
Destinação do lucro:									
Reserva legal		21	-	7.117	-	(7.117)	-	-	-
Dividendos adicionais de 2019 (R\$0,35 por lote de mil ações)		21	-	-	(66.000)	-	(66.000)	-	(88.025)
Dividendos adicionais de 2021 (R\$0,00 por lote de mil ações)		21	-	-	-	-	-	-	(81)
Dividendos mínimos obrigatórios (R\$0,22 por ação)		21	-	-	-	(33.806)	(33.806)	-	(59.917)
Reserva de lucros retidos		21	-	-	101.417	(101.417)	-	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2021			280.000	38.218	340.260	-	658.478	(863)	816.722

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Commandery Participações S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa

Para os exercícios findos em 31 de dezembro 2021 e 2020

(Em milhares de Reais - R\$)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		2021	2020	2021	2020
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro líquido do exercício		142.340	200.998	222.178	263.966
Ajustes para reconciliar o lucro líquido do exercício com o caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:					
Depreciação e amortização	24	-	-	82.201	44.722
Valor residual na baixa de ativo imobilizado e intangível	14 e 15	-	-	93	47.331
Reclassificação de imobilizado processo judicial		-	-	-	107
Variação cambial líquida	25	-	-	(3.209)	1.889
Encargos financeiros de empréstimos e financiamentos, líquidos do bônus de adimplência	18 e 25	-	-	19.225	18.602
Amortização do custo de captação sobre empréstimos e financiamentos	18 e 25	-	-	1.776	10.096
Rendimento de depósitos bancários vinculados		-	-	(1.462)	(536)
Atualização monetária do contrato de arrendamento mercantil	25	-	-	(30.958)	(12.149)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	22	-	-	(2.706)	6.116
Encargos sobre mútuos	25	-	-	-	(6.606)
Reversão do ajuste a valor presente	10 e 25	-	-	(16.543)	(18.654)
Resultado da Equivalência Patrimonial	13	(142.389)	(197.563)	-	-
(Aumento) redução nos ativos operacionais:					
Contas a receber		-	-	(90.679)	(40.674)
Arrendamento mercantil a receber		-	-	93.625	65.442
Estoques		-	-	(77.307)	2.547
Impostos a recuperar e Imposto de renda e contribuição social a recuperar		-	-	(169.557)	(17.825)
Dividendos recebidos		123.208	45.452	-	-
Outras contas a receber		-	-	20.704	(2.112)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:					
Fornecedores	8	(2)	40.970	19.903	
Impostos a recolher	-	-	150.112	85.578	
Obrigações sociais e trabalhistas	1	-	4.103	(1.992)	
Outras contas a pagar	-	-	(2.901)	(5.211)	
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais		<u>123.168</u>	<u>48.885</u>	<u>239.665</u>	<u>460.540</u>
Impostos de renda e contribuição social pagos		-	-	(50.299)	(13.691)
Juros pagos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	18	-	-	(15.042)	(43.619)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais		<u>123.168</u>	<u>48.885</u>	<u>174.324</u>	<u>403.230</u>
Fluxo de caixa das atividades de investimento					
Depósitos judiciais		-	-	535	21
Aquisição de imobilizado e intangível	14 e 15	-	-	(68.999)	(109.133)
Depósitos bancários vinculados		-	-	11.403	36.979
Adiantamento para futuro aumento de capital	140	66	3.816	-	-
Aumento de capital social	-	-	3.011	-	-
Aumento de capital social em controladas	-	9.737	(9.288)	-	-
Recebimento de empréstimo de partes relacionadas		-	-	-	15.615
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento		<u>140</u>	<u>9.803</u>	<u>(59.522)</u>	<u>(56.518)</u>
Fluxo de caixa das atividades de financiamento					
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	18	-	-	239.301	367.021
Pagamento de empréstimos e financiamentos	18	-	-	(203.192)	(470.472)
Custo de captação adicionado	18	-	-	(2.262)	(3.095)
Dividendos pagos	21	(122.016)	(58.688)	(163.580)	(87.109)
Pagamento de empréstimo de partes relacionadas		(1.292)	-	(9.177)	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento		<u>(123.308)</u>	<u>(58.688)</u>	<u>(138.910)</u>	<u>(193.655)</u>
(Redução) Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa					
		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(24.108)</u>	<u>153.057</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	5	-	-	181.920	28.863
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	5	-	-	157.812	181.920
(Redução) Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa					
		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(24.108)</u>	<u>153.057</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Notas explicativas às demonstrações financeiras individuais e consolidadas

(Valores expressos em milhares de Reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

1 Contexto operacional

A Commandery Participações S.A. (“Companhia”) é uma sociedade por ações de capital fechado, CNPJ 07.554.615/0001-09, com sede em Salvador, Estado da Bahia, constituída em 14 de julho de 2005, tendo por objeto social a participação no capital de outras sociedades, seja qual for seu tipo societário, bem como o exercício de atividades no setor energético em todo o território nacional.

A Companhia possui participações societárias diretas nas seguintes empresas em 2021:

- Global Participações em Energia S.A. (“GPE”), sociedade por ações de capital fechado, com sede em Salvador - Bahia, constituída em 16 de novembro de 2005, tendo por objeto social a participação no capital de outras sociedades, bem como o exercício de atividades no setor energético em todo o território nacional. A GPE possui participação societária majoritária na TEP Termoelétrica Potiguar S.A., Companhia Energética Candeias, Companhia Energética Potiguar, São Francisco Energia S.A. e Camaçari RJ Participações S.A.
- Global Engenharia Ltda. (“GENG”), com sede em Salvador - Bahia, constituída em 16 de novembro de 2005, por meio da cisão parcial da Global Participações Ltda., tendo por objeto social a prestação de serviços nas áreas de gestão de serviços de engenharia; de operação de usinas geradoras de energia elétrica (termoelétricas, hidroelétricas e eólicas); e de manutenção preventiva e corretiva de máquinas e equipamentos de usinas geradoras de energia elétrica, em todo o território nacional. Em 12 de junho de 2017, ocorreu uma alteração no contrato social da controlada Global Engenharia Ltda. alterando a participação da Companhia de 78% para 10%, mudando consequentemente o controle acionário.
- Global Comercializadora de Gás Natural S.A. (“GGN”), sociedade por ações de capital fechado, controlada em 95% pela COMM, com sede em Salvador - Bahia, constituída em 5 de novembro de 2019, atualmente não possui atividade operacional, estando em espera para participar de próximo leilão a ser realizado pela ANEEL.
- A Companhia possui participações societárias indiretas nas seguintes empresas em 2021:
- Termoelétrica Potiguar S.A. (“TEP”), sociedade por ações de capital fechado, controlada pela GPE, com sede em Salvador - Bahia, tendo por objeto social a geração e a comercialização de energia elétrica em todo o território nacional, sob a forma de Produtor Independente de Energia Elétrica (“PIE”), bem como a participação em outras empresas que tenham por objeto a geração e comercialização de energia elétrica em todo o território nacional. A TEP possui participação societária majoritária na Companhia Energética Manauara, na Água Limpa Energia S.A. e na Areia Energia S.A.

- Companhia Energética Candeias (“CEC”), sociedade por ações de capital fechado, CNPJ 10.508.162/0001-99, controlada pela Global Participações em Energia S.A. (“GPE”), constituída em 10 de outubro de 2008, com sede em Candeias, Bahia, tendo por objeto social a geração e a comercialização de energia elétrica em todo o território nacional, bem como a realização de outras atividades que possam ser vinculadas ao seu propósito específico. Implantou as UTEs Global I (148,8 MW) e Global II (148,8 MW), em Candeias, decorrentes do quarto leilão de energia nova, realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Entrou em operação comercial em maio de 2010.
- Companhia Energética Potiguar (“CEP”), sociedade por ações de capital fechado, controlada pela GPE, com sede em Macaíba - Rio Grande do Norte, resultante da cisão parcial da Termoelétrica Potiguar S.A., para implantação das usinas termoelétricas (“UTE”) Potiguar (53,12 MW) e Potiguar III (66,4 MW), decorrente do segundo leilão de energia nova, realizado pela ANEEL.
- A São Francisco Energia S.A. (“SFE”) é uma sociedade por ações de capital fechado, CNPJ 23.865.997/0001-48, controlada pela GPE, constituída em 18 de dezembro de 2015, com sede em Camaçari, Bahia, tendo por objeto social a geração e a comercialização de energia elétrica em todo o território nacional, bem como a realização de outras atividades que possam ser vinculadas ao seu propósito específico. Adquiriu da Petrobras em 2021 as Usinas Apoena, Guarani e Curumim, e detém autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), transferida do antigo titular para a Companhia por meio das Resoluções Autorizativas n.º 10.776, n.º 10.777 e n.º 10778, todas datadas de 19 de outubro de 2021, e que autorizam a Companhia a se estabelecer como Produtor Independente de Energia - PIE, implantar e explorar as referidas Unidades Termoelétricas.
- Camaçari RJ Participações S.A. (“CRJ”), sociedade por ações de capital fechado, controlada em 100% pela GPE, com sede em Salvador - Bahia, atualmente não possui atividade operacional, estando em espera para participar de próximo leilão a ser realizado pela ANEEL.
- Companhia Energética Manauara (“CEM”), sociedade anônima de capital fechado, controlada pela TEP, com sede em Manaus - Amazonas. A CEM é uma unidade termoelétrica (“UTE”) com capacidade instalada de 73.400 kW, gerada por meio de quatro de suas unidades motogeradoras de 18.350 kW, contando com uma quinta unidade motogeradora de contingência, nos termos Resolução Autorizativa ANEEL nº 608, de 13 de junho de 2006. A CEM iniciou suas operações em 22 de setembro de 2006.
- Toda a energia firme gerada é transferida para a Eletronorte, com base no Contrato de Suprimento de Energia nº OC -1.820/2005 (“Contrato”) firmado em 20 de maio de 2005, com compromisso mensal de entrega de 60 MW médios e vigência de 20 anos. Findo o prazo, a usina será revertida para o patrimônio da Eletronorte.
- Devido às obrigações e direitos estabelecidos no Contrato, a Companhia é responsável pela operação e manutenção da usina, incluindo as manutenções preventivas e corretivas. A Companhia também é responsável pela aquisição de insumos e óleo combustível necessário para a geração, sendo este último posteriormente reembolsado pela Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, enquanto a Eletronorte é responsável pelo fornecimento do gás natural. A produção de energia elétrica é integralmente transferida à Eletronorte.

- A Eletronorte é responsável por operar e manter os equipamentos de conexão de sua propriedade e assegurar a conexão dos pontos de entrega de energia com o sistema elétrico. A operação caracteriza-se como arrendamento mercantil financeiro, em conformidade com o pronunciamento técnico CPC 06 (R2) (Operações de Arrendamento Mercantil), uma vez que o prazo do contrato se refere à maior parte da vida econômica do ativo, além de haver a transferência da propriedade da usina no fim do contrato, quando haverá uma notificação prévia à ANEEL.
- Água Limpa Energia S.A. (“AGL”) é uma sociedade por ações de capital fechado, controlada pela TEP, com sede em Dianópolis – Tocantins. Estabeleceu-se como PIE, nos termos da Resolução Autorizativa ANEEL n.º 422, de 23 de janeiro de 2006 e dispõe de uma pequena central hidrelétrica (“PCH”) no rio Palmeiras, com 14 MW de potência instalada. A PCH Água Limpa entrou em operação comercial em 21 de dezembro de 2010, nos termos do Despacho ANEEL n.º 3.968, de 20 de dezembro de 2010, pelo prazo de 20 anos e vigência até 8 de novembro de 2033, no âmbito da primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, podendo ser prorrogada, a pedido da Companhia e a critério da ANEEL, em conformidade com o previsto no § 1.º-A do Art. 2.º da Lei 12.783/2013.
- Areia Energia S.A. (“ARE”) é uma sociedade por ações de capital fechado, controlada pela TEP, com sede em Dianópolis – Tocantins. Estabeleceu-se como PIE, nos termos da Resolução Autorizativa ANEEL n.º 421, de 23 de janeiro de 2006 e dispõe de uma pequena central hidrelétrica (“PCH”) no rio Palmeiras, com 11,4 MW de potência instalada. A PCH Areia entrou em operação comercial em 24 de fevereiro de 2011 nos termos do Despacho ANEEL n.º 838, de 24 de fevereiro de 2011, pelo prazo de 20 anos e vigência até 21 de janeiro de 2034, no âmbito da primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, podendo ser prorrogada, a pedido da Companhia e a critério da ANEEL, em conformidade com o previsto no § 1.º-A do Art. 2.º da Lei 12.783/2013.
- Para as PCHs, ao final destes prazos, não havendo prorrogação, os bens e as instalações vinculados à produção de energia elétrica passarão a integrar o patrimônio da União mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados no balanço regulatório, ou poderá ser exigido que a autorizada restabeleça, por sua conta, o livre escoamento das águas. Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação regulatória apurada por auditoria do Poder Concedente, conforme determina o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE da ANEEL.

Mecanismo de Realocação de Energia

As Controladas Areia Energia S.A. e Água Limpa Energia S.A. fizeram opção por participar do MRE - Mecanismo de Realocação de Energia, tendo, portanto, compartilhado o risco hidrológico com as demais usinas participantes desse mecanismo. Não obstante, por força de ser inscrita e contratada no âmbito do PROINFA, as contabilizações do MRE são realizadas mensalmente pela CCEE e repassadas à Eletrobras que, por sua vez, é responsável por enviar às integrantes do MRE os montantes relativos ao custo (em caso de geração abaixo do contratado) ou receita (caso as empresas gerem energia acima do contratado). Essas controladas realizam a contabilização da provisão pela competência e, no fim do ano, o saldo é dividido em 12 parcelas e deduzido ou acrescido na fatura do ano subsequente.

Repactuação de Riscos Hidrológicos

Conforme estabelecido na Medida Provisória n.º 688, em dezembro de 2015, o governo sancionou a Lei n.º 13.203 que trata da repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica para os agentes participantes do MRE, com efeito iniciando em 2015.

As Controladas AGL e ARE aderiram à repactuação do risco hidrológico em 2016, fazendo opção pela transferência integral do risco hidrológico (“SP100”) ao Consumidor. Neste produto, o gerador transfere integralmente o risco hidrológico inerente aos contratos regulados mediante pagamento de prêmio de risco de R\$9,50/MWh (data-base de janeiro de 2015 anualmente atualizado pelo IPCA) até o fim dos contratos de venda de energia.

Devido ao fato de que as Controladas AGL e ARE aderiram à repactuação em 2016 e os efeitos são retroativos a 2015, houve a contabilização da reversão do custo do *Generation Scaling Factor - GSF* de 2015 e, em contrapartida, a contabilização do custo do prêmio do ano. Para 2016, devido ao não recebimento do cálculo do custo/receita do MRE por parte da Eletrobras, as Controladas AGL e ARE contabilizaram uma provisão do saldo com base em estudos de consultoria energética e no montante do prêmio atualizado. Conforme repactuação assinada, a Eletrobras possui o direito de realizar o desconto do custo do MRE original de 2015 (considerando o GSF) nas faturas emitidas posteriormente, mas tal desconto começou a ser efetuado apenas em 2019.

O montante do GSF repactuado líquido do prêmio considerando as provisões do MRE na data base de 31 de dezembro de 2021 é negativo de R\$2.214 (R\$902 em 2020) para a ARE e negativo de R\$1.943 (2020, R\$410) para a AGL. As retenções dos valores devidos iniciaram em 2019. As controladas acompanham tais retenções com base na planilha de controle previamente divulgada pela Eletrobras.

No exercício de 2021, foram reconhecidos nos resultados das Controladas os montantes de R\$1.031 (R\$999, 2020) para a ARE e negativo de R\$1.381 (R\$1.336 em 2020) para a AGL, referentes ao prêmio do risco hidrológico repactuado, reversão do custo do GSF de 2015 e à provisão do custo do MRE de 2019 e 2018 contabilizados líquidos na rubrica de receita de vendas de energia.

Em 13 de julho de 2021 foi publicada a Lei 14.182/2021 acerca da desestatização da Eletrobras, dentre outros temas. Em seu Art. 18, a referida lei alterou a Lei 13.203/2015 (Repactuação do Risco Hidrológico) no sentido de permitir a compensação de hidrelétricas participantes do MRE pelo GSF causado por hidrelétricas com prioridade de licitação e implantação antes de 2015 (data de início da repactuação de risco hidrológico firmada em 2016). Com base nesse novo marco legal, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE calculou que a fração do GSF de 2013 e 2014 relacionada a tais eventos trouxeram para as Companhias impacto financeiro atualizado de R\$ 4.152 da ARE e de R\$ 5.565 da AGL. Por sua vez, a ANEEL homologou o cálculo da CCEE e o transformou em prazo de extensão de outorga (768 dias – ARE e 754 dias - AGL), para sua devida compensação, publicando a Resolução Homologatória nº 2.932 em 17 de setembro de 2021. Para aceitar essa compensação, o agente deveria requerer a extensão de sua outorga e renunciar qualquer pretensão judicial de limitação percentual de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, o que foram feitos pelas Companhias em outubro de 2021, com a apresentação do Termo de Aceitação de Prazo de Extensão de Outorga à ANEEL, dentro do prazo de 60 dias da publicação da Resolução Homologatória. Até o momento, não foi publicado o ato autorizativo com o devido ajuste do termo final da outorga das PCHs ARE e AGL.

Desta maneira, as Companhias reconheceram um ativo intangível constituído pela repactuação do risco hidrológico ao valor justo (R\$ 4.152 – ARE e R\$ 5.565 - AGL), considerando as informações calculadas pela CCEE e ANEEL e observando os aspectos e condições previstas no CPC04 – Ativo Intangível. O valor está sendo amortizado à taxa de 6,93% para ARE e 7,05% para AGL ao ano até 28/02/2036 na ARE e 02/12/2035 na AGL. Em dezembro de 2021, já havia sido amortizado o montante de R\$ 87 na ARE e R\$ 116 na AGL.

Reorganização Societária

Aumento de participação societária TEP, CEM, AGL e ARE

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras (“Petrobras”) conduziu um processo competitivo (“Processo”) de venda de sua participação em um portfólio de ativos de geração envolvendo a TEP Termoeletrônica Potiguar S.A. e a Companhia Energética Manauara. A Petrobras era acionista com 40% das ações da CEM, além de ter sido detentora de 20% das ações da TEP, também acionista da CEM. O processo tramitou por meio de acordo de confidencialidade entre os participantes, do qual, em 05 de novembro de 2021 a Global Participações em Energia S.A. consagrou-se vencedor e adquiriu por meio das empresas GFT Participações S.A. a participação da TEP por meio do montante de R\$ 79.373 o que gerou o ágio de R\$ 27.802 e a empresa GFM Participações S.A. adquiriu a participação da CEM por meio do montante de R\$ 76.223, o que gerou um deságio de R\$ 16.963, nas respectivas participações da Petrobras.

