

**ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.**  
CNPJ 04.631.430/0001-62

**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO – 2017**

**Senhores Acionistas:**

Em cumprimento às disposições legais e estatutárias, submetemos à apreciação de V.S.as e ao público em geral às Demonstrações Financeiras da Energética Corumbá III S.A. - ECIII, com as respectivas Notas Explicativas, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

**1. CONSIDERAÇÕES GERAIS:**

O setor elétrico permaneceu impactado no ano de 2017 pela falta de recursos hídricos para a geração de energia elétrica, como vem ocorrendo desde o final de 2013, o que forçou a geração em grande escala de energia proveniente de usinas térmicas, de custo mais elevado.

A Receita Operacional Líquida atingiu o montante de R\$ 43,2 milhões no final do período em análise, contra R\$ 39,8 milhões do mesmo período de 2016, significando um crescimento de 8,54%.

Em 2017 ocorreu um aumento do custo da energia contratada, R\$ 7,9 milhões contra R\$ 5,9 milhões em comparação com o período anterior. Os custos de energia continuaram altos, devido à crise energética, com a consequente redução da energia assegurada do sistema, a geração em larga escala de energia termelétrica e os custos associados ao PLD. Colaborou para o aumento do custo de energia a conjugação de baixo GSF (62,63%) e alto PLD (502,78 R\$/MWh), no período de agosto a novembro. O resultado no final no período em análise apresentou um Lucro Líquido de R\$ 14,5 milhões no final de 2017 contra R\$ 12,7 milhões no mesmo período de 2016, com acréscimo de 14%, apesar do aumento do custo da energia contratada, pelas razões já expostas acima, e pela provisão de atualização monetária dos valores das ações judiciais, no valor de R\$ 1,1 milhões.

**2. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA**

A Energética Corumbá III - ECIII foi constituída em junho de 2001 com o objetivo de construir e operar a usina hidrelétrica Corumbá III. Em agosto de 2006, a companhia se associou ao grupo Neoenenergia com a constituição do Consórcio Empreendedor Corumbá III. Atualmente a ECIII é detentora de 40% da concessão do AHE Corumbá III, objeto do Contrato de Concessão No 126/2001 - ANEEL, nos termos da Resolução Autorizativa Nº 980 de 10 de julho de 2007.

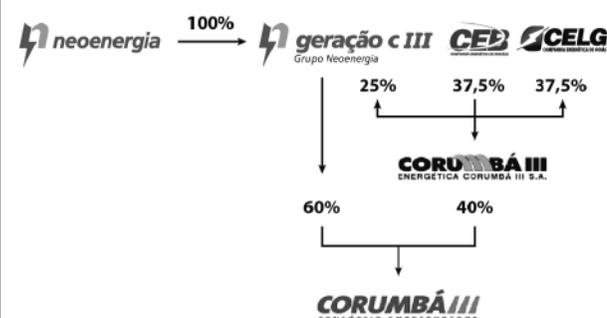
A UHE Corumbá III, localizada no rio de mesmo nome, no Município de Luziânia, teve suas obras efetivamente iniciadas em agosto de 2006, a partir da constituição do Consórcio Empreendedor Corumbá III, com finalidade administrar a implantação, operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica Corumbá III. A primeira unidade geradora da UHE Corumbá III, com potência autorizada de 47,76 MW, entrou em operação comercial no 24/10/2009 e a segunda em 30/01/2010. A UHE Corumbá III encontra-se totalmente motorizada, sincronizada ao Sistema Interligado Nacional e operando conforme programação estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema.

Em 04/09/2012 a ANEEL emitiu o Despacho Nº 2.759, alterando o registro da Potência Instalada para 96.447 kW e da Potência Líquida para 89.484 kW da UHE Corumbá III, outorgada nos termos do Decreto s/nº de 15 de outubro de 2001 e do Contrato de Concessão para Geração de Energia Elétrica nº 126/2001.

Em 2017 ocorreu a Revisão da Garantia Física da UHE Corumbá a qual foi reduzida de 50,9 MW para 49,3 MW, sendo que na ECIII o valor mudou de 20,360 MW para 19,720 MW.

**3. COMPOSIÇÃO SOCIETÁRIA DA COMPANHIA**

A composição societária da UHE Corumbá III é a seguinte:



**4. GOVERNANÇA CORPORATIVA**

**Conselho de Administração**

De acordo com o Acordo de Acionistas o Conselho de Administração é composto por seis conselheiros, com mandato de 03 anos, sendo permitida a reeleição. O Conselho de Administração reúne pelo menos uma vez a cada trimestre civil e tem como atribuição a orientação geral dos negócios da companhia e a eleição e destituição dos diretores.

**Conselho Fiscal**

O Conselho Fiscal será instalado conforme definido no Estatuto Social da companhia, mas tem caráter não permanente, podendo ser requerido por quaisquer de seus acionistas anualmente. Atualmente a companhia não possui Conselho Fiscal instalado.

**Diretoria**

A Diretoria da companhia é composta por três diretores, eleitos pelo Conselho de Administração para um mandato de três anos, sendo que o diretor técnico acumula o cargo de diretor técnico no Consórcio Empreendedor Corumbá III. Atualmente o Diretor Geral acumula o cargo de Diretor Técnico.

**AMBIENTE REGULATÓRIO**

**Repactuação do Risco Hidrológico**

A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, dentre outras questões tratou sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. De acordo com o disposto no Art. 1º da norma, o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração de energia elétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração de energia hidrelétrica.

A ANEEL, em função do disposto na Lei, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do MRE.

Observados os critérios e condições definidas na norma, a Energética Corumbá III S.A., por meio da carta ECIII 035/2015 de 22 de dezembro de 2015, encaminhou à SRM - Superintendência de Regulação de Estudos do Mercado, manifestando o interesse na Repactuação do Risco Hidrológico. A ANEEL por meio do Despacho 034/16 de 11/01/2016 anuiu a Repactuação do Risco Hidrológico pleiteado pela ECIII.

Por meio da correspondência ECIII 003/2016 à SRM foi encaminhado o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico de nº 35/016 em 14/01/2016, bem como a manifestação de desistência da Ação Ordinária nº 55571-48-2015.4.01.3400 que questionava os efeitos financeiros decorrentes de a GSF ser menor que a unidade, condição essencial para o efeito da Repactuação do Risco Hidrológico.

Conforme determinada pelo Conselho de Administração e Assembleia Geral dos Acionistas, a ECIII optou pela repactuação, assumindo o risco hidrológico de 10%, ou seja, a companhia estará protegida contra os efeitos de GSF menor que 90%. Nesta opção, o prêmio é de 1,25 R\$/MWh. O recolhimento do prêmio contratado, somente ocorrerá a partir de 07/11/2036, durante o período de extensão do contrato, o qual terá sua data final de encerramento alterada para 14/02/2037.

O montante de potência repactuado foi de 19,6 MW médios. O resultado a ser ressarçado referente aos efeitos da repactuação no ano de 2015, calculado pelo custo de 15,13 R\$/MWh referidos a janeiro de 2015, conforme Resolução 684/2015, totalizou R\$ 2,597 milhões.

Por intermédio da APINE, a ECIII obteve liminar impedindo que a CCEE inclua a companhia no rateio dos valores não pagos por outros agentes, em especial do Mercado Livre, decorrentes de liminares obtidas pelos mesmos para não arcar com os custos decorrentes do GSF menor que a unidade.

**5. DESEMPENHO DO NEGÓCIO**

A energia garantida da UHE Corumbá III correspondente a 49,3 MW Médios foi totalmente comercializada junto à CEB Distribuição, conforme Contrato de Compra e Venda de Energia, celebrado em 12/11/2002, e o Terceiro Termo Aditivo ao mesmo celebrado em 12/11/2007.

Em 2017 a geração da UHE Corumbá III totalizou 129,158 MWh, equivalentes a 14,74 MW Médios, correspondente a 30% de sua energia assegurada. Desse montante, 40% correspondem à parcela da ECIII no empreendimento.

6.1 - Dados Econômico-Financeiros (R\$ mil)	2017	2016	Variação (%)
Receita Operacional Bruta	45.263	41.739	8,4%
Receita Operacional Líquida	43.182	39.826	8,4%
EBITDA	24.761	25.440	-2,7%
Resultado do Serviço EBIT	20.187	19.921	1,3%
Resultado Financeiro	(4.084)	(5.716)	-28,5%
Lucro Líquido	14.469	12.731	13,6%

6.2 - Indicadores Patrimoniais (R\$ mil)	2017	2016	Variação (%)
Ativo Total	231.102	231.768	-0,3%
Dívida Bruta	42.191	49.107	-14,1%
Dívida Líquida (1)	21.325	24.453	-12,8%
Patrimônio Líquido	166.287	167.323	-0,6%

6.3 - Indicadores Financeiros de Margem (%)	2017	2016	Variação (%)
Margem EBITDA	57,3%	63,9%	-10,2%
Margem EBIT	46,7%	50,0%	-6,5%
Margem Líquida	33,5%	32,0%	4,8%

6.4 - Indicadores Financeiros de Dívida	2017	2016	Variação (%)
Dívida Líquida / EBITDA	86,1%	96,1%	-10,4%
Índice de Endividamento	12,8%	14,6%	-12,3%
Índice de Cobertura da Dívida	4,15	1,77	134,7%

**6.5 RESULTADO DO ANO**

Demonstrações de Resultado (R\$ mil)	2017	2016	Variação (%)
Receita Bruta	45.263	41.739	8,4%
Dedução da Receita Bruta	(2.081)	(1.913)	8,8%
<b>Receita Líquida</b>	43.182	39.826	8,4%
Custos de Bens e Serviços Vendidos	(18.916)	(16.733)	13,0%
<b>Resultado Bruto</b>	24.266	23.092	5,1%
Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas	(4.079)	(3.171)	28,6%
<b>Resultado do Serviço</b>	20.187	19.921	1,3%
(-) Amortização e Depreciação	4.681	5.620	-16,7%
EBITDA	24.868	25.541	-2,6%
Resultado Financeiro	(4.084)	(5.716)	-28,5%
<b>Lucro antes dos impostos</b>	16.103	14.206	13,4%
IRPJ e CSLL	(1.634)	(1.474)	10,8%
Lucro Líquido	14.469	12.731	13,6%

**6.5.1 Receita Bruta**

A Receita Operacional Bruta atingiu o montante de R\$ 45,3 milhões no final do período em análise, contra R\$ 41,7 milhões do mesmo período de 2016, significando um crescimento de 8,6%, decorrente do reajuste do contrato de fornecimento com a CEB-D.

**6.5.2 Custos e Despesas**

Custos e Despesas Operacionais (R\$ mil)	2017	2016	Variação (%)
Energia Comprada para Revenda	(7.991)	(5.861)	36,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	(1.168)	(836)	39,7%
Pessoal e Administradores	(1.991)	(1.962)	-
Serviços de Terceiros	(5.320)	(4.504)	18,1%
Depreciação e Amortização	(4.681)	(5.620)	-16,7%
Perdas na Desativação de Bens	-	-	-
Outros Custos e Despesas	(1.479)	(594)	148,9%
<b>Outros Custos e Despesas</b>	<b>(22.630)</b>	<b>(19.378)</b>	<b>16,8%</b>

Em 2017 ocorreu um aumento do custo da energia contratada, R\$ 8 milhões contra R\$ 5,9 milhões em comparação com o período anterior, conforme detalhado nos quadros a seguir:

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA	2017	2016
Energia Contratada no MRE - MWh	64.668	72.935
Energia Contratada no MCP / PLD - MWh	21.123	22.971
Energia Contratada no ACL - MWh	24.815	6.676
	<b>110.606</b>	<b>102.582</b>

PREÇO MÉDIO DA ENERGIA CONTRATADA	2017	2016
Energia Contratada no MRE - R\$/MWh	20,31	16,23
Energia Contratada no MCP / PLD - R\$/MWh	442,34	105,41
Energia Contratada no ACL - R\$/MWh	241,21	169,30

CUSTO COM A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA	2017	2016
Energia Contratada no MCP / PLD - R\$	9.343.740	2.421.453
Repactuação GSF - R\$	(8.686.981)	(1.218.281)
<b>Total MCP - CCEE</b>	<b>525.479</b>	<b>1.203.172</b>
Energia Contratada no MRE - R\$	1.313.178	1.183.742
Ajustes Financeiros e Recontabilizações / CCEE - R\$	42.075	2.221.082
Amortização Seguro GSF - R\$	125.241	123.192
Energia Contratada no ACL - R\$	5.985.451	1.130.220
	<b>7.991.424</b>	<b>5.861.407</b>

O volume de energia contratada contabilizada em 2017 foi superior em 7,35% ao de 2016. Os custos de energia foram superiores em 36,3%, devido ao aumento de 320% do valor médio do PLD e de 42,5% do preço médio da contratação de energia no mercado livre, itens de maior influência nos custos. A necessidade de volume maior de energia em 2017 se deveu à baixa geração da Usina Corumbá III e à redução da Energia Assegurada do sistema (GSF).

O resultado no final no período em análise apresentou um Lucro Líquido de R\$ 14,5 milhões no final de 2017 contra R\$ 12,7 milhões no mesmo período de 2016, com aumento de 14,2%.

**6.5.3 Resultado Financeiro**

Resultado Financeiros Líquido (R\$ mil)	2017	2016	Variação (%)
Renda de Aplicações Financeiras	1.552	1.523	1,9%
Encargos do Financiamento BNDES	(3.827)	(4.859)	-21,2%
Outras Despesas Financeiras	(1.809)	(2.380)	-24,0%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(4.084)</b>	<b>(5.716)</b>	<b>-28,5%</b>

A renda de aplicações financeiras permaneceu no mesmo patamar, mas os encargos do Financiamento reduziram em relação ao período anterior devido à amortização e à redução da Taxa de Juros de Longo Prazo, indexador do Financiamento contratado com o BNDES.

**6.6 Perfil da Dívida**

Para a implantação do empreendimento, a ECIII celebrou em 2009 um contrato de financiamento do BNDES, cuja taxa de juros é a TJLP mais SPREAD de 1,72 e prazo de 14 anos. A parcela superior a 6% da TJLP é capitalizada. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo devedor do financiamento são os seguintes:

**FINANCIAMENTO BNDES**

Data:	31/12/2017
Saldo Devedor - CP	7.442.032
Saldo Devedor - LP	34.749.079
<b>Saldo Devedor Total</b>	<b>42.191.111</b>

**6.7 Investimentos**

Em 2017, a ECIII investiu R\$2,796 milhões no empreendimento UHE Corumbá III, em processos de desapropriação de terras e benfeitorias, revegetação da APP e em aquisições de sobressalentes.

