

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
-----------------------	---

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	2
---------------------------	---

Balanço Patrimonial Passivo	3
-----------------------------	---

Demonstração do Resultado	5
---------------------------	---

Demonstração do Resultado Abrangente	6
--------------------------------------	---

Demonstração do Fluxo de Caixa	7
--------------------------------	---

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2018 à 31/03/2018	9
--------------------------------	---

DMPL - 01/01/2017 à 31/03/2017	10
--------------------------------	----

Demonstração do Valor Adicionado	11
----------------------------------	----

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo	12
---------------------------	----

Balanço Patrimonial Passivo	13
-----------------------------	----

Demonstração do Resultado	15
---------------------------	----

Demonstração do Resultado Abrangente	16
--------------------------------------	----

Demonstração do Fluxo de Caixa	17
--------------------------------	----

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2018 à 31/03/2018	19
--------------------------------	----

DMPL - 01/01/2017 à 31/03/2017	20
--------------------------------	----

Demonstração do Valor Adicionado	21
----------------------------------	----

Comentário do Desempenho	22
--------------------------	----

Notas Explicativas	28
--------------------	----

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais	87
---	----

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	90
--	----

Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	91
---	----

Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	92
--	----

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Mil)	Trimestre Atual 31/03/2018
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	775.175
Preferenciais	1.192.210
Total	1.967.385
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
1	Ativo Total	6.066.281	5.523.290
1.01	Ativo Circulante	2.001.613	1.415.112
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	787	44.294
1.01.02	Aplicações Financeiras	1.670.050	1.067.545
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	1.670.050	1.067.545
1.01.02.01.02	Títulos Disponíveis para Venda	1.670.050	1.067.545
1.01.03	Contas a Receber	271.044	255.270
1.01.03.01	Clientes	271.044	255.270
1.01.03.01.01	Contas a Receber de Clientes	271.044	255.270
1.01.06	Tributos a Recuperar	30.646	30.078
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	30.646	30.078
1.01.06.01.01	Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	30.646	30.078
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	29.086	17.925
1.01.08.03	Outros	29.086	17.925
1.01.08.03.02	Instrumentos Financeiros Derivativos	9.737	14.030
1.01.08.03.03	Cauções e Depósitos Vinculados	686	678
1.01.08.03.04	Outros Créditos	18.663	3.217
1.02	Ativo Não Circulante	4.064.668	4.108.178
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	293.115	292.629
1.02.01.03	Contas a Receber	13.075	13.075
1.02.01.03.01	Clientes	13.075	13.075
1.02.01.06	Tributos Diferidos	136.585	140.922
1.02.01.06.04	Tributos a Recuperar	136.585	140.922
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	143.455	138.632
1.02.01.09.04	Cauções e Depósitos Vinculados	140.990	138.003
1.02.01.09.06	Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	422	467
1.02.01.09.08	Instrumentos Financeiros Derivativos	0	78
1.02.01.09.09	Outros Créditos	2.043	84
1.02.02	Investimentos	731.521	745.222
1.02.02.01	Participações Societárias	731.521	745.222
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	731.521	745.222
1.02.03	Imobilizado	2.999.208	3.028.051
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	2.954.290	2.940.028
1.02.03.01.01	Imobilizado em Serviço	2.952.191	2.942.710
1.02.03.01.02	Obrigações Especiais	0	-4.781
1.02.03.01.03	Imóveis Destinados a Uso Futuro	2.099	2.099
1.02.03.02	Imobilizado Arrendado	853	749
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	44.065	87.274
1.02.04	Intangível	40.824	42.276
1.02.04.01	Intangíveis	40.824	42.276
1.02.04.01.02	Uso do Bem Público	31.619	32.283
1.02.04.01.04	Outros Intangíveis	9.205	9.993

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
2	Passivo Total	6.066.281	5.523.290
2.01	Passivo Circulante	1.098.407	1.858.688
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	27.035	22.695
2.01.01.01	Obrigações Sociais	27.035	22.695
2.01.02	Fornecedores	937.172	801.407
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	937.172	801.407
2.01.03	Obrigações Fiscais	60.753	37.533
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	59.971	34.349
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	46.098	30.261
2.01.03.01.02	Outros Tributos a Pagar	13.873	4.088
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	474	2.365
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	308	819
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	44.083	954.970
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	44.083	954.970
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	44.083	954.970
2.01.05	Outras Obrigações	25.304	39.016
2.01.05.02	Outros	25.304	39.016
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	976	11.646
2.01.05.02.07	Encargos Setoriais	17.420	20.283
2.01.05.02.08	Outras Obrigações	6.908	7.087
2.01.06	Provisões	4.060	3.067
2.01.06.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	4.060	3.067
2.01.06.01.05	Provisões para Processos Judiciais e Outros	4.060	3.067
2.02	Passivo Não Circulante	3.355.699	2.106.912
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	2.757.037	1.503.434
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	2.757.037	1.503.434
2.02.02	Outras Obrigações	120.349	117.718
2.02.02.02	Outros	120.349	117.718
2.02.02.02.07	Obrigações com Entidade de Previdência Privada	4.466	3.954
2.02.02.02.09	Encargos Setoriais	10.313	8.459
2.02.02.02.10	Obrigações Sociais e Trabalhistas	436	346
2.02.02.02.12	Outras Obrigações	105.134	104.959
2.02.03	Tributos Diferidos	399.635	409.382
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	399.635	409.382
2.02.04	Provisões	78.678	76.378
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	78.678	76.378
2.02.04.01.05	Provisões para Processos Judiciais e Outros	78.678	76.378
2.03	Patrimônio Líquido	1.612.175	1.557.690
2.03.01	Capital Social Realizado	416.646	416.646
2.03.02	Reservas de Capital	198.749	198.506
2.03.02.02	Reserva Especial de Ágio na Incorporação	186.570	186.570
2.03.02.04	Opções Outorgadas	2.510	2.414
2.03.02.07	Remuneração das Imobilizações em Curso	9.405	9.405
2.03.02.08	Ganho com Venda de Ações em Tesouraria	264	117
2.03.04	Reservas de Lucros	139.470	139.402
2.03.04.01	Reserva Legal	83.329	83.329

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	47.678	47.678
2.03.04.09	Ações em Tesouraria	0	-68
2.03.04.10	Reserva de Investimentos	8.463	8.463
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	69.136	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	787.364	801.742
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	810	1.394
2.03.08.01	Ajustes de Avaliação Atuarial	770	770
2.03.08.02	Hedge de Fluxo de Caixa	40	624

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	402.670	403.166
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-218.410	-181.288
3.02.01	Energia Elétrica Comprada para Revenda	-62.349	-43.068
3.02.03	Encargos do uso do Sistema de Transmissão e Conexão	-30.561	-29.758
3.02.04	Taxa de Fiscalização	-1.698	-1.695
3.02.05	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	-11.019	-13.737
3.02.07	Pessoal e Administradores	-30.437	-26.386
3.02.08	Entidade de Previdência Privada	-1.077	-1.079
3.02.09	Serviços de Terceiros	-28.025	-17.033
3.02.10	Material	-2.839	-2.307
3.02.12	Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	2.426	-4.288
3.02.13	Provisão para Processos Judiciais e Outros, Líquida	-843	57
3.02.16	Depreciação e Amortização	-43.581	-37.136
3.02.17	Outras Despesas Operacionais	-8.407	-4.858
3.03	Resultado Bruto	184.260	221.878
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-24.823	0
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-2.594	0
3.04.05.01	Amortização de Intangível e Mais Valia Gerado em Aquisições	-2.594	0
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	-22.229	0
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	159.437	221.878
3.06	Resultado Financeiro	-63.689	-31.728
3.06.01	Receitas Financeiras	24.304	19.500
3.06.02	Despesas Financeiras	-87.993	-51.228
3.06.02.01	Despesas Financeiras	-84.258	-52.425
3.06.02.02	Variações Cambiais, Líquidas	-3.735	1.197
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	95.748	190.150
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-40.990	-64.150
3.08.01	Corrente	-46.099	-45.829
3.08.02	Diferido	5.109	-18.321
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	54.758	126.000
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	54.758	126.000
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	0,02783	0,06404
3.99.01.02	PN	0,02783	0,06404
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	0,02783	0,06404
3.99.02.02	PN	0,02783	0,06404

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
4.01	Lucro Líquido do Período	54.758	126.000
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-584	1.664
4.02.01	Ganhos não Realizados em Operações de Hedge de Fluxo de Caixa Originados no Período	-517	3.204
4.02.02	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos Sobre Hedge de Fluxo de Caixa	176	-1.089
4.02.03	Ganhos Realizados em Operações de Hedge de Fluxo de Caixa no Período	-368	-683
4.02.04	Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre Realização de Headge de Fluxo de Caixa	125	232
4.03	Resultado Abrangente do Período	54.174	127.664

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	246.768	180.638
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	157.685	222.183
6.01.01.01	Lucro Líquido do Período	54.758	126.000
6.01.01.02	Depreciação e Amortização	43.961	42.662
6.01.01.03	Amortização de Intangível e Mais Valia Gerado em Aquisições	2.594	0
6.01.01.04	Amortização do Uso do Bem Público (UBP)	664	663
6.01.01.05	Variação Monetária / Cambial	-3.446	5.672
6.01.01.06	Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-2.426	4.288
6.01.01.07	Marcação a Mercado da Opção	3.512	0
6.01.01.08	Provisão para Processos Judiciais e Outros, Líquida	2.028	283
6.01.01.10	Custo de Empréstimos e Debêntures (Encargos de Dívidas), Líquido de Juros Capitalizados	59.052	40.847
6.01.01.11	Despesas com Fundo de Pensão	843	871
6.01.01.12	Receita de Aplicação Financeira em Investimentos de Curto Prazo	-21.248	-17.471
6.01.01.13	Tributos e Contribuições Sociais Diferidos	-5.109	18.321
6.01.01.14	Ações e Opções de Ações Outorgadas	96	47
6.01.01.15	Baixa de Bens do Ativo	177	0
6.01.01.16	Resultado de Equivalência Patrimonial	22.229	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	168.639	19.304
6.01.02.01	Contas a Receber de Clientes	-13.348	-37.503
6.01.02.04	Imposto de Renda e Contribuição Social Compensáveis	129	4.764
6.01.02.05	Outros Tributos Compensáveis	0	20.577
6.01.02.06	Despesas Pagas Antecipadamente	0	-6.144
6.01.02.08	Contas a Receber de Partes Relacionadas	0	263
6.01.02.10	Outros Créditos	-17.405	-1.129
6.01.02.11	Obrigações Sociais e Trabalhistas	4.430	4.404
6.01.02.12	Fornecedores	135.765	-6.466
6.01.02.13	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	46.099	41.363
6.01.02.16	Outros Tributos a Pagar	7.383	3.578
6.01.02.19	Encargos Setoriais	-1.009	-3.838
6.01.02.20	Outras obrigações	6.595	-565
6.01.03	Outros	-79.556	-60.849
6.01.03.01	Pagamento de Juros (Encargos de Dívidas), Líquido de Juros Capitalizados	-55.664	-17.928
6.01.03.02	Pagamento de Imposto de Renda e Contribuição Social	-26.906	-48.270
6.01.03.03	Pagamento de Obrigações com Entidade de Previdência Privada	-331	-324
6.01.03.04	Pagamento de Processos Judiciais e Outros	-14	-378
6.01.03.05	Juros Resgatados de Investimentos de Curto Prazo	3.359	6.051
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-619.148	-163.677
6.02.01	Aquisições de Ativo Imobilizado e Intangível	-9.856	-26.641
6.02.02	Aumento de Capital em Controlada	-19.865	0
6.02.03	Aplicações em Investimentos de Curto Prazo	-889.650	-325.518
6.02.04	Resgates de Investimentos de Curto Prazo	301.352	188.087
6.02.05	Aplicações / Resgates de Cauções e Depósitos Vinculados	-1.102	395

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
6.02.07	Prêmio Pago/Recebido - Opções de Compra de Moeda Estrangeira	-27	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	328.873	-8.860
6.03.01	Ingressos de Novos Empréstimos e Debêntures	1.250.201	0
6.03.02	Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos	-10.670	-18
6.03.03	Imposto de Renda s/ Juros sobre Capital Próprio	0	-8.754
6.03.04	Pagamento de Empréstimos e Debêntures (Principal)	-900.144	0
6.03.05	Custo de Empréstimos e Debentures (Custos de Transação)	-10.729	0
6.03.06	Pagamento de Obrigações por Arrendamento Financeiro	0	-88
6.03.07	Venda de Ações em Tesouraria	215	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-43.507	8.101
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	44.294	72.086
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	787	80.187

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2018 à 31/03/2018**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	416.646	198.438	139.470	0	803.136	1.557.690
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	416.646	198.438	139.470	0	803.136	1.557.690
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	311	0	0	0	311
5.04.03	Opções Outorgadas Reconhecidas	0	96	0	0	0	96
5.04.05	Ações em Tesouraria Vendidas	0	215	0	0	0	215
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	54.758	-584	54.174
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	54.758	0	54.758
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-584	-584
5.05.02.10	Hedge de Fluxo de Caixa	0	0	0	0	-885	-885
5.05.02.11	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre Hedge de Fluxo de Caixa	0	0	0	0	301	301
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	14.378	-14.378	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	0	21.785	-21.785	0
5.06.03	Tributos sobre a Realização da Reserva de Reavaliação	0	0	0	-7.407	7.407	0
5.07	Saldos Finais	416.646	198.749	139.470	69.136	788.174	1.612.175

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 31/03/2017**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	416.646	198.072	107.953	0	855.428	1.578.099
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	416.646	198.072	107.953	0	855.428	1.578.099
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	47	0	0	0	47
5.04.03	Opções Outorgadas Reconhecidas	0	47	0	0	0	47
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	126.000	1.664	127.664
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	126.000	0	126.000
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	1.664	1.664
5.05.02.06	Hedge de Fluxo de Caixa	0	0	0	0	2.521	2.521
5.05.02.07	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos Sobre Hedge de Fluxo de Caixa	0	0	0	0	-857	-857
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	14.337	-14.337	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	0	21.723	-21.723	0
5.06.03	Tributos sobre a Realização da Reserva de Reavaliação	0	0	0	-7.386	7.386	0
5.07	Saldos Finais	416.646	198.119	107.953	140.337	842.755	1.705.810