Em 23 de dezembro de 2021, a controlada TEP aprovou a Incorporação da GFM Participações S.A. e da GFT Participações S.A., passando a ser Controladora integral da CEM (100%). Concomitantemente foi realizada uma cessão de ações da CEM para acionista pessoa física passando assim a TEP de subsidiária integral (100%) para 99,52%.

Na incorporação direta da GFM pela TEP, foram incorporados todos os saldos dos Ativos e Passivos e Resultados, inclusive investimentos avaliados em R\$ 98.295 e o deságio de R\$ 16.963 que impactou diretamente o PL da Companhia, empréstimos no montante de R\$ 76.953, adiantamento para futuro aumento de capital de R\$ 468 e resultado positivo do exercício da GFM de R\$ 3.742.

Balanço Patrimonial da GFM levantado em 23 de dezembro de 2021:

Ativo Circulante e não Circulante	81.333	Passivo Circulante e não Circulante	77.591
Caixa e Equivalentes de Caixa	1	Empréstimos e Debentures	76.953
Investimentos	98.295	Débitos com partes relacionadas	170
Deságio	(16.963)	Adiantamento para futuro aumento de capital	468
		Total do Passivo	77.591
Total do Ativo	81.333	Acervo Líquido Incorporado (Nota 4)	3.742

Na incorporação reversa da GFT pela TEP, foram incorporados todos os saldos dos Ativos e Passivos e Resultados, inclusive investimentos avaliados em R\$ 57.065 e o ágio de R\$ 27.802 do qual impactaram diretamente o PL da Companhia, empréstimos no montante de R\$ 80.551, adiantamento para futuro aumento de capital de R\$ 422 e resultado positivo do exercício da GFM de R\$ 4.065.

Balanço Patrimonial da GFT levantado em 23 de dezembro de 2021:

Ativo Circulante e não Circulante	85.038	Passivo Circulante e não Circulante	80.973
Caixa e Equivalentes de Caixa	1	Empréstimos e Debentures	80.551
Débitos com partes relacionadas	170	Adiantamento para futuro aumento de capital	422
Investimentos	57.065		
Deságio	27.802		
		Total do Passivo	80.973
Total do Ativo	85.038	Acervo Líquido Incorporado (Nota 4)	4.065

Aquisição de Ativos na SFE

A Global Participações em Energia S.A. (GPE) participou de processo competitivo de venda de Usinas Termoeletricas - UTEs, localizadas em Camaçari-BA, integrantes do “Projeto Goytacazes” e que constituíam o “Polo Camaçari”. As Usinas eram ativos de titularidade da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, totalmente operacionais, conforme adiante descritos. Esse processo fez parte do regime especial de desinvestimento de ativos pelas sociedades de economia mista federais, previsto no Decreto 9.188/2017, liderado pelo Banco Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A., assessor financeiro exclusivo no processo, contratado pela Petrobras.

A GPE utilizou a subsidiária São Francisco Energia S/A, para adquirir os referidos ativos, as UTEs: Guarani, Apoená e Curumim.

A etapa de transição teve início com a assinatura do Contrato de Compra e Venda de Ativos e Outras Avenças em 03/05/2021, tendo a controlada SFE assumido a gestão, operação e manutenção das usinas após o cumprimento das condições suspensivas previstas em contrato em 06/12/2021.

Na transação, a controlada SFE adquiriu da Petrobras em 2021 as Usinas Apoená, Guarani e Curumim, e detém autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), transferida do antigo titular para a controlada SFE por meio das Resoluções Autorizativas n.º 10.776, n.º 10.777 e n.º 10778, todas datadas de 19 de outubro de 2021, e que autorizam a controlada SFE a se estabelecer como Produtor Independente de Energia - PIE, implantar e explorar as referidas unidades termoeletricas.

Nesta operação a controlada SFE sagrou-se vencedora por meio de uma oferta vinculante, para aquisição dos ativos imobilizados, ativos intangíveis e estoques. Entre a data da oferta e a data do fechamento da operação (entrega total das Usinas) ocorreu o chamado ajuste de preço, do qual todo o resultado das Usinas integrantes do “Projeto Goytacazes”, mesmo ainda sendo operada pela Petrobrás, seria utilizado para abater ou somar ao preço ofertado. Deste modo, na data do fechamento em 06/12/2021 a controlada SFE desembolsou o montante de R\$ 60.809, líquido do ajuste de preço favorável à controlada SFE.

As UTEs Apoená (151,7 MW) e Guarani (150,0 MW) foram contratadas no Leilão de Energia Nova n.º 002/2006 e a UTE Curumim (31,8 MW) foi contratada no Leilão de Energia Nova n.º 004/2006, ambos realizados pela ANEEL. Como resultado destes leilões as UTEs Apoená e Guarani firmaram um total de 30 Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs e a UTE Curumim firmou 24 CCEARs, todos com Distribuidoras de Energia Elétrica, na modalidade de disponibilidade de energia elétrica, pelos quais (i) as UTEs têm direito a uma receita fixa mensal para cobrir custos fixos, despesas administrativas e financiamentos e (ii) uma receita variável para ressarcir custos com combustível, operação e manutenção, caso ocorra a efetiva geração de energia elétrica, por meio do despacho das UTEs pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

A UTE Apoená entrou em operação comercial em setembro de 2009 e a UTE Guarani entre março e abril de 2010 e têm prazo de suprimento até 31 de dezembro de 2023, quando se encerra o período de suprimento vinculado aos CCEARs. Já a UTE Curumim opera desde 2002, tendo sido recontratada em 2006, conforme já apontado (LEN n.º 004/2006), e tem prazo de suprimento até 31 de dezembro de 2025.

Em virtude do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, aliado a limitações na infraestrutura do sistema de transmissão de energia elétrica, as usinas de geração flexível foram despachadas ao longo do ano de 2021 (despacho concentrado no 2.º semestre) e 2020. Com isto, as Companhias obtiveram, no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, receita bruta de geração variável de R\$916.469 (CEC), R\$207.847 (CEP) e R\$4.807 (SFE). (Em 2020 R\$132.996 (CEC), R\$39.303 (CEP)), além da receita bruta fixa pela disponibilidade da usina no valor de R\$258.009 (CEC), R\$72.836 (CEP) e R\$20.724 (SFE). (Em 2020 R\$245.535 (CEC), R\$62.484 (CEP)).

Nos exercícios de 2021 e 2020, a geração foi dispersa ao longo do ano, ocorrendo de forma intermitente em intervalos não regulares, porém mais concentrada no 2.º semestre.

2 Apresentação das demonstrações financeiras

Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, as quais incorporam os dispositivos das Leis nº 11.638/07 e nº 11.941/09, e os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade, e normas da ANEEL, quando aplicáveis.

A Administração declara que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas pela Administração na sua gestão.

Autorização da emissão das demonstrações financeiras

A Diretoria da Companhia autorizou a emissão destas demonstrações financeiras em 31 de março de 2022, as quais consideram os eventos subsequentes ocorridos até essa data que pudessem ter efeito sobre as demonstrações financeiras.

Bases de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico.

Moeda funcional e de apresentação

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em real (R\$), que é a moeda funcional da Companhia.

Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais das estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. Por esta razão, as estimativas e premissas são revistas periodicamente.

Julgamento

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NE n.º 10 – Arrendamento mercantil financeiro CPC06 (R2);

Incertezas sobre premissas e estimativas

A determinação destas estimativas levou em consideração experiências de eventos passados e correntes, pressupostos relativos a eventos futuros e outros fatores objetivos e subjetivos. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no exercício em que as estimativas são revisadas e em quaisquer exercícios futuros afetados.

Itens significativos que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a maior grau de incertezas e que possuam um risco de resultar em um ajuste relevante caso estas premissas e estimativas sofram mudanças significativas dentro do próximo exercício financeiro, incluem a avaliação e realização do arrendamento mercantil financeiro, a recuperação do valor dos ativos, incluindo:

- NE n.º 10 – Arrendamento mercantil financeiro CPC06 (R2);
- NE n.º 11- Tributos diferidos;
- NE n.º 12 – Outras contas a receber do reembolso da conversão dos motores do CPC48 – Instrumentos Financeiros;
- NE n.º 14 – Ativos imobilizados;
- NE n.º 15 – Ativos intangíveis.

A Companhia revisa seus julgamentos, estimativas e premissas anualmente.

3 Sumário das principais políticas contábeis

As principais políticas contábeis estão descritas a seguir e foram aplicadas de maneira consistente a todos os exercícios apresentados.

As principais políticas contábeis estão descritas a seguir e foram aplicadas de maneira consistente a todos os exercícios apresentados.

Instrumentos financeiros

Reconhecimento e mensuração inicial

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados. Todos os outros ativos e passivos financeiros são reconhecidos inicialmente quando a Companhia se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo por meio do resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, no reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

Ativos financeiros

Os ativos financeiros não foram reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial.

Um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR (Valor justo por meio de resultado):

- 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.

Ativos financeiros - Avaliação do modelo de negócio

A Companhia realiza anualmente uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque isso reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração. As informações consideradas incluem:

- as políticas e objetivos estipulados para a carteira e o funcionamento prático dessas políticas. Inclui-se questões de: estratégia da Administração quanto aos juros contratuais, a manutenção das taxas de juros, ou a realização de fluxos de caixa por meio da venda de ativos;
- como o desempenho operacional é avaliado e reportado à Administração da Companhia;
- os riscos que afetam o desempenho do modelo de e a maneira como aqueles riscos são gerenciados;

Ativos financeiros – Avaliação sobre se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos 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 (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro.

A Companhia considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos do principal e de juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém um termo contratual que poderia mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não atenderia essa condição. Ao fazer essa avaliação, a Companhia considera:

- eventos contingentes que modifiquem o valor ou o a época dos fluxos de caixa;
- termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis;
- o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e
- os termos que limitam o acesso da Companhia a fluxos de caixa de ativos específicos (por exemplo, baseados na performance de um ativo).

Todas as compras ou vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas e baixadas na data da negociação. As compras ou vendas regulares correspondem a compras ou vendas de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido por meio de norma ou prática de mercado. Todos os ativos financeiros reconhecidos são subsequentemente mensurados na sua totalidade ao custo amortizado ou ao valor justo, dependendo da classificação dos ativos financeiros.

Passivos financeiros

Todos os passivos financeiros são mensurados ao custo amortizado pelo método da taxa de juros efetiva.

Custo amortizado

Os instrumentos financeiros incluídos nesse grupo são saldos provenientes de transações comuns como contas a receber de clientes, depósitos judiciais, fornecedores, empréstimos e financiamentos e caixa e equivalentes de caixa mantido pela Companhia. Todos estão registrados pelos seus valores nominais acrescidos, quando aplicável, de encargos e taxas de juros contratuais, cuja apropriação das despesas e receitas é reconhecida ao resultado do exercício.

Compensação de instrumentos financeiros

Ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é reportado no balanço patrimonial quando há um direito legalmente aplicável de compensar os valores reconhecidos e há uma intenção de liquidá-los em uma base líquida, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

Mensuração a valor justo

Valor justo é o preço que seria recebido na venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração, no mercado principal ou, na sua ausência, no mercado mais vantajoso ao qual a Companhia tem acesso nessa data. O valor justo de um passivo reflete o seu risco de descumprimento (*non-performance*).

As políticas e divulgações contábeis da Companhia requer a mensuração de valor justo para ativos e passivos financeiros e não financeiros.

A Companhia estabeleceu uma estrutura de controle relacionada à mensuração de valor justo. Isso inclui uma equipe interna de avaliação que possui a responsabilidade de revisar por meio de seus modelos todas as mensurações significativas de valor justo.

A avaliação revisa regularmente dados não observáveis significativos. A expertise da Companhia e as práticas utilizadas no setor de energia são ferramentas para mensuração do valor justo. A equipe interna de avaliação analisa as evidências obtidas para suportar a conclusão de que tais avaliações atendem os requisitos das normas CPC, incluindo o nível na hierarquia do valor justo em que tais avaliações devem ser classificadas.

Os valores justos são classificados em diferentes níveis em uma hierarquia baseada nas informações (inputs) utilizadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma:

- Nível 1: preços cotados em mercados ativos para ativos e passivos idênticos.
- Nível 2: inputs, que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).
- Nível 3: inputs, para o ativo ou passivo, que não são baseados em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

Quando disponível, a Companhia mensura o valor justo de um instrumento utilizando o preço cotado num mercado ativo para esse instrumento. Um mercado é considerado como “ativo” se as transações para o ativo ou passivo ocorrem com frequência e volume suficientes para fornecer informações de precificação de forma contínua.

Se não houver um preço cotado em um mercado ativo, a Companhia utiliza técnicas de avaliação que maximizam o uso de dados observáveis relevantes e minimizam o uso de dados não observáveis. A técnica de avaliação escolhida incorpora todos os fatores que os participantes do mercado levariam em conta na precificação de uma transação.

Arrendamento mercantil

Arrendador

A classificação dos contratos de arrendamento mercantil é realizada no momento da sua contratação. Os arrendamentos nos quais uma parcela significativa dos riscos e benefícios da propriedade é retida pelo arrendador são classificados como arrendamentos operacionais. Os pagamentos efetuados para arrendamentos operacionais são registrados como despesa do exercício pelo método linear, durante o exercício do arrendamento.

Os arrendamentos nos quais a Companhia retém, substancialmente, os riscos e as recompensas da propriedade são classificados como arrendamentos financeiros. Eles são capitalizados no balanço patrimonial no início do arrendamento pelo menor entre o valor justo do bem arrendado e o valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento.

No caso da Controlada CEM, o seu parque gerador está contratado para o fornecimento exclusivo de energia elétrica para a Eletronorte e, no fim do contrato, esses bens serão transferidos à contratante.

O contrato com a Eletronorte, entre outras condições, representou a transferência de riscos e benefícios relevantes e, portanto, configurou-se como um contrato de arrendamento financeiro. Na contabilização inicial, o valor presente dos fluxos de receita do contrato apurado foi contabilizado como arrendamento mercantil a receber, utilizando-se uma taxa de 8,08% ao ano, que equivale ao custo médio de captação de recursos obtidos pela controlada CEM em contrapartida do patrimônio líquido.

Nos exercícios seguintes, o saldo a receber é ajustado pelos recebimentos das parcelas da contratante e atualizado pela taxa de juros anteriormente aplicada na apuração do seu ajuste a valor presente, reconhecendo a variação do Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M sobre os valores a receber, com base em cláusula contratual. A contrapartida da atualização pelos juros é contabilizada em receita financeira.

Estoques

São registrados pelo custo de aquisição e sua realização se dá por meio da média ponderada do custo de aquisição ou valor realizável líquido – dos dois o menor. São apropriados ao resultado do exercício como custo dos serviços prestados por ocasião do consumo ou da obsolescência. As provisões para estoques de baixa rotatividade ou obsoletos são constituídas quando consideradas necessárias pela Administração.

Investimentos

Nas demonstrações financeiras individuais da controladora as informações financeiras das controladas são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial. Os investimentos da Companhia, quando for o caso, incluem o ágio identificado na aquisição, líquido de quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável.

Imobilizado

Reconhecimento e mensuração

Os bens do ativo imobilizado são avaliados pelo custo incorrido na data de sua aquisição, construção ou formação, incluindo encargos financeiros capitalizados e deduzidos da depreciação acumulada, e, quando aplicável, pelas perdas de redução ao valor recuperável acumulada.

Custos subsequentes

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

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo, calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo, são incluídos na demonstração do resultado no exercício em que o ativo for baixado.

A Administração revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar 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.

O valor recuperável de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda.

Depreciação

A depreciação acumulada é calculada a taxas que levam em conta a vida útil dos bens, conforme definida no MCPSE anexo à Resolução ANEEL n.º 474/12, desde que limitada ao prazo de autorização como produtor independente de energia. A vida útil econômica dos ativos e/ou os métodos de depreciação são revistos anualmente e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

Redução ao valor recuperável (*Impairment*)

Anualmente a Companhia revisa os valores contábeis de seus ativos financeiros e não financeiros para apurar se há indicação de perda ao valor recuperável. Caso ocorra alguma indicação, o valor recuperável do ativo é estimado.

Instrumentos financeiros e ativos contratuais

Ao determinar se o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o reconhecimento inicial e ao estimar as perdas de crédito esperadas, a Companhia considera informações razoáveis e passíveis de suporte que são relevantes e disponíveis sem custo ou esforço excessivo. Isso inclui informações e análises quantitativas e qualitativas, com base na experiência histórica da Companhia, na avaliação de crédito e considera informações prospectivas (*forward-looking*).

A Companhia presume que o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente se este estiver com mais de 30 dias de atraso e portanto, com base em suas análises não identificou indicadores que pudessem reduzir o valor de realização de seus ativos.

Intangível

Formado por gastos com direitos de outorga, de uso de software e de direito de passagem, que são amortizados pelo método linear de acordo com o critério mencionado na nota explicativa nº 15 e ágio por rentabilidade futura, o qual não sofre amortização e é testado no mínimo anualmente por redução ao valor recuperável.

Foi reconhecido um ativo intangível pela repactuação do risco hidrológico ao valor justo (R\$ 4.152 – ARE e R\$ 5.565 - AGL), considerando as informações calculadas pela CCEE e ANEEL e observando os aspectos e condições previstas no CPC04 – Ativo Intangível. O valor está sendo amortizado à taxa de 6,93% para ARE e 7,05% para AGL ao ano até 28/02/2036 na ARE e 02/12/2035 na AGL. Em dezembro de 2021, já havia sido amortizado o montante de R\$ 87 na ARE e R\$ 116 na AGL. Ver nota explicativa n.º 1.

Empréstimos e financiamentos

Demonstrados pelos valores nominais conhecidos ou calculáveis, deduzidos dos custos de transação incorridos na captação dos recursos e acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias e/ou cambiais incorridos previstos em contrato.

Os custos de empréstimos e financiamentos compreendem juros e outros encargos incorridos. Quando diretamente relacionados à aquisição, construção ou formação de um ativo que necessariamente requer um tempo significativo para ser concluído são capitalizados como parte do custo do correspondente ativo. Todos os demais custos de empréstimos e financiamentos são registrados como despesa no exercício em que são incorridos.

Subvenção e assistência governamentais

Uma subvenção governamental é reconhecida no resultado ao longo do exercício, confrontada com as despesas que pretende compensar, em base sistemática, desde que atendidas às condições do pronunciamento técnico CPC 07 - Subvenções e Assistências Governamentais.

A controlada CEM possui os benefícios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC para a aquisição de insumos e óleo combustível necessário para a geração e o benefício da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia - SUDAM para geração de energia, correspondente à redução de 75% do imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração.