Em 2018 há previsão de manutenção dos investimentos em função das atividades de revegetação.

**Meio Ambiente e APP**

O Consórcio Empreendedor Corumbá III - CEC III, em atendimento às condicionantes da Licença de Operação nº 844/2009 e da Licença de Funcionamento nº (LF 3061/2013), bem como aos preceitos ambientais vigentes, realizou uma série de atividades e programas ambientais, como forma de minimizar os impactos decorrentes da instalação do empreendimento, tais como: Monitoramento Sismológico; Monitoramento de qualidade de Água; Monitoramento de Ictiofauna; Plano da Assistência Social; Monitoramento climatológico; Monitoramento de fauna; Programa de comunicação Social e Educação



03 ► 10

**ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.**  
CNPJ 04.631.430/0001-62

**DEMONSTRAÇÕES DA MUTAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E DE 2016**

(Valores expressos em Reais, sem centavos)

Especificações	Capital Social	Reservas de Lucros			Lucros (Prejuízos) Acumulados	Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais	Total do Patrimônio Líquido
		Reserva Legal	Reserva para Capital de Giro	Reserva de Expansão			
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>119.460.891</b>	<b>2.520.757</b>	<b>2.520.757</b>	<b>31.146.519</b>	-	-	<b>155.648.924</b>
Integralização de Capital	2.125.197	-	-	-	-	-	2.125.197
Lucro do exercício	-	-	-	-	12.731.451	-	12.731.451
Constituição de Reserva Legal	-	636.573	-	-	(636.573)	-	-
Constituição de Reserva Manut. Capital de Giro	-	-	636.573	-	(636.573)	-	-
Dividendos Obrigatórios	-	-	-	-	(3.182.863)	-	(3.182.863)
Proposta para distribuição de dividendos adicionais	-	-	-	-	(8.275.442)	8.275.442	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>121.586.088</b>	<b>3.157.330</b>	<b>3.157.330</b>	<b>31.146.519</b>	-	<b>8.275.442</b>	<b>167.322.709</b>
Lucro do exercício	-	-	-	-	14.469.238	-	14.469.238
Constituição de Reserva Legal	-	723.462	-	-	(723.462)	-	-
Constituição de Reserva Manut. Capital de Giro	-	-	723.462	-	(723.462)	-	-
Dividendos Obrigatórios	-	-	-	-	(3.617.309)	-	(7.229.425)
Proposta para distribuição de dividendos adicionais	-	-	-	-	(9.405.005)	9.405.005	-
Pagamento de dividendos adicionais	-	-	-	-	-	(8.275.442)	(11.887.558)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>121.586.088</b>	<b>3.880.792</b>	<b>3.880.792</b>	<b>27.534.403</b>	-	<b>9.405.005</b>	<b>166.287.080</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017**

(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

**1. CONTEXTO OPERACIONAL**

A Energética Corumbá III S.A. ("Companhia") é uma sociedade por ações, constituída em 25 de julho de 2001, que tem por objetivo principal a exploração de geração de energia elétrica da Usina de Corumbá III, situada no Rio Corumbá, no município de Luziânia, Estado de Goiás.

A construção da Usina de Corumbá III, com potência instalada de 93,6 MW, foi feita em parceria com a Geração CIII S.A., nos percentuais de 40% (quarenta por cento) para a Energética Corumbá III S.A. e 60% (sessenta por cento) para a Geração CIII S.A. Os investimentos para a construção foram feitos mediante a constituição de um Consórcio denominado Consórcio Empreendedor Corumbá III.

O início da operação comercial ocorreu em 24 de outubro de 2009, com a operação da primeira turbina. Em 30 de janeiro de 2010 entrou em operação a segunda turbina. A atividade de exploração de geração de energia elétrica é regulamentada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

**1.1 Concessões**

O Contrato de Concessão nº 126/2001, de 7 de novembro de 2001 foi firmado entre a Companhia e a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, e aditivado em 25 de novembro de 2007, no tocante a transferência parcial de titularidade para a Geração CIII S.A. Este contrato de concessão garante o direito de exploração pelo prazo de 35 anos, com vencimento para 07 de novembro de 2036. Em razão da repactuação da GSF ocorrida em 2015 o prazo foi estendido por mais 100 dias tendo o vencimento da concessão alterado para 14 de fevereiro de 2037.

A energia gerada é comercializada pelas consorciadas (Energética/Corumbá III S.A. e Geração CIII S.A.), com a venda da energia contratada totalmente pela CEB Distribuição S.A. e reajustado anualmente.

**2. RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS**

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas abaixo. Essas políticas foram aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

**2.1 Base para preparação**

As demonstrações financeiras foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC") e de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro, o *International Financial Reporting Standards* ("IFRS") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB"), e com as normas da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas e premissas contábeis que exigem o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia. Tais julgamentos são revisados de maneira contínua e revisões com relação às estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e ou em quaisquer períodos futuros afetados.

Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras individuais, estão divulgadas na Nota 3.

Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem a seleção de vidas úteis do ativo imobilizado e de sua recuperabilidade nas operações, avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo e pelo método de ajuste a valor presente, análise do risco de crédito para determinação da provisão para devedores duvidosos, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

A emissão das demonstrações financeiras foi autorizada pela Administração em 8 de janeiro de 2018.

A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2017. As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor. As principais práticas contábeis adotadas pela Companhia estão descritas abaixo:

**2.2 Regulatórios**

**2.2.1 Liminares referentes ao Risco Hidrológico**

No decorrer de 2015 diversas empresas de geração obtiveram liminares para isenção do pagamento do custo decorrente de a GSF ser menor que a unidade. A CCEE rateou os valores cobertos pelas liminares para os demais agentes que estavam desprotegidos. Inicialmente, em agosto de 2015, a ECIII pagou R\$ 1,275 milhão por conta desse rateio. Imediatamente a ECIII, entrou com pedido de liminar, a qual foi atendida em relação ao não rateio dos custos decorrentes da GSF oriundos da isenção de pagamento obtida judicialmente por outras empresas. Mesmo assim, a CCEE se apropriou em outubro do saldo da conta da ECIII junto ao Bradesco, utilizada exclusivamente para as liquidações, de R\$ 1,672 milhão de um montante cobrado de R\$ 95 milhões.

Após sucessivas reiterações de decisões liminares a favor da ECIII, a CCEE, por decisão de seu Conselho de Administração, resolveu não mais cobrar os valores correspondentes ao rateio, bem como efetuou ressarcimento em parte à ECIII, no 1º trimestre de 2016.

**2.2.2 Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)**

a) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE): São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

b) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE): Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

c) Uso do bem público: Corresponde aos valores estabelecidos no contrato de concessão para exploração do potencial de energia hidráulica a qual é registrado pelo valor das retribuições ao poder concedente pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico, descontada a valor presente a taxa implícita do projeto.

**2.2.3 Repactuação do Risco Hidrológico - Acordo GSF:**

A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, dentre outras questões, tratou sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. De acordo com o disposto no Art. 1º desta norma, o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração de energia elétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração de energia hidrelétrica.

A ANEEL, em função do disposto na Lei, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do MRE.

Observados os critérios e condições definidas na norma, a Energética Corumbá III S.A., por meio da carta ECIII 035/2015, de 22 de dezembro de 2015, encaminhou à SRM - Superintendência de Regulação de Estudos do Mercado, manifestação de seu interesse na Repactuação do Risco Hidrológico. A ANEEL, por meio do Despacho 034/16, de 11 de janeiro de 2016, anuiu à Repactuação do Risco Hidrológico pleiteado pela ECIII.

Por meio da correspondência ECIII 003/2016, a SRM encaminhou o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico nº 35/016, em 14 de janeiro de 2016, bem como a manifestação de desistência da Ação Ordinária nº 55571-48-2015.4.01.3400, que questionava os efeitos financeiros decorrentes de a GSF ser menor que a unidade, condição essencial para o efeito da Repactuação do Risco Hidrológico.

Conforme determinada pelo Conselho de Administração e Assembleia Geral dos Acionistas, a ECIII optou pela repactuação, assumindo o risco hidrológico de 10%, ou seja, a companhia estará protegida contra os efeitos de GSF menor que 90%. Nesta opção, o prêmio é de 1,25 R\$/MWh. O recolhimento do prêmio contratado somente ocorrerá a partir de 07 de novembro de 2036, durante o período de extensão do contrato, o qual terá sua data final de encerramento alterada para 14 de fevereiro de 2037.

O montante de potência repactuado foi de 19,59991 MW médios. O resultado a ser ressarcido referente aos efeitos da repactuação no ano de 2015, calculado pelo custo de 15,13 R\$/MWh, referidos a janeiro de 2015, conforme Resolução 684/2015, totaliza R\$ 2,597 milhões.

Durante o ano de 2016 ocorreu o início da amortização desse valor correspondendo aos 12 meses de 2016 e permanecerá até o final da extensão do contrato de concessão, ou seja em 14 de fevereiro de 2037.

**2.3 Caixa e equivalentes de caixa**

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, investimentos de curto prazo de alta liquidez, com risco insignificante de mudança de valor, e contas garantidas liquidadas em curto espaço de tempo.

**2.4 Instrumentos financeiros**

**2.4.1 Classificação**

A Companhia classifica seus ativos financeiros nas seguintes categorias: mensurados ao valor justo através do resultado e empréstimos e recebíveis. A Administração determina a classificação de seus ativos financeiros no reconhecimento inicial, dependendo da finalidade para a qual os ativos financeiros foram adquiridos. Nestas demonstrações financeiras a Companhia possui os seguintes instrumentos financeiros:

i. Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são ativos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda no curto prazo. Os ativos dessa categoria são classificados como ativos circulantes.

ii. Empréstimos e recebíveis.

Os empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São incluídos como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes). Os empréstimos e recebíveis da Companhia compreendem "Contas a receber de clientes e demais contas a receber".

A Companhia não opera com derivativos e também não aplica a metodologia denominada contabilidade de operações de hedge (hedge accounting).

**2.4.2 Reconhecimento e mensuração**

As compras e as vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação - data na qual a Companhia se compromete a comprar ou vender o ativo. Os valores são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo, acrescidos dos custos da transação para todos os ativos financeiros não classificados como ao valor justo por meio do resultado. Os custos das transações dos ativos financeiros classificados como valor justo por meio do resultado (destinados à negociação) são reconhecidos no resultado. Os empréstimos e recebíveis são mensurados pelo valor do custo amortizado.

Os ativos financeiros são baixados quando os direitos de receber fluxos de caixa dos investimentos tenham vencido ou tenham sido transferidos; neste último caso, desde que a Companhia tenha transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios da propriedade.

Os ganhos ou as perdas decorrentes de variações no valor justo de ativos financeiros mensurados ao valor justo através do resultado são apresentados na demonstração do resultado em "outros ganhos (perdas), líquidos" no período em que ocorrem.

**2.4.3 Compensação de instrumentos financeiros**

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

**2.4.4 Impairment de ativos financeiros - Ativos negociados ao custo amortizado**

A Companhia avalia, ao final de cada exercício, se há evidência objetiva de que o ativo financeiro ou o grupo de ativos financeiros está deteriorado. Um ativo ou grupo de ativos financeiros está deteriorado e os prejuízos de impairment são incorridos somente se há evidência objetiva de impairment como resultado de um ou mais

03 ► 10

04 ► 10

**ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.**  
CNPJ 04.631.430/0001-62

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017**

(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

eventos ocorridos após o reconhecimento inicial dos ativos ("evento de perda") e aquele evento (ou eventos) de perda tem um impacto nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros que pode ser estimado de maneira confiável.

Os critérios que a Companhia usa para determinar se há evidência objetiva de uma perda por *impairment* incluem:

- Dificuldade financeira relevante do emitente ou tomador;
- Uma quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal;
- A Companhia, por razões econômicas ou jurídicas relativas à dificuldade financeira do tomador de empréstimo, garante ao tomador uma concessão que o credor não consideraria;
- Toma-se provável que o tomador declare falência ou outra reorganização financeira;
- O desaparecimento de um mercado ativo para aquele ativo financeiro devido às dificuldades financeiras; ou
- Dados observáveis indicando que há uma redução mensurável nos futuros fluxos de caixa estimados a partir de uma carteira de ativos financeiros desde o reconhecimento inicial daqueles ativos, embora a diminuição não possa ainda ser identificada com os ativos financeiros individuais na carteira, incluindo:
  - Mudanças adversas na situação do pagamento dos tomadores de empréstimo na carteira;
  - Condições econômicas nacionais ou locais que se correlacionam com as inadimplências sobre os ativos na carteira.

O montante da perda por *impairment* é mensurado como a diferença entre o valor contábil dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados (excluindo os prejuízos de crédito futuro que não foram incorridos), descontados à taxa de juros em vigor original dos ativos financeiros. O valor contábil do ativo é reduzido e o valor do prejuízo é reconhecido na demonstração do resultado. Se um empréstimo ou investimento tiver uma taxa de juros variável, a taxa de desconto para medir uma perda por *impairment* é a atual taxa de juros efetiva determinada de acordo com o contrato. Como um expediente prático, a Companhia pode mensurar o *impairment* com base no valor justo de um instrumento utilizando um preço de mercado observável.

Se, num exercício subsequente, o valor da perda por *impairment* diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente com um evento que ocorreu após o *impairment* ser reconhecido (como uma melhoria na classificação de crédito do devedor), a reversão da perda por *impairment* reconhecida anteriormente será reconhecida na demonstração do resultado.

#### 2.5 Contas a receber de clientes

As contas a receber de clientes correspondem aos valores a receber de clientes no decurso normal das atividades da Companhia. Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos (ou outro que atenda o ciclo normal de operações da Companhia), as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante. Incluem os valores relativos ao suprimento de energia elétrica faturada e não faturada, inclusive a comercialização de energia elétrica efetuada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

As contas a receber de clientes são, inicialmente, reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado com o uso do método da taxa de juros efetiva menos a estimativa para crédito de liquidação duvidosa. Na prática, dado o prazo de cobrança, são normalmente reconhecidas ao valor faturado, ajustado pela provisão para *impairment*, se necessária.