DFs Individuais / Demonstração do Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		Exercício	Anterior
		01/01/2018 à 31/03/2018	01/01/2017 à 31/03/2017
7.01	Receitas	455.077	451.536
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	452.570	455.797
7.01.02	Outras Receitas	81	27
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	2.426	-4.288
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-146.679	-105.968
7.02.01	Custos Prods., Mercs. e Servs. Vendidos	-106.355	-81.308
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-31.763	-20.213
7.02.04	Outros	-8.561	-4.447
7.02.04.02	Outros Custos Operacionais	-8.561	0
7.03	Valor Adicionado Bruto	308.398	345.568
7.04	Retenções	-47.219	-43.325
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-44.625	-43.325
7.04.02	Outras	-2.594	0
7.04.02.02	Amortização de Intangível e Mais Valia Gerado em Aquisições	-2.594	0
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	261.179	302.243
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	2.075	19.500
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	-22.229	0
7.06.02	Receitas Financeiras	24.304	19.500
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	263.254	321.743
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	263.254	321.743
7.08.01	Pessoal	26.908	23.276
7.08.01.01	Remuneração Direta	23.914	21.145
7.08.01.02	Benefícios	1.077	1.079
7.08.01.03	F.G.T.S.	1.917	1.052
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	92.905	120.907
7.08.02.01	Federais	88.249	113.170
7.08.02.02	Estaduais	4.655	7.737
7.08.02.03	Municipais	1	0
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	88.683	51.560
7.08.03.01	Juros	87.993	51.228
7.08.03.02	Aluguéis	690	332
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	54.758	126.000
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	54.758	126.000

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
1	Ativo Total	7.329.747	6.817.913
1.01	Ativo Circulante	2.124.589	1.578.644
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	19.057	134.593
1.01.02	Aplicações Financeiras	1.720.329	1.069.928
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	1.720.329	1.069.928
1.01.02.01.02	Títulos Disponíveis para Venda	1.720.329	1.069.928
1.01.03	Contas a Receber	297.726	312.995
1.01.03.01	Clientes	297.726	312.995
1.01.03.01.01	Contas a Receber de Clientes	297.726	312.995
1.01.06	Tributos a Recuperar	34.717	32.703
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	34.717	32.703
1.01.06.01.01	Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	34.717	32.703
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	52.760	28.425
1.01.08.01	Ativos Não-Correntes a Venda	52.760	28.425
1.01.08.01.02	Instrumentos Financeiros Derivativos	9.737	14.030
1.01.08.01.03	Outros Créditos	23.645	6.680
1.01.08.01.06	Conta de Ressarcimento – CCEE/Distribuidoras	106	159
1.01.08.01.07	Cauções e Depósitos Vinculados	19.272	7.556
1.02	Ativo Não Circulante	5.205.158	5.239.269
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	380.047	372.901
1.02.01.03	Contas a Receber	13.075	13.075
1.02.01.03.01	Clientes	13.075	13.075
1.02.01.06	Tributos Diferidos	138.439	142.529
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.854	1.607
1.02.01.06.04	Tributos a Recuperar	136.585	140.922
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	228.533	217.297
1.02.01.09.04	Cauções e Depósitos Vinculados	225.580	213.632
1.02.01.09.06	Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	422	474
1.02.01.09.08	Instrumentos Financeiros Derivativos	0	78
1.02.01.09.09	Outros Créditos	2.073	1.860
1.02.01.09.11	Conta de Ressarcimento – CCEE/Distribuidoras	458	1.253
1.02.03	Imobilizado	4.692.487	4.722.142
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	4.601.990	4.608.811
1.02.03.01.01	Imobilizado em Serviço	4.599.891	4.611.493
1.02.03.01.02	Obrigações Especiais	0	-4.781
1.02.03.01.03	Imóveis Destinados a Uso Futuro	2.099	2.099
1.02.03.02	Imobilizado Arrendado	853	749
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	89.644	112.582
1.02.04	Intangível	132.624	144.226
1.02.04.01	Intangíveis	132.624	144.226
1.02.04.01.02	Uso do Bem Público	31.619	32.283
1.02.04.01.03	Gerado na Aquisição de Investimentos	91.800	101.950
1.02.04.01.04	Outros Intangíveis	9.205	9.993

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
2	Passivo Total	7.329.747	6.817.913
2.01	Passivo Circulante	1.212.696	1.996.275
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	27.635	23.312
2.01.01.01	Obrigações Sociais	27.635	23.312
2.01.02	Fornecedores	955.190	843.105
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	955.190	843.105
2.01.03	Obrigações Fiscais	65.957	44.476
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	65.124	41.125
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	49.491	34.650
2.01.03.01.02	Outros Tributos a Pagar	15.633	6.475
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	475	2.423
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	358	928
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	113.699	1.014.376
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	113.699	1.014.376
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	113.699	1.014.376
2.01.05	Outras Obrigações	46.155	67.939
2.01.05.02	Outros	46.155	67.939
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	976	11.646
2.01.05.02.04	Conta de Ressarcimento	15.634	26.471
2.01.05.02.07	Encargos Setoriais	17.501	20.364
2.01.05.02.08	Outras Obrigações	12.044	9.458
2.01.06	Provisões	4.060	3.067
2.01.06.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	4.060	3.067
2.02	Passivo Não Circulante	4.504.876	3.263.948
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	3.812.632	2.575.245
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	3.812.632	2.575.245
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	3.812.632	2.575.245
2.02.02	Outras Obrigações	155.914	144.899
2.02.02.02	Outros	155.914	144.899
2.02.02.02.04	Conta de Ressarcimento	23.793	22.213
2.02.02.02.07	Obrigações com Entidade de Previdência Privada	4.466	3.954
2.02.02.02.09	Encargos Setoriais	10.313	8.459
2.02.02.02.10	Obrigações Sociais e Trabalhistas	436	346
2.02.02.02.11	Outras Obrigações	116.906	109.927
2.02.03	Tributos Diferidos	399.652	409.426
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	399.652	409.426
2.02.04	Provisões	136.678	134.378
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	136.678	134.378
2.02.04.01.05	Provisões para Processos Judiciais e Outros	136.678	134.378
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	1.612.175	1.557.690
2.03.01	Capital Social Realizado	416.646	416.646
2.03.02	Reservas de Capital	198.749	198.506
2.03.02.02	Reserva Especial de Ágio na Incorporação	186.570	186.570
2.03.02.04	Opções Outorgadas	2.510	2.414
2.03.02.07	Remuneração das Imobilizações em Curso	9.405	9.405
2.03.02.08	Ganho com Venda de Ações em Tesouraria	264	117

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2018	Exercício Anterior 31/12/2017
2.03.04	Reservas de Lucros	139.470	139.402
2.03.04.01	Reserva Legal	83.329	83.329
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	47.678	47.678
2.03.04.09	Ações em Tesouraria	0	-68
2.03.04.10	Reserva de Investimentos	8.463	8.463
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	69.136	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	787.364	801.742
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	810	1.394
2.03.08.01	Ajustes de Avaliação Atuarial	770	770
2.03.08.02	Hedge de Fluxo de Caixa	40	624

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	430.111	403.166
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-235.873	-181.288
3.02.01	Energia Elétrica Comprada para Revenda	-39.637	-43.068
3.02.03	Encargos do uso do Sistema de Transmissão e Conexão	-35.323	-29.758
3.02.04	Taxa de Fiscalização	-1.943	-1.695
3.02.05	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	-11.019	-13.737
3.02.07	Pessoal e Administradores	-31.239	-26.386
3.02.08	Entidade de Previdência Privada	-1.085	-1.079
3.02.09	Serviços de Terceiros	-35.080	-17.033
3.02.10	Material	-7.963	-2.307
3.02.11	Provisão para Processos Judiciais e Outros, Líquida	-843	57
3.02.12	Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa, Líquida	2.426	-4.288
3.02.16	Depreciação e Amortização	-64.664	-37.136
3.02.17	Outras Despesas Operacionais	-9.503	-4.858
3.03	Resultado Bruto	194.238	221.878
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-1.277	0
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-1.277	0
3.04.05.02	Amortização de Intangível e Mais Valia Gerado em Aquisições	-1.277	0
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	192.961	221.878
3.06	Resultado Financeiro	-95.688	-31.728
3.06.01	Receitas Financeiras	25.802	19.500
3.06.02	Despesas Financeiras	-121.490	-51.228
3.06.02.01	Despesas Financeiras	-117.755	-52.425
3.06.02.02	Variações Cambiais, Líquidas	-3.735	1.197
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	97.273	190.150
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-42.515	-64.150
3.08.01	Corrente	-47.898	-45.829
3.08.02	Diferido	5.383	-18.321
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	54.758	126.000
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	54.758	126.000
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	54.758	126.000
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	0,02783	0,06404
3.99.01.02	PN	0,02783	0,06404
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	0,02783	0,06404
3.99.02.02	PN	0,02783	0,06404

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	54.758	126.000
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-584	1.664
4.02.01	Ganhos não Realizados em Operações de Hedge de Fluxo de Caixa Originados no Período	-517	3.204
4.02.02	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos Sobre Hedge de Fluxo de Caixa	176	-1.089
4.02.03	Ganhos Realizados em Operações de Hedge de Fluxo de Caixa no Período	-368	-683
4.02.04	Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre Realização de Headge de Fluxo de Caixa	125	232
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	54.174	127.664
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	54.174	127.664

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	252.364	180.638
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	180.809	222.183
6.01.01.01	Lucro Líquido do Período	54.758	126.000
6.01.01.02	Depreciação e Amortização	65.044	42.662
6.01.01.03	Amortização de Intangível e Mais Valia Gerado em Aquisições	1.277	0
6.01.01.04	Amortização do Uso do Bem Público (UBP)	664	663
6.01.01.05	Variação Monetária / Cambial	-3.437	5.672
6.01.01.06	Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-2.426	4.288
6.01.01.08	Provisão para Processos Judiciais e Outros, Líquida	2.028	283
6.01.01.09	Marcação a Mercado da Opção	3.512	0
6.01.01.10	Custo de Empréstimos e Debêntures (Encargos de Dívidas), Líquido de Juros Capitalizados	85.998	40.847
6.01.01.11	Despesas com Fundo de Pensão	843	871
6.01.01.12	Receita de Aplicação Financeira em Investimentos de Curto Prazo	-22.342	-17.471
6.01.01.13	Tributos e Contribuições Sociais Diferidos	-5.383	18.321
6.01.01.14	Ações e Opções de Ações Outorgadas	96	47
6.01.01.15	Baixa de Bens do Ativo	177	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	174.056	19.304
6.01.02.01	Contas a Receber de Clientes	7.755	-37.503
6.01.02.04	Imposto de Renda e Contribuição Social Compensáveis	-1.303	4.764
6.01.02.05	Outros Tributos Compensáveis	0	20.577
6.01.02.06	Despesas Pagas Antecipadamente	0	-6.144
6.01.02.07	Conta de Ressarcimento - CCEE	848	0
6.01.02.08	Contas a Receber de Partes Relacionadas	0	263
6.01.02.10	Outros Créditos	-23.865	-1.129
6.01.02.11	Obrigações Sociais e Trabalhistas	4.413	4.404
6.01.02.12	Fornecedores	124.693	-6.466
6.01.02.13	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	47.410	41.363
6.01.02.16	Outros Tributos a Pagar	7.002	3.578
6.01.02.17	Conta de Ressarcimento - CCEE	21	0
6.01.02.19	Encargos Setoriais	-1.009	-3.838
6.01.02.20	Outras obrigações	8.091	-565
6.01.03	Outros	-102.501	-60.849
6.01.03.01	Pagamento de Juros (Encargos de Dívidas), Líquido de Juros Capitalizados	-75.666	-17.928
6.01.03.02	Pagamento de Imposto de Renda e Contribuição Social	-29.921	-48.270
6.01.03.03	Pagamento de Obrigações com Entidade de Previdência Privada	-331	-324
6.01.03.04	Pagamento de Processos Judiciais e Outros	-14	-378
6.01.03.05	Juros Resgatados de Investimentos de Curto Prazo	3.431	6.051
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-683.823	-163.677
6.02.01	Aquisições de Ativo Imobilizado e Intangível	-27.795	-26.641
6.02.03	Aplicações em Investimentos de Curto Prazo	-943.765	-325.518
6.02.04	Resgates de Investimentos de Curto Prazo	308.541	188.087
6.02.05	Aplicações / Resgates de Cauções e Depósitos Vinculados	-20.777	395

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
6.02.06	Prêmio Pago/Recebido - Opções de Compra de Moeda Estrangeira	-27	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	315.923	-8.860
6.03.01	Ingressos de Novos Empréstimos e Debêntures	1.250.201	0
6.03.02	Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos	-10.670	-18
6.03.03	Imposto de Renda s/ Juros sobre Capital Próprio	0	-8.754
6.03.04	Pagamento de Empréstimos e Debêntures (Principal)	-913.094	0
6.03.05	Custo de Empréstimos e Debentures (Custos de Transação)	-10.729	0
6.03.06	Pagamento de Obrigações por Arrendamento Financeiro	0	-88
6.03.07	Venda de Ações em Tesouraria	215	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-115.536	8.101
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	134.593	72.086
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	19.057	80.187

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2018 à 31/03/2018**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	416.646	198.438	139.470	0	803.136	1.557.690	0	1.557.690
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	416.646	198.438	139.470	0	803.136	1.557.690	0	1.557.690
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	311	0	0	0	311	0	311
5.04.03	Opções Outorgadas Reconhecidas	0	96	0	0	0	96	0	96
5.04.05	Ações em Tesouraria Vendidas	0	215	0	0	0	215	0	215
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	54.758	-584	54.174	0	54.174
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	54.758	0	54.758	0	54.758
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-584	-584	0	-584
5.05.02.10	Hedge de Fluxo de Caixa	0	0	0	0	-885	-885	0	-885
5.05.02.11	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre Hedge de Fluxo de Caixa	0	0	0	0	301	301	0	301
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	14.378	-14.378	0	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	0	21.785	-21.785	0	0	0
5.06.03	Tributos sobre a Realização da Reserva de Reavaliação	0	0	0	-7.407	7.407	0	0	0
5.07	Saldos Finais	416.646	198.749	139.470	69.136	788.174	1.612.175	0	1.612.175

