

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS 2018

ÍNDICE

Relatório da Administração	Pág.
Mensagem da Administração	1
Prêmios e Reconhecimentos	3
Geração e Transmissão de Energia Elétrica	3
Geração	3
Modernização do Sistema de Geração	9
Usina Termelétrica	9
Geração Distribuída	10
Transmissão	10
Qualidade do fornecimento	31
Tecnologia da informação	34
Novos Negócios e Parcerias	34
Composição Acionária	34
Relacionamento com Acionistas	34
Investimentos	35
Conjuntura Econômica	36
Desempenho Econômico-Financeiro	36
Alienação de Bens	41
Relacionamento com Auditores Independentes	42
Gestão	42
Informações de Natureza Social e Ambiental	46
Demonstrações Contábeis	
Balço Patrimonial	
Ativo	49
Passivo e Patrimônio Líquido	50
Demonstração do Resultado	51
Demonstração do Resultado Abrangente	52
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	53
Demonstração do Fluxo de Caixa	54
Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias	55
Parecer dos Auditores Independentes	

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Uma Chesf mais competitiva e sustentável

Ficamos felizes em iniciar essa mensagem com a notícia de que em 2018 – ano em que a Chesf completou 70 anos – começamos a ver os resultados de nosso cuidadoso processo de reestruturação empresarial, com melhorias em nossa eficiência e a retomada do equilíbrio financeiro.

Seguindo o plano traçado para o ano, finalizamos 19 empreendimentos. Para nós, esse é um fato de extrema relevância, pois mostra que mantivemos o ritmo de eliminação do passivo de obras com cronograma em atraso perante o contrato de concessão celebrado com a União. Para tanto foi necessário um intenso trabalho de toda a equipe para retomada de obras que estavam paralisadas, exigindo uma renegociação contratual com os fornecedores. Em 2019 iremos trabalhar dando continuidade ao esforço de eliminação dos atrasos nas obras, com a meta de conclusão de 25 projetos, meta essa considerada extremamente desafiadora.

Fruto de todo o esforço de nossos colaboradores, em 2018 superamos metas e batemos recordes. Seguindo nossas diretrizes, estratégias e planos de trabalho, conseguimos obter um resultado expressivo em nossas metas operacionais e nas melhorias implantadas em nosso sistema eletroenergético – ao longo do ano, foram 200 melhorias na área de Transmissão e 50 na de Geração, na modernização de linhas de transmissão, subestações, proteção, automação, telecomunicações e nas usinas da Chesf em todo o Nordeste.

Além disso, superamos todas as metas de disponibilidade operacional. Na área de Transmissão, chegamos a 99,91%, terceiro melhor resultado do histórico da companhia, ultrapassamos a meta estabelecida de 99,85%. Um desempenho similar foi obtido na disponibilidade de transformadores, tendo alcançado o segundo melhor índice da companhia: 99,93%. Na área de Geração, nossa disponibilidade acumulada em 12 meses foi de 1,14, cuja meta era 1, obtendo assim nosso melhor valor histórico. Para a disponibilidade acumulada de 60 meses, atingimos o valor de 1,03, superior à meta estabelecida de 1, mais uma vez obtendo o melhor resultado do histórico registrado. Também ocorreu o menor número de eventos com interrupção de carga na Rede Básica, com apenas 13 ocorrências originadas em instalações da Chesf, quando a meta limite era de, no máximo, 26. Este é o melhor resultado histórico em 20 anos de acompanhamento.

Os investimentos corporativos para a expansão e modernização de toda a Companhia totalizaram no período R\$ 936 milhões.

Retomada

A Companhia também concretizou a transferência de sua participação acionária em Sociedades de Propósito Específico (SPE), viabilizando a quitação de dívidas com a Eletrobras, melhorando dessa forma a alavancagem financeira e a melhoria de nossos indicadores financeiros com a redução do custo médio da dívida de 12,12% a.a. (dez/17) para 8,62% a.a. (dez/18). Adicionalmente, garantimos a concessão de incentivo fiscal junto à SUDENE, que possibilitará a redução de 75% no Imposto de Renda.

Como resultado dessas ações, houve uma melhora substancial no perfil econômico da Chesf. Esse esforço possibilitou que no último trimestre de 2018, a Chesf fosse a única empresa que colocou em operação novos empreendimentos.

Modernidade e integração

A Empresa manteve o foco no fortalecimento da gestão, na melhoria de desempenho, nos ganhos de produtividade e de eficiência operacional, além de redução de desperdícios e custos.

A implantação do Centro de Serviços Compartilhados – CSC, tanto de Gestão Corporativa quanto Financeiro, viabilizou a reestruturação dos processos, que trará ganhos de escala e aplicação das melhores práticas, com a implantação de políticas de padronização e redução de custos.

Foi implantado o Plano de Demissão Consensual, visando diminuir o seu quadro de pessoal para implementar uma política de maior racionalização da sua gestão de pessoas, com o fortalecimento dos seus processos de recursos humanos, contemplando também a gestão do conhecimento através da execução de Plano de Retenção do Conhecimento e Plano de Preparação para Aposentadoria.

Para viabilização de todas essas diretrizes e integração efetiva dos principais processos da Empresa, houve um avanço significativo na estruturação e preparação das equipes, infraestrutura e adequação de procedimentos para a implantação do Enterprise Resource Planning - ERP SAP. Este projeto representa um grande desafio em relação à mudança de atitudes, processos e forma de trabalho das pessoas e isso é parte essencial na transformação da Companhia. A Chesf dá um salto em direção à modernização da gestão, efficientização e competitividade.

Investimento em novas formas de geração

Cabe destacar a vocação natural da Região Nordeste para as novas formas de geração de energia renovável, especialmente para as fontes de origem solar e eólica. O que antes era tido como um problema para a região, com a alta incidência de sol, hoje se tornou algo bom e rentável. A região conta também com excelentes índices de circulação de ventos. Quando levamos em conta o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027), que considera que grande parte da expansão será com essas fontes renováveis e que 80% desse crescimento estará na região, podemos avaliar a grande oportunidade que se apresenta para a Companhia.

Já temos diversas iniciativas e estudos para estar à frente desse crescimento, em especial na geração fotovoltaica. Em 2018, colocamos em funcionamento a primeira fase de uma usina solar flutuante no lago de Sobradinho, em uma área de 10 mil metros quadrados do espelho d'água e com capacidade de geração de 1 megawatt-pico (MWp). Em 2019, junto com os estudos de eficiência dessa tecnologia, haverá a expansão de mais 4 MWp no local, totalizando 5 MWp.

Hoje, o Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina (Cresp), com uma planta de geração fotovoltaica e um laboratório de pesquisa, nos permite novas parcerias para o desenvolvimento de tecnologia, inclusive com instituições do meio acadêmico. Nele está localizada uma planta de energia solar, com capacidade de 2,5MWp. Além disso, o Cresp também vai abrigar uma usina solar em tecnologia de torre central para captação da luz refletida pelos heliostatos e também uma usina solar em tecnologia de cilindros parabólicos. Vale ressaltar que, ainda neste segmento de inovação, obtivemos a primeira Carta Patente da Chesf, com o “Aplicativo para Regulação e Paralelismo de Transformadores de Potência”.

Todas essas iniciativas e o nosso direcionamento para a inovação tem ajudado a colocar a empresa novamente em um cenário competitivo. O setor elétrico está mudando rapidamente e está longe de ser o mercado que conhecíamos há 10 anos. Por isso precisamos de agilidade em nossas decisões para continuar melhorando processos com eficiência e buscando ações de inovação e desenvolvimento para manter a Chesf como uma empresa forte e competitiva.

Nosso desafio agora é nos mantermos nesse patamar de entrega, sempre focados na eficiência de nossas operações, na modernização de nosso negócio e no desenvolvimento da equipe - tudo sem deixar de lado nossos compromissos relacionados à sustentabilidade, dentre eles os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS), os Princípios do Pacto Global, os Princípios de Empoderamento das Mulheres, o Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça e o Enfrentamento à Violência Sexual Contra Crianças e Adolescentes.

Boa leitura!

Fábio Lopes Alves
Presidente da Chesf

Wilson Ferreira Junior
Presidente do Conselho de Administração

PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

Em 2018, a Chesf recebeu os seguintes prêmios, reconhecimentos e certificações:

- O segmento Gestão de Energia conquistou em 2018 a certificação na Norma ABNT NBR ISO 50.001:2011 – Requisitos para a Gestão da Energia, criada em Julho de 2011 e que tem o propósito de habilitar organizações, através de sistemas e processos, a melhorarem continuamente o seu desempenho energético (eficiência energética, uso e consumo de energia). Sua implementação visa a contribuir com a redução do custo da energia, além da redução das emissões de Gases de Efeito Estufa – GEE e de outros impactos ambientais.
- Mantida, pelo sétimo ano seguido, a certificação do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho (SGSST) na norma internacional OHSAS 18.001:2007 referente às atividades na Usina Hidrelétrica de Xingó (UXG).
- Manteve a Acreditação do Laboratório de Metrologia da Chesf - MetroChesf na norma ISO IEC 17025 INMETRO, nas grandezas elétricas tensão, corrente, resistência, potencia e energia, com a finalidade de proporcionar a calibração/certificação dos padrões de serviço, utilizados na manutenção dos sistemas de proteção, medição e automação;
- A Operação da Chesf manteve a Certificação ISO 9001:2008 em todos os processos dos seus 10 órgãos e suas Instalações que compõem o Sistema Organizacional da Operação;
- O segmento Manutenção da Geração obteve a certificação ISO 9001:2015 das divisões de manutenção eletromecânica das usinas Sobradinho, Xingó, Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III e Luiz Gonzaga;
- O segmento Manutenção de Subestações do Departamento de Operação Regional de Paulo Afonso, migrou para a certificação ISO 14001 versão 2015.
- A Chesf foi homenageada pelo Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco com a Medalha Velho Chico, durante sua XXXV Reunião Plenária, por ter atuado de forma relevante nos ambientes que tratam de recursos hídricos. A homenagem é prestada àqueles que contribuem para a preservação e defesa do Rio São Francisco.
- Empregadas da Chesf foram premiadas na Corrida do SESI com o 3º lugar feminino na prova de 5 km e 4º lugar feminino na prova de 10 km.

GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente, as usinas e linhas de transmissão da Outorgada atendem parcialmente a oito estados da região Nordeste, sendo a energia necessária para suprir esta região, fornecida também pelas regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste, além de geração térmica, eólica e solar.

Para atender aos requisitos inerentes à operação de seus ativos de geração e transmissão, a Outorgada possui 5 (cinco) Centros de Operação de Sistema, responsáveis pela supervisão, comando e execução da operação das suas usinas e subestações.

GERAÇÃO

Em 31/12/2018, a Concessionária detinha 14.584,88 MW de potência instalada em operação, 10.323,43 MW em base de controladora (propriedade integral) e 4.261,45 MW por meio da participação em SPEs, conforme Tabela 1 a seguir:

Tabela 1 - Parque Gerador – Características Físicas

Usina	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral e Compartilhada	10.323,43	6.030,95		10.323,43	6.030,95		
UHE Paulo Afonso I	180,00	2.225,00	100,00%	180,00	2.225,00	dez/54	dez/42
UHE Paulo Afonso II	443,00		100,00%	443,00		out/61	dez/42
UHE Paulo Afonso III	794,20		100,00%	794,20		out/71	dez/42
UHE Paulo Afonso IV	2.462,40		100,00%	2.462,40		dez/79	dez/42
UHE Apolônio Sales	400,00		100,00%	400,00		abr/77	dez/42
UHE Luiz Gonzaga	1.479,60	959,00	100,00%	1.479,60	959,00	jun/88	dez/42
UHE Xingó	3.162,00	2.139,00	100,00%	3.162,00	2.139,00	dez/94	dez/42
UHE Sobradinho	1.050,30	531,00	100,00%	1.050,30	531,00	nov/79	fev/52
UHE Boa Esperança	237,30	143,00	100,00%	237,30	143,00	out/70	dez/42
UHE Funil	30,00	10,91	100,00%	30,00	10,91	ago/62	dez/42
UHE Pedra	20,01	3,74	100,00%	20,01	3,74	nov/78	dez/42
UHE Curemas	3,52	1,00	100,00%	3,52	1,00	jan/57	nov/24
UEE Casa Nova II	32,90	8,90	100,00%	32,90	8,90	nov/17	mai/49
UEE Casa Nova III (**)	28,20	9,40	100,00%	28,20	9,40	dez/17	mai/49
Sociedade de Propósito Específico	4.261,45	2.238,10		908,83	476,08		
UHE Dardanelos (Energética Águas da Pedra S.A.)	261,00	154,90	24,50%	63,95	37,95	ago/11	jul/42
UHE Jirau (ESBR Participações S.A.)	3.750,00	1.975,30	20,00%	750,00	395,06	nov/16	ago/43
UEE (EOL) Baraúnas I (Baraúnas Energética S.A.)	32,90	12,40	49,00%	16,12	6,08	set/15	fev/49
UEE (EOL) Morro Branco I (Morro Branco I Energética S.A.)	32,90	12,70	49,00%	16,12	6,22	set/15	fev/49
UEE (EOL) Mussambê (Mussambê Energética S.A.)	32,90	11,50	49,00%	16,12	5,64	set/15	fev/49
UEE (EOL) Banda de Couro (Banda de Couro Energética S.A.)	32,90	12,90	1,70%	0,56	0,22	abr/16	jun/49
UEE (EOL) Baraúnas II (Baraúnas II Energética S.A.)	25,85	7,80	1,50%	0,39	0,12	abr/16	jul/49
UEE (EOL) Junco I (Usina de Energia Eólica Junco I S.A.)	24,00	13,10	49,00%	11,76	6,42	dez/15	jul/47
UEE (EOL) Junco II (Usina de Energia Eólica Junco II S.A.)	24,00	13,30	49,00%	11,76	6,52	dez/15	jul/47
UEE (EOL) Caiçara I (Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.)	27,00	14,60	49,00%	13,23	7,15	dez/15	jun/47
UEE (EOL) Caiçara II (Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.)	18,00	9,60	49,00%	8,82	4,70	dez/15	jul/47
Total	14.584,88	8.269,05		11.232,26	6.507,03		

Empreendimentos Corporativos:

Em fevereiro de 2018 entrou em operação comercial o parque eólico de Casa Nova III, com 28,2 MW de potência instalada. Esse parque, juntamente com o parque eólico de Casa Nova II (32,9 MW), teve a energia comercializada no Leilão A-5/2013..

Em 03 de outubro de 2018, o Ministério das Minas e Energia, através da Portaria do nº 420 extinguiu a concessão da Usina Termelétrica (UTE) de Camaçari, com 346,80 MW de potência instalada.

Ao longo de 2018 a Chesf estudou com pessoal próprio os impactos técnicos, operativos e ambientais para a implantação de máquinas reversíveis na UHE Luiz Gonzaga. Conforme os resultados apresentados até o presente momento, existe mercado para o atendimento dos requisitos de potência no SIN. Este projeto mostra-se atrativo sob o ponto de vista energético por ofertar geração adicional em horário de carga elevada e apresentar baixo impacto no regime da cascata. O projeto continuará sendo desenvolvido onde serão realizadas novas simulações, mais precisas, com base nos dados fornecido pela área de operação da Chesf, para verificar o impacto no regime de toda a cascata provocado pela operação de uma usina reversível no local.

Empreendimentos em Sociedade de Propósito Específico - SPEs

Em relação a implantação da UHE Belo Monte, onde participação acionária da Chesf no empreendimento é de 15%, entraram em operação comercial em 2018 mais 5 unidades geradoras no Sítio Belo Monte, totalizando um acréscimo de 3.055,50 MW de potência instalada no sistema elétrico brasileiro, sendo que o equivalente de potência à participação da Chesf nessa sociedade corresponde a 458,33 MW.

Ao final do ano de 2018 a Chesf realizou a transferência para a Eletrobras, através da dação em pagamento, da sua participação acionária nas SPEs de geração Chapada do Piauí I e II, Sento Sé I e Eólica Serra das Vacas Holding S.A. Estas duas últimas, inclusive, foram vendidas no leilão de desinvestimento Eletrobras 001/2018.

Tabela 2 - Projetos de Usinas – Características Físicas

Usina	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral e Compartilhada	180,00	61,40		180,00	61,40		
UEE (EOL) Casa Nova I (180 MW) - 1a Etapa (54 MW) 2a Etapa (126 MW)	180,00	61,40	100,00%	180,00	61,40	(*)	jan/43
Sociedade de Propósito Específico	11.744,98	4.866,70		1.890,71	796,78		
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A)	11.233,10	4.571,00	15,00%	1.684,97	685,65	fev/15	ago/45
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A. - CES)	401,88	242,80	24,50%	98,46	59,49	mar/19	fev/49
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	6,00	3,10	99,93%	6,00	3,10	ago/19	abr/49
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	10,00	5,10	99,96%	10,00	5,10	abr/19	abr/49
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	4,00	2,20	99,90%	4,00	2,20	jun/19	abr/49
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	10,00	5,10	99,96%	10,00	5,10	out/19	abr/49
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	10,00	4,70	99,96%	10,00	4,70	out/19	abr/49
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	10,00	4,60	99,96%	10,00	4,60	set/19	abr/49
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	10,00	4,20	99,96%	10,00	4,20	set/19	abr/49
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	8,00	4,20	99,95%	8,00	4,20	jul/19	abr/49
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	10,00	4,90	99,96%	10,00	4,90	mai/19	mai/49
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	16,00	7,40	99,98%	16,00	7,40	abr/19	mai/49
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	16,00	7,40	83,01%	13,28	6,14	mai/19	jun/49
Total	11.924,98	4.928,10		2.070,71	858,18		

(*) Empreendimento paralisado em virtude da recuperação judicial da líder do consórcio construtor (WPE). Presentemente, está sendo reavaliada a atratividade de retomar este empreendimento, sem data prevista para a sua conclusão.

Empreendimentos Corporativos

Na área de geração eólica, foi realizado diligência no parque Eólico de Casa Nova I A (27 MW), para levantar os custos necessários para sua conclusão e energização até dezembro de 2019. No âmbito da prospecção e desenvolvimento de novos projetos eólicos próprios, a empresa realizou uma análise do portfólio que estava em campanha de mediação, verificando a impossibilidade de dar continuidade em alguns deles e ficando apenas com os projetos promissores. Além disso, está sendo finalizado o desenvolvimento de novos projetos eólicos, com cerca de 140 MW de potência instalada, os quais estarão concluídos em 2019.

Empreendimentos em Sociedade de Propósito Específico – SPEs

Até o fim de 2019, deverão entrar em operação comercial através de Sociedades de Propósito Específico - SPEs mais 11 parques (110,0 MW), referentes ao complexo Eólico Pindaí I (Acauã, Angical 2, Arapapá, Caititu 2, Caititu 3, Carcará, Corrução 3 e Teiú 2), Pindaí II (Papagaio e Coqueirinho 2), e Pindaí III (Tamanduá Mirim 2). O equivalente à participação da Companhia nessas sociedades, em média, 97,49% é de 107,24 MW nesses 11 parques eólicos.

Está previsto para 2019 a entrada em operação comercial, através de Sociedades de Propósito Específico – SPE, a Usina Hidrelétrica de Sinop, com 401,88 MW de potência instalada. Considerando o equivalente à participação da Companhia nessa sociedades, 24,5%, a Chesf possui 98,46 MW nesse empreendimento.

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2017	Investimento Realizado até 31/dez/2017	Evolução Física em 31/dez/2018	Investimento Realizado até 31/dez/2018
Integral		947.852		955.304
UEE (EOL) Casa Nova I (180 MW)	40,00%	684.120	40,00%	687.700
UEE (EOL) Casa Nova II e III (52 MW)	99,50%	263.732	100,00%	267.604
SPE Proporcional		2.878.318		3.159.239
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	95,70%	1.868.700	98,05%	2.009.400
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	96,80%	379.799	99,99%	415.079
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	82,60%	37.754	85,40%	44.719
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	80,90%	57.747	85,40%	63.335
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	85,30%	32.190	84,00%	33.169
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	65,80%	51.759	79,00%	66.134
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	66,20%	50.320	78,70%	63.914
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	77,50%	56.038	82,20%	66.633
UEE (EOL) Corrução 3 (Corrução 3 Energia S.A.)	70,60%	52.439	79,50%	65.134
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	82,30%	46.167	84,00%	53.213
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	74,50%	58.966	84,30%	69.762
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	82,20%	104.491	84,90%	107.540
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	81,50%	81.948	84,00%	101.207
Total		3.826.170		4.114.543

Para os parques Casa Nova, foi investido em 2018 um total de R\$ 7,5 milhões, perfazendo um acumulado de R\$ 955,3 milhões até 31/12/2018.

Em relação aos aportes de recursos realizados pela Companhia nas SPEs relacionadas na Tabela 3 anterior, foram investidos em 2018 um total de R\$ 280,9 milhões, resultando num investimento acumulado até 31/12/2018 de R\$ 3.159,2 milhões.

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2017	Investimento Realizado até 31/dez/2017	Evolução Física em 31/dez/2018	Investimento Realizado até 31/dez/2018
Integral		947.852		955.304
UEE (EOL) Casa Nova I (180 MW)	40,00%	684.120	40,00%	687.700
UEE (EOL) Casa Nova II e III (52 MW)	99,50%	263.732	100,00%	267.604
SPE Proporcional		41.391.084		44.490.135
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	95,70%	39.112.347	98,05%	41.949.477
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	96,80%	1.678.890	99,99%	1.923.992
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	82,60%	35.044	85,40%	39.020
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	80,90%	50.764	85,40%	55.426
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	85,30%	29.085	84,00%	30.402
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	65,80%	46.754	79,00%	58.999

UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	66,20%	45.715	78,70%	56.169
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	77,50%	55.303	82,20%	57.352
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	70,60%	50.350	79,50%	57.993
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	82,30%	43.982	84,00%	49.313
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	74,50%	55.236	84,30%	67.582
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	82,20%	91.874	84,90%	96.886
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	81,50%	95.740	84,00%	103.637
Total	-	42.338.936	-	45.445.439

Em bases totais, o valor dos investimentos em projetos de geração totalizaram R\$ 45.445 milhões até 31/12/2018 dos quais, R\$ 3.099 milhões se referem ao incremento de Ativo Imobilizado em Serviço e ao Ativo Imobilizado em Curso das SPEs, conforme demonstrado na tabela 4 acima.

Tabela 5 - Garantia Física Esperada e Realizada

Usina - Garantia Física GWh/ano Proporcional	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Controladora							
Integral	52.673	50.154	50.154	50.154	50.154	50.154	50.154
UHE Boa Esperança	1.253	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190
UHE Complexo P. Afonso	19.491	18.517	18.517	18.517	18.517	18.517	18.517
UHE Funil	96	96	96	96	96	96	96
UHE Luiz Gonzaga	8.401	7.981	7.981	7.981	7.981	7.981	7.981
UHE Pedra	33	33	33	33	33	33	33
UHE Xingó	18.738	17.891	17.891	17.891	17.891	17.891	17.891
UHE Sobradinho	4.652	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419
UHE Curemas	9	9	9	9	9	9	9
EOL Casa Nova II (*)	0	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
EOL Casa Nova III (*)	0	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Sociedade de Propósito Específico	6.866	6.866	7.159	7.159	7.159	7.159	7.159
UHE Dardanelos (Energética Águas da Pedra S.A.)	154	154	154	154	154	154	154
UHE Jirau (ESBR Participações S.A.)	2.184	2.184	2.184	2.184	2.184	2.184	2.184
Complexo Eólico Sento Sé II	36	36	36	36	36	36	36
Complexo Eólico Sento Sé III	23	23	23	23	23	23	23
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419
VamCruz I Participações S.A.	50	50	50	50	50	50	50
Complexo Eólico Pindaí I	0	0	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
Complexo Eólico Pindaí II	0	0	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Complexo Eólico Pindaí III	0	0	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	0	0	240	240	240	240	240

(*)As EOL Casa Nova II e III entraram em operação comercial em 09/12/2017 e 28/02/2018, respectivamente.

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

Tabela 6 - Modelo de Negócio e Condições no ACR

Usina	Modelo de Negócio em 31/12/2018	Preço médio no ACR em 2018	Data e índice de reajuste no ACR
Integral e Compartilhada			
UHE Boa Esperança	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2018) R\$ 54.061.165,41	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Complexo de Paulo Afonso	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2018) R\$ 695.840.599,05	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Funil	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2018) R\$ 10.645.735,90	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Luiz Gonzaga	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2018) R\$ 270.820.974,25	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Pedra	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2018) R\$ 4.760.846,13	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Xingó	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2017) R\$ 504.192.292,35	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Sobradinho	100% ACL até 09/02/2032. A partir daí transferência de 1/6 a cada ano para o regime de cotas. A partir de 09/02/2037 100% regime de cotas até o vencimento da outorga - Lei 13.182/2015	Não aplicável	Não aplicável
UHE Curemas	100% ACL até o vencimento da outorga	Não aplicável	Não aplicável
EOL Casa Nova II	79,78% ACR	R\$ 166,33 /MWh	1º/jan - IPCA
	20,22% ACL		
EOL Casa Nova III	58,51% ACR	R\$ 166,28 /MWh	1º/jan - IPCA
	41,49% ACL		
Sociedade de Propósito Específico			
Energética Águas da Pedra S.A	100% ACR	R\$ 206,86 MWh	Diversas Datas
Baraúnas I Energética S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 150,83 / Mwh	Setembro-IPCA
Mussambê Energética S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 150,83 / Mwh	Setembro-IPCA
Morro Branco I Energética S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 150,83 / Mwh	Setembro-IPCA
Baraúnas II Energética S.A.	Contrato A-5	R\$ 151,57 / Mwh	Janeiro-IPCA
Banda de Couro Energética S.A.	Contrato A-5	R\$ 153,86 / Mwh	Janeiro-IPCA
Acauã Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Angical 2 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Arapapá Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Caititú 2 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Caititú 3 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Carcará Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Corrupião 3 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Teiú 2 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Coqueirinho 2 Energia S.A.	Contrato de Compra de Energia do Ambiente Regulado - CCEAR	R\$ 159,77 / Mwh	Dezembro, IPCA
Papagaio Energia S.A.	Contrato de Compra de Energia do Ambiente Regulado - CCEAR	R\$ 159,41/MWh	Dezembro, IPCA
Tamandua Mirim 2 Energia S.A.	Contrato de Compra de Energia do Ambiente Regulado - CCEAR	R\$ 154,24 / MWh	Janeiro, IPCA

MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Em 2018, a Companhia investiu R\$ 65,3 milhões nas usinas hidrelétricas sob concessão e em regime de cotas, para manter os níveis operacionais de continuidade e disponibilidade satisfatórios ao atendimento da demanda, com destaque para as seguintes realizações:

Usina Boa Esperança: Conclusão da Implantação dos sistemas digitais MPCCSR nas máquinas e na Subestação, atualmente em fase de eliminação de pendências para encerramento do contrato.

Usina Paulo Afonso IV: Desenvolvimento do Projeto Básico para implantação dos sistemas digitais e modernização das unidades geradoras, com equipe própria, a ser concluído em julho de 2019;

Modernização das Pontes Rolantes da UHE PA-IV e o dos Pórticos da UHE Apolônio Sales: A ordem de início dos serviços foi dada em março de 2018 e a previsão de conclusão está para março de 2019.

Usina de Sobradinho: Concluído o Projeto Básico para implantação dos sistemas digitais e modernização das unidades geradoras, aguardando aprovação da Diretoria Executiva para início do processo de aquisição, prevista para janeiro/2019.

Foram executados diversos serviços de adequação e manutenção no Sistema de Geração em operação, objetivando a eliminação de pendências técnicas, legais e ambientais, bem como a substituição de equipamentos e componentes por obsolescência ou final de vida útil.

Principais serviços executados:

- Modernização do mancal de escora das máquinas 1 e 5 da UHE Xingó;
- Modernização dos reguladores de velocidade, de tensão e sistema de proteção das máquinas 1 e 5 da UHE Xingó.
- Modernização do regulador de velocidade, de tensão, sistema de proteção e serviços auxiliares da máquina 1 da UHE Paulo Afonso IV.
- Modernização do regulador de velocidade e sistema de proteção da máquina 3 da UHE Luiz Gonzaga.
- Início dos trabalhos de digitalização da unidade geradora da UHE da Pedra com substituição dos reguladores de velocidade, de tensão, do sistema de proteção, de todo o sistema de controle da unidade geradora obsoletos, por um novo de tecnologia digital, bem como o transformador elevador e o grupo gerador de emergência, com previsão de conclusão dos trabalhos em março de 2019.

Principais bens adquiridos:

- Aquisição de equipamentos para reserva técnica;
- Aquisição de transformador de excitação para as unidades geradoras da UHE Paulo Afonso IV;
- Aquisição de equipamentos para modernização de reguladores de velocidade, de tensão e proteção de geradores;
- Aquisição de equipamentos para modernização do sistema de controle das unidades geradoras da UHE Xingó;
- Aquisição de materiais e equipamentos para teleassistência da UHE Pedra a partir da SE Funil;
- Aquisição de dois bancos de bateria para a UHE Paulo Afonso III;
- Aquisição de dois bancos de bateria para a UHE Paulo Afonso I;
- Aquisição de disjuntor de grupo para as unidades geradoras da UHE Sobradinho.

USINA TERMELÉTRICA

A Usina Térmica de Camaçari - UTC, localizada no Município de Dias D'Ávila no Estado da Bahia, foi outorgada à Chesf por meio da Portaria DNAEE n.º 1.068, de 10 de agosto de 1977. Em agosto de 2016, através do Despacho nº 258/2016, a ANEEL suspendeu a operação comercial da usina devido a deterioração dos equipamentos, que se

encontravam com a vida útil ultrapassada. Em 05 de outubro de 2018, foi publicada no Diário Oficial da União a Portaria MME 420/2018, extinguindo a concessão da Usina Térmica de Camaçari.

Atualmente a Chesf está cadastrando empresas interessadas em firmar parceria através da Chamada Pública Chesf nº 001/2018, publicada no dia 05/10/2018, com vistas à viabilização de negócio em sociedade, utilizando os ativos remanescentes da extinta concessão desta UTE.

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

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

Esta iniciativa, intitulada de Programa Conta Zero, consiste na implantação de projetos de micro e minigeração fotovoltaica em subestações e em regime de condomínio solar (autoconsumo remoto). O Programa lança mão de espaços físicos disponíveis e das conexões elétricas existentes nas instalações mais viáveis. Está prevista em 2019 a implantação de 2,4 MWp em sistemas, os quais serão distribuídos em 6 estados do nordeste (AL, CE, PB, PE, PI e RN), e que resultarão numa significativa redução de custos operacionais. Este Programa se mostra como uma opção de fonte limpa e renovável para suprimento complementar da energia elétrica dos serviços auxiliares de subestações e usinas. Em alguns casos, por meio da associação com sistemas de armazenamento, a confiabilidade e a segurança operativa poderão ser ampliadas das instalações beneficiadas com o sistema.

Ressalte-se que a implantação de Sistemas de Micro e Minigeração Fotovoltaica, na forma do Programa Conta Zero idealizado pela Chesf, tornará possível o suprimento de energia elétrica dos sistemas elétricos de suas edificações administrativas, bem como, dos serviços auxiliares de subestações e usinas, reduzindo gastos com energia elétrica destas instalações, além de contribuir para incentivar o uso de fonte renovável, sintonizada com políticas de combate às mudanças de clima.

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

TRANSMISSÃO

Contando com 121 subestações e 20.585,2 km de linhas de transmissão, nas tensões de 500, 230 e inferiores à 230 kV, a área de transmissão da Outorgada transporta tanto a energia gerada pelas usinas próprias quanto a recebida do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Concessionária de serviço público de transmissão de energia, a Companhia detém as concessões de linhas de transmissão da Rede Básica que compreendem 112 subestações e 19.868,1 km de linhas de transmissão, nas tensões de 500 e 230 kV.

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

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

Linha de Transmissão / Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral			20.585,2	47.642,19		
Abaixadora-Moxotó, 69 kV, C1	C1	69 kV	5,3	-	out-70	dez-42
Abaixadora-Mulungu, 69 kV, C1	C1	69 kV	6,5	-	mai-75	nov-40
Abaixadora-Zebu, 69 kV, C1	C1	69 kV	5,4	-	out-72	dez-42
Acaraú II-Sobral III, 230 kV, C2	C2	230 kV	91,3	-	set-15	dez-40
Angelim II-Pau Ferro, 500 kV, C1	C1	500 kV	219,4	-	ago-77	dez-42
Angelim II-Recife II, 500 kV, C2	C2	500 kV	170,7	-	mar-80	dez-42
Angelim-Messias, 230 kV, C1	C1	230 kV	78,9	-	abr-77	dez-42
Angelim-Messias, 230 kV, C2	C2	230 kV	78,5	-	out-76	dez-42
Angelim-Messias, 230 kV, C3	C3	230 kV	79,1	-	ago-86	dez-42
Angelim-Recife II, 230 kV, C2	C2	230 kV	171,7	-	jan-67	dez-42
Angelim-Recife II, 230 kV, C3	C3	230 kV	171,7	-	jan-61	dez-42
Angelim-Ribeirao, 230 kV, C1	C1	230 kV	115,7	-	jan-53	dez-42
Angelim-Tacaimbo, 230 kV, C1	C1	230 kV	63,9	-	mar-63	dez-42
Angelim-Tacaimbo, 230 kV, C2	C2	230 kV	64,1	-	mar-73	dez-42

Angelim-Tacaimbo, 230 kV, C3	C3	230 kV	65,7	-	jun-98	dez-42
Aquiraz II-Banabuiu, 230 kV, C1	C1	230 kV	181,8	-	ago-78	dez-42
Aquiraz II-Fortaleza, 230 kV, C1	C1	230 kV	30,1	-	ago-78	dez-42
Arapiraca III-Penedo, 230 kV, C1	C1	230 kV	89,6	-	jan-98	dez-42
Banabuiu-Fortaleza, 230 kV, C1	C1	230 kV	177,2	-	out-65	dez-42
Banabuiu-Fortaleza, 230 kV, C2	C2	230 kV	176	-	jul-78	dez-42
Banabuiu-Mossoró II, 230 kV, C1	C1	230 kV	177,2	-	jul-03	dez-42
Banabuiu-Mossoró II, 230 kV, C2	C2	230 kV	177,2	-	abr-16	dez-42
Banabuiu-Russas II, 230 kV, C1	C1	230 kV	110,4	-	mai-71	dez-42
Boa Esperança-Teresina, 230 kV, C1	C1	230 kV	198	-	mar-70	dez-42
Boa Esperança-Teresina, 230 kV, C2	C2	230 kV	198	-	dez-81	dez-42
Bom Jesus da Lapa-Barreiras, 230 kV, C1	C1	230 kV	233,5	-	dez-90	dez-42
Bom Jesus Da Lapa-Igaporã II, 230 kV, C1	C1	230 kV	115	-	mai-14	nov-40
Bom Nome-Milagres, 230 kV, C1	C1	230 kV	83,7	-	set-61	dez-42
Bom Nome-Milagres, 230 kV, C2	C2	230 kV	84,1	-	dez-74	dez-42
Bom Nome-Milagres, 230 kV, C3	C3	230 kV	83,9	-	set-79	dez-42
Bongi-Açonorte, 230 kV, C1	C1	230 kV	6	-	ago-76	dez-42
Brotas de Macaúbas-B.J.da Lapa, 230 kV, C1	C1	230 kV	204,6	-	set-81	dez-42
Brotas de Macaúbas-Irecê, 230 kV, C1	C1	230 kV	135,4	-	set-81	dez-42
C.Formoso-Ouroândia, 230 kV, C1	C1	230 kV	103,6	-	set-81	dez-42
C.Grande II-C.Grande III, 230 kV, C1	C1	230 kV	10,6	-	out-99	dez-42
C.Grande II-C.Grande III, 230 kV, C2	C2	230 kV	10,6	-	out-02	dez-42
C.Grande III-Extremoz II, 230 kV, C1	C1	230 kV	191,4	-	out-99	dez-42
C.Grande III-Natal III, 230 kV, C1	C1	230 kV	175,8	-	out-02	dez-42
C.Grande II-Paraiso, 230 kV, C1	C1	230 kV	118,1	-	mai-79	dez-42
C.Grande II-Paraiso, 230 kV, C2	C2	230 kV	119	-	abr-79	dez-42
C.Grande II-Pilões II, 138 kV, C1	C1	138 kV	79,3	-	jan-68	dez-42
C.Grande II-S.Cruz II, 138 kV, C1	C1	138 kV	117,3	-	abr-63	dez-42
C.Grande-Coteminas, 230 kV, C1	C1	230 kV	2,5	-	out-99	dez-42
C.Grande-Goianinha, 230 kV, C1	C1	230 kV	99,3	-	fev-70	dez-42
C.Novos II-Santana Do Matos II, 138 kV, C1	C1	138 kV	38,8	-	dez-67	dez-42
Camaçari II-C.Metais, 230 kV, C1	C1	230 kV	3,2	-	fev-82	dez-42
Camaçari II-Camaçari II, 69 kV, C2	C2	69 kV	1,4	-	jun-60	dez-42
Camaçari II-Cotegipe, 230 kV, C2	C2	230 kV	23,5	-	out-76	dez-42
Camaçari II-CQR, 230 kV, C1	C1	230 kV	7,2	-	mai-92	dez-42
Camaçari II-Gov. Mangabeira, 230 kV, C1	C1	230 kV	83,7	-	set-82	dez-42
Camaçari II-Gov. Mangabeira, 230 kV, C2	C2	230 kV	83,7	-	set-82	dez-42
Camaçari II-Matatu, 230 kV, C1	C1	230 kV	47	-	ago-53	dez-42
Camaçari II-Pituaçu, 230 kV, C2	C2	230 kV	39,2	-	jan-02	dez-42
Camaçari IV-Camaçari II, 500 kV, C1	C1	500 kV	0,3	-	nov-12	dez-42
Camaçari IV-Cotegipe, 230 kV, C1	C1	230 kV	22,9	-	jun-70	dez-42
Camaçari IV-Jacaracanga, 230 kV, C1	C1	230 kV	19,2	-	jul-77	dez-42
Camaçari IV-Jacaracanga, 230 kV, C2	C2	230 kV	19,2	-	mar-77	dez-42
Camaçari IV-Pituaçu, 230 kV, C1	C1	230 kV	39,2	-	out-84	dez-42
Casa Nova II-Sobradinho, 230 kV, C1	C1	230 kV	67,1	-	set-17	dez-42
Catu-Camaçari IV, 230 kV, C1	C1	230 kV	25	-	jun-70	dez-42
Catu-Camaçari IV, 230 kV, C2	C2	230 kV	25	-	ago-53	dez-42
Catu-Gov.Mangabeira, 230 kV, C1	C1	230 kV	77,2	-	ago-67	dez-42
Cauípe-Fortaleza II, 230 kV, C1	C1	230 kV	58,2	-	nov-73	dez-42
Ceará Mirim II-João Câmara II, 230 kV, C1	C1	230 kV	74,5	-	fev-14	nov-40
Cicero Dantas-Catu, 230 kV, C1	C1	230 kV	200,7	-	mar-68	dez-42
Cicero Dantas-Catu, 230 kV, C2	C2	230 kV	201,3	-	abr-72	dez-42
Cotegipe-Catu, 69 kV, C1	C1	69 kV	48,7	-	jun-60	dez-42
Cotegipe-Catu, 69 kV, C2	C2	69 kV	48,7	-	jun-60	dez-42
Cotegipe-Jacaracanga, 230 kV, C1	C1	230 kV	15,2	-	dez-71	dez-42
Cotegipe-Matatu, 230 kV, C1	C1	230 kV	30	-	mai-77	dez-42
Extremoz II-Ceará Mirim II, 230 kV, C1	C1	230 kV	31,4	-	fev-14	nov-40
Floresta II-Bom Nome, 230 kV, C1	C1	230 kV	92,2	-	dez-74	dez-42
Fortaleza II-Cauípe, 230 kV, C1	C1	230 kV	58	-	nov-03	dez-42
Fortaleza II-Cauípe, 230 kV, C2	C2	230 kV	58	-	nov-03	dez-42
Fortaleza II-D.Gouveia, 230 kV, C1	C1	230 kV	7,1	-	jun-89	dez-42
Fortaleza II-D.Gouveia, 230 kV, C2	C2	230 kV	7,1	-	jun-89	dez-42
Fortaleza II-Fortaleza, 230 kV, C1	C1	230 kV	0,3	-	fev-00	dez-42
Fortaleza II-Fortaleza, 230 kV, C2	C2	230 kV	0,3	-	fev-00	dez-42
Fortaleza II-Fortaleza, 230 kV, C3	C3	230 kV	0,3	-	out-05	dez-42
Fortaleza II-Pici II, 230 kV, C1	C1	230 kV	27,5	-	mai-09	dez-42
Fortaleza II-Pici II, 230 kV, C2	C2	230 kV	27,5	-	mai-09	dez-42
Funil-Itapebi, 230 kV, C1	C1	230 kV	198,1	-	jul-90	dez-42
Funil-Itapebi, 230 kV, C2	C2	230 kV	198,1	-	jul-90	dez-42
Garanhuns II-Angelim II, 500 kV, C1	C1	500 kV	13,2	-	fev-77	dez-42
Garanhuns II-Angelim, 230 kV, C1	C1	230 kV	12,3	-	jan-61	dez-42
Garanhuns II-Angelim, 230 kV, C2	C2	230 kV	11,6	-	dez-73	dez-42
Goianinha-Mussure II, 230 kV, C2	C2	230 kV	50,6	-	out-77	dez-42

Goianinha-Santa Rita II, 230 kV, C1	C1	230 kV	59	-	out-77	dez-42
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, 230 kV, C2	C2	230 kV	22,5	-	fev-84	dez-42
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, 230 kV, C3	C3	230 kV	22,6	-	fev-84	dez-42
Ibiapina II-Piripiri, 230 kV, C1	C1	230 kV	86	-	ago-73	dez-42
Ibiapina II-Sobral II, 230 kV, C1	C1	230 kV	103	-	ago-73	dez-42
Ibicoara-Brumado II, 230 kV, C1	C1	230 kV	94,5	-	mar-12	dez-37
Ico-Banabuiu, 230 kV, C1	C1	230 kV	124,7	-	dez-77	dez-42
Igaporã III-Igaporã II, 230 kV, C1	C1	230 kV	5,4	-	out-15	jun-42
Igaporã III-Igaporã II, 230 kV, C2	C2	230 kV	5,4	-	out-15	jun-42
Igaporã III-Pindai II, 230 kV, C1	C1	230 kV	49,5	-	out-15	jun-42
Irecê-Morro Do Chapeú, 230 kV, C1	C1	230 kV	64,1	-	dez-17	out-41
Itabaiana-Itabaianinha, 230 kV, C1	C1	230 kV	76,8	-	ago-53	dez-42
Itabaiana-Jardim, 230 kV, C1	C1	230 kV	44	-	ago-79	dez-42
Itabaiana-Jardim, 230 kV, C2	C2	230 kV	44	-	ago-79	dez-42
Itabaianinha-Catu, 230 kV, C1	C1	230 kV	143,9	-	ago-53	dez-42
Itapebi-Eunapolis, 230 kV, C1	C1	230 kV	47	-	jul-90	dez-42
Itapebi-Eunapolis, 230 kV, C2	C2	230 kV	47	-	jul-90	dez-42
Jaboatão II-Pirapama II, 230 kV, C1	C1	230 kV	34	-	jun-80	dez-42
Jaboatão-Recife II, 69 kV, C1	C1	69 kV	3,1	-	jan-65	dez-42
Jacaracanga-Dow, 230 kV, C1	C1	230 kV	7,9	-	jul-77	dez-42
Jacaracanga-Dow, 230 kV, C2	C2	230 kV	7,8	-	mar-77	dez-42
Jacararacanga-Alunordeste, 230 kV, C1	C1	230 kV	1,8	-	mai-83	dez-42
Jaguarari-Senhor Do Bonfim, 230 kV, C1	C1	230 kV	80,7	-	jan-80	dez-42
Jardim-Camacari IV, 500 kV, C1	C1	500 kV	249,6	-	mai-00	dez-42
Jardim-Cia. Vale Do Rio Doce, 230 kV, C1	C1	230 kV	0,8	-	fev-07	dez-42
Jardim-Fafen, 230 kV, C1	C1	230 kV	12,5	-	ago-81	dez-42
Jardim-Penedo, 230 kV, C1	C1	230 kV	110	-	mar-14	mar-38
Joairam-Bongi, 230 kV, C1	C1	230 kV	6,3	-	jan-53	dez-42
Joairam-Bongi, 230 kV, C2	C2	230 kV	6,4	-	jan-67	dez-42
Joairam-Bongi, 230 kV, C3	C3	230 kV	6,4	-	jan-61	dez-42
Juazeiro II-Jaguarari, 230 kV, C1	C1	230 kV	88	-	jan-80	dez-42
Juazeiro II-Senhor Do Bonfim, 230 kV, C2	C2	230 kV	148,6	-	abr-81	dez-42
Libra-Libra, 230 kV, C1	C1	230 kV	1,5	-	dez-91	dez-42
Luiz Gonzaga-Garanhuns II, 500 kV, C1	C1	500 kV	238,7	-	fev-77	dez-42
Luiz Gonzaga-Milagres, 500 kV, C1	C1	500 kV	230,8	-	fev-02	dez-42
Luiz Gonzaga-Olindina, 500 kV, C1	C1	500 kV	248,6	-	mai-76	dez-42
Luiz Gonzaga-Sobradinho, 500 kV, C1	C1	500 kV	290,6	-	out-79	dez-42
M.Reduzido-M.Reduzido, 69 kV, C1	C1	69 kV	0,5	-	abr-73	dez-42
Matatu-Pituacu, 69 kV, C1	C1	69 kV	7,5	-	jun-60	dez-42
Matatu-Pituacu, 69 kV, C2	C2	69 kV	7,4	-	jun-60	dez-42
Messias-Maceio, 230 kV, C1	C1	230 kV	25,9	-	nov-96	dez-42
Messias-Maceio, 230 kV, C2	C2	230 kV	25,9	-	nov-96	dez-42
Messias-Rio Largo, 230 kV, C1	C1	230 kV	11,9	-	ago-86	dez-42
Messias-Rio Largo, 230 kV, C2	C2	230 kV	11,6	-	out-76	dez-42
Messias-Rio Largo, 230 kV, C3	C3	230 kV	11,6	-	abr-77	dez-42
Messias-Suape II, 500 kV, C1	C1	500 kV	176,6	-	dez-98	dez-42
Milagres-Banabuiu, 230 kV, C1	C1	230 kV	225,9	-	fev-65	dez-42
Milagres-Banabuiu, 230 kV, C3	C3	230 kV	225,1	-	dez-77	dez-42
Milagres-Coremas, 230 kV, C1	C1	230 kV	119,4	-	nov-86	dez-42
Milagres-Coremas, 230 kV, C2	C2	230 kV	119,8	-	jun-09	mar-35
Milagres-Ico, 230 kV, C1	C1	230 kV	103,4	-	dez-77	dez-42
Milagres-Quixada, 500 kV, C1	C1	500 kV	268	-	set-03	dez-42
Milagres-Tauá II, 230 kV, C1	C1	230 kV	208,1	-	dez-07	mar-35
Mirueira II-Goianinha, 230 kV, C1	C1	230 kV	50,1	-	dez-89	dez-42
Mirueira II-Pau Ferro, 230 kV, C1	C1	230 kV	23,1	-	out-99	dez-42
Mossoró II - Mossoró IV, 230 kV, C1	C1	230 kV	36,1	-	out-17	dez-42
Mossoro II-Acu II, 230 kV, C1	C1	230 kV	71,3	-	jul-87	dez-42
Natal III-Extremoz II, 230 kV, C1	C1	230 kV	17	-	fev-14	dez-42
Natal III-Natal II, 230 kV, C1	C1	230 kV	11,6	-	out-99	dez-42
Natal III-Natal II, 230 kV, C2	C2	230 kV	11,6	-	out-02	dez-42
Olindina-Camacari II, 500 kV, C1	C1	500 kV	147,2	-	out-76	dez-42
Olindina-Camacari II, 500 kV, C2	C2	500 kV	146,9	-	set-78	dez-42
Olindina-Olindina, 230 kV, C1	C1	230 kV	0,2	-	mai-80	dez-42
Olindina-Olindina, 230 kV, C2	C2	230 kV	0,2	-	mai-80	dez-42
Ourolândia-Irecê, 230 kV, C1	C1	230 kV	86,9	-	set-81	dez-42
P.Afonso III-Angelim, 230 kV, C1	C1	230 kV	221,3	-	jan-53	dez-42
P.Afonso III-Bom Nome, 230 kV, C3	C3	230 kV	170,8	-	nov-78	dez-42
P.Afonso III-C.Dantas, 230 kV, C1	C1	230 kV	134,2	-	mar-68	dez-42
P.Afonso III-C.Dantas, 230 kV, C2	C2	230 kV	133,8	-	jun-72	dez-42
P.Afonso III-Floresta II, 230 kV, C1	C1	230 kV	79	-	dez-74	dez-42
P.Afonso III-Garanhuns II, 230 kV, C1	C1	230 kV	209,3	-	jan-67	dez-42
P.Afonso III-Garanhuns II, 230 kV, C2	C2	230 kV	209,3	-	jan-61	dez-42
P.Afonso III-Garanhuns II, 230 kV, C3	C3	230 kV	214,1	-	dez-73	dez-42