As controladas CEP e CEC gozam de benefício fiscal para investimento na Região Nordeste (Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE) para geração de energia, correspondente à redução de 75% do imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração, com vigência para o período de 1º de janeiro de 2010 a 31 de dezembro de 2025.

Imposto de renda e contribuição social - correntes e diferidos

As despesas de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica ("IRPJ") e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido ("CSLL") são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos correntes e diferidos.

Para as controladas indiretas CEM, CEP e CEC, tributadas com base no lucro real, as alíquotas aplicáveis são de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$240 para IRPJ e 9% sobre o lucro tributável para CSLL, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real.

Incentivos fiscais Regionais SUDAM/SUDENE - as controladas indiretas CEM, CEP e CEC gozam de benefício fiscal para investimento nas regiões Amazônica e Nordeste para geração de energia, correspondente à redução de 75% do imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração, com vigência para o período de 2017 a 2026 na CEM, com vigência para o período de 2016 a 2025 na CEP e vigência para o período de 2016 a 2025 na CEC. O valor do incentivo é registrado como receita no resultado, durante o período necessário para confrontar com a despesa que o benefício fiscal pretende compensar e, posteriormente, é destinado a reserva de incentivo fiscal no patrimônio líquido.

As controladas indiretas CEM, CEP e CEC fazem uso do Programa Nacional de Apoio à Cultura (Pronac) com base na Lei de Incentivo Fiscal nº 8.313/91 destinando até 4% do imposto devido para este fim. Realizam também, doações aos Fundos dos Direitos da Criança e do Adolescente destinando até 1% do imposto devido, além de apoio direto a projetos desportivos e para desportivos previamente aprovados pelo Ministério do Esporte (Decreto nº 6.180, de 2007, artigo 1º), destinando até 1% do imposto devido para este fim.

Até o exercício de 2015, as controladas indiretas AGL e ARE eram tributadas com base no lucro real, seguindo as mesmas normas supracitadas aplicáveis às demais, com exceção do benefício fiscal regional e Projetos incentivados. Desde o exercício de 2016 as controladas indiretas AGL e ARE adotaram o lucro presumido como forma de apuração tributária. As alíquotas para a presunção do lucro são de 8% para base de cálculo do IRPJ e 12% para base de cálculo da CSLL aplicáveis sobre a receita bruta das Controladas; sobre tais bases aplicam-se as alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre a base tributável excedente a R\$240, para IRPJ e 9% sobre a base tributável para CSLL, assim como determina a legislação tributária aplicável a empresas enquadradas no lucro presumido.

Incluem-se na base de cálculo do IRPJ e da CSLL as receitas financeiras incorridas no período; estas não possuem margem para redução de lucro, aplicando-se diretamente as alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre a base tributável excedente a R\$240, para IRPJ e 9% sobre a base tributável para CSLL.

O tributo diferido da CEM é reconhecido com base nas diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação. Para as controladas AGL e ARE, o tributo vinha sendo contabilizado e realizado até 2015, mas com a adoção do lucro presumido em 2016 (em que não existe a figura do tributo diferido), não houve novas adições no ano e a realização foi por meio da venda do prejuízo fiscal e base negativa para parte relacionada Companhia Energética Potiguar. O tributo diferido da CEP e CEC são reconhecidos com relação a prejuízos fiscais não utilizados e às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis.

Provisões

São reconhecidas quando a Companhia e suas controladas têm uma obrigação presente (legal ou não formalizada) em consequência de um evento passado, sendo provável que benefícios econômicos sejam requeridos para liquidar a obrigação e pode ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.

No processo de aplicação das políticas contábeis, a Administração fez os julgamentos que têm efeito mais significativo sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras.

A Companhia e suas controladas estão sujeitas a várias reivindicações legais, cíveis e processos trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advém do curso normal das atividades do negócio. Existem também incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários complexos e o valor e época de resultados tributáveis futuros. Conforme a legislação vigente, as operações da Companhia e suas controladas estão sujeitas a revisão pelas autoridades fiscais por prazos que variam em função da natureza dos tributos.

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

Reconhecimento da receita

O contrato de comercialização de energia elétrica é realizado no ambiente regulado, estando integralmente registrado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável pela contabilização e liquidação do sistema interligado nacional.

Para as controladas ARE e AGL

As Controladas possuem uma receita fixa correspondente ao produto do preço pela energia contratada. Ocorre que as Companhias participam do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, onde é compartilhado o risco hidrológico com as demais usinas participantes desse mecanismo. Deste modo, as medições do MRE são realizadas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e contabilizadas pelas Companhias por competência e, ao fim do ano, o saldo é dividido em 12 parcelas e deduzido ou acrescido nas faturas do ano subsequente.

O reconhecimento contábil da receita decorre dos valores a serem faturados ao cliente de acordo com a metodologia e preço estabelecido no contrato com a Eletrobras, somado aos ajustes financeiros resultantes do MRE e contabilização na CCEE.

Os mecanismos explicados acima resultam em um tipo de fluxo de receita, como segue:

- **Receita com venda de energia:** refere-se à integralidade da energia contratada pela Eletrobras (preço x energia contratada).

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para as Companhias e quando puder ser mensurada de forma confiável. A receita é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e impostos ou encargos sobre vendas.

A receita de fornecimento de energia é reconhecida no resultado em virtude de sua realização pela competência, com base nos valores estabelecidos no contrato de compra e venda de energia no âmbito do PROINFA. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização.

Para a controlada CEM

A medição contábil do volume de energia a ser faturado resulta do processamento da medição física (geração), ajustada às perdas proporcionais relacionadas ao sistema informadas pela CCEE.

Os mecanismos explicados acima resultam em dois tipos de fluxos de receita, como segue:

- **Receita com venda da potência contratada (obrigações de desempenho ao longo do tempo):** refere-se à receita fixa, reconhecida pelo contrato de disponibilidade da usina. Corresponde assim ao valor de remuneração anual da Companhia apresentado no leilão, que inclui, na determinação do preço de venda e na receita auferida a recuperação de alguns custos, dentre eles: (i) custo e remuneração do investimento (taxa interna de retorno); (ii) custos de conexão e uso do sistema de distribuição e transmissão; (iii) custos decorrentes do consumo de insumos e/ou combustível e da operação e manutenção da usina referente à geração inflexível; (iv) custos de seguros e garantias da usina; e (v) tributos e encargos diretos e indiretos necessários à execução do objeto dos contratos de venda de energia elétrica em ambiente regulado (Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR).

A receita pela venda de potência foi reconhecida integralmente pelo seu valor presente, quando do registro do arrendamento mercantil financeiro, em 1.º de janeiro de 2009. As receitas oriundas dos reembolsos dos custos com operação e manutenção e combustíveis são reconhecidas progressivamente quando os riscos significativos e os benefícios relacionados com a energia elétrica são transferidos para o comprador, após sua autorização formal, conforme previsto em contrato mencionado na nota explicativa n.º 1.

- **Receita com venda de energia:** refere-se à receita variável. Toda a energia firme gerada é transferida para a Eletronorte, com compromisso mensal de entrega de 60 MW médios

A receita é mensurada com base na contraprestação especificada no contrato com a Eletronorte

O reconhecimento contábil da receita decorre dos valores a serem faturados ao cliente de acordo com a metodologia e preços estabelecidos no contrato, ajustados aos montantes de energia efetivamente gerados, quando aplicável. Esses ajustes decorrem dos mecanismos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE que verificam a exposição líquida da Companhia (venda, geração e compras), denominados balanço de energia, que credita ou debita a diferença entre a venda da Companhia e a geração efetiva, geralmente pelo valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Para CEP, CEC e SFE

A medição contábil do volume de energia a ser faturado resulta do processamento da medição física (geração), ajustada às perdas proporcionais relacionadas ao sistema informadas pela CCEE.

O reconhecimento contábil da receita decorre dos valores a serem faturados aos clientes de acordo com a metodologia e preços estabelecidos em cada contrato, ajustados aos montantes de energia efetivamente gerados, quando aplicável. Esses ajustes decorrem dos mecanismos da CCEE que verificam a exposição líquida da Companhia (venda, geração e compras), denominados balanço de energia, que credita ou debita a diferença entre a venda da Companhia e a geração efetiva, geralmente pelo valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Os mecanismos explicados acima resultam em dois tipos de fluxos de receita, como segue:

- **Receita com venda de energia contratada por disponibilidade (obrigações de desempenho ao longo do tempo):** refere-se à receita fixa, reconhecida pelo contrato de disponibilidade da usina. Corresponde assim ao valor de remuneração anual da Companhia apresentado no leilão, que inclui, na determinação do preço de venda e na receita auferida a recuperação de alguns custos, dentre eles: (i) custo e remuneração do investimento (taxa interna de retorno); (ii) custos de conexão e uso do sistema de distribuição e transmissão; (iii) custos decorrentes do consumo de insumos e/ou combustível e da operação e manutenção da usina referente à geração inflexível; (iv) custos de seguros e garantias da usina; e (v) tributos e encargos diretos e indiretos necessários à execução do objeto dos contratos de venda de energia elétrica em ambiente regulado (CCEAR).
- **Receita com venda de energia:** refere-se à receita variável. Toda a energia firme gerada é transferida para as distribuidoras, conforme despacho da CCEE. A receita é mensurada com base na contraprestação especificada no contrato com as distribuidoras.

A receita é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e impostos ou encargos sobre vendas. A Companhia avalia as transações de receita de acordo com os critérios específicos para determinar se está atuando como agente ou principal e concluiu que está atuando como principal em todos os seus contratos de receita.

Benefícios a empregados

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 a Companhia tenha uma obrigação presente legal ou construtiva de pagar esse montante em função de serviço passado prestado pelo empregado e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável.

Lucro básico e diluído por ação

Está calculado com base na quantidade média das ações disponíveis na data do balanço. O resultado por ação é calculado pela relação entre o resultado do período e a quantidade média ponderada de ações ordinárias da Companhia em circulação. No caso da Companhia, o lucro diluído por ação é igual ao lucro básico por ação, pois esta não possui ações ordinárias ou preferenciais potenciais diluidoras.

Adoção de pronunciamentos, orientações e interpretações técnicos novos e/ou revisados

Na data de autorização destas demonstrações financeiras, a Companhia não adotou as IFRSs novas e revisadas a seguir, já emitidas e ainda não aplicáveis.

Pronunciamento	Descrição
IFRS 17	Contratos de seguros
Alterações à IFRS 3	Referência à Estrutura Conceitual
Alterações à IAS 16	Imobilizado—Recursos Antes do Uso Pretendido
Alterações à IAS 37	Contratos Onerosos – Custo de Cumprimento do Contrato
CPC 23	Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro
CPC 26	Apresentação das Demonstrações Contábeis

Os diretores não esperam que a adoção das normas listadas acima tenha um impacto relevante sobre as demonstrações financeiras da Companhia em períodos futuros.

3.1 Impactos da covid-19

O efeito da pandemia se refletiu também na atividade econômica, que vem sofrendo perdas significativas. Diante disso, as empresas podem estar expostas a uma série de riscos estratégicos e operacionais, como atrasos ou interrupção do fornecimento de matérias-primas, mudanças nas demandas de clientes, aumentos de custos, insuficiências logísticas que levam a atrasos em entregas, questões de saúde e segurança de empregados e prestadores de serviços, força de trabalho insuficiente e outros desafios.

Face ao cenário apresentado, a Companhia mantém o monitoramento sobre a evolução do tema:

- Não ocorreram demissões nem reduções salariais na Companhia.
- Em relação à receita, não houve impactos negativos nas operações atuais e não há previsão de efeito no futuro.
- A Administração entende que o cenário de pandemia não trará eventuais necessidades de caixa para a Companhia, não havendo assim a necessidade da contratação de novos empréstimos para este fim específico.
- A liquidação de seus passivos está ocorrendo no curso normal dos negócios apenas os impostos foram postergados em razão das Portarias 139, 150 e 245 do Ministério da Economia e dos Decretos 10.305, 10.414 e 10.504 de 2020.

- Durante as operações após declarada a pandemia, os resultados ocorreram dentro das expectativas da Administração, não havendo impactos adversos que requeiram ajustes ou divulgações nessas demonstrações financeiras.

São valores fundamentais da Companhia: segurança e responsabilidade socioambiental. Assim, além das recomendações da Organização Mundial da Saúde, foram adotadas as seguintes medidas:

- Implantação de teletrabalho em todas as atividades administrativas.
- Cancelamento de todas as viagens não essenciais.
- Disponibilização de máscara e protetores faciais para os colaboradores.
- Protocolos de distanciamento social e alternância de rotina, procurando evitar a contaminação do espaço de trabalho e contágio dos colaboradores.
- Ações sociais de apoio no combate à Covid-19 nas cidades das Usinas com a doação de Equipamentos de Proteção Individual (EPIs) hospitalares para unidades de saúde de referência; recuperação de respiradores automáticos em parceria com o SENAI; atenção especial às pessoas em situação de risco, por meio da doação de testes de Covid-19 e EPIs hospitalares a asilos e cestas básicas aos vizinhos residenciais das Usinas.

Com base no exposto, a Administração da Companhia tem analisado e tomado ações efetivas tempestivamente para preservar a integridade das pessoas e de seus ativos.

4 Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as operações da Companhia e de suas controladas diretas e indiretas, cuja participação percentual na data do balanço é assim resumida:

	Percentual de participação			
	2021		2020	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta
<u>Holding</u>				
Global Participações em Energia S.A.	95,64%	-	95,64%	-
TEP - Termoelétrica Potiguar S.A.	-	85,69%	-	76,51%
<u>Pequenas centrais hidroelétricas (PCH)</u>				
Água Limpa Energia S.A.	-	59,51%	-	53,56%
Areia Energia S.A.	-	59,51%	-	53,56%
<u>Termoelétricas (UTE)</u>				
Companhia Energética Potiguar	-	85,12%	-	85,12%
Companhia Energética Candeias S.A.	-	85,12%	-	85,12%
Companhia Energética Manauara	-	85,28%	-	45,91%
São Francisco Energia S.A.	-	85,88%	-	95,64%
Camaçari RJ Participações S.A.	-	95,64%	-	95,64%
<u>Comercializadora</u>				
Global Comercializadora de Gás Natural S.A.	95%	-	-	-
<u>Engenharia</u>				
Global Engenharia Ltda.	10%	-	10%	-

O exercício social das controladas incluídas na consolidação é coincidente com o da controladora e as políticas contábeis foram aplicadas uniformemente nas empresas consolidadas e são consistentes com aquelas utilizadas no exercício anterior.

Nas demonstrações financeiras individuais da controladora as informações financeiras de controladas são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial. Todos os saldos e transações entre as empresas e saldos residuais de ativo diferido das controladas foram eliminados na consolidação.

Aquisição de participação societária

O aumento da participação societária nas controladas TEP, CEM e PCHs decorrem do fato da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras (“Petrobras”) ter conduzido um processo competitivo (“Processo”) de venda de sua participação em um portfólio de ativos de geração envolvendo a controlada TEP Termoelétrica Potiguar S.A. e a controlada Companhia Energética Manauara.

O processo tramitou por meio de acordo de confidencialidade entre os participantes, do qual, em 05 de novembro de 2021 a Global Participações em Energia S.A. consagrou-se vencedor e adquiriu por meio das empresas GFT Participações S.A. a participação da TEP por meio do montante de R\$ 79.373 o que gerou a ágio de R\$ 27.802 e a empresa GFM Participações S.A. adquiriu a participação da CEM por meio do montante de R\$ 76.223, o que gerou um deságio de R\$ 16.963, nas respectivas participações da Petrobras.

Em 23 de dezembro de 2021, a controlada TEP aprovou a Incorporação da GFM Participações S.A., passando a ser Controladora integral da CEM (100%). Ver nota explicativa 1.

O efeito na controladora COMM e nos minoritários na consolidação da Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido - DMPL estão assim demonstrados:

Controlada TEP		Efeito na controlada GPE		Efeito na COMM		Efeito nos Minoritários	
Ágio	27.802	89,60%	24.911	95,64%	23.825	4,36%	1.086
Deságio	(16.963)	89,60%	(15.199)	95,64%	(14.536)	4,36%	(664)
	10.839		9.712		9.289		422

Efeitos da reorganização Societária na Consolidação dos minoritários	
(83.324)	Redução do minoritário 40% da Petrobras na CEM
(42.445)	Redução do minoritário 20% da Petrobras na TEP
22.071	Aumento de participação dos minoritário em 10,3997% na TEP
137	Resultado de GFT e GFM de dezembro/2021
(1.127)	Ágio e Deságio na incorporação da GFM e GFT
(104.688)	
(422)	Ágio e Deságio na incorporação da GFM e GFT
(105.110)	

Cessão de ações para acionista Pessoa Física minoritário

Em 23 de dezembro de 2021, a controlada TEP autorizou a permuta de ações para acionista Pessoa Física minoritário de sua participação na TEP (0,67% das ações ordinárias nominativas que detém) por participação nas controladas CEM (0,48% das ações detidas pela TEP) e AGL e ARE (0,56% das ações das empresas detidas pela TEP), reduzindo o investimento da TEP nas investidas e o capital social da TEP, como demonstrado. Ver nota explicativa 1.

O efeito nos minoritários na consolidação da Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido - DMPL estão assim demonstrados:

Efeitos da reorganização Societária na Consolidação dos minoritários	
344	Permuta de ações de 0,56% da ARE
388	Permuta de ações de 0,56% da AGL
1.098	Permuta de ações de 0,48% da CEM
1.830	

Aquisição de Ativos na SFE

A alteração da participação societária na controlada SFE decorre do fato da participação da GPE no processo competitivo de venda das Usinas Termoeletricas - UTEs, localizadas em Camaçari-BA, integrantes do “Projeto Goytacazes” e que constituíam o “Polo Camaçari”. As Usinas eram ativos de titularidade da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, totalmente operacionais, conforme adiante descritos. Esse processo fez parte do regime especial de desinvestimento de ativos pelas sociedades de economia mista federais, previsto no Decreto 9.188/2017, liderado pelo Banco Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A., assessor financeiro exclusivo no processo, contratado pela Petrobras. A GPE por meio de sua controladora SFE sagrou-se vencedora por meio de uma oferta vinculante, para aquisição dos ativos imobilizados, ativos intangíveis e estoques. Ver nota explicativa 1.

Em 03 de maio de 2021, por meio de Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas (“AGE”) o capital social da controlada SFE foi aumentado por meio do adiantamento para futuro aumento de capital no valor de R\$ 21 e compensado por meio de prejuízos acumulados no valor de R\$ 43, passando o capital social de R\$ 32 para R\$ 10.