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 31/03/2017**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	416.646	198.072	107.953	0	855.428	1.578.099	0	1.578.099
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	416.646	198.072	107.953	0	855.428	1.578.099	0	1.578.099
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	47	0	0	0	47	0	47
5.04.03	Opções Outorgadas Reconhecidas	0	47	0	0	0	47	0	47
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	126.000	1.664	127.664	0	127.664
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	126.000	0	126.000	0	126.000
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	1.664	1.664	0	1.664
5.05.02.06	Hedge de Fluxo de Caixa	0	0	0	0	2.521	2.521	0	2.521
5.05.02.07	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos Sobre Hedge de Fluxo de Caixa	0	0	0	0	-857	-857	0	-857
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	14.337	-14.337	0	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	0	21.723	-21.723	0	0	0
5.06.03	Tributos sobre a Realização da Reserva de Reavaliação	0	0	0	-7.386	7.386	0	0	0
5.07	Saldos Finais	416.646	198.119	107.953	140.337	842.755	1.705.810	0	1.705.810

DFs Consolidadas / Demonstração do Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/03/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/03/2017
7.01	Receitas	485.000	451.536
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	482.389	455.797
7.01.02	Outras Receitas	185	27
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	2.426	-4.288
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-141.397	-105.968
7.02.01	Custos Prods., Mercs. e Servs. Vendidos	-88.406	-81.308
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-44.047	-20.213
7.02.04	Outros	-8.944	-4.447
7.02.04.02	Outros Custos Operacionais	-8.944	0
7.03	Valor Adicionado Bruto	343.603	345.568
7.04	Retenções	-66.985	-43.325
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-65.708	-43.325
7.04.02	Outras	-1.277	0
7.04.02.02	Amortização de Intangível e Mais Valia Gerado em Aquisições	-1.277	0
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	276.618	302.243
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	25.802	19.500
7.06.02	Receitas Financeiras	25.802	19.500
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	302.420	321.743
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	302.420	321.743
7.08.01	Pessoal	27.590	23.276
7.08.01.01	Remuneração Direta	24.549	21.145
7.08.01.02	Benefícios	1.085	1.079
7.08.01.03	F.G.T.S.	1.956	1.052
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	97.181	120.907
7.08.02.01	Federais	92.558	113.170
7.08.02.02	Estaduais	4.656	7.737
7.08.02.03	Municipais	-33	0
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	122.891	51.560
7.08.03.01	Juros	121.490	51.228
7.08.03.02	Aluguéis	1.401	332
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	54.758	126.000
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	54.758	126.000

1. Perfil

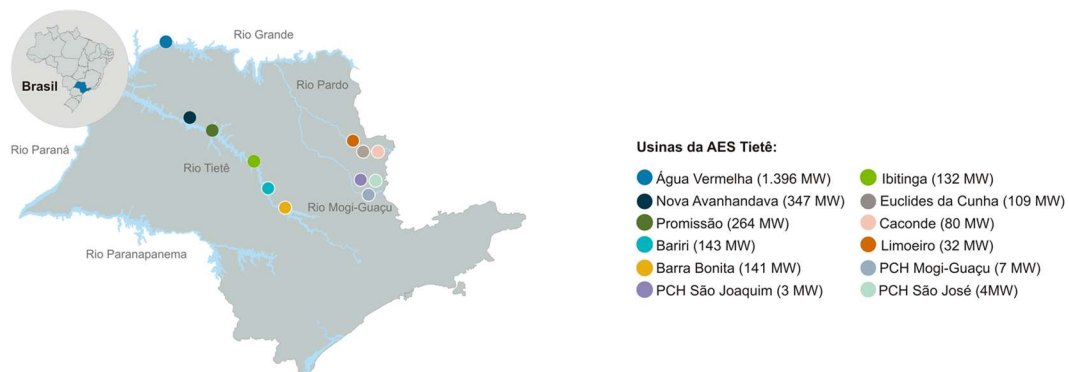
A AES Tietê Energia, uma das geradoras do grupo AES Brasil, é uma Companhia de capital aberto com ações listadas na B3 e está autorizada a operar como concessionária de uso do bem público, na produção e comercialização de energia elétrica e na condição de produtor independente de energia.

A Companhia tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (“MME”).

Com um parque gerador formado por nove usinas hidrelétricas e três pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), a Companhia atua no Brasil desde 1999 na geração e na comercialização de energia elétrica. A Companhia tem capacidade instalada de 2.658,5 MW e garantia física bruta de 1.277,9 MW.

As concessões das usinas hidrelétricas da AES Tietê Energia e da PCH Mogi-Guaçu vencem em 2029 e as PCHs São José e São Joaquim possuem autorização para operarem até o ano de 2032.

As usinas da Companhia estão localizadas nos Rios Tietê, Pardo, Grande e Mogi-Guaçu, conforme demonstrado no mapa a seguir:



Em 03 de agosto de 2017, a AES Tietê Energia concluiu a aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II, localizado no Estado da Bahia. O Complexo Eólico possui capacidade instalada de 386,1 MW e energia contratada por 20 anos, por meio dos leilões de LER e LEN realizados em 2010 e 2011, cujos contratos expiram em 2033 e 2035, respectivamente. Os parques possuem licença de operação de 35 anos. A garantia física dos contratos é de 185,2 MWm.



Em 25 de setembro de 2017 a AES Tietê Energia concluiu a aquisição do Complexo Solar Boa Hora. A planta foi outorgada no 8º LER realizado em 13 de novembro de 2015 com o direito de fornecimento de energia contratada por 20 anos e início de operação comercial previsto para novembro de 2018, com capacidade total de 75 MW e garantia física de 15,9 MWm. A planta solar possui licença de operação de 35 anos.

Também em 25 de setembro de 2017, a Companhia firmou um acordo de investimentos com a Cobra do Brasil para a aquisição do Complexo Solar Guaimbê, que está sendo construído no município de Guaimbê no Estado de São Paulo. A planta foi outorgada no 6º LER realizado em 31 de outubro de 2014, com energia contratada por 20 anos, capacidade instalada de 150 MW e garantia física é de 29,5 MWm. A previsão é que, a partir de julho de 2018, o Complexo Solar Guaimbê seja consolidado pela Companhia. A planta solar possui licença de operação de 35 anos.

Em 18 de dezembro de 2017, a Companhia obteve no 25º LEN (“Leilão A-4”) o direito de comercializar, no mercado regulado, energia a ser gerada pelo Complexo Solar AGV com capacidade instalada de 75 MW e garantia física de 19,8 MWm com energia contratada por 20 anos. A data da entrada em vigor do contrato outorgado (“Contrato”), considerada como a entrada em operação comercial do complexo, de acordo com a data do Leilão, está prevista para janeiro de 2021, porém devido à sinergia com a obra do Complexo Solar Boa Hora, a construção do Complexo Solar AGV está prevista para se encerrar em meados de 2019 e, com isso, a Companhia pretende se beneficiar da antecipação da entrada em operação comercial até a data de início do Contrato. A planta solar possui licença de operação de 35 anos.

2. Energia gerada

No 1T18, o volume total de energia gerada pelas usinas da Companhia atingiu 2.412 GWh, 22,8% inferior ao mesmo período de 2017. A variação é reflexo da baixa afluência observada na bacia do Rio Grande, em 2018, resultando em níveis baixos no reservatório da usina de Água Vermelha e, portanto, fazendo com que a usina gerasse em níveis inferiores aos registrados nos períodos anteriores.

Geração (Usinas) - GWh	1T18	1T17	Var (%)
Energia Gerada Bruta	2.412	3.121	-22,7%
Água Vermelha	1.078	1.491	-27,7%
Bariri	162	211	-23,2%
Barra Bonita	134	160	-16,3%
Caconde	59	67	-11,9%
Euclides da Cunha	104	111	-6,3%
Ibitinga	186	218	-14,7%
Limoeiro	29	30	-3,3%
Nova Avanhandava	383	478	-19,9%
Promissão	266	346	-23,1%
Mogi / S. Joaquim / S. José	11	9	22,2%

Geração (Parques Eólicos) - GWh	1T18
Energia Gerada Bruta	271
LER 2010	134
LEN 2011	137

2.1. Desempenho econômico-financeiro

Em milhares de reais	1T18	1T17	Var. R\$	Var. %
Receita operacional bruta	482.574	455.824	72.184	5,9%
Deduções da receita operacional bruta	(52.463)	(52.658)	195	-0,4%
Receita operacional líquida	430.111	403.166	26.945	6,7%
Custos e despesas operacionais	(235.873)	(181.288)	(54.585)	30,1%
Resultado do serviço	194.238	221.878	(27.640)	-12,5%
Amortização do intangível e mais valia em aquisições	(1.277)	-	(1.277)	N/A
Resultado financeiro	(95.688)	(31.728)	(63.960)	201,6%
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	97.273	190.150	(92.877)	-48,8%
Imposto de renda e contribuição social	(42.515)	(64.150)	21.635	-33,7%
Lucro líquido do período	54.758	126.000	(71.242)	-56,5%

Em milhares de reais - Consolidado

No trimestre findo em 31 de março de 2018, a Companhia auferiu um lucro líquido no montante de R\$54.758 ante um lucro líquido de R\$126.000 no mesmo período do ano anterior. Os itens a seguir explicam os principais fatores que influenciaram a redução de 56,5% do resultado da Companhia.

2.2. Receita operacional líquida

	1T18		1T17		GWh	R\$
	GWh	R\$	GWh	R\$	Var. %	Var. %
Receita Fonte Hidráulica						
Contratos bilaterais	2.227.288	375.621	2.475.386	383.114	-10,0%	-2,0%
Mercado de curto prazo						
MRE	138.466	13	417.720	3.929	-66,9%	-99,7%
SPOT	295.294	54.198	301.849	41.253	-2,2%	31,4%
Outros	-	10.959	-	3.075	0,0%	256,4%
Leilão - Eletropaulo	-	-	92.889	14.020	-100,0%	-100,0%
Leilão - Outras empresas	60.184	9.351	69.516	10.406	-	-10,1%
LER 2010	131.608	24.895	-	-	-	-
LEN 2011	48.604	7.228	-	-	-	-
Partes relacionadas	-	124	-	-	-	-
Outras receitas	-	185	-	27	-	585,2%
Receita Operacional Bruta	2.901.444	482.574	3.357.360	455.824	-13,6%	5,9%
Deduções da receita operacional bruta		(52.463)		(52.658)		-0,4%
Receita Operacional Líquida		430.111		403.166		6,7%

Em milhares de reais - Consolidado

O aumento de 6,7% da receita operacional líquida é explicado principalmente pelo:

- aumento de receita proveniente da venda no LER 2010, LEN 2011, no montante total de R\$ 32.123 oriundas do Complexo Eólico Alto Sertão II;
- aumento de receita proveniente da venda no mercado spot no montante de R\$12.945, principalmente em função do maior preço médio do PLD no período no submercado SE/CO (R\$196/MWh no 1T18 ante R\$156/MWh no 1T17);



Os fatores acima foram compensados parcialmente por:

- redução na energia vendida para o leilão A-1 no montante de R\$14.020 devido às rescisões de contratos, principalmente o contrato de comercialização de energia elétrica celebrado entre a Eletropaulo e a Companhia;
- redução de R\$ 3.916 da receita proveniente da energia vendida no MRE na comparação com o mesmo período anterior, em função, principalmente, ao menor volume de geração averiguado no período;
- redução dos contratos bilaterais no montante de R\$7.493, em função do menor volume vendido (2.227 GWh no 1T18 ante 2.475 GWh no 1T17), compensado parcialmente pelo maior preço vigente no período (R\$168,65 no 1T18 ante R\$154,77 no 1T17), devido à redução do nível de contratação anual do portfólio hídrico de 83% no 1T17 para 78% no 1T18.

2.3. Custos e despesas operacionais

Em milhares de reais	1T18	1T17	Var. R\$	Var. %
Custo com energia elétrica	(87.922)	(88.258)	336	-0,4%
Energia elétrica comprada para revenda	(39.637)	(43.068)	3.431	-8,0%
Encargos do uso do sistema de transmissão e conexão	(35.323)	(29.758)	(5.565)	18,7%
Taxa de fiscalização	(1.943)	(1.695)	(248)	14,6%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(11.019)	(13.737)	2.718	-19,8%
Custo de operação	(147.951)	(93.030)	(54.921)	59,0%
Pessoal e administradores	(31.239)	(26.386)	(4.853)	18,4%
Material e serviços de terceiros	(43.043)	(19.340)	(23.703)	122,6%
Entidade de previdência privada	(1.085)	(1.079)	(6)	0,6%
Depreciação e amortização	(64.664)	(37.136)	(27.528)	74,1%
Outros	(7.920)	(9.089)	1.169	-12,9%
Total dos custos e despesas operacionais	(235.873)	(181.288)	(54.585)	30,1%

Em milhares de reais - Consolidado

Os custos e despesas operacionais no período findo em 31 de março de 2018 apresentaram um aumento de R\$54.584 ou 30,1% em relação ao mesmo período do ano anterior, explicada principalmente por:

- aumento de 49,0% ou R\$27.393 no PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros) ocasionado principalmente em função (i) aumento de despesa com pessoal no montante de R\$4.859, principalmente devido à reestruturação do quadro da Companhia como parte de sua estratégia de crescimento e ajuste de inflação em salários e benefícios; (ii) aumento de material e serviços de terceiros no montante de R\$23.703, principalmente em função da realização de manutenção corretiva nos parques eólicos, no montante de R\$11.016 e à despesa relativa à manutenção bianual de usinas hidrelétricas, no montante de R\$8.409, parcialmente compensado pela;
- redução de 8,0% ou R\$3.431 no custo com energia comprada para revenda, ocasionado principalmente pelo maior volume e dos contratos bilaterais devido à estratégia de contratação adotada no período, somado ao maior volume de compra de energia no mercado spot devido a performance de geração do



parques eólicos e aumento créditos de PIS/COFINS na comparação dos períodos;

2.4. Resultado financeiro

No 1T18 o resultado financeiro líquido consolidado totalizou uma despesa de R\$95.688 ou 201,6% superior à despesa apresentada no 1T17, no montante de R\$31.728. Contribuiu para esse desempenho:

- maiores encargos de dívida no montante de R\$30.742, principalmente em função do reconhecimento de encargos financeiros oriundo das dívidas do Complexo Eólico Alto Sertão II e ao maior saldo de dívida devido à emissão da 7ª emissão de debêntures e 3ª emissão de Nota Promissória da Companhia, compensando parcialmente pela menor taxa média do CDI (de 6,73%, no 1T18 ante 12,68% no 1T17);
- efeito negativo de R\$3.512 referente à marcação a mercado da operação de hedge cambial realizada para compra de equipamentos de geração solar para os parques em construção;
- efeito negativo de R\$17.070 referente atualização monetária da liminar obtida na discussão do GSF;

Os fatores acima foram compensados parcialmente por:

- aumento da receita de juros sobre aplicações financeiras (R\$24.607 no 1T18 ante R\$20.036 no 1T17), devido principalmente ao maior saldo médio das aplicações financeiras no período, compensando à menor taxa de juros entre os períodos comparados, visto que no 1T18 a taxa média do CDI foi de 6,73%, enquanto que no 1T17 foi de 12,68%.