#### 2.6 Estimativa para créditos de liquidação duvidosa – Impairment

Constituída com base na estimativa das possíveis perdas que possam ocorrer na cobrança destes créditos. A estimativa para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida quando existe uma evidência objetiva de que a Companhia não será capaz de cobrar todos os valores devidos de acordo com os prazos originais das contas a receber.

#### 2.7 Estoques

Os materiais e equipamentos em estoque, classificados na rubrica ("outros ativos") no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativo) estão registrados ao custo de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos da estimativa para perdas, quando aplicável.

#### 2.8 Despesas pagas antecipadamente

Os valores registrados no ativo representam as despesas pagas antecipadamente de seguros, para apropriação conforme o regime de competência, isto é, amortizadas linearmente pelo prazo de vigência da apólice, bem como gastos incorridos com o sistema de banco de dados de cadastramento das propriedades nas bordas dos reservatórios, amortizados linearmente pelo prazo da concessão.

#### 2.9 Serviços em curso

Os valores registrados nessa rubrica referem-se aos recursos aplicados em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, em consonância com a Resolução ANEEL nº 444/2001. Quando da conclusão dos projetos, estes são submetidos à aprovação da superintendência da ANEEL, responsável pela avaliação e baixados em contrapartida da conta do passivo de P&D.

#### 2.10 Ativos intangíveis

##### 2.10.1 Softwares

As licenças de softwares adquiridas são capitalizadas com base nos custos incorridos para adquirir os softwares e fazer com que eles estejam prontos para serem utilizados. Esses custos são amortizados durante sua vida útil estimável de cinco anos. Os custos associados à manutenção de softwares são reconhecidos como despesa, conforme incorridos. Os custos de desenvolvimento que são diretamente atribuíveis ao projeto e aos testes de produtos de softwares identificáveis e exclusivos, controlados pela Companhia, são reconhecidos com o ativos intangíveis.

##### 2.10.2 Utilização de bem público - UBP

Pela exploração da geração de energia elétrica outorgada através dos contratos de concessões, a Companhia pagou, ao longo de cinco anos, contados a partir das assinaturas dos contratos, valores anuais, em parcelas mensais, referentes à UBP. Tais desembolsos, a valores históricos, foram reconhecidos no grupo de intangíveis e são amortizados ao longo do período de concessão.

##### 2.11 Imobilizado

Os itens do imobilizado são apresentados pelo custo histórico ou atribuído menos depreciação acumulada. Com exceção dos terrenos, todos os bens, ou conjuntos de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos valores

justos na data da adoção das novas práticas contábeis tiveram o valor justo como custo atribuído na data de transição em 1º de janeiro de 2009. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e de ativos qualificadores. Os terrenos foram mantidos a custo histórico devido a Companhia entender que são os valores aceitos pelo órgão regulador para fins de indenização ao final da concessão. Os custos subsequentes aos valores históricos são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, conforme apropriado, somente quando for provável que fluam benefícios econômicos futuros associados ao item e que o custo do item possa ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídos é baixado. Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos. Os terrenos não são depreciados. A depreciação de outros ativos é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil-econômica remanescente. A Administração da Companhia entende, suportada por seus assessores legais, que não houve, até o momento, alteração nas condições de indenização dos ativos a serem revertidos ao final da Concessão e que possui o direito à indenização do valor residual de todos os bens vinculados e reversíveis, inclusive dos terrenos, considerando os fatos e circunstâncias disponíveis atualmente. Caso haja legislação nova que venha a alterar as condições atuais, a Companhia avaliará os efeitos correspondentes, em suas demonstrações financeiras. Os valores de depreciação e valores residuais dos ativos são revistos e ajustados, se apropriado, ao final de cada exercício. O valor contábil de um ativo é imediatamente baixado para seu valor recuperável se o valor contábil do ativo for maior do que seu valor recuperável estimado. Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados das alienações com o valor contábil residual e são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício em "Outras despesas operacionais".

##### 2.12 Contratos de Concessão

Em 7 de novembro de 2001, a Companhia e a ANEEL assinaram o contrato de Concessão de Geração nº 126/2001, que regula as concessões de UBP para geração de energia elétrica. O contrato concede à Companhia o direito de produção e comercialização de energia elétrica na condição de produtor independente, e, aditivado em 25 de novembro de 2007, no tocante a transferência parcial de titularidade para a Geração CIII S.A. O prazo de duração da concessão e do contrato é de 35 anos a partir da data de assinatura do mesmo, podendo ser prorrogado a critério do Poder Concedente.

Conforme determinada pelo Conselho de Administração e Assembleia Geral dos Acionistas, a ECIII optou pela repactuação, assumindo o risco hidrológico de 10%, ou seja, a companhia estará protegida contra os efeitos de GSF menor que 90%. Nesta opção, o prêmio é de 1,25 R\$/MWh. O recolhimento do prêmio contratado somente ocorrerá a partir de 07 de novembro de 2036, durante o período de extensão do contrato, o qual terá sua data final de encerramento alterada para 14 de fevereiro de 2037.

Contrato de Concessão	Usina	Tipo	Rio	Potência Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW Médio)	Início da Concessão	Vencimento da Concessão
126/2001	UHE CORUMBÁ III	Hidrelétrica	Corumbá - GO	96,447	50,9	07/11/2001	14/02/2037

#### 2.13 Impairment de ativos não financeiros

Os ativos sujeitos à depreciação ou amortização são revisados para a verificação de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Uma perda por *impairment* é reconhecida pelo valor ao qual o valor contábil do ativo excede seu valor recuperável. Este último é o valor mais alto entre o valor justo de um ativo menos os custos de venda e o valor em uso. Para fins de avaliação do *impairment*, os ativos são agrupados nos níveis mais baixos para os quais existam fluxos de caixa identificáveis separadamente (Unidade Geradora de Caixa - UGC). Os ativos não financeiros que tenham sofrido *impairment* são revisados para a análise de uma possível reversão do *impairment* na data de apresentação do relatório. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia realizou referida revisão, a qual não indicou perda por *impairment* a ser reconhecida. Nova revisão será realizada no final de 2018.

#### 2.14 Fornecedores e outras contas a pagar

Fornecedores e outras contas a pagar são obrigações a pagar por bens, energia elétrica, encargos de uso da rede, materiais e serviços que foram adquiridos de fornecedores no curso normal dos negócios, sendo classificados como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano (ou no ciclo operacional normal dos negócios, ainda que mais longo), caso contrário, fornecedores e outras contas a pagar são apresentados como passivo não circulante. Eles são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado, com o uso do método de taxa de juros efetiva. Na prática, considerando o prazo de pagamento, são normalmente reconhecidos ao valor da fatura correspondente.

#### 2.15 Provisões

As provisões para restauração ambiental, custos de reestruturação e ações judiciais (trabalhistas, civis e fiscais) são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada (*constructive obligation*) como resultado de eventos passados, provável saída de recursos para liquidar a obrigação e valor estimado com segurança. As provisões não são reconhecidas com relação às perdas operacionais futuras. Quando houver uma série de obrigações similares, a probabilidade de a Companhia liquidá-las é determinada levando-se em

consideração a classe de obrigações como um todo. Uma provisão é reconhecida mesmo que a probabilidade de liquidação relacionada com qualquer item individual incluído na mesma classe de obrigações seja pequena. As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes dos efeitos tributários, a qual reflete as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

#### 2.16 Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem os impostos correntes e diferidos. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido ou no resultado abrangente. Os encargos de imposto de renda e contribuição social correntes são calculados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço. A Administração avalia, periodicamente, as posições tributárias assumidas pela Companhia com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações. Estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

O imposto de renda e contribuição social correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedam o total devido na data do balanço. Entretanto, o imposto de renda e contribuição social diferidos não são contabilizados se resultar do reconhecimento inicial de um ativo ou passivo em uma operação que não seja uma combinação de negócios, a qual, na época da transação, não afeta o resultado contábil, nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

O imposto de renda e contribuição social diferidos ativos são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que o lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas. Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são compensados quando há um direito exequível legalmente de compensar os ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais.

#### 2.17 Reconhecimento da receita

##### 2.17.1 Receita de comercialização de energia

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços no curso normal das atividades da Companhia. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos incidentes, das devoluções, dos abatimentos e dos descontos concedidos.

A Companhia reconhece a receita quando: (i) o valor da receita pode ser mensurado com segurança; (ii) é provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a entidade; e (iii) quando critérios específicos são atendidos para cada uma das atividades da Companhia. O valor da receita não é considerado como mensurável com segurança até que todas as contingências relacionadas com a venda tenham sido resolvidas. A Companhia baseia suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

##### 2.17.2 Receita financeira

As receitas financeiras são reconhecidas conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa de juros efetiva, registradas contabilmente em regime de competência e são representadas principalmente por rendimentos sobre aplicações financeiras, juros e descontos obtidos.

##### 2.18 Distribuição de dividendos

A distribuição de dividendos para os acionistas da Companhia, com base no seu Estatuto Social, é reconhecida como um passivo em suas demonstrações financeiras ao final do exercício.

##### 2.19 Demonstrações de valor adicionado

A Companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos da NBC T/G 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras, conforme requerido pela legislação societária brasileira às companhias abertas. Para fins de IFRS, tais demonstrações representam informação financeira suplementar.

#### 3. ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS CRÍTICOS

As estimativas e os julgamentos contábeis são continuamente avaliados e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros, consideradas razoáveis para as circunstâncias.

04 ► 10

05 ►10

**ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.**  
CNPJ 04.631.430/0001-62

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

**3.1 Estimativas e premissas contábeis críticas**

Com base em premissas, a Companhia faz estimativas com relação ao futuro. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. As estimativas e premissas que apresentam um risco significativo, com probabilidade de causar um ajuste relevante nos valores contábeis de ativos e passivos para o próximo exercício financeiro, estão contempladas abaixo:

**3.1.1 Imposto de Renda, contribuição social e impostos diferidos**

O método do passivo de contabilização do imposto de renda e contribuição social é usado para imposto de renda diferido gerado por diferenças temporárias entre o valor contábil dos ativos e passivos e seus respectivos valores fiscais. O montante do imposto de renda diferido ativo é revisado a cada data das demonstrações financeiras e reduzido pelo montante que não seja mais realizável através de lucros tributáveis futuros. Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados usando as alíquotas fiscais aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas. O lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas quando da definição da necessidade de registrar, e o montante a ser registrado, do ativo fiscal. No exercício de 2017, não houve créditos por base de diferenças temporárias.

**3.1.2 Vida útil de ativos de longa duração**

A Companhia aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com a NBC TG 27 (Ativo imobilizado), e o Consórcio Empreendedor Corumbá III SAA em 1º de janeiro de 2009 e contratou consultoria especializada para elaboração da avaliação do ativo imobilizado. A Companhia registra sua depreciação de acordo com a vida útil determinada pelos avaliadores que leva em consideração: (i) os valores residuais dos ativos (de indenização ao final da concessão ou da autorização admitidos pelos reguladores); e (ii) respeita a vida útil econômica estimada pelos reguladores que vem sendo aceita pelo mercado com o adequada, a menos que exista evidência robusta de que outra vida útil é mais adequada. A Companhia não acredita que existam indicativos de uma alteração material nas estimativas e premissas usadas no cálculo de perdas por recuperação de ativos de vida longa.

**3.2 Novas normas, pronunciamentos, alterações e interpretações**

Normas e alterações das normas publicadas pelo *International Financial Standards Boards* (IASB), mas ainda não editadas pelo CPC:

A Companhia não estimou a extensão do impacto destas novas normas em suas demonstrações contábeis, por não ter base ou informações sobre seu conteúdo.

A Companhia não adotou as IFRSs novas e revisadas e ainda não vigentes mencionadas a seguir:

Pronunciamento	Descrição	Vigência
IFRS 9 - Instrumentos financeiros	Refere-se ao projeto de substituição da IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração	01/01/2018
IFRS 15 - Receitas com Clientes	Refere-se à convergência do IASB ("International Accounting Standards Board"), sobre o reconhecimento de receita.	01/01/2018
IFRS 16 - Arrendamento	Estabelece critérios de informações a serem prestadas pelo locador e locatário acerca de operações de arrendamento mercantil	01/01/2019

A Administração da Companhia entende que a aplicação dos pronunciamentos mencionados, a serem adotados nas suas demonstrações financeiras nas datas exigidas, não terá nenhum efeito sobre os saldos reportados anteriormente.

**4. GESTÃO DE RISCOS DO NEGÓCIO****4.1 Fatores de risco financeiro**

As atividades da Companhia a expõem a diversos riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco de taxa de juros de valor justo, risco de taxa de juros de fluxo de caixa e risco de preço), risco de crédito e risco de liquidez. A gestão de risco da Companhia se concentra na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro da Companhia. A gestão de risco é realizada pela Companhia, segundo as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração. A gestão de risco identifica, avalia e protege a Companhia contra eventuais riscos financeiros.

**Risco de mercado**

O risco de taxa de juros da Companhia decorre de caixa e equivalentes de caixa. O impacto causado pela variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI, Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA e Índice Geral de Mercado - IGP-M sobre os empréstimos é minimizado pela remuneração das aplicações financeiras pelo CDI e pelo aumento dos preços nos contratos que também estão indexados à variação dos índices IPCA ou IGP-M.

**Risco de crédito**

O risco de crédito decorre de caixa e equivalentes de caixa, instrumentos financeiros, depósitos em bancos e instituições financeiras, bem como contas a receber em aberto. O preço da energia elétrica vendida, determinados nos contratos bilaterais está no nível dos preços fechados no mercado e eventuais sobras ou faltas de energia serão liquidadas no âmbito da CCEE.

**Risco de liquidez**

A Companhia monitora as previsões contínuas das exigências de liquidez para assegurar que ela tenha caixa suficiente para atender às necessidades operacionais. Essa previsão leva em consideração os planos de financiamento da dívida, cumprimento de cláusulas restritivas ("covenants"), cumprimento das metas internas do quociente do balanço patrimonial e, se aplicável, exigências regulatórias externas ou legais. A Companhia investe o excesso de caixa em contas correntes com incidência de juros, depósitos a prazo, depósitos de curto prazo e títulos e valores mobiliários, escolhendo instrumentos com vencimentos apropriados ou liquidez adequada para fornecer margem suficiente conforme determinado pelas previsões acima mencionadas.