P.Afonso III-Itabaiana, 230 kV, C2	C2	230 kV	162,5	-	abr-87	dez-42
P.Afonso III-Itabaiana, 230 kV, C3	C3	230 kV	162,5	-	set-85	dez-42
P.Afonso III-Zebu II, 230 kV, C1	C1	230 kV	5,4	-	ago-12	ago-39
P.Afonso III-Zebu II, 230 kV, C2	C2	230 kV	5,4	-	ago-12	ago-39
P.Afonso IV-Angelim II, 500 kV, C2	C2	500 kV	221,5	-	jul-79	dez-42
P.Afonso IV-Luiz Gonzaga, 500 kV, C1	C1	500 kV	37,4	-	out-79	dez-42
P.Afonso IV-Olindina, 500 kV, C2	C2	500 kV	212,8	-	jun-78	dez-42
P.Afonso IV-P.Afonso III, 230 kV, C1	C1	230 kV	1,1	-	out-79	dez-42
P.Afonso IV-P.Afonso III, 230 kV, C2	C2	230 kV	1,4	-	fev-81	dez-42
P.Afonso IV-Xingo, 500 kV, C1	C1	500 kV	53,8	-	fev-93	dez-42
P.Dutra-Teresina II, 500 kV, C1	C1	500 kV	207,9	-	mai-00	dez-42
P.Dutra-Teresina II, 500 kV, C2	C2	500 kV	207,7	-	abr-03	dez-42
Paraíso-Açu II, 230 kV, C2	C2	230 kV	132,8	-	set-10	jun-37
Paraíso-Lagoa Nova II, 230 kV, C1	C1	230 kV	65,4	-	dez-16	jun-37
Paraíso-Natal II, 230 kV, C1	C1	230 kV	96,2	-	mai-79	dez-42
Paraíso-Natal II, 230 kV, C2	C2	230 kV	97,2	-	abr-79	dez-42
Paraíso-Santa Cruz II, 138 kV, C1	C1	138 kV	8,7	-	jan-68	dez-42
Pau Ferro-C.Grande II, 230 kV, C2	C2	230 kV	125,9	-	out-99	dez-42
Pau Ferro-Coteminas, 230 kV, C1	C1	230 kV	123,9	-	out-99	dez-42
Pecem II-Fortaleza II, 500 kV, C1	C1	500 kV	73,1	-	mai-00	dez-42
Picos-Tauá II, 230 kV, C1	C1	230 kV	183,2	-	fev-13	jun-38
Pilões II-Paraíso, 138 kV, C1	C1	138 kV	107,9	-	mar-14	dez-42
Pirapama II-Recife II, 69 kV, C1	C1	69 kV	21,3	-	jan-65	dez-42
Pirapama II-Suape II, 230 kV, C1	C1	230 kV	20,9	-	dez-12	jan-39
Pirapama II-Suape II, 230 kV, C2	C2	230 kV	20,9	-	dez-12	jan-39
Pituaçu-Cotegipe, 69 kV, C1	C1	69 kV	22,1	-	jun-60	dez-42
Pituaçu-Cotegipe, 69 kV, C2	C2	69 kV	21,9	-	jan-60	dez-42
Pituacu-Narandiba, 230 kV, C1	C1	230 kV	3,6	-	nov-83	dez-42
Pituacu-Narandiba, 230 kV, C2	C2	230 kV	3,6	-	nov-83	dez-42
Pituaçu-Pituaçu, 230 kV, C1	C1	230 kV	0,3	-	jan-77	dez-42
Quixada-Fortaleza II, 500kV, C1	C1	500 kV	136,5	-	set-03	dez-42
Quixere-Mossoro II, 230 kV, C1	C1	230 kV	50,2	-	abr-81	dez-42
Recife II-Goianinha, 230 kV, C1	C1	230 kV	71,4	-	fev-72	dez-42
Recife II-Goianinha, 230 kV, C2	C2	230 kV	71,5	-	fev-72	dez-42
Recife II-Jaboatão II, 230 kV, C1	C1	230 kV	16	-	jun-80	dez-42
Recife II-Joairam, 230 kV, C1	C1	230 kV	7,4	-	jan-67	dez-42
Recife II-Joairam, 230 kV, C2	C2	230 kV	7,4	-	jan-67	dez-42
Recife II-Joairam, 230 kV, C3	C3	230 kV	7,4	-	jan-61	dez-42
Recife II-Mirueira, 230 kV, C1	C1	230 kV	31	-	jun-80	dez-42
Recife II-Mirueira, 230 kV, C2	C2	230 kV	31,5	-	jun-80	dez-42
Recife II-Mirueira, 230 kV, C3	C3	230 kV	31,5	-	jun-86	dez-42
Recife II-Pau Ferro, 230 kV, C1	C1	230 kV	33,2	-	set-04	dez-42
Recife II-Pau Ferro, 230 kV, C2	C2	230 kV	33,2	-	set-04	dez-42
Recife II-Pau Ferro, 500 kV, C1	C1	500 kV	114,5	-	ago-77	dez-42
Recife II-Pirapama II, 230 kV, C1	C1	230 kV	27,6	-	jun-80	dez-42
Ribeirão-Recife II, 230 kV, C1	C1	230 kV	56,6	-	jan-53	dez-42
Rio Largo II-Arapiraca III, 230 kV, C1	C1	230 kV	124,7	-	jan-98	dez-42
Rio Largo-Braskem, 230 kV, C1	C1	230 kV	23,2	-	jun-76	dez-42
Russas II-Quixere, 230 kV, C1	C1	230 kV	25,4	-	abr-81	dez-42
S.A.De Jesus-Funil, 230 kV, C2	C2	230 kV	162,6	-	fev-84	dez-42
S.A.De Jesus-Funil, 230 kV, C3	C3	230 kV	162,1	-	fev-84	dez-42
S.J.Piauí-Boa Esperança, 500 kV, C1	C1	500 kV	233,5	-	dez-80	dez-42
S.J.Piauí-E.Martins, 230 kV, C1	C1	230 kV	172,9	-	fev-98	dez-42
S.J.Piauí-Picos, 230 kV, C1	C1	230 kV	167,8	-	jul-85	dez-42
Santa Cruz II-C.Novos II, 138 kV, C1	C1	138 kV	55	-	out-65	dez-42
Santa Rita II-Mussure II, 230 kV, C1	C1	230 kV	17	-	out-77	dez-42
Santana Do Matos II-Açu II, 138 kV, C1	C1	138 kV	49,6	-	dez-67	dez-42
Sapeaçu-Funil, 230 kV, C1	C1	230 kV	195,7	-	dez-68	dez-42
Sapeaçu-Gov.Mangabeira, 230 kV, C1	C1	230 kV	23,5	-	dez-68	dez-42
Sapeaçu-S.A.De Jesus, 230 kV, C2	C2	230 kV	32	-	fev-84	dez-42
Sapeaçu-S.A.De Jesus, 230 kV, C3	C3	230 kV	32	-	fev-84	dez-42
Sobradinho-Juazeiro II, 230 kV, C1	C1	230 kV	42,5	-	jan-80	dez-42
Sobradinho-Juazeiro II, 230 kV, C2	C2	230 kV	42,5	-	abr-81	dez-42
Sobradinho-L.Gonzaga, 500 kV, C2	C2	500 kV	316	-	jun-88	dez-42
Sobradinho-S.J.Piauí, 500 kV, C1	C1	500 kV	211	-	dez-80	dez-42
Sobral II-Cauípe, 230 kV, C1	C1	230 kV	177,4	-	nov-73	dez-42
Sobral II-Cccp, 230 kV, C1	C1	230 kV	2,9	-	jun-01	dez-42
Sobral III-Pecem II, 500 kV, C1	C1	500 kV	176,6	-	mai-00	dez-42
Sobral III-Sobral II, 230 kV, C1	C1	230 kV	13,8	-	mai-09	dez-42
Sobral III-Sobral II, 230 kV, C2	C2	230 kV	13,8	-	mai-09	dez-42
Sr.do Bonfim-C.Formoso, 230 kV, C1	C1	230 kV	64,7	-	set-81	dez-42
Suape II-Recife II, 500 kV, C1	C1	500 kV	45,4	-	dez-98	dez-42
Suape II-Suape III, 230 kV, C1	C1	230 kV	3,6	-	dez-12	jan-39

Suape II-Suape III, 230 kV, C2	C2	230 kV	3,6	-	dez-12	jan-39
Tacaimbo-C.Grande II, 230 kV, C1	C1	230 kV	124,7	-	mar-63	dez-42
Tacaimbo-C.Grande II, 230 kV, C2	C2	230 kV	124,7	-	mar-73	dez-42
Tacaratu-Bom Nome, 230 kV, C1	C1	230 kV	137,1	-	out-61	dez-42
Tacaratu-P.Afonso III, 230 kV, C1	C1	230 kV	47,4	-	out-61	dez-42
Teresina II-Sobral III, 500 kV, C1	C1	500 kV	334,2	-	mai-00	dez-42
Teresina II-Teresina III, 230 kV, C1	C1	230 kV	22,8	-	out-17	dez-42
Teresina II-Teresina III, 230 kV, C2	C2	230 kV	22,8	-	out-17	dez-42
Teresina II-Teresina, 230 kV, C1	C1	230 kV	25,3	-	set-02	dez-42
Teresina II-Teresina, 230 kV, C2	C2	230 kV	25,3	-	set-02	dez-42
Teresina-Piripiri, 230 kV, C1	C1	230 kV	154,7	-	nov-71	dez-42
Touros-Ceará Mirim II, 230kV, C1	C1	230 kV	61,5	-	mai-17	jun-42
Usina Apo.Sales-P.Afonso III, 230 kV, C1	C1	230 kV	5,8	-	out-77	dez-42
Usina Apo.Sales-P.Afonso III, 230 kV, C2	C2	230 kV	5,7	-	mar-77	dez-42
Usina B.Esperança-B.Esperança, 230 kV, C1	C1	230 kV	2,8	-	dez-80	dez-42
Usina De Pedra-Jequié, 69 kV, C1	C1	69 kV	20,5	-	nov-78	dez-42
Usina III-P.Afonso III, 230 kV, C1	C1	230 kV	0,6	-	out-71	dez-42
Usina III-P.Afonso III, 230 kV, C2	C2	230 kV	0,6	-	abr-72	dez-42
Usina III-P.Afonso III, 230 kV, C3	C3	230 kV	0,6	-	abr-74	dez-42
Usina III-P.Afonso III, 230 kV, C4	C4	230 kV	0,6	-	ago-74	dez-42
Usina II-P.Afonso III, 230 kV, C1	C1	230 kV	0,7	-	out-61	dez-42
Usina II-P.Afonso III, 230 kV, C3	C3	230 kV	0,7	-	mai-67	dez-42
Usina II-P.Afonso III, 230 kV, C4	C4	230 kV	0,7	-	mai-67	dez-42
Usina II-P.Afonso III, 230 kV, C5	C5	230 kV	0,7	-	dez-67	dez-42
Usina II-Zebu, 138 kV, C1	C1	138 kV	6	-	dez-64	dez-42
Usina I-P.Afonso III, 230 kV, C1	C1	230 kV	0,6	-	jan-55	dez-42
Usina I-P.Afonso III, 230 kV, C2	C2	230 kV	0,6	-	jan-55	dez-42
Usina IV-P.Afonso IV, 500 kV, C1	C1	500 kV	0,6	-	dez-79	dez-42
Usina IV-P.Afonso IV, 500 kV, C2	C2	500 kV	0,6	-	mai-80	dez-42
Usina IV-P.Afonso IV, 500 kV, C3	C3	500 kV	0,6	-	out-80	dez-42
Usina IV-P.Afonso IV, 500 kV, C4	C4	500 kV	0,6	-	jul-81	dez-42
Usina IV-P.Afonso IV, 500 kV, C5	C5	500 kV	0,6	-	dez-81	dez-42
Usina IV-P.Afonso IV, 500 kV, C6	C6	500 kV	0,6	-	mai-83	dez-42
Usina L. Gonzaga-Luiz Gonzaga, 500 kV, C1	C1	500 kV	0,6	-	mai-79	dez-42
Usina L. Gonzaga-Luiz Gonzaga, 500 kV, C2	C2	500 kV	0,6	-	mai-79	dez-42
Usina L. Gonzaga-Luiz Gonzaga, 500 kV, C3	C3	500 kV	0,6	-	mai-79	dez-42
Usina Sobradinho-Sobradinho, 500 kV, C1	C1	500 kV	0,4	-	out-79	dez-42
Usina Sobradinho-Sobradinho, 500 kV, C2	C2	500 kV	0,3	-	out-79	dez-42
Usina Sobradinho-Sobradinho, 500 kV, C3	C3	500 kV	0,3	-	out-79	dez-42
Usina Xingó-Xingó, 500 kV, C1	C1	500 kV	0,9	-	out-95	dez-42
Usina Xingó-Xingó, 500 kV, C2	C2	500 kV	0,9	-	out-95	dez-42
Usina Xingó-Xingó, 500 kV, C3	C3	500 kV	0,9	-	out-95	dez-42
Usina Xingó-Xingó, 500 kV, C4	C4	500 kV	0,9	-	out-95	dez-42
Usina Xingó-Xingó, 500 kV, C5	C5	500 kV	0,8	-	mar-94	dez-42
Usina Xingó-Xingó, 500 kV, C6	C6	500 kV	0,8	-	nov-94	dez-42
Vila Zebu-Itaparica, 69 kV, C1	C1	69 kV	27	-	jul-77	dez-42
Xingo-Jardim, 500 kV, C1	C1	500 kV	159,8	-	mai-00	dez-42
Xingo-Messias, 500 kV, C1	C1	500 kV	219	-	fev-93	dez-42
Zebu-Moxotó, 69 kV, C1	C1	69 kV	7,2	-	abr-83	dez-42
Abaixadora	-	-	-	110	out-67	dez-42
Acaraú II	-	-	-	200	abr/14	nov/40
Açu II	-	-	-	378	nov/89	dez/42
Angelim	-	-	-	310	jan/56	dez/42
Angelim II	-	-	-	0	jan/80	dez/42
Aquiraz II	-	-	-	0	dez/13	dez/43
Arapiraca III	-	-	-	200	jun/13	out/40
Banabuiú	-	-	-	120,5	jan/64	dez/42
Barreiras	-	-	-	401	jun/96	dez/42
Boa Esperança 230 kV	-	-	-	127,34	mar/70	dez/42
Boa Esperança 500 kV	-	-	-	300	nov/80	dez/42
Bom Jesus da Lapa	-	-	-	162,27	set/81	dez/42
Bom Jesus da Lapa II	-	-	-	0	dez/15	nov/40
Bom Nome	-	-	-	510	out/63	dez/42
Bonji	-	-	-	530	mai/56	dez/42
Brotas de Macaúbas	-	-	-	0	jul/12	dez/42
Brumado II	-	-	-	0	ago/10	jun/37
Camaçari II	-	-	-	2600	jan/79	dez/42
Camaçari IV	-	-	-	2400	nov/12	jul/40
Campina Grande II	-	-	-	410	mai/64	dez/42
Campina Grande III	-	-	-	0	dez/15	out/41
Campo Formoso	-	-	-	0	dez/15	dez/42

Casa Nova II	-	-	-	180	nov/17	dez/37
Catu	-	-	-	300	mai/56	dez/42
Cauípe	-	-	-	300	mar/01	dez/42
Ceará Mirim II	-	-	-	0	set/14	set/44
Cícero Dantas	-	-	-	151	mai/56	dez/42
Coremas	-	-	-	300	dez/90	dez/42
Cotegipe	-	-	-	402	jan/56	dez/42
Coteminas	-	-	-	0	dez/09	dez/42
Currais Novos	-	-	-	103,67	nov/75	dez/42
Delmiro Gouveia	-	-	-	400	jun/89	dez/42
Eliseu Martins	-	-	-	101	jan/06	dez/42
Eunápolis	-	-	-	400	set/98	dez/42
Extremoz II	-	-	-	0	fev/14	nov/40
Floresta II	-	-	-	0	out/14	dez/42
Fortaleza	-	-	-	400	jan/64	dez/42
Fortaleza II	-	-	-	2400	mai/00	dez/42
Funil	-	-	-	549,99	jan/56	dez/42
Garanhuns II	-	-	-	0	dez/15	dez/41
Goianinha	-	-	-	400	jan/61	dez/42
Governador Mangabeira	-	-	-	200	mar/60	dez/42
Ibiapina II	-	-	-	200	set/16	ago/41
Ibicoara	-	-	-	410	jan/11	jun/37
Icó	-	-	-	200	mai/97	dez/42
Igaporã	-	-	-	450	jun/14	nov/40
Igaporã III	-	-	-	2250	dez/15	jun/42
Irecê	-	-	-	228,86	set/81	dez/42
Itabaiana	-	-	-	200	mai/57	dez/42
Itabaianinha	-	-	-	239	fev/96	dez/42
Itaparica	-	-	-	10	jan/03	dez/42
Itapebi	-	-	-	0	jan/83	dez/42
Jaboatão II	-	-	-	300	mai/18	mai/48
Jacaracanga	-	-	-	300	jan/82	dez/42
Jaguarari	-	-	-	0	jan/80	dez/42
Jardim	-	-	-	2200	ago/79	dez/42
Joairam	-	-	-	450	jul/06	dez/42
João Câmara II	-	-	-	540	fev/14	nov/40
Juazeiro da Bahia II	-	-	-	402	abr/81	dez/42
Lagoa Nova II	-	-	-	450	dez/15	out/41
Luiz Gonzaga	-	-	-	0	mai/88	dez/42
Maceió	-	-	-	400	set/02	dez/42
Matatu	-	-	-	380	jan/65	dez/42
Messias	-	-	-	1200	nov/94	dez/42
Milagres	-	-	-	2120	jan/64	dez/42
Mirueira	-	-	-	400	ago/78	dez/42
Mirueira II	-	-	-	300	abr/16	jun/42
Modelo Reduzido	-	-	-	12,5	jan/67	dez/42
Morro do Chapéu	-	-	-	150	jul/17	out/41
Mossoró II	-	-	-	400	jan/77	dez/42
Mossoró IV	-	-	-	100	out/17	jun/42
Moxotó	-	-	-	20	jan/72	dez/42
Mulungu	-	-	-	10	mai/75	dez/42
Mussurê II	-	-	-	400	mar/79	dez/42
Natal II	-	-	-	400	jan/79	dez/42
Natal III	-	-	-	450	ago/12	ago/39
Olindina	-	-	-	40	abr/80	dez/42
Ourolândia	-	-	-	0	mai/18	mai/48
Paraíso	-	-	-	200	fev/04	dez/42
Pau Ferro	-	-	-	400	ago/02	dez/42
Paulo Afonso III	-	-	-	0	mar/74	dez/42
Paulo Afonso IV	-	-	-	1200	jan/79	dez/42
Pecém II	-	-	-	0	out/13	out/43
Penedo	-	-	-	300	mai/97	dez/42
Pici II	-	-	-	500	mai/05	dez/42
Picos	-	-	-	240	jul/92	dez/42
Pilões	-	-	-	0	out/12	dez/42
Pindaí II	-	-	-	300	dez/15	jun/42
Pirapama II	-	-	-	400	fev/72	dez/42
Piripiri	-	-	-	335	ago/73	dez/42
Pituaçu	-	-	-	400	mar/83	dez/42
Polo	-	-	-	300	abr/16	out/40
Quixadá	-	-	-	0	jul/03	dez/42
Quixerê	-	-	-	0	nov/14	dez/42
Recife II	-	-	-	2410	jan/79	dez/42

Ribeirão	-	-	-	400	out/94	dez/42
Rio Largo II	-	-	-	300	dez/82	dez/42
Russas II	-	-	-	300	nov/82	dez/42
Santa Cruz II	-	-	-	100	mar/63	dez/42
Santa Rita II	-	-	-	450	jul/12	ago/39
Santana dos Matos II	-	-	-	50	nov/75	dez/42
Santo Antônio de Jesus	-	-	-	301	mar/97	dez/42
São João do Piauí	-	-	-	416,66	nov/80	dez/42
Sapeaçu	-	-	-	0	mai/03	dez/42
Senhor do Bonfim II	-	-	-	500	mai/81	dez/42
Sobradinho 500 kV	-	-	-	900	out/79	dez/42
Sobral II	-	-	-	400	nov/73	dez/42
Sobral III	-	-	-	1200	abr/00	dez/42
Suape II	-	-	-	1200	dez/12	jan/39
Suape III	-	-	-	300	jul/12	jan/39
Tabocas do Brejo Velho	-	-	-	0	jun/17	jun/47
Tacaimbó	-	-	-	400	jun/85	dez/42
Tacaratu	-	-	-	0	dez/14	dez/42
Tauá II	-	-	-	202	dez/07	mar/35
Teresina	-	-	-	590	abr/70	dez/42
Teresina II	-	-	-	900	mai/00	dez/42
Teresina III	-	-	-	400	out/17	dez/41
Touros	-	-	-	150	mai/17	jun/42
Xingó 500 kV	-	-	-	0	nov/94	dez/42
Zebu	-	-	-	38,4	nov/76	dez/42
Zebu II	-	-	-	200	jul/12	ago/39
Sociedade de Propósito Específico			3.911,0	8.550,0		
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	CS	500 kV	546,0	-	jan/06	fev/34
Interligação Elétrica do Madeira LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	CS	600 kV	2.375,0	-	ago/13	fev/39
Transmissora Delmiro Gouveia S.A. - TDG SE Aquiraz II e SE Pecém II	CS	230 kV	39,0	4.050,0	out/13	jul/40
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - LT 500 kV Luis Gonzaga – Garanhuns, LT 500 kV Garanhuns II – Campina Grande III, LT 500 kV Garanhuns II – Pau Ferro, LT 230 kV Garanhuns – Angelim I, SE Garanhuns, SE Pau Ferro	CS	500/230 kV	666,0	2.100,0	nov/15	dez/41
Extremoz Transmissora do Nordeste S.A. – ETN LT 500kV Ceará Mirim – João Câmara II, LT 500kV Ceará Mirim – Campina Grande III, LT 230kV Ceará Mirim – Extremoz II, LT 230kV Campina Grande III – Campina Grande II, Secc. LT 230kV J. Camara II – Extremoz – Ceará Mirim Secc. LT 230kV C. Grande II - Extremoz II, SE João Câmara II, SE Campina Grande III, SE Ceará Mirim	CS	500/230 kV	285,0	2.400,0	out/14	mai/45

O sistema físico da Chesf é composto também por 14 subestações elevadoras das usinas com 11.786,57 MVA que somadas às subestações de potência acima, totalizam 59.428,76 MVA de capacidade de transformação.

Ao longo do ano de 2018, Chesf realizou a transferência para a Eletrobras, através da dação em pagamento, da sua participação acionária nas SPEs de transmissão Manaus Transmisspra e INTESA. Esta última, por sua vez, foi vendida no leilão de desinvestimento Eletrobras 001/2018.

Tabela 8 - Linhas de Transmissão em Operação - Características Financeiras

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção	
Integral		2.965.203,04	2.965.203,04				
ABAIXADORA /MOXOTO C-1 BA	69	100,00%	53,65	53,65	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ABAIXADORA /MULUNGU C-1 BA	69	100,00%	65,79	65,79	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ABAIXADORA /ZEBU C-1 BA/AL	69	100,00%	54,66	54,66	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Acaraú II-Sobral III, C2	230	100,00%	2.737,59	2.737,59	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ACU II /SAN.MATOS II C-1 RN	138	100,00%	487,81	487,81	Não aplicável	01/07/2018	IPCA

ANGELIM /MESSIAS C-1 PE/AL	230	100,00%	2.741,65	2.741,65	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ANGELIM /MESSIAS C-2 PE/AL	230	100,00%	2.727,75	2.727,75	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ANGELIM /MESSIAS C-3 PE/AL	230	100,00%	6.396,77	6.396,77	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ANGELIM /RECIFE II C-1 PE	230	100,00%	1.935,34	1.935,34	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ANGELIM /RECIFE II C-2 PE	230	100,00%	1.935,34	1.935,34	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ANGELIM /RIBEIRAO C-1 PE	230	100,00%	4.899,56	4.899,56	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ANGELIM /TACAIMBO C-1 PE	230	100,00%	912,52	912,52	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ANGELIM /TACAIMBO C-2 PE	230	100,00%	915,38	915,38	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ANGELIM /TACAIMBO C-3 PE	230	100,00%	5.313,12	5.313,12	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ANGELIM II /PAU FERRO C-1 PE	500	100,00%	17.514,94	17.514,94	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ANGELIM II /RECIFE II C-2 PE	500	100,00%	18.824,75	18.824,75	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
AQUIRAZ II /FORTALEZA C-2 CE	230	100,00%	449,18	449,18	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ARAPIRACA III /PENEDO C-1 AL	230	100,00%	2.846,67	2.846,67	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
B. ESPERANCA /TERESINA C-1 MA/PI	230	100,00%	2.827,54	2.827,54	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
B. ESPERANCA /TERESINA C-2 MA/PI	230	100,00%	16.012,14	16.012,14	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
B. Jesus da Lapa II – Igaporã II	230	100,00%	2.978,00	2.978,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
B. JESUS LAPA /BARREIRAS C-1 BA	230	100,00%	17.750,83	17.750,83	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BANABUIU /AQUIRAZ II C-2 CE	230	100,00%	5.666,55	5.666,55	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BANABUIU /FORTALEZA C-1 CE	230	100,00%	2.589,69	2.589,69	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BANABUIU /FORTALEZA C-3 CE	230	100,00%	6.202,02	6.202,02	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BANABUIU /ICO C-1 CE	230	100,00%	4.000,18	4.000,18	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BANABUIU /MOSSORO II C-1 CE/RN	230	100,00%	17.855,23	17.855,23	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BANABUIU /MOSSORO II C-2 CE/RN	230	100,00%	2.892,66	2.892,66	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BANABUIU /RUSSAS II C-1 CE	230	100,00%	1.576,57	1.576,57	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BARREIRAS II /BARREIRAS C-1 BA (***)		100,00%	1.132,17	1.132,17	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BOM NOME /MILAGRES C-1 PE/CE	230	100,00%	1.195,28	1.195,28	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BOM NOME /MILAGRES C-2 PE/CE	230	100,00%	1.200,99	1.200,99	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BOM NOME /MILAGRES C-3 PE/CE	230	100,00%	3.693,64	3.693,64	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BONGI /ACONORTE C-1 PE	230	100,00%	316,98	316,98	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BONGI /JOAIRAM C-1 PE	230	100,00%	107,96	107,96	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BONGI /JOAIRAM C-2 PE	230	100,00%	86,57	86,57	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BONGI /JOAIRAM C-3 PE	230	100,00%	86,57	86,57	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
BROT. MACAUBAS /B. JESUS LAPA C-1 BA	230	100,00%	24.598,28	24.598,28	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
C. Mirim II-João Câmara II C1	230	100,00%	1.963,80	1.963,80	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
C. GRANDE II /COTEMINAS C-1 PB	230	100,00%	156,60	156,60	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
C. GRANDE II /PARAISO C-1 PB/RN	230	100,00%	4.103,79	4.103,79	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
C. GRANDE II /PARAISO C-2 PB/RN	230	100,00%	4.135,06	4.135,06	Não aplicável	01/07/2018	IPCA

C.GRANDE II /PILOES C-1 PB	138	100,00%	1.480,25	1.480,25	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
C.GRANDE II /SANTA CRUZ II C-1 PB/RN	138	100,00%	911,99	911,99	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
C.GRANDE III /C.GRANDE II C-2 PB	230	100,00%	158,93	158,93	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
C.GRANDE III /C.GRANDE II C-3 PB	230	100,00%	319,32	319,32	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
C.GRANDE III /EXTREMOZ II C-1 PB/RN	230	100,00%	10.889,58	10.889,58	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
C.GRANDE III /NATAL III C-1 PB/RN	230	100,00%	10.856,92	10.856,92	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI II /BRAS.C.SODA C-1 BA	230	100,00%	698,71	698,71	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI II /BRASKEM C-1 BA		100,00%	582,26	582,26	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI II /BRASKEM C-2 BA		100,00%	316,98	316,98	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI II /CAMACARI II C-1 BA	69	100,00%	15,26	15,26	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI II /CARAIBAS C-1 BA	230	100,00%	336,42	336,42	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI II /COTEGIPE C-2 BA	230	100,00%	1.138,03	1.138,03	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI II /G.MANGABEIRA C-1 BA	230	100,00%	5.342,59	5.342,59	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI II /G.MANGABEIRA C-2 BA	230	100,00%	5.400,17	5.400,17	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI II /MATATU C-1 BA	230	100,00%	671,18	671,18	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI II /PITUACU C-2 BA	230	100,00%	2.502,15	2.502,15	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI IV /CAMACARI II C-1 BA	500	100,00%	196,30	196,30	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI IV /COTEGIPE C-1 BA	230	100,00%	1.346,78	1.346,78	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI IV /JACARACANGA C-1 BA	230	100,00%	1.536,24	1.536,24	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI IV /JACARACANGA C-2 BA	230	100,00%	1.536,24	1.536,24	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAMACARI IV /PITUACU C-1 BA	230	100,00%	3.283,21	3.283,21	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Casa Nova II-Sobradinho, C1	230	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável		IPCA
CATU /CAMACARI IV C-1 BA	230	100,00%	462,98	462,98	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CATU /CAMACARI IV C-2 BA	230	100,00%	462,98	462,98	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CATU /COTEGIPE C-1 BA	69	100,00%	402,28	402,28	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CATU /COTEGIPE C-2 BA	69	100,00%	402,28	402,28	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CATU /G.MANGABEIRA C-1 BA	230	100,00%	1.121,52	1.121,52	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAUIPE /FORTALEZA II C-1 CE	230	100,00%	685,31	685,31	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAUIPE /FORTALEZA II C-2 CE	230	100,00%	653,75	653,75	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAUIPE /FORTALEZA II C-3 CE	230	100,00%	4.690,42	4.690,42	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CAUIPE /SOBRAL II C-1 CE	230	100,00%	2.609,47	2.609,47	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Ceará Mirim II-Touros II	230	100,00%	2.330,04	2.330,04	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CIC. DANTAS /CATU C-1 BA	230	100,00%	2.881,31	2.881,31	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CIC. DANTAS /CATU C-2 BA	230	100,00%	2.915,80	2.915,80	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
COTEGIPE /JACARACANGA C-1 BA	230	100,00%	314,41	314,41	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
COTEGIPE /MATATU C-1 BA	230	100,00%	1.452,80	1.452,80	Não aplicável	01/07/2018	IPCA

COTEMINAS /PAU FERRO C-1 PB/PE	230	100,00%	7.976,67	7.976,67	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
CUR.NOVOS II /SANTA CRUZ II C-1 RN	138	100,00%	540,92	540,92	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-1 CE	230	100,00%	543,83	543,83	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-2 CE	230	100,00%	543,83	543,83	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ERESINA II /SOBRAL III C-1 PI/CE	500	100,00%	11.649,59	11.649,59	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
EXTREMOZ II /NATAL III C-1 RN	230	100,00%	127,73	127,73	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Extremoz II-C. Mirim II C1	230	100,00%	633,48	633,48	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
FORTALEZA /FORTALEZA II C-1 CE	230	100,00%	5,57	5,57	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
FORTALEZA /FORTALEZA II C-2 CE	230	100,00%	5,57	5,57	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
FORTALEZA /FORTALEZA II C-3 CE	230	100,00%	5,57	5,57	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
FORTALEZA II /PICI II C-1 CE	230	100,00%	1.930,87	1.930,87	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
FORTALEZA II /PICI II C-2 CE	230	100,00%	1.930,87	1.930,87	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
FUNIL /ITAPEBI C-1 BA	230	100,00%	12.644,78	12.644,78	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
FUNIL /ITAPEBI C-2 BA	230	100,00%	12.644,78	12.644,78	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
G.MANGABEIRA /SAPEACU C-1 BA	230	100,00%	369,15	369,15	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
G.MANGABEIRA /SAPEACU C-2 BA	230	100,00%	1.579,80	1.579,80	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
G.MANGABEIRA /SAPEACU C-3 BA	230	100,00%	1.586,82	1.586,82	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
GARANHUNS II /ANGELIM C-1 PE	230	100,00%	169,07	169,07	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
GARANHUNS II /ANGELIM C-2 PE	230	100,00%	169,07	169,07	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
GARANHUNS II /ANGELIM C-3 PE		100,00%	269,21	269,21	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
GARANHUNS II /ANGELIM II C-1 PE	500	100,00%	1.781,30	1.781,30	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
GOIANINHA /C.GRANDE II C-1 PE/PB	230	100,00%	1.418,05	1.418,05	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
GOIANINHA /MUSSURE II C-2 PE/PB	230	100,00%	1.758,27	1.758,27	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
GOIANINHA /SANTA RITA II C-1 PE/PB	230	100,00%	1.551,42	1.551,42	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
IBIAPINA II /SOBRAL II C-1 CE	230	100,00%	1.305,89	1.305,89	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Ibicoara-Brumado, C1	230	100,00%	3.110,77	3.110,77	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ICO /MILAGRES C-1 CE	230	100,00%	4.000,18	4.000,18	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Igaporã II-Igaporã III,C1	230	100,00%	102,27	102,27	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Igaporã II-Igaporã III,C2	230	100,00%	102,27	102,27	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Igaporã III-Pindaí II,C1	230	100,00%	2.352,18	2.352,18	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
IRECE /BROT.MACAUBAS C-1 BA	230	100,00%	10.029,07	10.029,07	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ITABAIANA /ITABAIANINHA C-1 SE	230	100,00%	1.504,23	1.504,23	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ITABAIANA /JARDIM C-1 SE	230	100,00%	1.528,93	1.528,93	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ITABAIANA /JARDIM C-2 SE	230	100,00%	1.528,93	1.528,93	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ITABAIANINHA /CATU C-1 SE/BA	230	100,00%	2.112,38	2.112,38	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ITAPEBI /EUNAPOLIS C-1 BA	230	100,00%	3.000,02	3.000,02	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ITAPEBI /EUNAPOLIS C-2 BA	230	100,00%	3.000,02	3.000,02	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
JABOATAO /RECIFE II C-1 RJ/PE	69	100,00%	33,99	33,99	Não aplicável	01/07/2018	IPCA

JABOATAO II /PIRAPAMA II C-2 PE	230	100,00%	730,06	730,06	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
JACARACANGA /ALCAN C-1 BA	230	100,00%	181,37	181,37	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
JACARACANGA /DOW QUIMICA C-1 BA	230	100,00%	417,35	417,35	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
JACARACANGA /DOW QUIMICA C-2 BA	230	100,00%	412,07	412,07	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
JAGUARARI-SE /SR.BONFIM II C-1 BA	230	100,00%	3.266,05	3.266,05	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
JARDIM /CAMACARI IV C-1 SE/BA	500	100,00%	49.074,45	49.074,45	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Jardim/Penedo, C1	230	100,00%	2.786,35	2.786,35	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
JARDIM-CIA.VALE.RIO DOCE, C1	230	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
JUAZEIRO II /JAGUARARI-SE C-1 BA	230	100,00%	2.773,85	2.773,85	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
JUAZEIRO II /SR.BONFIM II C-1 BA	230	100,00%	5.163,62	5.163,62	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
JUAZEIRO III /U.SOBRADINHO C-1 BA (***)		100,00%	4.513,38	4.513,38	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-3 PE	500	100,00%	83,82	83,82	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-1 PE	500	100,00%	83,82	83,82	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-2 PE	500	100,00%	83,82	83,82	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
LIBRA-LIBRA, C1	230	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
MATATU /PITUACU C-1 BA	69	100,00%	181,24	181,24	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
MATATU /PITUACU C-2 BA	69	100,00%	60,45	60,45	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
MESSIAS /MACEIO C-1 AL	230	100,00%	1.818,52	1.818,52	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
MESSIAS /MACEIO C-2 AL	230	100,00%	1.818,52	1.818,52	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
MESSIAS /RIO LARGO II C-1 AL	230	100,00%	1.154,81	1.154,81	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
MESSIAS /RIO LARGO II C-2 AL	230	100,00%	483,70	483,70	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
MESSIAS /RIO LARGO II C-3 AL	230	100,00%	483,70	483,70	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
MESSIAS /SUAPE II C-1 AL/PE	500	100,00%	31.460,99	31.460,99	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
MILAGRES /BANABUIU C-1 CE	230	100,00%	3.233,35	3.233,35	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
MILAGRES /BANABUIU C-2 CE	230	100,00%	7.829,26	7.829,26	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
MILAGRES /COREMAS C-1 CE/PB	230	100,00%	9.655,80	9.655,80	Não aplicável	01/07/2018	IGPM
MILAGRES /QUIXADA C-1 CE	500	100,00%	52.902,88	52.902,88	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Milagres-Coremas, C2	230	100,00%	7.142,53	7.142,53	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Milagres-Tauá, C1	230	100,00%	10.490,44	10.490,44	Não aplicável	01/07/2018	IGPM
MIRUEIRA /GOIANINHA C-1 PE	230	100,00%	4.051,56	4.051,56	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
MOD.REDUZIDO /RL (ABAIXADORA / MOXOTO) C-1 BA	69	100,00%	5,48	5,48	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Morro do Chapéu II-Irecê	230	100,00%	1.620,52	1.620,52	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
MOSSORO II /ACU II C-1 RN	230	100,00%	5.765,99	5.765,99	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Mossoró IV-Mossoró II, C1	230	100,00%	1.243,20	1.243,20	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
N.S.SOCORRO /FAFEN C-1 SE	230	100,00%	1.213,04	1.213,04	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
NATAL III /NATAL II C-1 RN	230	100,00%	957,96	957,96	Não aplicável	01/07/2018	IPCA

NATAL III /NATAL II C-2 RN	230	100,00%	957,96	957,96	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
OLINDINA /CAMACARI II C-1 BA	500	100,00%	15.818,34	15.818,34	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
OLINDINA /CAMACARI II C-2 BA	500	100,00%	15.786,10	15.786,10	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-1 BA	230	100,00%	11,45	11,45	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-2 BA	230	100,00%	11,45	11,45	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
OLINDINA /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	500	100,00%	26.714,94	26.714,94	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P. AFONSO IV /ANGELIM II C-1 BA/PE	500	100,00%	23.802,73	23.802,73	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P. AFONSO IV /OLINDINA C-1 BA	500	100,00%	22.867,82	22.867,82	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-1 BA/AL	230	100,00%	62,95	62,95	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-2 BA/AL	230	100,00%	80,12	80,12	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P. AFONSO IV /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	500	100,00%	4.019,06	4.019,06	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-1 BA	500	100,00%	83,82	83,82	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-2 BA	500	100,00%	83,82	83,82	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-3 BA	500	100,00%	83,82	83,82	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-4 BA	500	100,00%	83,82	83,82	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-5 BA	500	100,00%	153,97	153,97	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-6 BA	500	100,00%	153,97	153,97	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P. AFONSO IV /USINA XINGO C-1 BA/AL	500	100,00%	10.620,06	10.620,06	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /ANGELIM C-1 AL/PE	230	100,00%	3.160,28	3.160,28	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /BOM NOME C-2 AL/PE (PAF - Floresta - Bom Nome)	230	100,00%	2.437,68	2.437,68	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /BOM NOME C-3 AL/PE	230	100,00%	7.552,11	7.552,11	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-1 AL/BA	230	100,00%	5.009,51	5.009,51	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-2 AL/BA	230	100,00%	1.966,36	1.966,36	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /GARANHUNS II C-2 AL/PE	230	100,00%	2.312,94	2.312,94	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /GARANHUNS II C-3 AL/PE	230	100,00%	2.312,94	2.312,94	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /GARANHUNS II C-4 AL/PE	230	100,00%	3.449,31	3.449,31	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /ITABAIANA C-1 AL/SE	230	100,00%	10.459,04	10.459,04	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /ITABAIANA C-2 AL/SE	230	100,00%	10.459,46	10.459,46	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /TACARUTU C-1 AL/PE	230	100,00%	687,79	687,79	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-I C-1 AL/BA	230	100,00%	11,14	11,14	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-I C-2 AL/BA	230	100,00%	11,14	11,14	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-II C-1 AL/BA	230	100,00%	11,14	11,14	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-II C-2 AL/BA		100,00%	63,08	63,08	Não aplicável	01/07/2018	IPCA

P.AFONSO III /USINA PA-II C-3 AL/BA	230	100,00%	11,14	11,14	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-II C-4 AL/BA	230	100,00%	13,00	13,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-II C-5 AL/BA	230	100,00%	13,00	13,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-III C-1 AL/BA	230	100,00%	11,14	11,14	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-III C-2 AL/BA	230	100,00%	11,14	11,14	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-III C-3 AL/BA	230	100,00%	11,14	11,14	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-III C-4 AL/BA	230	100,00%	11,14	11,14	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PARAISO /NATAL II C-1 RN	230	100,00%	3.342,80	3.342,80	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PARAISO /NATAL II C-2 RN	230	100,00%	3.377,55	3.377,55	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PARAISO /SANTA CRUZ II C-1 RN	138	100,00%	227,21	227,21	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Paraíso-Açu II, C2	230	100,00%	3.952,17	3.952,17	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Paraíso-Lagoa Nova II, C1	230	100,00%	2.939,40	2.939,40	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PAU FERRO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	230	100,00%	1.419,10	1.419,10	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PAU FERRO /MIRUEIRA II C-1 PE	230	100,00%	1.017,74	1.017,74	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PAU FERRO /RECIFE II C-1 PE	500	100,00%	656,81	656,81	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Paulo Afonso III- Zebu II, C1	230	100,00%	157,09	157,09	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Paulo Afonso III- Zebu II, C2	230	100,00%	157,09	157,09	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PECEM II /FORTALEZA II C-1 CE	500	100,00%	8.677,32	8.677,32	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PEDRA /JEQUIE C-1 BA	69	100,00%	586,37	586,37	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Picos-Tauá II, C1	230	100,00%	5.269,56	5.269,56	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PILOES /PARAISO C-1 PB/RN	138	100,00%	1.570,84	1.570,84	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PIRAPAMA II /RECIFE II C-1	69	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Pirapama II-Suape II, C1	230	100,00%	896,84	896,84	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Pirapama II-Suape II, C2	230	100,00%	896,84	896,84	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PIRIPIRI /BIAPINA II C-1 PI/CE	230	100,00%	1.084,67	1.084,67	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PITUACU /COTEGIPE C-1 BA	69	100,00%	165,50	165,50	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PITUACU /COTEGIPE C-2 BA	69	100,00%	164,00	164,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PITUACU /NARANDIBA C-1 BA	230	100,00%	52,75	52,75	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PITUACU /NARANDIBA C-2 BA	230	100,00%	298,73	298,73	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
PITUACU /RL (COTEGIPE / MATATU) C-1 BA/PE	230	100,00%	114,46	114,46	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
QUIXADA /FORTALEZA II C-1 CE	500	100,00%	26.955,74	26.955,74	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
QUIXERE /MOSSORO II C-1 CE/RN	230	100,00%	2.203,95	2.203,95	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RECIFE II /GOIANINHA C-1 PE	230	100,00%	804,79	804,79	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RECIFE II /GOIANINHA C-2 PE	230	100,00%	804,79	804,79	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RECIFE II /JABOATAO II C-2 PE	230	100,00%	324,90	324,90	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RECIFE II /JOAIRAM C-1 PE	230	100,00%	126,81	126,81	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RECIFE II /JOAIRAM C-2 PE	230	100,00%	100,09	100,09	Não aplicável	01/07/2018	IPCA

RECIFE II /JOAIRAM C-3 PE	230	100,00%	100,09	100,09	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RECIFE II /MIRUEIRA C-1 PE	230	100,00%	1.097,60	1.097,60	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RECIFE II /MIRUEIRA C-2 PE	230	100,00%	1.094,58	1.094,58	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RECIFE II /MIRUEIRA C-3 PE	230	100,00%	2.547,39	2.547,39	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RECIFE II /PAU FERRO C-1 PE	230	100,00%	1.153,65	1.153,65	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RECIFE II /PAU FERRO C-2 PE	230	100,00%	1.153,65	1.153,65	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RECIFE II /PIRAPAMA II C-1 PE	230	100,00%	1.054,96	1.054,96	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RIBEIRAO /RECIFE II C-1 PE	230	100,00%	6.173,76	6.173,76	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RIO LARGO II /ARAPIRACA III C-1 AL	230	100,00%	7.076,00	7.076,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RIO LARGO II /BRASKEM C-1 AL	230	100,00%	1.123,50	1.123,50	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
RUSSAS II /QUIXERE C-1 CE	230	100,00%	1.103,34	1.103,34	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
S.JOAO PIAUI /B. ESPERANCA C-1 PI/MA	500	100,00%	25.092,27	25.092,27	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
S.JOAO PIAUI /ELISEU MARTIN C-1 PI	230	100,00%	14.071,17	14.071,17	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
S.JOAO PIAUI /PICOS C-1 PI	230	100,00%	13.569,88	13.569,88	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
SAN.MATOS II /CUR.NOVOS II C-1 RN	138	100,00%	381,59	381,59	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
SANTA RITA II /MUSSURE II C-1 PB	230	100,00%	206,86	206,86	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
SAPEACU /FUNIL C-1 BA	230	100,00%	2.794,69	2.794,69	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
SAPEACU /STO.A.JESUS C-1 BA	230	100,00%	360,69	360,69	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
SAPEACU /STO.A.JESUS C-2 BA	230	100,00%	2.042,57	2.042,57	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
SOBRAL II /CCCP C-1	230	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
SOBRAL II /SOBRAL III C-1 CE	230	100,00%	186,66	186,66	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
SOBRAL II /SOBRAL III C-2 CE	230	100,00%	186,66	186,66	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
SOBRAL III /PECEM II C-1 CE	500	100,00%	32.934,36	32.934,36	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
SR.BONFIM II /IRECE C-1 BA (Sr. Bomfim - C. Formoso - Ouroândia - Irecê)	230	100,00%	17.306,05	17.306,05	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
STO.A.JESUS /FUNIL C-1 BA	230	100,00%	1.832,76	1.832,76	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
STO.A.JESUS /FUNIL C-2 BA	230	100,00%	12.389,45	12.389,45	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
SUAPE II /RECIFE II C-1 PE	500	100,00%	3.281,21	3.281,21	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Suape III-Suape II, C1	230	100,00%	527,28	527,28	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Suape III-Suape II, C2	230	100,00%	527,28	527,28	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
TACAIMBO /C.GRANDE II C-1 PE/PB	230	100,00%	10.084,41	10.084,41	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
TACAIMBO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	230	100,00%	10.084,41	10.084,41	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
TAÇARUTU /BOM NOME C-1 PE	230	100,00%	1.868,77	1.868,77	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
TERESINA /PIRIPIRI C-1 PI	230	100,00%	2.209,19	2.209,19	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
TERESINA II /P.DUTRA C-1 PI/MA	500	100,00%	41.155,79	41.155,79	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
TERESINA II /P.DUTRA C-2 PI/MA	500	100,00%	7.240,03	7.240,03	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
TERESINA II /TERESINA C-1 PI	230	100,00%	1.776,40	1.776,40	Não aplicável	01/07/2018	IPCA

TERESINA II /TERESINA C-2 PI	230	100,00%	1.776,40	1.776,40	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Teresina II-Teresina III, C1	230	100,00%	1.082,69	1.082,69	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Teresina II-Teresina III, C2	230	100,00%	1.082,69	1.082,69	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
U. A. SALES /P.AFONSO III C-1 BA/AL	230	100,00%	306,41	306,41	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
U. A. SALES /P.AFONSO III C-2 BA/AL	230	100,00%	301,13	301,13	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-1 BA	230	100,00%	1.700,17	1.700,17	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-2 BA	230	100,00%	1.700,17	1.700,17	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
U.SOBRADINHO /S.JOAO PIAUI C-1 BA/PI	500	100,00%	22.674,39	22.674,39	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-1 BA	500	100,00%	153,97	153,97	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-2 BA	500	100,00%	153,97	153,97	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-3 BA	500	100,00%	153,97	153,97	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
UB.ESPERANCA /B.ESPERANCA C-1 PI/MA	230	100,00%	160,25	160,25	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
US. L.GONZAGA /GARANHUNS II C-2 PE	500	100,00%	25.625,60	25.625,60	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
US. L.GONZAGA /JUAZEIRO III C-1 PE/BA (***)		100,00%	26.714,94	26.714,94	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
US. L.GONZAGA /MILAGRES C-1 PE/CE	500	100,00%	45.559,65	45.559,65	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
US. L.GONZAGA /U.SOBRADINHO C-1 PE/BA	500	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
US. L.GONZAGA /U.SOBRADINHO C-2 PE/BA	500	100,00%	62.378,03	62.378,03	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
USINA PA-II /ZEBU C-1 BA	138	100,00%	70,81	70,81	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
USINA XINGO /JARDIM C-1 AL/SE	500	100,00%	31.544,33	31.544,33	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
USINA XINGO /MESSIAS C-1 AL	500	100,00%	43.230,34	43.230,34	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
USINA XINGO /XINGO C-1 AL	500	100,00%	197,16	197,16	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
USINA XINGO /XINGO C-2 AL	500	100,00%	197,16	197,16	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
USINA XINGO /XINGO C-3 AL	500	100,00%	197,16	197,16	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
USINA XINGO /XINGO C-4 AL	500	100,00%	197,16	197,16	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
USINA XINGO /XINGO C-5 AL	500	100,00%	175,25	175,25	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
USINA XINGO /XINGO C-6 AL	500	100,00%	175,25	175,25	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ZEBU /ITAPARICA C-1 BA/PE	69	100,00%	772,30	772,30	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
ZEBU /MOXOTO C-1 BA	69	100,00%	412,70	412,70	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Abaixadora		100,00%	4.438,82	4.438,82	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Acaraú II		100,00%	4.032,16	4.032,16	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Açu II		100,00%	11.340,56	11.340,56	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Açu II		100,00%	358,43	358,43	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Angelim		100,00%	21.174,20	21.174,20	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Angelim II		100,00%	8.501,08	8.501,08	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Aquiraz II		100,00%	1,34	1,34	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Arapiraca III		100,00%	9.705,83	9.705,83	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Banabuiú		100,00%	11.880,16	11.880,16	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Barreiras		100,00%	11.849,29	11.849,29	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Boa Esperança 230 kV		100,00%	27.964,99	27.964,99	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Boa Esperança 500 kV		100,00%	9.128,75	9.128,75	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Bom Jesus da Lapa		100,00%	18.963,25	18.963,25	Não aplicável	01/07/2018	IPCA

Bom Jesus da Lapa II	100,00%	207,60	207,60	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Bom Nome	100,00%	13.188,45	13.188,45	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Bongi	100,00%	16.569,04	16.569,04	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Brotas de Macaúbas	100,00%	375,89	375,89	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Brumado II	100,00%	340,14	340,14	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Camaçari II	100,00%	87.374,04	87.374,04	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Camaçari IV	100,00%	8.658,80	8.658,80	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Camaçari IV	100,00%	10.640,59	10.640,59	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Campina Grande II	100,00%	41.169,57	41.169,57	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Campina Grande III	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Campo Formoso	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Casa Nova II	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Catu	100,00%	12.171,20	12.171,20	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Cauípe	100,00%	10.049,77	10.049,77	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Ceará Mirim II	100,00%	383,39	383,39	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Cícero Dantas	100,00%	5.994,33	5.994,33	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Coremas	100,00%	8.522,46	8.522,46	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Coremas	100,00%	260,60	260,60	Não aplicável	01/07/2018	IGPM
Cotegipe	100,00%	9.689,14	9.689,14	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Coteminas	100,00%	743,37	743,37	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Currais Novos	100,00%	2.577,89	2.577,89	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Delmiro Gouveia	100,00%	19.346,42	19.346,42	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Eliseu Martins	100,00%	1.598,33	1.598,33	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Eunápolis	100,00%	18.587,03	18.587,03	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Extremoz II	100,00%	4.411,01	4.411,01	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Floresta II	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Fortaleza	100,00%	34.191,95	34.191,95	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Fortaleza II	100,00%	63.018,18	63.018,18	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Funil	100,00%	33.152,08	33.152,08	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Garanhuns II	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Goianinha	100,00%	14.884,76	14.884,76	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Governador Mangabeira	100,00%	10.701,87	10.701,87	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Ibiapina II	100,00%	3.475,63	3.475,63	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Ibicoara	100,00%	48,39	48,39	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Ibicoara	100,00%	6.023,90	6.023,90	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Icó	100,00%	8.145,10	8.145,10	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Igaporã	100,00%	6.664,64	6.664,64	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Igaporã III	100,00%	27.171,76	27.171,76	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Irecê	100,00%	20.290,08	20.290,08	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Irecê	100,00%	348,59	348,59	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Itabaiana	100,00%	6.943,06	6.943,06	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Itabaianinha	100,00%	10.830,41	10.830,41	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Itapebi	100,00%	1.330,07	1.330,07	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Itapiraca	100,00%	1.225,69	1.225,69	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Jaboatão II	100,00%	4.486,76	4.486,76	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Jacaracanga	100,00%	11.532,79	11.532,79	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Jaguarari	100,00%	2.328,14	2.328,14	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Jardim	100,00%	57.093,06	57.093,06	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Jardim	100,00%	307,82	307,82	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Joairam	100,00%	3.817,01	3.817,01	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
João Câmara II	100,00%	94,66	94,66	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
João Câmara II	100,00%	7.525,08	7.525,08	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Juazeiro da Bahia II	100,00%	12.156,19	12.156,19	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Lagoa Nova II	100,00%	5.626,42	5.626,42	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Luiz Gonzaga	100,00%	31.460,79	31.460,79	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Maceió	100,00%	11.971,17	11.971,17	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Matatu	100,00%	16.941,05	16.941,05	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Messias	100,00%	52.188,89	52.188,89	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Milagres	100,00%	61.596,36	61.596,36	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Milagres	100,00%	1.313,94	1.313,94	Não aplicável	01/07/2018	IGPM
Mirueira	100,00%	11.747,97	11.747,97	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Mirueira II	100,00%	5.742,77	5.742,77	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Modelo Reduzido	100,00%	425,02	425,02	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Morro do Chapéu	100,00%	3.455,10	3.455,10	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Mossoró II	100,00%	20.231,75	20.231,75	Não aplicável	01/07/2018	IPCA

Mossoró II	100,00%	383,39	383,39	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Mossoró IV	100,00%	3.340,24	3.340,24	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Moxotó	100,00%	1.989,52	1.989,52	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Mulungu	100,00%	1.658,00	1.658,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Mussurê II	100,00%	10.187,43	10.187,43	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Natal II	100,00%	23.478,00	23.478,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Natal III	100,00%	8.760,37	8.760,37	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Olindina	100,00%	16.286,00	16.286,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Paraíso	100,00%	3.803,29	3.803,29	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Paraíso	100,00%	742,14	742,14	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Pau Ferro	100,00%	7.160,97	7.160,97	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Paulo Afonso III	100,00%	10.800,83	10.800,83	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Paulo Afonso III	100,00%	958,83	958,83	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Paulo Afonso IV	100,00%	21.342,70	21.342,70	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Pecém II	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Penedo	100,00%	10.783,30	10.783,30	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Penedo	100,00%	1.423,79	1.423,79	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Pici II	100,00%	12.587,23	12.587,23	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Picos	100,00%	12.613,26	12.613,26	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Picos	100,00%	800,21	800,21	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Pilões	100,00%	2.086,34	2.086,34	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Pindaí II	100,00%	4.155,26	4.155,26	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Pirapama II	100,00%	11.962,44	11.962,44	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Pirapama II	100,00%	640,30	640,30	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Piripiri	100,00%	18.440,93	18.440,93	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Pituaçu	100,00%	17.769,21	17.769,21	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Polo	100,00%	3.068,89	3.068,89	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Quixadá	100,00%	3.457,79	3.457,79	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Quixerê	100,00%	282,66	282,66	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Recife II	100,00%	79.445,73	79.445,73	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Ribeirão	100,00%	15.783,68	15.783,68	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Rio Largo II	100,00%	14.225,93	14.225,93	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Russas II	100,00%	7.694,50	7.694,50	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Santa Cruz II	100,00%	2.029,95	2.029,95	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Santa Rita II	100,00%	7.830,79	7.830,79	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Santana dos Matos II	100,00%	1.561,85	1.561,85	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Santo Antônio de Jesus	100,00%	12.636,88	12.636,88	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
São João do Piauí	100,00%	25.903,37	25.903,37	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Sapeaçu	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Sapeaçu	100,00%	1.054,70	1.054,70	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Senhor do Bonfim II	100,00%	6.483,59	6.483,59	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Senhor do Bonfim II	100,00%	28,85	28,85	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Sobradinho 500 kV	100,00%	44.508,71	44.508,71	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Sobral II	100,00%	13.118,00	13.118,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Sobral III	100,00%	28.341,93	28.341,93	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Sobral III	100,00%	337,27	337,27	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Suape II	100,00%	13.265,21	13.265,21	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Suape III	100,00%	4.754,66	4.754,66	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Tabocas do Brejo Velho	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Tacaimbó	100,00%	15.342,68	15.342,68	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Tacarátú	100,00%	282,66	282,66	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Tauá II	100,00%	15.174,96	15.174,96	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Teresina	100,00%	24.926,24	24.926,24	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Teresina II	100,00%	70.871,70	70.871,70	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Teresina II	100,00%	908,36	908,36	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Teresina III	100,00%	7.490,32	7.490,32	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Touros	100,00%	3.523,36	3.523,36	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Us. Funil	100,00%	1.991,04	1.991,04	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Xingó 500 kV	100,00%	39.136,29	39.136,29	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Zebu	100,00%	0,00	0,00	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Zebu II	100,00%	5.151,30	5.151,30	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Sociedade de Propósito Específico		928.453,82	349.430,66			

Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	49,00%	189.195,17	92.705,63	2021	01/07/2018	IGPM
Interligação Elétrica do Madeira LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	24,50%	560.029,65	137.207,26	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Transmissora Delmiro Gouveia S.A. - TDG SE Aquiraz II e SE Pecém II	49,00%	27.038,49	13.248,86	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IEG LT 500 kV Luis Gonzaga – Garanhuns, LT 500 kV Garanhuns – Campina Grande III, LT 500 kV Garanhuns – Pau Ferro, LT 230 kV Garanhuns – Angelim I, SE Garanhuns, SE Pau Ferro	49,00%	90.042,38	44.120,77	Não aplicável	01/07/2018	IPCA
Extremoz Transmissora do Nordeste S.A. – ETN LT 500kV Ceará Mirim – João Câmara II, LT 500kV Ceará Mirim – Campina Grande III, LT 230kV Ceará Mirim – Extremoz II, LT 230kV Campina Grande III – Campina Grande II, Secc. LT 230kV J. Camara II – Extremoz – Ceará Mirim Secc. LT 230kV C. Grande II - Extremoz II, SE João Câmara II, SE Campina Grande III, SE Ceará Mirim	100,00%	62.148,13	62.148,13	Não aplicável	01/07/2018	IPCA

Ao final do ano de 2018, o Sistema de Transmissão da Chesf foi ampliado, com a energização de 14 km de linhas de transmissão, uma nova subestação e vários reforços nas instalações resultando no aumento da capacidade de transformação em 2.417 MVA.