2.5. Imposto de renda e contribuição social

Redução de R\$21.635 ou 33,7% das despesas com imposto de renda e contribuição social (correntes e diferidos) sobre o resultado do 1T18 em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa redução se deve principalmente ao menor lucro tributável apurado no 1T18, o qual foi inferior em 48,8%, compensado pela utilização de prejuízo fiscal e base negativa no 1T17, o que não ocorreu no 1T18.

2.6. Lucro líquido do período

O lucro líquido no 1T18 foi de R\$54.758, representando uma redução de 56,5% ou R\$71.242 em relação ao mesmo período do ano anterior, quando a Companhia teve um lucro líquido de R\$126.000. Esta redução deve-se aos fatores anteriormente mencionados.

Notas Explicativas

1 INFORMAÇÕES GERAIS

A AES Tietê Energia S.A. (“Tietê” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações, de capital aberto, cuja sede está localizada na Avenida Dr. Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, 939, 5º andar, sala individual 2, Bairro Sítio Tamboré, Torre II do Condomínio Castelo Branco Office Park, Barueri, estado de São Paulo, Brasil.

A Companhia está autorizada a operar como concessionária de uso do bem público na produção e comercialização de energia elétrica, na condição de Produtor Independente de Energia, e tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. O contrato de concessão da Companhia, assinado em 20 de dezembro de 1999, tem prazo de duração de 30 anos vencendo em 2029, assim como a concessão da PCH Mogi-Guaçu. Já as PCHs São José e São Joaquim possuem autorização para operarem até o ano de 2032. Adicionalmente, desde 2017 a Companhia adquiriu o controle de unidades produtoras de energia eólica e solar, através dos denominados Complexo Alto Sertão II e Parque Solar Boa Hora, conforme detalhado mais abaixo nessa nota.

A Companhia é diretamente controlada pela AES Holdings Brasil Ltda. e indiretamente pela The AES Corporation (sediada nos Estados Unidos da América).

O parque gerador hidrelétrico está composto pelas seguintes usinas:

Parque Gerador	Ano de conclusão	Quantidade de turbinas	Capacidade instalada MW	Garantia física MW
Usinas Hidrelétricas (UHE)				
Água Vermelha	1978	6	1.396,2	731,0
Nova Avanhandava	1982	3	347,4	132,1
Promissão	1975	3	264,0	98,8
Bariri	1969	3	143,1	62,7
Barra Bonita	1963	4	140,8	47,8
Ibitinga	1969	3	131,5	70,3
Euclides da Cunha	1960	4	108,9	49,2
Caconde	1966	2	80,5	33,2
Limoeiro	1958	2	32,0	14,8
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)				
Mogi-Guaçu	1994	2	7,2	4,0
São José	2012	2	4,0	2,0
São Joaquim	2011	1	3,0	1,0
Total		35	2.658,5	1.246,9

Estratégia de comercialização de energia da Companhia

Desde 2016, a Companhia implementou uma estratégia dinâmica e ativa de curto, médio e longo prazos para a mitigação de exposição ao risco hidrológico. Como resultado da gestão do nível de contratação de energia do portfólio, no ano de 2017, R\$ 455,0 milhões de custos com compra de energia no mercado de curto prazo foram evitados. Esse resultado foi fruto da estratégia de hedge para gestão do GSF e plano de mitigação, que consistiu na descontração de energia no mercado regulado, recompra de energia de clientes já contratados e oportunidades de compra de energia no mercado de curto prazo.

Para o curto prazo em 2018, a estratégia da Companhia é de gerir o portfólio de suas unidades produtoras de energia hídrica, com monitoramento constante das exposições mensais, buscando oportunidades comerciais tanto para gerar valor a companhia como para mitigar riscos de exposições ao mercado de curto prazo. Adicionalmente, a estratégia da Companhia persiste em buscar uma composição de contratação para a melhor gestão do risco hidrológico e melhores preços de contratos no ambiente livre. Em linha com a estratégia da Companhia, em 2018 cerca

Notas Explicativas

de 52% da energia assegurada nos contratos LEN do Complexo Eólico Alto Sertão II (54,3 MWh) foi descontratado no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (“MCSD”) e essa energia foi revendida a preços mais elevados.

Em 31 de março de 2018, o percentual da energia assegurada vendida para o portfólio consolidado é de 80%, 77%, 71%, 36% e 29%, para 2018, 2019, 2020, 2021 e 2022, respectivamente, com preços médios de R\$ 173/MWh e R\$ 166/MWh para 2018 e 2019.

Complexo Eólico Alto Sertão II

O parque gerador do Complexo Eólico Alto Sertão II é composto pelas seguintes sociedades de propósito específico (“SPE’s”):

Parque Gerador	Contrato / Leilão	Portaria MME	Publicação portaria	Vigência da autorização	Prazo de autorização	Ano de conclusão da planta	Quantidade de aerogeradores	Capacidade instalada MW	Garantia física MW
Eólico									
Ametista	LEN 02/2011	135/2012	15/03/12	14/03/47	35 anos	2015	17	28,6	13,9
Araçás	LER 05/2010	241/2011	08/04/11	07/03/46	35 anos	2014	19	31,9	15,5
Borgo	LEN 02/2011	222/2012	16/04/12	15/04/47	35 anos	2016	12	20,2	10,4
Caetité	LEN 02/2011	167/2012	23/03/12	14/03/47	35 anos	2016	18	30,2	16,6
Da Prata	LER 05/2010	177/2011	28/03/11	27/03/46	35 anos	2014	13	21,8	10,1
Dourados	LEN 02/2011	130/2012	14/03/12	13/03/47	35 anos	2015	17	28,6	12,5
Espigão	LEN 02/2011	172/2012	26/03/12	25/03/47	35 anos	2016	6	10,1	5,8
Maron	LEN 02/2011	107/2012	12/03/12	11/03/47	35 anos	2015	18	30,2	14,2
Morrão	LER 05/2010	268/2011	25/04/11	24/04/46	35 anos	2014	18	30,2	16,1
Pelourinho	LEN 02/2011	168/2012	23/03/12	22/03/47	35 anos	2016	13	21,8	12,4
Pilões	LEN 02/2011	128/2012	14/03/12	13/03/47	35 anos	2015	18	30,2	13,1
Seraíma	LER 05/2010	332/2011	31/05/11	30/05/46	35 anos	2014	18	30,2	17,5
Serra do Espinhaço	LEN 02/2011	171/2012	26/03/12	25/03/47	35 anos	2016	11	18,5	10,6
Tanque	LER 05/2010	330/2011	30/05/11	29/05/46	35 anos	2014	18	30,0	13,9
Ventos do Nordeste	LER 05/2010	161/2011	21/03/11	20/03/46	35 anos	2014	14	23,5	10,1
Total							230	386,1	192,7

Comercialização de energia do Complexo Eólico Alto Sertão II

Em 26 de maio de 2011, as controladas indiretas Da Prata, Araçás, Morrão, Seraíma, Tanque e Ventos do Nordeste assinaram contrato de energia de reserva (CER) na modalidade quantidade de energia elétrica, com a CCEE, por meio do qual, venderão toda sua produção de energia elétrica, por um prazo de 20 anos.

Em 13 de agosto de 2012, as controladas indiretas Ametista, Borgo, Caetité, Dourados, Espigão, Maron, Pelourinho, Pilões e Serra do Espinhaço assinaram Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (“CCEAR”), na modalidade disponibilidade de energia elétrica, com diversas distribuidoras de energia, por meio do qual venderão toda sua produção de energia elétrica, a partir de 1º de janeiro de 2016 com prazo final em abril de 2035.

As controladas indiretas Ametista, Borgo, Dourados, Espigão, Maron, Caetité, Pelourinho, Pilões e Serra do Espinhaço participaram do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), descontratando um volume total de 100,2 MWh e 54,3 MWh de energia dos parques do LEN 2011 (A-3), para os períodos de janeiro a dezembro de 2017 e o período de janeiro a dezembro de 2018, respectivamente.

Notas Explicativas

A comercialização de energia produzida pelo Complexo Eólico Alto Sertão II no mercado regulado (ACR) e mercado livre (ACL) estão contratadas conforme abaixo:

Controladas	Contrato	Energia anual contratada (MWh)			Prazo			
		Compradora	Energia anual contratada MWh	Preço Médio atualizado MWh	Inicial	Final	Índice de correção	Mês de reajuste
Da Prata	LER 05/2010	CCEE	86.353	189,16	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Araçás	LER 05/2010	CCEE	115.180	189,16	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Morrão	LER 05/2010	CCEE	128.772	189,16	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Seraíma	LER 05/2010	CCEE	131.121	189,16	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Tanque	LER 05/2010	CCEE	113.284	189,16	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Ventos do Nordeste	LER 05/2010	CCEE	88.476	189,16	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Ametista	LEN 02/2011	Distribuidoras	121.764	200,41	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Borgo	LEN 02/2011	Distribuidoras	84.972	199,84	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Caetité	LEN 02/2011	Distribuidoras	125.268	199,96	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Dourados	LEN 02/2011	Distribuidoras	115.632	199,94	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Espigão	LEN 02/2011	Distribuidoras	42.924	200,79	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Maron	LEN 02/2011	Distribuidoras	120.888	200,25	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Pelourinho	LEN 02/2011	Distribuidoras	103.368	200,20	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Pilões	LEN 02/2011	Distribuidoras	114.756	199,40	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Serra do Espinhaço	LEN 02/2011	Distribuidoras	77.964	199,12	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro

Parque Solar Boa Hora

O Complexo Solar foi outorgado no 8º Leilão de Energia de Reserva (“LER”) realizado em 13 de novembro de 2015 com energia contratada por 20 anos a R\$291,75/MWh, com início de operação comercial previsto para 01 de novembro de 2018, com capacidade total projetada 75 MWac e investimento estimado de aproximadamente R\$300.000.

Em 02 de agosto de 2017, a Companhia protocolou na Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) pedido de alteração das características técnicas do projeto, que originalmente possui autorização para construção do Estado do Pernambuco. A Companhia solicitou à ANEEL a transferência do Complexo Solar, com o objetivo de construí-lo em terreno no estado de São Paulo, na cidade de Ouroeste, localizado a 3 km de uma das usinas hidrelétricas da Companhia, a Usina Água Vermelha. Com a aprovação da referida alteração, obtida no dia 03 de novembro de 2017, a Companhia aumentará a capacidade instalada do sistema de geração no estado de São Paulo.

O Parque Solar Boa Hora está em estágio de desenvolvimento e tem previsão de início das operações comerciais para novembro de 2018, sendo que na data da outorga, a Companhia efetivamente obteve os direitos de seus contratos relevantes, incluindo os direitos contratuais de venda de energia e direito de exploração de autorização.

Complexo Solar Água Vermelha

Em de 18 de dezembro de 2017 a Companhia obteve no Leilão A-4 o direito de comercializar, no mercado regulado, energia a ser gerada por um complexo fotovoltaico com capacidade instalada de 94 MWp (75 MWac), a ser construída no estado de São Paulo (“Complexo Solar Água Vermelha” ou “AGV Solar”).

A AGV Solar possui uma garantia física de 19,8 MWm de energia contratada por 20 anos, ao preço médio de R\$145,96/MWh, com reajuste anual pelo IPCA. A capacidade de geração certificada da AGV Solar é de aproximadamente 28% da planta para os 20 primeiros anos de geração. A energia gerada acima da garantia física será comercializada no mercado de curto prazo.

O investimento total estimado para a construção da AGV Solar é de aproximadamente R\$280.000, com início do desembolso previsto para o segundo semestre de 2018. A previsão é de que a construção inicie em junho de 2018 e a operação comercial em junho de 2019.

Notas Explicativas

Complexo Solar Guaimbê

Em 25 de setembro de 2017, foi assinado um acordo de investimento com a Cobra Brasil Serviços, Comunicações e Energia S.A. (“Cobra do Brasil”), subsidiária brasileira do grupo espanhol ACS Group, sujeito ao cumprimento de condições precedentes específicas. O montante total acordado para a transação é de R\$650.000, montante este que inclui investimento e preço para eventual aquisição de participação acionária, ambos sujeitos ao cumprimento de condições precedentes e a ajustes usuais neste tipo de operação.

O acordo de investimento estabelece que a Companhia realizará investimentos no montante equivalente de até R\$470.000 em debêntures não conversíveis em ações a serem emitidas até março de 2018, por 5 sociedades de propósito específico, todas subsidiárias da Cobra do Brasil. Os recursos das debêntures serão utilizados pelas SPEs para financiar a construção, pela Cobra do Brasil, de usinas de fonte solar fotovoltaica no município de Guaimbê, no estado de São Paulo.