**4.2 Risco hidrológico**

Risco associado à escassez de água destinada à geração de energia. O Sistema Interligado Nacional - SIN é atendido por cerca de 70% de geração hidráulica. Para atenuar estes riscos, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"), que é um mecanismo financeiro de compartilhamento entre as regiões do SIN dos riscos hidrológicos das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. É importante ressaltar que o risco é sistêmico, ou seja, haverá efetivo risco às empresas que possuem usinas hidroelétricas quando o sistema como um todo estiver em condição hidrológica desfavorável e não apenas a região onde estas usinas estão localizadas.

**4.3 Outros riscos**

As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes, são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia.

As atividades do Consórcio Corumbá III estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como a diversas exigências de funcionamento relacionadas à proteção do meio ambiente. Adicionalmente, eventual impossibilidade do Consórcio a operar sua usina em virtude de autuações ou processos de cunho ambiental poderá comprometer a geração de receita operacional e afetar negativamente o resultado da Companhia.

**5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA**

Descrição	31/12/2017	31/12/2016
Caixa	1.972	1.934
Bancos Conta Movimento	100.271	59.621
Aplicações Financeiras	15.994.602	20.153.222
	<b>16.096.899</b>	<b>20.214.777</b>

As aplicações financeiras correspondem às operações de fundos de investimentos de renda fixa e certificados de depósitos bancários, as quais são realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional e são contratadas em condições e taxas normais de mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração pela variação do CDI. Os ganhos ou perdas decorrentes de variações no valor justo desses ativos são apresentados na demonstração do resultado em "resultado financeiro" no exercício em que ocorrem. Em 31 de dezembro de 2017, ocorreu uma redução de 20,37% em Caixa e Equivalentes de Caixa em comparação com 31 de dezembro de 2016, tendo como subgrupos mais relevantes às aplicações financeiras em relação ao saldo em 31 de dezembro de 2016, decorrentes, principalmente da aplicação no Fundo de Investimento em Curto Prazo Automático no Banco do Brasil e ao crescimento na rubrica de Bancos Conta Movimento, em razão de recebimento das disponibilidades financeiras por ocasião da venda de energia.

Essa redução se explica pelos resgates das aplicações para pagamento dos Dividendos Adicionais Propostos.

**6. CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS**

Descrição	31/12/2017	31/12/2016
CEB Distribuição	5.283.344	4.882.298

As faturas emitidas pela Companhia são referentes ao contrato nº. CCVEE Nº 073.2002 e seus aditivos, firmado com a CEB, que prevê vencimento em três parcelas, para os dias 10, 20 e 30 do mês seguinte ao do suprimento. O aumento da rubrica Concessionárias e Permissonárias se deveu ao fato de as duas parcelas do pagamento do Contrato de Fornecimento de Energia, vencidas em dezembro/2017, somente terem sido quitadas em janeiro/2018 e a variação ocorrido no período de 8,21% é em função da sazonalização do contrato de fornecimento de energia com a CEB Distribuição.

**7. VALORES A REEMBOLSAR**

Descrição	31/12/2017	31/12/2016
Aportes Operacionais	-	36.335

Refere-se à composição dos aportes operacionais, deduzidos das prestações de contas realizadas pelo Consórcio Empreendedor Corumbá III, relativos às despesas operacionais do exercício.

**8. OUTROS ATIVOS**

Descrição	31/12/2017	31/12/2016
Almoxarifado de Operações e Manutenção	576.138	505.006
Adiantamento a Fornecedores	-	1.653
	<b>576.138</b>	<b>506.659</b>

**9 PARTES RELACIONADAS****9.1 Transações e Saldos****a) Composição:**

Grupo	Descrição	31/12/2017	31/12/2016
ATIVO	<b>Créditos com Pessoas Ligadas</b>	<b>5.283.344</b>	<b>4.882.298</b>
	Suprimento - CEB Distribuição	273.776	277.776
	Adiantamento a Fornecedores - CECIII	659.903	415.583
	Aporte de Investimentos (a)	11.491	0
	Depósitos Judiciais - Desapropriações(c)	<b>6.228.514</b>	<b>5.575.656</b>
PASSIVO	<b>Encargos de Uso de Rede - CEB D</b>	<b>88.473</b>	<b>99.012</b>
	<b>Dividas com Pessoas Ligadas</b>		
	Cons.Empr.Corumbá III - Aporte Operacional	938.135	359.272
	Cons.Empr.Corumbá III - Aporte Investimento	425.522	498.371
	Comissão Comprometimento - Neoenergia	81.884	87.694
	Coligadas e Controladas ou Controladoras (b)	-	397.174
	Fornecedores - Materiais e Serviços	99.770	105.870
	Retenções Contratuais - Serviços (b)	527.890	60.881
		<b>2.073.201</b>	<b>1.509.261</b>
PASSIVO	<b>Dividendos a pagar</b>		
	Companhia Energética de Brasília - CEB	1.378.023	1.212.519
	CELG - Geração e Transmissão - CELG GT	1.378.029	1.212.519
	Geração CII S.A.	861.264	757.824
		<b>3.617.309</b>	<b>3.081.620</b>
RESULTADO	<b>Receita de Suprimento - CEB Distribuição S.A</b>	<b>45.036.184</b>	<b>41.738.713</b>

**b) Detalhamento das Transações com Partes Relacionadas**

a) Refere-se a valores a aportar pela Energética Corumbá III S/A no Consórcio Empreendedor Corumbá III, para fazer face aos investimentos na UHE Corumbá III S.A.  
b) Refere-se a valores a aportar pela Energética Corumbá III S/A no Consórcio Empreendedor Corumbá III, relativos a retenções Contratuais e Fornecedores, que foram Imobilizados pelo Consórcio, sem solicitação de aportes (Retenções Contratuais e dívidas com Fornecedores).

Os principais saldos de ativos e passivos em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, assim como as transações relativas a operações com partes relacionadas, decorrem de transações da Companhia com seus acionistas.

As operações de venda de energia efetuadas junto a CEB Distribuição S.A são feitas a valores de mercado, conforme Contrato de Compra e Venda (PPA) firmado entre as partes.

**10. REPACTUAÇÃO GSF RESOLUÇÃO 684**

A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, dentre outras questões tratou sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. De acordo com o disposto no Art. 1º da norma, o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração de energia elétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração de energia hidrelétrica.

A ANEEL, em função do disposto na Lei, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do MRE.

Observados os critérios e condições definidas na norma, a Energética Corumbá III S.A., por meio da carta ECIII 035/2015, de 22 de dezembro de 2015, encaminhou à SRM - Superintendência de Regulação de Estudos do Mercado, manifestação de seu interesse na Repactuação do Risco Hidrológico. A ANEEL, por meio do Despacho 034/16, de 11 de janeiro de 2016, anuiu à Repactuação do Risco Hidrológico pleiteado pela ECIII.

Por meio da correspondência ECIII 003/2016, a SRM encaminhou o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico nº 35/2016, em 14 de janeiro de 2016, bem como a manifestação de desistência da Ação Ordinária nº 55571-48-2015.4.01.3400, que questionava os efeitos financeiros decorrentes de a GSF ser menor que a unidade, condição essencial para o efeito da Repactuação do Risco Hidrológico.

Conforme determinada pelo Conselho de Administração e Assembleia Geral dos Acionistas, a ECIII optou pela repactuação, assumindo o risco hidrológico de 10%, ou seja, a companhia estará protegida contra os efeitos de GSF menor que 90%. Nesta opção, o prêmio é de 1,25 R\$/MWh. O recolhimento do prêmio contratado somente ocorrerá a partir de 07 de novembro de 2036, durante o período de extensão do contrato, o qual terá sua data final de encerramento alterada para 14 de fevereiro de 2037.

O montante de potência repactuado foi de 19,59991 MW médios. O resultado a ser ressarcido referente aos efeitos da repactuação no ano de 2015, calculado pelo custo de 15,13 R\$/MWh, referidos a janeiro de 2015, conforme Resolução 684/2015, totaliza R\$ 2,597 milhões.

O montante de 2,597 milhões estão sendo amortizados e reconhecidos no exercício de 2017.

**10. REPACTUAÇÃO GSF - RESOLUÇÃO 684/2016**

	31/12/2017	31/12/2016
Energia Elétrica	2.349.315	2.474.557
	<b>2.349.315</b>	<b>2.474.557</b>

**11. FUNDOS VINCULADOS**

	31/12/2017	31/12/2016
<b>Depósitos Vinculados ao BNDES</b>		
Serviço da Dívida	3.745.831	3.486.806
Operação e Manutenção	1.023.710	952.920
	<b>4.769.540</b>	<b>4.439.725</b>

05 ►10

06 ► 10

**ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.**  
CNPJ 04.631.430/0001-62

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

Refere-se à aplicação no Fundo de Investimento 33, administrado pela BRB – Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., conforme Parágrafo Segundo e Terceiro da Cláusula Nona do contrato de Empréstimo e Financiamento BNDES 0920049.1, de 03 de julho de 2009, o qual determina que seja assegurado o saldo necessário nas contas Serviço da Dívida e Operação e Manutenção, equivalente ao montante de 3 (três) vezes a última parcela vencida, incluindo o principal, juros e demais acessórios do contrato. Em 31 de dezembro de 2017, ocorreu aumento de 7,43% nas aplicações financeiras em relação ao saldo em 31 de dezembro de 2016, em função do aumento das disponibilidades financeiras.

**12. IMOBILIZADO**

Refere-se, principalmente, a investimentos na Usina Hidrelétrica Corumbá III, correspondente à participação proporcional da Energética Corumbá III S/A no empreendimento (40%). A Usina entrou em operação comercial em 24 de outubro de 2009, constituída com os bens novos e ativados em serviço nesta data e os valores avaliados foram apresentados tanto para o custo como para a depreciação acumulada, inteiramente adequada ao preço de mercado.

Em novembro de 2016 o CEC III transferiu para o Imobilizado em Serviço o Adiantamento a Fornecedores que estava no Imobilizado em Curso em razão da realização do Acordo Global consolidado pela Escritura Pública de Transação e Quitação registrado sob o Livro 3659, Folha 130 Ato 033 no 15º Ofício de Nota, realizado entre Consórcio Empreendedor Corumbá III e os seus Fornecedores, possibilitando a baixa das Retenções Contratuais.

Essa transferência foi realizada pelos seguintes critérios:

**1. Créditos Lançados em 2016**

Em 2016 foram feitos os seguintes lançamentos:

√ Baixa das retenções da Energ Power, em função do Acordo Global assinado em novembro de 2016 entre CECIII, GCIII e ECIII, entre outros para a solução de todas as divergências até então existentes, no valor de R\$ 9.594.599,74 (nove milhões quinhentos e noventa e quatro mil quinhentos e noventa e nove reais e setenta e quatro centavos);

√ Baixa das retenções da EIT, em função do Acordo Global assinado em novembro de 2016 entre CECIII, GCIII e ECIII, entre outros para a solução de todas as divergências até então existentes, no valor de R\$ 11.714.469,45 (onze milhões setecentos e quatorze mil quatrocentos e sessenta e nove reais e quarenta e cinco centavos), baseado no princípio da solidariedade entre as empresas consorciadas do consórcio EPC.

√ Lançamento de ajustes de pequenos valores totalizando R\$ 3.949,50 (três mil novecentos e quarenta e nove reais e cinquenta centavos), conforme já referido acima.

√ Acréscimo de um crédito no valor de R\$ 102.951,39 (cento e dois mil novecentos e cinquenta e um reais e trinta e nove centavos) e correspondente ao estorno da retenção contratual da Embrace, subfornecedor da Energ Power.

Após esses lançamentos, restou-se um saldo final de R\$ 12.693.351,71.

**2. Destinação do Saldo Final**

Observa-se que a Energ Power, como epecista, era a empresa responsável pelo fornecimento de bens e serviços para a montagem da UHE Corumbá III.

Todos os equipamentos foram fornecidos e as Notas Fiscais foram emitidas pelos fornecedores. Todos os serviços foram efetivamente prestados, haja vista que as unidades geradoras da UHE Corumbá III entraram em operação em outubro de 2009 e janeiro de 2010, mas somente parte das Notas Fiscais de serviços, emitidas diretamente pelos subfornecedores, foi apresentada para propiciar a baixa dos adiantamentos feitos.

Em levantamento realizado pela Baker Tilly do Brasil, conforme Relatório de Auditoria Especial para o Encontro de Contas da UHE Corumbá III em 2011 foi verificado o saldo de serviços subcontratados pela Energ Power e de custos internos incorridos e BDI em valor superior ao saldo remanescente da conta de "Adiantamento a Fornecedores".

A existência desse saldo final é decorrente do fato de a Energ Power não ter emitido à época, as Notas Fiscais de Serviços, em função das graves divergências existentes entre as partes que culminaram em várias ações judiciais e a instauração de procedimentos de arbitragem.

Portanto, pode-se concluir que saldo final da conta de "Adiantamento a Fornecedores" se refere a serviços de montagem dos equipamentos eletromecânicos da Usina e da Linha de Transmissão.

Para a imobilização do saldo pendente de com provação foram adotados os seguintes critérios: √ O valor de R\$ 10.593.170,66 (dez milhões quinhentos e noventa e três mil cento e setenta e seis reais e seis centavos) foi rateado proporcionalmente aos itens orçamentários correspondentes, baseado nos valores da guia OPE (Orçamento Padrão Eletrobrás) constante da planilha anexa.

√ Os adiantamentos ao subfornecedor GE Hidro referentes ao comissionamento dos geradores, totalizando R\$ 2.100.181,05 (dois milhões cem mil cento e oitenta e um reais e cinco centavos) foram alocados diretamente aos geradores.