Para o horizonte de 2019-2023, a Companhia está concentrando esforços na construção de 9 novas linhas que adicionarão mais de 700 km de extensão e 4 novas subestações totalizando 1.033 MVA de capacidade de transformação. Vale ressaltar que a Chesf em 2018 concluiu 2 empreendimentos que serão disponibilizados ao Sistema Interligado Nacional no início de 2019, duas novas subestações pertencentes ao contrato de concessão N°005/2012, SE Socorro e SE Maceio, representando 700 MVA e 166 km de linhas que estão energizadas em vazio, como LT 230 kV Messias / Maceio II CD e LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas II C2.

No quadro a seguir é apresentado mais detalhes dos empreendimentos de transmissão em estágio de implantação.

Tabela 9 - Projetos de Linhas de Transmissão - Características Físicas

Linha de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral			700	1.033		
Jardim-N Sra do Socorro		230	1,3	-	17/02/2019	mai/42
Messias-Maceió II	CS	230	20	-	17/02/2019	mai/42
Russas II-Banabuiu C2	CS	230	110	-	29/10/2019	jun/42
Eunápolis-Teixeira Freitas II C2	CS	230	145	-	24/02/2019	ago/39
Eunápolis-Teixeira Freitas II C1	CS	230	145	-	19/04/2019	out/38
Pau Ferro-Santa Rita II	CS	230	85	-	29/10/2019	ago/39
Paraíso-Açu II	CS	230	123	-	20/12/2019	nov/40
Açu II-Mossoró II	CS	230	69	-	20/12/2019	nov/40

SE 230/69 kv N.S. Socorro	-	230	-	300	17/02/2019	mai/42
SE 230/69 kv Maceió II	-	230	-	400	17/02/2019	mai/42
SE 230/138 kv Poções II	-	230	2	200	29/10/2019	mai/42
SE 230/138 kv Teixeira de Freitas II	-	230	-	133	19/04/2019	out/38
Sociedade de Propósito Específico			0	0		

Tabela 10 - Linhas de Transmissão em Projeto - Características Financeiras

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degraú da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
Integral		61.438,61	61.438,61			
Jardim-N Sra do Socorro	100%	172,11	172,11	não aplicável	jun/18	IPCA
Messias-Maceió II	100%	1.239,30	1.239,30	não aplicável	jun/18	IPCA
Russas II-Banabuiu C2	100%	4.320,17	4.320,17	não aplicável	jun/18	IPCA
Eunápolis-Teixeira Freitas II C2	100%	6.773,94	6.773,94	não aplicável	jun/18	IPCA
Eunápolis-Teixeira Freitas II C1	100%	2.802,48	2.802,48	não aplicável	jun/18	IPCA
Pau Ferro-Santa Rita II	100%	5.690,73	5.690,73	não aplicável	jun/18	IPCA
Paraíso-Açu II	100%	6.477,22	6.477,22	não aplicável	jun/18	IPCA
Açu II-Mossoró II	100%	7.454,05	7.454,05	não aplicável	jun/18	IPCA
SE 230/69 kv N.S. Socorro	100%	7.895,83	7.895,83	não aplicável	jun/18	IPCA
SE 230/69 kv Maceió II	100%	4.993,27	4.993,27	não aplicável	jun/18	IPCA
SE 230/138 kv Poções II	100%	8.565,56	8.565,56	não aplicável	jun/18	IPCA
SE 230/138 kv Teixeira de Freitas II	100%	5.053,95	5.053,95	não aplicável	jun/18	IPCA
Sociedade de Propósito Específico		0,00	0,00			

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2017	Investimento Realizado até 31/dez/2017	Evolução Física em 31/dez/2018	Investimento Realizado até 31/dez/2018
Integral		548.334		610.807
LT 230 kV Jardim / Nossa Senhora do Socorro, SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 KV	80%	51.488	99%	65.040
SE Poções II - 230/138 KV	76%	30.893	76%	36.353
LT 230 kV Messias / Maceio II, SE Maceio II 230/69 kV	80%	60.153	99%	78.825
LT 230 kV Eunápolis / Teixeira de Freitas II C1; SE Teixeira de Freitas II 230/138 kV	56%	77.990	85%	114.649
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas C2	58%	64.724	99%	89.183
LT 230 kV Russas II /Banabuiu C2	57%	44.823	57%	53.736
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	50%	63.877	50%	70.323
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II	80%	94.322	80%	102.698
SPE Proporcional		0		0
Total		548.334		610.807

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2017	Investimento Realizado até 31/dez/2017	Evolução Física em 31/dez/2018	Investimento Realizado até 31/dez/2018
Integral		548.334		610.807
LT 230 kV Jardim / Nossa Senhora do Socorro, SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 KV	80%	51.488	99%	65.040
SE Poções II - 230/138 KV	76%	30.893	76%	36.353
LT 230 kV Messias / Maceio II, SE Maceio II 230/69 kV	80%	60.153	99%	78.825
LT 230 kV Eunápolis / Teixeira de Freitas II C1; SE Teixeira de Freitas II 230/138 kV	56%	77.990	85%	114.649

LT 230 kV Eunapólis/Teixeira de Freitas C2	58%	64.724	99%	89.183
LT 230 kV Russas II/Banabuiu C2	57%	44.823	57%	53.736
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	50%	63.877	50%	70.323
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II	80%	94.322	80%	102.698
SPE Proporcional		0		0
Total		548.334		610.807

Tabela 13 - RAP Esperada - R\$ Mil

Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Sociedade de Propósito Específico							
STN - Sistema de Transmissão Nordeste	7.669	7.669	7.669	7.669	7.669	7.669	7.669
Interligação Elétrica do Madeira	137.207	137.207	137.207	137.207	137.207	137.207	137.207
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia	14.229	14.229	14.229	14.229	14.229	14.229	14.229
ETN - Extremoz Transmissora do Nordeste	62.148	62.148	62.148	62.148	62.148	62.148	62.148
IEG - Interligação Elétrica Garanhuns	44.121	44.121	44.121	44.121	44.121	44.121	44.121
Consolidado Proporcional	265.374	265.374	265.374	265.374	265.374	265.374	265.374

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

Tabela 15 - Mercado Atendido

Mercado Atendido - GWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia Faturada	53.656	53.982	51.317	51.997	51.994	49.344
Fornecimento	6.507	6.847	5.919	4.918	5.044	4.645
Residencial	0	0	0	0	0	0
Comercial	0	0	0	0	0	0
Industrial (1)	6.507	6.847	5.919	4.918	5.044	4.645
Rural	0	0	0	0	0	0
Poderes Públicos	0	0	0	0	0	0
Iluminação Pública	0	0	0	0	0	0
Serviço Público	0	0	0	0	0	0
Suprimento p/ agentes de distribuição	47.149	47.135	45.398	47.079	46.950	44.801
Uso da Rede de Distribuição	3.901	1.232	1.664	1.811	1.406	783
Consumidores Livres/Dist./Ger.	3.901	1.232	1.664	1.811	1.406	783
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
Total	57.557	55.214	52.981	53.808	53.400	50.229
Variação	17,25%	-4,07%	-4,04%	1,56%	-0,76%	-5,94%

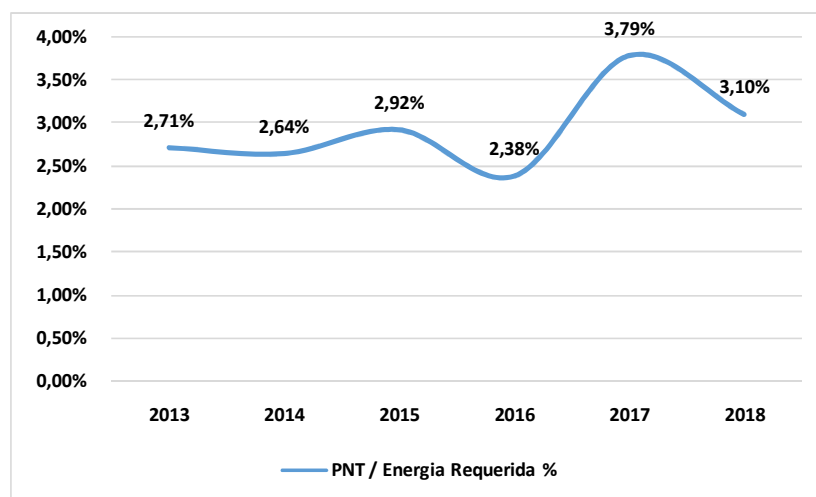
Tabela 16 - Balanço Energético

Energia Requerida - GWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Venda de Energia	53.656	53.982	51.317	51.997	51.994	49.446
Fornecimento (1)	6.507	6.847	5.919	4.918	5.044	4.645
Suprimento p/ agentes de distribuição (2)	47.149	47.135	45.398	47.079	46.950	44.801
Consumidores Livres/Dist./Ger. (3)	3.901	1.232	1.664	1.811	1.406	783
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
Mercado Atendido	57.557	55.214	52.981	53.808	53.400	50.229
Perdas na Rede Básica (4)	291	223	221	160	244	171
Perdas na Distribuição	0	0	0	0	0	0

PNT / Energia Requerida %	2,71%	2,64%	2,92%	2,38%	3,79%	3,10%
Perdas Totais - PT	291	223	221	160	244	171
Total	57.848	55.437	53.202	53.968	53.644	50.400

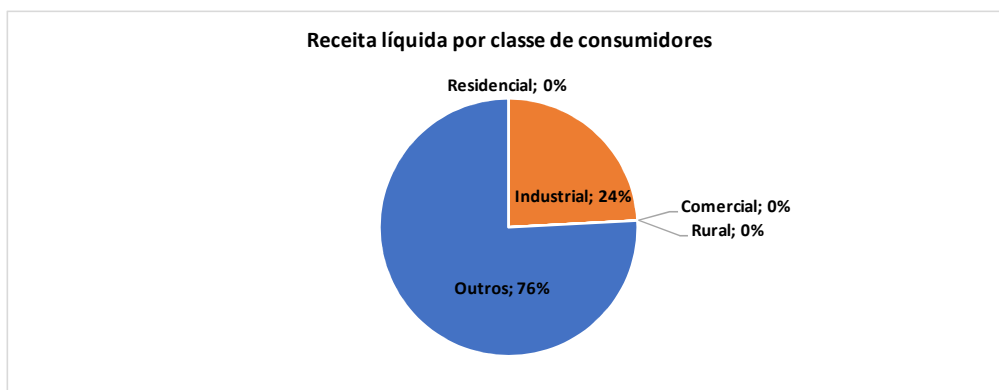
Observações:

- 1) As perdas na rede básica correspondem às perdas entre o ponto de entrega de cada contrato às barras das usinas;
- 2) Os pontos de entrega das energias cotistas estão nas barras das usinas, portanto já incluem as perdas;
- 3) Os pontos de entrega do CCE (Sulgipe, com energia incluída no suprimento de 2013 a 2014) estão nas barras da distribuidora;
- 4) O ponto de entrega dos demais contratos está no centro de gravidade do Sistema Interligado.



Receita – A receita decorrente dos contratos de venda de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, importou R\$ 2.530,66 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita líquida em R\$ mil			
Classe	2018	2017	%
Residencial	0	0	0,00%
Industrial	611.618,79	748.326,24	-19,53%
Comercial	0	0	-
Rural	0	0	-
Outros	1.919.048,66	1.582.093,93	21,90%
TOTAL	2.530.667,45	2.330.420,17	8,59%



Número de consumidores - O número de clientes faturados em 2018 apresentou uma retração de 6,33% sobre o mesmo número do ano anterior, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2018	2017	%
Residencial	-	-	0,00%
Industrial	14	16	-12,50%
Comercial	-	-	-
Rural	-	-	-
Outros	60	63	-4,76%
TOTAL	74	79	-6,33%

Preço - O preço médio da energia elétrica vendida em 2018 atingiu R\$ 50,48 /MWh, com aumento de 15,28% com relação a 2017.

Preço médio de venda de energia - R\$/MWh		
Classe	2018	2017
Residencial	-	-
Industrial	130,45	130,97
Comercial	-	-
Rural	-	-
Poder Público	-	-
Outros	42,24	33,16
PREÇO MÉDIO	50,48	43,79

(*) Outros: inclui comercializadores, geradores e distribuidores

QUALIDADE DO FORNECIMENTO

INDICADORES DE DESEMPENHO

O resultado em 2018 para indicador de Parcela Variável – PV foi o melhor dos últimos 6 anos. Como fato relevante em 2018, contribuiu positivamente na redução da Parcela Variável a reversão de aproximadamente R\$ 5 milhões, através de recursos administrativos junto ao ONS, implantação do fórum mensal de parcela variável, além da aplicação da compatibilização de intervenções no sistema PAI (Plano Anual de Intervenção).

O indicador de Robustez apresentou o melhor resultado dos últimos 5 anos, mantendo a tendência contínua de melhora dos últimos anos. Este resultado indica uma evolução do Sistema Chesf (Rede Básica), no que diz respeito a ocorrências envolvendo interrupção do fornecimento de energia elétrica.

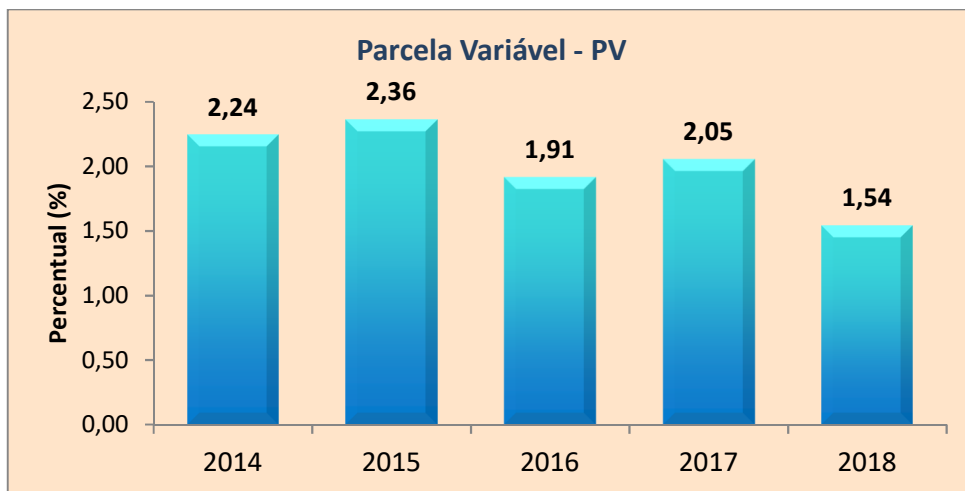
O indicador referente ao Número de Eventos com Interrupção de Carga na Rede Básica (NEIC-RB), apresentou o melhor resultado do histórico.

O Indicador de Disponibilidade Operacional de Geração, apresentou o melhor resultado dos últimos 5 anos.

O indicador de Disponibilidade Operacional de Linhas de Transmissão apresentou o terceiro melhor resultado do histórico, refletindo um ótimo desempenho no serviço prestado e mantendo o patamar de disponibilidade acima de 99,90%.

PARCELA VARIÁVEL – PV

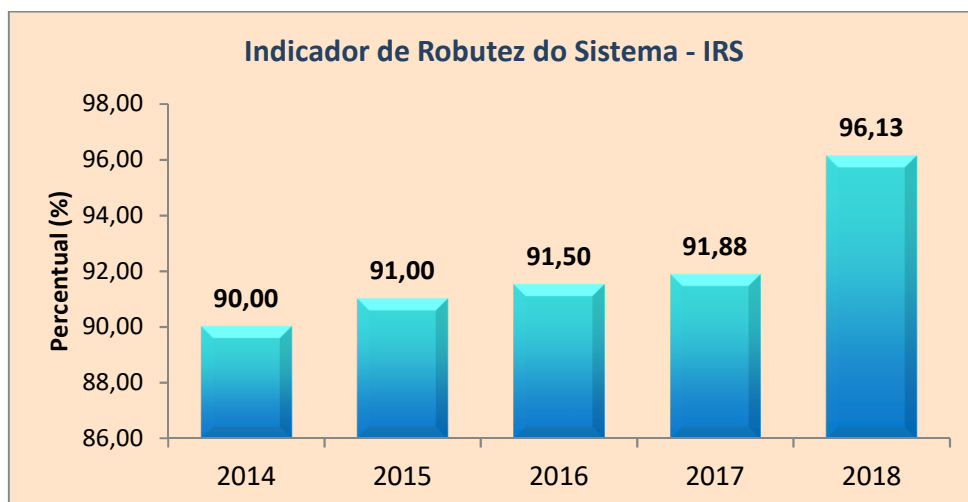
Indica o percentual de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) das Funções de Transmissão, devido a indisponibilidades dos equipamentos da Rede Básica das concessões da Chesf, conforme legislação Aneel.



↓
Melhor

INDICADOR DE ROBUSTEZ DO SISTEMA – IRS

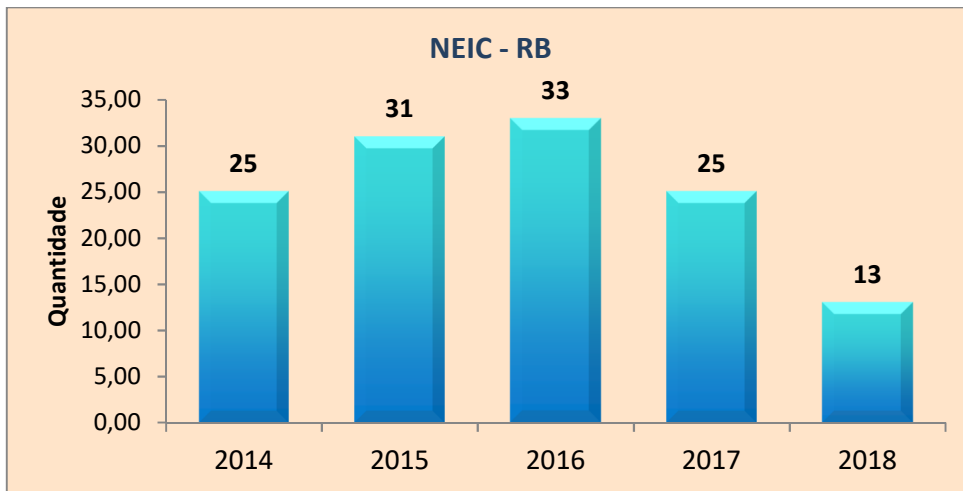
Avalia a capacidade da Rede Básica da Chesf em suportar contingências sem interrupção de fornecimento de energia elétrica aos consumidores (perda de carga).



↑
Melhor

NÚMERO DE EVENTOS COM INTERRUPTÃO DE CARGA NA REDE BÁSICA – NEIC-RB

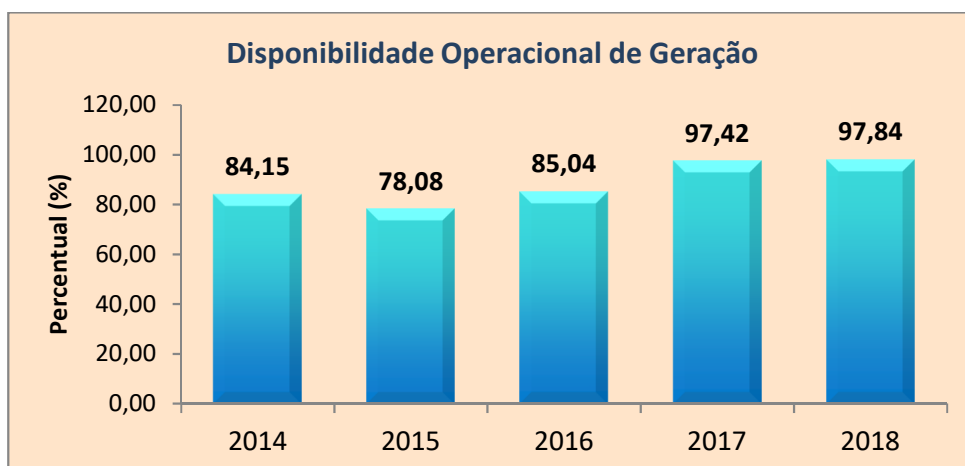
É o número de desligamentos intempestivos com origem na Rede Básica da Chesf que ocasionam qualquer interrupção de carga no Sistema Chesf.



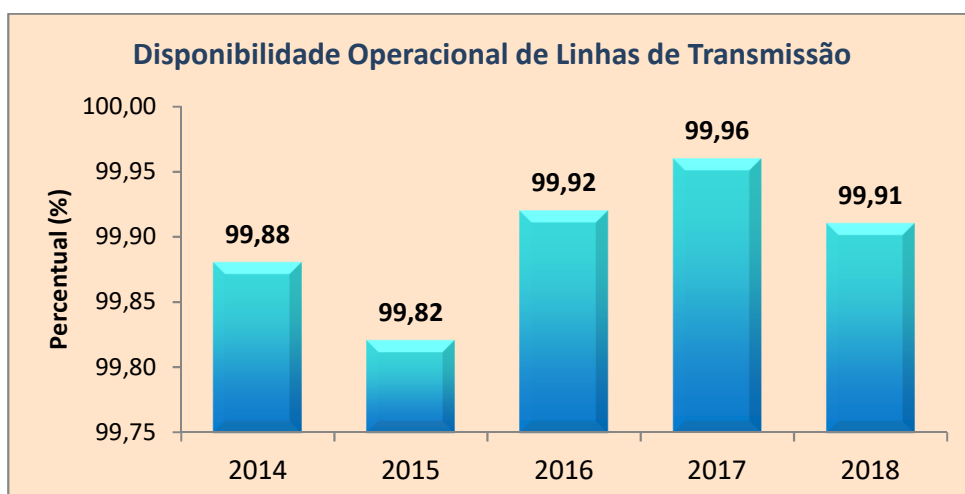
Melhor

DISPONIBILIDADE OPERACIONAL – DO

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



Melhor



Melhor

TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

A Tecnologia da Informação exerce um relevante papel, sendo fundamental para alavancar o desenvolvimento da Companhia, prestando suporte tecnológico a todas as áreas de negócio. Neste contexto, ressalta-se que foram realizados investimentos no montante de R\$ 18,6 milhões para atualização e ampliação da infraestrutura computacional da Companhia, atualização de licenciamento SAP, integração, saneamento e migração dos dados dos sistemas legados para o SAP, aquisição de novos licenciamentos para solução de comunicação, colaboração e produtividade em nuvem, incluindo o Microsoft 365 E3 e o Kaizala Pro, além de ferramenta do tipo Data Discovery Qlik Sense ilimitado. Também foram aplicados recursos de TI na atualização e desenvolvimento de sistemas, principalmente, em atendimento a demandas legais, provenientes de agentes reguladores e controladores. Registram-se como principais atendimentos o disposto na Resolução Normativa no 782/2017 – ANEEL, eSocial – folha de pagamento, novo layout 4.0 da Nota Fiscal Eletrônica – NFe e Escrituração Fiscal Digital de Retenções e Outras Informações Fiscais – EFD-Reinf da Receita Federal do Brasil – RFB. Além das referidas demandas, a área de desenvolvimento de sistemas disponibilizou em produção 18 sistemas de informação, dentre eles sistemas estratégicos, voltados para a análise avançada de dados (Business Analytics – BA), viabilizando a tomada de decisão assertiva pelo corpo gestor da Empresa. Na infraestrutura computacional, a Chesf teve importantes avanços proporcionados pela atualização tecnológica de equipamentos que dão suporte aos Bancos de Dados, ambiente de armazenamento de dados e servidores, atualização e reforço da segurança (firewall). Do ponto de vista do cliente interno, a Central de Atendimento de TI manteve o alto nível de satisfação dos clientes, com um percentual superior a 90% de solicitações atendidas dentro do prazo.

NOVOS NEGÓCIOS E PARCERIAS

Com relação aos novos negócios, a Chesf vem buscando expandir seu parque gerador, priorizando a região Nordeste, através de empreendimentos eólicos e solares, aproveitando o grande potencial existente nesta região do país. Dessa forma, a empresa em 2018 procurou desenvolver projetos nos estados da região.

Na área de geração termelétrica, a Chesf vem buscando participar de empreendimentos a gás natural, que é um gás menos poluente, do ponto de vista ambiental, quando comparado com outros combustíveis fósseis. Entretanto, a oferta de gás natural tem se apresentado como uma dificuldade para viabilização desses empreendimentos.

Em relação a novos empreendimentos de transmissão, não foi considerada a participação em novos leilões de transmissão, sendo priorizada a implantação dos empreendimentos contratados e os novos reforços em instalações existentes.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

O Capital Social da Chesf, no montante de R\$ 9,754 bilhões, é representado por 55.905 mil ações nominativas, divididas em 54.151 mil ações ordinárias e 1.754 mil ações preferenciais, todas sem valor nominal. Deste total, 99,578% pertencem à Eletrobras, 0,347% ao Ministério da Fazenda, 0,016% à Light, e 0,059% a outros acionistas.

RELACIONAMENTO COM ACIONISTAS

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

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

INVESTIMENTOS

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

INVESTIMENTO EM ATIVOS PRÓPRIOS

No ano de 2018, os investimentos corporativos para a expansão e modernização da capacidade produtiva da Companhia, totalizaram R\$ 935,7 milhões. Este montante está assim distribuído: R\$ 65,3 milhões em geração de energia; R\$ 815,1 milhões em obras do sistema de transmissão; e R\$ 55,3 milhões em outros gastos de infraestrutura. No período de 2014 a 2018, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de -4,6%. O gráfico a seguir apresenta os montantes anuais investidos pela Chesf ao longo dos últimos cinco anos.



INVESTIMENTOS EM SOCIEDADES DE PROPÓSITO ESPECÍFICO

No ano de 2018, os investimentos realizados em Sociedades de Propósito Específico (SPEs), através da Integralização de Capital e da realização de Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital, totalizaram R\$ 358,0 milhões, representando uma redução de 31,4% em relação ao ano de 2017, em função da entrada em operação da maioria das SPEs. No período de 2014 a 2018, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de -29,8%.

O gráfico a seguir apresenta os montantes anuais investidos pela Chesf em SPEs ao longo dos últimos cinco anos.



CONJUNTURA ECONÔMICA

Em 2018, de acordo com o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), a economia brasileira foi caracterizada por um processo ainda pouco vigoroso de recuperação. A produção manteve a trajetória verificada em 2017, apontando para uma retomada da estabilidade ao registrar crescimento, ainda que modesto, em todos os trimestres de 2018. No mesmo sentido, a inflação também encerrou o ano em um patamar confortável (3,75%), abaixo do centro da meta, apesar de ter crescido em relação aos 2,95% registrados no fechamento de 2017.

A atividade econômica, após dois anos consecutivos de contração e uma tímida recuperação de 1% em 2017, deve registrar crescimento de 1,3% de acordo com o Banco Central do Brasil, bem abaixo da estimativa de 2,6% divulgada pela mesma instituição no início de 2018. No cerne dessa frustração estão os efeitos da greve dos caminhoneiros ocorrida no segundo trimestre e a incerteza gerada pelas eleições presidenciais quanto às agendas política e econômica a serem adotadas pelo novo governo.

No mercado de trabalho, a estimativa de encerramento de 2018 para taxa média de desemprego é de 12,4%, indicando uma recuperação em relação aos 12,7% registrados em 2017. No entanto, essa melhora está sendo puxada pelo aumento da informalidade, tendo o número de empregados sem carteira assinada crescido 5,9% no ano de acordo com o IBGE. Deve-se considerar, ainda, o viés causado pelo volume de empregos temporários gerados durante o período eleitoral.

A inflação, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), registrou crescimento em relação a 2017, passando de 2,95% para 3,75%. Este patamar, no entanto, é compatível com a expectativa do mercado, que era de 3,69%, e está abaixo do centro da meta estabelecida pelo Banco Central do Brasil (4,5%). O aumento foi pressionado, em especial, pela alta de 7,24% na gasolina e de 8,7% na energia elétrica, tendo a bandeira tarifária vermelha vigorado por cinco meses até novembro, quando teve início o período chuvoso.

No setor elétrico, conforme estabelecido pela Resolução Homologatória nº 2.421/2018 da ANEEL, a Receita Anual de Geração (RAG) das usinas cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 passaram a incluir a parcela destinada a cobrir gastos com melhorias a serem executadas nas instalações de geração (GAG Melhoria), acrescentando R\$ 678,3 milhões à receita da CHESF no ciclo 2018-2019. Adicionalmente, a Portaria nº 420/2018 do Ministério de Minas e Energia extinguiu a concessão da Usina Termelétrica de Camaçari, dispensando a reversão dos bens a ela vinculados.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O desempenho econômico-financeiro está sendo apresentado em conformidade com as demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2014 a 2018.

12.1 RESULTADO DO EXERCÍCIO

A Companhia registrou no exercício de 2018 um lucro de R\$ 2.091,4 milhões, representando um aumento de 230,9% em relação ao ano anterior. As justificativas para esse aumento estão apresentadas nos itens seguintes.



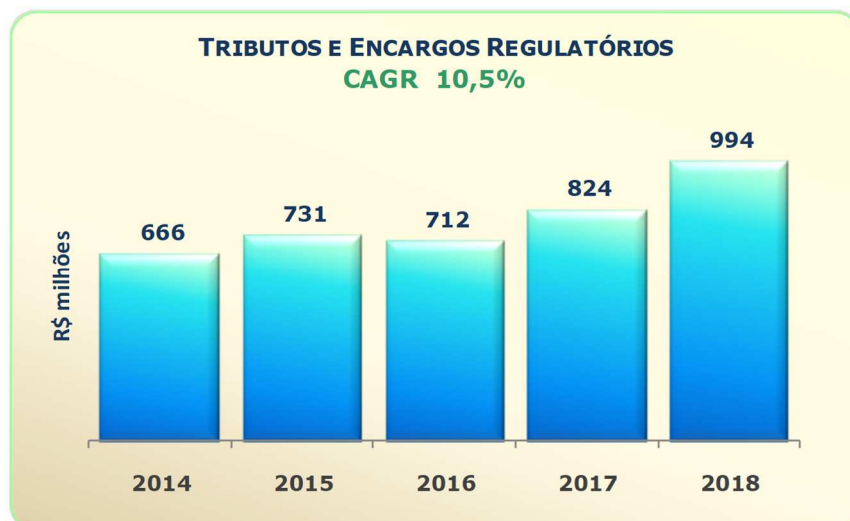
12.2 RECEITA OPERACIONAL BRUTA – ROB

A Companhia registrou em 2018 uma receita operacional bruta de R\$ 6.325,4 milhões, apresentando uma variação positiva de 29,4% em comparação ao exercício anterior. No período de 2014 a 2018, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de 18,1%.



12.3 TRIBUTOS E ENCARGOS REGULATORIOS SOBRE VENDAS

Os tributos e encargos regulatórios sobre vendas totalizaram R\$ 994,4 milhões no ano de 2018 representando um aumento de 20,7% em relação ao exercício anterior. Deste total, R\$ 672,4 milhões correspondem a impostos e contribuições sociais (aumento de 17,4% em relação a 2017), e R\$ 322,0 milhões a encargos regulatórios (aumento de 28,5% em relação a 2017). A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) no período de 2014 a 2018 foi de 10,5%.



12.4 RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA - ROL

A receita operacional líquida (ROL), que considera as deduções de impostos e encargos setoriais, apresentou um aumento de 31,1% em relação ao exercício anterior. Este crescimento decorreu principalmente do aumento da Receita de Suprimento, Operação e Manutenção de Usinas no montante de R\$ 328,4 milhões (+22,3% em relação a 2017), e da Receita de Operação e Manutenção do Sistema de Transmissão no montante de R\$ 1.234,5 milhões (+53,3% em relação a 2017). De 2014 a 2018 a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de 19,9%.



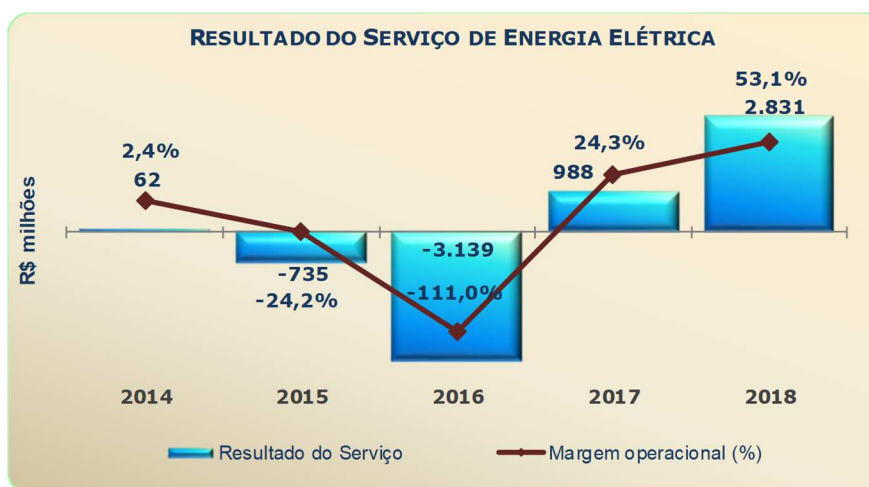
12.5 CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 2.500,0 milhões no exercício de 2018, apresentando uma redução de R\$ 577,4 milhões (18,8%) em relação ao exercício anterior. Esta redução foi decorrente, principalmente, da variação negativa de R\$ 82,0 milhões da provisão/reversão de contrato oneroso; do aumento de R\$ 196,4 milhões na reversão da provisão de impairment; da variação negativa de R\$ 259,0 milhões da provisão para perda na realização de investimento; e da variação negativa de R\$ 33,1 milhões nos Benefícios pós-emprego. A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi negativa em 0,2%, no período de 2014 a 2018.



12.6 RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA E MARGEM OPERACIONAL

O resultado do serviço (EBIT) foi positivo em R\$ 2.830,9 milhões, representando um aumento de R\$ 1.843,0 milhões em relação ao montante de R\$ 987,9 milhões obtido em 2017. Com este resultado, a margem operacional do serviço (razão entre o resultado do serviço e a receita operacional líquida) passou de 24,3% em 2017, para 53,1% em 2018, uma variação positiva de 28,8 pontos percentuais.



12.7 GERAÇÃO OPERACIONAL DE CAIXA (EBITDA)

A geração operacional de caixa, expressa pelo EBITDA, foi R\$ 3.090,2 milhões em 2018, contra o montante de R\$ 1.584,2 milhões em 2017.

A margem EBITDA (razão entre o EBITDA e a Receita operacional líquida) foi de 58,0% em 2018 contra 39,0% obtida em 2017, representando um aumento de 19,0 pontos percentuais.



	(R\$ milhões)	
DEMONSTRAÇÃO DO EBITDA	2018	2017
Lucro líquido	1.278,8	631,9
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro líquido	762,2	103,4
(+) Despesas (receitas) financeiras líquidas	19,5	187,1
(+) Depreciação	367,1	353,2
(=) EBITDA	2.427,7	1.275,6
(+) Receitas financeiras	235,0	194,7
(+) Provisões para contingências	536,6	515,1
(+) Reversão Impairment	(139,0)	(711,1)
(+) Provisões para perda na realização de investimentos	(10,3)	248,6
(+) Provisões para PIDV	68,2	98,0
(+) Contrato oneroso	30,7	(95,3)
(+) Outras Provisões - FID	(58,5)	58,5
(=) EBITDA Ajustado	3.090,2	1.584,2

12.8 RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro do exercício foi negativo de R\$ 19,5 milhões, ante um resultado também negativo de R\$ 187,1 milhões registrados em 2017, representando uma variação positiva de R\$ 167,6 milhões, cuja composição está demonstrada a seguir:

	(R\$ milhões)	
Receitas (despesas) financeiras	2018	2017
Resultado de aplicações financeiras	25,5	21,3
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	160,6	68,3
Encargos de dívida dos empréstimos e financiamentos	(191,4)	(268,6)
Variações monetárias de empréstimos e financiamentos	(11,5)	(4,8)
Outras receitas (despesas) financeiras	(2,8)	(3,3)
(=) Resultado financeiro líquido	(19,5)	(187,1)

12.9 FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

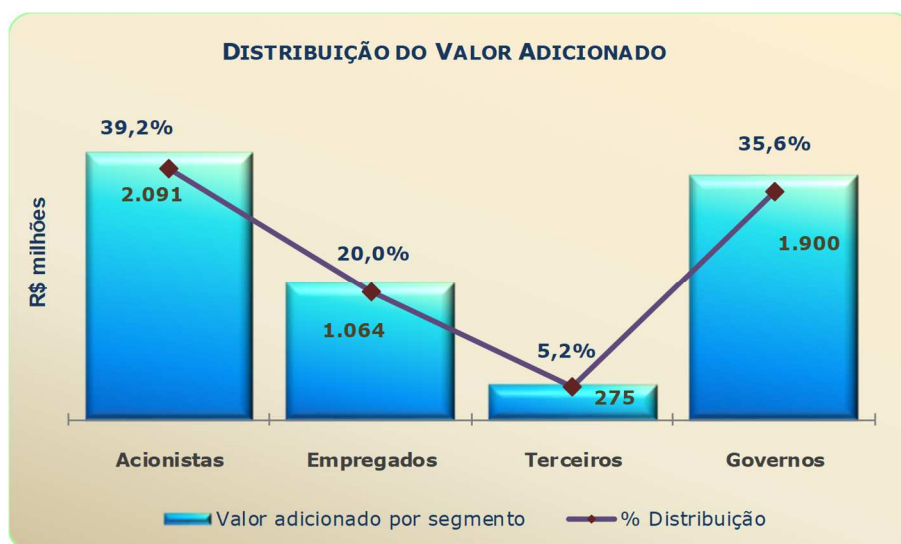
O endividamento bruto, que inclui os encargos contabilizados e o principal da dívida com a Eletrobras e com instituições financeiras, encerrou no exercício com R\$1.498,2, uma redução de 28,4% em relação aos R\$ 2.091,2 milhões de 2017.

A posição da dívida líquida (financiamentos e empréstimos, deduzidos das disponibilidades) apresentou no final do exercício o saldo de R\$ 1.184,9 milhões, representando uma redução de 39,0% em relação a 2017, conforme demonstrado a seguir:

FINANCIAMENTOS e EMPRÉSTIMOS			
Dívida Bruta	(R\$ milhões)		Δ%
	2018	2017	
Curto prazo – moeda nacional	555,7	1.090,9	(49,1)
Longo prazo – moeda nacional	942,5	1.000,3	(5,8)
Dívida Bruta Total	1.498,2	2.091,2	(28,4)
(-) Caixa e equivalentes de caixa e TVM	313,3	147,8	112,0
Dívida líquida	1.184,9	1.943,4	(39,0)

12.10 VALOR ADICIONADO

O valor econômico gerado pela Companhia em 2018 foi de R\$ 5.331,0 milhões, contra R\$ 3.335,8 milhões gerados em 2017, agregando valor aos seguintes segmentos da sociedade, conforme distribuição a seguir: salários, encargos e benefícios aos empregados (20,0%); impostos, taxas e contribuições aos governos federal, estaduais e municipais (35,6%); terceiros (5,2%); e lucro aos acionistas (39,2%).



ALIENAÇÃO DE BENS

A Companhia, como um dos produtos de seu planejamento estratégico, vem adotando através de sua Política de Alienação, a transferência do domínio ou a propriedade de seus bens móveis ou imóveis, atualmente não vinculados ao negócio da Companhia, a terceiros, de forma definitiva ou temporária e de maneira gratuita ou onerosa, objetivando reduzir seus custos operacionais e ampliação de sua receita.

Dentro desse propósito e visando atender uma das principais diretrizes emanadas da Diretoria Executiva da Companhia, em conformidade com seu Plano de Desmobilização, a Chesf vem efetuando ações objetivando a

transferência do Hospital Nair Alves de Souza, para a Universidade Federal do Vale do São Francisco, transformando-o em um o Hospital Universitário, dotando toda a região do entorno do município de Paulo Afonso/BA, de uma Universidade de Medicina, gerando conhecimento, emprego e renda para a população.

Como resultado dessas alienações, objeto do referido Plano, foram alienados 08 (oito) imóveis no exercício de 2018, totalizando o valor de R\$ 1,6 milhão. Além das alienações dos imóveis, não necessários às atividades da Companhia, a Chesf realiza anualmente a venda de bens móveis inservíveis, tendo realizado em 2018 dois leilões e uma concorrência, totalizando o valor de R\$ 2,2 milhões.

RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

A política da Chesf em relação aos seus auditores independentes fundamenta-se em princípios que preservam a independência desses profissionais. Em atendimento à Instrução CVM nº 381, de 14/01/2003, a administração informa que a auditoria, KPMG Auditores Independentes, durante o exercício de 2018, não prestou outros serviços além dos serviços de auditoria das suas demonstrações financeiras. Os referidos auditores foram contratados em contrato único para todas as empresas do Sistema Eletrobras, para um período de cinco anos, com início dos trabalhos no exercício de 2014.

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

GESTÃO

ASSEMBLEIA GERAL DE ACIONISTAS

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

- tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras;
- deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos;
- eleger os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, bem como fixar a remuneração dos administradores e dos membros do Conselho Fiscal;
- deliberar sobre alienação de ações do seu capital social ou de suas controladas, abertura ou alteração do capital social, venda de valores mobiliários, se em tesouraria, venda de debêntures de que seja titular, de empresas das quais participe, emissão de debêntures conversíveis em ações, operações de cisão, fusão, transformação ou incorporação, permuta de ações ou outros valores mobiliários e reforma do Estatuto Social; dentre outras.

CONSELHO FISCAL

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

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

ADMINISTRAÇÃO

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

O [Conselho de Administração](#), órgão colegiado de funções deliberativas, é formado por sete membros, eleitos pela Assembleia Geral, todos brasileiros, com prazo de gestão unificado de dois anos, sendo permitidas, no máximo, três

reconduções consecutivas. Os membros do Conselho de Administração observam a seguinte composição: um membro é indicado pelo Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento, Desenvolvimento e Gestão, um membro é eleito representante dos empregados, um membro é indicado pelo acionista controlador, que será eleito Diretor-Presidente, e quatro membros indicados pela Eletrobras, dentro os quais dois são independentes.

Compete ao Conselho de Administração a fixação da orientação geral dos negócios da Chesf, o controle superior dos programas aprovados, bem como a verificação dos resultados obtidos. Reúne-se mensalmente e, extraordinariamente, mediante a convocação do Presidente do Conselho.

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

A [Diretoria Executiva](#) é constituída por um Diretor-Presidente e até cinco Diretores, respeitando o mínimo de três membros, eleitos pelo Conselho de Administração, que exercerão suas funções em regime de tempo integral, com prazo de gestão unificado de dois anos, sendo permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas, devendo ser brasileiros, residentes e domiciliados nos pais.

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

COMITES DE ACESSORAMENTO AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Instituído pela Eletrobras, o Comitê de Gestão, Pessoas e Elegibilidade tem o objetivo de analisar e emitir recomendações sobre riscos e estratégias a serem adotadas pelas empresas do Sistema Eletrobras, concernentes à gestão de pessoas e à elegibilidade de membros da administração e conselheiros fiscais.

Instituído pela Eletrobras, o Comitê de Auditoria e Riscos Estatutários, com atuação extensiva às empresas controladas, tem o objetivo de analisar e emitir recomendações sobre trabalhos de auditoria interna, contabilidade e da auditoria independente, supervisão, riscos a serem assumidos pela Companhia, controles internos e gestão de riscos e gestão financeira, conforme previsto em [Regimento Interno](#).

GESTÃO EMPRESARIAL

A Chesf possui um planejamento estratégico consolidado e elaborado em consonância com o Plano Estratégico da Eletrobras e de seu Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG). Atualmente os instrumentos utilizados para o planejamento são o Mapa Estratégico da Chesf, o Plano de Negócios e Gestão (PNG) e o Contrato de Metas de Desempenho Empresarial (CMDE). Esses instrumentos são institucionalizados por meio de apreciação e aprovação em Reunião de Diretoria Executiva e com Deliberação do Conselho de Administração.

O monitoramento do Planejamento Empresarial da Chesf é realizado mensalmente por meio de reuniões da Diretoria Executiva, para acompanhamento do Plano de Negócios e Gestão (PNG). Essas reuniões são realizadas focadas nos objetivos estratégicos contidos no Mapa Estratégico da Chesf, projetos previstos no PNG e nos indicadores do CMDE, firmado entre a Eletrobras e suas empresas controladas. Dessa forma, a Chesf realiza o controle dos desvios entre as metas e os resultados apurados, atuando sobre ocorrências e melhorando o desempenho empresarial.

A equipe de Planejamento Estratégico da Chesf desenvolveu o Mapa Estratégico Chesf 2018-2022, que contém a identidade organizacional da empresa (Missão, Visão e Valores), os Resultados Estratégicos a serem alcançados e os Objetivos Estratégicos que viabilizam esses resultados. No intuito de manter o constante aprimoramento da gestão e o alcance das metas empresariais, o Mapa Estratégico Chesf é revisado anualmente pela Diretoria, podendo ser ajustado sempre que necessário, com base em fatores internos e externos à Chesf que podem influenciar o desempenho empresarial.

Os Objetivos Estratégicos são desdobrados em Estratégias, Medidas e Indicadores, permitindo o envolvimento e participação de todos os níveis organizacionais no planejamento empresarial. Para o registro e suporte ao Planejamento Empresarial da Chesf, a empresa adquiriu um software de gestão estratégica para agilizar os processos de registro e acompanhamento estratégico e poder adotar as melhores práticas de planejamento organizacional.

Através do Comitê de Planejamento, que conta com a participação das diversas áreas da organização, o Planejamento Empresarial da Chesf vem sendo revisto e atualizado. Para 2019, deve-se consolidar a definição dos desdobramentos dos Objetivos Estratégicos e um planejamento estratégico de longo prazo. Com isto, o novo sistema de gestão estratégica será alimentado e subsidiará acompanhamento em tempo real dos índices e projetos, elaboração de gráficos, relatórios e planos de ação.