As debêntures já emitidas e classificadas pela Companhia como investimento de curto prazo, na nota explicativa nº 4, são compostas da seguinte forma: (i) 1ª emissão, no valor de R\$100.000 e liquidada em 20 de outubro de 2017 (Guaimbê I e IV) e 09 de novembro de 2017 (Guaimbê II, III e V), (ii) 2ª emissão, no valor de R\$50.000 e liquidada em 13 de dezembro de 2017 e (iii) 3ª emissão, no valor de R\$110.000 e liquidada em 16 de janeiro de 2018 (Guaimbê I e V) e em 24 de janeiro (Guaimbê II, III e IV). Estas debêntures possuem garantia de primeira demanda. Ainda, de acordo com as condições preestabelecidas a Companhia deverá realizar um novo investimento no valor de R\$ 210.000, previstas para serem liquidadas em maio de 2018.

Após a emissão de todas as debêntures e condicionado ao cumprimento de todas as condições precedentes, a Companhia realizará novo investimento por meio de subscrição e integralização de aumento de capital no valor de R\$165.000, nas SPEs e, por fim, adquirirá a totalidade das ações das SPEs pertencentes à Cobra do Brasil pelo montante de R\$15.000, sujeito a ajustes usuais neste tipo de operação.

As autorizações para implementação do Complexo Solar Guaimbê foram outorgadas às SPEs após o 6º Leilão de Energia de Reserva realizado em 31 de outubro de 2014, com energia contratada por 20 anos ao preço médio de R\$218,85/MWh (data-base outubro de 2014), com capacidade total projetada de 180 MWp (150 MWca) e início de operação comercial previsto para maio de 2018.

O Complexo Solar Guaimbê expande em 6% a atual capacidade instalada da Companhia no estado de São Paulo, buscando assim, oportunidades em São Paulo para cumprir sua obrigação de expansão.

1.1 Combinação de negócios pela aquisição de conjunto de parques eólicos

A Companhia concluiu o processo de aquisição, em 03 de agosto de 2017, a totalidade das ações (100%) de emissão da Nova Energia S.A..

A aquisição do controle da Nova Energia foi realizada nas condições divulgadas nas demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2017, cujos valores justos foram provisoriamente apurados para aquelas demonstrações contábeis, com base em análises conduzidas pela própria Administração, até que o laudo de avaliação econômico-financeiro seja finalizado por avaliador independente.

Notas Explicativas

	Valor Contábil	Ajuste	Valor Justo
Caixa e equivalentes de caixa	3.619	-	3.619
Contas a receber de clientes	30.865	-	30.865
Cauções e depósitos vinculados	53.892	-	53.892
Imobilizado	1.600.797	128.199 (i)	1.728.996
Intangível (licença)	-	19.073 (ii)	19.073
Outros ativos	12.763	-	12.763
Valor justo dos ativos	1.701.936	147.272	1.849.208
Fornecedores	55.234	-	55.234
Provisões para processos judiciais e outros	22.265	35.735 (iii)	58.000
Empréstimos e financiamentos	951.167	6.624 (iv)	957.791
Debêntures	172.788	-	172.788
Outros passivos	68.292	-	68.292
Valor justo dos passivos	1.269.746	42.359	1.312.105
Valor justo dos ativos líquidos	432.190	104.913	537.103
Saldo de caixa na aquisição da controlada			3.619
Contraprestação transferida			(537.103)
Caixa líquido por aquisição da Nova Energia			(533.484)

- (i) Em dezembro de 2017 foi concluído o laudo de avaliação dos ativos líquidos do Complexo Eólico Alto Sertão II e a Companhia efetuou um ajuste a valor justo no montante de R\$136.767, relacionado à mais valia de máquinas e equipamentos. Essa mais valia dos ativos líquidos adquiridos deve-se à alta do dólar, preço do aço e inflação. Nas demonstrações contábeis individuais de 31 de dezembro de 2017, este montante está registrado na rubrica de investimentos. Já nas demonstrações contábeis consolidadas, está registrado como imobilizado. Adicionalmente, relacionado às arbitragens detalhadas no item (iii) abaixo, a adquirida possuía R\$8.568 registrado como adiantamento a fornecedores. Para fins de demonstrações consolidadas, a Companhia considerou esse montante como valor justo de processos judiciais em combinação de negócios.
- (ii) O ativo intangível gerado na combinação de negócios no valor de R\$19.073 corresponde ao direito de exploração de autorização e será amortizado com base no prazo remanescente de autorização. Nas informações contábeis individuais, o direito de exploração de autorização está registrado na rubrica de investimentos. Já nas demonstrações contábeis consolidadas, está apresentado como intangível (vide notas explicativas nº 10 e 12).
- (iii) Durante o trimestre findo em 31 de março de 2018, a contraprestação transferida foi remensurada pela atualização ajuste de capital de giro a receber e *curtailment*, nos montantes de R\$3.702 e R\$5.170, respectivamente. Em 31 de março de 2018, o montante da contraprestação transferida está composto da seguinte forma: (i) R\$456.000 pago em transferência bancária e (ii) R\$81.103 registrados na rubrica Outras obrigações (vide nota explicativa nº 21) no passivo não circulante, composto por R\$20.000 relativo a indenizações gerais dos vendedores e litígios, R\$5.830 referente ao *curtailment*¹, ajuste de capital de giro a receber de R\$3.702 e R\$58.975 correspondente à contraprestação contingente (*earn-out payment*), até 31 de março de 2018 e totalizando um montante de R\$537.102. Cabe ressaltar que esses ajustes estão dentro do período de mensuração, conforme previsto no CPC 15.
- (iv) Na data de aquisição o saldo de empréstimos e financiamento foi ajustado pelos custos de emissão de empréstimos e financiamento capitalizados pela adquirida.

Com exceção do ajuste mencionado acima, referente ao ajuste de capital de giro a receber e *curtailment*, nenhum outro ajuste aos valores justos de ativos e passivos foi reconhecido no

¹ Energia não fornecida, integralmente ou parcialmente, por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição. Conforme previsto no módulo 17 das Regras de Comercialização da CCEE, o volume informado pela Aneel por meio do acrônimo ENF_DTF é isento da aplicação das regras de penalidade e de ressarcimento nas contabilizações anuais e quadriênis para ativos com contratos no ambiente regulado (ACR).

Notas Explicativas

trimestre findo em 31 de março de 2018. Adicionalmente, nenhuma outra combinação de negócios ocorreu no primeiro trimestre de 2018.

1.2 Obrigação de expansão

O Edital de Privatização prevê a obrigação da Companhia para expandir a capacidade instalada do seu sistema de geração em, no mínimo, 15% no período de 8 anos contados a partir da data de assinatura do Contrato de Concessão, ocorrida em 20 de dezembro de 1999. O Edital também prevê que esta expansão deveria ser realizada por meio da implantação de novos empreendimentos no estado de São Paulo ou através da contratação de energia de terceiros, proveniente de novos empreendimentos construídos no estado de São Paulo, por prazo superior a cinco anos e respeitando as restrições regulamentares.

De forma a cumprir com tal obrigação, a Companhia, logo após seu leilão de privatização, emvidou esforços, sob o antigo modelo do setor elétrico, para ampliar seu parque gerador em 15%, que representam 398 MW.

Entretanto, a partir de 2004, sobrevieram profundas mudanças no ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro, que tornaram o cumprimento da obrigação de expansão, acima referida, na opinião da administração inviável. Desde então, a Companhia vem diligenciando junto à Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, com o objetivo de rever a obrigação de expansão para readequá-la à nova realidade setorial/regulamentar.

Em 12 de agosto de 2011, foi distribuída Ação pelo Estado de São Paulo visando compelir a Companhia a cumprir com a obrigação de expandir a capacidade instalada do seu sistema de geração em no mínimo 15% ou a pagar indenização por perdas e danos.

Em 20 de agosto de 2015, a Companhia apresentou petição informando que não foi obtido acordo com o Estado de São Paulo, solicitando a produção de provas, especialmente pericial.

Pela primeira instância foi concedida liminar determinando que a Companhia apresentasse, em até 60 dias, o seu plano para atendimento da obrigação de fazer compreendendo todos os aspectos necessários à sua plena consecução, sob pena de multa diária.

Em 06 de setembro de 2011, a Companhia foi citada na ação e cientificada oficialmente a respeito da liminar concedida. A Companhia apresentou em outubro de 2011 sua defesa bem como recurso contra a decisão que concedeu a liminar.

Em 03 de novembro de 2011, entendendo que havia a necessidade de examinar se existem condições materiais para o cumprimento da obrigação, a 2ª instância suspendeu a liminar outrora concedida em favor do Estado de São Paulo até o julgamento do recurso apresentado pela Companhia em outubro de 2011.

Em 19 de março de 2012, o recurso apresentado foi julgado em desfavor da Companhia, determinando a apresentação do plano para atendimento da expansão de capacidade.

Em 26 de abril de 2012, a Companhia apresentou seu Plano de Expansão de Capacidade ao juízo de 1ª instância, que consiste no Projeto “Termo São Paulo”, para a implantação de uma termoelétrica a gás natural, com capacidade de geração líquida de aproximadamente 500 MW.

Em 12 de setembro de 2012, foi proferida decisão em 1ª instância determinando que o Estado de São Paulo se manifestasse sobre o Plano de Expansão de Capacidade da Companhia.

Em 06 de dezembro de 2012, foi juntada no processo a manifestação do Estado de São Paulo sobre o Plano de Expansão de Capacidade apresentado pela Companhia, com as alegações seguintes: (i) o plano apresentado é consistente; (ii) não existe garantia do fornecimento de gás natural da Petrobrás, o que prejudicaria a execução do plano; (iii) a usina termoelétrica não seria a única alternativa para cumprir a obrigação de expansão; (iv) mesmo que o gás seja fornecido pela Petrobrás, não há garantia de vitória no leilão (para a construção da usina) e tal

Notas Explicativas

fato (não vencer o leilão) não pode ser interpretado como uma justificativa para o não cumprimento da obrigação.

O juízo de 1ª instância determinou que a Companhia se manifestasse sobre os comentários do Estado de São Paulo acerca do plano, bem como que as partes informassem se havia interesse na realização de uma audiência de tentativa de conciliação. A Audiência de Conciliação foi realizada em 09 de outubro de 2013, tendo o juízo responsável pelo caso determinado a suspensão do processo, para que a Companhia estudasse alternativas para expandir sua capacidade de geração que não o plano de expansão anteriormente apresentado em juízo.

De março de 2014 à agosto de 2015, o processo foi suspenso por diversas vezes, em virtude de negociações com o Estado de São Paulo.

Em 20 de agosto de 2015, a Companhia apresentou petição informando que não foi obtido acordo com o Estado de São Paulo, solicitando a produção de provas, especialmente pericial.

Em 15 de fevereiro de 2017, o juiz de 1ª instância determinou a realização de produção de prova pericial, nas especialidades de Economia e Engenharia, bem como rejeitou o argumento da Companhia, apresentado na sua defesa de mérito, relativo à prescrição do direito do Estado quanto à propositura da ação.

Em 26 de julho de 2017, a Companhia interpôs Recurso Especial, o qual será analisado pelo Superior Tribunal de Justiça - STJ. O objetivo deste recurso é que o argumento relativo à prescrição seja analisado antes do julgamento de mérito em 1ª instância.

Em setembro de 2017, o processo voltou a tramitar em 1ª instância para fins de realização de perícia.

Em fevereiro de 2018, os autos foram remetidos ao perito judicial.

Atualmente, aguarda-se a realização da referida perícia em 1ª instância, bem como o julgamento do recurso especial pelo Superior Tribunal de Justiça- STJ.

Conforme informações dos assessores legais da Companhia, a chance de perda da ação é classificada como possível e, portanto, nenhuma provisão foi reconhecida relativamente a este assunto.

Novos projetos vinculados à obrigação de expansão

Adicionalmente à conclusão do acordo de investimento do Complexo Solar Guaimbê e a assinatura do contrato de aquisição do Parque Solar Boa Hora, a Companhia foi vencedora do Leilão de Energia Nova com as três SPEs do projeto Água Vermelha II (AGV II), vide nota explicativa nº 1.

O complexo solar AGV II, contemplado com contratos de 20 anos no Leilão de Energia Nova de dezembro de 2017, já possui Licença de Instalação ambiental emitida pela CETESB, capacidade instalada de 75 MW e está localizado no município de Ouroeste no estado de São Paulo, a aproximadamente 3 km da usina hidrelétrica de Água Vermelha da Companhia. Neste local, será construído o Complexo Solar Boa Hora, também de 75 MW, com previsão de início das obras para início de 2018, em sequência da aprovação da alteração de característica técnica emitida pela ANEEL em novembro de 2017. Ambos os projetos compartilham o contrato de arrendamento do terreno e a licença ambiental de instalação emitida pela CETESB em janeiro de 2018 para um total de 150 MW de capacidade instalada.

A Companhia continua com os estudos de viabilidade dos seus projetos termelétricos a gás natural, entre eles a Termo São Paulo, com capacidade instalada líquida de aproximadamente 500 MW.

Em março de 2016, a Companhia assinou um memorando de entendimento não vinculante com a Empresa Metropolitana de Águas e Energia (EMAE) de modo a estabelecer uma parceria para

Notas Explicativas

analisar a viabilidade de desenvolvimento de uma termoeétrica a gás natural em um dos terrenos disponíveis da EMAE no bairro de Pedreira, na cidade de São Paulo, onde a térmica Fernando Gasparian está localizada. Atualmente, estão sendo realizados estudos de viabilidade ambiental para definir qual seria a potência permitida para esse projeto e começar o processo de licenciamento ambiental. Adicionalmente, a Companhia continua em processo de negociação do acordo de parceria, que deverá ser finalizado até o final de 2019.

A Companhia também estuda uma iniciativa de viabilizar o fornecimento de gás para os projetos termoeletricos com a construção de um terminal de regaseificação na costa do estado de São Paulo, onde diversas localizações estão em análise. Junto ao terminal, está previsto também a construção de uma usina térmica de modo a criar sinergia e otimizar os custos da cadeia de suprimento de gás.