**Regularização ADIANTAMENTO FORNECEDORES**  
– ENERG e SUBCONTRATADAS

NOVEMBRO/2016			
	%	Valores	
UC – RATEIO – Adiantamento a Fornecedores	Rateio	Instalação	Rateados
Comporta ensecadeira	2,55%	USINA	269.800,27
Comportas e guinchos	3,90%	USINA	412.863,46
Geradores	26,56%	USINA	2.813.158,35
Turbinas	24,10%	USINA	2.552.819,74
Equipamentos e Montagem eletromecânica	5,71%	SE	604.468,06
Equipamento de levantamento	4,88%	USINA	516.460,71
Linha de transmissão	16,06%	LT	1.700.834,98
Sistemas auxiliares elétricos	3,65%	USINA	386.430,82
Sistemas auxiliares mecânicos	6,23%	USINA	659.872,91
Transformador e barramentos	6,39%	USINA	676.461,36
<b>Sub Total: RATEO</b>	<b>100%</b>		<b>10.593.170,66</b>
GERADOR 1 – Alocação direta		USINA	1.025.221,85
GERADOR 2 – Alocação direta		USINA	1.074.959,20
<b>TOTAL – VALOR A IMOBILIZAR</b>			<b>12.693.351,71</b>

**3. Saldo da Conta após os Lançamentos feitos em 2016:**

Saldo da Conta em 31/12/2015	R\$	34.109.321,79
(-) Baixa das Retenções de Fatura Proforma	R\$	9.594.599,74
(-) Baixa das Retenções EIT	R\$	11.714.469,45
(-) Baixa das Retenções Embrace	R\$	102.951,39
(-) Baixa referente a pequenos ajustes	R\$	3.949,50
<b>Saldo da conta a ser imobilizado</b>	<b>R\$</b>	<b>12.693.351,71</b>
(-) Lançamentos referentes à imobilização	R\$	12.693.351,71
<b>Saldo da conta em 31/12/2016</b>	<b>R\$</b>	<b>0,00</b>

**4. A distribuição nas respectivas rubricas:**

Imobilizado em Serviço	CEC III	ECIII - 40%
Reservatórios Barragens e Adutoras	682.663,73	273.065,49
Máquinas e Equipamentos	9.088.754,67	3.635.501,87
Máquinas e Equipamentos - Transm. Conexão	2.921.933,31	1.168.773,32
<b>Total</b>	<b>12.693.351,71</b>	<b>5.077.340,68</b>

Após a transferência a Composição do Imobilizado ficou da seguinte forma:

**a) Composição**

Imobilizado em Serviço	31/12/2017		31/12/2016	
	Custo	Dep. Acumulada	Líquido	Líquido
Terrenos	28.146.349	-	28.146.349	28.146.349
Reservatórios, Barragens e Adutoras	128.202.735	(20.661.651)	107.541.084	111.628.643
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	13.229.373	(2.186.502)	11.042.872	11.622.413
Máquinas e Equipamentos	49.995.364	(12.196.030)	37.799.335	41.688.843
Veículos	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	109.567	(45.052)	64.515	77.174
<b>Total em Serviço</b>	<b>219.683.389</b>	<b>(35.089.235)</b>	<b>184.594.154</b>	<b>193.163.422</b>
<b>Imobilizado em Curso</b>				
Terrenos	7.690.169	-	7.690.169	(18.066.848)
Reservatórios, Barragens e Adutoras	777.630	-	777.630	(10.672.804)
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	439.682	-	439.682	-
Máquinas e Equipamentos	560	-	560	(37.267)
Veículos	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	-	-	-	-
Adiantamento a Fornecedores	-	-	-	-
Depósitos Judiciais	3.661.337	-	3.661.337	-
<b>Total em Curso</b>	<b>12.569.377</b>	<b>-</b>	<b>12.569.377</b>	<b>(28.776.919)</b>
<b>Total do Imobilizado</b>	<b>232.252.766</b>	<b>(35.089.235)</b>	<b>197.163.531</b>	<b>164.386.503</b>

Depreciação	Custo	% Taxas Média		Depreciação Acumulada
		Depreciado	Anual	
Terrenos	28.146.349	-	-	-
Reservatórios, Barragens e Adutoras	128.202.735	16	0,02	(20.661.651)
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	13.229.373	17	0,02	(2.186.502)
Máquinas e Equipamentos	49.995.364	24	0,03	(12.196.030)
Veículos	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	109.567	41	0,06	(45.052)
<b>Total</b>	<b>219.683.389</b>			<b>(35.089.235)</b>

**b) Movimentação**

Imobilizado em Serviço	31/12/2016						31/12/2017
	Adições	Transferências	Baixas	Estornos	31/12/2016		
<b>Custo</b>							
Terrenos	28.146.349	-	-	-	-	28.146.349	
Reservatórios, Barragens e Adutoras	127.063.022	-	1.263.714	-	(124.000)	128.202.735	
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	13.229.373	-	-	-	-	13.229.373	
Máquinas e Equipamentos	49.934.675	720	61.770	-	(1.801)	49.995.364	
Veículos	-	-	-	-	-	-	
Móveis e Utensílios	107.026	-	2.649	-	(108)	109.567	
<b>Total em Serviço</b>	<b>218.480.445</b>	<b>720</b>	<b>1.328.133</b>	<b>-</b>	<b>(125.909)</b>	<b>219.683.389</b>	

**Depreciação****Acumulada**

(-) Deprec. - Reservatórios, Barragens e Adutoras	(18.066.848)	(2.594.803)	-	-	-	(20.661.651)
(-) Deprec. - Edificações, obras cíveis e Benfeitorias	(1.896.590)	(289.912)	-	-	-	(2.186.502)
(-) Deprec. - Máquinas e Equipamentos	(10.672.804)	(1.524.167)	-	979	(37)	(12.196.030)
(-) Deprec. - Veículos e Utensílios	-	-	-	-	-	-
<b>Total em Curso</b>	<b>(30.673.509)</b>	<b>(4.416.668)</b>	<b>-</b>	<b>979</b>	<b>(37)</b>	<b>(35.089.235)</b>
<b>Imobilizado Líquido</b>	<b>187.806.937</b>	<b>(4.415.948)</b>	<b>1.328.133</b>	<b>-</b>	<b>(125.947)</b>	<b>184.594.154</b>
<b>Imobilizações em Curso</b>						
Terrenos	2.126.421	7.285.432	260.797	-	(1.982.481)	7.690.169
Reservatórios, Barragens e Adutoras	434.948	497.481	(1.263.714)	-	1.108.915	777.630
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	-	-	-	-	439.682	439.682
Máquinas e Equipamentos	23.909	94.833	(54.457)	-	(63.725)	560
Adiantamento a Fornecedores	-	6.089	(6.089)	-	-	-
Depósitos Judiciais	10.933	-	-	-	(10.933)	-
Transformação, Fabricação, Reparo Material	4.021.780	125.439	(260.797)	(73.056)	(152.030)	3.661.337
<b>Total em Curso</b>	<b>6.617.990</b>	<b>8.009.273</b>	<b>(1.324.259)</b>	<b>(73.056)</b>	<b>(660.572)</b>	<b>12.569.377</b>
<b>Total do Imobilizado</b>	<b>194.424.927</b>	<b>3.593.326</b>	<b>3.874</b>	<b>(73.056)</b>	<b>(786.519)</b>	<b>197.163.531</b>

**12.1 Custo atribuído no ativo imobilizado**

A Companhia aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS, de acordo com a NBC TG 27 (Ativo imobilizado), com base em avaliação do Ativo Imobilizado realizada por consultoria especializada contratada pelo Consórcio Empreendedor Corumbá III. A avaliação foi realizada com base nas normas e procedimentos da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, método de depreciação de Ross-Heidecke, que considera o estado de conservação e a vida transcorrida da edificação para obter seu custo atribuído, além das demais determinações contidas na legislação pertinente.

**12.2 Taxas de depreciação**

A Companhia calcula sua depreciação pelo método linear, por componente, cuja taxa de depreciação leva em consideração o tempo de vida útil-econômica estimada dos bens, desde que não ultrapassem o prazo de concessão, de acordo com estabelecido pelo órgão regulador. Os terrenos não são depreciados.

**12.3 Bens vinculados à concessão**

De acordo com o contrato de concessão 126/2001, é vedada à Companhia alienar ou ceder a qualquer título os bens e instalações considerados servíveis à concessão sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A Resolução ANEEL nº 20/1999 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação.

**12.4 Impostos Diferidos**

Na avaliação da Administração da Energética Corumbá III S/A, os possíveis efeitos fiscais do custo atribuído, nesse momento, foram descartados tendo em vista a atualidade dos valores apropriados em 24 de outubro de 2009, data da entrada em operação comercial, e em 30 de janeiro de 2010, data de entrada em operação da segunda máquina.

**12.5 Análise de Impairment**

A Administração não identificou situações que poderiam impactar no valor recuperável de seus ativos, inexistindo evidências de perda do valor recuperável (impairment) a ser reconhecida em 31 de dezembro de 2017.

**12.6 Adiantamento a Fornecedores**

(a) Refere-se, substancialmente, a adiantamentos concedidos a fornecedores para a construção da usina hidrelétrica, os quais encontram-se em discussão judicial, estando atualmente em fase final de obtenção dos documentos necessários para utilização de itens e consequente ajuste do saldo contábil.

(b) O CEC III, por meio de consultoria contratada, concluiu o levantamento detalhado da composição da conta Adiantamento a Fornecedores, sendo que os ajustes decorrentes foram efetuados em parte no 4º Trimestre de 2015, restando ainda um saldo para finalização e conclusão do processo de utilização dos bens.

(c) O CEC III efetuou no 4º Trimestre de 2016, com a finalização e conclusão do processo de utilização dos bens referentes aos Adiantamentos a Fornecedores.

**13. INTANGÍVEIS**

O saldo em 31 de dezembro de 2017 é constituído por direitos de uso de software, servidão de passagem e pela UBP. É avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

06 ► 10

07-10

**ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.**  
CNPJ 04.631.430/0001-62

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

**a) Composição**

Por natureza, o ativo intangível está constituído da seguinte forma:

	31/12/2017	31/12/2016
<b>USINA</b>		
INTANGÍVEIS		
UBP	3.436.324	3.529.540
	<b>3.436.324</b>	<b>3.529.540</b>
<b>SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE CONEXÃO</b>		
INTANGÍVEIS		
Servidão	4.601	73.984
Outros	49.949	49.949
	<b>45.348</b>	<b>123.933</b>
<b>ADMINISTRAÇÃO CENTRAL</b>		
INTANGÍVEIS		
Softwares	32.759	36.907
Outros	392.924	392.924
	<b>425.683</b>	<b>429.831</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3.907.355</b>	<b>4.083.304</b>

**b) Movimentação**

	31/12/2016	Adições	Transferências	Baixas	Estornos	31/12/2017
<b>Intangível em Serviço</b>						
<b>Custo</b>						
Direito de Uso da Concessão	4.814.351	-	-	-	-	4.814.351
Outros Intangíveis	751.388	1.099	-	-	4.111	756.599
SOFTWARES	44.625	1.099	-	-	4.111	49.836
Outros Intangíveis - ECIII	313.839	-	-	-	-	313.839
Outros Intangíveis - ECIII	392.924	-	-	-	-	392.924
<b>Totais</b>	<b>5.565.739</b>	<b>1.099</b>			<b>4.111</b>	<b>5.570.950</b>
<b>Amortização</b>						
Direito de Uso da Concessão	(1.284.812)	(177.215)	-	-	-	(1.462.026,95)
Outros Intangíveis	(197.624)	(87.944)	-	-	-	(285.568,02)
Outros Intangíveis - ECIII	-	-	-	-	-	-
Softwares	(7.718)	(9.359)	-	-	-	(17.077,25)
Outros Intangíveis - ECIII	(189.906)	(78.585)	-	-	-	(268.490,77)
<b>Totais</b>	<b>(1.482.436)</b>	<b>(265.159)</b>				<b>(1.747.595)</b>
<b>Intangível em Curso</b>						
Intangíveis	-	-	-	-	-	-
Intangíveis	-	89.728	-	-	(5.728)	84.000
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>89.728</b>			<b>(5.728)</b>	<b>84.000</b>
<b>Total do Intangível</b>	<b>4.083.304</b>	<b>(174.332)</b>			<b>(1.617)</b>	<b>3.907.355</b>

**14. FORNECEDORES**

	31/12/2017	31/12/2016
Compra de Energia Elétrica (b)	801.962	365.625
Encargos de Uso de Rede (a)	88.473	99.012
Materiais e Serviços (c)	9.689	109.850
Provisão Fornecedores - CEC III (d)	0	384.116
	<b>900.124</b>	<b>958.603</b>

- (a) O saldo se refere, basicamente, a encargos de uso de rede com parte relacionada.  
(b) Refere-se à compra de energia no mercado de curto prazo. A variação ocorrida em 31 de dezembro de 2017 refere-se ao registro da provisão das compras ocorridas no 4º trimestre, tendo em vista a necessidade de suprimentos em razão da pequena geração de energia ocorrida a partir do 2º trimestre.  
(c) O saldo de Materiais e Serviços teve uma redução de 91,18% em razão da provisão de Serviços prestados em dezembro/2016 cujo pagamento ocorreu em 2017.  
(d) Refere-se a Provisão de Fornecedores realizada pelo CEC III.

**15. FOLHA DE PAGAMENTO**

	31/12/2017	31/12/2016
Folha de Pagamento Líquida	-	-
13º Salário	-	-
Férias	36.738	34.287
Tributos Retidos na Fonte	9.090	8.906
FGTS	2.030	2.878
Encargos s Férias e 13º Salário	10.470	9.775
Diretores, Conselheiros e Acionistas	14.495	13.637
	<b>72.823</b>	<b>69.483</b>

**16. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS****a) Composição**

	31/12/2017			31/12/2016
	Circ.	Não Circ.	Total	
<b>MOEDA NACIONAL</b>				
BNDDES Contrato 1052	5.276.095	25.061.451	30.337.546	35.232.932
BNDDES Contrato 1176	70.489	334.821	405.309	470.711
BNDDES Contrato 1168	390.370	1.854.256	2.244.626	2.606.828
BNDDES Contrato 1150	1.578.642	7.498.552	9.077.194	10.541.926
	<b>7.315.596</b>	<b>34.749.079</b>	<b>42.064.675</b>	<b>48.852.398</b>
Encargos	126.437	-	126.437	255.076
<b>Total do Financiamento</b>	<b>7.442.033</b>		<b>42.191.112</b>	<b>49.107.473</b>

**Perfil da Dívida**

Para a implantação do empreendimento, a ECIII celebrou, em 2009, um contrato de financiamento junto ao BNDES, cuja taxa de juros corresponde à TJLP acrescida de spread de 1,72 a.a., com prazo de 14 anos. A parcela superior a 6% da TJLP é capitalizada.