Desta forma, a Chesf está constantemente aprimorando seu nível de maturidade em Gestão Empresarial, visando cumprir sua missão e perseguir a visão de futuro. A identidade empresarial da Chesf que norteia este trabalho é apresentada na figura abaixo:

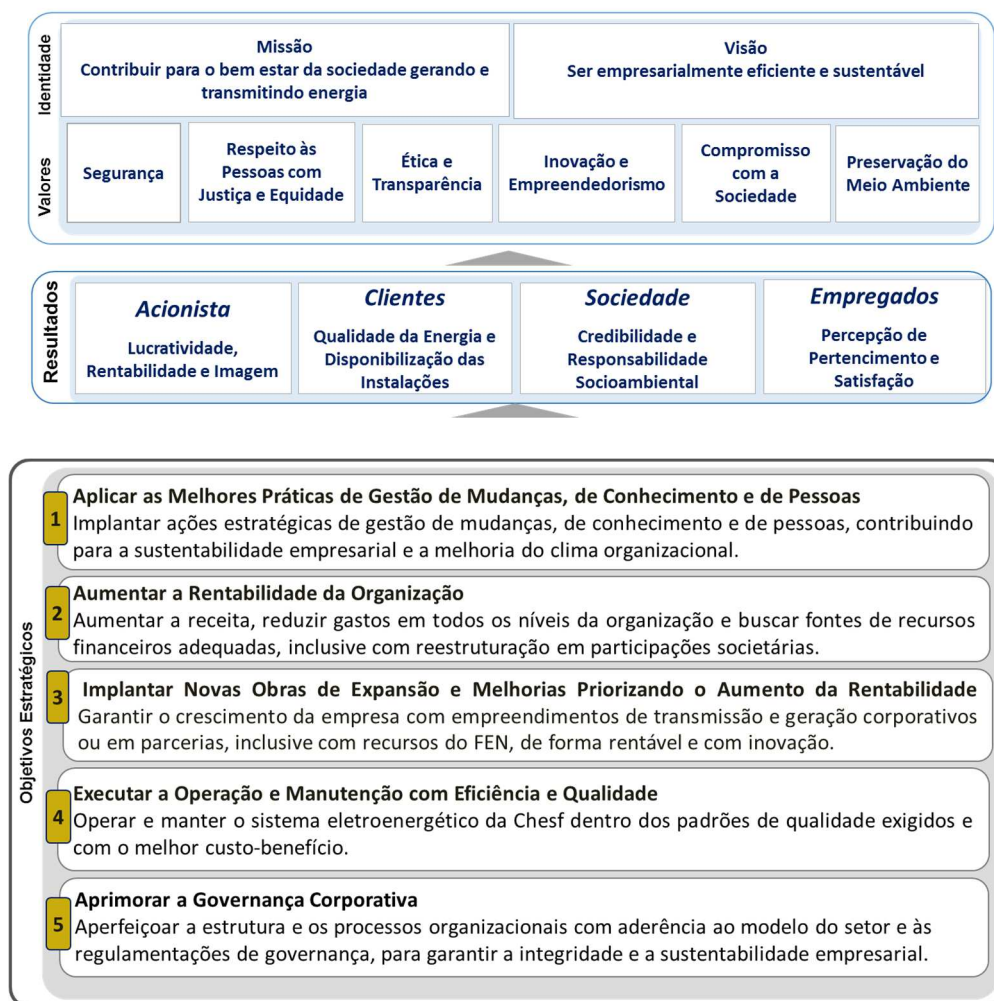


Figura 01 – Identidade empresarial Chesf 2018 a 2022

GESTÃO PELA QUALIDADE TOTAL

- Em 2017, no segmento da qualidade total, a Chesf:
 - Manteve a Acreditação do Laboratório de Metrologia da Chesf - MetroChesf na norma ISO IEC 17025 INMETRO, nas grandezas elétricas tensão, corrente, resistência, potencia e energia, com a finalidade de proporcionar a calibração/certificação dos padrões de serviço, utilizados na manutenção dos sistemas de proteção, medição e automação;
 - A Operação da Chesf manteve a Certificação ISO 9001:2008 em todos os processos dos seus 10 órgãos e suas Instalações que compõem o Sistema Organizacional da Operação;

- O segmento Manutenção da Geração obteve a certificação ISO 9001:2015 das divisões de manutenção eletromecânica das usinas Sobradinho, Xingó, Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III e Luiz Gonzaga;
- O segmento Manutenção de subestações do Departamento de Operação Regional de Paulo Afonso, migrou para a certificação ISO 14001 versão 2015.

RECURSOS HUMANOS

Em 2018, a Chesf investiu R\$ 1.195 mil em programas de formação técnica e desenvolvimento profissional e humano de seus empregados, com investimento médio de R\$ 289,92 por empregado. Nesse mesmo período, foram capacitados 3.412 de seus colaboradores – 82,78% de seu quadro efetivo – totalizando 183.725 horas de ações educacionais ministradas, numa média de 44,57 horas de treinamento por empregado, correspondendo a 2,52% das horas de trabalho.

Tais resultados foram possíveis devido ao aumento no uso de soluções criativas, como o incentivo à atuação do empregado educador, o uso de videoconferências, a ampliação de número de vagas por ação educacional, quando possível, as parcerias com instituições diversas para ações presenciais gratuitas e a divulgação de ações online gratuitas. Destaca-se ainda uma constante busca na otimização dos recursos financeiros, mantendo ou aumentando a qualidade das ações educacionais da Companhia.

O Plano de Educação Corporativa da Companhia (PEC) visa à melhoria contínua de processos e aprimoramento profissional dos seus empregados. Assim, foram ministradas 52.022 horas em cursos de longa duração (Graduações, Especializações, Mestrados e Doutorados), além de 7.967 horas em congressos, seminários e simpósios. Na perspectiva das ações de conformidade (Ética, Compliance, Conflito de Interesses, Assédio, Equidade de Gênero e Raça), foram realizadas inúmeras ações educacionais, tais como: Prevenção ao Assédio Sexual em Empresas; Lições Práticas de Ética; Palestra - Ética e Gênero; Ética e Serviço Público; Gestão e Apuração da Ética Pública; Palestra - 12 Anos da Lei Maria da Penha - Agosto Lilás; 4º Fórum da Administradora; Roda de Diálogo - Consciência Étnico-Racial e o Recorte de Gênero.

RESPONSABILIDADE SOCIAL

A Chesf apoia e realiza iniciativas e projetos de investimento social privado de forma estratégica, com o objetivo de contribuir com a redução da desigualdade social e com o desenvolvimento sustentável de seus territórios de convivência. Em 2018, foram investidos R\$ 39,2 milhões em projetos sociais, destinados para as áreas de Saúde, Cidadania, Educação e Geração de Trabalho e Renda, beneficiando milhares de pessoas.

Consciente dos impactos de suas decisões e atividades nas comunidades e localidades onde atua, a Companhia adota sempre um comportamento ético, agindo com transparência e levando em consideração as expectativas de seus grupos de interesses.

Os projetos sociais apoiados pela Chesf em 2018 são:

- Projeto Lago de Sobradinho, executado pela Empresa Brasileira de Pesquisas Agropecuárias - EMBRAPA, que abrange municípios Sobradinho, Casa Nova, Sento Sé, Remanso e Pilão Arcado, localizados no entorno da Usina de Sobradinho, vem trazendo uma significativa melhoria na qualidade de vida das comunidades beneficiadas com a implantação de campos de aprendizagem tecnológica e de treinamento. Esse projeto promove o repasse de conhecimento e de tecnologia para convivência com a seca para produtores agropecuários e pescadores que moram no entorno da barragem de Sobradinho (BA);
- Projeto social executado pela Chesf no Hospital Nair Alves de Souza, de atendimento na área de saúde assistencial, beneficiando toda população dos 22 municípios num raio de 250 quilômetros da cidade de Paulo Afonso (BA), onde está situado o Complexo de Paulo Afonso.
- Projeto social “Construindo o Cidadão do Amanhã”, em parceria com o Instituto Dom Helder Câmara, que contribui para retirar das ruas adolescentes em situação de risco das comunidades do Coque, Coelho e Joana Bezerra, em Recife/PE;

Em 2018, o Programa de Voluntariado Empresarial da Chesf, formado por empregados da Companhia, promoveu arrecadação e distribuição de cestas básicas para comunidades carentes em Recife, participou da campanha Banho do Bem com arrecadação de itens de higiene pessoal, apoiou o projeto Bons Ventos com arrecadação de material escolar para comunidades carentes no Piauí, Rio Grande do Norte e Bahia

Além disso, manteve a parceria com o projeto de educação Energia Solidária e realizou o Natal Solidário para crianças do entorno da Sede da Chesf, em Recife. Destaque, ainda, para a promoção de exames gratuitos de ultrassonografia para prevenção do câncer de mama e de próstata.

CHESF EM NÚMEROS

Atendimento	2018	2017	%
Número de empregados	3.816	4.122	-7,4%
Operacionais			
	2018	2017	
Número de usinas em operação (*)	14	15	-6,7%
Número de subestações	135	133	1,5%
Linhas de transmissão (Km)	20.585,2	20.531,9	0,3%
Capacidade instalada (MW)	10.323,4	10.670,2	-3,3%
Financeiros			
	2018	2017	
Receita operacional bruta (R\$ mil)	6.325,4	4.889,0	29,4%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	5.331,0	4.065,4	31,1%
Margem operacional da atividade líquida (%)	37,9%	24,3%	-
EBITDA OU LAJIDA	3.090,2	1.584,2	-
Lucro líquido (R\$ mil)	1.278,8	631,9	102,4%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	11.250,8	10.718,2	5,0%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	11,4%	5,9%	-

INFORMAÇÕES DE NATUREZA SOCIAL E AMBIENTAL

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

INFORMAÇÕES DE NATUREZA SOCIAL E AMBIENTAL

BALANÇO SOCIAL REGULATÓRIO

(Valores expressos em milhares de reais)

1 - Geração e Distribuição de Riqueza	Em 2018:		Em 2017:			
Distribuição do Valor Adicionado	35,6% governo	20,0% empregados	32,3% governo	36,6% empregados		
A Demonstração do Valor Adicionado - DVA está apresentada, na íntegra, no conjunto das Demonstrações Contábeis.	39,2% acionistas	5,2% terceiros	18,9% acionistas	12,2% terceiros		
2 - RECURSOS HUMANOS	Em 2018:		Em 2017:			
2.1 - Remuneração						
Folha de pagamento bruta (FPB)	1022.084		114.656			
- Empregados	1016.394		109.705			
- Administradores	5.690		4.951			
Relação entre a maior e a menor remuneração:						
- Empregados	33,8		32,8			
- Administradores	1,5		1,5			
2.2 - Benefícios Concedidos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Encargos Sociais	223.047	21,8%	4,2%	249.039	22,3%	6,1%
Alimentação	56.892	5,6%	1,1%	72.976	6,5%	1,8%
Transporte	352	0,0%	0,0%	469	0,0%	0,0%
Previdência privada	32.187	3,1%	0,6%	130.025	11,7%	3,2%
Saúde	120.176	11,8%	2,3%	126.358	11,3%	3,1%
Segurança e medicina do trabalho	2.293	0,2%	0,0%	2.932	0,3%	0,1%
Educação e Creche	17.808	1,7%	0,3%	18.799	1,7%	0,5%
Cultura	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Capacitação e desenvolvimento profissional	1.195	0,1%	0,0%	1.156	0,1%	0,0%
Creches ou auxílio creche	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Participação nos lucros ou resultados	99.304	9,7%	1,9%	103.426	9,3%	2,5%
Outros	16.914	1,7%	0,3%	16.016	1,4%	0,4%
Total	570.168	55,8%	10,7%	721.196	64,7%	17,7%
2.3 - Composição do Corpo Funcional						
Nº de empregados no final do exercício	3.816		4.122			
Nº de admissões	19		7			
Nº de demissões	338		480			
Nº de estagiários no final do exercício	-		-			
Nº de empregados portadores de necessidades especiais no final do exercício	157		162			
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício	-		-			
Nº de empregados por sexo:						
- Masculino	3.078		3.310			
- Feminino	738		812			
Nº de empregados por faixa etária:						
- Menores de 18 anos	-		-			
- De 18 a 35 anos	488		589			
- De 36 a 60 anos	2.618		2.799			
- Acima de 60 anos	710		734			
Nº de empregados por nível de escolaridade:						
- Analfabetos	-		-			
- Com ensino fundamental	363		415			
- Com ensino médio	502		599			
- Com ensino técnico	1010		1253			
- Com ensino superior	1434		1550			
- Pós-graduados	507		305			
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:						
- Masculino	79,0%		83,0%			
- Feminino	21,0%		17,0%			
2.4 - Contingências e Passivos Trabalhistas:						
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade	547		747			
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes	284		415			
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes	944		839			
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça	436		419			

3 - Interação da Entidade com o Ambiente Externo	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
3.1 - Relacionamento com a comunidade						
Total dos investimentos em:						
Educação	51	0,0%	0,0%	162	0,0%	0,0%
Cultura	775	0,0%	0,0%	1.185	0,2%	0,0%
Saúde e infraestrutura	39.376	1,4%	0,7%	41.903	5,7%	1,0%
Esporte e lazer	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Alimentação	-	0,0%	0,0%	107	0,0%	0,0%
Geração de trabalho e renda	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Reassentamento de famílias	23.720	0,8%	0,4%	23.097	3,1%	0,6%
Total dos investimentos	63.922	2,2%	1,2%	66.454	9,0%	1,6%
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.740.931	61,0%	32,7%	903.761	122,9%	22,2%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	75.985	2,7%	1,4%	80.518	11,0%	2,0%
Total - Relacionamento com a comunidade	1.880.838	65,9%	35,3%	1.050.733	142,9%	25,8%
3.2 - Interação com os Fornecedores	ão exigidos controles sobre					
Critérios de responsabilidade social utilizados para a seleção de seus fornecedores	Riscos ambientais, condições ambientais de trabalho, controle médico de saúde ambiental, prática de trabalho noturno, perigoso ou insalubre de menores de 18 anos; nem menores de dezesseis anos em qualquer atividade, salvo na condição de menor aprendiz.					
4 - Interação com o Meio Ambiente	Em 2018:			Em 2017:		
	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	8.386	0,3%	0,2%	11.269	1,5%	0,3%
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	3.443	0,1%	0,1%	4.196	0,6%	0,1%
Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	62	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	2.059	0,1%	0,0%	2.742	0,4%	0,1%
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	2.406	0,1%	0,0%	1.415	0,2%	0,0%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	7	0,0%	0,0%	418	0,1%	0,0%
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativas e/ou judicialmente	21	0,0%	0,0%	8	0,0%	0,0%
Passivo e contingências ambientais	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Total da Interação com o meio ambiente	16.377	0,6%	0,3%	19.630	2,7%	0,5%
5 - Outras informações	Em 2018:			Em 2017:		
Receita Líquida (RL)	5.330.955			4.065.363		
Resultado Operacional (RO)	2.853.561			735.317		

Recife, 29 de abril de 2019

A Administração

BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
ATIVO			
CIRCULANTE			
Caixa e equivalência de caixa	5	159.954	100.318
Títulos e valores mobiliários	6	153.382	47.456
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	996.472	736.774
Tributos e contribuições a recuperar	8	608.787	82.266
Cauções e depósitos vinculados	10	15.761	14.926
Almojarifado	11	77.353	71.851
Serviços em curso	12	320.967	250.738
Dividendos a receber	13	19.704	14.084
Fachesf Saúde Mais	14	35.182	65.859
Ativos não circulantes mantidos para venda	16	175.651	-
Outros ativos circulantes	17	183.559	152.533
		2.746.772	1.536.805
NÃO CIRCULANTE			
Realizável a Longo Prazo			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	8.413	13.397
Tributos e contribuições a recuperar	8	202.176	196.496
Tributos diferidos	9	-	180.823
Títulos e valores mobiliários	6	193	958
Cauções e depósitos vinculados	10	627.007	660.351
Adiantamentos a investidas (AFAC)	15	275.529	478.000
Outros ativos não circulantes	17	30.349	36.282
		1.143.667	1.566.307
Investimentos	18	6.149.406	6.558.926
Imobilizado	19	11.662.228	10.807.692
Intangíveis	20	76.615	38.572
		19.031.916	18.971.497
TOTAL DO ATIVO		21.778.688	20.508.302

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
PASSIVO			
Circulante			
Fornecedores	21	297.419	467.564
Folha de pagamento		59	18.029
Tributos e contribuições sociais	22	701.173	215.101
Financiamentos e empréstimos	24	555.721	1.090.875
Outras provisões operacionais		99.304	103.738
Remuneração aos acionistas		158.680	-
Obrigações estimadas	25	127.765	139.312
Incentivo ao desligamento Voluntário	26	100.672	55.642
Benefícios pós-emprego	27	116.042	151.616
Encargos setoriais		133.658	142.534
Outros passivos circulantes	28	9.702	78.644
		2.300.195	2.463.055
Não Circulante			
Tributos diferidos	23	1.882.319	2.115.301
Financiamentos e empréstimos	24	942.480	1.000.346
Benefícios pós-emprego	27	974.667	973.514
Incentivo ao desligamento voluntário	26	35.305	20.691
Encargos setoriais		408.147	361.790
Provisões para contingências	29	2.715.332	2.298.304
Provisão contrato oneroso	30	171.269	184.587
Obrigações vinculadas à Concessão	32	265.813	294.384
Outros passivos não circulantes	28	19.817	78.126
		7.415.149	7.327.043
Patrimônio Líquido			
Capital social	33	9.753.953	9.753.953
Reserva de capital	33	4.916.199	4.916.199
Reservas de lucros		5	-
Outros resultados abrangentes	33	1.867.704	2.255.273
Prejuízos acumulados		(4.474.517)	(6.207.221)
		12.063.344	10.718.204
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		21.778.688	20.508.302

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
Operações em continuidade			
RECEITA			
	34		
Fornecimento de Energia Elétrica		718.940	903.894
Suprimento de Energia Elétrica		1.800.246	1.471.803
Energia elétrica de curto prazo		223.025	152.775
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		3.550.399	2.315.948
Outras receitas		32.805	44.580
		6.325.415	4.889.000
Tributos			
	34		
ICMS		(110.571)	(145.475)
PIS-PASEP		(105.277)	(75.942)
Cofins		(455.300)	(349.807)
ISS		(1.283)	(1.769)
ENCARGOS - PARCELA "A"			
	34		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(50.600)	(40.247)
Outros Encargos - CCEE		(238)	(499)
Reserva Global de Reversão - RGR		(58.862)	(38.008)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(59.926)	(23.280)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(75.985)	(80.518)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(16.749)	(11.719)
Outros Encargos		(59.669)	(56.373)
		(994.460)	(823.637)
RECETA LÍQUIDA			
		5.330.955	4.065.363
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - Parcela "A"			
	36		
Energia Elétrica Comprada para revenda		(251.048)	(309.414)
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição		(612.767)	(634.616)
Matéria-Prima/Insumo para Geração de Energia Elétrica combustíveis		-	-
		(863.815)	(944.030)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS			
		4.467.140	3.121.333
CUSTOS GERENCIÁVEIS - Parcela "B"			
	36		
Pessoal e Administradores	37	(1.223.576)	(1.363.832)
Material		(28.844)	(25.088)
Serviço de terceiros		(218.733)	(206.060)
Arrendamentos e Aluguéis		(14.147)	(14.348)
Seguros		(10.577)	(10.929)
Doações, Contribuições e Subvenções		(6.669)	(11.271)
Provisões		339.397	(6.803)
(-) Recuperação de Despesas		32.385	35.277
Tributos		(10.498)	(6.542)
Depreciação e Amortização		(367.105)	(353.180)
Gastos Diversos		(169.993)	(171.946)
Outras Receitas Operacionais		635.981	2.820
Outras Despesas Operacionais		(593.822)	(1.488)
		(1.636.201)	(2.133.390)
RESULTADO DA ATIVIDADE			
		2.830.939	987.943
Equivalência Patrimonial			
	18.3	42.156	(65.489)
Resultado Financeiro			
Receita financeira	38	234.939	194.687
Despesa financeira	38	(254.473)	(381.824)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO			
	39	2.853.561	735.317
Imposto de renda e contribuição social		(762.184)	(103.376)
LUCRO/PREJUÍZO DO EXERCÍCIO			
	41	2.091.377	631.941
Prejuízo básico por ação (R\$)			
		37,41	11,30
Prejuízo diluído por ação (R\$)			
		37,41	11,30

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017*(valores expressos em milhares de reais)*

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
Lucro do exercício		2.091.377	631.941
Outros componentes do resultado abrangente			
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	33	(72.357)	244.076
Reavaliação de ativos - RBSE	33	(548.194)	(274.097)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	33	232.982	-
Outros componentes do resultado abrangente do exercício		(387.569)	(30.021)
Total do resultado abrangente do exercício		1.703.808	601.920

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017**
(valores expressos em milhares de reais)

	CAPITAL SUBSCRITO/ REALIZADO	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVA DE LUCROS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	PREJUÍZOS ACUMULADOS	TOTAL
			INCENTIVOS FISCAIS			
SALDO EM 31/12/2016	9.753.953	4.916.199	-	2.285.294	(6.839.162)	10.116.284
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	-	244.076	-	244.076
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	(274.097)	-	(274.097)
Reserva de incentivos fiscais	-	-	-	-	631.941	631.941
SALDO EM 31/12/2017	9.753.953	4.916.199	-	2.255.273	(6.207.221)	10.718.204
Adoção inicial CPC 47/IFRS 15 - SPEs	-	-	-	-	(169.439)	(169.439)
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	-	(72.357)	-	(72.357)
Reavaliação de Ativos - RBSE	-	-	-	(315.212)	-	(315.212)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	2.091.377	2.091.377
Reserva de incentivos fiscais	-	-	5	-	-	5
Destinação:						
Dividendos mínimos - nota 36	-	-	-	-	(30.599)	(30.599)
Dividendos adicionais propostos - nota 36	-	-	-	-	(158.635)	(158.635)
SALDO EM 31/12/2018	9.753.953	4.916.199	5	1.867.704	(4.474.517)	12.063.344

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017
 (valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2018	31/12/2017
Atividades operacionais		
Lucro/Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	2.853.561	735.317
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa:		
Depreciação e amortização	367.105	353.180
Variações monetárias líquidas	(41.492)	8.930
Equivalência patrimonial	(42.156)	65.489
Provisão para contingências	536.564	515.097
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	113.712	21.703
Provisões para perda na realização de investimentos	(10.343)	248.628
Benefícios pós-emprego – ajuste atuarial	84.343	117.468
Outras provisões operacionais	-	(30.738)
Atualização de cauções e depósitos vinculados	(13.628)	(16.600)
Atualização de títulos da dívida agrária (TDA)	(170)	(216)
Outras provisões - FID	(58.522)	58.522
Reversão contrato oneroso	(13.318)	(95.320)
Provisão para impairment	(907.490)	(711.089)
Participações nos lucros e resultados	45.571	103.426
Atualização sobre valores a receber - Lei nº 12.783/2013	-	6.054
Encargos financeiros	191.370	268.552
Atualização de dividendos	1.160	-
Outras provisões - Lei nº 12.783/2013	-	(2.928)
Incentivo ao desligamento de pessoal	68.158	98.027
Outras	(9.909)	(17.574)
	3.164.516	1.725.928
Encargos financeiros pagos a acionistas e outras partes relacionadas	(98.476)	(105.695)
Encargos financeiros pagos a instituições financeiras e outras	(94.213)	(145.614)
Pagamentos à entidade de previdência privada	(186.732)	(229.909)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	-	-
Pagamento de participações nos lucros ou resultados	(49.693)	(75.502)
Depósitos vinculados a litígios	66.732	507.259
Variações nos Ativos e Passivos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(361.944)	(242.929)
Almoxarifado	(5.502)	7.503
Tributos e contribuições sociais	(627.489)	30.669
Adiantamentos a empregados	11.434	(699)
Cauções e depósitos vinculados	(20.595)	(30.230)
Serviços em curso	(70.229)	14.431
Alienação em curso	(1.306)	(1.689)
Fachesf Saúde Mais	30.677	21.225
Fornecedores	(170.145)	114.837
Obrigações estimadas	(11.547)	(21.545)
Encargos setoriais	35.906	92.573
Provisão para contingências	(119.536)	(56.184)
Outras provisões - FID	(58.522)	-
Reembolso Fundo CDE	(27.116)	(7.664)
Valores a ressarcir - Lei nº 12.783/2013	-	(165.504)
Outros ativos e passivos operacionais	(38.384)	(15.915)
	(1.796.680)	(310.582)
Total das atividades operacionais	1.367.836	1.415.346
Atividades de investimentos		
Aplicações em Ativos Imobilizado e Intangível	(935.716)	(898.321)
Investimentos em participações societárias permanentes	(288.994)	(422.595)
Dividendos recebidos	87.510	60.499
Aplicações em (resgates de) títulos e valores mobiliários	(105.161)	(27.079)
AFAC em controlada em conjunto	(69.000)	65.777
	(1.311.361)	(1.221.719)
Atividades de financiamentos		
Financiamentos e empréstimos obtidos	482.116	503.040
Pagamentos de financiamentos e empréstimos	(478.955)	(633.318)
	3.161	(130.278)
TOTAL DE EFETOS NO CAIXA	59.636	63.349
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	100.318	36.969
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	159.954	100.318
VARIAÇÃO NO CAIXA	59.636	63.349

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E DE 2017**

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

1 - INFORMAÇÕES GERAIS

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

As operações da Companhia contam na atividade de Geração de energia com 12 usinas hidrelétricas e 2 usinas eólicas, perfazendo uma potência instalada de 10.323 MW (10.670 MW em 2017) e na atividade de transmissão de energia o sistema é composto por 130 (128 em 2017) subestações (considerando-se neste total a subestação Sapeaçu, localizada no Recôncavo Baiano, em relação à qual a Chesf tem contrato de cessão de uso) e 20.585,2 km (20.531,9 km em 2017) de linhas de alta tensão.

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

Além do parque de geração e sistemas de transmissão próprios, antes mencionados, a Companhia participa, em sociedade com outras empresas, da construção e operação de usinas de geração hidráulica e de geração eólica com capacidades instaladas de 15.646,0 MW (15.652,1 MW, em 2017) e 360,5 MW (918,7 MW, em 2017), respectivamente, e de empreendimentos de transmissão compostos por 3.872,0 km (5.165,0 km em 2017) de linhas de transmissão, conforme nota 2.2.

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

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

1.1 - Setor Elétrico no Brasil

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela Aneel.

O fornecimento de energia elétrica a varejo da Companhia é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seus contratos de concessão de longo prazo de venda de energia.

2 - DAS CONCESSÕES

2.1 - Chesf

A Companhia detém as seguintes concessões:

2.1.1 - Geração

- **Geração hidráulica**

Número do Contrato	USINAS	Rio	Potência Instalada (MW) (*)	Capacidade Utilizada em 2018 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Serviço:						
006/2004	Paulo Afonso I	São Francisco	180,001	0,270	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso II	São Francisco	443,000	0,380	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso III	São Francisco	794,200	0,330	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400	573,650	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000	0,730	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600	258,620	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Xingó	São Francisco	3.162,000	585,430	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Funil	de Contas	30,000	4,510	25/08/1961	31/12/2042
006/2004	Pedra	de Contas	20,007	0,590	25/08/1961	31/12/2042
006/2004	Boa Esperança (Castelo Branco)	Parnaíba	237,300	138,210	11/10/1965	31/12/2042
006/2004	Sobradinho	São Francisco	1.050,300	144,640	10/02/1972	09/02/2052
006/2004	Curemas	Piarcó	3,520	-	26/11/1974	25/11/2024

(*) Informações não auditadas.

- **Geração eólica**

Número do Contrato	USINAS	Localidade	Potência Instalada (MW) (*)	Capacidade Utilizada em 2018 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Serviço:						
220/2014	Casa Nova II (***)	Casa Nova - BA	32,900	9,810	26/05/2014	26/05/2049
225/2014	Casa Nova III (***)	Casa Nova - BA	28,200	9,050	28/05/2014	28/05/2049
Em Construção						
-	Casa Nova (**)	Casa Nova - BA	180,000	-	01/01/2013	01/01/2043

(*) Informações não auditadas.

(**) Referente leilão 007/2010

(***) Referente leilão 010/2010

- **Subestações Elevatórias**

Número do Contrato	Empreendimento	Estado da Federação	Quantidade (*)	Data da Concessão	Data de Vencimento
Em serviço:					
006/2004	SE Elev. Usina Apolônio Sales	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Luiz Gonzaga	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF I	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF II	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF III	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF IV	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Xingó	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Boa Esperança	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Funil	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Pedra	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina de Curemas	PB	1,0	12/11/2004	25/11/2024
006/2004	SE Elev. Usina de Sobradinho	BA	1,0	12/11/2004	10/02/2052
220/2014	SE Elev. Casa Nova II	BA	1,0	26/05/2014	26/05/2049
225/2014	SE Elev. Casa Nova III	BA	1,0	28/05/2014	28/05/2049

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.1.2 – Transmissão
• Linhas de transmissão

Número do Contrato	Empreendimento	Estado da Federação	Extensão (km) (*)	Data da Concessão	Data de Vencimento
Em serviço:					
061/2001	Diversos Empreendimentos	PE, CE, SE, BA, AL, PI, MA, PB, RN	18.964,7	29/06/2001	31/12/2042
007/2005	LT Milagres - Tauá - 230 kv, C1	CE	208,1	04/03/2005	03/03/2035
008/2005	LT Milagres - Coremas - 230 kv, C2	CE, PB	119,8	04/03/2005	03/03/2035
010/2007	LT Icoara - Brumado - 230 kv, C1	BA	94,5	14/06/2007	14/06/2037
012/2007	LT Paraíso - Açú II - 230 kv, C2	PI, CE, RN	132,8	14/06/2007	14/06/2037
012/2007	LT Picos - Tauá II - 230 kv, C1	PI, CE	183,2	14/06/2007	14/06/2037
005/2008	LT Jardim - Penedo - 230 kv, C1	SE, AL	110,0	17/03/2008	17/03/2038
006/2009	LT Pirapama II - Suape II - 230 kv, C1, C2	PE	41,8	28/01/2009	28/01/2039
006/2009	LT Suape III - Suape II - 230 kv, C1, C2	PE	7,2	28/01/2009	28/01/2039
017/2009	LT Paulo Afonso III - Zebu II - 230 kv, C1, C2	PE, PB, AL, RN	10,8	03/08/2009	03/08/2039
019/2010	LT C. Mirim II - João Camara II - 230 kv, C1	RN	74,5	23/11/2010	23/11/2040
019/2010	LT Extremoz II - C. Mirim - 230 kv, C1	RN	31,4	23/11/2010	23/11/2040
020/2010	LT Bom Jesus da Lapa II - Igaporã II - 230 kv	BA	115,0	23/11/2010	23/11/2040
019/2012	LT Igaporã II - Igaporã III - 230 KV, C1, C2	BA	10,8	01/06/2012	01/06/2042
019/2012	LT Igaporã III - Pindaí II - 230 kv	BA	49,5	01/06/2012	01/06/2042
021/2010	LT Sobral III - Acaraú II, - 230 kv	CE	91,3	23/11/2010	23/11/2040
010/2011	LT Paraíso - Lagoa Nova II - 230 kv;	RN/CE	65,4	13/10/2011	13/10/2041
018/2012	LT Ceará-Mirim II - Touros II - 230 kv	RN	61,5	01/06/2012	01/06/2042
018/2012	LT Mossoró II - Mossoró IV - 230 kv	RN	36,1	01/06/2012	01/06/2042
225/2014	LT Casa Nova II - Sobradinho - C1	BA	67,1	28/05/2014	28/05/2049
009/2011	LT Morro do Chapéu II - Irecê - 230 kv	BA	64,1	13/10/2011	13/10/2041
017/2011	LT Teresina II - Teresina III - 230 kv, C1/C2	PI	45,6	09/12/2011	09/12/2041
			20.585,2		
Em construção:					
005/2007	LT Funil - Itapebi, C3	BA	223,0	20/04/2007	20/04/2037
014/2008	LT 230 kv Eunápolis - Teixeira de Freitas II, C1	BA	145,0	16/10/2008	16/10/2038
017/2009	LT Pau Ferro - Santa Rita II - 230kv	PE, PB, AL, RN	85,0	03/08/2009	03/08/2039
018/2009	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II - 230 kv, C2	BA	145,0	03/08/2009	03/08/2039
019/2010	LT Paraíso - Açú II - 230 kv, C3	RN	123,0	23/11/2010	23/11/2040
019/2010	LT Açú II - Mossoró II - 230 kv, C2	RN	69,0	23/11/2010	23/11/2040
018/2011	LT Recife II - Suape II - 500 kv - C2	PE	44,0	09/12/2011	09/12/2041
019/2011	LT Camaçari IV - Sapeaçu - 500 kv	BA	105,0	09/12/2011	09/12/2041
019/2011	LT Sapeaçu - Sto. Antonio de Jesus - 230 kv	BA	31,0	09/12/2011	09/12/2041
005/2012	LT Jardim - Nossa Senhora do Socorro - 230 kv	SE/AL/BA	1,3	10/05/2012	10/05/2042
005/2012	LT Messias - Maceió II - 230 kv	SE/AL/BA	20,0	10/05/2012	10/05/2042
015/2012	LT Camaçari IV - Pirajá - 230 kv	BA	45,0	10/05/2012	10/05/2042
015/2012	LT Pituaçu - Pirajá - 230 kv	BA	5,0	10/05/2012	10/05/2042
018/2012	LT Russas II - Banabuiu C2- 230 kv	RN	110,0	01/06/2012	01/06/2042
			1.151,3		

(*) Informações não auditadas.

• Subestações

Número do Contrato	Empreendimento	Estado da Federação	Quantidade (*)	Data da Concessão	Data de Vencimento
Em serviço:					
061/2001	Diversos Empreendimentos	PE, CE, SE, BA, AL, PI, MA, PB, RN	87,0	29/06/2001	31/12/2042
007/2005	SE Tauá II - 230 kV	CE	1,0	04/03/2005	03/03/2035
010/2007	SE Iboicara - 500/230 kV	BA	1,0	01/06/2007	01/06/2037
006/2009	SE Suape II - 500/230 kV; SE Suape III - 230/69 kV	PE	2,0	28/01/2009	28/01/2039
017/2009	SE Santa Rita II - 230/69kV; SE Zebu - 230/69kV; SE Natal III - 230/69kV	PE, PB, AL, RN	3,0	03/08/2009	03/08/2039
007/2010	SE Camaçari IV - 500/230 kV	BA	1,0	12/07/2010	12/07/2040
013/2010	SE Arapiraca III - 230/69 kv	AL	1,0	06/10/2010	06/10/2040
019/2010	SE Extremoz II - 230 kv	RN	1,0	23/11/2010	23/11/2040
019/2010	SE João Câmara - 230 kv	RN	1,0	23/11/2010	23/11/2040
020/2010	SE Igarorã - 230 kv	BA	1,0	23/11/2010	23/11/2040
021/2010	SE Acaraú II - 230 kv	CE	1,0	23/11/2010	23/11/2040
010/2007	SE Brumado II	BA	1,0	01/06/2007	01/06/2037
020/2010	SE Bom Jesus da Lapa II	BA	1,0	23/11/2010	23/11/2040
010/2011	SE Lagoa Nova II 230 kV	RN/CE	1,0	13/10/2011	13/10/2041
019/2012	SE Igarorã III 500/230 KV; SE Pindaí II 230 KV	BA	2,0	01/06/2012	01/06/2042
014/2010	SE Pólo 230/69 kv	BA	1,0	06/10/2010	06/10/2040
010/2011	SE Ibiapina II 230 kV	CE	1,0	13/10/2011	13/10/2041
017/2012	SE Mirueira II 230/69 Kv	PE	1,0	01/06/2012	01/06/2042
018/2012	SE Touros II, 230 kV; SE Mossoró IV, 230 kV.	RN	2,0	01/06/2012	01/06/2042
009/2011	SE Morro do Chapéu II 230 kV	BA	1,0	13/10/2011	13/10/2041
017/2011	SE Teresina III em 230/69 kV	PI	1,0	09/12/2011	09/12/2041
225/2014	SE Tabocas do Brejo Velho	BA	1,0	28/05/2014	28/05/2049
	SE Casa Nova II	BA	1,0		
017/2012	SE Orolândia II (**)	BA	1,0	01/06/2012	01/06/2042
	SE Jaboatão II 230/69 kV	PE	1,0		
			116,0		
Em construção:					
014/2008	SE Teixeira de Freitas II - 230/138 kv	BA	1,0	16/10/2008	16/10/2038
005/2012	SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 kV; SE Maceió II, 230/69 kV; SE Poções II 230/138kV	SE/AL/BA	3,0	10/05/2012	10/05/2042
015/2012	SE Pirajá 230/69 KV	BA	1,0	10/05/2012	10/05/2042
			5,0		

(*) Informações não auditadas.

2.2 – Controladas, controladas em conjunto e coligada

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

2.2.1 - Geração

• Geração Hidráulica

Número do Contrato	Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Rio	Capacidade em MW (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
Em serviço:							
001/2010	UHE Belo Monte (**)	Norte Energia S.A.	15,00%	Xingu	11.233,100	2010	2045
002/2007	UHE Dardanelos	Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	Aripuanã	261,000	2007	2042
002/2008	UHE Jirau	ESBR Participações S.A.	20,00%	Madeira	3.750,000	2008	2043
Em construção:							
001/2014	UHE Sinop	Companhia Energética SINOP S.A.	24,50%	Teles Pires	401,880	2014	2049

(*) Informações não auditadas.

(**) Até 31/12/2018 o empreendimento totalizou 18 unidades geradoras em operação comercial que totalizam 7.566,30 MW, de um total de 24 unidades geradoras.

• Geração Eólica

Número da Portaria	Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Localidade	Capacidade em MW (*)	Ano da Autorização	Ano de Vencimento
Em serviço:							
052/2014	UEE Baraúnas I	Baraúnas I	49,00%	Sento Sé (BA)	32,90	2014	2049
053/2014	UEE Morro Branco I	Morro Branco I	49,00%	Sento Sé (BA)	32,90	2014	2049
067/2014	UEE Mussambê	Mussambê	49,00%	Sento Sé (BA)	32,90	2014	2049
287/2014	UEE Banda de Couro	Banda de Couro S.A.	49,00%	Sento Sé (BA)	32,90	2014	2049
354/2014	UEE Baraúnas II	Baraúnas II S.A.	49,00%	Sento Sé (BA)	25,85	2014	2049
388/2012	UEE Caiçara I	Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	Serra do Mel (RN)	27,00	2012	2047
399/2012	UEE Junco I	Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	Serra do Mel (RN)	24,00	2012	2047
417/2012	UEE Junco II	Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	Serra do Mel (RN)	24,00	2012	2047
418/2012	UEE Caiçara II	Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	Serra do Mel (RN)	18,00	2012	2047
Em construção:							
150/2014	UEE Acauã	Acauã Energia S.A.	99,93%	Pindai (BA)	6,00	2014	2049
151/2014	UEE Arapapá	Arapapá Energia S.A.	99,90%	Pindai (BA)	4,00	2014	2049
152/2014	UEE Angical 2	Angical 2 Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
153/2014	UEE Teiú 2	Teiú 2 Energia S.A.	99,95%	Pindai (BA)	8,00	2014	2049
154/2014	UEE Caititú 2	Caititú 2 Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
174/2014	UEE Carcará	Carcará Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
176/2014	UEE Corrupião 3	Corrupião 3 Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
177/2014	UEE Caititú 3	Caititú 3 Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
213/2014	UEE Papagaio	Papagaio Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
219/2014	UEE Coqueirinho 2	Coqueirinho 2 Energia S.A.	99,98%	Pindai (BA)	16,00	2014	2049
286/2014	UEE Tamandá Mirim 2	Tamandá Mirim 2 Energia S.A.	83,01%	Pindai (BA)	16,00	2014	2049

(*) Informações não auditadas.

2.2.2 – Transmissão

• Linhas de transmissão

Número do Contrato	Empreendimento	Empresa	Participação da Companhia	Estado da Federação	Extensão (km) (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
Em serviço:							
005/2004	LT Teresina II - Sobral III / Teresina II - Fortaleza II / Sobral III - Fortaleza II, em 500 KV	STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	PI, CE	546,0	2004	2034
015/2009	LT Coletora Porto Velho / Araraquara II, em 600 KV	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	RO, SP	2.375,0	2009	2039
022/2011	LT Luis Gonzaga - Garanhuns II, em 500 KV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	224,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns II - Campina Grande III, em 500 KV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	190,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns II - Pau Ferro, em 500 KV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	239,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns II - Angelim I	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	13,0	2011	2041
008/2011	LT Ceará-Mirim - João Câmara II, em 500 KV	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	RN/PB	64,0	2011	2041
008/2011	LT Ceará-Mirim - Extremoz II, em 230 KV	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	RN/PB	19,0	2011	2041
008/2011	LT Ceará-Mirim - Campina Grande III, em 500 KV	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	RN/PB	192,0	2011	2041
008/2011	LT Campina Grande III - Campina Grande II, em 230 KV	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	RN/PB	10,0	2011	2041
					3.872,0		
Em construção:							
004/2010	LT São Luiz II - São Luiz III, em 230 KV	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,00%	MA/CE	39,0	2010	2040
					39,0		

(*) Informações não auditadas.

• Subestações

Número do Contrato	Empreendimento	Empresa	Participação da Companhia	Estado da Federação	Quantidade (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
Em serviço:							
015/2009	Estação Retificadora nº 02 CA/CC em 500/600 KV; Estação Inversora nº 02 CC/CA em 600/500 KV	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	RO/SP	2,0	2009	2039
004/2010	SE Pecém II, em 500/230 KV; SE Aquiraz II, em 230/69 KV	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,00%	MA/CE	2,0	2010	2040
008/2011	SE João Câmara II, em 500/138 KV; SE Ceará-Mirim II, em 500/230 KV.	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	RN/PB	2,0	2011	2041
008/2011	SE Campina Grande III, em 500/230 KV	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	RN/PB	1,0	2011	2041
022/2011	SE Garanhuns, em 500/230 KV; SE Pau Ferro, em 500/230 KV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	2,0	2011	2041
					9,0		

(*) Informações não auditadas.

2.3 - Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica – Indenização Complementar

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

A partir do ciclo iniciado em julho deste ano a Companhia começou a receber via RAP os valores homologados pela Aneel.

O fornecimento de energia pela Chesf para consumidores industriais no Nordeste teve início no ano de 1970. Em 2004, com a publicação da Lei nº 10.848, de 15/03/2004, e do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, os contratos foram adequados ao novo modelo setorial e desdobrados em três instrumentos: conexão ao sistema de transmissão, uso do sistema de

transmissão e compra e venda de energia de elétrica. Esses instrumentos foram firmados com as seguintes empresas, listadas por estado: Bahia (Braskem UNIB, Braskem UCS/MVC/PVC, Brasil Kirin, Dow Brasil, Ferbasa, Gerdau BA, Mineração Caraíba, Novelis, Paranapanema, Vale Manganês), Pernambuco (Gerdau PE), Alagoas (Braskem UCS) e Ceará (Libra), com vigência até 31/12/2010, conforme o Art. 25 da Lei nº 10.848 e o Art. 54 do Decreto nº 5.163. Em novembro de 2010, a Chesf aditou, com exceção da Novelis que fechou sua planta, os Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica – CCVE com vigência até 30/06/2015, com base no Artigo 22 da Lei nº 11.943, de 28/05/2009, regulamentada pelo do Decreto nº 7.129/2010.

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

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

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

3 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

3.1. Declaração de conformidade

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

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

A autorização para a conclusão destas Demonstrações Contábeis Regulatórias foi dada pela Administração da Companhia em 30 de abril de 2019.

3.2. Base de elaboração e mensuração

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

3.3. Moeda funcional e moeda de apresentação

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

4 - PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

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

4.1. Investimentos em controladas em conjunto

Nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia as informações financeiras referentes às empresas controladas em conjunto são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial.

A Companhia, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 18(R2), em seus itens 24 e 25, utiliza para a determinação do valor da equivalência patrimonial de seus investimentos em controladas em conjunto, o valor do patrimônio líquido das investidas com base nas demonstrações contábeis levantadas na mesma data das demonstrações contábeis da investidora. Ocorrendo a indisponibilidade de demonstrações contábeis por parte da investida em data coincidente à da Investidora há a utilização de demonstrações com defasagem de 30 dias, acompanhadas de ajustes pertinentes quando da ocorrência de efeitos de eventos e transações relevantes entre as datas das demonstrações não coincidentes.

Quando necessário, as demonstrações contábeis das controladas em conjunto são ajustadas para adequar suas políticas contábeis às estabelecidas pela Companhia.

4.2. Investimentos em coligadas

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

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

4.3. Investimentos em controladas

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

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

4.4. – Ativos mantidos para venda

Os ativos não circulantes mantidos para venda são classificados como mantidos para venda se for altamente provável que serão recuperados primariamente por meio de venda ao invés do seu uso contínuo.

Os ativos mantidos para venda, são geralmente mensurados pelo menor valor entre o seu valor contábil e o valor justo menos as despesas de venda. Qualquer perda por redução ao valor recuperável sobre um grupo de ativos mantidos para venda é inicialmente alocada ao ágio, e então, para os ativos e passivos remanescentes numa base pro rata, exceto pelo fato de que nenhuma perda deve ser alocada aos estoques, ativos financeiros, ativos fiscais e diferidos, ativos de benefícios a empregado, propriedade para investimentos e ativos biológicos, os quais continuam a ser mensurados conforme as outras políticas contábeis da Companhia. As perdas por redução ao valor recuperável apuradas na classificação inicial como mantidos para venda ou para distribuição e os ganhos de remunerações subsequentes, são reconhecidos no resultado.

Uma vez classificados como mantidos para venda, ativos intangíveis e imobilizado não são mais amortizados ou depreciados, e qualquer investimento mensurado pelo método de equivalência patrimonial não é mais sujeito à aplicação do método.

4.5. Reconhecimento de receita

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

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

4.6. Subvenções governamentais

As subvenções governamentais decorrentes de incentivos fiscais são registradas no resultado do período, como redução do imposto apurado, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07(R1). A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais é objeto de destinação à Reserva de Lucro denominada Reserva de Incentivos Fiscais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/1976, a qual somente é utilizada para aumento do capital social ou eventual absorção de prejuízos.

4.7. Tributação

O imposto de renda e contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real. Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25%, sofre redução de 75%, calculado sobre o lucro da exploração dos empreendimentos incentivados.

O imposto de renda e a contribuição social, correntes e diferidos, são reconhecidos no resultado do exercício, exceto quando estão relacionados com itens registrados em “Outros resultados abrangentes” ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os impostos correntes e diferidos também são reconhecidos em “Outros resultados abrangentes” ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente.

4.7.1. Tributos correntes

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

4.7.2. Tributos diferidos

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

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

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

4.8. Imobilizado

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

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

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

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

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

4.9. Ativos intangíveis

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

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

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

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

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

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

4.10. Obrigações especiais vinculadas à concessão

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

4.11. Redução ao valor recuperável de ativos

4.11.1 Ativos financeiros não derivativos

Ativos financeiros não classificados como ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, incluindo investimentos contabilizados pelo método da equivalência patrimonial, são avaliados em cada data de balanço para determinar se há evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável.

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

- inadimplência ou atrasos do devedor;
- reestruturação de um valor devido a Companhia em condições não consideradas em condições normais;
- indicativos de que o devedor ou emissor irá entrar em falência;
- mudanças negativas na situação de pagamentos dos devedores ou emissores;

- o desaparecimento de um mercado ativo para o instrumento; ou
- dados observáveis indicando que houve um declínio na mensuração dos fluxos de caixa esperados de um grupo de ativos financeiros.

Para investimentos em títulos patrimoniais, evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável inclui um declínio significativo ou prolongado no seu valor justo abaixo do custo. A Companhia considera um declínio de 20% como significativo e o período de 9 meses como prolongado.

A Companhia considera evidência de perda de valor de ativos mensurados pelo custo amortizado tanto em nível individual como em nível coletivo. Todos os ativos individualmente significativos são avaliados quanto à perda por redução ao valor recuperável. Aqueles que não tenham sofrido perda de valor individualmente são então avaliados coletivamente quanto a qualquer perda de valor que possa ter ocorrido, mas não tenha sido ainda identificada. Ativos que não são individualmente significativos são avaliados coletivamente quanto à perda de valor com base no agrupamento de ativos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda por redução ao valor recuperável de forma coletiva, a Companhia utiliza tendências históricas do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da Administração sobre se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

Uma perda por redução ao valor recuperável é calculada como a diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontados à taxa de juros efetiva original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão. Quando o Grupo considera que não há expectativas razoáveis de recuperação, os valores são baixados. Quando um evento subsequente indica uma redução da perda de valor, a redução pela perda de valor é revertida por meio do resultado.

Uma perda por redução ao valor recuperável referente a uma investida avaliada pelo método de equivalência patrimonial é mensurada pela comparação do valor recuperável do investimento com seu valor contábil. Uma perda por redução ao valor recuperável é reconhecida no resultado e é revertida se houver uma mudança favorável nas estimativas usadas para determinar o valor recuperável.

4.11.2 Ativos não financeiros

No fim de cada exercício, a Companhia revisa o valor contábil de seus ativos para determinar se há indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Caso haja tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante de perda, se houver. Quando não for possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo.

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

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

4.12. Almojarifado

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

4.13. Instrumentos financeiros

4.13.1. Ativos financeiros

Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento.

Ativos financeiros são reconhecidos a valor justo acrescidos, no caso de ativos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição desse ativo financeiro.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, indenizações a receber do poder concedente, títulos e valores mobiliários, aplicações financeiras, concessão de serviço público e outros créditos.

4.13.1.1. Mensuração subsequente dos ativos financeiros

A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- **Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado**

Os ativos financeiros são classificados *a valor justo por meio do resultado*, quando são mantidos para negociação ou designados pelo valor justo por meio do resultado.

Ativos financeiros *a valor justo por meio do resultado* são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidos na demonstração do resultado.

- **Recebíveis**

Recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração desconto na aquisição e taxas ou custos incorridos.

- **Investimentos mantidos até o vencimento**

Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como *mantidos até o vencimento* quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

4.13.1.2. Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expiram;
- A Companhia transfere os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assume uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos a um terceiro, por força de um acordo de “repasse”; e (a) A Companhia transfere todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) A Companhia não transfere nem retém todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transfere o controle sobre o ativo.

4.13.2. Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como financiamentos e empréstimos, passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, e mantidos para negociação. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de financiamentos e empréstimos, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e financiamentos e empréstimos.

4.13.2.1. Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- **Financiamentos e empréstimos**

Após o reconhecimento inicial, financiamentos e empréstimos são mensurados pelo custo amortizado, sendo acrescidos de encargos, juros e variações monetárias e/ou cambiais nos termos contratuais, incorridos até a data do balanço.

4.13.2.2. Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação estiver revogada, cancelada ou expirada. Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

4.13.3. Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado, no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando-se técnicas de avaliação. Essas técnicas podem incluir o uso de transações recentes de mercado, com isenção de interesses; referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

4.14. Benefícios a empregados

4.14.1. Benefícios de curto prazo

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

4.14.2. Benefícios pós-emprego

a) Obrigações de aposentadoria

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

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

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

b) Outras obrigações pós-emprego

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

4.15. Resultado por ação

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

4.16. Distribuição de dividendos

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

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

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

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

4.17. Demais Práticas Contábeis

a) Estimativas e julgamentos contábeis críticos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público - A Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, em 11 de janeiro de 2013, definiu o valor novo de reposição (VNR) como a base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público. A Companhia adota a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão, com direito ao recebimento de indenização do Poder Concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, pelo menor entre o valor residual contábil e o valor novo de reposição. Seguindo essa premissa, foram mantidos valores a receber do poder concedente relacionados a Rede Básica do Sistema Existente – RBSE e a investimentos realizados após o projeto básico das usinas, os quais ainda serão objeto de homologação pela Aneel.
- Obrigações atuariais - As obrigações atuariais são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes e os resultados reais futuros das estimativas contábeis utilizadas nestas Demonstrações contábeis podem ser distintos, sob variáveis, premissas e condições diferentes daquelas existentes e utilizadas na época do julgamento.
- Vida útil dos bens do imobilizado – A Companhia utiliza os critérios definidos na resolução Aneel nº 367, de 02 de junho de 2009, atualizada pela Resolução nº 474 de 07/02/2012, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado.
- Definição de controle e controle compartilhado na determinação das controladas, controladas em conjuntos e coligadas.
- Em 2015, em resposta às investigações no âmbito da "Operação Lava Jato" sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras e das sociedades de propósito específico (SPE) em que detém participações acionárias minoritárias foi contratado escritório de advocacia norte-americano Hogan Lovells US LLP para proceder investigação independente de acordo com os princípios adotados pela Securities and Exchange Commission (SEC) e pelo Department of Justice (DoJ) norte-americanos.

Como resultado da investigação independente a Eletrobras procedeu os ajustes contábeis conforme apresentado nas Demonstrações Financeiras anuais de 2016 e 2017.

Entretanto, as investigações oficiais da "Operação Lava Jato" ainda não foram concluídas pelo Ministério Público Federal, podendo levar um tempo considerável para concluir todos os procedimentos de apuração e divulgação dos fatos. Dessa forma, novas informações relevantes podem ser reveladas no futuro, o que poderá levar a Eletrobras a reconhecer ajustes adicionais nas suas demonstrações contábeis.

Em abril de 2018 foram apresentados ao Conselho de Administração da Eletrobras os resultados dos procedimentos de investigação independente realizada pelo escritório internacional Hogan Lovells encerrando, na data de 30 de abril de 2018, as atividades de investigação objeto dos serviços contratados em relação à Companhia, suas controladas e empreendimentos dos quais participam.