Em 15 de setembro de 2021, por meio de Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas (“AGE”) o capital social da controlada SFE foi aumentado com a emissão de novas ações ordinárias no valor de R\$ 2.990 com valor individual de R\$ 1,00 cada, passando o capital social de R\$ 10 para R\$ 3.000.

Estas operações de aumento de capital social refletiram na consolidação dos minoritários

Efeitos da reorganização Societária na Consolidação dos minoritários	
21	Aumento de participação societária 03/05/2021
2.990	Aumento de participação societária 15/09/2021
3.011	
10,2%	
307	Efeito na participação dos minoritários consolidado

Recomposição do benefício da Sudene na CEP

Em 12 de abril de 2021, por meio de Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas (“AGE”) o capital social da controlada CEP foi reduzido para recomposição do benefício fiscal Sudene no montante de R\$21.236, gerando um impacto na consolidação dos minoritários.

5 Caixa e equivalentes de caixa

	Consolidado	
	2021	2020
Caixa e bancos	146	124
Aplicações financeiras de alta liquidez	157.666	181.796
Total	157.812	181.920

As aplicações financeiras correspondem a operações de curto prazo realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração que variam de 70% a 113,86% da remuneração do CDI (62% a 101% da remuneração do CDI em 2020).

6 Depósitos bancários vinculados

	Consolidado	
	2021	2020
Banco do Brasil S.A. (a)	6.093	6.034
Banco Itaú (b)	-	10.000
Total	6.093	16.034

(a) Aplicação financeira de curto prazo da controlada CEM com o Banco do Brasil, eram vinculadas até outubro/2021 ao pagamento de juros e parcelas do financiamento com este banco, conforme a nota explicativa n.º 16, lastreada em CDB remunerado à taxa fixa de 2,63% a.a. A partir de novembro/2021 aplicou-se em CDB com rendimento de 96% da remuneração dos Certificados de Depósito Interfinanceiros (CDI).

(b) A controlada CEC possuía aplicações financeiras em conexão com contratos de financiamento de longo prazo, para garantia de pagamento do serviço da dívida (juros e amortizações), que deveriam ser mantidas até o seu vencimento, previsto para dezembro de 2024. Em 2021 até seu resgate integral, a remuneração foi equivalente a 98% do CDI.

Em 25 de março de 2020, o financiamento com o banco BNB foi quitado, liberando a Companhia de manter recursos em contas de depósitos bancários vinculados desde então.

7 Contas a receber

	Consolidado	
	2021	2020
Valores a vencer	81.584	58.353
Valores a faturar	115.793	53.152
Total	197.377	111.505

Os saldos a receber para as controladas ARE, AGL e CEM são na sua totalidade com a Eletronorte e com a Eletrobras e não contêm valores vencidos, mas somente valores a vencer em menos de dois meses.

Para as controladas CEP, CEC e SFE os valores a receber correspondentes à disponibilidade e ao fornecimento de energia elétrica, conforme Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, com prazo de vencimento inferior a 60 dias e venda de energia no Mercado de Curto Prazo ("MCP"), na modalidade spot.

Em virtude do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, aliado a limitações na infraestrutura do sistema de transmissão de energia elétrica, as usinas de geração flexível foram despachadas ao longo do ano de 2021 (despacho concentrado no 2.º semestre) representando um aumento significativo em valores a receber em relação a 2020. Em 2020, a SFE estava pré-operacional entrando em operação em 06 de dezembro de 2021.

A Companhia e suas controladas avaliaram seus históricos de recebimentos e identificaram que não está exposta a um elevado risco de crédito, uma vez que eventuais saldos vencidos e não recebidos são mitigados por contratos de garantias financeiras assinados na contratação dos leilões de energia ou na formalização de contratos bilaterais. Ademais, os montantes a receber de energia de curto prazo são administrados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE que, por sua vez, controla a inadimplência entre os participantes setoriais com base em regulamentações emitidas pelo Poder Concedente, diminuindo o risco de crédito nas transações realizadas. Portanto, após as devidas análises, a Companhia e suas controladas não identificaram a necessidade de constituição de eventuais perdas esperadas, uma vez que as mesmas se mostram imateriais e controláveis.

8 Impostos a recuperar

	Consolidado	
	2021	2020
IRRF	605	259
PIS sobre ativo imobilizado	1.895	173
PIS sobre faturamento	2.877	671
COFINS sobre ativo imobilizado	8.725	794
COFINS sobre faturamento	13.232	3.096
Outros	19.963	1.018
Total	47.297	6.011
Circulante	24.547	3.716
Não circulante	22.750	2.295
Total	47.297	6.011

9 Estoques

	Consolidado	
	2021	2020
Combustível	57.476	31.063
Almoxarifado de peças para manutenção	76.148	59.574
Outros estoques	462	808
Total	134.086	91.445
Circulante	134.086	64.212
Não circulante	-	27.233
Total	134.086	91.445

Em virtude do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, aliado a limitações na infraestrutura do sistema de transmissão de energia elétrica, as usinas de geração flexível foram despachadas ao longo do ano de 2021 (despacho concentrado no 2.º semestre). Desta maneira, as Controladas aumentaram seus estoques de combustível para atender a demanda de geração de energia.

Em decorrência do aumento da geração, as controladas CEC, CEP e SFE tiveram que programar suas manutenções preventivas, aumentando o estoque de sobressalentes para este fim no transcorrer de 2022. Na controlada CEM, o aumento no saldo de almoxarifado de peças para manutenção refere-se a conversão de um motogerador que foi concluído em 2022. Em 2021, foram convertidos quatro motogeradores dos cinco instalados. Ver Nota Explicativa n.º 1 para maiores esclarecimentos.

A Companhia e suas controladas realizam inventário e inspeções regularmente e não identificaram a necessidade de constituição de provisão para eventuais perdas.

10 Arrendamento mercantil a receber

Com base nas considerações da nota explicativa n.º 2, a Controlada CEM reconheceu, pelo valor presente das contraprestações em aberto, o instrumento financeiro decorrente do arrendamento mercantil, líquido de impostos, como contas a receber.

A tabela a seguir apresenta uma análise de vencimento dos recebíveis de arrendamento, demonstrando os pagamentos não descontados do arrendamento que serão recebidos após a data base:

	2021	2020
Ano de vencimento		
2021	-	55.436
2022	62.583	57.677
2023	62.485	60.010
2024	62.385	60.010
2025	26.178	29.219
Subtotal	213.631	262.352
Ajuste ao valor presente	(26.603)	(42.083)
Total	187.028	220.269
Circulante	62.583	55.436
Não circulante	124.445	164.833
Total	187.028	220.269

A movimentação do saldo está apresentada a seguir:

Saldos em 31 de dezembro de 2019	254.908
Reversão de ajuste a valor presente	18.654
Baixa por realização	(53.293)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	220.269
Reapresentação CPC06 (R2) da CEM	12.883
Reversão de ajuste a valor presente	16.543
Baixa por realização	(62.667)
Saldos em 31 de dezembro de 2021	187.028

Em 31 de dezembro de 2021, a Controlada CEM reconheceu uma receita de juros sobre recebíveis de arrendamento de R\$ 16.543 (R\$ 18.654 em 2020).

Modificação dos motogeradores

A Controlada CEM em conjunto com a Eletronorte decidiu pela conversão dos motogeradores para 100% a gás. Tal conversão trará benefícios importantes para a operação atual e futura da usina, impactando na redução de custo de manutenção, atualização tecnológica da usina, efeito ambiental positivo.

O aditivo contratual entre a CEM e Eletronorte foi assinado em setembro de 2020 aprovando a conversão dos motogeradores, sendo essa a data efetiva de modificação do contrato de arrendamento conforme determina do CPC 06 (R2). A modificação do arrendamento financeiro não caracterizou um arrendamento separado (novo), como também, não gerou uma alteração de classificação do arrendamento original para um contrato de arrendamento operacional. Diante dessas circunstâncias, o CPC 06 (R2) determina que o arrendador deva aplicar os requisitos do CPC 48 Instrumentos financeiros, ou seja, avaliar se o instrumento financeiro original (a receber do arrendamento) sofreu modificação substancial qualitativa e quantitativa, ao ponto de ser considerado extinto, e consequentemente substituído por um novo instrumento financeiro mensurado ao valor justo.

A administração efetuou as devidas análises e concluiu que as características do contrato original foram mantidas e que não houve qualquer alteração no fluxo de caixa contratual original, desta forma a modificação não gerou impactos contábeis. No entanto, o aditivo contratual adiciona o serviço de conversão dos motogeradores que será avaliado pelo CPC 47 Receita de Contrato com Clientes à medida que a prestação de serviço foi iniciada, sendo concluído em janeiro/2022.

11 Tributos diferidos

As controladas reconheceram os efeitos dos créditos tributários de IRPJ e CSLL sobre os prejuízos fiscais, diferenças temporárias e eliminação dos ativos diferidos na consolidação, existentes em seus registros fiscais, por entender que estes serão compensados com as estimativas de lucros futuros, conforme demonstrado a seguir:

Tributos diferidos ativos

	Aliquota	Consolidado	
		2021	2020
Prejuízos fiscais acumulados		40.777	50.094
Bases negativas acumuladas		41.645	51.055
Diferenças temporárias:			
Despesas pré-operacionais		4.077	2.551
P&D - pesquisa e desenvolvimento		8.506	12.277
Total de prejuízos fiscais e diferenças temporárias		53.360	64.922
Total de bases negativas e diferenças temporárias		54.228	65.883
Imposto de renda	25%	13.340	16.231
Contribuição social	9%	4.881	5.929
Total de imposto de renda e contribuição social diferidos		18.221	22.160
Imposto de renda e contribuição social diferidos ativos		18.221	22.160
Imposto de renda e contribuição social diferidos passivos		(17.240)	(24.068)
Total de imposto de renda e contribuição social diferidos		981	(1.908)
Efeito no resultado		2.889	(6.116)

Tributos diferidos passivos

	Consolidado	
	2021	2020
Impostos diferidos - vendas para entidades governamentais (a):		
Imposto de renda e contribuição social	(2.404)	(188)
PIS e COFINS diferidos	-	2.131
Impostos diferidos - efeito no resultado		
Reconhecimento do arrendamento mercantil (b)	20.159	22.781
Diferenças temporárias	(515)	(656)
Total	17.240	24.068

- (a) A Controlada CEM apura e recolhe com diferimento os tributos incidentes sobre suas vendas, IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, efetuando os recolhimentos dos tributos pelo regime de caixa, com base no Decreto nº 3.000/99, artigo 409, Decreto-Lei nº 1.598/77, artigo 10, §3, IN SRF nº 21/79, Lei nº 9.718/1998, artigo 7º, parágrafo único.
- (b) Os impostos diferidos passivos sobre o reconhecimento do arrendamento mercantil, IRPJ e CSLL, foram reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis, associadas a ajustes decorrentes da adoção do pronunciamento técnico CPC 06 (R2) Operações de Arrendamento Mercantil, calculados à alíquota fiscal combinada efetiva de 15,25%, devido ao incentivo fiscal de redução de 75% do imposto de renda.

A Administração da Companhia elaborou a projeção de resultados tributáveis futuros, demonstrando a capacidade de realização desses créditos tributários nos exercícios 2021 e 2020. Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis todos impostos diferidos serão realizados até 31 de dezembro de 2023.

12 Outras contas a receber

	Consolidado	
	2021	2020
Eletrobras - CCC-ISOL (a)	640	5.761
Pesquisa e desenvolvimento	7.843	6.693
Adiantamento a funcionários	203	77
Adiantamento a fornecedor	14.470	1.787
Despesas antecipadas	6.608	4.338
MRE - Mecanismo de Realocação de Energia (b)	4.128	261
Reembolso na conversão dos motores - CPC48 (c)	72.162	-
Outras contas a receber	442	483
Total	106.496	19.400
Circulante	63.840	14.354
Não circulante	42.656	5.046
Total	106.496	19.400

- (a) A CCC-ISOL é um encargo criado pela Lei nº 5.899/1973 (Lei de Itaipu) com a finalidade de subsidiar a compra dos combustíveis para geração de usinas termelétricas para os Sistemas Isolados (S-ISOL), localizados principalmente na região Norte do Brasil. O óleo combustível é pago pela controlada CEM diretamente ao fornecedor e reembolsado pela CCC-ISOL e o gás natural é entregue a controlada CEM para industrialização por conta e ordem da Eletronorte, não sendo um custo do processo.

- (b) Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, corresponde a um consórcio nacional das geradoras de energia proveniente de fonte hidráulica, que, quando um dos consorciados não conseguir suprir a energia contratada, o consórcio fornece a energia complementar, assim como o excesso de geração é disponibilizado ao consórcio. Deste modo, no ano de 2020 as controladas AGL e ARE tiveram balanço positivo das operações do MRE, Mercado de Curto Prazo e repactuação do risco hidrológico, registrando, portanto, uma receita na rubrica "MRE". Os valores são liquidados no ano seguintes, em 12 parcelas igual e atualizadas pelo IPCA.
- (c) A Companhia implantou com a conversão dos motores em 2021 o CPC48 – Instrumentos Financeiros, onde todos os custos da conversão foram reconhecidos no resultado à medida que cada motor convertido entrava em operação, da mesma maneira, um crédito da conversão dos motores referente ao reembolso da CCC foram reconhecidos no contas a receber como prestação de serviços à Wartsila e avaliada pelo CPC 47 Receita de Contrato com Clientes, que serão recebidos mensalmente até maio/2025.

O investimento no projeto está estimado em R\$ 124.000, dos quais já foram totalmente quitados ao fornecedor. Considerou-se para viabilizar o projeto o reembolso da conversão dos motores pela CCC, no valor estimado de até R\$ 96.100, atualizados pelo IPCA. Na hipótese do valor a ser reembolsado pela CCC venha a ser inferior ao valor do investimento da conversão homologado pela ANEEL, tal diferença, será considerada como investimento não amortizado, sendo passível de compensação financeira pela Eletronorte ao término do contrato, limitado a R\$ 30.000, ou seja, a Companhia projeta o reembolso de 100% do valor investido.

13 Investimentos

Participação em sociedades controladas

2021						
	Quantidade de ações	Participação da Commandery	Capital Social	Patrimônio Líquido	Dividendos	Lucro líquido
GPE	22.898.123	95,64%	294.000	689.788	(151.863)	146.793
GENG	1.256.400	10,00%	1.256	1.256	(20.083)	20.083
GGN	100.000	95,00%	126	100	-	(13)
2020						
	Quantidade de ações	Participação da Commandery	Capital Social	Patrimônio Líquido	Dividendos	Lucro líquido
GPE	22.898.123	95,64%	294.000	704.570	(76.927)	205.657
GENG	1.256.400	10,00%	1.256	1.256	(8.831)	8.831
GGN	100.000	95,00%	113	100	-	(11)

Movimentação dos investimentos em controladas:

	Controladas			
	GPE	GENG	GGN	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	547.249	125	93	547.467
Aumento de capital	3.486	-	11	3.497
Resultado de equivalência patrimonial	196.689	883	(9)	197.563
Dividendos propostos	(73.573)	(883)	-	(74.456)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	673.851	125	95	674.071
Reorganização societária	(9.288)	-	-	(9.288)
Aumento de capital	-	-	13	13
Resultado de equivalência patrimonial	140.393	2.009	(13)	142.389
Dividendos recebidos	(145.241)	(2.009)	-	(147.250)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	659.715	125	95	659.935

Reorganização Societária

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras (“Petrobras”) conduziu um processo competitivo (“Processo”) de venda de sua participação em um portfólio de ativos de geração envolvendo a TEP Termoelétrica Potiguar S.A. e a Companhia Energética Manauara. A Petrobras era acionista com 40% das ações da Companhia Energética Manauara, além de ter sido detentora de 20% das ações da TEP, também acionista da Manauara.

O processo tramitou por meio de acordo de confidencialidade entre os participantes, do qual, em 05 de novembro de 2021 a Global Participações em Energia S.A. consagrou-se vencedor e adquiriu por meio das empresas GFT Participações S.A. a participação da TEP por meio do montante de R\$ 79.373 o que gerou o ágio de R\$ 27.802 e a empresa GFM Participações S.A. adquiriu a participação da CEM por meio do montante de R\$ 76.223, o que gerou um deságio de R\$ 16.963, nas respectivas participações da Petrobras.

Em 23 de dezembro de 2021, a controlada TEP aprovou a Incorporação da GFM Participações S.A. e da GFT Participações S.A., passando a ser Controladora integral da CEM (100%).

Na incorporação direta da GFM pela TEP, foram incorporados todos os saldos dos Ativos e Passivos e Resultados, inclusive investimentos avaliados em R\$ 98.295 e o deságio de R\$ 16.963 que impactou diretamente o PL da Companhia, empréstimos no montante de R\$ 77.591, adiantamento para futuro aumento de capital de R\$ 468 e resultado positivo do exercício da GFM de R\$ 3.742. Ver nota explicativa 1.

Na incorporação reversa da GFT pela TEP, foram incorporados todos os saldos dos Ativos e Passivos e Resultados, inclusive investimentos avaliados em R\$ 57.065 e o ágio de R\$ 27.802 do qual impactaram diretamente o PL da Companhia, empréstimos no montante de R\$ 80.551, adiantamento para futuro aumento de capital de R\$ 422 e resultado positivo do exercício da GFM de R\$ 4.065. Ver nota explicativa 1.

Cessão de ações para M^a das Graças

Em 23 de dezembro de 2021, a TEP autorizou a permuta de ações de Maria das Graças B. Nunes Fernandes de sua participação na TEP (0,67% das ações ordinárias nominativas que detém) por participação nas controladas CEM (0,48% das ações detidas pela TEP) e AGL e ARE (0,56% das ações das empresas detidas pela TEP), reduzindo o investimento da TEP nas investidas e o capital social da TEP, como demonstrado. Ver nota explicativa 19.