Adicionalmente, contribuíram para o cumprimento parcial da Obrigação de Expansão, a PCH São Joaquim (3 MW), finalizada em julho de 2011, e a PCH São José (4 MW), finalizada em março de 2012, além de dois contratos de longo prazo de compra de energia provenientes de biomassa de cana-de-açúcar, que totalizam 10 MW médios.

2 BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS

Em 26 de abril de 2018, a Diretoria da Companhia autorizou a conclusão das informações contábeis intermediárias, submetendo-as nesta data à aprovação do Conselho de Administração e à análise do Conselho Fiscal.

2.1 Declaração de conformidade

As informações contábeis intermediárias foram preparadas e estão sendo apresentadas para o trimestre findo em 31 de março de 2018 de acordo com o CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária, emitido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. As informações contábeis intermediárias para o trimestre findo em 31 de março de 2018 também estão de acordo com o IAS 34 - Interim Financial Reporting, emitido pelo International Accounting Standards Board ("IASB").

As informações contábeis intermediárias foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pelas opções de ações outorgadas e pela valorização de certos ativos e passivos como instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo e pela avaliação do ativo imobilizado ao seu custo atribuído ("deemed cost"), na data de transição em janeiro de 2009.

A companhia considerou as orientações contidas na Orientação Técnica OCPC 07 na elaboração de suas informações contábeis intermediárias. Desta forma, as informações relevantes próprias das informações contábeis intermediárias estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela Administração da Companhia na sua gestão.

2.2 Base de preparação e apresentação

Todos os valores apresentados nestas informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas estão expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outro modo.

Notas Explicativas

Continuidade operacional

Em 31 de março de 2018, com base nos fatos e circunstâncias existentes nesta data, a Administração avaliou a capacidade da Companhia e de suas controladas em continuar operando normalmente e está convencida de que suas operações têm capacidade de geração de fluxo de caixa suficiente para honrar seus compromissos de curto prazo e, assim dar continuidade a seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações contábeis foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

Esta afirmação é baseada nas expectativas da Administração em relação ao futuro da Companhia e de suas controladas, sendo consistentes com o seu plano de negócios. A Companhia e suas controladas preparam no início de cada exercício, Planos de Negócios Anual e Quinquenal, que compreendem os orçamentos anuais ou plurianuais, todos os planos de investimento de capital, os planos estratégicos e os programas de manutenção das instalações da Companhia e de suas controladas. Os planos são acompanhados durante o exercício pelos órgãos de governança da Companhia e de suas controladas, podendo sofrer alterações.

Segmento de negócios

Todas as decisões tomadas pela Administração da Companhia e de suas controladas são baseadas em relatórios consolidados, o suprimento e o fornecimento de energia são realizados utilizando-se uma rede integrada de geração, e as operações são gerenciadas em bases consolidadas. Consequentemente, a Companhia e suas controladas concluíram que possuem apenas o segmento de geração de energia elétrica como passível de reporte.

Sistema Empresas.Net

Nos quadros individuais e consolidados da “Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido” do Sistema “Empresas.net” utilizados para fins de elaboração e envio de documentos à CVM e B3, o ajuste de avaliação patrimonial, embora não corresponda a “Outros Resultados Abrangentes”, está apresentado na coluna com esta indicação, visto que não há opção mais apropriada para a sua apresentação.

2.3 Moeda funcional e conversão de saldos e transações em moeda estrangeira

(a) Moeda funcional e de apresentação

As informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas foram preparadas e estão apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia e de suas controladas. A moeda funcional foi determinada em função do ambiente econômico primário de suas operações.

(b) Transações e saldos

As transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas que não foram realizadas na moeda funcional da Companhia e de suas controladas, foram convertidas para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data em que as transações foram realizadas. Os saldos de ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são reavaliados para a moeda funcional utilizando-se a taxa de câmbio na data base dos balanços.

2.4 Critérios de consolidação

Transações, saldos e ganhos não realizados em transações entre a controladora e controladas ou entre as controladas são eliminados.

O exercício social das controladas incluídas na consolidação coincide com o da controladora, as políticas contábeis são aplicadas de forma uniforme àquelas utilizadas pelas controladoras e

Notas Explicativas

são consistentes com aquelas utilizadas no exercício anterior. As transações entre a controladora e empresas controladas são realizadas em condições estabelecidas entre as partes.

As informações contábeis consolidadas contemplam as informações da Companhia e suas controladas, todas sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela Companhia.

As seguintes entidades são consideradas como controladas e estão incluídas nas demonstrações contábeis consolidadas:

Descrição	Atividade	Sede	Participação	
			31.03.2018	31.12.2017
Controladas diretas:				
AES Tietê Inova Soluções de Energia Ltda. ("Tietê Inova")	Prestação de serviços	Barueri, SP	99%	99%
AES Tietê Integra Soluções em Energia Ltda. ("Tietê Integra")	Prestação de serviços	Barueri, SP	100%	100%
Nova Energia Holding S.A. ("Nova Energia")	Holding	Barueri, SP	100%	100%
Boa Hora 1 Geradora de Energia Solar S.A. ("Boa Hora 1")	Geração solar	Barueri, SP	100%	100%
Boa Hora 2 Geradora de Energia Solar S.A. ("Boa Hora 2")	Geração solar	Barueri, SP	100%	100%
Boa Hora 3 Geradora de Energia Solar S.A. ("Boa Hora 3")	Geração solar	Barueri, SP	100%	100%
AGV Solar IV Geradora de Energia S.A. ("AGV IV") ⁽ⁱ⁾	Geração solar	Ouroeste, SP	100%	100%
AGV Solar V Geradora de Energia S.A. ("AGV V") ⁽ⁱ⁾	Geração solar	Ouroeste, SP	100%	100%
AGV Solar VI Geradora de Energia S.A. ("AGV VI") ⁽ⁱ⁾	Geração solar	Ouroeste, SP	100%	100%
Controladas indiretas:				
AES Tietê Eólica Participações S.A. ("Tietê Eólica")	Holding	Barueri, SP	100%	100%
Centrais Eólicas da Prata S.A. ("Da Prata")	Geração eólica	Igapora, BA	100%	100%
Centrais Eólicas dos Araçás S.A. ("Araçás")	Geração eólica	Caetité, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Morrão S.A. ("Morrão")	Geração eólica	Caetité, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Seraíma S.A. ("Seraíma")	Geração eólica	Guanambi, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Tanque S.A. ("Tanque")	Geração eólica	Caetité, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A. ("Ventos do Nordeste")	Geração eólica	Caetité, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Ametista S.A. ("Ametista")	Geração eólica	Guanambi, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Borgo S.A. ("Borgo")	Geração eólica	Pindai, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Caetité S.A. ("Caetité")	Geração eólica	Pindai, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Dourados S.A. ("Dourados")	Geração eólica	Guanambi, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Espigão S.A. ("Espigão")	Geração eólica	Pindai, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Maron S.A. ("Maron")	Geração eólica	Caetite, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Pelourinho S.A. ("Pelourinho")	Geração eólica	Pindai, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Pilões S.A. ("Pilões")	Geração eólica	Caetite, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A. ("Serra do Espinhaço")	Geração eólica	Pindai, BA	100%	100%

(i) Estas subsidiárias apresentam somente saldos em seu patrimônio líquido, sendo os mesmos inferiores a R\$1. Como não estavam operantes até 31 de março de 2018, não houve nenhuma atividade desta controlada que impactasse o resultado consolidado da Companhia.

3 POLÍTICAS CONTÁBEIS E ESTIMATIVAS

As informações contábeis intermediárias da Companhia foram preparadas com base nas mesmas políticas, julgamentos e estimativas contábeis descritos nas notas explicativas 3.1 a 3.13 divulgadas nas demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Adicionalmente, os pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 01 de janeiro de 2018 são:

CPC 47 - Receita de contrato com cliente (IFRS 15)

O CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contratos com Clientes estabelece um novo modelo para reconhecimentos de receitas, composto por cinco passos, que será aplicado às receitas originadas de contratos com clientes. Segundo o CPC 47 / IFRS 15, as receitas são reconhecidas

Notas Explicativas

em valor que reflete a contraprestação à qual uma entidade espera ter direito em troca da transferência de serviços a um cliente.

Este novo pronunciamento substituirá todas as atuais exigências para reconhecimento de receitas segundo os CPCs/IFRSs. Adicionalmente o CPC 47/IFRS 15 estabelece exigências de apresentação e divulgação mais detalhadas do que as normas atualmente em vigor.

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia divulgou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 na receita de venda de energia no Leilão de Energia de Reserva (LER 2010) e Leilão de Energia Nova (LEN 2011), com impacto esperado no patrimônio líquido e demonstração do resultado no montante de R\$2.952. No entanto, em 31 de março de 2018, a Companhia reavaliou os impactos da aplicação deste CPC e concluiu que não há impactos relevantes.

Conforme divulgado em 31 de dezembro de 2017, o reconhecimento das receitas dos parques do LEN 2010 e LER 2011 seriam contabilizados de acordo com o desempenho e previsão de geração dos parques em um horizonte de médio prazo, decorrente da expectativa de recebimento estimada, com base na quantidade de energia (MWh) e preço contratual. Entretanto, em função da reversão da receita ser altamente provável devido à suscetibilidade a fatores fora da influência da Companhia, como por exemplo, condições climáticas, a Companhia e suas controladas concluíram que há restrição na estimativa da contraprestação variável. Dessa forma, a adoção da referida norma não resultou em mudança no reconhecimento de receita dos parques eólicos a partir de 01 de janeiro de 2018.

CPC 48 - Instrumentos financeiros (IFRS 9)

A partir de 1º de janeiro de 2018 o CPC 48 substituiu o CPC 38/IAS 39 - Instrumentos financeiros: reconhecimento e mensuração. A nova norma estabelece novas categorias de classificação para ativos e passivos financeiros: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes e ao valor justo por meio do resultado, extinguindo as categorias existentes no CPC 38 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda.

A seguir estão demonstradas as reclassificações de categorias comparativas dos ativos e passivos financeiros:

		Consolidado					
		31.03.2018		31.12.2017			
		Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo	Categoria CPC 38/IAS 39	Categoria CPC 48/IFRS 9
ATIVO (Circulante e não circulante)							
Notas							
Caixa e Equivalentes de caixa	4	19.057	19.057	134.593	134.593	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Investimentos de curto prazo	4	1.720.329	1.720.329	1.069.928	1.069.928	Ativos financeiros disponíveis para venda	Valor Justo por meio de Resultado
Contas a receber de clientes	5	310.801	310.801	326.070	326.070	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	30.2	9.677	9.677	13.163	13.163	Mensurados ao valor justo por meio do resultado	Mensurados ao valor justo por meio do resultado
Derivativos - ganhos não realizados em operações de hedge	30.2	60	60	945	945	Operações de hedge	Operações de hedge
Cauções e depósitos vinculados	9	244.852	244.852	221.188	221.188	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Total		2.304.776	2.304.776	1.765.887	1.765.887		
PASSIVO (Circulante e não circulante)							
Fornecedores	13	955.190	955.190	843.105	843.105	Passivos financeiros pelo custo amortizado	Custo amortizado
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	3.926.331	3.933.191	3.589.621	3.596.962	Passivos financeiros pelo custo amortizado	Custo amortizado
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar		976	976	11.646	11.646	Passivos financeiros pelo custo amortizado	Custo amortizado
Total		4.882.497	4.889.357	4.444.372	4.451.713		

Notas Explicativas

4 CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E INVESTIMENTOS DE CURTO PRAZO

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Caixa e Equivalentes de caixa				
Numerário disponível	787	526	19.057	90.825
Operação compromissada	-	43.768	-	43.768
Subtotal	787	44.294	19.057	134.593
Investimentos de curto prazo				
CDB-DI	576.292	396.599	578.957	398.982
Operação compromissada	684.196	376.934	731.810	376.934
Debêntures (i)	265.001	151.232	265.001	151.232
Fundo de investimentos				
Letra financeira	48.542	55.918	48.542	55.918
LTN over	86.923	77.883	86.923	77.883
Letra financeira do tesouro	7.616	7.520	7.616	7.520
CDB pós-liq. antecipada	1.480	1.459	1.480	1.459
Subtotal	1.670.050	1.067.545	1.720.329	1.069.928
Total	1.670.837	1.111.839	1.739.386	1.204.521

- (i) Referem-se às debêntures vinculadas ao acordo de investimento com vistas à aquisição do Complexo Solar Guaimbê, conforme detalhado na nota explicativa nº **Erro! Fonte de referência não encontrada.** São títulos de créditos privados das 1ª e 2ª e 3ª emissões de debêntures das SPEs: Guaimbê I Parque Solar S.A., Guaimbê II Parque Solar S.A., Guaimbê III Parque Solar S.A., Guaimbê IV Parque Solar S.A. e Guaimbê V Parque Solar S.A.. As debêntures são remuneradas a CDI + 1,98% a.a. com vencimento em 01 de outubro de 2018.

O saldo de aplicações financeiras em 31 de março de 2018 está representado por operações de CDB, operações compromissadas, debêntures e fundo de investimentos com liquidez diária e com rentabilidade média consolidada no trimestre findo em 31 de março de 2018 de 103,35% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI (102,04% no exercício findo em 31 de dezembro de 2017).