**b) Detalhamento dos Empréstimos e Financiamentos**

Fonte	Contrato	Data de Assinatura	Objetivo	Juros	Último Vencimento
BNDDES	Diversos	03/07/09	Construção da usina do Consórcio Empreendimento Corumbá III	TJLP + 1,72% a.a.	2023

**c) Os contratos de empréstimos e financiamentos obtidos pela ECIII estão suportados pelas garantias da operação citadas abaixo:**

\* Penhor de Direitos emergentes do Contrato de Concessão para Exploração da Usina, incluindo:

- Direitos supervenientes de créditos decorrentes do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica ("CCVE"), e de quaisquer outros contratos de compra e venda de energia;
- As garantias constantes do "CCVE";
- Direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, sejam ou venham a se tomarem devidos pelo Poder Concedente à Companhia;
- Direito de vender a energia elétrica produzida pelo projeto mencionado na Condição Geral n. 12.1.1;
- Todos os demais direitos, corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, que possam ser objeto de penhor de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis, decorrentes da concessão;
- Penhor das ações de emissão da Companhia;
- Penhor dos Direitos Creditórios de todas as obrigações decorrentes do Contrato, da totalidade dos direitos creditórios da Companhia, especialmente dos provenientes do CCVE celebrado com a CEB Distribuição S.A., em 12 de novembro de 2002 e seus posteriores Aditivos.

**d) Os contratos de empréstimos e financiamentos obtidos pela ECIII estão suportados pelas garantias da operação, bem como as obrigações especiais da beneficiária.**

- Obriga-se a beneficiária dentre outras obrigações a:
  - manter, durante todo o período de amortização do presente Contrato, Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) de, no mínimo, 1,2 (um inteiro e dois décimos), apurado anualmente conforme metodologia de cálculo constante do Anexo I ao presente Contrato, e comprovado mediante a apresentação de demonstrações financeiras anuais auditadas.

**17. TAXAS E ENCARGOS REGULAMENTARES**

	31/12/2017	31/12/2016
Compensação Financ. p/ Utilização dos Recursos		
Hídricos - CFURH	54.454	143.676
Pesquisa e Desenvolvimento - P & D	1.121.106	857.468
Taxa de Fiscalização de Serviços Energia Elétrica - TFSEE	8.218	8.294
	<b>1.183.778</b>	<b>1.009.438</b>

**Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH**

A CFURH foi criada pela Lei nº 7.990/1989 e destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionadas por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas.

**Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica - TFSEE**

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427/1996, e equivale a 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada do serviço público de energia elétrica. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custo de suas atividades. A TFSEE, fixada anualmente, é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias. Sua gestão fica a cargo da ANEEL.

**Pesquisa e Desenvolvimento - P&D**

De acordo com a Lei nº 9.991/2000, artigo 24 da Lei nº 10.438/2002 e artigo 12 da Lei nº 10.848/2004, as empresas concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição, geração ou transmissão de energia elétrica, assim como as autorizadas à produção independente de energia elétrica, exceto aquelas que geram energia exclusivamente a partir de pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, cogeração qualificada, usinas eólicas ou solares, devem aplicar, anualmente, um percentual mínimo de sua receita operacional líquida em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica - P&D, segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL.

Conforme artigo 2º da Lei nº 9.991/2000, as concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

A Resolução Normativa nº 233/2006, que entrou em vigor em 1º de janeiro de 2007, estabeleceu em seu artigo 2º que o fato jurídico necessário e suficiente para a constituição das obrigações legais referidas em seu artigo 1º é o reconhecimento contábil, por parte das concessionárias e permissionárias, bem como pelas autorizadas à produção independente de energia elétrica, dos itens da Receita Operacional, elencados no parágrafo 1º do artigo 3º, desta Resolução. Em atendimento ao Ofício Circular SFF/ANEEL nº 2.409/2007, a Companhia tem apresentado os gastos com P&D no grupo das deduções da receita bruta. Segundo a Resolução Normativa nº 316/2008, a empresa de energia elétrica deverá enviar, na forma do parágrafo 1º, do artigo 2º, relatório final de auditoria contábil e financeira específico dos projetos de P&D para avaliação final da ANEEL, para fins de reconhecimento dos investimentos realizados.

**18. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS**

	31/12/2017	31/12/2016
IRPJ a Recolher	287.537	266.785
IRRF s/ Notas Fiscais	1.279	934
CSSL a Recolher	180.918	183.730
PIS a Recolher	25.699	23.528
COFINS a recolher	118.611	108.592
INSS Pessoa Jurídica	10.318	8.984
Retenção - Lei 10.833	1.685	1.585
	<b>626.046</b>	<b>594.139</b>

**19. DÍVIDAS COM PESSOAS LIGADAS**

	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>		
Cons.Empr.Corumbá III - Aporte Operacional (a)	938.135	359.272
Cons.Empr.Corumbá III - Aporte Investimento (a)	425.522	498.371
Comissão Comprometimento - Neoenergia (b)	81.884	87.694
	<b>1.445.541</b>	<b>945.337</b>

**NÃO CIRCULANTE**

Coligadas e Controladas ou Controladoras(c)	-	397.174
Retenções Contratuais (d)	99.770	105.870
Retenções Contratuais - Serviços	527.890	60.881
	<b>627.660</b>	<b>563.924</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.073.201</b>	<b>1.509.261</b>

(a) Refere-se a aportes efetuados pela Energética Corumbá III S.A. no Consórcio Empreendedor Corumbá III.

(b) Refere-se à comissão de comprometimento devida à Neoenergia S.A. mediante as garantias assumidas no contrato de financiamento da Energética Corumbá III S.A.

(c) Refere-se a valores a aportar pela Energética Corumbá III S/A no Consórcio Empreendedor Corumbá III, relativo a retenções contratuais e Fornecedores já ativados. Em novembro de 2016 o Consórcio Empreendedor Corumbá III por meio do Acordo Global consolidado na Escritura Pública de Transação e Quitação registrado sob o Livro 3659, Folha 130 Ato 033 no 15º Ofício de Nota, realizado entre Consórcio Empreendedor Corumbá III e os seus Fornecedores, possibilitando a baixa em quase sua totalidade das Retenções Contratuais, assim a Imobilização em Serviço dos Serviços que foram registrados na rubrica Adiantamento a Fornecedores no grupo Imobilizado em Curso pudesse ser transferidos para o Imobilizado em Serviço. No 1º Trimestre de 2017 foi realizado a transferência do Curto Prazo para o Longo Prazo relativo às Retenções Contratuais Serviços - Themag.

(d) Refere-se a valores a aportar pela Energética Corumbá III S/A no Consórcio Empreendedor Corumbá III, relativo a retenções contratuais a Fornecedores diversos registrados pelo CEC III.

**20. DIVIDENDOS A PAGAR**

	31/12/2017	31/12/2016
Companhia Energética de Brasília - CEB	1.378.023	1.212.519
CEL.G - Geração e Transmissão - CEL.G GT	1.378.023	1.212.519
Geração CIII SA	861.264	757.824
	<b>3.617.309</b>	<b>3.182.863</b>

Em razão da realização do Acordo Global e consolidado na Escritura Pública de Transação e Quitação registrado sob o Livro 3659, Folha 130 Ato 033 no 15º Ofício de Notas, realizado entre Consórcio Empreendedor Corumbá III e os seus Fornecedores, possibilitando a baixa em quase sua totalidade das Retenções Contratuais, envolvendo os Acionistas Energ Power S.A e Strata Construções e Concessionárias Integradas S.A., a Geração C III S.A., acionista da Energética Corumbá III S.A., adquiriu as ações dos acionistas ENER e STRATA, assumindo assim as obrigações e direitos desses acionistas e por essa razão a distribuição de dividendos proposta é a demonstrada acima.

**21. USO DO BEM PÚBLICO - UBP**

	RS
<b>Em 31 de Dezembro de 2012</b>	<b>5.861.728</b>
Atualização Anual - Valor Presente	544.497
Despesas Financeiras - AVP Ajuste Mensal	423.962
Pagamento UBP	(760.665)
<b>Em 31 de Dezembro de 2013</b>	<b>6.069.521</b>
Atualização Anual - Valor Presente	526.501
Despesas Financeiras - AVP Ajuste Mensal	423.962
Pagamento UBP	(792.435)
<b>Em 31 de Dezembro de 2014</b>	<b>6.227.549</b>
Atualização Anual - Valor Presente	854.018
Despesas Financeiras - AVP Ajuste Mensal	423.962
Pagamento UBP	(830.302)
<b>Em 31 de Dezembro de 2015</b>	<b>6.675.226</b>
Atualização Anual - Valor Presente	1.101.800
Despesas Financeiras - AVP Ajuste Mensal	423.962
Pagamento UBP	(904.750)
<b>Em 30 de Dezembro de 2016</b>	<b>7.296.238</b>
Atualização Anual - Valor Presente	350.971
Despesas Financeiras - AVP Ajuste Mensal	498.174
Pagamento UBP	(972.869)
<b>Em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>7.172.514</b>

**22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO****a) Capital Social**

O capital social subscrito, em 31 de dezembro de 2017, é de R\$ 121.586.088, representado por 60.793.942 ações ordinárias e 60.793.046 preferenciais. O capital realizado é de R\$ R\$ 121.586.088.

07-10

08 ► 10

**ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.**  
CNPJ 04.631.430/0001-62

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017  
(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

**Composição:**

	Quantidade de Ações		Capital em RS	
	Ordinárias	Preferenciais		Participação
Companhia Energética de Brasília - CEB	15.198.260	30.396.523	45.594.783	37,5%
CEL.G - Geração e Transmissão - GELG G & T	15.198.260	30.396.523	45.594.783	37,5%
Geração C III S/A	30.396.522	-	30.396.522	25,0%
	<b>60.793.042</b>	<b>60.793.046</b>	<b>121.586.088</b>	<b>100,0%</b>

Em 8 de junho de 2010, foi formalizado Termo de Transferência de Ações da Energética Corumbá III S/A, detidas por acionistas inadimplentes, para a Geração CIII S/A, cuja eficácia dependia de prévia anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e do Banco Nacional de Desenvolvimento Social – BNDES.

A Anuência por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL foi formalizada pela Resolução Autorizativa nº 2.590. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES aprovou a transação em 01 de fevereiro de 2011, por meio da Decisão da Diretoria 91/2011-BNDES.

Com a aprovação do BNDES e a ANEEL, foram transferidas 18.948 434 ações dos acionistas Strata e Energ Power para a Geração CIII S/A.

Em razão da realização do Acordo Global e consolidado na Escritura Pública de Transação e Quitação registrado sob o Livro 3659, Folha 130 Ato 033 no 15º Ofício de Notas, realizado entre Consórcio Empreendedor Corumbá III e os seus Fornecedores, possibilitando a baixa em quase sua totalidade das Retenções Contratuais, envolvendo os Acionistas Energ Power S.A e Strata Construções e Concessionárias Integradas S.A. Em 24 de novembro de 2016, a Geração C III S.A., acionista da Energética Corumbá III S.A., adquiriu as ações dos acionistas ENER e STRATA, assumindo assim as obrigações e direitos desses acionistas.

Com essa alteração na composição do Capital Social passou a ser a seguinte:

Acionistas	Quantidade de Ações		Capital em RS	
	Ordinárias	Preferenciais		Participação
Companhia Energética de Brasília - CEB	15.198.260	30.396.523	45.594.783	37,5%
CEL.G - Geração e Transmissão - GELG G & T	15.198.260	30.396.523	45.594.783	37,5%
Geração C III S/A	30.396.522	-	30.396.522	25,0%
	<b>60.793.042</b>	<b>60.793.046</b>	<b>121.586.088</b>	<b>100,0%</b>

**b) Reservas e Dividendos**

• Reserva Legal – constituída à razão de 5% do Luero Bruto do Exercício, apurado anualmente até o limite de 20 % do Capital Social;

• Reserva Estatutária - constituída à razão de 5% do Lucro Bruto do Exercício apurado anualmente;

• Dividendos Obrigatórios - equivalentes a 25% do Lucro Líquido

• Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais – valor constituído pelo saldo remanescente do Lucro Líquido, após as destinações legais e estatutárias, com distribuição condicionada à anuência prévia do BNDES.

As reservas constituídas e dividendos provisionados no período estão devidamente demonstrados na Mutaçao do Patrimônio Líquido.

**23. PROVISÕES PARA DEMANDAS JUDICIAIS**

O Consórcio Empreendedor Corumbá III registrou, em seu passivo não circulante, provisão para demandas judiciais de natureza administrativa, cível e trabalhista, cuja probabilidade de perda foi considerada provável, com base no posicionamento de seus assessores jurídicos, de acordo com a NBC TG 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, aprovada pela Resolução CFC no 1.180/2009. A Energética Corumbá III S/A – ECIII, por sua vez, reconheceu essa contingência na proporção da participação no Consórcio Empreendedor, conforme abaixo:

	31/12/2017	31/12/2016
Provisões para Demandas Judiciais	6.585.191	325.070
	<b>6.585.191</b>	<b>325.070</b>

O reconhecimento da perda provável nas demonstrações da Energética Corumbá III S.A está representado por causas indenizatórias de áreas alagadas. Em 2017 foi realizada a reclassificação do montante de 325.070 que estava classificada em 2016 no Curto Prazo, para o Longo Prazo para melhor adequação dessas provisões.

**Histórico das ações**

A fim de cumprir com o objetivo da Concessão do potencial de energia hidroelétrica localizado no rio Corumbá, município de Luziânia, fez-se necessária a ocupação de áreas adjacentes ao rio Corumbá, bem como de áreas inundadas para a construção do reservatório.

Nos casos em que os proprietários das áreas não concordaram com os preços e as condições de compra-venda, o Consórcio efetuou depósitos judiciais dos valores calculados nos processos os quais foram contabilizados como parte do custo de formação da hidroelétrica no ativo imobilizado.

Atualmente, o consórcio é parte envolvida em processos trabalhistas, cíveis e administrativos de natureza ambiental perante tribunais e órgãos governamentais.

Em 2015, encontravam-se em tramitação na Câmara de Conciliação da FGV, quatro processos arbitrais envolvendo o Consórcio Empreendedor Corumbá III – CECIII e o Consórcio Construtor Centro Oeste – CCCO, referentes a questões contratuais. Os processos arbitrais encontravam-se em discussão judicial proposta pelo CEC III, em decorrência do conflito de interesses entre as consorciadas do Consórcio Construtor Centro Oeste. O CECIII estava envolvido tanto no polo ativo como passivo.

Nos procedimentos em que o CECIII se encontrava no polo passivo, os integrantes do CCCO pleiteavam basicamente a quebra de solidariedade e a apuração e recebimento de eventual crédito oriundo do Contrato EPC firmado entre o CEC III e o CCCO.

Nos procedimentos em que o CECIII se encontrava no polo ativo, o CECIII pleiteia basicamente o recebimento de indenização por perdas e danos, decorrentes de lei e das disposições contratuais aplicáveis; a cobrança de todas as penalidades e multas previstas a apuração; e o recebimento de eventual crédito oriundo do Contrato EPC firmado entre o CECIII e o CCCO.