14 Imobilizado

	Terrenos	Edificações, obras civis e benfeitorias	Móveis e utensílios	Máquinas e equipamentos	Reservatório, barragens e adutoras	Computadores e periféricos	Adiantamento a fornecedor e Almoarifado	Imobilizado em curso	Veículos	Monstagens e instalações	Total
Taxa de depreciação anual	4,34%(*)	4,16%(*)	10%	8,26%(*)	4,37%(*)	20%	(a)	-	20%	-	
<u>Custo corrigido</u>											
Saldos em 31 de dezembro de 2019	6.097	284.200	2.297	693.373	97.231	2.285	-	19.900	234	2.029	1.107.646
Adições	-	9	58	233	-	411	106.483	1.822	101	-	109.117
Baixa	-	-	(5)	(768)	-	(119)	-	(11.223)	(53)	-	(12.168)
Transferências	-	(423)	(119)	3.936	-	(245)	-	(3.009)	1	(141)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2020	6.097	283.786	2.231	696.774	97.231	2.332	106.483	7.490	283	1.888	1.204.595
Adições	3.641	3.768	88	45.948	-	481	-	827	-	3.017	57.770
Baixa	-	(38)	(2)	(13)	-	(33)	-	(21)	-	-	(107)
Transferências	-	(196)	28	657	-	241	(71.725)	(730)	-	-	(71.725)
Saldos em 31 de dezembro de 2021	9.738	287.320	2.345	743.366	97.231	3.021	34.758	7.566	283	4.905	1.190.533
<u>Depreciação acumulada</u>											
Saldos em 31 de dezembro de 2019	(792)	(71.977)	(1.365)	(239.908)	(39.820)	(1.612)	-	-	(189)	(439)	(356.102)
Adições	(56)	(7.727)	(157)	(30.890)	(4.246)	(262)	-	-	(21)	(102)	(43.461)
Baixa	-	-	-	(35.094)	-	97	-	-	-	-	(34.997)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	(848)	(79.704)	(1.522)	(305.892)	(44.066)	(1.777)	-	-	(210)	(541)	(434.560)
Adições	(57)	(11.978)	(171)	(61.370)	(4.248)	(388)	-	-	(25)	(311)	(78.548)
Baixa	-	-	1	-	-	13	-	-	-	-	14
Saldos em 31 de dezembro de 2021	(905)	(91.682)	(1.692)	(367.262)	(48.314)	(2.152)	-	-	(235)	(852)	(513.094)
Saldos líquidos 31 de dezembro de 2021	8.833	195.638	653	376.104	48.917	869	34.758	7.566	48	4.053	677.439
Saldos líquidos 31 de dezembro de 2020	5.249	204.082	709	390.882	53.165	555	106.483	7.490	73	1.347	770.035

(*) As controladas AGL, ARE e SFE realizam o cálculo da depreciação acumulada por meio das taxas que levam em conta a vida útil dos bens, conforme definida no MCPSE anexo à Resolução ANEEL nº 474/12, desde que limitada ao prazo de autorização como produtor independente. A vida útil-econômica dos ativos e/ou os métodos de depreciação são revistos anualmente e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso. As controladas CEC e CEP adotaram as taxas médias anuais de depreciação fixadas por laudo emitido pela vida útil econômica dos seus ativos.

(a) Transferências do estoque para imobilizado dos itens sem movimentação a mais de 12 meses, conforme estabelece o Pronunciamento CPC 27 - Imobilizado, item VIII. Transferência do Imobilizado para adiantamento a fornecedor dos adiantamentos já baixados referente a conversão dos motores.

Perdas por redução ao valor recuperável (“impairment”)

A Companhia e suas controladas, com base em suas análises não identificou indicadores que pudessem reduzir o valor de realização de seus ativos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020.

15 Intangível

		2021			2020
	Taxas anuais de amortização	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<u>Consolidado</u>					
Direito de uso de software	20%	2.742	(2.218)	524	301
Direito de passagem - servidões	4,8%	1.797	(1.407)	390	518
Direitos de outorga	4,8%	4.100	(2.141)	1.959	2.155
Direito das autorizações	8,1% e 8,3%	9.717	(202)	9.515	-
Direito de contratos - clientes	7,3%	1.142	(44)	1.098	-
Ágio		7.055	(2.352)	4.703	7.055
Total		26.553	(8.364)	18.189	10.029

Gastos com direito de uso de software, direito de passagem na constituição de faixa de servidão para as linhas de transmissão associadas à distribuição na área de concessão da Controlada ARE e direito de outorgas adquiridos pela TEP correspondente a 70% dos direitos das PCHs Água Limpa e Areia, adquiridos conforme “Contrato Particular de Cessão de Direitos e Outros Pactos” firmado com RPE - Produtora de Energia Elétrica Ltda., deduzidos da amortização acumulada, calculado de forma linear pelo prazo remanescente de autorização, a partir da data de entrada em operação das PCHs.

O direito de autorizações, formado pela extensão das autorizações da resolução homologatória 2.932/2021, está sendo amortizado à taxa de 6,93% na ARE e 7,05% na AGL ao ano, de acordo com o período de vigência dos contratos de venda de energia, até 28/02/2036 na ARE e 02/12/2035 na AGL. Ver nota explicativa n.º 1 para mais informações.

Na controlada CEC os gastos com direito de uso de software são amortizados à taxa de 20% ao ano, enquanto o direito de passagem, formado pelo custo de constituição das faixas de servidão, está sendo amortizado à taxa de 15,03% ao ano, de acordo com o período de vigência dos contratos de venda de energia, até 2024.

Ágio

Em 16 de agosto de 2013, a controlada CEP Participações S.A., comprou 20% da Companhia Energética Potiguar, tendo sido apurado um ágio no valor justo de R\$7.055, cujo fundamento é a rentabilidade futura (“goodwill”) da adquirida conforme laudo emitido por empresa independente.

A movimentação do saldo do intangível foi assim constituída:

	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2019	10.678
Adições	16
Baixa	(166)
Amortização	(499)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	10.029
Adições	11.229
Amortização	(3.069)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	18.189

16 Fornecedores

	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
ABB Automação Ltda	-	-	234	-
Amazonia Transportes	-	-	501	205
Arapongas Mecânica Naval e Ind	-	-	229	-
Chevron Brasil Lubrificante Ltda.	-	-	-	265
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	-	-	699	695
Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (a)	-	-	3.148	3.345
Cummins Vendas e Serviços	-	-	1.143	350
DCCO Soluções em energia	-	-	890	-
Diesel Expert Quebec	-	-	213	-
Engenharia São Patrício	-	-	92	85
Erhard Luttkau Gmbh	-	-	420	-
Fator Segurança S.A.	-	-	1.505	-
Gera Geradora de Energia do Amazonas	-	-	85	61
Hyundai Heavy Ind. CO Ltd.	-	-	3.699	115
Instituto de Tecnologia P O Desenvolvimento	-	-	342	-
ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico	-	-	4.014	-
Petrobras Distribuidora S.A.	-	-	24.552	16.864
Prefeitura Municipal de Camaçari	-	-	2.179	-
Simple Energy Comercializadora S.A.	-	-	3.824	-
Sotreq S.A.	-	-	8.356	263
Starr Internacional Brasil Seg	-	-	2.845	1.766
Tokio Marine Brasil Seguradora	-	-	-	793
Total Lubrificantes do Brasil Ltda	-	-	1.850	-
Wartsila (Brasil e Filândia)	-	-	2.233	4.378
Outros fornecedores	8	-	5.323	6.691
Total	8	-	68.376	35.876
Circulante	8	-	68.321	35.821
Não circulante	-	-	55	55
Total	8	-	68.376	35.876

- (a) As controladas AGL e ARE aderiram à repactuação do risco hidrológico em 2016, fazendo opção pela transferência integral do risco hidrológico (SP100) ao Consumidor, mediante pagamento de prêmio de risco à Conta Bandeiras (gerida pela CCEE), no valor de R\$9,50/MWh (data-base de janeiro de 2015 anualmente atualizado pelo IPCA) até 29/10/2030 (AGL) e 24/02/2031 (ARE).
- (b) Em virtude do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, aliado a limitações na infraestrutura do sistema de transmissão de energia elétrica, as usinas de geração flexível foram despachadas ao longo do ano de 2021 (despacho concentrado no 2.º semestre) representando um aumento significativo de geração de energia anual e consequentemente um aumento na aquisição de combustível para este fim do fornecedor Petrobras Distribuidora S.A.

17 Saldos e transações com partes relacionadas

	Ref.	Encargos incidentes	Controladora	
			2021	2020
			Passivo	Passivo
<u>Conta corrente</u>				
Global Engenharia Ltda	(a)	sem encargos	-	1.292
Total			-	1.292
<u>Adiantamento para futuro aumento de capital</u>				
Jones Aranha de Sá	(b)	sem encargos	204	64
Total			204	64
Circulante			-	1.292
Não Circulante			204	64
Total			204	1.356

- (a) Os valores registrados como conta-corrente não têm a incidência de encargos financeiros ou prazos de vencimento e são utilizados para suprir a necessidade de capital de giro.
- (b) Refere-se a instrumento particular de adiantamento para futuro aumento de capital assinado durante o ano de 2021, o qual será integralizado ao capital em 2022.

	Ref.	Encargos incidentes	Consolidado					
			2021			2020		
			Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
<u>Mútuo</u>								
RPE - Produtora de Energia Elétrica	(a)	IGPM	28.932	-	5.373	32.918	-	6.619
Total			28.932	-	5.373	32.918	-	6.619
<u>Conta corrente</u>								
Jones Aranha de Sá	(b)	sem encargos	3.240	-	-	2.861	-	-
Total			3.240	-	-	2.861	-	-
<u>Adiantamento para futuro aumento de capital</u>								
Jones Aranha de Sá	(c)	sem encargos	-	5.161	-	-	1.359	-
Total			-	5.161	-	-	1.359	-
Circulante			3.240	-	-	2.861	-	-
Não Circulante			28.932	5.161	-	32.918	1.359	-
Total			32.172	5.161	-	35.779	1.359	-
<u>Fornecimento de serviços</u>								
Global Engenharia Ltda.	(d)	sem encargos	-	5.808	(67.953)	-	3.903	(41.628)
Total			-	5.808	(67.953)	-	3.903	(41.628)

- (a) Os valores registrados no ativo não circulante foram emprestados pela TEP em nome da RPE - Produtora de Energia Elétrica Ltda. nas controladas indiretas PCHs de acordo com “Contrato Particular de Cessão de Direitos e Outros Pactos” firmado com RPE na aquisição da parcela de 70% sobre os direitos das outorgas das PCHs - Água Limpa e Areia, corrigidos pelo IGP-M e sem vencimento previsto em contrato.
- (b) Relativo a saldo da controlada CEP junto ao acionista Jones Sá para compra de 20% da Companhia Energética Potiguar. No caso do acionista Jones Sá, há ainda montantes aportados para suprir a necessidade de capital de giro da Companhia.
- (c) Refere-se a instrumento particular de adiantamento para futuro aumento de capital assinado durante o ano de 2019, o qual será integralizado ao capital em 2020.
- (d) Refere-se a contrato de Operação e Manutenção - O&M da usina CEP, CEC e SFE.

Remuneração de empregados e dirigentes

Os honorários da Administração das Controladas são fixados em assembleia geral de acionistas, enquanto a remuneração, tanto fixa quanto variável, da diretoria executiva é determinada pelo Conselho de Administração.

Durante o exercício de 2021 foram pagos:

- Para CEM - o montante de R\$749, sendo R\$ 517 de remuneração fixa e R\$ 232 de remuneração variável (31 de dezembro de 2020, R\$720, sendo R\$ 470 de remuneração fixa e R\$ 250 de remuneração variável);
- Para ARE – o montante de R\$396, sendo R\$ 300 de remuneração fixa e R\$ 96 de remuneração variável (R\$478 em 2020, sendo R\$ 384 de remuneração fixa e R\$ 94 de remuneração variável);
- Para AGL – o montante de R\$396, sendo R\$ 301 de remuneração fixa e R\$ 95 de remuneração variável (R\$373 em 2020, sendo R\$ 280 de remuneração fixa e R\$ 93 de remuneração variável);
- Para CEC – o montante de R\$3.148, sendo R\$ 2.698 de remuneração fixa e R\$ 450 de remuneração variável (R\$2.789 em 2020, sendo R\$ 1.766 de remuneração fixa e R\$ 1.023 de remuneração variável);
- Para CEP – o montante de R\$1.332, sendo R\$ 882 de remuneração fixa e R\$ 450 de remuneração variável (R\$1.447 em 2020, sendo R\$ 967 de remuneração fixa e R\$ 480 de remuneração variável).

A Companhia não remunera o pessoal-chave da Administração com benefícios de longo prazo ou opções de ações.

Transações controlada CEM

Conforme informado na nota explicativa n.º 15 a Controlada CEM possui, em 31 de dezembro de 2021, saldos a pagar para a Vibra (Petrobras Distribuidora S.A.) no montante de R\$288 (R\$2.725 em 31 de dezembro de 2020), referente a aquisição de combustíveis, estrutura e logística. Em 05 de novembro de 2021 a Petrobras deixou de ser acionista da Companhia passando a TEP – Termoelétrica Potiguar S.A. a possuir o controle acionário da Companhia.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a Controlada CEM transacionou, por meio de compra de combustíveis com a Vibra (Petrobras Distribuidora S.A.), o montante de R\$26.240 (R\$29.903, em 2020). Tais valores são reembolsados pela CCC_ISOL por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, tendo em vista que não é de responsabilidade da CEM o combustível utilizado na geração de energia da usina.

Garantias de empréstimos, financiamentos e debêntures

Tipo do Financiamento	Garantias
	Alienação Fiduciária de ações equivalente a totalidade das ações de emissão da CEM de titularidade da TEP;
Debêntures	Alienação Fiduciária de ações equivalente a totalidade das ações de emissão da TEP de titularidade da GPE. Penhor de 70% dos direitos creditórios, de titularidade da Água Limpa Energia S.A e Areia Energia S.A.

Ver nota explicativa 18.

18 Empréstimos, financiamentos e debêntures

	Vencimento principal	Taxas efetiva	Consolidado				
			Encargos	Circulante	Não circulante	2021	2020
Bradesco S.A. Debêntures (a)	dez/23	CDI +	3.594	133.715	160.885	298.194	-
(-) Custos de transação		2,56%a.a.	-	(1.887)	(1.817)	(3.704)	-
Subtotal			3.594	131.828	159.068	294.490	-
Banco Bradesco S.A. (b)	nov/21	CDI +	-	-	-	-	19.959
(-) Custos de transação		0,52%a.a.	-	-	-	-	(315)
Subtotal			-	-	-	-	19.644
Banco do Brasil - CCB (c)	out/23	CDI +	1.187	43.655	65.545	110.387	165.576
(-) Custos de transação		2,33%a.a.	-	(567)	(427)	(994)	(1.562)
Subtotal			1.187	43.088	65.118	109.393	164.014
Banco Santander S.A. (d)	fev/22	1,38%a.m.	-	83.486	-	83.486	-
(-) Custos de transação			-	-	-	-	-
Subtotal			-	83.486	-	83.486	-
Banco ABC (e)	jun/22	CDI +	163	17.815	-	17.978	-
(-) Custos de transação		0,26%a.m.	-	-	-	-	-
Subtotal			163	17.815	-	17.978	-
Banco Itaú BBA S.A. - debêntures (f)	abr/22	CDI +	197	41.969	-	42.166	143.787
(-) Custos de Transação		1,10%a.a.	-	(165)	-	(165)	(723)
Subtotal			197	41.804	-	42.001	143.064
Banco Itaú S.A. (g)	fev/21	CDI +	-	-	-	-	16.931
(-) Custos de Transação		1,25%a.a.	-	-	-	-	(85)
Subtotal			-	-	-	-	16.846
Banco do Nordeste - FNE (h)	dez/23	10%a.a. com bônus	-	-	-	-	8.912
(-) Custos de transação			-	-	-	-	(86)
Subtotal			-	-	-	-	8.826
Banco ABC (i)	jun/21	CDI +	-	-	-	-	60
Subtotal		0,30%a.m.	-	-	-	-	60
Banco Safra (j)	mar/21	CDI +	-	-	-	-	22
Subtotal		0,29%a.m.	-	-	-	-	22
Total			5.141	318.021	224.186	547.348	352.476
Circulante			5.141	318.021	-	323.162	167.483
Não circulante			-	-	224.186	224.186	184.993
Total			5.141	318.021	224.186	547.348	352.476

(a) Na controlada SFE, em 29 de novembro de 2021, foi assinado o contrato de emissão referente a 138.000 debêntures, emitidas na 1.ª emissão de série única, com o Banco Bradesco BBI S.A no valor de R\$1 cada, totalizando R\$138.000, com vencimento em 15 de dezembro de 2023, e encargos financeiros correspondentes à variação do CDI mais 2,56% ao ano.

Na controlada TEP, em 10 de janeiro de 2022, ocorreu o 2.º aditivo ao contrato de debêntures, em razão da incorporação das empresas GFM e GFT, conforme atos societários de 23 de dezembro de 2021, passando a TEP a ser a emissora das debêntures e, 1.ª e 2.ª emissão de série única da Companhia. Em 25 de outubro de 2021, foi assinado o contrato de emissão referente a 76.500 debêntures (GFM) e 80.100 debêntures (GFT), emitidas na 1.ª emissão de série única com o Banco Bradesco BBI S.A. no valor de R\$1 cada, totalizando R\$ 76.500 (GFM) e R\$ 80.100 (GFT) com vencimento em 30 de novembro de 2023, e encargos financeiros correspondentes à variação do CDI mais 2,06% ao ano. Em 06 de dezembro de 2021 ocorreu o 1.º aditivo ao contrato de debêntures, alterando a definição da Escritura de Emissão, em razão da convalidação da espécie das debêntures para “com garantia real”. Ver nota explicativa 1.