5 CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
CIRCULANTE				
Consumidores livres	137.090	142.257	138.633	143.800
Leilão - Outras empresas	5.580	2.884	5.580	2.884
Mercado de curto prazo ⁽ⁱ⁾	131.048	112.896	143.656	141.546
LER 2010 - CCEE	-	-	10.243	10.243
LEN 2011	-	-	-	12.930
LEN 2011 - Distribuidoras	-	-	1.459	184
Partes relacionadas (nota 28.1)	-	-	524	400
Serviços prestados	21	10	326	3.785
Subtotal	273.739	258.047	300.421	315.772
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD) ⁽ⁱⁱ⁾	(2.695)	(2.777)	(2.695)	(2.777)
Saldo líquido de PECLD	271.044	255.270	297.726	312.995
NÃO CIRCULANTE				
Energia livre ⁽ⁱⁱⁱ⁾	13.075	13.075	13.075	13.075
Subtotal	13.075	13.075	13.075	13.075
Total	284.119	268.345	310.801	326.070
Total	284.119	268.345	310.801	326.070

- (i) As transações de energia no mercado de curto prazo (MRE e SPOT) são liquidadas de acordo com as regras de mercado e com as Resoluções da ANEEL. A energia de curto prazo normalmente é liquidada em até 60 dias após o mês de sua ocorrência. Em 31 de março de 2018, a Companhia possui saldos pendentes de recebimentos, principalmente devido à inadimplência do setor causada por liminares que impedem a liquidação financeira de

Notas Explicativas

valores impactados pelo GSF. Com base em uma avaliação das garantias e histórico de recebimentos, a Companhia realizou uma análise deste contas a receber e concluiu que há evidências razoáveis de que os créditos serão recebidos e, dessa forma, nenhuma perda estimada em crédito de liquidação duvidosa foi registrada pela Companhia.

- (ii) Em função das incertezas quanto ao recebimento, foram registradas perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa para valores vencidos relativos a um contrato de comercialização de energia no ambiente regulado - CCEAR, no montante de R\$2.695. A Companhia vem constituindo PECLD no momento do faturamento deste cliente.
- (iii) A Resolução Normativa nº 387, de 15 de dezembro de 2009 da ANEEL, estabeleceu uma nova metodologia de cálculo dos saldos de Energia Livre e da Perda de Receita, para o período posterior ao encerramento da cobrança da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE nas tarifas de fornecimento.

Os recebimentos e pagamentos referentes à energia livre estão condicionados à decisão no final do mandado de segurança impetrado pela ABRADÉE, na qualidade de representante de suas associadas, contra os despachos ANEEL nº 2.517/10 e nº 1.068/11, alegando que os mesmos afetam prejudicialmente toda a sistemática originalmente estabelecida na Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) entre geradoras e distribuidoras de energia elétrica.

O prazo médio de recebimento dos valores relativos às faturas de venda de energia é de aproximadamente 30 dias, contados a partir do primeiro dia do mês subsequente à venda.

A abertura de consumidores e revendedores por vencimento é a seguinte:

	Controladora					
	Saldos vincendos	Saldos vencidos		Subtotal	PECLD	Saldo líquido de PECLD
		até 90 dias	mais de 90 dias			
CIRCULANTE						
Consumidores livres	135.519	1.571	-	137.090	-	137.090
Leilão - Outras empresas	3.189	2	2.389	5.580	(2.695)	2.885
Mercado de curto prazo	46.695	22.694	61.659	131.048	-	131.048
Serviços prestados	21	-	-	21	-	21
Total	185.424	24.267	64.048	273.739	(2.695)	271.044

	Consolidado					
	Saldos vincendos	Saldos vencidos		Subtotal	PECLD	Saldo líquido de PECLD
		até 90 dias	mais de 90 dias			
CIRCULANTE						
Consumidores livres	137.062	1.571	-	138.633	-	138.633
Leilão - Outras empresas	3.189	2	2.389	5.580	(2.695)	2.885
Mercado de curto prazo	46.715	25.874	71.067	143.656	-	143.656
LER 2010 - CCEE	10.243	-	-	10.243	-	10.243
LEN 2011 - Distribuidoras	1.459	-	-	1.459	-	1.459
Partes relacionadas (nota 30.1)	524	-	-	524	-	524
Serviços prestados	326	-	-	326	-	326
Total	199.518	27.447	73.456	300.421	(2.695)	297.726

Em 31 de março de 2018 e 31 de dezembro de 2017, os saldos de contas a receber vencidos estavam assim apresentados:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Circulante				
Até 90 dias	22.696	27.934	25.876	27.934
De 90 a 180 dias	29.443	10.675	38.851	10.675
De 180 a 360 dias	33.833	68.560	33.833	68.560
Acima de 360 dias	2.343	2.343	2.343	2.343
Total	88.315	109.512	100.903	109.512

Notas Explicativas

As garantias sobre as vendas de energia no mercado de curto prazo são determinadas de acordo com as regras de mercado estabelecidas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e ANEEL, respectivamente. A Companhia e suas controladas não requerem garantias adicionais sobre as vendas de energia no mercado de curto prazo, bem como, sobre os valores a receber relacionados à energia livre. Para outros detalhes sobre as garantias ver nota explicativa 30.3 (b.1).

Após o vencimento, há a incidência de multa de 2% sobre o valor das faturas em atraso, corrigidas monetariamente pela variação do IPCA ou IGPM (dependendo do tipo de contrato) desde a referida data de vencimento até a data do efetivo pagamento, sendo que sobre o valor total incidirão juros de 1% ao mês.

6 TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS COMPENSÁVEIS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
CIRCULANTE				
Imposto de renda	10.947	4.207	11.881	5.141
Contribuição social	7.432	2.656	7.433	2.658
Imposto de renda retido na fonte	12.265	23.215	13.495	24.425
PIS	-	-	271	-
COFINS	2	-	1.252	-
Outros	-	-	385	479
Subtotal	30.646	30.078	34.717	32.703
NÃO CIRCULANTE				
ICMS	422	467	422	474
Subtotal	422	467	422	474
Total	31.068	30.545	35.139	33.177

7 TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS

7.1 Composição dos tributos e contribuições sociais diferidos ativos e passivos

	Controladora				Consolidado			
	Balanço Patrimonial		Resultado		Balanço Patrimonial		Resultado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.03.2017
O imposto de renda e contribuição social diferidos referem-se a:								
Tributos ativos:								
Provisão para participação nos lucros e resultados	4.164	2.920	1.244	942	4.164	2.949	1.215	942
Provisão para processos fiscais	3.031	2.595	436	21	3.031	2.595	436	21
Provisão para processos trabalhistas	2.021	1.639	382	(7)	2.021	1.639	382	(7)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	916	944	(28)	1.458	916	944	(28)	1.458
Provisão para redução ao provável valor de realização de ativos	2.027	2.028	(1)	-	2.027	2.028	(1)	-
Provisão para processos cíveis	12.579	12.358	221	170	12.579	12.358	221	170
Provisão para fornecedores de materiais e serviços	9.957	9.174	783	(2.945)	10.047	9.251	796	(2.945)
Provisões de meio ambiente	706	697	9	(3.338)	706	697	9	(3.338)
Instrumentos financeiros derivativos	550	-	550	-	550	-	550	-
Ressarcimento de energia	-	-	-	-	1.216	1.501	(285)	-
Prejuízo fiscal e base negativa	-	1.636	(1.636)	(19.487)	549	1.636	(1.087)	(19.487)
Outras	5.616	5.508	108	113	5.615	5.508	108	113
Tributos passivos:								
Ativo imobilizado - custo atribuído	(405.612)	(413.018)	7.406	7.386	(405.612)	(413.018)	7.406	7.386
Ativo intangível - uso do bem público	(10.750)	(10.976)	226	226	(10.750)	(10.976)	226	226
Hedge de fluxo de caixa (outros resultados abrangentes)	(20)	(321)	-	-	(20)	(321)	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	(644)	644	-	-	(644)	644	-
Atualização de depósito judicial	(65)	(41)	(24)	-	(65)	(41)	(24)	-
Atualização cauções e depósitos vinculados	(1.547)	(947)	(600)	-	(1.547)	(947)	(600)	-
Ajuste avaliação atuarial (outros resultados abrangentes)	(398)	(398)	-	-	(398)	(398)	-	-
Ressarcimento de energia	-	-	-	-	(17)	(44)	26	-
Ativo imobilizado - taxa de depreciação	(22.810)	(22.536)	(274)	1.826	(22.810)	(22.536)	(274)	1.826
Ativo (Passivo) fiscal diferido, líquido	(399.635)	(409.382)	9.446	(13.635)	(397.798)	(407.819)	9.720	(13.635)
Benefício fiscal gerado pela incorporação do ágio - nota nº 9			(4.337)	(4.686)			(4.337)	(4.686)
Despesa de imposto de renda e contribuição social diferidos			5.109	(18.321)			5.383	(18.321)
Tributos diferidos ativos	41.567	39.499			43.421	41.106		
Tributos diferidos passivos	(441.202)	(448.881)			(441.219)	(448.925)		
Passivo fiscal diferido, líquido	(399.635)	(409.382)			(397.798)	(407.819)		

Notas Explicativas

A movimentação dos saldos consolidados de tributos e contribuições sociais diferidos é como segue:

Movimentação dos tributos diferidos	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(409.382)	(407.819)
Impacto no resultado	9.446	9.720
Impacto no patrimônio líquido (Outros resultados abrangentes)	301	301
Saldo em 31 de março de 2018	(399.635)	(397.798)

A Companhia estima que os saldos em 31 de março de 2018, referentes aos impostos diferidos ativos, serão recuperados através de geração de lucros tributáveis futuros pelo prazo da concessão, que se encerra em 2029.

Os tributos diferidos são apresentados pelo valor líquido, obedecida a distribuição a seguir:

	Consolidado														Consolidado		
	31.03.2018																
	Controladora	AES Integra	Ametista	Araças	Borgo	Da prata	Dourados	Espigão	Maron	Morrão	Pelourinho	Pilões	Seraima	Serra do espinhaço	Tanque	Ventos do nordeste	
Ativo líquido	-	639	194	94	51	51	182	21	119	74	106	131	112	46	17	-	1.854
Passivo líquido	(399.635)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(17)	(399.652)
Total	(399.635)	639	194	94	51	51	182	21	119	74	106	131	112	46	17	(17)	(397.798)
Composição das rubricas:-																	
Ativo	41.567	639	194	94	51	51	182	21	119	74	106	131	112	46	17	-	43.421
Passivo	(441.202)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(17)	(441.219)
Total	(399.635)	639	194	94	51	51	182	21	119	74	106	131	112	46	17	(17)	(397.798)

7.2 A composição da base de cálculo e a conciliação do imposto de renda e contribuição social é a seguinte:

	Controladora				Consolidado			
	31.03.2018		31.03.2017		31.03.2018		31.03.2017	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
a) Composição dos tributos no resultado:								
Na rubrica de tributos:								
Corrente	(33.391)	(12.708)	(33.637)	(12.192)	(34.457)	(13.441)	(33.637)	(12.192)
Diferidos	3.303	1.806	(13.486)	(4.835)	3.428	1.955	(13.486)	(4.835)
Total	(30.088)	(10.902)	(47.123)	(17.027)	(31.029)	(11.486)	(47.123)	(17.027)
b) Demonstração do cálculo dos tributos:								
Resultado antes dos tributos	95.748	95.748	190.150	190.150	97.273	97.273	190.150	190.150
Adições (exclusões):								
Doações	86	86	189	189	86	86	189	189
Resultado de equivalência patrimonial (nota 10)	22.229	22.229	-	-	-	-	-	-
Perdas na baixa de ativo imobilizado e intangível	177	177	-	-	177	177	-	-
Ajuste lucro presumido	-	-	-	-	(7.272)	(5.322)	-	-
Prejuízo fiscal e base negativa sem imposto diferido constituído	-	-	-	-	32.718	32.711	-	-
Outras	2.896	2.896	377	368	2.644	2.696	377	368
Total das adições (exclusões)	25.388	25.388	566	557	28.353	30.348	566	557
Resultado ajustado	121.136	121.136	190.716	190.707	125.626	127.621	190.716	190.707
Aliquota	25%	9%	25%	9%	25%	9%	25%	9%
Tributos	(30.284)	(10.902)	(47.679)	(17.164)	(31.407)	(11.486)	(47.679)	(17.164)
Incentivos fiscais	190	-	170	-	190	-	170	-
Ajuste de anos anteriores (P&D)	-	-	380	137	-	-	380	137
Outros	6	-	6	-	188	-	6	-
Total da despesa com tributos	(30.088)	(10.902)	(47.123)	(17.027)	(31.029)	(11.486)	(47.123)	(17.027)
Aliquota efetiva	31,4%	11,4%	24,8%	9,0%	31,9%	11,8%	24,8%	9,0%

8 TRIBUTOS A RECUPERAR

Os tributos a recuperar classificados no ativo não circulante referem-se aos benefícios fiscais gerados pelas incorporações dos ágios das controladoras AES Gás Ltda., AES Tietê Participações S.A. e AES Brazilian Energy Holdings S.A. e estão registrados de acordo com os conceitos das Instruções CVM 319/99 e 349/01.

Os ágios e as correspondentes provisões são amortizados pelo prazo de concessão da Companhia, de acordo com a curva de expectativa de rentabilidade futura estabelecida pela ANEEL, através do Ofício 87, de 16 de janeiro de 2004.

Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Companhia apresentam contas específicas relacionadas com o ágio incorporado, provisão para reserva especial de ágio, no

Notas Explicativas

patrimônio líquido, e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, no resultado do exercício. Em 31 de março de 2018 e 31 de dezembro de 2017, os saldos estavam assim representados:

	Consolidado			
	31.03.2018			31.12.2017
	Ágio	Provisão	Valor Líquido	Valor Líquido
AES Brazilian Energy Holdings Ltda				
Saldos oriundos da incorporação	319.564	(210.912)	108.652	108.652
Amortização acumulada	(76.872)	50.735	(26.137)	(23.518)
Subtotal	242.692	(160.177)	82.515	85.134
AES Gás Ltda.				
Saldos oriundos da incorporação	808.304	(541.564)	266.740	266.740
Amortização acumulada	(662.513)	443.508	(219.005)	(217.489)
Subtotal	145.791	(98.056)	47.735	49.251
AES Tietê Participações S.A.				
Saldos oriundos da incorporação	82.420	(54.397)	28.023	28.023
Amortização acumulada	(63.787)	42.099	(21.688)	(21.486)
Subtotal	18.633	(12.298)	6.335	6.537
Total	407.116	(270.531)	136.585	140.922

A movimentação dos tributos a recuperar é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2017	140.922
Amortização	(12.926)
Reversão	8.589
Saldo em 31 de março de 2018	136.585

A amortização do ágio traz impacto nulo no resultado da Companhia, visto que a amortização, a reversão da provisão e o benefício fiscal ocorrem no mesmo momento. Somente há impacto de caixa devido à redução no pagamento do imposto de renda e contribuição social.