No dia 24/11/2016, foi lavrada escritura pública ratificando os termos do *Memorandum of Understanding* (MoU), celebrado com o Consórcio Construtor Centro-Oeste (sendo Consorciadas a EIT e Energ Power) e o Consórcio Empreendedor Corumbá III, para extinção das arbitragens com relação a estas empresas. As petições de extinção já foram protocoladas na câmara arbitral e aguardam o despacho dos árbitros para a extinção das mesmas.

	Quantidade de Ações		Capital em RS	
	Ordinárias	Preferenciais		Participação
Companhia Energética de Brasília - CEB	15.198.260	30.396.523	45.594.783	37,5%
CEL.G - Geração e Transmissão - GELG G & T	15.198.260	30.396.523	45.594.783	37,5%
Geração C III S/A	30.396.522	-	30.396.522	25,0%
	<b>60.793.042</b>	<b>60.793.046</b>	<b>121.586.088</b>	<b>100,0%</b>

Com base no que determina a NBC TG 25, o Consórcio Empreendedor Corumbá III divulgou em nota explicativa as ações ativas e passivas cuja probabilidade de perda foi considerada possível, conforme quadro apresentado abaixo:

	31/12/2017	31/12/2016
<b>Ativo</b>		
<b>Ganho possível</b>	-	<b>68.478</b>
Arbitral	-	68.478
Ganho provável	70	66
Administrativas e cíveis	70	66
<b>Passivo</b>		
<b>Perda possível</b>	<b>8.870</b>	-
Administrativas e cíveis	8.870	-
Trabalhistas	-	-
Arbitral	-	-
<b>Perda Provável</b>	<b>6.585</b>	<b>134.664</b>
Administrativas e cíveis	6.582	38.682
Trabalhistas	3	762
Arbitral	-	95.220

O reflexo destas ações nas demonstrações financeiras da Energética Corumbá III S.A., quando da decisão final das respectivas lides, se dará proporcionalmente à participação no CECIII, equivalente a 40%.

O CEC III registrou em seu Passivo Perda Provável referente às ações Administrativas e Cíveis em conformidade com o Parecer dos Advogados e também como Perda Possível as quais refletimos na proporção da participação na ECIII.

**24. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA**

A Receita corresponde, majoritariamente, ao suprimento de energia relacionado com o contrato de venda de energia de longo prazo com a distribuidora de energia elétrica CEB Distribuição SA.

	31/12/2017	31/12/2016
RECEITA OPERACIONAL BRUTA		
Suprimento de energia Elétrica	<b>45.263.347</b>	<b>41.738.919</b>
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL		
PIS	(294.359)	(271.303)
COFINS	(1.358.581)	(1.252.168)
Encargos do Consumidor - P&D	(428.206)	(389.745)
	<b>(2.081.147)</b>	<b>(1.913.215)</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>43.182.200</b>	<b>39.825.704</b>

A tabela a seguir resume os volumes em MW de energia assegurada contratadas pela Companhia no Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

	VENDA DE ENERGIA			
	2016	Cliente	Volume (MWh)	Tarifa (R\$/MWh) Faturamento (RS)
Janeiro	CEB-D	15.263	228,86	3.493.264
Fevereiro	CEB-D	14.298	228,86	3.272.261
Março	CEB-D	14.973	228,86	3.426.817
Abril	CEB-D	14.832	228,86	3.394.543
Mai	CEB-D	14.540	228,86	3.327.694
Junho	CEB-D	14.516	228,86	3.322.166
Julho	CEB-D	14.408	228,86	3.297.420
Agosto	CEB-D	15.119	228,86	3.460.096
Setembro	CEB-D	16.021	228,86	3.666.672
Outubro	CEB-D	15.798	235,16	3.715.075
Novembro	CEB-D	14.691	253,26	3.720.629
Dezembro	CEB-D	14.381	253,26	3.642.074
<b>Total</b>		<b>178.841</b>		<b>41.738.713</b>

	2017	Cliente	VENDA DE ENERGIA		
			Volume (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Faturamento (RS)
Janeiro	CEB-D	11.499	253,26	2.912.235	
Fevereiro	CEB-D	13.978	253,26	3.539.960	
Março	CEB-D	15.369	253,26	3.892.625	
Abril	CEB-D	14.519	253,26	3.677.187	
Mai	CEB-D	14.040	253,26	3.555.769	
Junho	CEB-D	14.247	253,26	3.608.257	
Julho	CEB-D	12.870	253,26	3.259.410	
Agosto	CEB-D	14.277	253,26	3.615.800	
Setembro	CEB-D	17.453	253,26	4.420.230	
Outubro	CEB-D	18.280	252,32	4.612.319	
Novembro	CEB-D	15.981	249,60	3.988.907	
Dezembro	CEB-D	15.840	249,60	3.953.693	
<b>Total</b>		<b>178.354</b>		<b>45.063.390</b>	

**25. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS**

A seguir, detalhamento dos custos e despesas operacionais por natureza.

	31/12/2017	31/12/2016
<b>Custo com Energia</b>		
Aquisição de Energia de Curto Prazo	(7.991.424)	(5.861.408)
Encargos do Uso da Rede Elétrica	(1.167.800)	(836.115)
	<b>(9.159.224)</b>	<b>(6.697.522)</b>
<b>Custo com Operação</b>		
Pessoal e Administradores	-	-
Serviços de Terceiros	(4.708.256)	(3.692.113)
Depreciação	(4.573.751)	(5.518.641)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	(266.127)	(427.270)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica	(98.617)	(99.535)
Outros Custos de Operação	(109.810)	(298.277)
	<b>(9.756.561)</b>	<b>(10.035.836)</b>
<b>Despesas Gerais e Administrativas</b>		
Pessoal e Administradores	(1.991.135)	(1.961.730)
Serviços de Terceiros	(611.492)	(811.690)
Depreciação	(107.135)	(101.363)
Perdas na Desativação de Bens	-	-
Outros Despesas Gerais e Administrativas	(1.369.677)	(296.194)
	<b>(4.079.439)</b>	<b>(3.170.977)</b>
<b>Total</b>	<b>(22.995.224)</b>	<b>(19.904.335)</b>

Em 2017 comparando com o mesmo período de 2016, ocorreu um crescimento de 36,34% do custo da energia contratada (7.991 milhões contra 5.861 milhões em comparação com o período anterior), em função da combinação de fatores em relação a GSF de 2016 ter sido superior a GSF de 2017 e o aumento de PLD ocorrido em 2017. O aumento de 39,67% na despesa referente aos Encargos de Uso do Sistema de Distribuição se deveu a atualização monetária pelo IGPM e ao aumento da demanda ocorrida em 2017.

No ano de 2017 e, relação ao mesmo período de 2016 ocorreu a transferência para atividade das despesas da Administração Central alocadas nas respectivas rubricas.

**Transferência Administração Central**

	31/12/2017	31/12/2016
Remuneração	(905.790)	(912.825)
Encargos	(218.859)	(202.535)
Outros Benefícios - Corrente	(116.966)	(100.372)
Honorários e Encargos-Diretoria/Conselho	(749.521)	(745.997)
Materiais	(32.629)	(23.761)
Serviços de Terceiros	(611.492)	(811.690)
Aluguéis em Geral	(102.016)	(122.273)
Recuperação de Despesas	9.621	740
Tributos	(80.946)	(13.809)
Depreciação	(19.191)	(15.060)
Amortização	(87.944)	(86.303)
Outros	(96.629)	(137.091)
	<b>(3.012.260)</b>	<b>(3.170.977)</b>

Em 2017 em comparação com o mesmo período de 2016 foi realizada a transferência das despesas operacionais da Administração Central para a Atividade de Geração de acordo com a determinação do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Para efeito de comparação com o mesmo período de 2016, procedemos à abertura das respectivas despesas. A rubrica Remuneração teve uma leve redução de 1% (906 mil contra 913 mil em comparação com o período anterior), em razão da reestruturação da equipe do CEC III, matriz e filial, no período.

Cabe destacar também as rubricas Aluguéis com uma redução de 17% em razão do CEC III ter reestruturado suas despesas de locação de aluguel na matriz em imóveis de terceiros, a rubrica Materiais com 37% em função dessas reformas e Tributos com variação de 48% em função de retenções não provisionadas no ano anterior e foram regularizadas em 2017 pelo CEC III e pela ECIII, a rubrica Recuperação de Despesas em função de contabilização adequada das despesas no período.

08 ► 10

09 ► 10

**ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.**  
CNPJ 04.631.430/0001-62

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

**26. RESULTADO FINANCEIRO**

Resultado Financeiro Líquido (RS mil)	31/12/2017	31/12/2016
Renda de Aplicações Financeiras	1.552.008	1.523.176
Encargos do Financiamento BNDES	(3.827.440)	(4.858.840)
Outras Despesas Financeiras	(1.808.763)	(2.380.157)
	<b>(4.084.195)</b>	<b>(5.715.822)</b>
<b>Transferência do Resultado Financeiro</b>		
Transf. Adm. Central-Receita Aplic. Financ	1.552.008	1.494.052
Transf. Adm. Central-Multas Acresc. Moratór	-	29.124
Variação Monetária	(849.145)	(1.525.762)
Juros	(3.827.440)	(4.858.840)
IOF, Comissões e Taxas	(300)	(6.991)
Comissões Neoenergia	(469.996)	(522.582)
Multas e Acréscimos Moratórios	(12.542)	-
Outras Despesas Financeira	(476.781)	(324.822)
	<b>(4.084.195)</b>	<b>(5.715.822)</b>

**27. COBERTURA DE SEGUROS (NÃO AUDITADO)**

As coberturas foram contratadas por montantes considerados suficientes pela Administração para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza da sua atividade, os riscos envolvidos em suas operações e a orientação de seus consultores de seguros. Em 31 de dezembro de 2017, o Consórcio Empreendedor Corumbá III possuía contratos com as seguintes coberturas de seguros:

**Seguro de riscos operacionais:**

Seguradora: Seguradoras Chubb, Fairfax e CV Starr.

R\$ 504.334.000,00

Vigência: 08/11/2017 a 30/11/2018

Seguro caracterizado como "All "Risks" que inclui as coberturas para:

- Garante os danos materiais de origem súbita e imprevista (acidentais), incluindo:
  - Reconstrução das barragens
  - Inundação e Alagamento
  - Desmoronamento
  - Terremotos
  - Outros Danos da Natureza
  - Quebra de Máquinas:
  - Defeito de material (dano consequente)
  - Erro de projeto (dano consequente)
  - Erro de montagem, negligência e sabotagem
  - Erro de execução
  - Curto-circuito (dano elétrico)
  - Desintegração por força centrífuga

**Detalhamento cobertura de lucros cessantes**

R\$ 129.752.244,00 – limitado até esse valor

• Vigência: 08/11/2017 a 30/11/2018

• Seguro caracterizado como "All "Risks" que inclui as coberturas para:

O Valor em Risco considera uma interrupção de 12 meses das operações em função de sinistro e representa o somatório de todos os valores mensais para a compra de energia no mercado spot com o seguinte desenho:

Primeiros 6 meses – Preço teto mensal da apólice de 392 R\$/MWh

6 meses subsequentes – Preço teto mensal da apólice de 190 R\$/MWh

Como os riscos são isolados, o Limite Máximo de Indenização da Apólice foi fixado pela maior usina

Obs.: Os preços do PLD foram obtidos pela projeção da NC Energia (valor médio do PLD no percentil de 90%)

**Seguro de responsabilidade civil:**

Seguradora: Seguradora Chubb.

R\$ 100.000.000,00

Vigência: 30/11/2017 a 30/11/2018

• Garante o reembolso das quantias pagas pelo segurado decorrentes dos danos materiais e/ou corporais causados a terceiros de natureza involuntária e acidental.

• Principais eventos cobertos:

• Danos a terceiros durante as operações das empresas

• Danos decorrentes da Barragem

• Poluição Súbita

• Guarda de veículos de terceiros

• Lucros Cessantes do Terceiro decorrentes de dano material coberto

**28. RECONCILIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL****Resultado antes do IRPJ e da CSLL****16.102.781****Ajustes para Reconciliação do Lucro****6.564.723**

Imposto de Renda e Contribuição Social

(1.615.604)

Depreciação e Amortização

4.680.885

Provisões

1.392.248

Juros Apropriados

-

Variação Monetária do Financiamento

491.590

Perdas na Baixa de Ativos Imobilizados

-

**Lucro Ajustado****22.667.504****Variação de Ativos e Passivos****(1.634.544)**

(Aumento) Redução de Concessionárias e Permissionárias

(401.046)

(Aumento) Redução de Fundos Vinculados		(329.815)
(Aumento) Redução de Aportes Operacionais		223.361
(Aumento) Redução de Outros Ativos		112.026
Aumento (Redução) de Fornecedores		333.325
Aumento (Redução) de Encargos Setoriais		174.340
Aumento (Redução) de Obrigações Sociais e Trabalhistas		3.340
Aumento (Redução) de Tributos e Contribuições Sociais		13.968
Aumento (Redução) de Uso do Bem Público		(123.724)
Aumento (Redução) de Outros Passivos		(24.716)
<b>Caixa gerado pelas Atividades Operacionais</b>		<b>21.032.960</b>

**29. LAJIR**

	31/12/2017	31/12/2016
Resultado Líquido	14.469.238	12.731.451
(+) Tributos sobre o Lucro	1.633.543	1.474.096
(+) Despesas Financeiras Líquidas	5.636.203	7.238.998
(-) Receitas Financeiras Líquidas	(1.552.008)	(1.523.176)
<b>(=) LAJIR</b>	<b>20.186.976</b>	<b>19.921.369</b>

**30. LAJIDA**

	31/12/2017	31/12/2016
Resultado Líquido	14.469.238	12.731.451
(+) Tributos sobre o Lucro	1.633.543	1.474.096
(+) Despesas Financeiras Líquidas	5.636.203	4.760.315
(-) Receitas Financeiras Líquidas	(1.552.008)	(1.523.176)
(+) Depreciações/Amortização	4.573.751	5.518.641
<b>(=) LAJIDA</b>	<b>24.760.726</b>	<b>22.961.326</b>

**DIRETORIA**

<b>Agnelo Raimundo Schumann Cunha</b>	<b>Felisberto Jácomo Filho</b>
Diretor Presidente	Diretor Administrativo-Financeiro

**CONTADOR**

<b>Elzío Antonio Comélio</b>
CRC-33964-S/DF

**RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE O EXAME DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 - PAR 18/001**

Aos Administradores e Conselheiros da  
**ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A. – ECHII**  
Brasília – DF

**Opinião**

Examinamos as demonstrações contábeis da **ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A. – ECHII** que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido, e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A. – ECHII** em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

**Base para opinião**

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidade do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis". Somos independentes em relação à Companhia de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional e nas Normas Profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade CFC e cumpridos 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.