Contudo, o contrato com o escritório internacional ainda permanecerá vigente para o acompanhamento e viabilização de resolução perante às autoridades norte-americanas, SEC e DoJ, cujo processo está em curso.

b) Caixa e equivalentes de caixa

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

c) Contas a receber de clientes

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

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

d) Títulos e valores mobiliários

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

e) Cauções e depósitos vinculados

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

f) Ativos indexados

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

g) Ajuste a Valor Presente

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

h) Resultado

É apurado pelo regime de competência e considera a constituição e a realização dos créditos fiscais no exercício e a redução do imposto de renda com origem em incentivos fiscais Sudene, calculada com base no lucro da exploração (nota 38).

j) Receitas e despesas financeiras

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

4.18. ASPECTOS ESPECÍFICOS DO SETOR ELÉTRICO**4.18.1 - Receita Anual Permitida – RAP**

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

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

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

4.18.2. Receita Anual de Geração - RAG

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

4.18.3. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

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

4.18.4. Reserva Global de Reversão - RGR

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

4.18.5. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfra

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

4.18.6. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH

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

4.18.7. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Criada pela Lei nº 10.438/2002, com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço público de energia elétrica em todo o território nacional. Os recursos são provenientes: (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, estabelecidos nas concessões de geração; (ii) multas aplicadas pela Aneel; e (iii) dos pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final no Sistema Interligado Nacional - SIN, com base nos valores da CCC dos sistemas interligados referentes ao ano de 2001, atualizados anualmente pelo crescimento do mercado e pelo IPCA. A partir do exercício de 2013, como um dos instrumentos para viabilizar a redução na conta de energia, essa contribuição foi reduzida para 25% da taxa vigente.

4.18.8. Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

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

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

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

4.18.10. Encargo de Energia de Reserva - EER

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

5 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2018	31/12/2017
Caixa e depósitos bancários	43.718	11.363
Aplicações financeiras	116.236	88.955
Total	159.954	100.318

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

A Companhia mantém suas aplicações financeiras de curto prazo, de liquidez imediata, em fundos exclusivos extramercado com carteira composta, em sua maioria, de títulos de emissão do Tesouro Nacional caracterizadas por operações compromissadas, que possuem garantia de recompra diária pelas instituições financeiras a uma taxa previamente estabelecida pelas partes.

A composição das aplicações financeiras era a seguinte em 31 de dezembro de 2018 e 2017:

	Remuneração anual	31/12/2018	31/12/2017
Aplicação financeira			
Banco do Brasil			
BB Extramercado Exclusivo 8 FI RF	6,68%	869	217
Operações compromissadas		869	217
BBDTVM Extramercado - FAE 2	6,95%	875	15.573
Operações compromissadas		875	15.573
Caixa Econômica Federal			
FI CX Extramercado III IRFM-1 RF	6,82%	-	2
Operações compromissadas		-	2
FI CX Extramercado IV IRFM RF LP	6,72%	114.492	73.163
LTN		99.974	14.254
NTN-B		-	3.494
Operações compromissadas		14.518	55.415
Total		116.236	88.955

6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Os Títulos e valores mobiliários possuem a seguinte composição:

	Vencimento	Remuneração	31/12/2018	31/12/2017
Participações minoritárias	-	JCP/Dividendos	25	25
Fundo Exclusivo - Letras Financeiras do Tesouro Nacional (LFT)	Após 90 dias	6,70% a.a.	49.357	-
Fundo Exclusivo - Letras Tesouro Nacional (LTN)	Após 90 dias	Pré Fixado	32.474	-
Títulos da dívida agrária – TDA	Março/2019	TR + 3% a.a.	8.103	7.304
TVM - Fundo de Energia do Nordeste - FEN			63.423	40.127
Total Circulante			153.382	47.456
Participações minoritárias				
Letras financeiras do Tesouro Nacional – LFT				
Notas do Tesouro Nacional – NTN - P	01/01/2030	TR + 6% a.a.	193	184
Títulos da dívida agrária – TDA	Até março/2019	TR + 3% a.a.	-	774
Total Não Circulante			193	958
Total			153.575	48.414

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

As Notas do Tesouro Nacional – NTN - série P são provenientes da venda de títulos de ações representativos de participações minoritárias, depositados no Fundo Nacional de Desestatização - FND, no âmbito do Decreto nº 1.068/1994 classificadas como *títulos mantidos até o vencimento*. Durante o exercício de 2017, as Notas do Tesouro Nacional - NTN - série P tiveram taxa efetiva média no valor de 5,57% a.a.

Os Títulos da Dívida Agrária – TDA são provenientes da ação desapropriatória da União Federal, por interesse social, para fins de reforma agrária, de propriedades rurais da Companhia, nos termos do Estatuto da Terra - Lei nº 4.504, de 30/11/1964, e estão classificados como *títulos mantidos até o vencimento*. Os títulos registrados no Ativo Não Circulante/Realizável a Longo Prazo possuem vencimentos até 2019. Durante o exercício de 2017, os Títulos da Dívida Agrária - TDA tiveram taxa efetiva média no valor de 0,84% a.a.

Fundo de Energia do Nordeste (FEN)

Fundo setorial, criado pela Medida Provisória nº 677/2015, convertida na Lei nº 13.182, de 03 de novembro de 2015. Os recursos que serão revertidos para o fundo correspondem à diferença entre o preço pago pelos grandes consumidores à Companhia e o custo de geração da energia, nos termos da legislação, com o objetivo de prover recursos para a implantação de empreendimentos de energia elétrica na Região Nordeste do Brasil, por meio de sociedades de propósito específico (SPE) nas quais a Companhia venha a possuir participação acionária de até 49% do capital próprio dessas sociedades.

7 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

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

DESCRIÇÃO	VALORES CORRENTES							VALORES RENEGOCIADOS					Ajuste a valor presente	31/12/2018	31/12/2017	
	CORRENTE A VENCER		CORRENTE VENCIDO					Provisão p/ Devedores Duvidosos	RENEGOCIADO A VENCER		RENEGOCIADO VENCIDO					Provisão p/ Devedores Duvidosos
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Até 60 dias		Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias					
Fornecimento de Energia	59.495	-	18.498	18.502	28.799	221.197	(249.099)	-	-	-	68.691	(68.691)	-	97.392	99.739	
- Industrial	59.495	-	18.498	18.502	28.799	221.197	(249.099)	-	-	-	68.691	(68.691)	-	97.392	99.739	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	569.812	-	4.171	12.976	22.252	148.602	(174.694)	15.444	-	206	6.544	(6.750)	(3.484)	595.079	323.736	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	293.051	-	20.942	9.739	9.745	74.505	(95.568)	-	-	-	-	-	-	312.414	326.696	
TOTAL	922.358	-	43.611	41.217	60.796	444.304	(519.361)	15.444	-	206	75.235	(75.441)	(3.484)	1.004.885	750.171	
Circulante													996.472	999.242		
Não Circulante													8.413	8.413		

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD é reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber, cuja recuperação é considerada improvável. Considera uma análise individual das contas a receber vencidas, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

• **PARCELAMENTO**

Parte dos créditos a receber antes relacionados sofreu renegociação conforme a seguir:

	31/12/2018	31/12/2017
Ligas do Brasil S.A.	68.691	56.989
Santana Têxtil	22.194	26.126
	90.885	83.115
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(75.441)	(62.731)
(-) Provisão de ajuste a valor presente	(3.484)	(3.528)
Total	11.960	16.856
Circulante	3.547	3.459
Não Circulante	8.413	13.397

Os parcelamentos têm as seguintes características:

- **Ligas do Brasil S.A. – Libra** – Termo de Confissão de Dívida firmado entre Chesf e a Ligas do Brasil S.A. – Libra, datado de 01/09/2004, no montante de R\$ 3.423 com pagamento em 36 parcelas mensais, vencíveis a partir de 25/09/2004, corrigidas pela Selic, mais juros de 1% a.m.. As parcelas vencidas desde novembro/2005, estavam em fase de cobrança judicial por meio do Processo nº 0126653-84.2009.8.17.0001, movido na Justiça Estadual de Pernambuco, na 24ª Vara Cível da Capital. Em razão do Acordo firmado entre a Chesf e a Libra, foi pedida a extinção do processo nº 0126653-84.2009.8.17.0001 que se operou em 05/05/2010. Contudo, tal transação referiu-se apenas às faturas de consumo de energia elétrica vincendas a partir de maio de 2010. Foi interposta, pela Chesf, nova Ação Ordinária de cobrança que tramita na 17ª vara cível da capital, tombada sob o nº 00282992-95.2010.8.17.0001, objetivando a recuperação de créditos relativos a faturas atrasadas.

A Companhia manteve no exercício o registro de provisão para créditos de liquidação duvidosa desses valores.

- **Santana Têxtil** – Termo de Confissão de Dívida e Outras Avenças firmado perante o Juízo da 18ª Vara Cível da Comarca de Recife, no valor de R\$ 21.233, pagável em 60 (sessenta) parcelas mensais, iguais e sucessivas, sem incidência de juros e correção monetária. A Companhia manteve no exercício o registro de provisão para créditos de liquidação duvidosa no montante de R\$ 6.750 (R\$ 5.601, em 2017).

Santana Têxtil - Termo de Confissão de Dívida e Outras Avenças DFER-001/2017, no valor de R\$ 3.892, pagável em 60 (sessenta) parcelas mensais, iguais e sucessivas, sem incidência de juros e correção monetária. A Companhia mantém provisão de ajuste a valor presente deste contas a receber no valor de R\$ 3.528.

A Companhia registrou no exercício provisão para créditos de liquidação duvidosa desses valores.

• **PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA**

Saldos em 31/12/2017	(481.091)
Constituição	(180.172)
Reversão	60.260
Baixa	6.200
Saldos em 31/12/2018	(594.803)

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

8 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

8.1 - Tributos a recuperar

	31/12/2018	31/12/2017
<u>Circulante</u>		
IRPJ/CSLL	596.132	65.963
IR Fonte	4.638	10.430
Finsocial	2.786	2.684
PIS/Pasep	1.545	263
Cofins	2.382	1.211
Outros	1.304	1.715
	608.787	82.266
<u>Não Circulante</u>		
Finsocial	8.564	8.251
PIS/Pasep	19.493	18.952
Cofins	174.119	169.293
	202.176	196.496
Total	810.963	278.762

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

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

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

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

No entanto, o Supremo Tribunal Federal (STF), ao analisar a constitucionalidade da aplicação da Lei Complementar nº 118/2005 (RE 566.621/RS), concluiu que o prazo prescricional de 10 (dez) anos incide apenas sobre os processos ajuizados ou requerimentos administrativos apresentados até 08/06/2005. Tendo em vista esse entendimento da Suprema Corte, a União Federal (Fazenda Nacional) impugnou a liquidação da condenação (apuração dos valores) e também ajuizou ação rescisória perante o Tribunal Regional Federal da 5ª Região, visando desconstituir parcialmente a decisão favorável à Companhia, o que representaria uma redução dos valores devidos. A ação rescisória foi julgada procedente para desconstituir a sentença. Foram interpostos embargos de declaração, que não foram providos, com o que a Chesf interpôs recurso especial, uma vez que a matéria constitucional suscitada pela Chesf na rescisória não havia sido apreciada pelo TRF5. O STJ deu provimento ao recurso da Chesf, anulando o julgamento proferido nos embargos de declaração à rescisória e determinando ao TRF5 que profira outro julgamento. Desde 24/11/2015 o processo se encontra com o relator no TRF5.

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

Consubstanciado na opinião dos seus consultores jurídicos sobre a ação judicial referente à COFINS, com sentença já transitada em julgado, no Comunicado Técnico nº 05/2009 do Ibracon e na Deliberação CVM nº 594/2009, a Companhia mantém registrado contabilmente no grupo de impostos e contribuições a recuperar, o montante estimado de crédito ao valor provável de realização (valor original corrigido), correspondente a R\$ 174.119, os quais serão futuramente compensados com tributos federais devidos pela Companhia.

Em relação ao Pis/Pasep, a ação judicial também teve sua sentença transitada em julgado e atualmente encontra-se em fase de liquidação de valores, com crédito fiscal estimado relativo ao período de agosto de 2001 a novembro de 2002, que, atualizado até o final deste exercício, corresponde a R\$ 19.492, registrado contabilmente no grupo de impostos e contribuições a recuperar de acordo com o comunicado técnico do Ibracon e com a deliberação da CVM citados anteriormente.

9 – TRIBUTOS DIFERIDOS – ATIVO

A Companhia mantém em 31/12/2017 reconhecidos integralmente em seu Ativo Não Circulante, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPC 26(R1) (IAS 1) e 32 (IAS 12), aprovados pelas Deliberações CVM nº 595 e 599, ambas de 15/09/2009, ativos diferidos, no montante de R\$ 180.823, resultantes de Prejuízos Fiscais no valor de R\$ 510.428 e Base Negativa da Contribuição Social no valor de R\$ 591.294. Este montante foi utilizado em sua totalidade no ano de 2018 para compensar o IRPJ e CSLL do exercício.

10 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

10.1 - Composição

	31/12/2018	31/12/2017
Circulante		
Cauções e outros depósitos vinculados	15.761	14.926
	15.761	14.926
Não Circulante		
Depósitos vinculados a litígios	465.247	518.351
Cauções e outros depósitos vinculados	161.760	142.000
	627.007	660.351
Total	642.768	675.277

10.2 - Depósitos vinculados a litígios

	31/12/2018	31/12/2017
Trabalhistas	174.783	197.661
Cíveis	190.382	228.985
Fiscais	100.082	91.705
Total	465.247	518.351

Referem-se a valores vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa. Do montante registrado em 31/12/2018, R\$ 337.539 (R\$ 390.403, em 2017) estão diretamente relacionados às provisões relativas a processos trabalhistas, cíveis e fiscais, com risco de perda provável, demonstrados na nota 30.

O valor referente à atualização monetária, registrado no exercício de 2018 como receita financeira é de R\$ 13.628 (R\$ 16.600, em 2017).

10.3 - Cauções e outros depósitos vinculados

	31/12/2018	31/12/2017
<u>Circulante</u>		
Caução contratual CEF - empréstimo	15.759	14.924
Outros	2	2
	15.761	14.926
<u>Não Circulante</u>		
Caução contratual BB	16.150	16.150
Caução contratual CEF - outras	17.410	17.283
Caução contratual CEF - Aneel	5.400	-
Caução contratual Bradesco	57.892	55.019
Caução contratual BNB	1.937	1.937
Carta de crédito BNB	37.971	26.611
Garantia contratual BB	25.000	25.000
	161.760	142.000
Total	177.521	156.926

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

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

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

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

11 – ALMOXARIFADO

	31/12/2018	31/12/2017
Matéria-prima para a produção de energia elétrica	276	276
<u>Material</u>		
Almoxarifado	62.986	61.402
Destinado à alienação	9.205	6.027
Outros	4.271	3.770
	76.462	71.199
Adiantamentos a fornecedores	615	376
Total	77.353	71.851

12 – SERVIÇOS EM CURSO

	31/12/2018	31/12/2017
<u>Circulante</u>		
Pessoal	102.081	77.530
Material	39.647	24.705
Serviços de terceiros	118.021	115.640
Pesquisa e desenvolvimento	2.370	2.189
Outros	58.848	30.674
Total	320.967	250.738

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

13 – DIVIDENDOS A RECEBER

Correspondem aos dividendos a receber das SPEs conforme quadro abaixo:

	31/12/2018	31/12/2017
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	8.396	-
Manaus Construtora Ltda.	9.178	9.178
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	2.545
Complexo Eólico Sento Sé II	-	231
Vamcruz I Participações S.A.	2.130	2.130
Total	19.704	14.084

14 – FACHESF SAÚDE MAIS

Corresponde a adiantamentos para cobertura dos gastos referentes ao plano de saúde disponibilizado aos empregados participantes do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário - PIDV, conforme nota 24. Conforme convênio, ao término do plano os valores por ventura não utilizados serão devolvidos a Companhia.

	31/12/2018	31/12/2017
Circulante		
Fachesf Saúde Mais	35.182	65.859
Total	35.182	65.859

15 – ADIANTAMENTOS A CONTROLADAS EM CONJUNTO (AFAC)

Corresponde a adiantamentos para futuro aumento de capital nas seguintes SPEs:

15.1 – Composição

	31/12/2018	31/12/2017
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	101.000	101.000
Energia Sustentável do Brasil S.A.	168.600	-
ESBR Participações S.A.	-	367.200
Vamcruz I Participações S.A.	5.929	9.800
Total	275.529	478.000

15.2 – Movimentação dos adiantamentos a controladas em conjunto (AFAC)

	Saldo em 31/12/2017	Adições	Capitalizações	Transferências	Saldo em 31/12/2018
ESBR Participações S.A.	367.200	-	(267.600)	(99.600)	-
Energia Sustentável do Brasil S.A.	-	69.000	-	99.600	168.600
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	101.000	-	-	-	101.000
VamCruz I Participações S.A.	9.800	-	(3.871)	-	5.929
Total	478.000	69.000	(271.471)	-	275.529

16 – ATIVOS NÃO CIRCULANTES MANTIDOS PARA VENDA

Em 27/09/2018, ocorreu a sessão pública do leilão de alienação das participações societárias da Eletrobras e de suas controladas em Sociedades de Propósito Específico (SPEs) (nota 18.4).

A SPE Vamcruz I Participações S.A. inserida por procuração no referido leilão não recebeu proposta. A Companhia classificou os investimentos nesta SPE como Ativos Não Circulante Mantidos para Venda, visto que foram satisfeitas as seguintes condições: (a) Disponibilidade imediata de venda em suas condições atuais; (b) Alta probabilidade de venda; (c) Compromisso, pela alta administração da companhia, com o plano de venda; (d) Localização de comprador; e (e) Valor.

As SPEs do Complexo Eólico Sento Sé II, do Complexo Eólico Sento Se III foram arrematadas no Leilão Eletrobrás 01/2018, e até a finalização dos trâmites de transferência, os investimentos nestas SPEs serão classificados como mantido para venda.

SPEs	Saldo em 31/12/2018
Complexo Eólico Sento Sé II	50.674
Complexo Eólico Sento Sé III	912
Vamcruz I Participações S.A.	124.065
Total	175.651

17 - OUTROS ATIVOS

	31/12/2018	31/12/2017
<u>Circulante</u>		
Adiantamentos a empregados	15.545	26.979
Financiamentos a terceiros	-	32
Alienações em curso	15.441	14.135
Desativações em curso	29.884	29.977
Prêmios de seguros	5.849	2.780
Gastos reembolsáveis	9.314	11.578
Alienações de bens e direitos	1.638	12.865
Adiantamentos a fornecedores	22.293	27.900
Serviços prestados a terceiros	27.954	23.783
Contas a receber - Eletropar	-	479
Outros	55.641	2.025
	183.559	152.533
<u>Não Circulante</u>		
Bens e direitos destinados à alienação	10.971	10.491
FGTS - Conta-Empresa	4.704	4.490
Reserva Global de Reversão	5.441	21.301
Outros	9.233	-
	30.349	36.282
Total	213.908	188.815

Em 31/12/2018, foi firmado o termo de adesão ao Acordo de Leniência, firmado entre o Ministério da Transparência e Controladoria-Geral da União ("CGU") e a Odebrecht S/A ("Odebrecht"), com a interveniência da Advocacia Geral da União ("AGU"), para fins de ressarcimento, em relação a empreendimentos dos quais participa, direta ou indiretamente, por meio de suas controladas.

A Companhia será beneficiada pelo referido Acordo de Leniência com o valor a receber no montante de R\$ 13.263, em 21 (vinte e uma) parcelas anuais, a serem corrigidas pela SELIC, a partir de outubro de 2019. A Companhia mantém provisão de ajuste a valor presente deste contas a receber no valor de R\$ 3.568.

Os valores a receber consideram as participações acionárias das empresas Eletrobras nos empreendimentos das Usinas Hidroelétricas de Santo Antônio e de Belo Monte, para os quais já haviam sido registradas perdas oriundas dos achados da investigação independente, contratada pela Eletrobras, até 31/12/2018, foram registrados na linha de outros ativos.

A adesão ao Acordo é uma oportunidade de fazer retornar à Eletrobras e suas controladas parte dos recursos a que a Companhia tem direito, diante dos prejuízos causados.

18 - INVESTIMENTOS**18.1 - Composição:**

	31/12/2018	31/12/2017
<u>Participações societárias permanentes</u>		
Controladas	1.182.329	1.119.029
Controladas em conjunto	5.216.790	5.851.949
Coligadas	111.518	111.349
Outras participações	481	537
(-) Provisão para perdas em investimentos	(365.015)	(527.241)
Total participações societárias	6.146.103	6.555.623
<u>Outros investimentos</u>		
Bens e direitos para uso futuro	2.212	2.212
Outros	1.091	1.091
Total outros investimentos	3.303	3.303
Total	6.149.406	6.558.926

Os investimentos são registrados com base nas demonstrações financeiras societárias das companhias investidas, pois estas são adotadas como base para distribuição dos dividendos.

18.1 – Participação direta

Empresas	31/12/2018	31/12/2017
Controladas		
Complexo Eólico Pindaí I		
- Acauã Energia S.A.	99,93%	99,93%
- Angical 2 Energia S.A.	99,96%	99,96%
- Arapapá Energia S.A.	99,90%	99,90%
- Caititu 2 Energia S.A.	99,96%	99,96%
- Caititu 3 Energia S.A.	99,96%	99,96%
- Carcará Energia S.A.	99,96%	99,96%
- Corrupião 3 Energia S.A.	99,96%	99,96%
- Teiú 2 Energia S.A.	99,95%	99,95%
Complexo Eólico Pindaí II		
- Coqueirinho 2 Energia S.A.	99,98%	99,98%
- Papagaio Energia S.A.	99,96%	99,96%
Complexo Eólico Pindaí III		
- Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	83,01%	83,01%
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	100,00%
Controladas em conjunto		
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	49,00%
Integração Transmissora de Energia S.A.	-	12,00%
ESBR Participações S.A.	-	20,00%
Energia Sustentável do Brasil S.A.	20,00%	-
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	24,50%
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	19,50%
Manaus Construtora Ltda.	19,50%	19,50%
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,00%	49,00%
Norte Energia S.A.	15,00%	15,00%
Complexo Eólico Sento Sé I		
- Pedra Branca S.A.	-	49,00%
- São Pedro do Lago S.A.	-	49,00%
- Sete Gameleiras S.A.	-	49,00%
Complexo Eólico Sento Sé II		
- Baraúnas I Energética S.A.	-	49,00%
- Mussambê Energética S.A.	-	49,00%
- Morro Branco I Energética S.A.	-	49,00%
Complexo Eólico Sento Sé III		
- Baraúnas II Energética S.A.	-	1,56%
- Banda de Couro Energética S.A.	-	1,76%
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	49,00%
Vamcruz I Participações S.A.	-	49,00%
Chapada do Piauí I Holding S.A.	-	49,00%
Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	49,00%
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	49,00%
Companhia Energética SINOP S.A.	24,50%	24,50%
Coligada		
Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	24,50%

Complexo Eólico Pindaí I

A Companhia, em consórcio com a empresa Sequoia Capital, venceu o 5º Leilão de Energia de Reserva (5º LER), promovido pela Aneel em 23/08/2013, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica. Serão implantados oito parques eólicos, através das empresas Acauã Energia S.A., Angical 2 Energia S.A., Arapapá Energia S.A., Caititu 2 Energia S.A., Caititu 3 Energia S.A., Carcará Energia S.A., Corrupião 3 Energia S.A. e Teiú 2 Energia S.A., constituídas em 14/11/2013, no município de Pindaí, na Bahia, com 68 MW de potência instalada, com início das operações previsto entre março e outubro de 2018 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. No final de 2014, ocorreu uma mudança na composição acionária dessas SPEs, passando a Chesf a deter 99,9% de participação acionária. No exercício, a Companhia efetuou aportes de capital no montante de R\$ 71.838, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 13.026 (perda de R\$ 8.690 em 2017) neste complexo eólico.

Complexo Eólico Pindaí II

O Complexo Eólico Pindaí II é formado pelas SPEs Coqueirinho 2 Energia S.A. e Papagaio Energia S.A., constituídas através do consórcio com a empresa Sequoia Capital, vencedor do Leilão Aneel nº 09/2013 (A-3) realizado em 18/11/2013, cujo objetivo foi a implantação da UEE Coqueirinho 2, de 16 MW, e da UEE Papagaio, de 10 MW, ambas situadas no município de Pindaí, na Bahia, com início das operações previsto entre abril e maio de 2018 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. No final de 2014 ocorreu uma mudança na composição acionária dessas SPEs, passando a Chesf a deter 99,9% de participação acionária sobre ambas. No exercício, a Companhia efetuou aportes de capital no montante de R\$ 13.845, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 2.039 (perda de R\$ 566 em 2017) neste complexo eólico.

Complexo Eólico Pindaí III

O Complexo Eólico Pindaí III é constituído da SPE Tamanduá Mirim 2 S.A. formada em consórcio com a empresa Sequoia Capital, vencedora do Leilão Aneel nº 10/2013 (A-5) realizado em 13/12/2013, cujo objeto foi a implantação da UEE Tamanduá Mirim 2, de 16 MW de potência, situada no município de Pindaí, na Bahia, com início das operações previsto para março de 2018 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A participação da Companhia nesse empreendimento é de 83,01%. No exercício, a Companhia efetuou aportes de capital no montante de R\$ 19.258, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 8.944 (perda de R\$ 552 em 2017) neste complexo eólico.

Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.

A empresa Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A. foi criada em 07/07/2011, vencedora do Leilão nº 001/2011, promovido pela Aneel, em 10/06/2011, objetivando a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente a LT Ceará Mirim – João Câmara II, CS, em 500 kV, com 64 km (início da operação em out/14); LT Ceará Mirim – Campina Grande III, CS, em 500 kV, com 192 km (início da operação em mai/15); LT Ceará Mirim – Extremoz II, CS, em 230 kV, com 19 km (início da operação em out/14); LT Campina Grande III – Campina Grande II, CS, em 230 kV, com 10 km (início da operação em mai/15); SE João Câmara II, 500 kV (início da operação em out/14); SE Campina Grande III, 500/230 kV (início da operação em mai/15); SE Ceará Mirim, 500/230 kV (início da operação em out/14), e instalação de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG, banco de transformadores 500/138 kV na SE João Câmara II. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos para as instalações de transmissão que compõem a Rede Básica do SIN e de 18 (dezoito) anos para as instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG, contados a partir de 13/10/2011, conforme Contrato de Concessão nº 008/2011 ANEEL. Durante o exercício de 2018 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 23.496 (perda de R\$ 28.514, em 2017) e registrou o montante de R\$ 41.128 referente a ajuste da adoção do IFRS 15/CPC 47.

Sistema de Transmissão Nordeste S.A.

A STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A. foi constituída em 27/10/2003, a partir do Leilão nº 001/2003-ANEEL, com o objetivo de construir e operar a linha de transmissão de 500kv, em Teresina-PI/Sobral e Fortaleza-CE, com 546 km de extensão, nos termos do Contrato de Concessão nº 005/2004 ANEEL, firmado em 18/02/2004, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos. A sua operação comercial teve início em janeiro de 2006. A participação acionária da Companhia nessa SPE corresponde a 49,0%. Durante o exercício de 2018 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 51.957 (ganho de R\$ 35.273, em 2017) e registrou o montante de R\$ 50.646 referente a ajuste da adoção do IFRS 15/CPC 47.

Integração Transmissora de Energia S.A.

A Integração Transmissora de Energia S.A. foi constituída em 20/12/2005, cujo objeto social é a construção, implantação, operação e manutenção do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN. Composto pela linha de transmissão de 500kV Colinas/Serra da Mesa 2, 3º circuito, entradas de linha e instalações vinculadas, com 695 km de extensão, nos termos do Contrato de Concessão nº 002/2006 – ANEEL, firmado com o Poder Concedente, em 27/04/2006, por meio da Aneel. A sua operação comercial teve início em maio/2008. A participação da Companhia nessa SPE corresponde a 12,0%, e o prazo da concessão é de 30 (trinta) anos. Em 19/04/2018 foi efetuada a alienação das ações de propriedade da Companhia para a sua controladora, a Eletrobras (nota 18.4).

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

A ESBR Participações S.A., constituída em 12/02/2009, detém a totalidade das ações da Energia Sustentável do Brasil S.A., que foi constituída a partir do Leilão nº 005/2008-ANEEL, com o objetivo de explorar o potencial de energia hidráulica e a comercialização da energia proveniente da Usina Hidrelétrica Jirau – UHE Jirau, no Rio Madeira, município de Porto Velho, capital do Estado de Rondônia, com potência mínima a ser instalada de 3.750 MW. Em setembro de 2013, a SPE deu início à operação em fase de testes de uma Unidade Geradora, com 75 MW, e finalizou em dezembro de 2016 com 50 unidades em operação comercial, totalizando 3.750 MW. A participação da Companhia nessa SPE corresponde a 20% e o prazo de concessão do empreendimento é de 35 (trinta e cinco) anos contados a partir de 13/08/2008, data da assinatura do seu Contrato de Concessão nº 002/2008 – MME-UHE JIRAU. Em 29/06/2018, decorrente da Assembleia Geral Extraordinária – AGE da ESBR Participações S.A. foi aprovada a incorporação das SPEs ESBR Participações S.A. (“Incorporada”) e Energia Sustentável do Brasil S.A. (“Incorporadora”). A incorporação foi realizada mediante laudo de avaliação do patrimônio líquido, a valor contábil, com base nas demonstrações financeiras da ESBR Participações S.A. e do Protocolo de Justificação de Incorporação. Durante o exercício de 2018 a Companhia realizou AFAC no montante de R\$ 69.000, aportes de capital no montante

de R\$ 267.600, mediante a capitalização parcial de AFAC e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 234.561 (perda de R\$ 17.391, em 2017).

Interligação Elétrica do Madeira S.A.

A Interligação Elétrica do Madeira S.A. foi constituída em 18/12/2008, através do Leilão ANEEL – 007/2008, e tem por objeto a construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, especificamente das LT Coletora Porto Velho (RO) – Araraquara 2 (SP) número 01, em CC, +/- 600 kV, com 2.375 km, Estação Retificadora número 02 CA/CC, 500 kV +/- 600 kV – 3.150 MW, Estação Inversora número 02 CC/CA +/- 600 kV/500 kV – 2.950 MW e demais obras complementares, nos termos dos Contratos de Concessão nº 13/2009-ANEEL e nº 15/2009-ANEEL. A participação da Companhia nessa SPE corresponde a 24,5%, e o prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos contados a partir de 26/02/2009, data da assinatura do Contrato de Concessão. A sua operação comercial teve início em agosto de 2013. Durante o exercício de 2018, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial de R\$ 74.490 (ganho de R\$ 69.467, em 2017) e registrou o montante de R\$ 42.755 referente a ajuste da adoção do IFRS 15/CPC 47.

Manaus Transmissora de Energia S.A.

A empresa Manaus Transmissora de Energia S.A. foi criada a partir do Consórcio Amazonas e constituída em 22/04/2008 para a implantação das linhas de transmissão de 500 kV Oriximiná (PA) – Silves (AM), com extensão aproximada de 335 km, e Silves (AM) – Lechuga (AM), com 224 km de extensão aproximada; construção da subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) em 500/138 kV (150 MVA) e da subestação Lechuga (antes denominada Cariri) em 500/230 kV (1.800 MVA), conforme Contrato de Concessão nº 010/2008 – ANEEL, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos, a partir de 16/10/2008, data da assinatura do contrato. A Companhia possui participação de 19,5% no capital social da referida empresa. A sua operação comercial teve início em março de 2013. No exercício de 2018, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial de R\$ 9.622 (ganho de R\$ 11.869, em 2017). Em 18/12/2018 foi efetuada a alienação das ações de propriedade da Companhia para a sua controladora, a Eletrobras (nota 18.4).

Manaus Construtora Ltda.

Em 30/01/2009, foi constituída a empresa Manaus Construtora Ltda., da qual a Companhia é sócia com 19,5%. Essa empresa foi criada com o objetivo de construção, montagem e fornecimento de materiais, mão de obra e equipamentos para a linha de transmissão 500 kV Oriximiná/Cariri CD, a subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 kV e a subestação Lechuga (antes denominada Cariri) de 500/230 kV, entradas de linha e instalações vinculadas, bem como as demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle e telecomunicação, a ser integrada à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional. Durante o exercício de 2018 a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 37 (perda de R\$ 202, em 2017).

TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

A empresa TDG – Transmissora Delmiro Gouveia foi constituída em 12/01/2010, a partir do Leilão nº 005/2009-ANEEL, Lote C, objetivando a construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente da linha de transmissão São Luiz II – São Luiz III, em 230 kV, com 39 km de extensão, localizada no estado do Maranhão, das subestações Pecém II, em 500/230 kV (3.600 MVA), e Aquiraz II, em 230/69 kV (450 MVA), localizadas no estado do Ceará. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 anos, a partir de 12/07/2010, data da assinatura do Contrato de Concessão nº 004/2010 ANEEL. Em outubro de 2013 entrou em operação as Subestações Pecém II, de 500/230kV, e Aquiraz, de 230/69 kV. A participação da Companhia nesse empreendimento é de 49,0%. Durante o exercício de 2018 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 4.532 (ganho de R\$ 19.480, em 2017).

Norte Energia S.A.

A Norte Energia S.A. foi constituída em 21/07/2010, a partir do Consórcio Norte Energia, vencedor do Leilão nº 006/2009-ANEEL, com o objetivo de explorar o potencial de energia hidráulica e a comercialização da energia proveniente da Usina Hidrelétrica Belo Monte, da qual a Chesf participa com 15,0%. A UHE Belo Monte está sendo instalada no Rio Xingu, no município de Vitória do Xingu, no Pará. A capacidade a ser instalada é de 11.233,1 MW, garantia física de 4.571 MW médios e reservatório com área de 516 quilômetros quadrados, com prazo de concessão de 35 (trinta e cinco) anos, a partir de 26/08/2010, data da assinatura do Contrato de concessão nº 001/2010-MME-UHE Belo Monte. Em abril de 2016, a SPE deu início à operação comercial, totalizando ao final daquele exercício 1.295 MW de capacidade instalada referente a 04 unidades geradoras, e, em 2017, com 13 (treze) unidades geradoras em

operação comercial que totalizam 4.305,1 MW. No exercício, a Companhia efetivou aportes de capital no montante de R\$ 140.700, e apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 192.742 (perda de R\$ 56.294, em 2017).

Complexo Eólico Sento Sé I

O Complexo Eólico Sento Sé I é composto pelas SPEs São Pedro do Lago S.A., Pedra Branca S.A., e Sete Gameleiras S.A., constituídas em 07/10/2010, a partir dos consórcios Pedra Branca, São Pedro do Lago e Sete Gameleiras, vencedores do Leilão ANEEL nº 007/2010, cujo objeto foi a contratação, no ambiente regulado, de energia de fontes alternativas de geração, na modalidade por disponibilidade de energia. A sua operação comercial teve início em março de 2013 com prazo de concessão de 35 (trinta e cinco) anos, proveniente de três parques eólicos localizados na região Nordeste – UEE Pedra Branca, UEE São Pedro do Lago e UEE Sete Gameleiras - e capacidade para gerar 30,0 MW, cada. A participação acionária da Companhia nesses empreendimentos é de 49,0%. Durante o exercício de 2018 a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 8.496 (ganho de R\$ 19.497, em 2017) neste complexo eólico. Em 28/08/2018 foi efetuada a alienação das ações de propriedade da Companhia para a sua controladora, a Eletrobras (nota 18.4).

Complexo Eólico Sento Sé II

O Complexo Eólico Sento Sé II é composto pelas SPEs Baraúnas I S.A., Morro Branco I S.A., e Mussambê Energética S.A. constituídas em consórcio com as empresas Brennand Energia e Brennand Energia Eólica a partir do 5º Leilão de Energia de Reserva (5º LER), Leilão 005/2013, promovido pela Aneel em 23/08/2013, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica, para implantação dos parques eólicos Baraúnas I, Morro Branco I e Mussambê, no município de Sento Sé, na Bahia, com 32,9 MW de potência instalada cada. Os Parques eólicos Mussambê, Baraúnas I e Morro Branco I entraram em operação comercial em outubro de 2015, e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A participação acionária da Companhia nesses empreendimentos é de 49,0%. No exercício, a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 4.909 (perda de R\$ 1.575 em 2017) neste complexo eólico. Em setembro/2018, a Companhia reclassificou o saldo deste investimento como Ativos Mantidos para Venda (nota 16).

Complexo Eólico Sento Sé III

O Complexo Eólico Sento Sé III é composto pelas SPEs Banda de Couro S.A. e Baraúnas II Energética S.A, cujo objeto é a implantação dos parques eólicos Banda de Couro e Baraúnas II, no município de Sento Sé, na Bahia, com 32,9 MW e 25,85 MW, respectivamente, de potência instalada. Os parques entraram em operação em março de 2016 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A Companhia possui 1,7% de participação em Banda de Couro e 1,5% de participação em Baraúnas II. Durante o exercício de 2018 a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 77 (perda de R\$ 124 em 2017) neste complexo eólico. Em setembro/2018, a Companhia reclassificou o saldo deste investimento como Ativos Mantidos para Venda (nota 16).

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

A Interligação Elétrica Garanhuns S.A foi constituída a partir do Consórcio Garanhuns, vencedor do Lote L do Leilão nº 004/2011, promovido pela Aneel, em 02/09/2011, objetivando a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente LT Luis Gonzaga – Garanhuns, em 500 kV, com 224 km; LT Garanhuns – Campina Grande III, em 500 kV, com 190 km; LT Garanhuns – Pau Ferro, em 500 kV, com 239 km; LT Garanhuns – Angelim I, em 230 kV, com 13 Km; SE Garanhuns, 500/230 kV; SE Pau Ferro, 500/230 kV. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos e o início das operações foi em novembro de 2015. A Companhia possui 49,0% da participação na investida. Durante o exercício de 2018 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 37.229 (perda de R\$ 13.661, em 2017) e registrou o montante de R\$ 34.911 referente a ajuste da adoção do IFRS 15/CPC 47.

Vamcruz I Participações S.A.

A Vamcruz I Participações S.A. constituída em 07/07/2014 tem por objeto social exclusivo a participação direta ou indireta nas SPEs Usina de Energia Eólica Junco I S.A., Usina de Energia Eólica Junco II S.A., Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A. e Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A., constituídas em março de 2012, e passou a deter a totalidade das ações destas SPEs a partir de junho de 2015. As SPEs foram criadas a partir do Leilão nº 007/2011, promovido pela Aneel, em 20/12/2011, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica. As usinas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II, totalizarão 93,0 MW de potência instalada, e foram construídas no município de Serra do Mel, no Estado do Rio Grande do Norte. As usinas eólicas entraram em operação em novembro de 2015. Em 12/11/2013, houve a transferência das ações da empresa Voltália para a Envolver Participações S.A,

ficando a participação da Chesf nos quatro projetos eólicos de 49,0% e 51,0% da empresa Envolver, por meio das empresas Usina de Energia Eólica Junco I S.A., Usina de Energia Eólica Junco II S.A., Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A. e Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A. Durante o exercício de 2018 realizou aportes de capital no montante de R\$ 3.871, mediante a capitalização de AFAC e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 4.413 (ganho de R\$ 8.014, em 2017) neste complexo eólico. Em setembro/2018, a Companhia reclassificou o saldo deste investimento como Ativos Mantidos para Venda (nota 16).

Chapada do Piauí I Holding S.A.

A Chapada do Piauí I Holding S.A. constituída em 08/05/2014, tem por objetivo social exclusivo a participação nas SPEs Ventos de Santa Joana IX Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana X Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana XI Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana XII Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana XIII Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana XV Energias Renováveis S.A., e Ventos de Santa Joana XVI Energias Renováveis S.A., constituídas em outubro de 2013, e passou a deter totalidade das ações destas SPEs a partir do 1º semestre de 2015. As SPEs foram criadas a partir do 5º Leilão de Energia de Reserva (5º LER), promovido pela Aneel em 23/08/2013, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica, situados nos municípios de Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões, no Piauí, para implantação dos parques eólicos denominados Ventos Santa Joana IX, X, XI, XIII, com 29,6 MW de potência instalada cada; e Ventos de Santa Joana XII, XV, XVI, com 28,9 MW de potência instalada cada. Os parques entraram em operação em julho de 2015 e possuem prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A Companhia possui 49,0% da participação no capital social da referida investida. Durante o exercício de 2018, apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 15.620 (perda de R\$ 12.209 em 2017). Em setembro/2018, a Companhia reclassificou o saldo deste investimento como Ativos Mantidos para Venda (nota 16).

Chapada do Piauí II Holding S.A.

A Chapada do Piauí II Holding S.A. constituída em 08/05/2014, tem por objetivo social exclusivo a participação nas SPEs Ventos de Santa Joana I Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana III Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana IV Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana V Energias Renováveis S.A. e Ventos de Santa Joana VII Energias Renováveis S.A., e Ventos de Santo Augusto IV Energias Renováveis S.A., constituídas em 08/05/2014, e passou a deter a totalidade das ações destas SPEs a partir do 2º semestre de 2015. As SPEs foram criadas a partir do Leilão 09/2013-ANEEL, promovido pela Aneel em 18/11/2013, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica, para implantação dos parques eólicos denominados Ventos de Santa Joana I, IV, V e Ventos de Santo Augusto IV, com 28,9 MW, Ventos de Santa Joana III, com 29,6 MW, e Ventos de Santa Joana VII, com 27,2 MW, todos situados nos municípios de Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões, no Piauí. Os parques entraram em operação em janeiro de 2016 e possuem prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A Companhia possui 49,0% da participação no capital social da referida investida. No exercício a Companhia apurou uma perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 10.956 (perda de R\$ 6.905 em 2017). Em 18/07/2018 foi efetuada a alienação das ações de propriedade da Companhia para a sua controladora, a Eletrobras (nota 18.4).

Eólica Serra das Vacas Holding S.A.

A Eólica Serra das Vacas Holding S.A. constituída em 08/10/2015, tem por objeto social exclusivo a participação na totalidade do capital social das SPEs Eólica Serra das Vacas I S.A., Eólica Serra das Vacas II S.A., constituídas em 21/02/2014, Eólica Serra das Vacas III S.A. e Eólica Serra das Vacas IV S.A., constituídas em 17/01/2014. As SPEs foram criadas a partir do Leilão 09/2013-ANEEL, promovido pela Aneel em 18/11/2013, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica, para implantação dos parques eólicos denominados Serra das Vacas I, II, III e IV, situados nos municípios de Saloá, em Pernambuco, totalizando 90,76 MW de potência instalada, com prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos, cuja operação comercial iniciou em dezembro de 2015. A Companhia possui 49,0% da participação no capital social da referida investida. Durante o exercício de 2018, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 240 (perda de R\$ 5.023 em 2017). Em 02/07/2018 foi efetuada a alienação das ações de propriedade da Companhia para a sua controladora, a Eletrobras (nota 18.4).

Companhia Energética Sinop S.A.

A Companhia Energética Sinop S.A. foi constituída, através do Leilão nº 006/2013, promovido pela Aneel em 29/08/2013, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração de energia que construirá a UHE SINOP, no Rio Teles Pires, nos municípios de Cláudio e Itaúba, no Estado do Mato Grosso, com 408 MW de potência instalada e com início de suprimento previsto para janeiro de 2019 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco)

anos. A participação da Companhia nesse empreendimento é 24,5%. No exercício de 2018, a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 65.389 (perda de R\$ 106.875 em 2017) neste empreendimento.

Energética Águas da Pedra S.A.

A Energética Águas da Pedra S.A. foi constituída em 03/04/2007 a partir do Leilão nº 004/2006-ANEEL e tem como objeto a implantação e exploração da UHE Dardanelos, no Rio Aripuanã, situado no norte do Estado do Mato Grosso, com potência instalada de 261 MW e energia assegurada total de 154,9 MW médios, para suprir o município de Aripuanã e, posteriormente, o Sistema Interligado Nacional - SIN. A participação da Companhia na SPE corresponde a 24,5%, e o prazo de concessão do empreendimento é de 35 (trinta e cinco) anos, a partir de 03/07/2007, data da assinatura do seu Contrato de Concessão nº 002/2007-MME-UHE DARDANELOS. A sua operação comercial teve início em agosto de 2011. Durante o exercício de 2018, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial, no montante de R\$ 25.208 (ganho de R\$ 21.935, em 2017).

18.2 – Movimentação das Participações Societárias Permanentes:

	31/12/2017	Adoção CPC 47/IFRS 15 exercícios anteriores	Aumento de Capital	Capitalização de AFAC	Dividendos	Resultado de participação societária	Provisão/ Reversão	Outros	31/12/2018
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial									
Controladas									
- Complexo Eólico Pindaí I	373.081	-	71.838	-	-	(13.026)	-	-	431.893
- Complexo Eólico Pindaí II	159.446	-	13.845	-	-	(2.039)	-	-	171.252
- Complexo Eólico Pindaí III	81.282	-	19.258	-	-	(8.944)	-	-	91.596
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A. (*)	505.220	(41.128)	-	-	-	23.496	-	-	487.588
Controladas em conjunto									
- STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	216.741	(50.646)	-	-	(43.410)	43.064	-	-	165.749
- Integração Transmissora de Energia S.A.	51.240	-	-	-	-	-	-	(51.240)	-
- ESBR Participações S.A.	1.648.570	-	-	267.600	-	(66.905)	-	(1.849.265)	-
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	-	-	-	-	-	(167.656)	-	1.849.265	1.681.609
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	657.257	(42.755)	-	-	-	74.490	-	-	688.992
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	270.678	-	-	-	-	9.622	-	(280.300)	-
- Manaus Construtora Ltda.	7.545	-	-	-	-	(37)	-	-	7.508
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	27.309	-	-	-	-	4.532	-	-	31.841
- Norte Energia S.A.	1.725.233	-	140.700	-	-	192.742	-	-	2.058.675
- Complexo Eólico Sento Sé I	72.779	-	-	-	(2.992)	(8.496)	-	(61.291)	-
- Complexo Eólico Sento Sé II	55.582	-	-	-	-	(4.909)	-	(50.673)	-
- Complexo Eólico Sento Sé III	1.057	-	-	-	-	(77)	-	(980)	-
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	356.302	(34.911)	-	-	(15.844)	37.229	-	-	342.776
- Vamcruz I Participações S.A.	131.635	-	-	3.871	-	(4.413)	-	(131.093)	-
- Chapada do Piauí Holding S.A.	91.851	-	4.643	-	-	(15.620)	-	(80.874)	-
- Chapada do Piauí II Holding S.A.	172.249	-	3.430	-	-	(10.956)	-	(164.723)	-
- Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	96.172	-	-	-	-	240	-	(96.412)	-
- Companhia Energética SINOP S.A.	269.749	-	35.280	-	-	(65.389)	-	-	239.640
Coligada									
- Energética Águas da Pedra S.A.	111.349	-	-	-	(25.039)	25.208	-	-	111.518
Avaliadas ao custo									
- Outras participações	537	-	-	-	-	-	-	(56)	481
Sub-total	7.082.864	(169.440)	288.994	271.471	(87.285)	42.156	-	(917.642)	6.511.118
Provisão para perdas em investimentos									
- Complexo Eólico Pindaí I	(123.891)	-	-	-	-	-	44.905	-	(78.986)
- Complexo Eólico Pindaí II	(54.531)	-	-	-	-	-	53.517	-	(1.014)
- Complexo Eólico Pindaí III	(25.854)	-	-	-	-	-	25.703	-	(151)
- ESBR Participações S.A.	(111.828)	-	-	-	-	-	(81.558)	-	(193.386)
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	(3.621)	-	-	-	-	-	-	-	(3.621)
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	(94.444)	-	-	-	-	-	(50.343)	144.787	-
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	(88.878)	-	-	-	-	-	18.187	-	(70.691)
- Vamcruz I Participações S.A.	(7.028)	-	-	-	-	-	-	7.028	-
- Companhia Energética SINOP S.A.	(17.166)	-	-	-	-	-	-	-	(17.166)
- Banda de Couro Energética S.A.	-	-	-	-	-	-	(68)	68	-
Sub-total	(527.241)	-	-	-	-	-	10.343	151.883	(365.015)
Total	6.555.623	(169.440)	288.994	271.471	(87.285)	42.156	10.343	(765.759)	6.146.103

18.3 – Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.

Em 10/06/2011, o consórcio Extremoz, constituído por CTEEP (51%) e Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf (49%), arrematou, em sessão pública realizada na BM&F Bovespa, o lote A do leilão ANEEL nº 001/2011, composto pelas LT Ceará-Mirim - João Câmara II, em 500 kV com 64 km; LT Ceará-Mirim - Campina Grande III, em 500 kV com 201 km; LT Ceará-Mirim - Extremoz II, em 230 kV com 26 km; LT Campina Grande III - Campina Grande II, com 8,5 km; SE João Câmara II 500 kV, SE Campina Grande III 500/230 kV e SE Ceará-Mirim 500/230 kV. Em 07 de julho do mesmo ano foi constituída a Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A., observando as mesmas participações, com o objetivo de explorar o serviço concedido.

Este projeto tinha investimento estimado em R\$ 560,0 milhões e RAP de R\$ 31,9 milhões, (base junho de 2011).

Ainda em 2011 a CTEEP manifestou sua intenção de retirar-se do consórcio, comprometendo-se a permanecer na composição societária até a conclusão de todos os trâmites junto a Aneel, que foi aceita pela Companhia.

Nesse sentido, a Chesf passou a realizar Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital – AFACs na investida, de forma a honrar os compromissos assumidos e necessários à viabilização do empreendimento, até que a saída da acionista CTEEP fosse aprovada pelos órgãos reguladores de controle e demais instâncias cabíveis e a Chesf assumia a totalidade das ações da SPE.

Os trâmites necessários para a efetiva retirada da CTEEP da sociedade foram concluídos junto a Aneel. No 4º trimestre de 2015 a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE culminou na assunção de todos os riscos e benefícios do empreendimento pela Chesf, no qual, até o presente momento, permeou as instâncias abaixo:

Em 27/07/2017, foi emitido o Memorando DJJJ nº 2660/2017, pelo jurídico da Eletrobras, atestando o posicionamento favorável com alterações de minutas elaboradas.

Em 14/08/2017, foi emitido um relatório pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Eletrobras Holding (Relatório à Diretoria Executiva – DF 068/2017), referente a atualização dos estudos para a ratificação das decisões que aprovaram a reestruturação societária da ETN. Com os fundamentos do relatório, através da RES-556/2017, a Diretoria Executiva da Eletrobras e por meio da DEL-194/2017 Conselho de Administração da Eletrobras, aprovaram a reestruturação, contemplando a assunção do controle acionário da ETN pela Chesf e, posteriormente, a sua incorporação.

Em 26/10/2017, foi emitido o Despacho da Aneel nº 3.599/2017, com a permissão da operação na qual a CTEEP venderá todas as suas ações de emissão da ETN para a Chesf, desta forma, a Chesf será detentora de 100% das ações representativas do capital social da ETN, passando a exercer o controle acionário.

Em 07/11/2017, a Eletrobras encaminhou ao Ministério de Minas e Energia a carta CTA-DF-2697/2017, referente a assunção do controle acionário da Extremoz Transmissora do Nordeste S.A. – ETN pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, solicitando encaminhamento para manifestação da Secretaria de Coordenação e Governança da Empresas Estatais – SEST. MPDG sobre o assunto.

Em 29/11/2017, o Ministério de Minas e Energia encaminhou a SEST – Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais, através do Ofício nº 175/201/AGE/SE-MME, a carta CTA-DF-2697/2017 e seus anexos, ressaltando a aprovação da Diretoria Executiva e Conselho de Administração da Eletrobras e o parecer favorável do Ministério.

Em 31/01/2018, a SEST, conforme Nota Técnica nº 22597/2017-MP, aprovou o controle acionário formal da ETN, condicionando a sua incorporação até 30/06/2018.