Commandery Participações S.A.
Demonstrações financeiras
individuais e consolidadas
em 31 de dezembro de 2021

- (b) Refere-se a 19.500 (Areia) e 24.000 (Água) de debêntures, emitidas na 1.ª emissão de série única com o Banco do Bradesco S.A. no valor de R\$1,00 real cada, totalizando R\$19.500 (Areia) e R\$24.000 (Água), com vencimento em 15 de novembro de 2021, e encargos financeiros correspondentes à variação do CDI mais 0,52% ao ano.
- (c) Na controlada CEM, a Cédula de Crédito Bancária (CCB) assinada em 2 de outubro de 2020 com o Banco do Brasil S.A. no montante de R\$165.000 para a viabilização da conversão dos motores para uso exclusivo de gás natural como combustível e substituição das dívidas junto ao BASA e SUDAM, com vencimento em 2 de outubro de 2023. Tem incidência de encargos financeiros correspondentes à variação do CDI mais juros fixos de 2,33% ao ano.
- (d) Na controlada CEC, em 09 de novembro de 2021, houve aquisição de combustível a preço à vista com a Petrobras Distribuidora S.A, financiado pelo Banco Santander, via *confirming*, com taxa de 1,38% a.m, com parcelas vencendo em janeiro e fevereiro de 2022.
- (e) Na controlada CEC, o contrato de conta garantida assinado em 04 de agosto de 2021 com o Banco ABC S.A., dando a possibilidade de captar recurso máximo de R\$ 30.000 com incidência de encargos financeiros equivalentes a 100% da variação do CDI, acrescidos de juros de 0,2600% ao mês. Os encargos são cobrados mensalmente e as amortizações podem acontecer a qualquer momento, até a data do vencimento em 13 de junho de 2022. Em 14 de setembro de 2021 foi captado o montante de R\$ 4.300, em 15 de setembro de 2021 foi captado o montante de R\$ 2.300, em 17 de setembro de 2021 foi captado o montante de R\$ 280, em 16 de novembro de 2021, foi captado o montante de R\$ 4.000, em 19 de novembro de 2021 foi captado o montante de R\$ 2.430, em 15 de dezembro de 2021 foi captado o montante de R\$ 265, em 16 de dezembro de 2021 foi captado o montante de R\$ 520, em 17 de dezembro de 2021 foi captado o montante de R\$ 3.720.
- (f) Na controlada CEC, em 12 de março de 2020, foi assinado o contrato de emissão referente a 16.280 debêntures, na 5.ª emissão de série única com o Banco Itaú BBA S.A no valor de R\$10.000,00 cada, totalizando R\$162.800.000,00, com vencimento em 15 de abril de 2022, e encargos financeiros correspondentes à variação do CDI mais 1,10% ao ano.
- (g) Na controlada CEC, em 12 de agosto de 2019, foi assinado o contrato de emissão referente a 11.000 debêntures, na 4.ª emissão de série única com o Banco Itaú BBA S.A no valor de R\$10 cada, totalizando R\$110.000, com vencimento em 24 de fevereiro de 2021 e encargos financeiros correspondentes à variação do CDI mais 1,25% ao ano. Em 17 de fevereiro de 2020 ocorreu o 1.º aditivo ao contrato de debêntures alterando o encargo financeiro para CDI mais 1,15% ao ano.
- (h) Na controlada CEP, a Cédula de Crédito Bancário foi assinada em 2 de março de 2020 no montante de R\$14.300, para substituição da dívida junto ao Banco do Nordeste - FNE, com data de vencimento em 15/06/2021. Possui incidência de encargos financeiros equivalentes a 100% da variação do CDI, acrescidos de juros de 1,20% ao ano. As amortizações são mensais e sucessivas e foi emitido pelo Banco BBM. Em 23 de fevereiro de 2021 a cédula de crédito bancário foi totalmente quitada.
- (i) Na controlada CEP, o contrato de conta garantida foi assinado em 4 de novembro de 2020, dando a possibilidade de captar recursos de até R\$20.000 com incidência de encargos financeiros equivalentes a 100% da variação do CDI, acrescidos de juros de 0,3% ao mês. Os encargos são cobrados mensalmente e as amortizações podem acontecer a qualquer momento, limitada até a data do vencimento. Em 09 de dezembro de 2020, o contrato foi aditado e teve seu montante alterado para o limite de R\$30.000 e consequentemente o seu prazo de vencimento passou de 03/05/2021 para 07/05/2021. Em 5 de novembro de 2020 foram captados o montante de R\$3.255, em 18 de novembro de 2020 foram captados o montante de R\$415, em 19 de novembro de 2020 foram captados o montante de R\$2.270, em 20 de novembro de 2020 foram captados o montante de R\$2.270, em 23 de novembro de 2020 foram captados o montante de R\$10.650 e em 25 de novembro de 2020 foram captados o montante de R\$1.020 totalizando o montante de R\$19.921. Os recursos captados foram pagos em 14 de dezembro de 2020 no valor de R\$3.300 e em 21 de dezembro de 2020 no valor de R\$16.621. Em 04 de janeiro de 2021 a conta garantida foi totalmente quitada.
- (j) Na controlada CEP, o contrato de conta garantida foi assinado em 23 de novembro de 2020, dando a possibilidade de captar recursos de até R\$5.000 com incidência de encargos financeiros equivalentes a 100% da variação do CDI, acrescidos de juros de 0,299417% ao mês. Os encargos são cobrados mensalmente e as amortizações podem acontecer a qualquer momento, limitada até a data do vencimento. Em 18 de dezembro de 2020, o contrato foi aditado e teve seu montante alterado para o limite de R\$10.000 e consequentemente o seu prazo de vencimento passou de 22/02/2021 para 18/03/2021. Em 24 de novembro 2020 foram captados o montante total de R\$5.000, pagos em 28 de dezembro de 2020 no montante de R\$2.501 e 30 de dezembro de 2020 o montante de R\$2.499. Em 06 de janeiro de 2021 a conta garantida foi totalmente quitada.

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está assim demonstrada:

	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2019	164.155	309.788	473.943
Captação de empréstimos	367.021	-	367.021
Juros e variações monetárias provisionadas	18.602	-	18.602
Juros pagos, líquidos de bônus de adimplência	(43.619)	-	(43.619)
Aquisição dos custos de captação	(3.095)	-	(3.095)
Amortização dos custos de captação	10.096	-	10.096
Transferências	124.795	(124.795)	-
Pagamentos de principal	(470.472)	-	(470.472)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	167.483	184.993	352.476
Captação de empréstimos	395.901	-	395.901
Juros e variações monetárias provisionadas	19.225	-	19.225
Juros pagos, líquidos de bônus de adimplência	(15.042)	-	(15.042)
Aquisição dos custos de captação	(3.796)	-	(3.796)
Amortização dos custos de captação	1.776	-	1.776
Transferências	(39.193)	39.193	-
Pagamentos de principal	(203.192)	-	(203.192)
Saldos em 31 de dezembro de 2021	323.162	224.186	547.348

Os montantes classificados no passivo não circulante têm a seguinte composição, por ano de vencimento:

<u>Ano de vencimento</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
2022	-	119.907
2023	224.186	65.086
Total	<u>224.186</u>	<u>184.993</u>

Garantias e cláusulas contratuais restritivas - “covenants”

TEP Termoelétrica Potiguar S.A

Foi firmado um contrato de Penhor de Direito de Crédito com a Água Limpa Energia S.A e Areia Energia S.A (“Contrato de Garantia”) outorgando ao debenturista o direito de 70% dos recebíveis dos contratos de compra e venda de Energia CT - Proinfa/PCH - MRE - 036/2004 e 037/2004.

Foram firmados, também, dois contratos de alienação fiduciária de ações, nos quais a TEP dá em garantia 50.000 ações, referentes à CEM e a GPE dá em garantia 106.000 ações, referentes à TEP ao debenturista.

Tipo do Financiamento	Garantias
Debêntures	1 – Penhor de 70% dos direitos creditórios, de titularidade da Água Limpa Energia S.A. e Areia Energia S.A.; 2- Alienação Fiduciária de ações equivalente a totalidade das ações de emissão da CEM de titularidade da TEP; 3 - Alienação Fiduciária de ações equivalente a totalidade das ações de emissão da TEP de titularidade da GPE.

Água Limpa Energia S.A. e Areia Energia S.A.

Enquanto não quitada totalmente essa dívida, vigorava um contrato de Cessão Fiduciária de direitos creditórios e outras avenças (“contrato de Garantia”) outorgando ao debenturista o direito dos recebíveis do contrato de compra e venda de Energia CT – Proinfa/PCH – MRE – 037/2004.

Esses contratos também incluíam cláusulas restritivas com exigibilidade de cumprimento de performance de índices periódicos, sob condição de antecipação do vencimento da dívida em caso de descumprimento dos *covenants*.

Cláusula restritiva - covenant	Índice requerido
Relação de dívida líquida/Ebitda	Menor do que 2,5

Companhia Energética Manauara

A Companhia deve manter com o banco, durante todo o prazo de vigência dos instrumentos de crédito, a conta vinculada, com as características e funções a seguir:

- (a) Para segurança do principal da dívida e das demais obrigações a Companhia transferiu fiduciariamente ao Banco do Brasil S.A em caráter irrevogável e irretratável, por esta e na melhor forma de direito, a modo “*pro-solvendo*” e sob condição resolutiva, a totalidade dos direitos creditórios que forem depositados ou transitarem pela conta reserva.

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia cumpriu integralmente as exigências do contrato de empréstimo com o Banco do Brasil S.A. anteriormente descritas.

As demais garantias das operações são as seguintes:

Tipo do Financiamento	Garantias
CCB	1 - Hipoteca do terreno e suas benfeitorias; 2- Cessão fiduciária de direitos sobre créditos na conta reserva e dos direitos emergentes 3- Penhor da totalidade dos recebíveis dos créditos 4- Alienação fiduciária dos bens em garantias 5- Seguros dos bens em garantias 6 – Aval da TEP Termoelétrica Potiguar S.A.

Os contratos incluem cláusulas restritivas com exigibilidade de cumprimento de performance de índices periódicos, sob condição de antecipação do vencimento da dívida em caso de descumprimento dos *covenants*, conforme apresentado a seguir:

Cláusula restritiva – covenant	Requerimentos	Instituição
Cédula de Crédito Bancária	Conta Reserva com recurso mínimo de R\$ 6.000.000,00 Relação de dívida financeira líquida/EBITDA (ajustado com efeito caixa do CPC 06 (R2)) inferior a 2,5	BB

Em 31 de dezembro de 2021, a controlada CEM cumpriu todos os “covenants”.

Companhia Energética Candeias

Banco Itaú BBA S.A. - debêntures (c)	Aval corporativo da Commandery. Aval corporativo da GPE. Cessão e vinculação parcial dos direitos creditórios (recebíveis)
Itaú BBA S.A. (d)	Aval corporativo da Commandery. Aval corporativo da GPE.

Em 2020, o *covenant* financeiro do contrato Itaú BBA S.A., previa a manutenção do caixa e equivalentes de caixa em valor de R\$10.000 ao final do exercício social, do qual foi liberado em 2021.

Companhia Energética Potiguar

Enquanto não quitada totalmente essa dívida do Banco BBM, vigorava um contrato de financiamento vigente em 31 de dezembro de 2020 firmado pela Companhia está garantido por: (a) cessão e vinculação parcial dos direitos creditórios (recebíveis); e (b) aval corporativo da Global Participações em Energia S.A.

São Francisco Energia S.A.

- Cessão Fiduciária de direitos creditórios de recebíveis (Usinas Guarani, Apoená e Curumim);
- Alienação de 4 (quatro) imóveis de propriedade da emissora (Matrículas 5.575; 4.873; 4.860 e 6.910)
- Alienação Fiduciária das ações da SFE de titularidade da GPE e dos acionistas minoritários.

Em 2021, o *covenant* financeiro do contrato das debêntures com o banco Bradesco previa a manutenção do índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) em valor maior ou igual a 1,2 vezes no fim do exercício social.

Em 31 de dezembro de 2021, todos os *covenants* da controlada SFE foram cumpridos.

19 Obrigações tributárias

	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
INSS serviços de terceiros	-	-	901	589
PIS - Programa de integração social	-	-	608	2.772
COFINS - Contribuição para Financiamento da Seguridade Social	-	-	2.813	12.775
IRRF serviços de terceiros	-	-	-	-
PIS/COFINS/CSLL retidos	-	-	702	455
ICMS e DIFAL	-	-	5.152	3.804
Parcelamentos tributários (a)	-	-	1.858	2.697
Outros tributos a recolher	-	-	478	145
Total	-	-	12.512	23.237
Circulante	-	-	11.477	21.364
Não circulante	-	-	1.035	1.873
Total	-	-	12.512	23.237

- (a) Em 10 de julho de 2019, a controlada CEP aderiu a parcelamento ordinário por meio de um pedido espontâneo, parcelando o débito com a RFB – Receita Federal do Brasil em 60 parcelas iguais e consecutivas por meio de débito em conta.

20 Provisão para riscos trabalhistas

A Companhia e suas controladas estão expostas a contingências de natureza cível, trabalhista e fiscal decorrentes do curso normal dos negócios. A política de provisões adotada considera as chances de perdas nas ações. Quando o risco de perda é provável é feito provisionamento de 100% do valor devido nessas ações, conforme avaliação da administração e de seus assessores legais.

De acordo com os assessores jurídicos da Companhia, não há expectativas de perdas prováveis nas diversas demandas judiciais; desta forma, nenhuma provisão para perdas foi constituída.

Para CEP

O saldo de R\$405 refere-se a uma provisão de um processo administrativo na Receita Federal, sobre INSS retido de serviço contratado de terceiros.

A Companhia possui uma ação extrajudicial ajuizada pela B2A referente a retenções de pagamento pela CEP em função da discussão relativa a medições de serviços realizados por este fornecedor, num montante total de R\$72.

De acordo com os assessores jurídicos da Companhia não há expectativas de perdas prováveis nas diversas demandas judiciais; desta forma nenhuma provisão para perdas foi constituída. Conforme análise dos assessores jurídicos, há probabilidade de perda avaliada como possível estimada para processos, em sua maioria, de natureza trabalhista, no montante de R\$1.289.

Com relação às causas de natureza ativa, em que a Companhia era autora da ação, em uma causa com probabilidade de êxito possível, contra o Conselho Nacional de Política Energética, referente aos artigos 2.º e 3.º da Resolução n.º 03/13 desse órgão. A ação movida contra o fornecedor Caterpillar Inc. foi encerrada em dezembro de 2020 após acordo entre as partes.

Depósito judicial

Trata-se de ação ordinária com pedido de antecipação de tutela ajuizada pela Companhia Energética Potiguar - CEP, contra Afincó Abílio Felix Incorporações e Construções Ltda., cuja discussão se assenta sobre os termos do contrato de locação de imóvel com opção de compra firmada entre as partes. A demanda tem o propósito de adjudicar o bem locado em favor da autora, em face do exercício do direito de opção de compra, mediante pagamento do preço, nos termos do contrato entabulado pelas partes. Após movimentação processual favorável à Companhia o saldo foi transferido para conta contábil de terrenos. Esta ação foi encerrada por meio de acordo entre as partes conforme sentença homologatória expedida em 08/01/2021.

Para CEC

De acordo com os assessores jurídicos da Companhia não há expectativas de perdas prováveis nas diversas demandas judiciais; desta forma nenhuma provisão para perdas foi constituída. Conforme análise dos assessores jurídicos, há probabilidade de perda avaliada como possível estimada para processos, em sua maioria, de natureza trabalhista, no montante de R\$3.621.

Depósito judicial

Trata-se de ação de desapropriação para constituição de servidão administrativa ajuizada pela Companhia Energética Candeias - CEC, contra Bandeirante Química Ltda., com pedido de antecipação liminar imediata de posse do imóvel objeto desta ação. Inclui também, outra ação de desapropriação para constituição de servidão administrativa ajuizada pela Companhia Energética Candeias - CEC, contra Raimundo Ramos de Andrade, com pedido de antecipação liminar a emissão imediata de posse do imóvel objeto desta ação. Permanece em depósito judicial o montante de R\$2. Possibilidade de perda remota.

Para TEP

As principais demandas judiciais são as seguintes:

- (a) As controladas ARE e AGL são autoras de ação de desapropriação por utilidade pública em trâmite na Justiça Estadual de Tocantins de parte da área onde estão localizadas as PCHs. O objeto da ação é a determinação do valor de avaliação dos imóveis, destinados às instalações das PCHs. Contudo, as controladas ARE e AGL já têm a posse das áreas envolvidas. Em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, as controladas tinham depósitos judiciais relativos a estes processos no montante de R\$6 (Água) e R\$224 (Areia). Os assessores jurídicos da Companhia consideram prováveis as chances de êxito e, por esta razão, a Administração da Companhia não constituiu nenhuma provisão para fazer face de eventuais perdas.
- (b) Em 31 de dezembro de 2021 e de 2020, na controlada CEM as contingências cujos riscos são classificados como prováveis são provisionadas. As classificadas como possíveis estão evidenciadas nesta nota. A Cem possui depósito judicial com risco de perda remota no montante de R\$ 94. Esses processos se encontram em discussão nas esferas administrativas e/ou judicial, em diversas instâncias.

- (c) Em 31 de dezembro de 2021 e de 2020, a Controladora TEP possuía uma causa de ação cautelar inominada com pedido de liminar, em desfavor da União, cujo objeto consistia no pedido de obtenção de certidão negativa de débito e consequente recolhimento de débitos tributários, no montante de depósito judicial de R\$492, com risco de perda remota.

De acordo com os assessores jurídicos da Companhia não há expectativas de perdas prováveis nas demandas judiciais em andamento. Dessa forma nenhuma provisão para perdas foi constituída.

21 Patrimônio líquido

Em 31 de dezembro de 2021 e 2020 o capital social subscrito e integralizado da Companhia no montante de R\$280.000 está representado por 220.000.000 ações ordinárias, sem valor nominal e está distribuído da seguinte forma:

	2021 e 2020	
	Quantidade de ações	%
Acionista		
Jones Aranha de Sá	219.996.074	99,997
Fox Participações Ltda.	5.926	0,003
Total	220.000.000	100,00

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia capitalizou o montante de R\$59.920 da reserva de lucro, regularizando o excesso de reservas de lucro. Esta capitalização foi aprovada na Assembleia Geral Extraordinária, sem emissão de novas ações. Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia aprovada na Assembleia Geral Extraordinária, sem emissão de novas ações no montante de R\$80.

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral. Os acionistas terão direito de receber dividendos obrigatórios de 25% do lucro líquido, calculado e ajustado nos termos da legislação societária.

Reserva legal

A reserva legal é constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido (quando aplicável) do exercício até o limite de 20% do valor do capital social, conforme artigo 193 da Lei nº 6.404/76. A Companhia constituiu reserva legal de R\$7.117 em 31 de dezembro de 2021 (R\$10.050, em 2020).

Reserva de lucros retidos

A Companhia destinou à conta de reserva de lucros (lucro retido) o saldo remanescente do lucro líquido do exercício, no valor de R\$101.417 (R\$143.221, em 2020), observado o disposto no artigo 194 da Lei nº 6.404/76.

Excesso de reservas de lucros

Conforme determina a Lei das S.As. em seu artigo 199, o saldo das reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e de lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social. Atingindo esse limite, a assembleia deliberará sobre aplicação do excesso na integralização ou no aumento do capital social ou na distribuição de dividendos.

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia possui saldo de reservas de lucros superior ao capital social em R\$65.232, o qual será destinado em assembleia geral em 2021.

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia possui saldo de reservas de lucros superior ao capital social em R\$60.260, o qual será destinado em assembleia geral em 2021.

Lucro por ações

O lucro básico diluído por lote de mil ações dar-se-á da seguinte forma:

	2021	2020
Lucro líquido do exercício	142.340	200.998
Quantidade de ação por lote de mil	220.002	220.002
Lucro líquido por lote de mil ações - R\$	<u>0,647</u>	<u>0,914</u>

Dividendos

A Companhia adota a política contábil de registrar os dividendos e juros sobre capital próprios recebidos no fluxo de caixa das atividades de investimento, na demonstração dos fluxos de caixa.

A Companhia outorga aos seus acionistas o direito ao recebimento a cada exercício de um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido anual, ajustado da seguinte forma:

	2021	2020
Lucro líquido do exercício	142.340	200.998
Reserva legal	<u>(7.177)</u>	<u>(10.050)</u>
Base para dividendos	135.223	190.948
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)	<u>33.806</u>	<u>47.737</u>

Dividendos mínimos obrigatórios a pagar

Conforme previsto no artigo 202 § 4.º da Lei n.º 6.404/76, a Companhia constituiu reserva especial de dividendos mínimos obrigatórios não distribuídos no montante de R\$xx.xxx (R\$47.737, em 2020), em função da situação financeira da Companhia. Estes dividendos serão distribuídos tão logo a situação financeira permitir.