**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 da nossa auditoria das demonstrações contábeis como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

**- Risco hidrológico**

A capacidade de geração de energia elétrica da Usina Hidrelétrica Corumbá III (UHE) está relacionada com fatores climáticos que impactam diretamente no volume de água dos reservatórios da usina hidrelétrica. Conforme mencionado na nota explicativa número 2.2.3, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL dispõe de Mecanismo de Repactuação do Risco Hidrológico que, por meio do fator de ajuste (GSF), estabelece metodologia de equalização do risco hidrológico do

sistema elétrico brasileiro. A Lei 13.203/2015 e a Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015, estabeleceram critérios de repactuação do risco hidrológico relativos aos últimos exercícios e limitaram a exposição das geradoras de energia a este risco. A EC-III, com base nestes normativos, optou em limitar sua exposição em 10% do risco hidrológico do sistema. Além disso, o risco hidrológico pode resultar na elevação do custo da energia comprada pela usina, em virtude da não geração de energia suficiente para cumprimento do contrato de compra e venda de energia firmado pela Energética Corumbá III, impactando o resultado da Companhia.

**Como nossa auditoria endereçou esse assunto**

Nossos procedimentos de auditoria incluíram avaliação do atendimento da demanda prevista no contrato de compra e venda de energia elétrica formalizado pela Companhia. Testamos os procedimentos de aquisição de energia, avaliando a quantidade comprada e sua suficiência diante da demanda prevista em contrato, bem como a razoabilidade dos custos de aquisição da energia adquirida. Conferimos, também, o pagamento ou compensação dos valores devidos relativos à liquidação no Mercado de Curto Prazo – MCP no decorrer do exercício de 2017, informados mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

**- Participação no Consórcio Empreendedor Corumbá III**

A Companhia construiu, em parceria com a Geração CIII S.A., a usina hidrelétrica de Corumbá III, possuindo participação de 40% sobre os ativos, passivos e resultados vinculados à atividade operacional da usina, conforme mencionado na nota explicativa número 1. Os efeitos decorrentes das operações realizadas pela usina são reconhecidos nesta proporção nas demonstrações contábeis da Energética Corumbá III S.A., incluindo os relacionados com o registro, depreciação e eventual perda de valor recuperável (*impairment*) dos ativos fixos e com os aportes financeiros e de investimentos necessários à manutenção das atividades de geração da usina. Dessa forma, eventuais distorções ou incorreções no valor ou mensuração dos ativos, passivos, receitas, custos e despesas do Consórcio Empreendedor Corumbá III (CEC III) poderão impactar diretamente as demonstrações contábeis da Companhia.

**Como nossa auditoria endereçou esse assunto**

Nossos procedimentos de auditoria incluíram o recálculo dos valores registrados proporcionalmente pela Companhia decorrentes das transações realizadas pelo Consórcio Empreendedor Corumbá III, bem como a efetiva transferência dos aportes financeiros e de investimentos durante o exercício de 2017.

Examinamos, também, as premissas e critérios adotados pela Administração na avaliação de eventual perda de valor recuperável dos ativos fixos de propriedade da usina Corumbá III e seus reflexos sobre as demonstrações contábeis da Companhia.

Procedemos à revisão do relatório de auditoria e dos papéis de trabalho dos auditores do CEC III, para avaliação da suficiência dos procedimentos de auditoria realizados e obtenção de subsídios e informações acerca das operações da usina e das análises relativas à eventual perda de valor recuperável dos ativos fixos.

Anteriormente, a demonstrações contábeis do Consórcio Empreendedor Corumbá III foram apresentadas no modelo base de preparação de propósito específico. Para o exercício de 2017 essas demonstrações estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

**- Contrato de compra e venda de energia elétrica**

A comercialização da energia gerada pelo UHE Corumbá III é efetuada integralmente com base no contrato CCVEE nº 073.2002 e respectivos aditivos, formalizado entre a Energética Corumbá III S.A. e sua acionista Companhia Energética de Brasília – CEB, conforme comentado nas notas explicativas números 10 e 24. A existência de um único cliente eleva o risco de crédito a que está exposta a Companhia, tendo em vista a dependência financeira e operacional existente, o que pode resultar em impactos diretos no fluxo de caixa de curto e médio prazos.

**Como nossa auditoria endereçou esse assunto**

Nossos procedimentos de auditoria incluíram a confirmação da liquidação financeira das faturas de fornecimento de energia elétrica, com base nos valores e condições previstos no contrato CCVEE nº 073.2002 e respectivos aditivos. Examinamos a existência e cobertura das garantias contratadas, uma pela CEB junto ao BRB e outra pela Companhia junto ao BNDES, que garantem a compra da energia fornecida em caso de falta de liquidez do cliente. Avaliamos, também, a necessidade ou não de registro de estimativa de perda sobre os valores a receber decorrentes do faturamento de energia elétrica vendida.

**Outros Assuntos****Demonstrações do valor adicionado**

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, preparada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas e de acordo com as normas expedidas pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, e considerada informação suplementar para as companhias de capital fechado e pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

09 ► 10

10 ►10

ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.  
CNPJ 04.631.430/0001-62

## RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE O EXAME DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 - PAR 18/001

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

A Administração da Companhia é responsável por essas e outras informações que compreendem o Relatório da Administração. Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis 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, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluímos que há uma distorção relevante no Relatório de Administração somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos a relatar a este respeito.

**Responsabilidade da administração pelas demonstrações contábeis**

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

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

Os responsáveis pela administração da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

**Responsabilidade do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis**

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectarão 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. Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional, e mantemos ceticismo ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtivemos 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 planejamos procedimentos de auditoria apropriados nas 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.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil

de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe uma incerteza significativa em relação a eventos ou circunstâncias que possa causar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluímos que existe uma incerteza significativa devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis 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 continuidade operacional.

• Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamos-nos com os responsáveis pela administração a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Brasília, 19 de janeiro de 2018.

**BAKER TILLY BRASIL MG AUDITORES INDEPENDENTES**  
**MG AUDITORES INDEPENDENTES**  
**CRCMG – 005455/O-1**

**Cristina Braga de Oliveira**  
Contadora – CRCMG 079371/O-6  
**Baker Tilly Brasil MG Auditores Independentes**  
CRCMG 005455/O-1

**ASSOCIAÇÃO DOS INSPETORES FISCAIS DE ATIVIDADES URBANAS - ASFILP-DF**

CNPJ 07.996.133.0001-09

**ASSEMBLEIA ORDINÁRIA**  
**ELEIÇÃO DIRETORIA EXECUTIVA E CONSELHO FISCAL**  
**PRAZO IMPUGNAÇÃO, REGISTRO DE CHAPA ÚNICA,**  
**HORÁRIO E LOCAL DA ELEIÇÃO.**

A Comissão Eleitoral informa que foi registrada somente a Chapa "Trabalho e Experiência" dentro do prazo legal e obedecendo todos os preceitos e normas do Estatuto da Associação para disputar a eleição da ASFILP que ocorrerá no dia 28 de março de 2018 na sede da entidade localizada na Qd 01 Lote 385 Sala 312- Setor de Industrias Gráficas-SIG-Brasília/DF, horário das 09h às 12h com a presença de quaisquer números de votantes por se tratar de chapa única a concorrer ao Pleito eleitoral. A Comissão Informa também que o prazo de impugnações ou questionamentos foram encerrados conforme normas publicadas no DODF Nº 41, de 1º de março de 2018 e DODF Nº 43, do dia 05 de março de 2018 - Brasília/DF, 20 de março de 2018. Wendell de Sousa Oliveira - Presidente da Comissão-Leticia Karlene Silva dos Santos - Secretaria da Comissão - Jose Jacinto Rego da Silva - Presidente da ASFILP.  
DAR-289/2018.

**CITY OFFICES INVESTIMENTOS IMOBILIÁRIOS S/A**

CNPJ/MF Nº 10.879.725/0001-55 NIRE Nº 53.3.0001039-1

**EDITAL DE CONVOCAÇÃO**  
**ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA**

De acordo com o disposto no Artigo 9º do Estatuto Social e o disposto no Inciso 1º do Parágrafo 1º do Art. 124 da Lei nº 6.404/1976, ficam os Senhores Acionistas da CITY OFFICES INVESTIMENTOS IMOBILIÁRIOS S/A convocados para participar da Assembleia Geral Ordinária da Sociedade, a realizar-se no próximo dia 27 de abril de 2018, em segunda convocação, na sede social, localizada no SIA, Trecho 02, Lote 630 Parte 23, Zona Industrial (Guará), Brasília/DF, CEP 71200-020, às 11 horas, em primeira convocação, para tratar da seguinte ORDEM DO DIA: 1) Aprovação da prestação de contas da Diretoria, do Balanço e demais demonstrações financeiras do exercício encerrado em 31/12/2017; 2) Deliberações sobre o resultado do Exercício de 2017. Os documentos que dão suporte à matéria objeto da Pauta da Ordem do Dia acima, encontram-se à disposição dos senhores acionistas na sede social, no horário comercial. Brasília, 15 de março de 2018. DILTON DE CASTRO JUNQUEIRA BARBOSA, Diretor.  
DAR-269/2018.

**CONDOMÍNIO DO EDIFÍCIO CENTRO CLÍNICO VITAL BRAZIL****EDITAL DE CONVOCAÇÃO DE ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA**

Ficam os Srs. Condôminos do Edifício Centro Clínico Vital Brazil, convocados para comparecer a Assembleia Geral Ordinária, a ser realizada no dia 28 de março de 2018, às 18:00hs em primeira convocação com representação de 2/3 (dois terços) ou mais, e 18:30hs em segunda convocação com qualquer número de condôminos, no STN - Setor Terminal Norte, Lote N, Cobertura, Edifício Jaime Leal, Brasília-DF., a fim de deliberarem sobre a seguinte ordem do dia: a) Prestação de Contas do ano de 2017; b) Eleição do Síndico, Subsíndico e Conselho Fiscal; c) Discussão da Taxa Ordinária; d) Assuntos Gerais. Brasília/DF, 19 de março de 2018. Eliseu Kist, Síndico.  
DAR-291/2018.

**COOPERATIVA DOS CATADORES DE MATERIAIS RECICLÁVEIS DO DISTRITO FEDERAL / CATAMARE**

CNPJ: 07.870.418/0001-07 / NIRE:5340000541

**ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA**  
**EDITAL DE CONVOCAÇÃO**

A Diretora Presidente da COOPERATIVA DOS CATADORES DE MATERIAIS RECICLÁVEIS DO DISTRITO FEDERAL - CATAMARE, inscrita no CNPJ: 07.870.418/0001-07, convoca os cooperados, para assembleia geral ordinária, a ser realizada no SETOR DE INDÚSTRIA 1, QUADRA 4, LOTE 37/39, no dia 30 de março de 2018, às 9hs em primeira convocação com 2/3 dos cooperados, as 10hs em segunda convocação com metade mais um ou as 11hs em terceira e última convocação com a presença de no mínimo quatro cooperados para deliberarem sobre a seguinte pauta:1-prestação de contas-exercício 2017;2-eleição de posse do conselho fiscal;3-eleição de membros da diretoria. Brasília/DF, 20 de março de 2018. Antonia Cardoso de Abreu - Presidente.  
DAR-299/2018.

**COOPERATIVA DE TRABALHO DE CATADORES ECOLIMPO LTDA**

CNPJ: 19.289.264/0001-35 - NIRE Nº: 5340000992-1

**EDITAL DE CONVOCAÇÃO - ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA**

O Diretor Presidente da Cooperativa de Trabalho de Catadores Ecolimpo, no uso de suas atribuições estatutárias Art.22 & 1º, CONVOCA seus cooperados, em condições de votar, para se reunirem em Assembleia Geral Ordinária, através do presente edital, no dia 31 de Março de 2018, às 7h00 em primeira convocação havendo quorum com ? (dois terços) dos cooperados, ou às 8h00, em segunda convocação com metade mais um dos cooperados, ou ainda às 9h00 em terceira e última convocação com a presença de no mínimo 20% (vinte por cento) do total dos cooperados ambas na sede social da Cooperativa, localizada à ADE PRO-DF Cj.11 Lote 9 Bonsucesso / São Sebastião, Brasília-DF, para o fim de deliberar sobre a seguinte pauta:  
Assembleia Geral Ordinária: - Apresentação e Aprovação da Prestação de contas, Relatório da Administração, as demonstrações Financeiras e Demonstrações Contábeis relativas ao exercício social de 2017; - Planejamento Orçamentário para 2018; - Eleição do Conselho Fiscal; - Apresentação e aprovação de estrutura de funções; - Definição de rateio entre os cooperados catadores-triadores, da venda de material reciclado pela Cooperativa; - Definição de remuneração dos demais cooperados em funções específicas, como catadores-coletores, gestores, dentre outros; - Apresentação e aprovação de Regimento Interno; - Assuntos Gerais. Conto com a presença de todos. Brasília, 20 de março de 2018. João Hildebrando Santana Gomes-Diretor Presidente.  
DAR-292/2018.

**HOSPITAL DA CRIANÇA DE BRASÍLIA JOSÉ ALENCAR**

CHAMAMENTO Nº 78/2018  
PROCESSO: 2018.07.2654.00

O Instituto do Câncer Infantil e Pediatria Especializada - ICIPE torna público para o conhecimento de quem possa interessar que até o dia 05/04/2018 às 18:00 horas, estará recebendo propostas relativas ao Chamamento nº 078/2018, cujo objeto é a Contratação de Empresa especializada para Manutenção Corretiva, Preventiva e Calibração em BIPAP, visando atender as necessidades do Hospital da Criança de Brasília José Alencar - HCB. Conforme previsões editalícias, o prazo para recebimento de propostas poderá ser prorrogado. Os interessados poderão solicitar o referido edital através do e-mail: compras@hcb.org.br ou acessá-lo e no site www.hcb.org.br. Este Procedimento respeitará o disposto pelo Decreto Distrital Nº 33.390/11. Brasília, 20 de março de 2018. Coordenação de Suprimentos, ICIPE/HCB.