Em 20/06/2018, a Companhia encaminhou a SEST a carta CE-PR-116/2018 para exame de manifestação de proposta de prorrogação de prazo para conclusão da incorporação da ETN, passando de 30/06/2018 para 30/09/2018.

Em 05/07/2018, atendendo a solicitação da Companhia, a SEST, conforme Nota Técnica nº 13209/2018-MP, prorrogou o prazo para conclusão da incorporação para 30/09/2018.

Em 06/08/2018, foi emitido o Despacho da Aneel nº 1.763/2018, concedendo anuência para operação de incorporação da ETN, estabelecendo o prazo de 120 (cento e vinte) dias, a contar da data de publicação do mesmo, para a implementação da operação.

Em 18/09/2018 a Companhia encaminhou a SEST a carta CE-PR-151/2018 para exame de manifestação de proposta nova prorrogação de prazo para conclusão de incorporação da ETN, passando de 30/09/2018 para 07/12/2018.

Em 18/10/2018, atendendo à solicitação da Companhia, a SEST, conforme Nota Técnica nº 22551/2018-MP, prorrogou o prazo para conclusão da incorporação para 07/12/2018.

Em 19/11/2018, foi emitido o Despacho da Aneel nº 2.654/2018, concedendo prorrogação do prazo estabelecido pelo Despacho nº 1.763/2018, por mais 120 (cento e vinte) dias, para conclusão da operação de incorporação da ETN.

Em 20/12/2018 a Companhia encaminhou a SEST a carta CE-PR-190/2018, para exame de manifestação de proposta de nova prorrogação de prazo para conclusão de incorporação da ETN, passando de 07/12/2018 para 05/04/2019.

Em 17/01/2019, atendendo à solicitação da Companhia, o Ministério da Economia, por meio do Ofício nº 1000/2019 – MP prorrogou o prazo para conclusão da incorporação para 05.04.2019.

A conclusão do processo de incorporação está condicionada a obtenção de aprovação dos investidores detentores das debêntures de emissão da ETN S.A. A deliberação dos atos necessários para essa incorporação serão discutidos em Assembleia Geral de Debenturistas.

18.3.1 – Integralização de capital social da ETN

Em 26/02/2018 a e ETN aumentou seu capital social no valor de R\$ 464.184, mediante a integralização efetivada com os Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital – AFAC, anteriormente aportados pela Companhia.

18.4 – Alienação de participações societárias

Em 19/04/2018, 02/07/2018, 18/07/2018, 28/08/2018, 17/12/2018 e 18/12/2018 foi concluído o processo de alienação das ações das SPEs Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA, Eólica Serra das Vacas Holding S.A., Chapada do Piauí II Holding S.A., Complexo Sento Sé I, Chapada do Piauí I Holding S.A. e Manaus Transmissora de Energia S.A., respectivamente, de propriedade da Chesf para a sua controladora, a Eletrobras. Esta operação está vinculada ao Pilar Disciplina Financeira do Plano Diretor de Negócios e Gestão (“PDNG”) 2018/2022, e tem por objetivo promover a quitação de dívidas da Companhia junto à Eletrobras, permitindo a redução de sua alavancagem financeira e melhoria do indicador “Dívida Líquida/EBITDA”.

A Companhia reclassificou como Ativos Não Circulantes Mantidos para Venda, o saldo dos investimentos nas SPEs do Complexo Eólico Sento Sé II, Complexo Eólico Sento Sé III e Vamcruz I Participações S.A, em decorrência do Leilão Eletrobras 01/2018 (nota 16).

18.5 – Provisão para perdas em investimentos

Em 30/09/2018 foi registrada provisão para perdas dos investimentos nas SPEs Manaus Transmissora de Energia S.A. e Banda de Couro Energética S.A, no montante de R\$ 50.411, decorrente de perdas por redução ao valor recuperável nas participações societárias em SPEs, derivado do menor valor, entre o valor contábil e o Preço Mínimo de Venda, conforme quadro abaixo:

SPE	Participação Societária	Preço Mínimo da SPE atualizado* (30/09/2018)	Valor do Investimento Avaliado por Equivalência Patrimonial em 30/09/2018	Provisão para perda em investimentos
Banda de Couro Energética S.A.	1,70%	502	570	(68)
Manaus Transmissora S.A.	19,5%	135.513	185.856	(50.343)
TOTAL		136.015	186.426	(50.411)

* Atualizado pela Selic de jan a set/2018.

18.6 - Equivalência Patrimonial

	Investimento	Patrimônio Líquido	Resultado até 30/11/2018	Equivalência Patrimonial
<u>Controladas</u>				
- Complexo Eólico Pindaí I	431.893	432.103	(13.033)	(13.026)
- Complexo Eólico Pindaí II	171.252	171.301	(2.038)	(2.039)
- Complexo Eólico Pindaí III	91.596	110.343	(10.775)	(8.944)
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	487.588	487.588	23.496	23.496
<u>Controladas em conjunto</u>				
- STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	165.749	338.262	87.885	43.064
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	1.681.609	8.408.047	(1.172.254)	(234.561)
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	688.992	2.812.210	304.037	74.490
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	1.437.438	49.347	9.622
- Manaus Construtora Ltda.	7.508	38.507	(188)	(37)
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	31.841	64.981	9.249	4.532
- Norte Energia S.A.	2.058.675	13.724.500	1.284.948	192.742
- Complexo Eólico Sento Sé I	-	125.083	(17.337)	(8.496)
- Complexo Eólico Sento Sé II	-	103.415	(10.017)	(4.909)
- Complexo Eólico Sento Sé III	-	60.844	(4.702)	(77)
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	342.776	699.545	75.979	37.229
- Vamcruz I Participações S.A.	-	267.537	(9.572)	(4.413)
- Chapada do Piauí I Holding S.A.	-	118.317	(31.878)	(15.620)
- Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	288.026	(22.359)	(10.956)
- Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	181.113	490	240
- Companhia Energética SINOP S.A.	239.640	978.119	(266.896)	(65.389)
<u>Coligada</u>				
- Energética Águas da Pedra S.A.	111.518	455.171	102.888	25.208
TOTAL	6.510.637	31.302.450	377.270	42.156

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

BALANÇO PATRIMONIAL

INVESTIDAS	2018								2017							
	ATIVO				PASSIVO				ATIVO				PASSIVO			
	Circulante	Não Circulante		Total	Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total	Circulante	Não Circulante		Total	Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total
		Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos							Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos					
Controladas																
- Complexo Eólico Pindaí I	38.393	-	399.460	437.853	5.750	-	432.103	437.853	27.590	-	356.942	384.532	11.269	-	373.263	384.532
- Complexo Eólico Pindaí II	9.749	-	164.883	174.632	3.331	-	171.301	174.632	14.415	-	147.110	161.525	2.036	-	159.489	161.525
- Complexo Eólico Pindaí III	10.206	-	102.394	112.600	2.257	-	110.343	112.600	3.425	-	95.740	99.165	1.248	-	97.917	99.165
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	130.697	568.855	87	699.639	15.782	196.269	487.588	699.639	104.725	614.926	106	719.757	178.233	36.304	505.220	719.757
Controladas em conjunto																
- STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	254.322	398.181	436	652.939	80.166	234.511	338.262	652.939	225.713	535.765	440	761.918	68.659	250.932	442.327	761.918
- Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	201.164	428.999	337	630.500	54.505	149.001	426.994	630.500
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	549.186	1.508.356	19.362.325	21.419.867	889.658	12.122.162	8.408.047	21.419.867	888.073	790.253	20.931.848	22.610.174	941.706	13.425.616	8.242.852	22.610.174
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	656.319	5.267.270	25.094	5.948.683	289.020	2.847.453	2.812.210	5.948.683	626.932	5.266.871	47.028	5.940.831	313.217	2.944.932	2.682.682	5.940.831
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	259.774	2.703.807	-	2.963.581	225.022	1.301.121	1.437.438	2.963.581	235.475	2.386.043	-	2.621.518	170.270	1.063.159	1.388.089	2.621.518
- Manaus Construtora Ltda.	460	87.430	-	87.890	2.316	47.067	38.507	87.890	351	90.701	-	91.052	5.290	47.067	38.695	91.052
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	64.932	304.164	117	369.213	23.400	280.832	64.981	369.213	53.328	306.548	126	360.002	25.513	278.757	55.732	360.002
- Norte Energia S.A.	1.475.361	1.075.826	41.608.558	44.159.745	3.690.126	26.745.119	13.724.500	44.159.745	1.087.819	894.768	38.928.258	40.910.845	3.143.286	26.266.008	11.501.551	40.910.845
- Complexo Eólico Sento Sé I	25.852	35.684	259.789	321.325	25.020	171.222	125.083	321.325	23.318	55.310	263.480	342.108	30.396	172.602	139.110	342.108
- Complexo Eólico Sento Sé II	14.027	12.934	350.358	377.319	24.164	249.740	103.415	377.319	13.526	17.288	368.545	399.359	22.060	263.866	113.433	399.359
- Complexo Eólico Sento Sé III	27.070	3.555	212.021	242.646	17.276	164.526	60.844	242.646	18.886	4.880	221.922	245.688	8.989	171.153	65.546	245.688
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	140.074	1.020.061	1.261	1.161.396	77.492	384.359	699.545	1.161.396	143.841	1.079.888	251	1.223.980	70.485	426.349	727.146	1.223.980
- Vamcruz I Participações S.A.	99.111	-	453.165	552.276	32.869	251.870	267.537	552.276	84.831	-	472.194	557.025	59.034	229.345	268.646	557.025
- Chapada do Piauí I Holding S.A.	41.678	29.464	746.512	817.654	56.391	642.946	118.317	817.654	39.155	24.153	761.511	824.819	46.380	637.718	140.721	824.819
- Chapada do Piauí II Holding S.A.	42.401	22.805	839.972	905.178	82.310	534.842	288.026	905.178	41.206	21.543	839.914	902.663	80.980	511.298	310.385	902.663
- Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	21.398	14.427	483.119	518.944	31.912	305.919	181.113	518.944	16.002	14.743	488.798	519.543	26.922	311.998	180.623	519.543
- Companhia Energética SINOP S.A.	85.017	424.107	1.923.926	2.433.050	175.066	1.279.865	978.119	2.433.050	226.840	229.977	1.678.890	2.135.707	123.654	911.038	1.101.015	2.135.707
Coligada																
- Energética Águas da Pedra S.A.	71.864	28.786	691.421	792.071	73.782	263.118	455.171	792.071	138.214	30.477	712.646	881.337	133.206	293.646	454.485	881.337
Total	4.017.891	13.505.712	67.624.898	85.148.501	5.823.110	48.022.941	31.302.450	85.148.501	4.214.829	12.793.133	66.316.086	83.324.048	5.517.338	48.390.789	29.415.921	83.324.048

Obs.: Data-base das demonstrações financeiras 30/11/2018, exceto Complexo Sento Sé I, cujas demonstrações possuem data-base em 28/02/2018, Chapada do Piauí II Holding S.A. e Eólica Serra das Vacas Holding S.A. cujas demonstrações possuem data-base em 31/03/2018, Complexo Sento Sé II e III, Manaus Transmissora de Energia S.A., Chapada do Piauí I Holding S.A. e Vamcruz I Participações S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 31/08/2018 e Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A., STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A., Energia Sustentável do Brasil S.A., Interligação Elétrica do Madeira S.A., Interligação Elétrica Garanhuns S.A. e Companhia Energética SINOP S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 31/12/2018.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

INVESTIDAS	2018								2017							
	Receita Oper. Líquida	Despesa Oper.	Resultado do Serviço	Resultado Financeiro	Resultado Operacional	I. Renda e C. Social	Incentivos Fiscais	Resultado do Exercício	Receita Oper. Líquida	Despesa Oper.	Resultado do Serviço	Resultado Financeiro	Resultado Operacional	I. Renda e C. Social	Incentivos Fiscais	Resultado do Exercício
Controladas																
- Complexo Eólico Pindaí I	-	(6.035)	(6.035)	(6.998)	(13.033)	-	-	(13.033)	260	(6.019)	(5.759)	(2.846)	(8.605)	(90)	-	(8.695)
- Complexo Eólico Pindaí II	7	(1.984)	(1.977)	(61)	(2.038)	-	-	(2.038)	468	(1.978)	(1.510)	944	(566)	-	-	(566)
- Complexo Eólico Pindaí III	3.579	(14.145)	(10.566)	(209)	(10.775)	-	-	(10.775)	-	(1.367)	(1.367)	786	(581)	(84)	-	(665)
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	52.328	(7.074)	45.254	(15.299)	29.955	(7.726)	1.267	23.496	65.208	(38.491)	26.717	(51.312)	(24.595)	(4.949)	1.030	(28.514)
Controladas em conjunto																
- STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	157.576	(26.142)	131.434	(10.489)	120.945	(53.734)	20.674	87.885	142.180	(20.651)	121.529	(17.941)	103.588	(47.202)	15.600	71.986
- Integração Transmissora de Energia S.A	-	-	-	-	-	-	-	-	129.146	(48.703)	80.443	(7.567)	72.876	(11.771)	(1.496)	59.609
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	2.449.638	(3.203.122)	(753.484)	(1.040.312)	(1.793.796)	621.542	-	(1.172.254)	2.846.855	(1.754.210)	1.092.645	(1.220.319)	(127.674)	40.718	-	(86.956)
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	637.388	(142.379)	495.009	(172.267)	322.742	(18.705)	-	304.037	661.956	(146.360)	515.596	(192.948)	322.648	(39.108)	-	283.540
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	131.265	(15.662)	115.603	(42.652)	72.951	(23.604)	-	49.347	186.045	(9.946)	176.099	(83.731)	92.368	(31.507)	-	60.861
- Manaus Construtora Ltda.	-	(12)	(12)	(167)	(179)	(9)	-	(188)	-	(202)	(202)	1.047	845	202	-	1.047
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	33.275	(15.654)	17.621	(5.432)	12.189	(3.090)	150	9.249	47.877	1.067	48.944	(5.525)	43.419	(4.460)	795	39.754
- Norte Energia S.A.	4.241.678	(1.694.080)	2.547.598	(1.034.277)	1.513.321	(228.373)	-	1.284.948	2.437.358	(1.877.555)	559.803	(662.533)	(102.730)	(272.562)	-	(375.292)
- Complexo Eólico Sento Sé I	(4.775)	(9.093)	(13.868)	(3.407)	(17.275)	(62)	-	(17.337)	92.106	(35.984)	56.122	(12.222)	43.900	(4.109)	-	39.791
- Complexo Eólico Sento Sé II	31.924	(24.771)	7.153	(15.929)	(8.776)	(1.241)	-	(10.017)	67.328	(46.271)	21.057	(21.861)	(804)	(2.409)	-	(3.213)
- Complexo Eólico Sento Sé III	20.449	(13.777)	6.672	(10.340)	(3.668)	(1.034)	-	(4.702)	30.345	(20.655)	9.690	(15.790)	(6.100)	(1.452)	-	(7.552)
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	121.036	(16.044)	104.992	(16.280)	88.712	(16.004)	3.271	75.979	123.187	(171.568)	(48.381)	(19.797)	(68.178)	38.778	1.520	(27.880)
- Vamcruz I Participações S.A.	32.479	(25.006)	7.473	(15.080)	(7.607)	(1.965)	-	(9.572)	95.972	(48.355)	47.617	(28.093)	19.524	(3.170)	-	16.354
- Chapada do Piauí I Holding S.A.	71.755	(46.638)	25.117	(54.791)	(29.674)	(2.204)	-	(31.878)	97.363	(53.538)	43.825	(64.869)	(21.044)	(3.872)	-	(24.916)
- Chapada do Piauí II Holding S.A.	7.217	(7.545)	(328)	(21.530)	(21.858)	(501)	-	(22.359)	112.278	(55.798)	56.480	(65.896)	(9.416)	(4.676)	-	(14.092)
- Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	26.561	(11.983)	14.578	(13.073)	1.505	(1.015)	-	490	80.159	(43.136)	37.023	(44.365)	(7.342)	(2.911)	-	(10.253)
- Companhia Energética SINOP S.A.	145.746	(555.427)	(409.681)	5.268	(404.413)	137.517	-	(266.896)	-	(666.692)	(666.692)	6.230	(660.462)	224.238	-	(436.224)
Coligada																
- Energética Águas da Pedra S.A.	256.540	(110.903)	145.637	(23.181)	122.456	(19.568)	-	102.888	239.384	(110.181)	129.203	(22.756)	106.447	(16.917)	-	89.530
Total	8.415.666	(5.947.476)	2.468.190	(2.496.506)	(28.316)	380.224	25.362	377.270	7.455.475	(5.156.593)	2.298.882	(2.531.364)	(232.482)	(147.313)	17.449	(362.346)

Obs.: Data-base das demonstrações financeiras 30/11/2018, exceto Complexo Sento Sé I, cujas demonstrações possuem data-base em 28/02/2018, Chapada do Piauí II Holding S.A. e Eólica Serra das Vacas Holding S.A. cujas demonstrações possuem data-base em 31/03/2018, Complexo Sento Sé II e III, Manaus Transmissora de Energia S.A., Chapada do Piauí I Holding S.A. e Vamcruz I Participações S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 31/08/2018 e Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A., STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A., Energia Sustentável do Brasil S.A., Interligação Elétrica do Madeira S.A., Interligação Elétrica Garanhuns S.A. e Companhia Energética SINOP S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 31/12/2018..

19 – IMOBILIZADO

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

19.1 - Imobilizado segregado por atividade

	Taxas médias anuais de depreciação (%)	31/12/2018	31/12/2017
<u>Geração</u>			
Imobilizações em serviço	2,36%	19.071.391	18.390.472
Depreciação acumulada		(10.292.435)	(9.957.327)
Imobilizações em curso		863.916	1.447.267
Retificadora MP 579		(7.647.593)	(7.921.468)
Impairment		(661.394)	(800.371)
Total da Geração		1.333.885	1.158.573
<u>Transmissão</u>			
Imobilizações em serviço	3,21%	36.206.212	34.800.412
Depreciação acumulada		(25.924.105)	(25.063.622)
Imobilizações em curso		2.365.364	2.967.527
Retificadora MP 579		(1.062.562)	(1.114.242)
Impairment		(1.877.909)	(2.646.422)
Total da Transmissão		9.707.000	8.943.653
<u>Administração</u>			
Imobilizações em serviço	6,22%	1.254.171	1.103.789
Depreciação acumulada		(818.652)	(776.341)
Imobilizações em curso		185.824	378.018
Total da Administração		621.343	705.466
Total		11.662.228	10.807.692

19.2 - Movimentação do Imobilizado

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2017	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão	Valor em 31/12/2018
Geração em Serviço								
Intangível	-	-	-	2.900	-	-	-	2.900
Terrenos	1.854.840	-	(111)	1.044	-	-	-	1.855.773
Reservatórios, Barragens e Adutoras	10.093.204	-	-	236.201	-	-	-	10.329.405
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	1.992.858	-	(668)	18.460	-	-	-	2.010.650
Máquinas e Equipamentos	4.448.515	-	(130)	422.867	-	-	-	4.871.252
Veículos	48	-	-	17	-	-	-	65
Móveis e Utensílios	1.007	-	-	339	-	-	-	1.346
Depreciação	(9.957.327)	-	467	-	(335.576)	-	-	(10.292.436)
Total	8.433.145	-	(442)	681.828	(335.576)	-	-	8.778.955
Geração em Curso								
Máquinas e Equipamentos	103.169	346.796	-	(292.048)	-	511	-	158.428
Outros	1.344.098	(248.830)	-	(389.780)	-	-	-	705.488
Total	1.447.267	97.966	-	(681.828)	-	511	-	863.916
Retificadora MP 579	(7.921.468)	(20.809)	433	-	294.251	-	-	(7.647.593)
Impairment	(800.371)	-	-	-	-	-	138.977	(661.394)
Total de Geração	1.158.573	77.157	(9)	-	(41.325)	511	138.977	1.333.884
Transmissão em Serviço								
Intangível	-	-	-	112.648	-	(114)	-	112.534
Terrenos	500.775	-	-	1.363	-	-	-	502.138
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	544.755	-	-	81.452	-	6.470	-	632.677
Máquinas e Equipamentos	33.752.025	-	(31.168)	1.240.677	-	(5.719)	-	34.955.815
Veículos	-	-	-	96	-	-	-	96
Móveis e Utensílios	2.857	-	(2)	929	-	(832)	-	2.952
Depreciação	(25.063.622)	-	23.986	-	(884.644)	175	-	(25.924.105)
Total	9.736.790	-	(7.184)	1.437.165	(884.644)	(20)	-	10.282.107
Transmissão em Curso								
Máquinas e Equipamentos	913.762	557.729	-	(669.746)	-	-	-	801.745
Outros	2.053.765	283.235	(5.513)	(767.419)	-	(449)	-	1.563.619
Total	2.967.527	840.964	(5.513)	(1.437.165)	-	(449)	-	2.365.364
Retificadora MP 579	(1.114.242)	-	7.077	-	44.603	-	-	(1.062.562)
Impairment	(2.646.422)	-	-	-	-	-	768.513	(1.877.909)
Total de Transmissão	8.943.653	840.964	(5.620)	-	(840.041)	(469)	768.513	9.707.000
Administração em Serviço								
Intangível	-	-	-	8.027	-	-	-	8.027
Terrenos	18.758	-	(133)	-	-	-	-	18.625
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	266.408	-	(7.115)	5.110	-	-	-	264.403
Máquinas e Equipamentos	708.771	-	(932)	137.272	-	-	-	845.111
Veículos	75.784	-	(2.988)	10.578	-	-	-	83.374
Móveis e Utensílios	29.775	-	(35)	599	-	-	-	30.339
Outros	4.293	-	-	-	-	-	-	4.293
Depreciação	(776.341)	-	10.574	-	(52.905)	20	-	(818.652)
Total	327.448	-	(629)	161.586	(52.905)	20	-	435.520
Administração em Curso								
Máquinas e Equipamentos	158.330	2.584	-	(161.586)	-	-	-	(672)
Outros	219.688	-	(8)	-	-	(33.184)	-	186.496
Total	378.018	2.584	(8)	(161.586)	-	(33.184)	-	185.824
Total da Administração	705.466	2.584	(637)	-	(52.905)	(33.164)	-	621.344
Total do Imobilizado	10.807.692	920.705	(6.266)	-	(934.271)	(33.122)	907.490	11.662.228

19.3 - Taxas anuais de depreciação

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

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

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

• Taxas anuais médias de depreciação

	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2018			2017
		Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração					
Custo histórico	2,36	19.071.391	(10.292.436)	8.778.955	8.433.145
Transmissão					
Custo histórico	3,23	36.206.212	(25.924.105)	10.282.107	5.560.633
Reavaliação		-	-	-	4.176.157
Administração					
Custo histórico	6,09	1.254.172	(818.652)	435.520	327.448
		56.531.775	(37.035.193)	19.496.582	18.497.383
Em curso					
Geração		(7.445.071)	-	(7.445.071)	(7.274.572)
Transmissão		(575.107)	-	(575.107)	(793.137)
Administração		185.824	-	185.824	378.018
		(7.834.354)	-	(7.834.354)	(7.689.691)
Total		48.697.421	(37.035.193)	11.662.228	10.807.692

19.4 – Composição das adições do exercício

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

Adições do ativo imobilizado e intangível em curso - R\$ Mil	Material Equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Juros capitalizados	Outros gastos	Total
Terrenos	9.896	84.788	-	-	12.131	106.815
Reservatórios, Barragens e Adutoras	78	174	-	-	353	605
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	4.143	6.522	-	-	13	10.678
Máquinas e Equipamentos	835.950	80.360	-	-	(90.137)	826.173
Veículos	6.381	21	-	-	21	6.423
Móveis e Utensílios	386	-	-	-	-	386
A ratear	286.554	58.058	222.867	(580)	49.459	616.358
Transformação, fabricação e reparo de materiais	-	-	-	-	-	-
Material em depósito	(208.297)	(113)	-	-	-	(208.410)
Adiantamentos a fornecedores	(91.947)	-	-	-	(331.946)	(423.893)
Outros	-	-	-	-	-	-
Total das Adições	843.144	229.810	222.867	(580)	(360.106)	935.135

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

Descrição do bem	em R\$ mil
1. TURBINA EÓLICA (AEROGERADOR)	272.197
2. TRANSFORMADOR DE FORÇA	251.441
3. RESERVATÓRIO BARRAGEM E ADUTORA	220.011
4. SISTEMA DE RÁDIO E COMUNICAÇÃO	210.936
5. PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	179.845
6. ESTRUTURA (POSTE, TORRE)	155.637
7. CONDUTOR	103.591
8. TRANSFORMADOR DE MEDIDA	83.777
9. SISTEMA DE ATERRAMENTO	77.595
10. DISJUNTOR	76.868

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

Descrição do bem	em R\$ mil
1. TRANSFORMADOR DE MEDIDA CORRENTE	2.338
2. DISJUNTORES	1.560
3. CHAVE SECCIONADORA	1.019
4. SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA	895
5. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO	602
6. PARA RAIOS	392
7. EDIFICAÇÃO CASA DE FORÇA	275
8. TERRENO DE UTILIZAÇÃO GERAL	244
9. PAINEL	217
10. TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES	73

19.5 – Teste de recuperabilidade de ativos - Impairment

A Administração da Companhia avaliou em 31 de dezembro de 2018 e fará anualmente, ou sempre que alguma circunstância assim determinar, a recuperabilidade dos ativos de longa duração, principalmente o Imobilizado mantido e utilizado nas suas operações, com o objetivo de identificar eventuais deteriorações desses ativos ou grupos de ativos, que levem à sua não recuperação plena, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 01(R1) – redução ao valor recuperável de ativos.

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

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

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

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

Neste exercício, a Companhia realizou teste de impairment, para suas unidades geradoras de caixa, utilizando o critério do fluxo de caixa descontado a uma taxa de 6,12% (6,92% para o período de fruição de benefício fiscal) para o segmento de geração não renovados, e 5,88% (6,65% para o período de fruição de benefício fiscal) para o segmento de geração renovado e de transmissão.

A partir deste teste a Companhia reconheceu no seu resultado uma reversão para perdas relativa ao valor não recuperável dos ativos de geração e transmissão no montante de R\$ 907.490 (provisão de R\$ 711.089, em 2017), conforme demonstrado abaixo:

UGC - Impairment	Ano do fim da concessão	Imobilizado (na data do teste)	Taxa de Desconto	Impairment reconhecido em 2018	Impairment reconhecido em 2017
Geração					
Casa Nova	2036	150.044	-	-	(21.456)
Casa Nova II	2036	106.321	6,12%	41.503	(51.105)
Casa Nova III	2036	106.321	6,12%	63.735	(54.263)
UTE Camaçari	2027	307.295	6,12%	33.739	23.341
		669.981		138.977	(103.483)
Transmissão					
Contrato nº 061/2001	2042	10.841.567	6,65%	699.964	1.068.435
Demais contratos de transmissão	Até 2042	2.849.500	5,88%	68.549	(253.863)
		13.691.067		768.513	814.572
Total		14.361.048		907.490	711.089

19.6 - Encargos financeiros

Os custos de financiamentos e empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção, estão incluídos no custo do imobilizado em curso até a data em que estiverem prontos para o uso pretendido, conforme disposições da Deliberação CVM nº 577, de 05/06/2009, que aprovou o CPC 20 (R1) – Custos de Empréstimos.

De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 27, parte dos encargos financeiros foram transferidos para o Ativo Imobilizado em curso, conforme demonstrado a seguir:

	31/12/2018	31/12/2017
Encargos financeiros totais	192.093	269.659
(-) Transferência para o imobilizado em curso	(723)	(1.107)
Efeito líquido no resultado	191.370	268.552

A taxa de capitalização utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos elegíveis à capitalização está descrita na nota 22.

20- INTANGÍVEL

20.1 - Intangível segregado por natureza e atividade

	Taxas médias anuais de amortização (%)	31/12/2018			31/12/2017
		Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Administração	20,00%	113.088	(96.355)	16.733	24.875
		113.088	(96.355)	16.733	24.875
Em curso					
Administração		59.882	-	59.882	13.697
		59.882	-	59.882	13.697
Total		172.970	(96.355)	76.615	38.572

19.2 - Movimentação do Intangível

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2017	Adições	Transferências Curso Serviço	Amortização	Transferências entre Contas	Valor em 31/12/2018
Administração em Serviço						
Softwares	111.722	-	1.366	-	-	113.088
Amortização	(86.847)	-	-	(9.508)	-	(96.355)
	24.875	-	1.366	(9.508)	-	16.733
Administração em Curso						
Softwares	13.697	14.430	(1.366)	-	33.121	59.882
	13.697	14.430	(1.366)	-	33.121	59.882
Total do Intangível	38.572	14.430	-	(9.508)	33.121	76.615

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2016	Adições	Amortização	Valor em 31/12/2017
Administração em Serviço				
Softwares	111.722	-	-	111.722
Amortização	(77.108)	-	(9.739)	(86.847)
	34.614	-	(9.739)	24.875
Administração em Curso				
Softwares	6.794	6.903	-	13.697
	6.794	6.903	-	13.697
Total do Intangível	41.408	6.903	(9.739)	38.572

21 - FORNECEDORES

O saldo da conta Fornecedores apresenta a seguinte composição:

	31/12/2018	31/12/2017
Energia elétrica comprada	87.183	84.650
Materiais e serviços	156.623	324.004
Encargos de uso da rede elétrica:		
Eletronorte	5.271	5.368
Eletrosul	3.420	3.870
Furnas	8.861	9.985
CTEEP	4.175	4.816
Outros	31.886	34.871
Total	297.419	467.564

22 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

22.1 - Tributos a recolher

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

	31/12/2018	31/12/2017
<u>Circulante</u>		
IRPJ	422.647	35.095
CSLL	164.636	52.237
Cofins	42.369	34.215
ICMS	31.779	33.339
INSS	20.403	18.353
PIS/Pasep	9.194	7.427
IRRF	7.783	23.404
FGTS	-	6.743
Outros	2.362	4.288
Total	701.173	215.101

23 – TRIBUTOS DIFERIDOS - PASSIVO

- Imposto de renda pessoa jurídica e Contribuição social sobre o lucro líquido**

Companhia mantém reconhecidos integralmente em seu Passivo Não Circulante, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPC 26(R1) (IAS 1) e 32 (IAS 12), aprovados pelas Deliberações CVM nºs 595 e 599, ambas de 15/09/2009, passivos diferidos, no valor de R\$ 1.882.319 (R\$ 2.115.302, em 2017), resultantes de diferenças temporárias conforme distribuição a seguir:

	31/12/2018	31/12/2017
<u>Diferenças temporárias</u>		
Reconhecimento do laudo (Port. MME nº 120/2016)	5.536.232	6.221.475
	5.536.232	6.221.475
<u>Débitos Fiscais</u>		
Imposto de renda sobre diferenças temporárias	1.384.058	1.555.369
Contribuição social sobre diferenças temporárias	498.261	559.933
<u>Não Circulante</u>	1.882.319	2.115.302

Tais efeitos contemplam a aplicação da alíquota de 9% para a Contribuição Social e para o Imposto de Renda da alíquota de 15% sobre a base de cálculo, com adicional de 10%.

24- FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

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

24.1 - Composição:

	31/12/2018					31/12/2017				
	Circulante			Não circulante	Total	Circulante			Não circulante	Total
	Encargos	Principal	Total	Principal		Encargos	Principal	Total	Principal	
Partes relacionadas										
Eletrobras	-	228.656	228.656	42.438	271.094	10.181	706.354	716.535	121.590	838.125
Instituições financeiras										
Banco do Brasil	43	103.449	103.492	17.241	120.733	80	103.448	103.528	120.689	224.217
Banco do Nordeste	2.450	45.473	47.923	156.880	204.803	1.039	49.075	50.114	67.561	117.675
Caixa Econômica Federal	1.170	100.000	101.170	87.500	188.670	2.303	150.000	152.303	187.500	339.803
BNDES	1.380	66.866	68.246	438.421	506.667	1.746	66.649	68.395	503.006	571.401
SAFRA	6.234	-	6.234	200.000	206.234	-	-	-	-	-
Total	11.277	544.444	555.721	942.480	1.498.201	15.349	1.075.526	1.090.875	1.000.346	2.091.221

- Eletrobras**

Os financiamentos provenientes da Eletrobras têm como principal fonte os seus recursos próprios, e como principais destinações a realização de programas de investimento.

Neste exercício, foi contratado empréstimo no montante de R\$ 155.000 de janeiro de 2018, dos quais R\$ 152.086 em moeda e R\$ 2.914 obtidos mediante encontro de contas, para investimentos corporativos da Companhia e aportes em SPEs, no qual incidem juros equivalentes a 7,03% a.a. com reajuste anual do saldo devedor pelo IPCA. Este contrato será amortizado em 12 (doze) parcelas mensais, sendo a primeira no dia 30 do mês subsequente ao término da carência, que ocorreu em abril de 2018. Está garantido por recursos referentes a transmissão (Rede Básica do Sistema Existente – RBSE). Em 31/12/2018 o saldo deste contrato é de R\$ 55.660.

A Companhia possui ainda contratos com a Eletrobras, com saldo de R\$ 316.786 em 31/12/2018 (R\$ 266.608, em 2017). Para o montante de R\$ 127.314 mil incidem juros equivalentes a 7,57% a.a. com reajuste anual do saldo devedor pelo IPCA. Para o montante de R\$ 189.300 mil, incidem juros equivalentes a CDI acrescidos de 5,54% a.a. e o saldo de R\$ 172 mil, indexado pelo IPCA, com taxa de juros de 7,2% a.a.. O pagamento do principal destes dois últimos empréstimos foi suspenso até 31/12/2018 por meio da Resolução da Diretoria da Eletrobras nº RES-036/2018, de 15/01/2018, que trata do processo de Dação em Pagamento de ações de titularidade da Chesf em SPEs.

No exercício, a Companhia quitou obrigações financeiras advindas do serviço da dívida no montante de R\$ 1.089.484, destes, R\$ 478.955 mediante pagamentos e R\$ 610.529 através de transferência de determinadas participações acionárias detidas pela Chesf em sociedades de propósito específico, para a Eletrobras. Esta operação tem por objetivo promover a quitação de dívidas da Companhia com a Eletrobras e diminuir sua alavancagem financeira (nota 19.4).

- Banco do Brasil**

Saldo de R\$ 120.733 (R\$ 224.217, em 2017) contratado com o Banco do Brasil S.A., com juros de 10,13% a.a. (135% da taxa média do CDI).

O empréstimo junto ao Banco do Brasil destinou-se, exclusivamente, a garantir a provisão de fundos da conta corrente de depósitos. Está garantido por Cédula de Crédito Bancário emitido contra a Eletrobras (vide nota 10.3).

Este contrato está sendo amortizado em 08 (oito) parcelas semestrais e teve carência de 12 (doze) meses, vencendo-se a primeira após 18 (meses) a contar da concessão do empréstimo. Os encargos são pagos trimestralmente.

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

- a) Não honrar o pagamento pontual quaisquer das prestações previstas neste instrumento, ou se não dispusermos de saldo suficiente, nas datas dos seus respectivos vencimentos, para que o Banco do Brasil S.A. promova os lançamentos contábeis destinados às suas respectivas liquidações;
- b) Sofrermos protesto cambiário cuja somatória seja igual ou superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), requerermos recuperação extrajudicial, judicial ou falência, ou tivermos falência ou insolvência civil requerida ou por qualquer motivo encerrarmos nossas atividades;
- c) Sofrermos ação judicial ou procedimento fiscal capaz de colocar em risco as garantias constituídas ou cumprimento das obrigações aqui assumidas;
- d) Diretamente ou através de prepostos ou mandatários prestarmos ao Banco do Brasil S.A. informações incompletas ou alteradas, inclusive através de documento público ou particular de qualquer natureza;
- e) Diretamente ou através de prepostos ou mandatários, deixarmos de prestar informações que, se do conhecimento do Banco do Brasil S.A. poderiam alterar seus julgamentos e/ou avaliações;
- f) Tornar-nos inadimplentes em outra(s) operação(ões) mantida(s) junto ao Banco do Brasil S.A.;
- g) Excedermos o limite de crédito concedido;
- h) Trocarmos o controle do nosso capital, sem a prévia e expressa anuência do Banco do Brasil S.A.;
- i) Manutenção do índice financeiro obtido da divisão da dívida financeira bruta pelo patrimônio líquido não superior a 0,50 a dívida financeira bruta corresponde às dívidas contraídas junto a bancos, entidades multilaterais ou empresas coligadas e/ou emissões no mercado de capitais, no Brasil e no exterior.

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

- **Banco do Nordeste**

Neste exercício, ocorreu o primeiro desembolso de empréstimo contratado em julho de 2017 junto ao Banco do Nordeste, tendo as seguintes características:

- Financiamento no montante de R\$ 158.420, para os empreendimentos Casa Nova II e III com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), no qual incidem juros devidos à taxa efetiva de 10,14% a.a. (com bônus de adimplência de 15%). Este contrato será amortizado em 132 (cento e trinta e duas) parcelas mensais, sendo a primeira no dia 25/08/2020. Está garantido por cessão fiduciária de conta-reserva, vinculação e centralização de recebíveis, cessão fiduciária e vinculação de direitos creditórios e seguro garantia de conclusão de obras. Em março de 2018 foi recebido o montante de R\$ 134.792 relativo a este contrato, restando um saldo de crédito no valor de R\$ 23.628. Em 31/12/2018 o saldo deste contrato é de R\$ 137.237.

O saldo dos demais contratos junto ao Banco do Nordeste, é de R\$ 67.566 (R\$ 117.675, em 2017), sendo o montante de R\$ 64.834 (R\$ 112.688, em 2017), contratado com juros de 10% a.a. e bônus de 2,5% por pontualidade, e o montante de 2.732 (R\$ 4.987, em 2017) contratado com juros de 4,5% a.a..

Estes empréstimos junto ao Banco do Nordeste estão garantidos por recebíveis representados por duplicatas registradas em cobrança no montante equivalente de 03 a 06 prestações de amortização do financiamento, mais um fundo de liquidez em conta reserva a título de garantia complementar, equivalente a 03 prestações de amortização (vide nota 10.3).

Estes contratos são amortizados mensalmente (principal e encargos), com a última parcela vencendo em 2020.

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

- a) Deixar de cumprir qualquer obrigação estabelecida neste instrumento de crédito, salvo por exigência legal;
- b) Vier a ser declarada impedida, por normas do Banco Central do Brasil, de participar de operações de crédito, especialmente através de políticas de contingenciamento de crédito para o setor público indireto;

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

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

- **Caixa Econômica Federal**

Saldo de R\$ 188.670 (R\$ 339.803 em 2017), sendo o montante de R\$ 50.332 (R\$ 151.105, em 2017) contratado com a Caixa Econômica Federal, com juros de 115% do CDI, e está sendo amortizado em 08 (oito) parcelas semestrais com carência de 12 (doze) meses, vencendo-se a primeira após 18 (dezoito) meses a contar da concessão do empréstimo com encargos pagos trimestralmente; o montante de R\$ 138.338 (R\$ 188.698, em 2017), com juros de 140% da taxa média diária do CDI, e será amortizado em 60 (sessenta) meses, sendo: (a) Carência: de 12 (doze) meses, com pagamento mensal dos juros; e (b) Amortização: 48 (quarenta e oito) meses, com pagamento mensal de parcela de juros e amortização.

Os empréstimos junto a Caixa Econômica Federal foram destinados à constituição de capital de giro. Estão garantidos por Cédula de Crédito Bancário emitido contra a Eletrobras e Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios da totalidade das Receitas Anuais de Geração – RAG, das Usinas do Complexo de Paulo Afonso, Usina de Funil e Usina da Pedra durante o prazo da operação.

São motivos de vencimento antecipado da dívida e imediata execução do título, independentemente de notificação judicial ou extrajudicial, além dos casos previstos em lei aqueles estabelecidos em contrato, tais como:

- a) Infringência de qualquer obrigação contratual;
- b) Existência, a qualquer tempo, de débitos fiscais, trabalhistas ou previdenciários, vencidos e não pagos, em nome da Creditada, exceto aqueles que estejam sendo discutidos judicialmente;

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

- **BNDES**

Saldo de R\$ 506.667 (R\$ 571.401, em 2017), sendo o montante de R\$ 333.126 (R\$ 362.523, em 2017) referente a linha de crédito do contrato 1148.1, sobre o qual incidem juros, pagos mensalmente, de 3,28% a.a. acima da TJLP, para os subcréditos A e B; 3,5% a.a. para o subcrédito C, e a variação da TJLP para o subcrédito D; e o montante de R\$ 173.541 (R\$ 208.878, em 2017) referente à linha de crédito do contrato 1149.1, sobre este contrato, incidem juros, pagos trimestralmente, de 1,5% acima da TJLP para o subcrédito A; 3,5% a.a. para o subcrédito B, e a variação da TJLP para o subcrédito C.

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

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

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

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

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

- **Banco Safra**

Saldo de R\$ 206.234 referente à Cédula de Crédito Bancário – CCB contratada junto ao Banco Safra S.A., com juros de CDI + 2,49% ao ano.

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

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

- a) Se ocorrer qualquer uma das causas cogitadas nos artigos 333 e 1425 do Código Civil Brasileiro.
- b) Se não realizarem, na respectiva data de vencimento, qualquer pagamento de sua responsabilidade, decorrente da presente Cédula.
- c) Se tiver(em) sua falência, insolvência civil (concurso de credores), recuperação judicial ou extrajudicial requerida(s), deferida(s) ou decretada(s).
- d) Se qualquer autorização governamental necessária ao cumprimento de qualquer obrigação decorrente desta Cédula for suspensa ou revogada.
- e) Se, sem o expresse consentimento do SAFRA sofrer(em), durante a vigência desta Cédula, qualquer operação de transformação, incorporação, fusão ou cisão, ou qualquer outro tipo de reorganização ou transformação societária.

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

24.2 - Composição dos financiamentos e empréstimos por indexador:

	31/12/2018	31/12/2017
IPCA	183.146	122.491
CDI	603.585	1.271.898
TJLP	333.126	362.523
Sem indexador	378.344	334.309
Total	1.498.201	2.091.221
Principal	1.486.924	2.075.872
Encargos	11.277	15.349
Total	1.498.201	2.091.221

24.3 – Vencimentos das parcelas do passivo não circulante

O valor principal dos financiamentos e empréstimos a longo prazo, no montante de R\$ 1.000.346 (R\$ 1.277.036, em 2016), tem seus vencimentos assim programados:

	31/12/2018	31/12/2017
2020	224.806	396.630
2021	173.980	196.508
2022	128.543	104.149
2023	119.914	66.649
2024	70.688	63.712
Após 2024	224.549	172.698
Total Não Circulante	942.480	1.000.346

24.4 - Mutação dos financiamentos e empréstimos

	Circulante			Não Circulante Principal
	Encargos	Principal	Total	
Saldo em 31/12/2016	15.031	911.942	926.973	1.277.036
Ingressos	-	-	-	571.517
Provisão de Encargos	267.025	-	267.025	-
Variação monetária	-	4	4	4.651
Transferências	-	852.858	852.858	(852.858)
Amortizações/pagamentos	(266.707)	(689.278)	(955.985)	-
Saldo em 31/12/2017	15.349	1.075.526	1.090.875	1.000.346
Ingressos	-	-	-	489.792
Provisão de Encargos	192.072	-	192.072	-
Variação monetária	(541)	2.284	1.743	8.460
Transferências	-	556.118	556.118	(556.118)
Amortizações/pagamentos	(195.603)	(1.089.484)	(1.285.087)	-
Saldo em 31/12/2018	11.277	544.444	555.721	942.480

24.5 – Garantias

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

Empresa	Banco Financiador	Modalidade	Participação na Investida	Valor do Financiamento (Quota parte da Companhia) (*)	Saldo Devedor em 31/12/2018 (*)	Projeção do Saldo Devedor			Término da Garantia
						2019	2020	2021	
TDG	BNB (FNE)	SPE	49,0%	29.764	25.230	24.178	23.002	21.826	30/03/2031
TDG	BNB (FNE)	SPE	49,0%	58.346	52.388	51.386	50.016	48.311	30/10/2032
UHE Sinop	Debêntures	SPE	24,5%	57.820	59.215	60.911	64.072	66.454	15/06/2032
Total				145.930	136.833	136.475	137.090	136.591	

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

25 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/12/2018	31/12/2017
Contribuições sociais	34.884	34.918
Férias	84.343	94.297
Outros	8.538	10.097
Total	127.765	139.312

26 – INCENTIVO AO DESLIGAMENTO DE PESSOAL

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

A Companhia aprovou um programa denominado “Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário – PIDV”, destinado ao desligamento de empregados que possuam a partir de 20 anos de vínculo empregatício efetivo na Companhia ou que estivessem aposentados pelo INSS, e que voluntariamente desejassem aderir cujo prazo de adesão encerrou no dia 10/07/2013.

Aos empregados participantes do PIDV, e a seu grupo familiar, foi assegurado um plano de saúde administrado pela Fachesf, denominado “Fachesf Saúde Mais”, por um período de 60 (sessenta) meses, a partir da data de seu desligamento.

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

Em 31/12/2018, o saldo da provisão corresponde ao montante de R\$ 5.485 para fazer face aos gastos com o PIDV/Plano de saúde.

26.2 - Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE

Em 22/05/2017, a Companhia aprovou um programa denominado “Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE”, destinado ao desligamento voluntário de empregados elegíveis, de acordo com as seguintes regras:

- com idade igual ou superior a 55 anos, com pelo menos 10 anos de vínculo empregatício efetivo na Companhia, já aposentados pelo INSS ou em condições de obter a aposentadoria pelo INSS no mês do desligamento;
- reintegrados e anistiados por meio da Comissão Especial Interministerial – CEI de Anistia (Lei nº 8.878/1994), para os quais não há a exigência de tempo mínimo de vínculo empregatício efetivo na Companhia, nem de estarem aposentados ou em condições de obterem a aposentadoria pelo INSS;
- com idade inferior a 55 anos, com mais de 10 anos de vínculo empregatício efetivo na Companhia e já aposentados pelo INSS, ou integrantes de categorias que têm aposentadoria especial.

Em 2017, houve a adesão de 470 empregados ao PAE, com desligamento de 464 empregados. As despesas com o PAE incluem incentivos financeiros e um plano de saúde, pelo período máximo de 60 (sessenta) meses, a partir da data de seu desligamento. Em 31/12/2018, o saldo da provisão para fazer face a estes gastos corresponde ao montante de R\$ 1.376, referente ao incentivo financeiro.

Plano de Saúde

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

Em 31/12/2018, o saldo da provisão corresponde ao montante de R\$ 19.126 para fazer face aos gastos com o plano de saúde.

26.3 - Plano de Demissão Consensual – PDC

Em 26/03/2018, a Companhia aprovou um programa denominado “Plano de Demissão Consensual – PDC”, destinado ao desligamento voluntário de empregados elegíveis, de acordo com as seguintes regras:

- ter, no mínimo, 10 anos de vínculo empregatício efetivo na Companhia na data do seu desligamento, considerando o limite de 03/12/2018;
- reintegrados e anistiados por meio da Comissão Especial Interministerial – CEI de Anistia (Lei nº 8.878/1994), para os quais não há a exigência de tempo mínimo de vínculo empregatício efetivo na Companhia;

Na primeira fase do Plano se inscreveram 291 empregados e na segunda fase, mais 52, totalizando 343 inscritos, com desligamento de 321 empregados em 2018. As despesas com o PDC incluem incentivos financeiros e um plano de saúde, pelo período máximo de 60 (sessenta) meses, a partir da data de seu desligamento. Em 31/12/2018, o saldo da provisão para fazer face a estes gastos corresponde ao montante de R\$ 31.664, referente ao incentivo financeiro.

Plano de Saúde

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

A Companhia considerou na provisão registrada, o montante de R\$ 78.326 para fazer face aos gastos com o plano de saúde.

27 – BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

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

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

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

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

A seguir, encontra-se o detalhamento dos compromissos referentes aos Planos de Aposentadoria, na forma da Deliberação CVM nº 695/2012, na data-base de 31/12/2018.

PLANO PREVIDENCIÁRIO

• Características Básicas

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

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

O Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida é um plano onde o participante escolhe o seu nível de contribuição e a patrocinadora contribui com um percentual variável da contribuição escolhida pelo participante. A acumulação desses recursos é que irá determinar o valor do benefício do participante. A Chesf se responsabiliza

ainda pelos custos dos benefícios de risco e da administração do plano. Este é o único Plano aberto a novas inscrições.

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

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

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

Perfil populacional dos participantes:

DADOS POPULACIONAIS	31/12/2018			31/12/2017		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Participantes ativos						
Participantes - nº	11	903	3.652	16	1.104	3.737
Idade Média (anos)	63,46	61,41	48,59	64,29	61,49	47,97
Salário Médio em R\$	11.569,43	8.562,62	12.652,60	8.952,71	2.111,01	12.369,00
Aposentados						
Participantes Aposentados - nº	4.098	1.312	815	4.261	1.163	633
Idade Média	74,41	66,04	64,88	74,62	66,58	64,75
Benefício em Médio R\$	5.034,68	3.730,07	4.457,16	4.798,49	3.528,58	3.616,65
Pensionistas						
Números de pensões	1.770	167	163	1.708	160	154
Benefício Médio em R\$	1.990,64	1.161,15	2.494,33	1.954,07	1.136,45	2.360,24
População Total	5.879	2.382	4.630	5.985	2.427	4.524

SEGURO DE VIDA

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

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

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

HIPÓTESES ATUARIAIS E ECONÔMICAS

	2018	2017
Hipóteses Econômicas		
Taxa de juros de desconto atuarial anual	0,00%	9,40%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	4,63%	5,13%
Projeção de aumento médio dos salários	1,50%	5,62%
Projeção de aumento médio dos benefícios	3,89%	4,06%
Taxa média de inflação anual	3,89%	4,06%
Hipóteses Demográficas		
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000 Basic DES	AT-2000 Basic DES
Tábua de mortalidade de inválidos	AT- 49 Segregada por sexo	AT- 49 Segregada por sexo
Tábua de invalidez	Alvaro Vindas	Alvaro Vindas

A taxa de juros de longo prazo considerada baseou-se na prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios.

PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2018

ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES	31/12/2018				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	3.345.967	1.122.249	530.393	66.265	5.064.874
Custo de juros	298.155	103.593	49.547	5.393	456.688
Custo do serviço corrente	490	9	944	4.917	6.360
Benefícios pagos pelo plano	(314.731)	(76.562)	(96.755)	-	(488.048)
Reembolso do serviço corrente	(9.155)	-	(8.164)	-	(17.319)
Contribuições normais e extraordinárias dos participantes ativos (Ganhos)/Perdas atuariais	11.020	191.239	303.544	(26.793)	479.010
Obrigação de benefício definido no final do ano	3.331.950	1.340.528	779.509	49.782	5.501.769
RECONCILIAÇÃO DO VALOR JUSTO DO ATIVO DO PLANO					
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	2.287.102	1.360.422	903.857	-	4.551.381
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	208.246	126.473	86.429	-	421.148
Contribuição paga pela empresa	147.404	2.869	-	-	150.273
Contribuição de participante	204	-	-	-	204
Benefício pago pelo plano	(314.731)	(76.562)	(96.755)	-	(488.048)
Ganhos/(Perdas) nos ativos financeiros	69.586	28.805	201.224	-	299.615
Valor justo do ativo do plano no final do ano	2.397.811	1.442.007	1.094.755	-	4.934.573

PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2017

ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES	31/12/2017				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	3.094.832	1.007.879	854.317	67.242	5.024.270
Custo de juros	330.143	107.344	90.399	7.552	535.438
Custo do serviço corrente	11	359	787	4.671	5.828
Benefícios pagos pelo plano	(317.235)	(71.139)	(65.770)	-	(454.144)
Redimensionamento da obrigação	238.216	77.806	(349.340)	(13.200)	(46.518)
Efeito da experiência do plano	32.707	31.655	(368.619)	(14.177)	(318.434)
Efeito da alteração de premissas financeiras	205.509	46.151	19.279	977	271.916
Obrigação de benefício definido no final do ano	3.345.967	1.122.249	530.393	66.265	5.064.874
RECONCILIAÇÃO DO VALOR JUSTO DO ATIVO DO PLANO					
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	2.127.907	1.318.450	689.861	-	4.136.218
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	226.851	141.485	73.206	-	441.542
Contribuição paga pela empresa	178.498	1.949	8.169	-	188.616
Contribuição de participante	8.667	-	7.729	-	16.396
Benefício pago pelo plano	(317.235)	(71.139)	(65.770)	-	(454.144)
Rendimento do valor justo do ativo do plano (deduzido dos juros sobre o valor justo do ativo)	62.414	(30.323)	190.662	-	222.753
Valor justo do ativo do plano no final do ano	2.287.102	1.360.422	903.857	-	4.551.381

ATIVOS GARANTIDORES POR CATEGORIA

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

Categorias de Ativo	31/12/2018			31/12/2017		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Disponível	559	118	228	137	295	833
Realizável	269.684	18.419	94.144	268.754	16.361	109.174
Títulos Públicos	1.889.145	1.354.638	2.838.501	1.819.060	851.110	2.476.033
Crédito de Depósitos Privados	222.287	24.106	202.159	186.151	-	-
Investimentos em Fundos	75.092	27.646	31.976	82.729	428.893	238.674
Investimentos imobiliários	27.715	9.945	5.497	41.198	-	5.591
Empréstimos e financiamentos	145.396	32.981	141.534	144.851	87.832	99.678
(-) Exigíveis Previdenciários	(52.930)	(18.494)	(96.208)	(51.912)	(10.415)	(146.869)
(-) Exigível Contingencial	(157.309)	-	-	(184.534)	-	-
(-) Fundo de Investimentos	(21.828)	(7.352)	(9.283)	(19.332)	-	(8.095)
Ajuste para valor de mercado	-	-	-	-	(13.654)	-
Valor justo - parte CD	-	-	(2.113.793)	-	-	(1.871.162)
Valor justo dos ativos do plano	2.397.811	1.442.007	1.094.755	2.287.102	1.360.422	903.857

FLUXO PROJETADO DE PAGAMENTO DE BENEFÍCIOS

Valores esperados	Posição em 31/12/2018		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Até 1 ano:	333.958	35.036	35.249
De 1 ano a 2 anos:	668.106	78.596	70.765
De 2 anos a 5 anos:	664.731	87.033	71.127
Acima de 5 anos:	2.743.037	469.004	360.154
Total dos pagamentos esperados pelo Plano:	4.409.832	669.669	537.295

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO COM BENEFÍCIOS POS-EMPREGO

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
Saldo em 31/12/2016	1.187.936	-	164.455	67.243	1.419.634
Custo dos Juros e do Serviço	94.636	359	10.251	12.221	117.467
Pagamentos	(165.495)	-	(64.413)	-	(229.908)
Ajuste atuarial	(58.212)	(359)	(110.293)	(13.199)	(182.063)
Saldo em 31/12/2017	1.058.865	-	-	66.265	1.125.130
Custo dos Juros e do Serviço	81.244	9	(7.220)	10.310	84.343
Pagamentos	(131.095)	-	(55.639)	-	(186.734)
Ajuste atuarial	31.913	(9)	62.859	(26.793)	67.970
Saldo em 31/12/2018	1.040.927	-	-	49.782	1.090.709

CUSTO PERIÓDICO LÍQUIDO

	Exercício de 2018				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO					
Custo do serviço	490	9	944	4.917	6.360
Custo dos juros	89.909	-	-	5.393	95.302
Contribuição de participantes	(9.155)	-	(8.164)	-	(17.319)
CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO PERÍODO	81.244	9	(7.220)	10.310	84.343

	Exercício de 2017				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO					
Custo do serviço	11	359	787	4.671	5.828
Custo dos juros	103.292	-	17.193	7.552	128.037
Contribuição de participantes	(8.667)	-	(7.729)	-	(16.396)
CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO PERÍODO	94.636	359	10.251	12.223	117.469

MOVIMENTAÇÃO DE BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO EM OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
Saldo em 31/12/2016	(1.396.995)	(31.648)	(336.956)	(55.280)	(1.820.879)
Ganhos e perdas	58.212	359	110.293	13.199	182.063
Saldo em 31/12/2017	(1.338.783)	(31.289)	(226.663)	(42.081)	(1.638.816)
Ganhos e perdas	(31.913)	9	(62.859)	26.793	(67.970)
Saldo em 31/12/2018	(1.370.696)	(31.280)	(289.522)	(15.288)	(1.706.786)

ANÁLISES DE SENSIBILIDADES NAS HIPÓTESES ADOTADAS

PLANO BD			
Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação			
Taxa	Total da Obrigação	Variação	
Real	3.331.950	-	
Aumento (1%)	2.965.811	-11%	
Redução (1%)	3.735.900	12%	
Sensibilidade do crescimento salarial sobre as obrigações			
Taxa	Total da Obrigação	Variação	
Real	3.331.950	0,00%	
Aumento (1%)	3.369.752	1,00%	
Redução (1%)	3.291.318	-1,00%	

PLANO BS			
Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação			
Taxa	Total da Obrigação	Variação	
Real	1.340.528	-	
Aumento (1%)	1.193.221	-11%	
Redução (1%)	1.503.047	12%	

PLANO CD			
Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação			
Taxa	Total da Obrigação	Variação	
Real	779.509	-	
Aumento (1%)	693.851	-11%	
Redução (1%)	874.013	12%	
Sensibilidade do crescimento salarial sobre as obrigações			
Taxa	Total da Obrigação	Variação	
Real	779.509	-	
Aumento (1%)	779.936	0,00%	
Redução (1%)	779.082	0,00%	

SEGURO DE VIDA			
Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação			
Taxa	Total da Obrigação	Variação	
Real	49.783	-	
Aumento (1%)	44.312	-11%	
Redução (1%)	55.818	12%	

PASSIVO ATUARIAL DOS PLANOS PREVIDENCIÁRIOS CONTRATADOS

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

<u>Descrição</u>	31/12/2018	31/12/2017
Planos previdenciários	1.040.927	1.058.865
Seguro de vida	49.782	66.265
Total	1.090.709	1.125.130
Circulante	116.042	151.616
Não circulante	974.667	973.514

Os valores reconhecidos no período foram apurados com base no laudo atuarial preparado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

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

OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: plano de saúde, seguro de vida, auxílio refeição, auxílio transporte e auxílio educação, que são periodicamente negociadas por ocasião dos acordos coletivos de trabalho. No exercício, a Companhia despendeu com essas rubricas o montante de R\$ 178.624 (R\$ 204.208, em 2017).

28 – OUTROS PASSIVOS

	31/12/2018	31/12/2017
<u>Circulante</u>		
Benefícios pós-emprego – contribuição normal	-	11.668
Aquisição de imóveis – acampamento	-	923
Convênio MME	-	4.707
Cauções em garantia	4.311	3.665
Acordo Chesf/Senai	1.366	1.230
Entidade seguradora	47	169
Aquisição da conexão à SE Pirapama II	1.353	1.353
Contas a Pagar - Eletropar	73	73
Outros	2.551	54.855
	9.701	78.643
<u>Não Circulante</u>		
Outras provisões - FID	-	58.522
Provisão E.S.S.	15.114	15.114
FGTS Conta-Empresa	4.703	4.490
	19.817	78.126
Total	29.518	156.769

Fator de Disponibilidade de Geração – FID

A provisão do Fator de Disponibilidade de Geração - FID foi constituída em razão da recontabilização dos valores referentes ao Complexo Paulo Afonso – Moxotó no período de dezembro de 2009 a janeiro de 2013 devido à alocação de energia superior no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, quando da aplicação do Mecanismo de Redução da Energia Assegurada – MRA, por erro material identificado no cálculo do FID na CCEE, em relação aos valores de indisponibilidades apurados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

29 – RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E AMBIENTAIS

	Provisão em 31/12/2017	Adições (reversões)	Baixas	Provisão em 31/12/2018
Trabalhistas	146.003	19.004	(44.929)	120.078
Cíveis	2.111.913	506.144	(70.348)	2.547.709
Fiscais	40.388	11.416	(4.259)	47.545
Total	2.298.304	536.564	(119.536)	2.715.332

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

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

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

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

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

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

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

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

- 1.1) A Chesf é autora de uma ação na qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, CONSTRAN S.A. - Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A. (rés neste processo, e aqui doravante assim referidas), e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350.000 (valores da época, convertidos em reais), em dobro. As mesmas rés, além de contestarem o feito, ajuizaram, em paralelo, reconvenção pleiteando a condenação da Chesf a pagamentos vencidos decorrentes do mesmo aditivo contratual não tempestivamente liquidados pela Companhia (glosa parcial do Fator K entre julho de 1990 e dezembro de 1993, em obediência à Lei nº 8.030/1990, e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996).

Após longa tramitação processual nas instâncias ordinárias, incluindo controvérsia em torno do ramo judiciário competente para seu processamento e julgamento (a Chesf e a União, sua assistente no processo, entendem pela competência da Justiça Federal; o Tribunal Regional Federal da 5ª Região, à luz da Lei nº 8.197/1991, entendeu ser a competência da Justiça Estadual, entendimento este ratificado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco/TJPE – o Superior Tribunal de Justiça/STJ, instado a se pronunciar na matéria, não conheceu do correspondente recurso especial por razões exclusivamente processuais), a ação da Chesf foi julgada improcedente e a reconvenção das rés julgada procedente, ambas as decisões proferidas pelo TJPE.

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

anteriormente julgado) e novamente foram opostos Embargos de Declaração pela Chesf, que foram rejeitados com aplicação de multa de 0,01% do valor da causa. Posteriormente, a Chesf apresentou no prazo legal recurso de Embargos de Divergência (EResp) e Recurso Extraordinário (RE): o EResp, por suas particularidades específicas, depende de apreciação em parte pela Corte Especial e em parte pela primeira seção, ambas do mesmo STJ – perante a corte especial do STJ houve julgamento de improcedência (fevereiro/2016), e atualmente o mesmo EResp aguarda apreciação pela primeira seção do mesmo STJ; o RE, interposto na mesma oportunidade mas destinado ao STF, apenas será oportunamente apreciado após o esgotamento da apreciação do EResp em todas as suas instâncias internas do STJ.

Por outro lado, tramita em primeira instância, perante a 12ª vara cível de Recife-PE, procedimento de “Cumprimento provisório de sentença”, proposto pelas mesmas partes adversas à Chesf no caso, onde (i) houve cálculo do contador judicial homologado pelo juízo (ainda que aplicando critérios de atualização manifestamente equivocados para o caso) fixando (provisoriamente) o valor da condenação principal (para abril/2015) em aproximadamente R\$ 1.035 milhões, (ii) houve a apresentação pela Chesf de “seguro garantia” originalmente acolhido pelo juízo processante, mas, em sede recursal, recusado pelo TJPE, (iii) até dezembro/2016 tinha havido a penhora de ativos financeiros bancários da Chesf em montante aproximado de R\$ 500 milhões e (iv) a Chesf apresentou recursos de Agravo e Reclamação pendentes de apreciação pelo TJPE (Relator, Des. Eduardo Paurá). Porém, em 07/12/2016, em face de nova iniciativa recursal da Chesf por meio do REsp 1.530.912, em trâmite no STJ e referido àquele mesmo processo ordinário (“ação de liquidação”), obteve-se decisão monocrática/liminar do respectivo relator (Ministro Mauro Campbell Marques, da 2ª seção) consubstanciada na atribuição de efeito suspensivo no referido recurso, que apresenta como consequência a extinção/suspensão da ação de liquidação e da ação de execução provisória (esta por ser originária da ação de liquidação), consequentemente liberando-se na íntegra (alvará expedido em 26.01.2017), em favor da Chesf, a totalidade do valor até então bloqueado/penhorado: aguarda-se o julgamento colegiado/definitivo do referido REsp 1.530.912.

A Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, atualizou a provisão em seu passivo não circulante, no montante de R\$ 1.293.550 e outros adicionais de R\$ 129.355, relativamente ao valor da condenação em honorários de sucumbência em favor dos patronos das partes adversas à Chesf (estes fixados à razão de 10% sobre o valor da condenação principal e mais R\$100), tudo o acima referido tomando especialmente por referência, de um lado, a decisão manifestada pelo TJPE em ação de liquidação (proposta pelo Consórcio Xingó – CBPO/CONSTRAN/Mendes Junior), atualmente em curso perante o STJ sob o nº RESP 1.530.912, distribuído naquela corte e ainda ali aguardando processamento e julgamento com atribuição de efeito suspensivo no recurso conforme acima referido (há, no mesmo processo, também Recurso Extraordinário com destino ao Supremo Tribunal Federal), e, de outro lado, os valores em torno dos quais (inclusive conforme suscitado no ora Recurso Especial acima referido) há a convicção de descabimento/inaplicação ao caso. Inexiste previsão de tempo para o desfecho desta lide.

- 1.2) Ação de Indenização de 14.400 ha. de terra na Fazenda Aldeia, proposta na Comarca de Sento Sé (BA), pelo Espólio de Aderson Moura de Souza e esposa (distribuído e atuado à época sob o número 0085/1993, atualmente 0000023-22.1993.805.0242). A sentença foi julgada procedente no primeiro grau para condenar a Chesf no valor de R\$ 50.000, (principal mais juros e correção monetária). Em 31/12/2008, a Chesf interpôs recurso para o Tribunal de Justiça da Bahia. Em 31/03/2009 o processo foi transferido para a Justiça Federal face intervenção da União Federal na qualidade de assistente (sendo atuado sob o número 0003437-77.2011.4.01.3305). Em 30/06/2011 foi julgado parcialmente procedente recurso de apelação interposto pela Chesf perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, sendo negado provimento à apelação do autor. Em 30/09/2011 foi ajuizada Ação Rescisória (0054126-49.2011.4.01.0000) perante o Tribunal Regional Federal da Primeira Região, tendo sido deferida liminar em 31/12/2011 determinando a suspensão da execução do processo principal, o que se perdura até este momento. A Companhia possui em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nesta Ação no valor de R\$ 161.135. Em 31/12/2018, referida Ação Rescisória ainda encontra-se pendente de julgamento.
- 1.3) Ação de Desapropriação movida pela Companhia contra Herculano Galdino do Nascimento (Processo 0000538-66.2007.805.0245). Tendo como parte o sucessor, Henrique Moraes do Nascimento, cujo objeto da causa é a contestação do valor indenizatório pago à época. A Companhia mantém em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nesta ação no valor de R\$ 52.000. Processo em fase de instrução – laudo pericial. Em 06/07/2018 decisão da Justiça Federal não reconhecendo interesse jurídico da União para intervir no feito e remetendo o autos para a Justiça Estadual, decisão da qual a AGU interpôs recurso, pendente de julgamento.
- 1.4) O GSF (*Generation Scalling Factor*) é um índice sistêmico que indica a quantidade de energia gerada por todas as usinas hidráulicas participantes do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) do Sistema Interligado Nacional – SIN em relação à garantia física total (lastro) do MRE. A grave condição hidrológica que o Sistema Elétrico vem enfrentando, desde 2014, tem provocado uma judicialização sem precedentes

no setor, que vem convivendo com uma série de liminares que afetam o adequado funcionamento do Mercado de Curto Prazo – MCP. Em julho de 2015, fruto de liminares de outros agentes, a Chesf foi imputada mediante as regras adotadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a ratear o valor inadimplido de outros agentes devido a exposição do GSF, mesmo não tendo dado causa ao problema. A Chesf então, acionou a esfera judicial e obteve, através de liminar, a neutralidade dos efeitos do rateio de liminares de outros agentes e dos efeitos do GSF, inferior a 95% nas contabilizações no MCP. Desde então, independentemente do valor de GSF ocorrido nesse período, a Chesf vem percebendo, nos montantes contabilizados no MCP um “crédito” proveniente dos efeitos da liminar concedida. Os valores correspondem ao lastro das usinas não cotistas, no âmbito do MRE, quais sejam: a usina de Sobradinho e parcela de energia não alocada ao regime de cotas das demais usinas da Chesf conforme disciplinado pela Lei 12.783/2013. Considerando que os riscos hidrológicos para as usinas não cotistas, pela legislação atual, são imputados aos geradores hidráulicos, a Chesf avalia que os efeitos da liminar podem ser tempestivamente suspensos, tendo como consequência imediata a “devolução”, via contabilização no MCP, dos valores percebidos nas liquidações, desde 2015, quando foi proferida a liminar. Portanto, a empresa vem procedendo o provisionamento dos valores que estão sendo creditados mensalmente para a Chesf na liquidação na CCEE decorrentes da limitação do GSF imposta pela referida liminar. A Companhia possui no seu passivo não circulante, provisão para suportar eventual perda, no valor de R\$ 831.352.

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

	31/12/2018	31/12/2017
Trabalhistas	158.227	171.134
Ambientais	2.853	706
Cíveis e fiscais	8.885.542	8.994.233
Total	9.046.622	9.166.073

- 2.1) Dentre essas destacam-se as seguintes:

- 2.1.1) Ação de indenização ajuizada pelo Consórcio formado pelas empresas CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior, ajuizada em 08/06/1999, processo nº 0012492-28.2010.4.05.8300, na qual pede a condenação da Companhia ao pagamento de compensação financeira adicional, em virtude de atraso no pagamento das faturas do contrato referente à Usina Hidrelétrica Xingó, para as faturas emitidas após 30/04/1990 (“Pós-Collor”). Na aludida ação, as autoras formularam pedidos genéricos, limitando-se a apontar a existência de um suposto direito a compensação financeira, remetendo a apuração dos valores para a liquidação da sentença.

A Chesf contestou a ação, inclusive pedindo que a União Federal fosse admitida no feito, com a consequente remessa do processo a uma das Varas da Justiça Federal em Pernambuco. Após a apresentação de perícia foi proferida sentença, pela justiça estadual, sendo a Chesf condenada a pagar aos autores a importância de R\$ 23.766, a preços de setembro de 2004 (R\$ 51.568, segundo cálculos da Chesf, em 31/03/2010). Contra essa decisão, a Chesf interpôs recurso de apelação, onde foi declarada, pelo TJPE a nulidade da sentença, por ter sido proferida por Juiz incompetente (uma vez que a União Federal havia sido admitida no feito), e determinando o envio dos autos à Justiça Federal. A Justiça Federal de Pernambuco recebeu o processo no estado em que se encontrava, não tendo determinado a realização de nova perícia, e tendo proferido nova sentença, condenando a Chesf ao pagamento das importâncias acima discriminadas. Diante dessa situação a Companhia interpôs recurso de apelação, para o Tribunal Regional Federal da 5.ª Região, no qual requereu a anulação do processo a partir da fase da perícia. Ato contínuo, a autora interpôs recurso de apelação adesivo. Julgados ambos os recursos pela 4ª turma do TRF5, em decisão publicada em 10/12/2014 que determinou a condenação ao pagamento de indenização relativa aos encargos moratórios calculados incorretamente sobre as parcelas pagas com atraso pela Chesf. Prevalendo as conclusões do perito judicial no que tange ao equívoco da Chesf no cálculo dos encargos contratuais, exceto no que tange à necessidade de correção do anatocismo verificado no pagamento parcial das faturas e na incidência de juros de mora da parte dispositiva da sentença após 30/09/2001. Honorários reduzidos para R\$ 20. Embargos de declaração apresentados pela Chesf, pela União Federal e pela CBPO. Os embargos da CBPO foram providos para fixar os honorários em 2,5% do valor da condenação. Os embargos da Chesf e da União foram improvidos. Apresentados Recursos Especial e Extraordinário, estes foram admitidos e remetidos ao STJ. Distribuído o RESP 1.611.929/PE por dependência ao Ministro Mauro Campbell, 2ª Turma. Vistas ao MPF em 13/09/2016. Houve manifestação/parecer da Procuradoria-Geral da República junto ao STJ parcialmente favorável ao Recurso Especial da Chesf. A referida ação encontra-se pendente de julgamento. Em 09/05/2018 os autos

foram conclusos para julgamento ao Ministro Herman Beenjamin após pedido de vista em sessão de julgamento de 03/05/2018. Em 15/01/2019, foi proferida sentença de reconhecimento da prescrição ainda não publicada.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 23.765.

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

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

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

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

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

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

Em 04/03/2016, o juiz determinou que a Chesf depositasse em juízo, a título de honorários periciais complementares, o montante de R\$ 755.350,56, dividido em 03 parcelas mensais (nos meses de março, abril e maio de 2016), bem como um valor adicional de R\$ 50 para cobrir as despesas com o deslocamento (passagens aéreas), hospedagem e alimentação dos peritos na audiência de esclarecimento do laudo pericial, realizada nos dias 28 e 29/03/2016.

O parecer dos assistentes técnicos da Chesf, que impugnou os laudos periciais, foi apresentado em ambos os processos judiciais em 30/05/2016. Por sua vez, as alegações finais da Chesf foram protocolizadas tempestivamente em 19/09/2016, estando os processos, em 31/12/2018, conclusos para sentença.

Suportada em avaliação dos advogados que patrocinam as causas pela Companhia, a expectativa da Administração sobre a possibilidade de perda dessas ações é possível quanto ao insucesso da defesa e remota quanto aos valores dos pedidos.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 715.673.

- 2.1.3)** Ação ordinária proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 2002.34.00.026509-0 – 15ª Vara Federal-DF) visando à contabilização e liquidação pela Aneel das transações do mercado, relativa à exposição positiva (lucro) verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000.

Decisão interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento da AES SUL (Processo nº 2002.01.00.040870-5) interposto contra a Aneel, resultou num débito de aproximadamente R\$ 110.000, com pagamento estipulado para o dia 07/11/2008.

Para suspender a exigibilidade do débito, foram adotadas naquela oportunidade as seguintes providências jurídicas: 1) ajuizamento de Pedido de Suspensão de Liminar no STJ; 2) impetração de Mandado de Segurança perante o Tribunal de Justiça do Distrito Federal - TJDF; 3) protocolização de petição postulando o ingresso da Chesf no processo, na condição de litisconsorte passiva necessária. Foram acolhidos os procedimentos 2 e 3, com a consequente reforma da liminar e suspensão do débito em questão. A Chesf ingressou na lide como litisconsorte passiva necessária e contestou a ação. Em 31/12/2011 o Tribunal Regional Federal da 1.ª Região havia julgado procedente o mandado de segurança interposto pela Chesf (medida 2), tendo a AES ingressado com Recurso Especial, que após negado provimento, interpôs recurso de apelação. A Ação foi julgada improcedente e os embargos de Declaração rejeitados, havendo assim, a apresentação de recurso de apelação pela autora. Em 31/12/2012, haviam sido oferecidos contrarrazões pela Chesf, estando pendente de apreciação a remessa para o TRF 1.ª Região. Em 31/03/2013 – TRF 1.ª Região julgou procedente o MS interposto pela Chesf (medida 2). REsp da AES, julgado. Mantida a Segurança. Ação julgada improcedente. Embargos Declaração rejeitados. No dia 26/03/2014 o Recurso de Apelação interposto pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia foi julgado e provido pelo TRF 1ª Região. Contra o acórdão que deu provimento à Apelação a Chesf opôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Em 31/12/2015 o acórdão que improviu os embargos de declaração se achava pendente de publicação. Tendo sido publicado o acórdão em 14/01/2016, a Chesf e as demais rés interpuseram recurso de embargos infringentes, com o objetivo de fazer prevalecer o voto vencido. Essa posição se mantém inalterada em 31/12/2018, vez que ainda não houve o julgamento dos embargos infringentes.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 110.

- 2.1.4)** Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal junto à subseção Judiciária de Paulo Afonso – BA (processo n.º 2490-83.2012.4.01.3306) onde, em síntese, persegue a obtenção de decreto judicial que declare a inexistência do Aditivo ao Acordo de 1986, celebrado no ano de 1991, firmado entre a Chesf e os representantes do Polo Sindical dos Trabalhadores Rurais do Submédio São Francisco. O valor atribuído à causa foi de R\$ 1.000.000. Foi proferida sentença que declarou a nulidade do acordo de 1991, entre a Chesf e o Polo Sindical, que alterou a forma de cálculo da VMT para o equivalente a 2,5 salários mínimos; bem como para determinou o pagamento das diferenças apuradas, desde 1991, entre a verba efetivamente paga e o valor de 2,5 salários mínimos, monetariamente corrigidos e acrescidos de juros moratórios para cada família que recebeu ou ainda recebe a VMT, pelo respectivo período que tenha recebido e que pertençam à competência territorial desta Subseção Judiciária, ressalvados os casos dos reassentados que celebraram os termos de acordos extrajudicial e a escritura pública de doação com a requerida, renunciando os benefícios da VMT, assim como afastou o direito dos interessados à percepção das parcelas atingidas pela prescrição quinquenal, a contar do ajuizamento da ação. Contra a sentença foram opostas apelações pela Chesf e pelo MPF, recursos esses que aguardam julgamento, sendo distribuídos por dependência em 30/11/2016 ao relator Desembargador Federal Neilton Guedes – Quinta Turma. Em 31/12/2016 estava concluso para relatório e voto – sendo o processo redistribuído por sucessão para a Desembargadora Federal Danielle Maranhão Costa em 14/11/2017. Essa posição permanece inalterada em 31/12/2018.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 1 bilhão.

- 2.1.5)** Processo n.º 2014.01.1.193316-6, em trâmite perante a 23.ª Vara Cível da Circunscrição Judiciária de Brasília – DF. Trata-se de ação ordinária proposta pela Energia Potiguar Geradora Eólica S.A., Torres de Pedra Geradora Eólica S.A., Ponta do Vento Leste Geradora Eólica S.A., Torres de São Miguel Geradora Eólica S.A., Morro dos Ventos Geradora Eólica S.A., Canto da Ilha Geradora Eólica S.A., Campina Potiguar Geradora Eólica S.A., Esquina dos Ventos Geradora Eólica S.A., Ilha dos Ventos Geradora Eólica S.A., Pontal do Nordeste Geradora Eólica S.A., e Ventos Potiguares Comercializadora de Energia S.A. tendo por objeto a indenização em danos materiais (danos emergentes e lucros cessantes), no valor de R\$ 243.067, e que seriam decorrentes de suposto atraso na entrada em operação comercial da LT Extremoz II – João Câmara II e da SE João Câmara II. Oferecida contestação e deferida produção de prova pericial em 10/03/2016, laudo apresentado pelo perito do juízo desfavorável à Chesf, com consequente pedido de esclarecimentos. Petição solicitando oitiva do perito em audiência.

O requerimento de oitiva em audiência foi negado pelo MM. Juízo que, no entanto, deferiu a elaboração da perícia contábil, tendo intimado a Chesf a realizar o depósito dos honorários periciais. A Chesf ofereceu quesitos e depositou os honorários do perito do juízo. As autoras impugnaram os quesitos apresentados pela Chesf. O MM. Juízo da 23.ª Vara Cível determinou a oitiva da Chesf acerca da impugnação dos quesitos pela

parte Autora. Foi deferido parcialmente o pedido de inclusão de novos quesitos por parte das Autoras, o que gerou o pagamento de custas complementares para o perito contábil. O perito contábil apresentou do laudo do qual houve manifestação da Chesf em 25/09/2017. Em 29/01/2018, foi proferida sentença condenatória em desfavor da Chesf no valor de R\$ 432.313.044,18 (quatrocentos e trinta e dois milhões, trezentos e treze mil, quarenta e quatro reais e dezoito centavos), da qual foram interpostos embargos de declaração pela Chesf, aos quais foi negado provimento aos 28/02/2018, tendo sido interposto recurso de apelação pela Chesf aos 26/03/2018. Aos 31/03/2018, o processo se encontrava com prazo para contrarrazões da apelação da Chesf. Ofertadas as contrarrazões pela Chesf, o processo foi encaminhado ao Tribunal de Justiça do Distrito Federal e Territórios para julgamento das apelações interpostas. A União ingressou no feito manifestando interesse jurídico na demanda, o que foi deferido. A ABRATE requereu ingresso na condição de *amicus curiae*. Julgamento iniciado em 13/03/2019, mas suspenso por pedido de vista formulado por um dos Desembargadores que compõem a 5ª Turma do TJDF.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 462.536.

- 2.1.6)** Processo n.º 33328-13.2015.4.01.3400 – 15.ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal. Trata-se de ação civil pública manejada pela Aneel com o intuito de cobrar da Chesf supostos prejuízos que os consumidores finais de energia elétrica teriam tido com os atrasos das obras referentes às chamadas Instalações de Geração Compartilhada – ICGs. Esse prejuízo remontaria a R\$ 1.471 milhões. A Chesf recebeu a citação, tendo apresentado contestação ao feito no dia 04/12/2015. Apresentada réplica pela ANEEL, o juiz indeferiu produção de provas requeridas pela Chesf. O MM. Juízo da 15.ª Vara Federal determinou a intimação do Ministério Público Federal para manifestação a qual foi realizada. A Chesf peticionou para suspensão do processo, face estratégia de levar o caso à CCAF/AGU. Em 31/12/2017 o pedido de suspensão foi deferido pelo MM. Juízo da 15ª Vara Federal, pelo prazo de 6 (seis) meses. Foi protocolado requerimento para a CCAF/AGU aos 26.03.2018. A Chesf estava no aguardo da marcação, pela CCAF, da primeira audiência de conciliação entre Chesf e Aneel. Houve audiência de conciliação, na qual as partes não demonstraram interesse em conciliar. O juízo abriu vistas às partes, tendo a Chesf encaminhado manifestação em 03/10/2018. Em 16/10/2018 os autos foram retirados pelo Ministério Público Federal. Processo encontra-se concluso para sentença desde o dia 06.12.2018.

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

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

- 2.1.7)** Processo 0002226-70.2017.8.25.0014 (Comarca de Canindé do São Francisco) – Ação movida pelo Município de Canindé do São Francisco, requerendo o DVA devido em face de valor recebido da União Federal pela Chesf, pertinente a indenização referente à Usina de Xingó. O Município de Canindé do São Francisco pleiteia basicamente: (a) que o Estado de Sergipe proceda a inclusão no Valor Adicionado do ano base de 2013 do montante de R\$ 2.925.318.050,00, recalculando o IPM em razão do complexo hidroelétrico Usina de Xingó, da mesma forma aos anos subsequentes, para efeito na participação do rateio de ICMS no ano de 2017, com trespasse dos dados ao TCE/SE para republicação do Ato Deliberativo n.º 884/2016, sob pena de multa diária de R\$100.000,00 (cem mil reais); e b) que o Estado de Sergipe compelido a, no prazo de 48 horas, juntar aos autos o mapa de apuração do valor adicionado do ICMS do Município Autor, referente aos exercícios 2013, 2014, 2015 e 2016, destacando-se se houve, na composição do valor do IPM respectivo, a inclusão dos valores percebidos pela CHESF a título de antecipação, na forma do item “a” acima. (c) reconhecer a relação jurídico-tributária decorrente da antecipação de receita realizada pela União Federal em favor da Chesf, como elemento fiscal tributável, atestando a sua inclusão do valor do ICMS devido e ao produto de distribuição afeto ao VAF – Valor Adicionado do Município de Canindé de São Francisco; (d) sejam compelidos todos os Réus a procederem os ajustes contábeis e financeiros necessários à inclusão no Valor Adicionado do ano base de 2013 do montante de R\$ 2.925.318.050,00, recalculando o IPM e participação do rateio de ICMS, em razão do complexo hidroelétrico Usina de Xingó para todos os anos subsequentes, condenando-os a ressarcirem o Requerente aos valores suprimidos indevidamente desde 2013, em montante a ser apurado por perícia contábil realizada nos autos. A União Federal, quando citada ainda no âmbito da Justiça Federal, alegou a sua ilegitimidade passiva e requereu a exclusão da lide. A Chesf apresentou defesa. O juízo federal indeferiu a tutela de urgência do município, tendo sido essa decisão atacada por agravo de instrumento, e mantida pelo E. TRF da 5.ª Região. O pedido de ilegitimidade passiva da União foi acolhido, tendo os autos sido remetidos para a Comarca de Canindé do São Francisco – SE. Na Comarca de Canindé do São Francisco – SE, o MM. Juízo proferiu despacho requerendo às partes que procedessem com a especificação de provas. Em 31/03/2018 a Chesf havia peticionado, requerendo a produção de prova pericial contábil, a ser realizada por especialista em contabilidade do setor elétrico. Aos 30/04/2018, o Município

Requeru a suspensão do feito. Em 01/05/2018, houve a juntada de contestação por parte do Estado de Sergipe. Aos 24/05/2018, despacho do juízo intimando o Município para oferecer réplica à contestação, bem como para que a Chesf e o Estado de Sergipe se manifestem em 15 (quize) dias após a réplica, caso haja juntada de documentos. Aos 26/06/2018, oferecimento de réplica por parte do Município. Em 12/09/2018, a União Federal peticiona manifestando interesse no feito, tendo sido o Município intimado a se manifestar sobre o ingresso da União aos 02/10/2018. Em 31/12/2018 o processo encontra-se aguardando despacho do Juiz de Direito, se vai acolher ou não o pedido.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 2.925.318.

3) Com *risco de perda remoto* destaca-se a seguinte ação:

3.1) Apesar de ser considerada pelos administradores e procuradores jurídicos da Companhia como de risco de perda remoto, existe uma ação de cobrança em andamento movida pela Construtora Mendes Júnior S.A., contratada para a construção da Usina Hidrelétrica Itaparica, por alegados prejuízos financeiros resultantes de atraso no pagamento de faturas por parte da Companhia.

A referida Ação de Cobrança está baseada na Ação Declaratória julgada procedente para o fim de declarar a existência de uma relação de crédito da Mendes Júnior junto à Chesf, assegurando ressarcimento financeiro.

Nesta ação de cobrança a Construtora Mendes Júnior S.A. obteve sentença do Juízo da 4ª Vara Cível, posteriormente anulada, que condenava a Chesf ao pagamento da quantia que, incluindo honorários advocatícios e correção monetária até o mês de agosto de 1996, calculado segundo critério determinado pelo juízo, seria de aproximadamente R\$ 7 bilhões, valor não atualizado desde então.

Após decisão do Superior Tribunal de Justiça de não conhecer recurso especial interposto pela Construtora Mendes Júnior e confirmar decisão da 2ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que anulou a sentença, determinando ainda a redistribuição do processo a uma das Varas Federais de Pernambuco, o processo foi encaminhado à 12ª Vara Federal, tomando o número 2000.83.00.014864-7, para ser feita nova perícia e ser proferida nova sentença.

A Perícia foi apresentada. Devendo ser destacado que o Perito, respondendo a quesito da Chesf, declarou “não ser possível, a partir da análise dos registros contábeis da Mendes Júnior, afirmar ter ela captado, nos períodos em que ocorreram atrasos no pagamento das faturas, recursos no mercado financeiro, especificamente para o financiamento da obra de Itaparica”. Essa resposta foi confirmada pela análise feita pelo Assistente Técnico da Chesf.

O Ministério Público Federal apresentou manifestação com pedido de declaração de nulidade de todo o processo e, no mérito, pediu a improcedência da ação.

A ação foi julgada procedente em parte, conforme sentença publicada em 08/03/2008. Contra a sentença, a Chesf apresentou embargos de declaração, acatados pela MM. Juíza por meio de decisão que esclareceu alguns pontos da sentença relativos à apuração de eventual dívida da Chesf com a Mendes Júnior.

A Chesf apresentou recurso de apelação, em que pediu a improcedência total da ação; considerando que, nesta ação de cobrança, cabia à Mendes Júnior, para fazer jus a alguma espécie de ressarcimento financeiro, em cumprimento à decisão proferida na Ação Declaratória anteriormente ajuizada, comprovar que captou recursos especificamente para o financiamento da obra de Itaparica, em decorrência do atraso da Chesf no pagamento de algumas faturas; e que as despesas financeiras que teve, com essa captação de recursos, teriam sido superiores ao total de acréscimos pagos pela Chesf, em decorrência desses atrasos. A União Federal e o Ministério Público Federal apresentaram recursos no mesmo sentido que o apresentado pela Chesf.

Em sessão realizada em 25/10/2010, o Tribunal Regional Federal da 5ª Região deu provimento aos recursos interpostos pela Chesf, União e Ministério Público Federal, e julgou a aludida ação inteiramente improcedente. Apresentados recursos especiais e extraordinários pela Construtora Mendes Júnior o TRF 5ª Região negou-lhes seguimento, ensejando a interposição de agravos de instrumento. Em 31/12/2012 os agravos interpostos pela Mendes Júnior haviam subido para Superior Tribunal de Justiça – ARESP 205.843 (2012/0155289-6), sob a relatoria do Min. Sergio Kukina. Apresentou o Ministério Público Federal parecer opinando pelo não provimento do agravo, que foi julgado improcedente em 19/02/2014. A Mendes Junior apresentou Agravo Regimental o qual fora convertido em REsp e levado à sessão de julgamento em 04/12/2014, onde houveram sustentações orais de todas as partes envolvidas. Por motivo de pedido de vista do Min. Benedito Gonçalves a sessão foi suspensa, com sua retomada em 18/12/2014, quando, à unanimidade, a Primeira Turma decidiu por não conhecer do Recurso Especial interposto pela Mendes Júnior. O acórdão foi publicado em 19/03/2015. Interpostos embargos de declaração estes foram rejeitados pelo STJ. Após a rejeição dos

embargos, a Mendes Junior apresentou recurso extraordinário, que, negado seguimento foi objeto de agravo (ARE971.889) que aguarda julgamento após distribuição do Min. Barroso. Redistribuído à Min. Rosa Weber, que negou seguimento ao recurso. Interposto agravo regimental pela Mendes Junior que aguarda julgamento.

Considerando a existência da decisão do Tribunal Regional Federal da 5ª Região, informamos ser remoto o risco de a Chesf vir a ter perda nesta ação.

- 3.2)** Ação indenizatória proposta pela Hidroservice, processo nº 0009364-44.2003.4.05.8300 que tramita na 2ª Vara Federal-PE, objetivando a anulação de acordo de securitização setor elétrico com indenização pelo deságio na negociação de títulos recebidos, juros bancários. O valor atribuído à causa foi de R\$ 250.000 (históricos), estando estimado em R\$ 2.102.844. Apelações improvidas, mantendo a sentença que julgou improcedente a ação. Embargos de Declaração julgados em 26/11/2013 para corrigir o erro material apontado pela Chesf e negar provimento com relação a ambos os Embargos das partes. Apresentação de Recurso Especial e Recurso Extraordinário pela Hidroservice. A Eletrobras e a União Federal apresentaram Recurso Especial pleiteando majoração da verba honorária. O Recurso Extraordinário da Hidroservice e os Recurso Especial da Eletrobras e da União Federal foram inadmitidos e o Recurso Especial da Hidroservice foi remetido ao STJ (RESP 1.513.670/PE), onde se encontra pendente de julgamento. A Hidroservice, a Eletrobras e a União Federal interpuseram agravo de instrumento para que seus recursos tenham seguimento admitidos. Parado desde 17/03/2015. Concluso para decisão desde 24/04/2017, sendo obtida cópia do processo pelo advogado Dr. Adalberto Salvador Perillo Kuhl Junior em 24/08/2018. Essa posição permanece inalterada em 31/12/2018.

Por outro lado, a Chesf ingressou com Ação declaratória de implementação e desobrigação contratual cumulada com consignação em pagamento, nº 0035333-41.1995.8.17.0001 (2ª vara cível, Recife-PE), face os contratos CT-I-92.1.0120.00 e CT-I-92.1.0119.00, onde realizou depósito de Cr\$1.602.826.241,73, atualizados em R\$ 2.749.641,05, onde apenas em abril de 2016 foi julgado seu mérito, em sentença improcedente para a Chesf. Objeto de Embargos de Declaração negados, interpostos recurso de Apelação pela Chesf em 28/03/2017. Distribuído ao Rel. Itabira de Brito Filho em 21/08/2017 Essa posição permanece inalterada em 31/12/2018.

4) Riscos ambientais

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

30 – PROVISÃO PARA CONTRATO ONEROSO

Os testes de suas unidades de geração e transmissão realizados em 2018 visando identificar se os custos necessários para satisfazer suas obrigações são superiores a capacidade de individualmente gerarem benefícios econômicos.

Como resultado deste teste, foram realizadas as seguintes provisões:

	31/12/2018	31/12/2016
Jirau	30.701	-
Linha de transmissão - Funil/Itapebi	10.955	6.227
Linha de transmissão - Eunápolis/Teixeira de Freitas	-	4.059
Linha de transmissão - Recife II/Suape II	40.539	50.197
Linha de transmissão - Camaçari IV/Sapeaçu	89.074	124.104
Total	171.269	184.587

A variação no contrato oneroso da comercialização da compra de energia de Jirau foi decorrente de testes realizados no período à taxa de desconto de 5,92% e os períodos de vigência dos respectivos contratos.

31 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

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

31.1 – Compra de energia

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

Posições compradas		2019/2020	2021/2022	2023/2024	A partir de 2024 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	3.362.843	1.956.647	967.595	10.890.794
	Preço médio (R\$)	176,97	203,09	203,62	203,00

31.2 – Venda de energia

Posições vendidas		2019/2020	2021/2022	2023/2024	A partir de 2024 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	10.172.684	10.007.590	4.994.343	53.377.448
	Preço médio (R\$)	133,62	138,36	144,97	145,02

31.3 - Compromissos com aportes em SPEs

SPE	2019/2020
Complexo Eólico Pindaí I	22.596
Complexo Eólico Pindaí II	1.541
Norte Energia S.A.	15.000
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	40.000
Energia Sustentável do Brasil S.A.	130.200
Companhia Energética SINOP S.A.	16.415
Total	225.752

31.4 – Imobilizado

Fornecedor	2019/2020	2021/2022	2023	Após 2023
Weg Equipamentos Elétricos S.A.	72.975	-	-	-
Tabocas Participações Empreendimentos S.A.	45.412	-	-	-
ZTT do Brasil Ltda.	44.567	-	-	-
Grid Solutions Transmissão de Energia Ltda.	41.688	173	60	97
Tecmon Montagens Técnicas Industriais Ltda.	28.345	-	-	-
Indústria Const. e Mont. Ingelec S.A.	23.440	-	-	-
JPW Engenharia Elétrica Ltda.	20.266	-	-	-
Sadesul Projetos e Construções Ltda.	17.173	-	-	-
ABB Ltda.	15.071	-	-	-
STK Sistemas do Brasil Ltda.	12.642	-	-	-
Elmo Eletro Montagens Ltda.	8.846	-	-	-
Procable Energia e Telecomunicações S.A.	8.079	-	-	-
OEngenharia Ltda.	6.644	-	-	-
Real Energy Ltda.	5.859	-	-	-
Energ Power Ltda.	4.848	-	-	-
Assembly Instalações Elétricas Ltda - EP	4.550	-	-	-
Gevisa S.A.	4.531	-	-	-
Voith Hydro Ltda.	2.615	-	-	-
Toshiba América do Sul Ltda.	1.864	-	-	-
Total	369.415	173	60	97

32 – OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SETOR PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Correção Monetária Especial	Reavaliação	Total
Em serviço		144.383	-	195.109	339.492
Participação da União, Estados e Municípios	4,66	121.090	-	154.951	276.041
Participação Financeira do Consumidor	5,75	13.382	-	40.158	53.540
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	3,22	9.531	-	-	9.531
Pesquisa e Desenvolvimento	7,36	380	-	-	380
(-) Amortização Acumulada - AIS		(39.140)	-	(36.583)	(75.723)
Participação da União, Estados e Municípios		(35.284)	-	29.053	(64.337)
Participação Financeira do Consumidor		(2.135)	-	7.530	(9.665)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(1.483)	-	-	(1.483)
Pesquisa e Desenvolvimento		(238)	-	-	(238)
Em curso		2.044	-	-	2.044
Pesquisa e Desenvolvimento		2.044	-	-	2.044
Total		107.287	-	158.526	265.813

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

	Saldo inicial em 31/12/2017	Adição	Reavaliação	Saldo final em 31/12/2018
Em serviço	339.583	(92)	-	339.491
Participação da União, Estados e Municípios	276.041	-	-	276.041
Participação Financeira do Consumidor	53.539	-	-	53.539
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	9.623	(92)	-	9.531
Pesquisa e Desenvolvimento	380	-	-	380
(-) Amortização Acumulada - AIS	(47.243)	(19.956)	(8.523)	(75.722)
Participação da União, Estados e Municípios	(41.645)	(17.415)	(5.276)	(64.336)
Participação Financeira do Consumidor	(4.214)	(2.204)	(3.247)	(9.665)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(1.174)	(309)	-	(1.483)
Pesquisa e Desenvolvimento	(210)	(28)	-	(238)
Em curso	2.044	-	-	2.044
Pesquisa e Desenvolvimento	252	-	-	252
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	1.792	-	-	1.792
Total	294.384	(20.048)	(8.523)	265.813

33- PATRIMÔNIO LÍQUIDO

33.1 - Capital social

O capital social, no valor de R\$ 9.753.953 (R\$ 9.753.953, em 2017), é constituído por ações sem valor nominal com a seguinte distribuição:

31/12/2018						
Acionistas	Número de ações em milhares					
	Ordinárias		Preferenciais		Total	%
	Quant.	%	Quant.	%		
Eletrobras	54.151	100,000	1.518	4600,000	55.669	168693,939
Ministério da Fazenda	-	-	194	587,879	194	587,879
Light	-	-	9	27,273	9	27,273
Outros	-	-	33	100,001	33	100,000
	54.151	100,000	1.754	5315,153	55.905	169409,091

31/12/2017						
Acionistas	Número de ações em milhares					
	Ordinárias		Preferenciais		Total	%
	Quant.	%	Quant.	%		
Eletrobras	54.151	100,000	1.518	4600,000	55.669	168693,939
Ministério da Fazenda	-	-	194	587,879	194	587,879
Light	-	-	9	27,273	9	27,273
Outros	-	-	33	100,001	33	100,000
	54.151	100,000	1.754	5315,153	55.905	169409,091

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

33.2- Reservas de Capital

	31/12/2018	31/12/2017
Doações/subvenções para investimentos	4.759.353	4.759.353
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	156.846	156.846
	4.916.199	4.916.199

33.3 - Outros Resultados Abrangentes

Em conformidade com o Pronunciamento Técnico – CPC 33(R1) (IAS 19), a Companhia reconheceu neste exercício perdas atuariais de benefícios pós-emprego, em Outros resultados abrangentes, no valor de R\$ 72.7357 (ganhos de R\$ 244.076, em 2017), perfazendo um montante acumulado de R\$ 2.255.273 (R\$ 2.285.294, em 2016).

No exercício de 2018, a Companhia registrou o montante de R\$ 315.212 referente a realização da reavaliação de ativos – RBSE, em decorrência do reconhecimento da depreciação dos ativos previstos no artigo 15, § 2º, da Lei nº 12.783/2013, denominados de Rede Básica Sistemas Existentes – RBSE.

34 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

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

	31/12/2018	31/12/2017
RECETA OPERACIONAL BRUTA		
GERAÇÃO		
Fornecimento de energia elétrica	718.940	903.894
Operação e manutenção de usinas e suprimento	1.800.246	1.471.803
Energia elétrica de curto prazo (CCEE)	223.025	152.775
Outras receitas operacionais	6.581	9.399
TRANSMISSÃO		
Operação e manutenção do sistema de transmissão	3.550.399	2.315.948
Outras receitas operacionais	26.224	35.181
	6.325.415	4.889.000
DEDUÇÕES DA RECETA OPERACIONAL		
Encargos setoriais		
Reserva Global de Reversão – RGR	(58.862)	(38.008)
Pesquisa e Desenvolvimento	(50.600)	(40.247)
Outros encargos CCEE	(238)	(499)
Taxa de fiscalização da Aneel	(16.749)	(11.719)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(59.926)	(23.280)
Compensação financeira p/utilização de recursos hídricos	(75.985)	(80.518)
Proinfa	(59.669)	(56.373)
ICMS sobre energia elétrica	(110.571)	(145.475)
ISS	(1.283)	(1.769)
PIS/Pasep	(105.277)	(75.942)
Cofins	(455.300)	(349.807)
	(994.460)	(823.637)
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.330.955	4.065.363

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

Em 17 de julho de 2018 foi publicada a Resolução Homologatória ANEEL nº 2.421/2018 em que foram estipuladas as Receitas Anuais de Geração – RAG para o ciclo 2018-2019 para os ativos de geração renovados pela Lei 12.783

de 2013. Nos montantes homologados está inclusa uma parcela de receita denominada GAG Melhoria que as Concessionárias farão jus para a manutenção da disponibilidade dos ativos de geração aos níveis de eficiência determinados pela Aneel.

O início do recebimento dos montantes da GAG melhoria ocorreu em julho 2018 e até 31 de dezembro 2018 corresponde ao montante de R\$ 291.106 (líquida de uma provisão de R\$ 58.982).

35 – ENCARGOS SETORIAIS

A Companhia incorreu, no exercício, em encargos setoriais que totalizaram R\$ 321.791 (R\$ 250.145, em 2017) com a seguinte composição:

	31/12/2018	31/12/2017
Reserva Global de Reversão – RGR	58.862	38.008
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	50.600	40.247
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	59.926	23.280
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Proinfa	59.669	56.373
Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	16.749	11.719
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	75.985	80.518
Total	321.791	250.145

36 - CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

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

	31/12/2018			31/12/2017
	Custos Operacionais	Despesas Operacionais	Total	Total
Energia elétrica comprada para revenda	251.048	-	251.048	309.414
Encargos de uso da rede de transmissão	612.767	-	612.767	634.616
Pessoal	449.982	773.594	1.223.576	1.363.832
Material	12.874	15.970	28.844	25.088
Serviço de terceiros	106.830	111.903	218.733	206.060
Depreciação e amortização	304.719	62.386	367.105	353.180
Provisão contrato oneroso	(13.318)	-	(13.318)	(95.320)
Benefícios pós-emprego	-	84.343	84.343	117.468
Arrendamentos e aluguéis	4.893	9.254	14.147	14.348
Tributos	1.017	9.481	10.498	6.542
Provisões para contingências	-	536.564	536.564	515.097
Provisão impairment	-	(907.490)	(907.490)	(711.089)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	113.712	113.712	21.703
Perdas com clientes	-	31.975	31.975	(511)
Provisão para perdas na realização de investimentos	-	(10.343)	(10.343)	248.628
Outras provisões - FID	-	(58.522)	(58.522)	58.522
Outras provisões (reversões) operacionais	-	-	-	(30.738)
Outros	25.912	(29.535)	(3.623)	40.580
Total	1.756.724	743.292	2.500.016	3.077.420

A principal movimentação no período deveu-se aos seguintes fatos: (i) reversão de provisão para impairment no montante de R\$ 907.490; (ii) registro de provisão para créditos de liquidação de duvidosa no montante de R\$ 113.712; (iii) provisão para participação nos lucros ou resultados, registrado na rubrica “Pessoal” no montante de R\$ 99.304.

37 - PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2018	2017
Pessoal		
Remuneração	571.361	614.799
Encargos	195.724	212.678
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	55.843	64.638
Programa de demissão voluntária	136.985	184.340
Participação nos lucros e resultados - PLR	(53.428)	103.038
Outros	311.275	178.336
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	5.816	6.003
Total	1.223.576	1.363.832

38 – RESULTADO FINANCEIRO

	31/12/2018	31/12/2017
Receitas Financeiras		
Resultado de aplicações financeiras	25.529	21.284
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	160.642	68.253
Outras variações monetárias ativas	11.315	9.325
Outras receitas financeiras	37.467	95.840
PIS/Pasep e Cofins	(14)	(15)
	234.939	194.687
Despesas Financeiras		
Encargos de dívidas	(191.370)	(268.552)
Variações monetárias sobre financiamentos e empréstimos	(11.507)	(4.780)
Outras variações monetárias passivas	(319)	(19.261)
Atualização de valores a ressarcir - Lei nº 12.783/2013	-	(6.054)
Outras despesas financeiras	(51.277)	(83.177)
	(254.473)	(381.824)
Total	(19.534)	(187.137)

A variação ocorrida em variações monetárias e acréscimo moratório sobre energia vendida foi decorrente de atualização de valores a receber de consumidores, e de recálculo de atualização de dívida da Rio Doce Manganês – RDM entre as datas comparadas.