O saldo de dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2021 é de R\$71.989 (R\$94.199, em 2020), sendo de R\$85.067 (R\$110.438, em 2020) no Consolidado. Tão logo a situação financeira da Companhia e de suas controladas permita, os dividendos serão amortizados.

Em 17 de abril de 2020, a Controlada CEM, por meio da Assembleia Geral Ordinária autorizou a distribuição de R\$10.201 (R\$0,23 por lote de mil ações) de dividendos adicionais correspondentes ao saldo de lucros retidos no final do exercício de 2019, os quais foram totalmente pagos.

Em 22 de dezembro de 2020, a Controlada CEM, por meio de Ata de Reunião de Conselho de Administração, autorizou a distribuição de R\$5.850 de juros sobre capital próprio referente ao resultado do exercício de 2020.

Em 19 de abril de 2021, a Controlada CEM, por meio da Assembleia Geral Ordinária autorizou a distribuição de R\$5.850 (R\$0,23 por lote de mil ações) de juros sobre capital próprio já reconhecidos no exercício de 2020 e R\$4.866 referentes a dividendos adicionais correspondentes ao saldo de lucros retidos no fim do exercício de 2020, reconhecidos em 2021 e totalmente pagos.

Em 30 de dezembro de 2021, a Controlada CEM, por meio de Ata de Reunião de Conselho de Administração autorizou a distribuição de R\$17.000 referentes a dividendos intermediários correspondentes ao exercício social de 2021, os quais serão pagos no transcorrer do ano de 2022 conforme disponibilidade de caixa.

Em 23 de março de 2020, a controlada Areia Energia S.A. aprovou, em Assembleia Geral Ordinária, a distribuição de R\$10.751, sendo R\$2.688 como dividendos mínimos obrigatórios de 2019 e R\$8.063 como dividendos adicionais (R\$0,20 por lote de mil ações), referentes a lucros a distribuir de exercícios anteriores, os quais foram parcialmente pagos em 2020 e totalmente quitados no transcorrer do exercício de 2021, conforme disponibilidade de caixa.

Em 17 de março de 2021, a controlada Areia Energia S.A. aprovou, em Assembleia Geral Ordinária, a distribuição de R\$12.523, sendo R\$3.131 como dividendos mínimos obrigatórios de 2020 e R\$9.392 como dividendos adicionais (R\$0,20 por lote de mil ações), referentes a lucros a distribuir de exercícios anteriores, os quais foram parcialmente quitados no transcorrer do exercício de 2021, conforme disponibilidade de caixa.

Em 23 de março de 2020, a controlada Água Limpa Energia S.A. aprovou, em Assembleia Geral Ordinária, a distribuição de R\$12.758, sendo R\$3.190 como dividendos mínimos obrigatórios e R\$9.568 como dividendos adicionais (R\$0,31 por lote de mil ações), referentes a lucros a distribuir de exercícios anteriores, os quais foram parcialmente pagos em 2020 e totalmente quitados no transcorrer do exercício de 2021, conforme disponibilidade de caixa.

Em 11 de março de 2021, a controlada Água Limpa Energia S.A., aprovou, em Assembleia Geral Ordinária, a distribuição de R\$16.296, sendo R\$4.074 como dividendos mínimos obrigatórios e R\$12.222 como dividendos adicionais (R\$0,31 por lote de mil ações), referentes a lucros a distribuir de exercícios anteriores, os quais foram totalmente quitados no transcorrer do exercício de 2021, conforme disponibilidade de caixa.

Em 17 de abril de 2020, a controlada TEP aprovou, em Assembleia Geral Ordinária, a distribuição de R\$11.610, sendo R\$7.401 como dividendos mínimos obrigatórios e R\$4.209 como dividendos adicionais (R\$1,03 por lote de mil ações), referentes a lucros a distribuir de exercícios anteriores, os quais foram pagos.

Em 31 de março de 2021, a controlada TEP aprovou, em Reunião de Conselho de Administração, a distribuição de R\$8.500, de dividendos mínimos obrigatórios de exercícios anteriores (R\$0,39 por lote de mil ações), os quais já foram pagos.

Em 26 de abril de 2021, a controlada TEP aprovou, em Assembleia Geral Ordinária, a distribuição de R\$32.534, sendo R\$8.134 como dividendos mínimos obrigatórios já reconhecidos em 2020 e R\$24.400 como dividendos adicionais (R\$0,31 por lote de mil ações), referentes a lucros a distribuir de exercícios anteriores reconhecidos em 2021, os quais foram pagos.

Em 14 de dezembro de 2021 a controlada TEP aprovou, em Assembleia Geral Extraordinária, a Reversão do saldo dos dividendos a pagar, declarados em favor dos acionistas, para reservas de lucros no montante de R\$13.430.

Em 30 de dezembro de 2021, a controlada TEP, por meio de Ata de Reunião de Conselho de Administração autorizou a distribuição de R\$17.000 referentes a dividendos intermediários correspondentes ao exercício social de 2021, os quais serão pagos no transcorrer do ano de 2022 conforme disponibilidade de caixa.

Em 4 de maio de 2020, na controlada CEP, a Administração aprovou, em Assembleia Geral Ordinária, a distribuição de R\$4.948 (R\$0,13 por lote de mil ações), referentes a lucros a distribuir de exercícios anteriores e R\$11.000 (R\$0,29 por lote de mil ações), referentes a dividendos mínimos obrigatórios de 2020, os quais foram totalmente pagos no transcorrer do exercício de 2021, conforme disponibilidade de caixa.

Em 21 de julho de 2020, na controlada CEP, a Administração destinou, em Reunião do Conselho de Administração, a título de dividendos complementares de 2019 no valor de R\$69 (R\$0,00 por lote de mil ações) e dividendos adicionais de 2020, o valor de R\$4.510 (R\$0,12 por lote de mil ações), os quais foram totalmente pagos no transcorrer do exercício de 2021, conforme disponibilidade de caixa.

Em 28 de setembro de 2020, a controlada CEP, por meio de Ata de Reunião de Conselho de Administração autorizou a distribuição de R\$3.370 de juros sobre capital próprio referente ao resultado do 1º semestre do exercício de 2020, os quais foram totalmente pagos no transcorrer do exercício de 2020, conforme disponibilidade de caixa.

Em 23 de dezembro de 2020, a controlada CEP, por meio de Ata de Reunião de Conselho de Administração autorizou a distribuição de R\$2.100 de juros sobre capital próprio referente ao resultado do 2º semestre do exercício de 2020, os quais foram totalmente pagos no transcorrer do exercício de 2020, conforme disponibilidade de caixa.

Em 16 de março de 2021, na controlada CEP, a Administração aprovou, em Assembleia Geral Ordinária, a distribuição de R\$66.879 (R\$0,18 por lote de mil ações), referentes a dividendos adicionais complementares a distribuir de exercícios anteriores, os quais foram totalmente pagos no transcorrer do exercício de 2021, conforme disponibilidade de caixa.

Em 28 de abril de 2020, a controlada CEC, por meio de Ata de Assembleia Ordinária autorizou a distribuição de R\$1.193 (R\$0,02 por lote de mil ações) em dividendos mínimos obrigatórios complementares reconhecidos em 2019, os quais foram totalmente pagos.

Em 26 de fevereiro de 2021, a controlada CEC, por meio de Reunião de Conselho da Administração autorizou a distribuição de R\$8.300 (R\$0,16 por lote de mil ações) em dividendos intermediários do exercício de 2019, os quais foram totalmente pagos.

Em 05 de abril de 2021, a controlada CEC, por meio de Ata de Assembleia Ordinária autorizou a distribuição de R\$19.081 (R\$0,37 por lote de mil ações) em dividendos mínimos obrigatórios complementares reconhecidos em 2020, os quais foram parcialmente pagos.

Em 04 de janeiro de 2021, a controlada GPE, por meio de Reunião de Conselho da Administração autorizou a distribuição de R\$106.000 (R\$4,65 por lote de mil ações) em dividendos intermediários do exercício de 2020, os quais foram parcialmente pagos.

Em 30 de abril de 2021, a controlada GPE, por meio de Ata de Assembleia Ordinária autorizou a distribuição de R\$11.000 (R\$0,48 por lote de mil ações) em dividendos complementares do exercício de 2020, os quais foram parcialmente pagos.

Em 26 de fevereiro de 2021, a controladora COMM, por meio de Reunião de Conselho da Administração autorizou a distribuição de R\$55.000 (R\$0,25 por lote de mil ações) em dividendos intermediários do exercício de 2020, os quais foram parcialmente pagos.

Em 30 de abril de 2021, a controladora COMM, por meio de Ata de Assembleia Ordinária autorizou a distribuição de R\$11.000 (R\$0,48 por lote de mil ações) em dividendos complementares do exercício de 2020, os quais foram parcialmente pagos.

Um resumo da movimentação da distribuição de dividendos em 2021 e 2020 estão apresentados a seguir:

	Controladora	Consolidado
Saldo dividendos a pagar 2019	28.459	40.847
Dividendos propostos referente a 2019	76.691	91.023
Dividendos mínimos obrigatórios de 2020	47.737	63.086
Juros sobre capital próprio	-	2.942
IRRF sobre juros sobre capital próprio	-	(351)
Dividendos pagos	(58.688)	(87.109)
Saldo dividendos a pagar 2020	94.199	110.438
Dividendos propostos referente a 2020	66.000	71.773
Dividendos mínimos obrigatórios de 2021	33.806	45.634
Juros sobre capital próprio	-	(1.313)
IRRF sobre juros sobre capital próprio	-	4.435
Dividendos pagos	(122.016)	(145.900)
Saldo dividendos adicionais a pagar 2021	71.989	85.067

22 Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais combinadas e os valores refletidos no resultado do exercício é demonstrada como segue:

	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	142.340	200.998	251.914	332.130
Alíquota combinada de IRPJ e CSLL (34%)	(48.396)	(68.339)	(85.651)	(112.924)
Diferenças temporárias e permanentes				
Adições	48.396	68.339	(1.377)	(7.389)
Exclusões	-	-	6.829	7.447
Ajuste decorrente da aplicação do pronunciamento técnico CPC 06	-	-	(14.333)	(6.321)
Compensação de base negativa e prejuízo fiscal	-	-	11.290	13.155
Demais adições e exclusões	-	-	26.926	17.635
Impostos correntes sobre lucro real	-	-	(56.316)	(88.397)
Efeito das controladas optantes pelo lucro presumido	-	-	(10.174)	(6.667)
Imposto de renda e contribuição social	-	-	(66.490)	(95.064)
Incentivos fiscais do imposto de renda	-	-	2.889	(6.116)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	33.865	33.016
Total de imposto de renda e contribuição social no resultado	-	-	(29.736)	(68.164)
Alíquota efetiva	0,00%	0,00%	11,80%	20,52%

23 Receita operacional líquida

	Consolidado	
	2021	2020
Receita de venda de energia (a)	1.238.396	262.011
Receita de venda de energia por disponibilidade (b)	411.216	364.818
Receita de aluguel	920	360
Deduções de venda		
PIS	(27.232)	(10.251)
COFINS	(125.437)	(47.219)
ICMS	(48.296)	(39.424)
P&D - Pesquisa e desenvolvimento	(14.571)	(5.364)
Total	1.434.996	524.931

- (a) Receita de venda de energia: refere-se à receita variável. Toda a energia firme gerada é transferida às Distribuidoras contratadas. A medição contábil do volume de energia a ser faturado resulta do processamento da medição física (geração), ajustada às perdas proporcionais relacionadas ao sistema informadas pela CCEE. Em virtude do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, aliado a limitações na infraestrutura do sistema de transmissão de energia elétrica, as usinas de geração flexível foram despachadas ao longo do ano de 2021 (despacho concentrado no 2.º semestre) e 2020. Com isto, as Companhias CEP, CEC e SFE obtiveram um aumento na receita de venda de energia gerada.

- (b) Receita com venda de energia por disponibilidade: refere-se a potência contratada (obrigações de desempenho ao longo do tempo), referente a receita fixa, reconhecida pelo contrato de disponibilidade da usina. Corresponde assim ao valor de remuneração anual da Companhia apresentado no leilão, que inclui, na determinação do preço de venda e na receita auferida a recuperação de alguns custos, dentre eles: (i) custo e remuneração do investimento (taxa interna de retorno); (ii) custos de conexão e uso do sistema de distribuição e transmissão; (iii) custos decorrentes do consumo de insumos e/ou combustível e da operação e manutenção da usina referente à geração inflexível; (iv) custos de seguros e garantias da usina; e (v) tributos e encargos diretos e indiretos necessários à execução do objeto dos contratos de venda de energia elétrica em ambiente regulado (CCEAR).

24 Custos e despesas por natureza

	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Custos e despesas com pessoal e administradores	-	-	(65.250)	(45.820)
Depreciação e amortização (a)	-	-	(79.796)	(44.722)
Custo de utilização do sistema de distribuição	-	-	(31.147)	(27.898)
Custos com manutenção e operação (b)	-	-	(1.033.169)	(179.338)
Risco hidrológico (c)	-	-	9.717	-
Custos e despesas com seguros	-	-	(5.033)	(2.221)
Despesas com viagens e comunicações	(1)	(1)	(814)	(746)
Serviços de terceiros	-	(1)	(8.367)	(4.453)
Assessoria e consultoria	(40)	(20)	(19.998)	(24.155)
Tributos	(5)	(5)	874	(1.707)
Outras despesas (receitas)	(3)	3.462	(2.319)	127.800
Total	(49)	3.435	(1.235.302)	(203.260)
Classificados como:				
Custos de operação e manutenção	-	-	(1.179.977)	(278.165)
Despesas gerais e administrativas	(49)	(51)	(58.284)	(55.783)
Outras receitas operacionais, líquidas	-	3.486	2.959	130.688
Total	(49)	3.435	(1.235.302)	(203.260)

- (c) Neste mesmo ano, a Companhia concluiu muitos projetos que estavam classificados como imobilização em curso, além da mudança no critério de depreciação, aumentando consideravelmente a depreciação anual se comparado com 2020.
- (d) Em virtude do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, aliado a limitações na infraestrutura do sistema de transmissão de energia elétrica, as usinas de geração flexível foram despachadas ao longo do ano de 2021 (despacho concentrado no 2.º semestre) representando um aumento significativo de geração de energia anual e consequentemente aumento nos horímetros dos motores moto geradores, fez-se necessário realizar as manutenções corretivas e preventivas, elevando assim, os custos das manutenções e operações da Companhia, se comparado com 2020.
- (e) A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE calculou que a fração do GSF de 2013 e 2014 relacionada a tais eventos trouxe para a Companhia impacto financeiro atualizado de R\$ 4.152 na ARE e R\$ 5.565 na AGL. Por sua vez, a ANEEL homologou o cálculo da CCEE e o transformou em prazo de extensão de outorga (768 dias – ARE e 754 dias - AGL), para sua devida compensação, publicando a Resolução Homologatória nº 2.932 em 17 de setembro de 2021. Desta maneira, a Companhia reconheceu um ativo intangível constituído pela repactuação do risco hidrológico ao valor justo de R\$ 4.152 na ARE e R\$ 5.565 na AGL, considerando as informações calculadas pela CCEE e ANEEL e observando os aspectos e condições previstas no CPC04 – Ativo Intangível.

25 Resultado financeiro

	Consolidado	
	2021	2020
<u>Receitas financeiras</u>		
Rendimento de aplicações financeiras	2.996	1.235
Juros recebidos sobre contrato de mútuo	5.574	6.903
PIS e COFINS sobre receita financeira	(892)	(925)
Correção Receita Financeira Leasing - CPC 06 (R2) (a)	16.543	18.654
Receita Financeira Leasing - CPC 06 (R2) (b)	30.958	12.149
Variações cambiais positivas	3.774	4.965
Outras receitas financeiras, líquidas	14.390	5.308
Subtotal	73.343	48.289
<u>Despesas financeiras</u>		
Juros e variações monetárias sobre empréstimos e financiamentos	(16.787)	(18.602)
Amortização de custo de captação	(1.776)	(10.096)
Juros sobre contrato de mútuo	(201)	(297)
Variações cambiais negativas	(565)	(6.854)
Outras despesas financeiras, líquidas	(1.794)	(1.981)
Subtotal	(21.123)	(37.830)
Total	52.220	10.459

- (a) Refere-se ao reconhecimento do ajuste a valor presente sobre o arrendamento mercantil.
- (b) Refere-se à atualização do arrendamento mercantil pelo IGP-M conforme estabelecido em contrato.

26 Seguros

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia e suas Controladas diretas e indiretas possuíam contratos com as seguintes coberturas de seguros:

	Seguros		
	Riscos nomeados e operacionais de geração e transmissão de energia	Lucros cessantes	Responsabilidade civil geral e de Administradores e Diretores (D&O)
GPE	-	-	15.000
CRJ	-	-	15.000
SFE	159.600	-	15.000
TEP	-	-	15.000
CEC	492.000	-	15.000
CEP	115.500	-	15.000
AGL	105.935	29.131	15.000
ARE	94.118	21.759	15.000
CEM	260.000	40.000	20.500
Vencimento	2022/2023	2022/2023	2022/2023

27 Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

A Companhia e suas controladas apresentam exposição a risco advindo de instrumentos financeiros não derivativos. De acordo com as práticas contábeis adotadas, apresenta exposição aos seguintes riscos advindos dos ativos e passivos financeiros: risco de crédito, risco de liquidez e risco de mercado.

A Companhia e suas controladas possuem exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

- Risco de crédito;
- Risco de liquidez; e
- Risco de mercado.

Estrutura de gerenciamento de risco

A Administração tem responsabilidade pelo estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de riscos.

O Conselho de Administração tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia e suas controladas. O Conselho de Administração é responsável pelo desenvolvimento e acompanhamento das políticas de gerenciamento de risco da Companhia e suas controladas.

As políticas de gerenciamento de risco são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia e suas controladas estão expostas, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. As políticas de gerenciamento de risco e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia e suas controladas.

A Companhia e suas controladas por meio de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, buscam manter um ambiente de disciplina e controle no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

A Controladoria supervisiona a forma como a Administração monitora a aderência às políticas e procedimentos de gerenciamento de risco da Companhia e suas controladas, e revisam a adequação da estrutura de gerenciamento de risco.

	Valor contábil 2021		
	Custo amortizado	Valor Justo por meio do resultado	Total
<u>Ativos financeiros consolidados</u>			
Caixa e equivalentes de caixa	157.812	-	157.812
Depósito bancários vinculados	6.093	-	6.093
Contas a receber	197.377	-	197.377
Arrendamento mercantil a receber	187.028	-	187.028
Outras contas a receber	106.496	-	106.496
<u>Total</u>	654.806	-	654.806
Valor contábil 2021			
	Custo amortizado	Valor Justo por meio do resultado	Total
<u>Passivos financeiros consolidados</u>			
Fornecedores	68.376	-	68.376
Empréstimos e financiamentos	547.348	-	547.348
<u>Total</u>	615.724	-	615.724

As operações da Companhia e suas controladas estão sujeitas, porém não afetadas, aos fatores de risco a seguir:

Risco de crédito

Risco de crédito é o risco da Companhia e suas controladas incorrerem em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de clientes e de instrumentos financeiros da Companhia e suas controladas.

Para mitigar esses riscos, a Companhia e suas controladas adotam como prática a análise das situações financeira e patrimonial de suas contrapartes e acompanhamento permanente das posições em aberto. No que tange às instituições financeiras, a Companhia e suas controladas somente realizam operações com instituições financeiras de baixo risco avaliada por agências de *rating*.

A Companhia e suas controladas avaliam seus históricos de recebimentos e não identifica exposição ao risco de crédito, uma vez que eventuais saldos vencidos e não recebidos são mitigados por contrato de garantias financeiras assinados na contratação dos leilões de energia ou na formalização de contrato bilateral com a Eletronorte e a Eletrobras. Ademais, os montantes a receber de energia de curto prazo são administrados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE que, por sua vez, controla a inadimplência entre os participantes setoriais com base em regulamentações emitidas pelo Poder Concedente, diminuindo o risco de crédito nas transações realizadas.

<u>Ativos financeiros consolidados</u>	Valor	Fluxo de caixa contratual			
	Contábil	12 meses	24 meses	36 meses	48 meses
Caixa e equivalentes de caixa	157.812	157.812	-	-	-
Depósito bancários vinculados	6.093	6.093	-	-	-
Contas a receber	197.377	197.377	-	-	-
Arrendamento mercantil a receber	187.028	62.583	53.679	57.911	12.855
Total	<u>548.310</u>	<u>423.865</u>	<u>53.679</u>	<u>57.911</u>	<u>12.855</u>

Risco de liquidez

Risco de liquidez é o risco de que a Companhia e suas controladas irão encontrar dificuldades em cumprir as obrigações associadas com seus passivos financeiros que são liquidados com pagamentos em caixa ou com outro ativo financeiro. O objetivo da Companhia e suas controladas ao administrarem a liquidez é de garantir, na medida do possível, que sempre terá liquidez suficiente para cumprir com suas obrigações no vencimento, tanto em condições normais como de estresse, sem causar perdas inaceitáveis ou risco de prejudicar a reputação da Companhia e suas controladas.

A abordagem da Companhia e suas controladas na administração da liquidez é garantir, o máximo possível, que sempre tenha liquidez suficiente para cumprir suas obrigações que vencerem, sem causar perdas inaceitáveis ou com risco de afetar a reputação da Companhia e suas controladas.

A previsão de fluxo de caixa é preparada e são monitoradas as previsões de contínuas exigências de liquidez. Esta previsão leva em consideração os planos de financiamento da dívida e de geração de caixa da Companhia e suas controladas, o que garante que possui caixa à vista suficiente para cumprir com despesas operacionais esperadas para um período mínimo de sessenta (60) dias, incluindo o cumprimento de obrigações financeiras; isto exclui o efeito potencial de circunstâncias externas que não podem ser razoavelmente previstas, como desastres naturais.

A Companhia e suas controladas possuem contratos de empréstimos e financiamentos, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Estas cláusulas restritivas foram monitoradas adequadamente e não limitaram a capacidade de condução do curso normal das operações.

A tabela a seguir analisa os ativos e passivos financeiros não derivativos da Companhia e suas controladas, por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento.

<u>Passivos financeiros consolidados</u>	<u>Valor Contábil</u>	<u>Fluxo de caixa contratual</u>	
		<u>12 meses</u>	<u>24 meses</u>
Fornecedores	68.376	68.321	55
Empréstimos e financiamentos	547.348	323.162	224.186
Total	615.724	391.483	224.241

Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado - tais como taxas de câmbio e taxas de juros - irão afetar os ganhos da Companhia e suas controladas ou o valor de seus instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas ou ganho por conta das flutuações no câmbio no resultado financeiro, relativas à aquisição de peças em outras moedas.

Taxa de câmbio

Decorre da possibilidade de perdas por conta de flutuações nas cotações de moedas estrangeiras. A Companhia e suas controladas não possuem compromissos em valores significativos de compras contratados em moeda estrangeira. O risco vinculado a estes passivos surge em razão da possibilidade de flutuações nas taxas de câmbio que possam aumentar os seus saldos. Em 2021 as controladas obtiveram de variação cambial líquida positiva de R\$ 3.126 (CEM), R\$ 53 (CEC) e R\$ 30 (CEP). (Em 2020 variação cambial líquida negativa de R\$ 920 (CEM), R\$ 1.158 (CEP) e variação positiva R\$ 189 (CEC)).

Taxa de juros

Decorre da possibilidade de perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado, ou diminuam a receita financeira relativa às aplicações financeiras da Companhia. Para mitigar esse tipo de risco, a Companhia e suas controladas veem negociando os empréstimos e financiamentos correntes com o objetivo de obter taxas de juros de longo prazo condizentes com o retorno esperado do negócio e centralizando seus investimentos em operações com taxa de rentabilidade que acompanham a variação próxima do CDI (certificado de depósito bancário) e fundos de renda fixa.

Análise de sensibilidade de variação nas taxas de juros

Para efeito de análise de sensibilidade e utilizando saldos de aplicações financeiras, financiamentos e mútuos em 31 de dezembro de 2021, a Companhia e suas controladas apresentam o cenário I (provável) a partir das expectativas de mercado para a média na taxa básica de juros em 2021. Na projeção do cenário II (possível), essa média foi reduzida em 25%, e para o cenário III (remoto), em 50%. Simulação com expectativa do CDI para 31 de dezembro de 2021:

		Consolidado						
Modalidade	Risco	Cenário				Saldo		
		Provável	Possível	Remoto	Contábil	Provável	Possível	Remoto
		I	II	III		I	II	III
		(*)	25%	50%			25%	50%
<u>Passivo - Empréstimos e financiamentos</u>								
Banco do Brasil S.A.	Alta do CDI	9,30%	11,63%	13,95%	(109.393)	(119.567)	(122.110)	(124.653)
Banco Bradesco S.A.	Alta do CDI	9,30%	11,63%	13,95%	(294.490)	(321.878)	(328.724)	(335.571)
Banco Itaú - debêntures	Alta do CDI	9,30%	11,63%	13,95%	(83.486)	(91.250)	(93.191)	(95.132)
Banco Itaú BBA S.A. - debênture	Alta do CDI	9,30%	11,63%	13,95%	(42.001)	(45.907)	(46.884)	(47.860)
Total empréstimos e financiamentos					(547.348)	(598.251)	(610.977)	(623.702)
<u>Ativo - Partes relacionadas</u>								
Contratos de mútuo	Baixa do IGP-M	17,80%	13,35%	8,90%	28.932	34.082	32.794	31.507
Total ativo partes relacionadas					28.932	34.082	32.794	31.507
<u>Ativo - Aplicações financeiras</u>								
Caixa Econômica Federal	Baixa do CDI	9,30%	6,98%	4,65%	86	94	92	90
Banco Santander S.A.	Baixa do CDI	9,30%	6,98%	4,65%	9.731	10.636	10.410	10.183
XP Investimentos CCTVM S/A	Baixa do CDI	9,30%	6,98%	4,65%	12.449	13.607	13.317	13.028
Banco BBM	Baixa do CDI	9,30%	6,98%	4,65%	1	1	1	1
Banco Itaú	Baixa do CDI	9,30%	6,98%	4,65%	64.204	70.175	68.682	67.189
Banco do Brasil S.A.	Baixa do CDI	9,30%	6,98%	4,65%	1	1	1	1
Banco Bradesco S.A.	Baixa do CDI	9,30%	6,98%	4,65%	71.194	77.815	76.160	74.505
Total aplicações financeiras					157.666	172.329	168.663	164.997
<u>Ativo - Depósitos bancários vinculados</u>								
Banco do Brasil S.A.	Baixa do CDI	9,30%	6,98%	4,65%	6.093	6.660	6.518	6.376
Total depósitos bancários vinculados					6.093	6.660	6.518	6.376
Total líquido					(383.589)	(419.262)	(435.796)	(452.329)
* Fonte: Banco Santander		Efeito no patrimônio líquido			-	(35.673)	(52.207)	(68.740)

Gestão do capital social

O capital social das controladas é dividido em ações ordinárias, representados por pessoas jurídicas e físicas. O objetivo principal da administração de capital da Companhia e suas controladas é assegurar que este mantenha uma classificação de crédito forte e livre de problemas a fim de apoiar os negócios e maximizar o valor do acionista.

Política de preços (ambiente regulatório)

Para CEM

- Existe um contrato bilateral entre a Companhia e a Eletronorte de fornecimento do que é enquadrado como arrendamento mercantil financeiro. A Companhia não possui proteção para esse tipo de risco, mas entende que qualquer mudança no atual contrato deverá contar com a anuência de ambas as partes.

Para ARE e AGL

- O contrato de fornecimento de energia elétrica foi celebrado no ambiente regulatório, no âmbito do PROINFA com a Eletrobras. A Companhia não tem proteção para este tipo de risco, mas entende que qualquer mudança no atual contrato deverá contar com a anuência de ambas as partes e o órgão regulador ANEEL.

Para CEC, CEP e SFE

- Existem contratos de comercialização de energia no ambiente regulado - CCEAR celebrado com as distribuidoras, com prazo de vencimento inferior a 60 dias e venda de energia no Mercado de Curto Prazo ("MCP"), na modalidade spot. A Companhia não tem proteção para este tipo de risco, mas entende que qualquer mudança no atual contrato deverá contar com a anuência de ambas as partes e o órgão regulador ANEEL.

Quanto à escassez de combustível

- A Controlada CEM gera energia por meio de UTE. A obrigação de fornecimento de Gás natural - GN é da Eletronorte, logo a controlada CEM é isenta de penalidades na hipótese de falta de GN. Considerando as atuais condições de mercado e contratos firmados com os grandes fornecedores de combustível, não há expectativa de escassez de combustível nem necessidade de redução da produção de energia. A Companhia entende não haver riscos que justifique o reconhecimento de perdas.
- A Controlada SFE possui contrato de compra e venda de óleo combustível com baixo teor de enxofre (OCCMB) firmado com a Refinaria de Mataripe S.A., em caráter de exclusividade, com vigência igual ao dos contratos de fornecimento de energia, até 31 de dezembro de 2023 para as UTEs Guarani e Apoena e até 31 de dezembro de 2025 para a UTE Curumim. Conforme estabelecido em contrato, a Refinaria de Mataripe S.A. assegura o fornecimento de combustível na quantidade necessária para garantir a geração de energia de forma continuada, em caso de despacho pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, sujeitando-se a penalidade (multa) na hipótese de não atendimento do volume requisitado.
- As Controladas CEP e CEC possuem contratos de promessa de compra e venda mercantil para comercialização de óleo diesel (CEP) e óleo combustível (OCB1) (CEC) firmados com a Petrobras Distribuidora S.A., em caráter de exclusividade, com vigência igual ao dos contratos de fornecimento de energia. Conforme estabelecido em contrato, a Vibra (ex Petrobras Distribuidora S.A.) assegura o fornecimento de combustível na quantidade necessária para garantir a geração de energia de forma continuada, em caso de despacho pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, sujeitando-se a penalidade (multa) na hipótese de não atendimento do volume requisitado. As Companhias entendem não haver riscos relevantes que justifique o reconhecimento de perdas.

Quanto à escassez de chuva

As Controladas ARE e AGL geram energia por meio de PCHs. Um período prolongado de escassez de chuva reduzirá o volume de água nos reservatórios. Numa situação extrema isso implicaria redução de receita. A fim de mitigar esse risco, as Controladas aderiram ao MRE – Mecanismo de Relocação de Energia, que corresponde a um consórcio nacional das geradoras de energia proveniente de fonte hidráulica, que quando um dos consorciados não consegue suprir a energia contratada, o consórcio fornece a energia complementar, assim como o excesso de geração é disponibilizado ao consórcio. A Companhia e suas controladoras entendem não haver riscos associados em 2021 em função do saldo ser positivo.

Instrumentos financeiros derivativos

Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e em 31 de dezembro de 2020, a Companhia, por política, não utilizou instrumentos financeiros derivativos, desta forma não identificou nenhum risco decorrente de uma eventual exposição associada a estes instrumentos.

28 Compromissos assumidos

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia TEP possuía em contratos de longo prazo firmados em montante anual estimado de R\$154, relacionados com:

- Assessoria e gestão no valor de R\$154, com vigência indeterminada.

Em 31 de dezembro de 2021, as controladas AGL e ARE possuíam contratos de longo prazo firmados em montante anual estimado de R\$2.417 (Água Limpa) R\$1.915 (Areia), relacionados com:

- Encargos de transmissão de energia no valor de R\$465 (Água Limpa) e R\$279 (Areia), com vigência até 26 de dezembro de 2031.
- Operação e manutenção das usinas no valor de R\$1.582 (Água Limpa) e R\$1.273 (Areia), com vigência até 31 de outubro de 2020.
- Assessoria e gestão no valor de R\$370 (Água Limpa) e R\$363 (Areia), com vigência indeterminada.

Em 31 de dezembro de 2021, a controlada CEM possuía contratos de longo prazo firmados em montante anual estimado de R\$19.511, relacionados com:

- Taxas de fiscalização da ANEEL de R\$224, com vigência indeterminada.
- Operação e manutenção das usinas de R\$16.676, com vigência até 01 de maio de 2026.
- Logística de abastecimento de óleo de R\$1.506, com vigência indeterminada.
- Serviços gerais de R\$156, com vigência indeterminada.
- Assessoria e gestão de R\$949, com vigência indeterminada.

Em 31 de dezembro de 2021, a controlada CEC possuía contratos de longo prazo firmados em montante anual estimado de R\$54.734, relacionados com:

- Encargos de transmissão de energia de R\$21.909, com vigência indeterminada.
- Operação e manutenção das usinas de R\$28.695, com vigência indeterminada.
- Logística de abastecimento de óleo de R\$2.222, com vigência indeterminada.
- Assessoria e gestão de R\$1.908, com vigência indeterminada.
- Os contratos da Companhia para aquisição de óleo combustível com a Vibra (ex Petrobras Distribuidora S.A.) não têm valor fixo, pois só há desembolsos (custo variável) caso ocorra geração/despacho de energia para o sistema elétrico, e têm vigência até 31 de dezembro de 2024.

Em 31 de dezembro de 2021, a controlada CEP possuía contratos de longo prazo firmados no montante mensal de R\$1.414, relacionados com:

- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD (R\$672), com vigência até o fim da autorização de operação das usinas.
- Contrato de Operação e Manutenção e Engenharia (R\$742), com vigência até 1.º de janeiro de 2024.

Os contratos da Companhia para aquisição de óleo diesel com a Vibra (ex Petrobras Distribuidora S.A.) não têm valor fixo, pois só há desembolsos (custo variável) caso ocorra geração/despacho de energia para o sistema elétrico, e têm vigência até 31 de dezembro de 2023.

Em 31 de dezembro de 2021, a controlada SFE possuía contratos de longo prazo firmados em montante anual estimado de R\$70.730, relacionados com:

- Encargos de transmissão de energia de R\$ 29.960, com vigência indeterminada.
- Operação e manutenção das usinas de R\$ 33.506, com vigência indeterminada.
- Logística de abastecimento de óleo de R\$ 7.263, com vigência indeterminada.
- Assessoria e gestão de R\$ 1, com vigência indeterminada.

29 Transações que não afetaram o caixa e equivalentes

As principais transações que não afetaram o caixa em estão descritas a seguir:

Exercício de 2021 (Consolidado)

- Compensação de impostos a pagar com impostos a recuperar no montante de R\$2.269 (AGL), R\$1.845 (ARE), R\$18.656 (CEM), R\$25.236 (CEP) e R\$100.752 (CEC);
- Repactuação do intangível contra custo no montante de R\$5.565 (AGL) e R\$4.152 (ARE);

- Dividendos mínimos propostos no montante de R\$7.927 (AGL), R\$6.140 (ARE), R\$6.880 (CEM), R\$1.746 (SFE) e R\$17.907 (CEC).

Exercício de 2020 (Consolidado)

- Compensação de impostos a pagar com impostos a recuperar no montante de R\$2.459 (AGL), R\$1.862 (ARE), R\$15.399 (CEM), R\$9.123 (CEP) e R\$29.548 (CEC);
- Transferência de saldo de impostos a recolher para impostos diferidos de R\$1.763 (CEM);
- Dividendos mínimos propostos no montante de R\$4.074 (AGL), R\$3.131 (ARE) e R\$19.081 (CEC);
- Aumento de capital no valor de R\$4.150 (CEC) por meio de recursos de adiantamento para futuro aumento de capital.

30 Evento subsequente

Prorrogação de prazos de autorizações da ARE e AGL

- Nas controladas ARE e AGL, a Lei 14.120/2021 alterou o art. 26 da Lei nº 9.427/1996, permitindo ao gerador com autorização de 30 (trinta) anos, cuja usina estava em operação em 1º de setembro de 2020 e que não tenha sido objeto de qualquer espécie de penalidade pela Aneel quanto ao cumprimento do cronograma de sua implantação, ter seu prazo de autorização contado a partir da declaração da operação comercial da primeira unidade geradora, após o reconhecimento pela ANEEL do atendimento aos critérios. Em julho de 2021, a Companhia solicitou a adequação de sua autorização com base no novo marco legal. Em outubro, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração atestou que a usina não foi penalizada por atrasos de implantação. Após apreciação de outra área técnica e também da Diretoria, finalmente em 8 de fevereiro de 2022 a ANEEL aprovou a Resolução Autorizativa nº 11.131/2022, que estabelece nova vigência da autorização da Companhia até 25/02/2041 (ARE) e 21/12/2040 (AGL).

Aquisição de Ativos

Em fevereiro de 2022, a Companhia concluiu os números finais do ajuste de preço da aquisição do Projeto Goytacazes da Petrobras de 2021 referente às Usinas Apoená, Guarani e Curumim. A Petrobras devolveu em 16 de março de 2022 a São Francisco Energia S.A. o montante de R\$26.196 entre principal de R\$25.587 e atualização de R\$609, referentes a ajustes de preços praticados na data do fechamento conforme previsto em contrato.