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

	31/12/2018	31/12/2017
Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	2.853.561	735.317
Encargo total do imposto de renda e da contribuição social	(970.211)	(250.008)
Efeitos fiscais sobre adições ou exclusões temporárias	(32.038)	241.396
Efeitos fiscais sobre outras adições ou exclusões	(36.196)	(94.764)
Imposto de renda e contribuição social apurados	(1.038.445)	(103.376)
Imposto de renda e contribuição social corrente	(581.360)	(81.948)
Contribuição Social	(162.172)	(49.999)
Imposto de Renda	(419.188)	(31.949)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(180.824)	(21.428)
Contribuição Social	(53.217)	(21.428)
Imposto de Renda	(127.607)	-
Imposto de renda do período e contribuição social	(762.184)	(103.376)

40 – INCENTIVOS FISCAIS – SUDENE

A Medida Provisória nº 2.199-14, de 24/08/2001, alterada pela Lei nº 11.196, de 21/11/2005, possibilita que as empresas situadas nas regiões de atuação da Sudene que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura, considerado em ato do Poder Executivo um dos setores prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

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

Para os contratos da transmissão números 008/2005 e 007/2005 o direito ao incentivo da redução foi concedido para os anos de 2011 a 2020, e para o contrato número 010/2007, foi concedido para os anos de 2014 a 2023.

Para os contratos de concessão 006/2009, 20/2010, 007/2010, 012/2007, 007/2005, 019/2012, 017/2009, 014/2010, 010/2011, 019/2010, 005/2008, 018/2012 e 021/2010 e das Usinas de Xingó, Luiz Gonzaga, Funil, Complexo de Paulo Afonso, e Pedra, a Companhia obteve Laudos constitutivos expedidos pela SUDENE para fruição do benefício nos anos de 2018 a 2027. Entretanto a Companhia está aguardando posicionamento da Receita Federal do Brasil - RFB para ratificação da fruição do benefício fiscal, que se em 120 dias da data de protocolização do pedido na RFB, não houver posicionamento, a Chesf automaticamente estará em condições de usufruir o benefício conforme prevê o art. 60 da IN RFB Nº 267/2002.

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

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

No ano de 2018, a Companhia reconheceu, de acordo com os Laudos expedidos pela SUDENE, o direito ao uso do incentivo fiscal da redução de 75% do imposto de renda no valor de R\$ 40.476.

41 – LUCRO POR AÇÃO

a) Lucro básico

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

A Companhia não possui qualquer efeito diluidor para os resultados apurados nos exercícios de 2017 e 2016, apresentando, portanto, lucro diluído igual ao lucro básico.

	31/12/2018			31/12/2017		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
Básico/Diluído						
Numerador						
Lucro/Prejuízo líquido atribuível aos acionistas	2.025.761	65.616	2.091.377	612.114	19.827	631.941
Denominador						
Quantidade de ações	54.151	1.754	55.905	54.151	1.754	55.905
Lucro/Prejuízo básico por ação em R\$	37,41	37,41	37,41	11,30	11,30	11,30

42 – PARTES RELACIONADAS

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

Empresas	Natureza de Operação	31/12/2018			31/12/2017		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Eletrobras	Contas a receber	901	-	-	915	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	271.094	-	-	838.125	-
	Contas a pagar	-	1.084	-	-	588	-
	Despesa financeira	-	-	(100.882)	-	-	(133.296)
		901	272.178	(100.882)	915	838.713	(133.296)
Furnas	Clientes	7.999	-	-	8.827	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	8.861	-	-	9.985	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(112.741)	-	-	(91.091)
		7.999	8.861	(112.741)	8.827	9.985	(91.091)
Eletrosul	Clientes	171	-	-	178	-	-
	Contas a receber	-	-	-	45	-	-
	Fornecedores	-	3.420	-	-	3.870	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(43.600)	-	-	(46.761)
		171	3.420	(43.600)	223	3.870	(46.761)
Eletronorte	Clientes	6.895	-	-	7.168	-	-
	Fornecedores	-	5.271	-	-	5.368	-
	Contas a receber	60	-	-	43	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(65.858)	-	-	(58.023)
		6.955	5.271	(65.858)	7.211	5.368	(58.023)
Eletro nuclear	Clientes	1.186	-	-	1.390	-	-
		1.186	-	-	1.390	-	-
CGTEE	Clientes	525	-	-	548	-	-
		525	-	-	548	-	-
Eletropar	Contas a receber	-	-	-	479	-	-
		-	-	-	479	-	-
Ceal	Clientes	86.065	-	-	62.848	-	-
	Contas a receber	37	-	-	21	-	-
	Suprimento de energia	-	-	24.634	-	-	21.040
		86.102	-	24.634	62.869	-	21.040
Fachesf	Contribuição normal	-	-	-	-	11.668	-
	Despesa financeira	-	-	-	-	-	(50.986)
	Despesas operacionais	-	-	(32.157)	-	-	(24.726)
	Despesas atuariais	-	-	(6.569)	-	-	(5.749)
		-	-	(38.726)	-	11.668	(81.461)
	Suprimento de energia	-	-	-	-	-	8.624
		-	-	-	-	-	8.624
Cepisa	Clientes	8.465	-	-	9.931	-	-
	Suprimento de energia	-	-	16.071	-	-	19.467
		8.465	-	16.071	9.931	-	19.467
STN	Contas a receber	322	-	-	309	-	-
	Partic. societária permanente	165.749	-	-	216.741	-	-
	Fornecedores	-	580	-	-	555	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	4.147	-	-	3.690
	Equivalência patrimonial	-	-	43.064	-	-	35.273
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(6.659)	-	-	(8.267)
		166.071	580	40.552	217.050	555	30.696

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2018			31/12/2017		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Integração Transmissora de Energia S.A.	Partic. societária permanente	-	-	-	51.240	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	380	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	-	-	-	(6.563)
	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	7.153
		-	-	-	51.240	380	590
Energética Águas da Pedra S.A.	Partic. societária permanente	111.518	-	-	111.349	-	-
	Clientes	304	-	-	317	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	25.208	-	-	21.935
		111.822	-	25.208	111.666	-	21.935
Energia Sustentável do Brasil S.A.	Clientes	9.786	-	-	10.347	-	-
	Partic. societária permanente	1.488.223	-	-	1.536.742	-	-
	Fornecedores	-	18.814	-	-	19.620	-
	Energia comprada	-	-	(174.942)	-	-	(201.289)
	AFAC	168.600	-	-	367.200	-	-
Equivalência patrimonial	-	-	(234.561)	-	-	(17.391)	
		1.666.609	18.814	(409.503)	1.914.289	19.620	(218.680)
I.E. Madeira	Partic. societária permanente	685.371	-	-	653.636	-	-
	Fornecedores	-	2.237	-	-	2.301	-
	Equivalência patrimonial	-	-	74.490	-	-	69.467
	Receita de prest. de serviços	-	-	-	-	-	297
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(20.812)	-	-	(23.796)
		685.371	2.237	53.678	653.636	2.301	45.968
Manaus Transmissora	Partic. societária permanente	-	-	-	176.234	-	-
	Dividendos	-	-	-	2.545	-	-
	Fornecedores	-	734	-	-	745	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(6.776)	-	-	(8.471)
	Equivalência patrimonial	-	-	9.622	-	-	11.869
		-	734	2.846	178.779	745	3.398
Manaus Construtora	Partic. societária permanente	7.508	-	-	7.545	-	-
	Dividendos	9.178	-	-	9.178	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(37)	-	-	202
		16.686	-	(37)	16.723	-	202
TDG	Partic. societária permanente	31.841	-	-	27.309	-	-
	Contas a receber	241	-	-	231	-	-
	Fornecedores	-	79	-	-	75	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	2.797	-	-	2.715
	AFAC	101.000	-	-	101.000	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(945)	-	-	(1.155)
Equivalência patrimonial	-	-	4.532	-	-	19.480	
		133.082	79	6.384	128.540	75	21.040
Norte Energia S.A.	Clientes	8.922	-	-	5.326	-	-
	Partic. societária permanente	2.058.675	-	-	1.725.233	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	192.742	-	-	(56.294)
		2.067.597	-	192.742	1.730.559	-	(56.294)
Ceron	Clientes	1.777	-	-	1.318	-	-
	Suprimento de energia	-	-	9.184	-	-	7.899
	Contas a pagar	-	-	-	-	37	-
		1.777	-	9.184	1.318	37	7.899
Eetroacre	Clientes	643	-	-	454	-	-
	Suprimento de energia	-	-	5.793	-	-	5.482
		643	-	5.793	454	-	5.482

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2018			31/12/2017		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Complexo Eólico Sento Sé I	Cientes	45	-	-	45	-	-
	Contas a receber	-	-	-	33	-	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	33	-	-	132
	Partic. societária permanente	-	-	-	72.779	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(8.496)	-	-	19.497
		45	-	(8.463)	72.857	-	19.629
Complexo Eólico Sento Sé II	Partic. societária permanente	-	-	-	55.582	-	-
	Ativos não circulantes mantidos para venda	50.674	-	-	-	-	-
	Cientes	12	-	-	13	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(4.909)	-	-	(1.575)
	Dividendos	-	-	-	231	-	-
		50.686	-	(4.909)	55.826	-	(1.575)
Complexo Eólico Sento Sé III	Partic. societária permanente	-	-	-	1.057	-	-
	Ativos não circulantes mantidos para venda	912	-	-	-	-	-
	Cientes	21	-	-	22	-	-
	Fornecedores	-	248	-	-	727	-
	Compra de energia	-	-	(1.840)	-	-	(14.727)
	Equivalência patrimonial	-	-	(77)	-	-	(124)
		933	248	(1.917)	1.079	727	(14.851)
Cepel	Despesas operacionais	-	-	-	-	-	(3.376)
		-	-	-	-	-	(3.376)
IE Garanhuns	Partic. societária permanente	272.085	-	-	267.424	-	-
	Fornecedores	-	301	-	-	233	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	52	-	-	482
	Dividendos	8.396	-	-	-	-	-
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(3.392)	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	37.229	-	-	(13.661)
		280.481	301	33.889	267.424	233	(13.179)
VamCruz I Participações S.A	Partic. societária permanente	-	-	-	124.607	-	-
	Ativos não circulantes mantidos para venda	124.065	-	-	-	-	-
	Dividendos	2.130	-	-	2.130	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(4.413)	-	-	8.014
	AFAC	5.929	-	-	9.800	-	-
		132.124	-	(4.413)	136.537	-	8.014
Extemoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	Contas a receber	154	-	-	232	-	-
	Partic. societária permanente	487.588	-	-	505.220	-	-
	Fornecedores	-	146	-	-	131	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	2.695	-	-	2.782
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(1.678)	-	-	(2.322)
	Equivalência patrimonial	-	-	23.496	-	-	(28.514)
		487.742	146	24.513	505.452	131	(28.054)
Chapada do Piauí I Holding S.A	Partic. societária permanente	-	-	-	91.851	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(15.620)	-	-	(12.209)
		-	-	(15.620)	91.851	-	(12.209)
Chapada do Piauí II Holding S.A	Partic. societária permanente	-	-	-	172.249	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(10.956)	-	-	(6.905)
		-	-	(10.956)	172.249	-	(6.905)
Amazonas Distribuidora	Cientes	2.278	-	-	2.015	-	-
	Suprimento de energia	-	-	7.226	-	-	-
		2.278	-	7.226	2.015	-	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Partic. societária permanente	-	-	-	96.172	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	240	-	-	(5.023)
		-	-	240	96.172	-	(5.023)

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2018			31/12/2017		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Cia. Energética SINOP S.A.	Partic. societária permanente	222.474	-	-	252.583	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(65.389)	-	-	(106.875)
		222.474	-	(65.389)	252.583	-	(106.875)
Complexo Eólico Pindaí I	Partic. societária permanente	352.907	-	-	249.190	-	-
	Clientes	24	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(13.026)	-	-	(8.690)
	352.931	-	(13.026)	249.190	-	(8.690)	
Complexo Eólico Pindaí II	Partic. societária permanente	170.238	-	-	104.915	-	-
	Clientes	8	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(2.039)	-	-	(566)
	170.246	-	(2.039)	104.915	-	(566)	
Complexo Eólico Pindaí III	Partic. societária permanente	91.445	-	-	55.428	-	-
	Clientes	6	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(8.944)	-	-	(552)
	91.451	-	(8.944)	55.428	-	(552)	

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

Eletrobras (Controladora)

- Contratos de financiamentos e empréstimos celebrados entre as partes, de acordo com as condições mencionadas na nota 24;
- Ressarcimento dos contratos da auditoria e atuarial.

Furnas

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

Eletrosul

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

Eletronorte

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

Eletronuclear

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

CGTEE

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

Eletropar

- Contratos celebrados para prestação de serviços.

Ceal

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

Fachesf

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

Cepisa

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

STN – Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.

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

Integração Transmissora de Energia S.A.

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

Energética Águas da Pedra S.A.

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

Energia Sustentável do Brasil S.A.

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

Interligação Elétrica do Madeira S.A.

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

Manaus Transmissora de Energia S.A.

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

Manaus Construtora Ltda.

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

TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

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

Norte Energia S.A.

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

Centrais Elétricas de Rondônia S.A. – Ceron

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Empregados requisitados.

Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica.

Complexo Sento Sé I (Pedra Branca S.A. – São Pedro do Lago S.A. – Sete Gameleiras S.A.)

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

Complexo Sento Sé II (Baraúnas I Energética S.A. - Mussambê Energética S.A. - Morro Branco I Energética S.A.)

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Investimento classificado como ativos não circulantes mantidos para venda;
- Remuneração pelo capital investido.

Complexo Sento Sé III (Baraúnas II Energética S.A. - Banda de Couro Energética S.A.)

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para compra de energia;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Investimento classificado como ativos não circulantes mantidos para venda.

Cepel

- Contrato de contribuição mensal como associado.

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

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

Vamcruz I Participações S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Investimento classificado com ativos não circulantes mantidos para venda;
- Adiantamento para futuro aumento de capital;
- Remuneração pelo capital investido.

Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.

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

Chapada do Piauí I Holding S.A.

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

Chapada do Piauí II Holding S.A.

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

Amazonas Distribuidora de Energia S.A.

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

Eólica Serra das Vacas Holding S.A.

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

Companhia Energética SINOP S.A.

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

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

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

Complexo Pindaí II (Coqueirinho 2 Energia S.A. - Papaqiao Energia S.A.)

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

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

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

Além das empresas antes apresentadas, a Companhia também possui as seguintes partes relacionadas:

- Itaipu Binacional
 - Boa Vista Energia S.A.
- Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. – Amazonas GT.

Remuneração de pessoal-chave

O pessoal-chave da administração inclui os conselheiros de administração e fiscal e diretores. O gasto total no exercício de 2017 está demonstrado a seguir:

	31/12/2018	31/12/2017
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	3.983	3.553
Encargos Sociais	1.274	862
Benefícios	560	666
Total	5.817	5.081

Os administradores não possuem pagamentos baseados em ações da Companhia.

43 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

43.1 – CATEGORIA DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia opera com diversos instrumentos financeiros, dentre os quais se destacam: disponibilidades, incluindo aplicações financeiras, contas a receber de clientes, contas a pagar a fornecedores e financiamentos e empréstimos que se encontram registrados em contas patrimoniais, por valores compatíveis de mercado em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017.

	31/12/2018	31/12/2017
Ativos financeiros		
Empréstimos e recebíveis		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.004.885	750.171
Financiamentos e empréstimos	-	32
Mantidos até o vencimento		
Títulos e valores mobiliários	8.321	8.287
Cauções e depósitos vinculados	177.521	156.926
Mensurados a valor justo		
Caixa e equivalentes de caixa	159.954	100.318
Total Ativos financeiros	1.383.155	1.015.734
Passivos financeiros		
Mensurados ao custo amortizado		
Financiamentos e empréstimos	1.498.201	2.091.221
Fornecedores	297.419	467.564
Total Passivos financeiros	1.795.620	2.558.785

43.1.1 - Ativos financeiros – classificados nas seguintes categorias

- **Caixa e equivalentes de caixa**

O valor de mercado está refletido nos valores registrados nos balanços patrimoniais.

- **Clientes**

Decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como recebíveis e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.

- **Cauções e depósitos vinculados**

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

- **Títulos e valores mobiliários**

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

- **Adiantamentos a investidas**

São decorrentes de adiantamentos para futuro aumento de capital – AFACs para as SPEs, permitindo que estas honrem seus compromissos assumidos e necessários à viabilização dos empreendimentos. Estão registrados ao custo, acrescidos dos respectivos rendimentos auferidos até a data do balanço, quando aplicável, de acordo com os respectivos contratos.

43.1.2 - Passivos financeiros – classificados nas seguintes categorias

- **Fornecedores**

Decorrem diretamente das operações da Companhia e são classificados como passivos financeiros não mensurados a valor justo.

- **Financiamentos e empréstimos**

Estas operações de crédito estão atualizadas até a data do balanço; os correspondentes encargos estão provisionados com base em taxas fixas ou variáveis vigentes em 31/12/2018. Destacam-se: os financiamentos empréstimos obtidos junto ao Banco do Brasil, a Caixa Econômica Federal, ao Banco SAFRA e ao BNDES, que representam 81,9% do total dos financiamentos e empréstimos, destinados a provisão de fundos da conta corrente de depósitos e a investimentos corporativos; e os contratos com nossa controladora, a Eletrobras, que representam cerca de 18,1% do total dos financiamentos e empréstimos, dos quais 40,3% são remunerados a taxa de juros equivalente a CDI + 5,54% ao ano. A taxa de mercado da Eletrobras é por ela definida levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do Setor Elétrico. Considerando as circunstâncias especiais envolvidas no financiamento de seus projetos de expansão, o valor de mercado desses empréstimos corresponde a seus valores contábeis.

43.2- GESTÃO DE RISCO

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

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

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

- **Risco de mercado**

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

- **Risco de encargos da dívida**

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

A Administração da Companhia não identifica entre os valores de mercado e os apresentados nas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2018, a ocorrência de diferenças relevantes originadas de operações que envolvam instrumentos financeiros que requeiram divulgação específica.

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

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

- **Risco de vencimento antecipado**

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

- **Risco de taxa de juros**

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

Exposição à taxa de juros	31/12/2018	31/12/2017
Passivos		
TJLP	333.126	362.523
CDI	603.585	1.271.898
IPCA	183.146	101.739
Total	1.119.857	1.736.160
Passivo líquido exposto	1.119.857	1.736.160

- **Risco de preço**

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

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

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

- **Risco de crédito**

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

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

- **Exposição ao Risco de Crédito**

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

	Nota	31/12/2018	31/12/2017
Caixa e equivalente de caixa	5	159.954	100.318
Títulos e valores mobiliários	6	153.575	48.414
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	1.004.885	750.171

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

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

A Companhia atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia

envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias. Adicionalmente, são realizadas negociações que viabilizem o recebimento dos créditos em atraso.

- **Risco de liquidez**

A companhia atua no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazos, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos da Companhia por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratados. As tabelas incluem os fluxos de caixa dos juros a incorrer e do principal.

	Saldo contábil	Total do fluxo	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 a 5 anos	Acima de 5 anos
Em 31 de dezembro de 2018						
Fornecedores	297.419	297.419	297.419	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	1.498.202	2.008.604	745.916	267.352	592.276	403.060
Obrigações estimadas	127.765	127.765	127.765	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2017						
Fornecedores	467.564	467.564	467.564	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	2.091.221	2.396.804	1.263.335	444.727	424.678	264.064
Obrigações estimadas	139.312	139.312	139.312	-	-	-

43.3 – GESTÃO DE CAPITAL

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

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

Os índices de alavancagem financeira em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017, podem ser assim sumarizados:

	31/12/2018	31/12/2017
Financiamentos e empréstimos	1.498.201	2.091.221
(-) Caixa e equivalentes de caixa e TVM	313.336	147.774
Dívida líquida	1.184.865	1.943.447
Patrimônio líquido	12.063.344	10.718.204
Total do capital	13.248.209	12.661.651
Índice de alavancagem financeira	8,9%	15,3%

43.4 – ESTIMATIVA DO VALOR JUSTO

Instrumentos Financeiros	31/12/2018		31/12/2017	
	Valor Contábil	Valor de Mercado	Valor Contábil	Valor de Mercado
Títulos e valores mobiliários	32.474	32.474	-	-
Aplicações financeiras	116.236	116.236	88.955	88.955
Total	148.710	148.710	88.955	88.955

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

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

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

	31/12/2018			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	32.474	-	-	32.474
Aplicações financeiras	116.236	-	-	116.236
Total	148.710	-	-	148.710
	31/12/2017			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Aplicações financeiras	88.955	-	-	88.955
Total	88.955	-	-	88.955

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

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

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

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

43.5 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

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

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para o exercício de 2017 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD.

Depreciação dos índices

	Saldo em 31/12/2018	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)	Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)
Passivos							
TJLP	333.126	6,64	4,98	3,32	355.246	349.716	344.186
IPCA	183.146	3,89	2,92	1,95	190.270	188.494	186.717
CDI	603.585	6,68	5,01	3,34	643.904	633.825	623.745
Efeito líquido	(1.119.857)				(1.189.420)	(1.172.035)	(1.154.648)

Apreciação dos índices

	Saldo em 31/12/2018	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)	Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)
Passivos							
TJLP	333.126	6,64	8,30	9,96	355.246	360.775	366.305
IPCA	183.146	3,89	4,86	5,84	190.270	192.047	193.842
CDI	603.585	6,68	8,35	10,02	643.904	653.984	664.064
Efeito líquido	(1.119.857)				(1.189.420)	(1.206.806)	(1.224.211)

44 – DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO DO EXERCÍCIO SEGREGADO POR ATIVIDADE

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

	31/12/2018			31/12/2016		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
RECETA						
Fornecimento de energia elétrica	718.940	-	718.940	903.894	-	903.894
Suprimento de energia elétrica	1.800.246	-	1.800.246	1.471.803	-	1.471.803
Energia Elétrica de Curto Prazo	223.025	-	223.025	152.775	-	152.775
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	-	3.550.399	3.550.399	-	2.315.948	2.315.948
Outras receitas	6.581	26.224	32.805	9.399	35.181	44.580
	2.748.792	3.576.623	6.325.415	2.537.871	2.351.129	4.889.000
Tributos						
ICMS	(110.571)	-	(110.571)	(145.475)	-	(145.475)
PIS-PASEP	(50.679)	(54.598)	(105.277)	(40.456)	(35.486)	(75.942)
Cofins	(203.820)	(251.480)	(455.300)	(186.357)	(163.450)	(349.807)
ISS	(308)	(975)	(1.283)	(467)	(1.302)	(1.769)
ENCARGOS - PARCELA "A"						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(20.452)	(30.148)	(50.600)	(20.535)	(19.712)	(40.247)
Outros encargos CCEE	(238)	-	(238)	(499)	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	(35.944)	(22.918)	(58.862)	(30.232)	(7.776)	(38.008)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	-	(59.926)	(59.926)	-	(23.280)	(23.280)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(75.985)	-	(75.985)	(80.518)	-	(80.518)
Taxa de Fiscalização da Aneel	(5.026)	(11.723)	(16.749)	(3.707)	(8.012)	(11.719)
Outros encargos	-	(59.669)	(59.669)	-	(56.373)	(56.373)
	(503.023)	(491.437)	(994.460)	(508.246)	(315.391)	(823.637)
RECETA LÍQUIDA	2.245.769	3.085.186	5.330.955	2.029.625	2.035.738	4.065.363
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - PARCELA "A"						
Energia elétrica comprada para revenda	(251.048)	-	(251.048)	(309.414)	-	(309.414)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(612.767)	-	(612.767)	(634.616)	-	(634.616)
	(863.815)	-	(863.815)	(944.030)	-	(944.030)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS	1.381.954	3.085.186	4.467.140	1.085.595	2.035.738	3.121.333
CUSTOS GERENCIÁVEIS - PARCELA "B"						
Pessoal e administradores	(293.296)	(930.280)	(1.223.576)	(337.359)	(1.026.473)	(1.363.832)
Material	(7.415)	(21.429)	(28.844)	(6.810)	(18.278)	(25.088)
Serviços de terceiros	(77.235)	(141.498)	(218.733)	(75.046)	(131.014)	(206.060)
Arrendamento e aluguéis	(4.904)	(9.243)	(14.147)	(4.435)	(9.913)	(14.348)
Seguros	(2.663)	(7.914)	(10.577)	(2.978)	(7.951)	(10.929)
Doações, contribuições e subvenções	(4.607)	(2.062)	(6.669)	(6.579)	(4.692)	(11.271)
Provisões	(375.164)	714.561	339.397	(726.759)	719.956	(6.803)
Perdas na alienação de bens e direitos						
(-) Recuperação de despesas	28.378	4.007	32.385	30.759	4.518	35.277
Tributos	(7.472)	(3.026)	(10.498)	(3.335)	(3.207)	(6.542)
Depreciação e amortização	(79.432)	(287.673)	(367.105)	(80.086)	(273.094)	(353.180)
Gastos diversos	(101.541)	(68.452)	(169.993)	(81.484)	(90.462)	(171.946)
Outras Receitas Operacionais	413.740	222.241	635.981	517	2.303	2.820
Outras Despesas Operacionais	(404.133)	(189.689)	(593.822)	(129)	(1.359)	(1.488)
	(915.744)	(720.457)	(1.636.201)	(1.293.724)	(839.666)	(2.133.390)
RESULTADO DA ATIVIDADE	466.210	2.364.729	2.830.939	(208.129)	1.196.072	987.943
Equivalência Patrimonial	(150.240)	192.396	42.156	(166.758)	101.269	(65.489)
Resultado Financeiro						
Receita financeira	167.023	67.916	234.939	102.301	92.386	194.687
Despesa financeira	(71.208)	(183.265)	(254.473)	(134.486)	(247.338)	(381.824)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO	411.785	2.441.776	2.853.561	(407.072)	1.142.389	735.317
Imposto de renda e contribuição social	(91.002)	(671.182)	(762.184)	(11.414)	(91.962)	(103.376)
LUCRO DO EXERCÍCIO	320.783	1.770.594	2.091.377	(418.486)	1.050.427	631.941
Lucro básico por ação (R\$)	5,29	(15,75)	(10,46)	5,29	-15,75	(10,46)
Lucro diluído por ação (R\$)	5,29	(15,75)	(10,46)	5,29	-15,75	(10,46)

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

Por serem vinculados a Holding, não foram considerados os valores referentes às participações em outras companhias com seus reflexos em outras operações, ganho no montante de R\$ 42.156 em 2018 (perda de R\$ 65.489, em 2017).

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

Receita da Unidade	G	T	ANV	TOTAL
Geração - G	2.742.211	-	-	2.742.211
Transmissão - T	-	3.550.399	-	3.550.399
Atividades não vinculadas - ANV	-	-	32.805	32.805
	2.742.211	3.550.399	32.805	6.325.415

Conciliação das Demonstrações de Resultado:

	Unidades de Negócio	Outorgada	Diferença
Receita	6.325.415	6.325.415	-
Deduções da receita	(994.460)	(994.460)	-
Receita líquida	5.330.955	5.330.955	-
Gastos	(2.500.016)	(2.500.016)	-
Resultado do serviço	2.830.939	2.830.939	-
Resultado financeiro	(19.534)	(19.534)	-
Equivalência patrimonial	-	42.156	(42.156)
Lucro antes da tributação e participações	2.811.405	2.853.561	(42.156)
Imposto de renda e contribuição social	(762.184)	(762.184)	-
Lucro do exercício	2.049.221	2.091.377	(42.156)

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

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

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

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

A diferença entre o lucro líquido das Unidades de Negócio e o total da Outorgada, no valor de R\$ 42.156 refere-se ao resultado de equivalência patrimonial.

45 - SEGUROS

Atualmente a Chesf possui três contratos de seguros cada um com período de duração de um ano e todos com início a partir de 30/04/2018, cujo objetivo é obter cobertura para os seus principais ativos, tais como imobilizado em serviço e almoxarifado. Para isso, esses ativos estão segurados por apólices também anuais, especificadas por modalidade de risco, conforme demonstrado no quadro a seguir:

<u>Apólices</u>	Importâncias Seguradas	Prêmios Anuais
- Riscos Nomeados: Incêndio, raio, explosão, danos elétricos, equipamentos eletrônicos	6.294.090	7.955
- Riscos aeronáuticos	44.075	698
- Transporte	163.500	189
	6.501.665	8.842

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

Na importância segurada relativa ao seguro aeronáutico, além de R\$ 17.140 referentes a danos causados às aeronaves, estão incluídos R\$ 3.367 para responsabilidade civil e R\$ 23.568 para responsabilidade civil a 2º Risco, previsto no Código Brasileiro de Aeronáutica, que são coberturas contra danos causados a terceiros.

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

Na determinação da política de seguros e gerência de riscos são contempladas as localizações físicas, os riscos a que se expõem os bens e o custo/benefício.

46 - REMUNERAÇÃO DOS EMPREGADOS E ADMINISTRADORES

Em atendimento a Resolução nº 3, de 31 de dezembro de 2010, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, apresentamos a seguir a maior e menor remuneração pagas a empregados e dirigentes, tomando-se por base o mês de dezembro de 2018 e 2017:

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

	2018		2017	
	Maior Remuneração	Menor Remuneração	Maior Remuneração	Menor Remuneração
Empregados	62.245,65	1.841,34	74.800,99	1.810,74
Dirigentes	62.710,17	42.002,25	61.667,99	42.002,25

	Salário/Honorário Médio	Remuneração Média	Salário/Honorário Médio	Remuneração Média
	Empregados	7.494,19	10.747,16	7.025,01
Dirigentes	49.471,34	54.661,15	49.198,66	49.198,66

47 – MEIO AMBIENTE (não auditada)

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

Natureza dos Gastos	31/12/2018			31/12/2017
	Aplicação			Total
	Imobilizado	Resultado	Total	
Manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	4.572	3.814	8.386	11.269
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	584	2.859	3.443	4.196
Educação ambiental para a comunidade	261	1.860	2.121	2.742
Outros projetos ambientais	2.129	277	2.406	1.414
Total	7.546	8.810	16.356	19.621

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

A Companhia possui compromissos assumidos de gastos com o meio ambiente, no montante de R\$ 45.508, com previsão de desembolso de R\$ 40.549 para o exercício de 2019 e R\$ 4.959 em 2020.

48 - TREINAMENTOS E DESENVOLVIMENTO DE PESSOAL (não auditada)

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

Indicadores	31/12/2018	31/12/2017
Empregados treinados	3.412	4.372
Homem/hora treinados	183.725	185.648
Média/hora treinamento	44,57	45
Índice de empregados treinados (%)	82,78	106
Força de trabalho treinada (%)	2,32	2
Investimento total (R\$ mil)	1.195	1.156
Valor médio investido por empregado (R\$ 1,00)	290	280

49 – INJUNÇÃO CONTRA REMUNERAÇÃO DAS INDENIZAÇÕES DAS EMPRESAS DE TRANSMISSÃO

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Livres (ABRACE) e outros, interpuseram ação judicial com petição de injunção contra o Governo Federal do Brasil e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), referente à remuneração das indenizações das empresas de transmissão que haviam renovado algumas concessões antes de seus vencimentos originais em 2013.

A Chesf reconheceu até 31/12/2018 um valor líquido de R\$ 9.101.998 em relação a esses ativos.

Em 10/04/2017, foi proferida liminar parcial a favor da ABRACE e outros, visando a suspensão dos efeitos tarifários relativos às indenizações devidas às transmissoras por instalações da Rede Básica Existente que estavam em operação em maio de 2000 ("RBSE"), e renovaram seus contratos de concessão nos termos da Lei nº 12.783/2013.

A injunção interlocutória concedida a favor da ABRACE e outros, não aprovou todas as reivindicações, incluindo a suspensão do pagamento integral da tarifa de utilização do sistema de transmissão (TUST). No entanto, a liminar interlocutória foi concedida para excluir das tarifas a serem pagas apenas pelos reclamantes, a parcela referente à

remuneração prevista no artigo 1º, parágrafo terceiro, da Portaria MME nº 120/2016, que estabelece o custo de capital não incorporado desde a extensão dos contratos de concessão até o processo tarifário.

Com base em parecer jurídico de advogado externo, a Companhia entende que as decisões tomadas até o momento não prejudicam o direito de receber os ativos da RBSE, conforme estabelecido na Lei nº 12.783/2013 e na Portaria MME nº 120/2016, que outorga o direito de receber tais montantes, mesmo que seja em última instância devido pelo Governo Federal do Brasil. Assim, a Companhia entende que não houve evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável.

50 – EVENTOS SUBSEQUENTES

50.1 – Plano de Demissão Consensual 2019 (PDC)

Em 21/01/2019 foram abertas as inscrições para o Plano de Demissão Consensual 2019 (“PDC”) com prazo de adesão até o dia 22/03/2019. O PDC foi reaberto na Chesf e simultaneamente na Eletrobras, e é uma das iniciativas estratégicas que integram o pilar “Excelência Operacional” do Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG 2019-2023), o “Desafio 23: Excelência Sustentável”.

51 – CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

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

	Nota	2018			2017		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativos							
Ativo circulante							
Caixa e equivalência de caixa	5	159.954	-	159.954	100.318	-	100.318
Títulos e valores mobiliários	6	153.382	-	153.382	47.456	-	47.456
Consumidores, concessionárias e permissonárias	7	996.472	(164.681)	831.791	736.774	(154.665)	582.109
Tributos e contribuições a recuperar	8	608.787	-	608.787	82.266	-	82.266
Cauções e depósitos vinculados	10	15.761	-	15.761	14.926	-	14.926
Almoxarifado	11	77.353	(4.544)	72.809	71.851	(4.504)	67.347
Serviços em curso	12	320.967	-	320.967	250.738	-	250.738
Ativo da concessão de serviço público		-	2.169.863	2.169.863	-	2.169.114	2.169.114
Dividendos a receber	13	19.704	-	19.704	14.084	-	14.084
Fachesf Saúde Mais	14	35.182	-	35.182	65.859	-	65.859
Ativos não circulantes mantidos para venda	16	175.651	-	175.651	-	-	-
Outros ativos circulantes	17	183.559	(29.851)	153.708	152.533	(29.906)	122.627
Ativo não circulante							
Consumidores, concessionárias e permissonárias	7	8.413	-	8.413	13.397	-	13.397
Títulos e valores mobiliários	6	193	-	193	958	-	958
Tributos compensáveis	8	202.176	-	202.176	196.496	-	196.496
Depósitos judiciais e cauções	10	627.007	-	627.007	660.351	-	660.351
Serviços em curso	12	-	-	-	-	-	-
Tributos diferidos	9	-	-	-	180.823	-	180.823
Fachesf Saúde Mais	14	-	-	-	-	-	-
Adiantamentos a investidas	15	275.529	-	275.529	478.000	-	478.000
Ativo da concessão de serviço público		-	12.424.989	12.424.989	-	11.270.547	11.270.547
Outros ativos não circulantes	17	30.349	487.820	518.169	36.282	487.822	524.104
Investimento	18	6.149.406	-	6.149.406	6.558.926	-	6.558.926
Imobilizado	19	11.662.228	(10.469.694)	1.192.534	10.807.692	(9.676.732)	1.130.960
Intangível	20	76.615	-	76.615	38.572	-	38.572
Total do ativo		21.778.688	4.413.902	26.192.590	20.508.302	4.061.676	24.569.978
Passivo							
Passivo circulante							
Fornecedores	21	297.419	(58.113)	239.306	467.564	(54.578)	412.986
Folha de pagamento		59	-	59	18.029	-	18.029
Tributos e contribuições sociais	22	701.173	-	701.173	215.101	-	215.101
Financiamentos e empréstimos	24	555.722	(1)	555.721	1.090.875	-	1.090.875
Remuneração aos acionistas		158.680	-	158.680	-	-	-
Outras provisões operacionais		99.304	-	99.304	103.738	-	103.738
Obrigações estimadas	25	127.765	-	127.765	139.312	-	139.312
Incentivo ao desligamento voluntário	26	100.672	-	100.672	55.642	-	55.642
Benefício pós-emprego	27	116.042	-	116.042	151.616	-	151.616
Encargos setoriais		133.658	-	133.658	142.534	-	142.534
Outros passivos circulantes	28	9.701	63.787	73.488	78.644	30.599	109.243
Passivo não circulante							
Tributos diferidos	23	1.882.319	1.262.228	3.144.547	2.115.301	1.201.353	3.316.654
Financiamentos e empréstimos	24	942.480	-	942.480	1.000.346	-	1.000.346
Benefício pós-emprego	27	974.667	-	974.667	973.514	-	973.514
Incentivo ao desligamento voluntário	26	35.305	-	35.305	20.691	-	20.691
Encargos setoriais		408.147	-	408.147	361.790	-	361.790
Provisões para contingências	29	2.715.332	-	2.715.332	2.298.304	-	2.298.304
Provisão contrato oneroso	30	171.269	44.019	215.288	184.587	-	184.587
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	32	265.813	(210.120)	55.693	294.384	(237.003)	57.381
Outros passivos não circulantes	28	19.817	1	19.818	78.126	-	78.126
Total do passivo		9.715.344	1.101.801	10.817.145	9.790.098	940.371	10.730.469
Patrimônio líquido							
Capital social	33	9.753.953	-	9.753.953	9.753.953	-	9.753.953
Reservas de capital		4.916.199	-	4.916.199	4.916.199	-	4.916.199
Outros resultados abrangentes		1.867.704	(3.516.864)	(1.649.160)	2.255.273	(3.832.076)	(1.576.803)
Reservas de lucros		5	2.354.448	2.354.453	-	746.160	746.160
Recursos destinados a aumento de capital		-	-	-	-	-	-
Prejuízos Acumulados		(4.474.517)	4.474.517	-	(6.207.221)	6.207.221	-
Total do patrimônio líquido		12.063.344	3.312.101	15.375.445	10.718.204	3.121.305	13.839.509
Total do passivo e do patrimônio líquido		21.778.688	4.413.902	26.192.590	20.508.302	4.061.676	24.569.978

Nota	2018			2017			
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário	
Operações em continuidade							
Receita							
34							
	Fornecimento de energia elétrica	718.940	-	718.940	903.894	-	903.894
	Suprimento de energia elétrica	1.800.246	(25.092)	1.775.154	1.471.803	(55.320)	1.416.483
	Energia Elétrica de Curto Prazo	223.025	-	223.025	152.775	-	152.775
	Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição	3.550.399	(2.048.636)	1.501.763	2.315.948	(1.130.974)	1.184.974
	Receita de construção - Geração/Transmissão	-	221.098	221.098	-	618.304	618.304
	Receita financeira	-	1.251.450	1.251.450	-	1.357.029	1.357.029
	Outras receitas vinculadas	32.805	2	32.807	44.580	-	44.580
Tributos							
34							
	ICMS	(110.571)	-	(110.571)	(145.475)	-	(145.475)
	PIS-PASEP	(105.277)	5.287	(99.990)	(75.942)	-	(75.942)
	Cofins	(455.300)	(5.287)	(460.587)	(349.807)	-	(349.807)
	ISS	(1.283)	-	(1.283)	(1.769)	-	(1.769)
Encargos - Parcela "A"							
34							
	Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(50.600)	-	(50.600)	(40.247)	-	(40.247)
	Outros encargos CCEE	(238)	-	(238)	(499)	-	(499)
	Reserva Global de Reversão - RGR	(58.862)	-	(58.862)	(38.008)	-	(38.008)
	Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	(59.926)	-	(59.926)	(23.280)	-	(23.280)
	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(75.985)	6.570	(69.415)	(80.518)	5.749	(74.769)
	Taxa de Fiscalização da Aneel	(16.749)	(1)	(16.750)	(11.719)	-	(11.719)
	Outros Encargos	(59.669)	-	(59.669)	(56.373)	-	(56.373)
Receita líquida							
		5.330.955	(594.609)	4.736.346	4.065.363	794.788	4.860.151
Custos não gerenciáveis - Parcela "A"							
36							
	Energia elétrica comprada para revenda	(251.048)	-	(251.048)	(309.414)	-	(309.414)
	Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição	(612.767)	-	(612.767)	(634.616)	-	(634.616)
	Encargos e Demais Despesas Setoriais	-	(6.569)	(6.569)	-	(5.749)	(5.749)
	Matéria-prima/Insumo para geração de energia elétrica	-	-	-	-	-	-
Custo de Construção							
		-	(842.782)	(842.782)	-	(618.304)	(618.304)
Custo de Melhoria							
		-	(29.845)	(29.845)	-	-	-
Resultado antes dos custos gerenciáveis							
		4.467.140	(1.473.805)	2.993.335	3.121.333	170.735	3.292.068
Custos gerenciáveis - Parcela "B"							
36							
37							
	Pessoal e administradores	(1.223.576)	-	(1.223.576)	(1.363.832)	-	(1.363.832)
	Material	(28.844)	-	(28.844)	(25.088)	-	(25.088)
	Serviços de terceiros	(218.733)	-	(218.733)	(206.060)	-	(206.060)
	Arrendamento e aluguéis	(14.147)	-	(14.147)	(14.348)	-	(14.348)
	Seguros	(10.577)	-	(10.577)	(10.929)	-	(10.929)
	Doações, contribuições e subvenções	(6.669)	-	(6.669)	(11.271)	-	(11.271)
	Provisões	339.397	(812.532)	(473.135)	(6.803)	69.023	62.220
	Recuperação de despesas	32.385	-	32.385	35.277	-	35.277
	Tributos	(10.498)	-	(10.498)	(6.542)	-	(6.542)
	Depreciação e amortização	(367.105)	272.703	(94.402)	(353.180)	257.148	(96.032)
	Gastos diversos da atividade vinculada	(169.993)	(63.785)	(233.778)	(171.946)	-	(171.946)
	Outras Receitas Operacionais	635.981	-	635.981	2.820	-	2.820
	Outras Gastos Operacionais	(593.822)	-	(593.822)	(1.488)	-	(1.488)
Resultado da Atividade							
		2.830.939	(2.077.419)	753.520	987.943	496.906	1.484.849
Equivalência patrimonial							
18.3		42.156	-	42.156	(65.489)	-	(65.489)
Resultado Financeiro							
38							
	Receitas financeiras	234.939	(6.482)	228.457	194.687	(9.576)	185.111
38							
	Despesas financeiras	(254.473)	581	(253.892)	(381.824)	(1.110)	(382.934)
Resultado antes dos impostos							
39		2.853.561	(2.083.320)	770.241	735.317	486.220	1.221.537
	Imposto de renda e contribuição social	(762.184)	259.721	(502.463)	(103.376)	(73.994)	(177.370)
Resultado líquido das operações em continuidade							
41		2.091.377	(1.823.599)	267.778	631.941	412.226	1.044.167
Resultado líquido do exercício							
		2.091.377		267.778	631.941		1.044.167
Lucro/Prejuízo por ação							
		37,41		4,79	11,30		18,68

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

51.1 - Consumidores

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

51.2 - Ativos da concessão de serviço público

Os ajustes são decorrentes de contabilização, na contabilidade societária, de expectativa de direito incondicional de receber caixa (indenização) e atualizações dos saldos. Estes lançamentos na contabilidade societária foram realizados em atendimento ao disposto no CPC 47 – Receita de Contrato, mas que para fins de contabilidade regulatória tais práticas não são adotadas e desta forma, apresenta-se ajustes nesta conciliação de saldos contábeis societários e regulatórios no montante de R\$ 14.594.852.

51.3. Imobilizado

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

51.4 – Fornecedores

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

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

51.5.1 - Receita e custo de construção

Os ajustes, no montante de R\$ 221.098, são decorrentes do andamento das obras do sistema de transmissão, e dos investimentos nas usinas prorrogadas, ambos abrangidos pelo CPC 47 – Receita de Contrato.

51.5.2 - Remuneração do ativo financeiro (resultado)

Os ajustes, no montante de R\$ 1.251.450, são decorrentes de atualização do ativo financeiro da transmissão.

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

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

51.5.4 – Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	31/12/2018	31/12/2017
Saldos conforme contabilidade societária	15.375.445	13.839.509
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	(3.312.101)	(3.121.305)
Remuneração do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	(14.200.882)	(12.949.432)
ICPC 01 - Contratos de concessão	5.712.286	3.012.121
Outros (ajustes CPCs)	280.228	(354.377)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	3.047.986	3.307.707
Reavaliação de Ativos - RBSE	3.516.864	3.832.076
Dividendos propostos	(30.600)	30.600
Ajuste de Exercícios anteriores	(1.499.145)	-
Reservas	(138.838)	-

51.5.5 – Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	31/12/2018	31/12/2017
Lucro/Prejuízo conforme contabilidade societária	267.778	1.044.167
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	1.823.599	(412.226)
Remuneração do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	(1.251.450)	(1.357.029)
ICPC 01 - Contratos de concessão	2.700.165	1.130.974
Outros (ajustes CPCs)	634.605	(260.165)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	(259.721)	73.994
Lucro/Prejuízo conforme contabilidade regulatória	2.091.377	631.941



KPMG Auditores Independentes
Av. Engº Domingos Ferreira, 2.589 - Sala 104
51020-031 - Boa Viagem - Recife/PE - Brasil
Telefone +55 (81) 3414-7950
kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Aos Conselheiros e Acionistas da
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf
Recife – PE

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas pela Administração da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf ("Companhia") com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2018, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

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 contábeis regulatórias". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfase – Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Chamamos a atenção para a nota explicativa 3 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf (“Companhia”) a cumprir os requerimentos da ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outras finalidades. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Ênfase - Projetos hidroelétricos de empresas investidas

Conforme mencionado na nota explicativa nº 32.3, a Companhia mantém investimentos em Sociedades de Propósitos Específicos (SPEs) que vêm incorrendo em gastos significativos relacionados ao desenvolvimento dos projetos hidroelétricos, sendo o mais relevante o projeto da UHE Jirau (Rio Madeira) da investida Energia Sustentável do Brasil S.A. Adicionalmente, as investidas Energia Sustentável do Brasil S.A. e Norte Energia S.A., nas quais a Companhia participa com 20% e 15%, respectivamente, apresentavam, em 31 de dezembro de 2018, capital circulante líquido negativo, no montante R\$ 3.076.726 mil. A conclusão das obras dessas investidas depende do suporte financeiro por parte da Companhia e demais acionistas. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

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

Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

Veja as Notas explicativas nºs 4.12 e 19.5 das demonstrações contábeis regulatórias

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>A Companhia avaliou a existência de indicadores de redução ao valor recuperável em relação às suas unidades geradoras de caixa ("UGCs") e para o cálculo do valor recuperável utilizou-se do método de fluxo de caixa descontado com base em projeções econômico-financeiras. Devido às incertezas inerentes ao processo de determinação das estimativas de fluxos caixa futuros e suas estimativas para determinar a capacidade de recuperação de ativos, como a taxa interna de retorno, taxa de desconto, custo do capital, preço de liquidação das diferenças - PLD médio, bem como à complexidade do processo, o qual requer um grau significativo de julgamento por parte da Companhia para determinação da estimativa contábil que pode impactar o valor desses ativos nas demonstrações contábeis regulatórias, consideramos essa assunto significativo para a nossa auditoria.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros:</p> <ul style="list-style-type: none">i) a avaliação das premissas utilizadas pela Companhia para determinar a existência de indicadores de que os ativos possam ter sofrido desvalorização e para determinar suas unidades geradoras de caixa, bem como avaliamos os controles internos chave relativos à identificação e mensuração do valor recuperável das unidades geradoras de caixa da Companhia. Com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, para os componentes considerados significativos, avaliamos as principais premissas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa futuros e comparamos os orçamentos aprovados para o exercício anterior com os valores reais apurados de forma a verificar a habilidade da Companhia em projetar resultados futuros.ii) a comparação do valor recuperável apurado com base nos fluxos de caixa descontados, por unidade geradora de caixa, com o respectivo valor contábil dos ativos imobilizado e intangível com vida útil definida e avaliamos a adequação das divulgações feitas nas demonstrações contábeis regulatórias.iii) a avaliação se as divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias consideram as informações relevantes. <p>No decorrer da nossa auditoria, identificamos ajustes, que apesar de imateriais, afetaram a mensuração dos ativos não financeiros, os quais foram registrados pela Administração. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que, no tocante à sua recuperabilidade, os saldos dos ativos não financeiros, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis regulatórias, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.</p>

Valor recuperável dos investimentos em Sociedades de Propósito Específico (SPE)

Veja as Notas explicativas nºs 4.11 e 18.1 das demonstrações contábeis regulatórias

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>A Companhia detém participações societárias diversas constituídas a partir de leilões públicos relacionados a concessões, nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica. Considerando a redução significativa das tarifas de geração e transmissão nos últimos anos, bem como as atuais condições macroeconômicas do Brasil, e as incertezas do setor em que essas Sociedades de Propósito Específico (SPE) operam, os resultados operacionais e financeiros dessas SPEs poderão ser adversamente afetados, impactando por meio de equivalência patrimonial, as demonstrações contábeis da Companhia. Esses investimentos realizados nas SPEs também estão sujeitos a atrasos nos licenciamentos ambientais que podem acarretar redução na rentabilidade dos projetos. Com a identificação desses indicadores ("triggers"), a Companhia avaliou a existência de redução ao valor recuperável ("impairment") destas SPEs. Os principais documentos utilizados para a avaliação econômica foram: (i) o fluxo de caixa projetado das SPEs, com base no histórico de operações de cada uma delas; (ii) outros eventos macroeconômicos que possam ter impacto nos modelos de negócio; e (iii) o plano de negócio da Companhia para os anos subsequentes.</p> <p>Devido à relevância e ao alto grau de julgamento inerente à determinação das estimativas de rentabilidade futura para fins de avaliação da recuperabilidade desses investimentos e pelo impacto que eventuais alterações das premissas poderiam gerar nos valores registrados nas demonstrações contábeis regulatórias, consideramos esse assunto como significativo para a nossa auditoria.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros:</p> <ul style="list-style-type: none">i) a obtenção do entendimento dos procedimentos realizados pela Companhia e comparamos o valor em uso das principais SPEs com o valor contábil do investimento e, para os casos em que o valor recuperável do investimento foi inferior, avaliamos se apenas essa comparação já constituía evidência de redução do valor recuperável do investimento ("impairment"), considerando as análises qualitativas que podem sugerir perdas sobre o valor recuperável, tais como atrasos no cronograma, condições desfavoráveis do mercado que altere a taxa interna de retorno (estimada no projeto inicial), impedimento por parte de órgão reguladores e/ou fiscalizadores, contingenciamento financeiro do orçamento do projeto vinculado à SPE, vis-à-vis o julgamento previamente exercido pela Companhia quanto ao assunto.ii) a avaliação dos estudos de valor justo preparados pela Companhia, assim como os julgamentos exercidos quanto às evidências qualitativas.iii) com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, analisamos os estudos de valor em uso e valor justo preparados pela Companhia e analisamos a razoabilidade dos modelos matemáticos, dentro de padrões de mercado aceitos, das projeções de fluxos de caixa e a capacidade de execução dos planos de negócios de cada SPE, sob os quais as avaliações econômico-financeiras foram estruturadas.iv) a avaliação se as divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias consideram informações relevantes. <p>No decorrer da nossa auditoria identificamos ajustes que, apesar de imateriais, afetaram a mensuração e a divulgação dos investimentos em Sociedade de Propósito Específico, os quais foram registrados e divulgados pela Administração.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que, no tocante à sua recuperabilidade, os saldos dos investimentos em Sociedade de Propósito Específico, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis regulatórias, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.</p>

Outros assuntos – Demonstrações financeiras societárias

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf ("Companhia") preparou um conjunto de demonstrações financeiras societárias para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pela International Accounting Standards Board (IASB), sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 22 de março de 2019.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias 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 contábeis regulatórias não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações 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 dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

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

Como parte 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 contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.

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

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Recife, 29 de abril de 2019

KPMG Auditores Independentes

CRC PE-000904/F-7



João Alberto da Silva Neto

Contador CRC RS-048980/O-0 T-CE