O montante de benefício fiscal já utilizado pela Companhia e, portanto, disponível para capitalização é de R\$40.075 em 31 de março de 2018. A Companhia atualiza o montante do benefício fiscal disponível para capitalização ao término de cada exercício social, quando da apuração final do imposto de renda e contribuição social a pagar, levando em consideração a redução efetiva dos tributos pagos.

9 CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
CIRCULANTE				
Garantias de compromissos contratuais	686	678	686	678
Garantias de financiamento ⁽ⁱ⁾	-	-	18.586	6.878
Subtotal	686	678	19.272	7.556
NÃO CIRCULANTE				
Garantias de financiamento ⁽ⁱ⁾	-	-	84.591	75.629
Cauções e depósitos vinculados (nota 19.1)	8.439	7.218	8.439	7.218
Garantias de compromissos contratuais ⁽ⁱⁱ⁾	132.551	130.785	132.550	130.785
Subtotal	140.990	138.003	225.580	213.632
Total	141.676	138.681	244.852	221.188

Notas Explicativas

- (i) Com a finalidade de garantir os pagamentos das obrigações do contrato de financiamento celebrado entre o Complexo Eólico Alto Sertão II e o BNDES, foi firmado “Contrato de direitos creditórios, administração de contas e outras avenças”, obrigando o Complexo Eólico Alto Sertão II a manter em conta vinculada as seguintes contas reservas, durante todo o prazo de vigência do contrato de financiamento: (a) Reservas de O&M, que deverá ser mantida com finalidade de garantir os pagamentos das obrigações dos contratos de operação e manutenção; (b) Reservas especiais individuais de titularidade de cada um dos parques, destinada a receber a totalidade dos recursos excedentes advindos das contas centralizadoras mantidas com o banco e não movimentável; (c) Reserva Banco do Brasil, Reserva BNDES e Reserva debêntures, destinando-se ao pagamento das prestações de amortização de principal e dos acessórios.

Em 31 de março de 2018, as contas vinculadas mencionadas acima nos itens (a), (b) e (c) devem possuir saldo no montante equivalente a três meses do serviço da dívida. Os saldos referem-se basicamente a aplicações financeiras de fundo de investimentos, com rentabilidade média de 97,25% do CDI, cuja aplicação somente poderá ser movimentada mediante autorização expressa dos credores.

- (ii) Em 03 de agosto de 2017, houve a conclusão da aquisição do controle da Nova Energia. A assinatura entre as partes do Memorando de Fechamento da referida aquisição teve como condição precedente o depósito de garantias para litígios, *earn-out* e indenização geral dos vendedores, nos montantes atualizados até 31 de março de 2018 de R\$60.065, R\$51.779 e R\$20.707, respectivamente.

Os saldos referem-se, basicamente, a aplicações financeiras em fundo de investimentos, com rentabilidade média de 100,40% do CDI, cuja aplicação somente poderá ser movimentada mediante autorização expressa dos vendedores.

10 INVESTIMENTOS

	Controladora	
	31.03.2018	31.12.2017
Participações societárias permanentes:		
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	631.567	634.623
Direito de exploração de autorização decorrente de combinação de negócios	18.445	27.773
Ajustes a valor justo do investimento adquirido	81.509	82.826
Total	731.521	745.222

A movimentação dos investimentos no trimestre findo em 31 de março de 2018 é como segue:

Movimentação dos investimentos	Nova Energia	Boa Hora	Tietê Integra	Total
Movimentação dos investimentos pelo patrimônio líquido das controladas				
Saldo em 31 de dezembro de 2017	490.305	64.851	5.290	560.446
Equivalência patrimonial	(21.527)	336	(1.038)	(22.229)
Aumento de capital ⁽ⁱⁱ⁾	19.865	-	-	19.865
Saldo em 31 de março de 2018	488.643	65.187	4.252	558.082
Movimentação dos efeitos de combinação de negócios e aquisições de ativos				
Saldo em 31 de dezembro de 2017	110.599	74.177	-	184.776
Amortização dos direitos contratuais (nota 13)	-	(712)	-	(712)
Amortização do direito de exploração e autorização (nota 13)	-	(110)	-	(110)
Ajuste do intangível gerado na combinação de negócios (nota 1.1)	(8.873)	-	-	(8.873)
Amortização do Intangível gerado na combinação de negócios (nota 13)	(455)	-	-	(455)
Amortização da mais valia em combinação de negócios	(1.317)	-	-	(1.317)
Capitalização de juros	-	130	-	130
Saldo em 31 de março de 2018	99.954	73.485	-	173.439
Saldo total em 31 de março de 2018	588.597	138.672	4.252	731.521

- (i) Em reunião do conselho de administração de 26 de fevereiro de 2018 foi aprovado aporte de capital em favor da controlada Nova Energia, no montante total de R\$19.865, sem emissão

Notas Explicativas

de novas ações, com a finalidade reforço de capital de giro das SPEs do Complexo Alto Sertão II.

As principais informações sobre as controladas estão apresentadas abaixo:

	Nova Energia	Boa Hora ⁽ⁱ⁾	AES Tietê Integra	AGV ⁽ⁱⁱ⁾	Inova
Quantidade de quotas do capital social	-	-	5.000.100	-	100
Quantidade de ações do capital social	596.756.905	6.790.427.691	-	1.500	-
Percentual de participação	100%	100%	100%	100%	99%
Valor do capital social	666.275	67.904	5.000	-	-
Valor do patrimônio líquido	488.643	65.266	4.252	-	-
Lucro (prejuízo) líquido do período	(21.527)	336	(1.038)	-	-

(i) Referem-se às controladas diretas Boa Hora 1, Boa Hora 2 e Boa Hora 3.

(ii) Referem-se às controladas diretas AGV IV, V e VI.

11 IMOBILIZADO

a) A composição do ativo imobilizado é a seguinte:

	Controladora				
	31.03.2018				31.12.2017
	Taxas médias anuais de depreciação (%) ⁽ⁱⁱ⁾	Custo	Depreciação acumulada	Saldo líquido	Saldo líquido
Terrenos	-	411.781	-	411.781	411.781
Reservatórios, barragens e adutoras	3,3%	2.913.936	(1.868.706)	1.045.230	1.059.397
Edificações, obras civis e benfeitorias	2,7%	669.088	(470.118)	198.970	202.249
Máquinas e equipamentos	3,7%	2.069.143	(777.547)	1.291.596	1.264.352
Veículos	13,3%	8.502	(6.680)	1.822	2.073
Móveis e utensílios e outros	5,9%	6.517	(3.725)	2.792	2.858
Imobilizado em serviço		6.078.967	(3.126.776)	2.952.191	2.942.710
Imóveis destinados a uso futuro		2.099	-	2.099	2.099
Imobilizado em curso ⁽ⁱ⁾		44.065	-	44.065	87.274
Bens vinculados às concessão e autorizações		6.125.131	(3.126.776)	2.998.355	3.032.083
Obrigações especiais		-	-	-	(4.781)
Equipamentos de informática (Arrendamento financeiro)	25,0%	1.787	(934)	853	749
Total Imobilizado		6.126.918	(3.127.710)	2.999.208	3.028.051

	Consolidado				
	31.03.2018				31.12.2017
	Taxas médias anuais de depreciação (%) ⁽ⁱⁱ⁾	Custo	Depreciação acumulada	Saldo líquido	Saldo líquido
Terrenos	-	414.284	-	414.284	414.284
Reservatórios, barragens e adutoras	3,3%	2.913.936	(1.868.706)	1.045.230	1.059.397
Edificações, obras civis e benfeitorias	2,7%	717.608	(471.507)	246.101	249.901
Máquinas e equipamentos	3,7%	3.722.841	(833.196)	2.889.645	2.882.962
Veículos	13,3%	8.502	(6.680)	1.822	2.073
Móveis e utensílios e outros	5,9%	6.535	(3.726)	2.809	2.876
Imobilizado em serviço		7.783.706	(3.183.815)	4.599.891	4.611.493
Imóveis destinados a uso futuro		2.099	-	2.099	2.099
Imobilizado em curso ⁽ⁱ⁾		89.644	-	89.644	112.582
Bens vinculados às concessão e autorizações		7.875.449	(3.183.815)	4.691.634	4.726.174
Obrigações especiais		-	-	-	(4.781)
Equipamentos de informática (Arrendamento financeiro)	25,0%	1.787	(934)	853	749
Total Imobilizado		7.877.236	(3.184.749)	4.692.487	4.722.142

(i) O saldo de imobilizado em curso é composto, principalmente, por gastos com a modernização em algumas de suas unidades geradoras, almoxarifado dos Parques eólicos e adiantamento a fornecedores do Complexo Solar. Esses ativos serão classificados como imobilizado em serviço assim que entrarem e/ou retornarem para suas operações.

(ii) A taxa média é calculada considerando o saldo inicial, as adições e as baixas realizadas durante o trimestre findo em 31 de março de 2018.

Notas Explicativas



AES TIETÉ ENERGIA S.A. E CONTROLADAS

Notas explicativas às demonstrações contábeis
31 de dezembro de 2017 e 2016

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(b) Movimentação do ativo imobilizado

A movimentação do ativo imobilizado no trimestre findo em 31 de março de 2018:

	Controladora										
	Terras (i)	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Equipamentos de informática, móveis e utensílios e outros	Em curso	Obrigações especiais e imóveis destinados a uso futuro	Subtotal	Depreciação	Total líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2017	411.781	2.906.481	669.088	2.025.232	8.502	8.085	87.274	(2.682)	6.113.761	(3.085.710)	3.028.051
Adições	-	-	-	-	-	-	8.910	-	8.910	(42.357)	(33.447)
Baixas	-	-	-	(534)	-	-	-	-	(534)	357	(177)
Transferências	-	7.455	-	44.445	-	219	(52.119)	-	-	-	-
Outras mutações (ii)	-	-	-	-	-	-	-	4.781	4.781	-	4.781
Saldo em 31 de março de 2018	411.781	2.913.936	669.088	2.069.143	8.502	8.304	44.065	2.099	6.126.918	(3.127.710)	2.999.208

	Consolidado										
	Terras (i)	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Equipamentos de informática, móveis e utensílios e outros	Em curso	Obrigações especiais e imóveis destinados a uso futuro	Subtotal	Depreciação	Total líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2017	414.284	2.906.481	717.608	3.678.930	8.502	8.103	112.582	(2.682)	7.843.808	(3.121.666)	4.722.142
Adições	-	-	-	-	-	-	29.181	-	29.181	(63.440)	(34.259)
Baixas	-	-	-	(534)	-	-	-	-	(534)	357	(177)
Transferências	-	7.455	-	44.445	-	219	(52.119)	-	-	-	-
Outras mutações (ii)	-	-	-	-	-	-	-	4.781	4.781	-	4.781
Saldo em 31 de março de 2018	414.284	2.913.936	717.608	3.722.841	8.502	8.322	89.644	2.099	7.877.236	(3.184.749)	4.692.487

(i) Saldo líquido da provisão para redução ao provável valor de realização do ativo, no valor de R\$5.963.

(ii) Mais detalhes acerca do montante de R\$4.781 das obrigações especiais podem ser encontrados na nota explicativa nº 21 - Outras obrigações.

Notas Explicativas

(c) Dos bens vinculados à concessão e autorizações

Os bens e as instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, e que são vinculados à concessão, não podem ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

Em 31 de março de 2018 os ativos da Companhia que possuem essas características, são:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Concessão	2.949.354	2.982.746	2.949.354	2.982.746
Autorizações	46.902	47.238	1.735.124	1.741.329
Imóveis destinados a uso futuro	2.099	2.099	2.099	2.099
Total	2.998.355	3.032.083	4.686.577	4.726.174

Para maiores detalhes sobre o contrato de concessão e das autorizações da Companhia, vide nota explicativa nº 12 das demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

12 INTANGÍVEL

A composição da conta intangível é a seguinte:

	Controladora				
	31.03.2018				31.12.2017
	Taxas médias anuais de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Saldo líquido	Saldo líquido
Uso do bem público	3,7%	73.174	(41.555)	31.619	32.283
Software e outros intangíveis	20,0%	40.094	(30.889)	9.205	9.993
		113.268	(72.444)	40.824	42.276

	Consolidado				
	31.03.2018				31.12.2017
	Taxas médias anuais de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Saldo líquido	Saldo líquido
Uso do bem público	3,7%	73.174	(41.555)	31.619	32.283
Intangível gerado na combinação de negócios (i)	3,5%	19.073	(628)	18.445	27.773
Direitos contratuais (ii)	5,0%	60.000	(1.423)	58.577	59.289
Direito de exploração de autorização (ii)	3,0%	15.000	(222)	14.778	14.888
Software e outros intangíveis	20,0%	40.094	(30.889)	9.205	9.993
		207.341	(74.717)	132.624	144.226

- (i) Corresponde ao direito de exploração de autorização decorrente de combinação de negócios do Complexo Eólico Alto Sertão II, que será amortizado com base no prazo remanescente de autorização. A alocação deste intangível é preliminar e encontra-se em revisão para a determinação do valor justo dos ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos. A Companhia espera concluir estes estudos nos próximos meses.
- (ii) Referem-se à aquisição do direito dos contratos de Leilão de Energia de Reserva (LER), no montante de R\$60.000 e ao direito de autorização de geração, no montante de R\$15.000, totalizando um montante de R\$75.000, amortizados com base no prazo dos contratos de leilão de energia e no prazo remanescente de autorização.

Estes valores foram definidos com base em modelos de “valuation” considerando as informações e condições constates nos contratos de leilão e nos contratos de autorização de geração de energia.

O uso do bem público (UBP) compreende o direito de operar como concessionária de uso do bem público na produção e comercialização de energia elétrica, na condição de Produtor Independente de Energia, conforme contrato de concessão assinado em 20 de dezembro de 1999, o qual tem prazo de vigência de 30 anos e foi pago no período de 2000 a 2004, sendo os

Notas Explicativas

valores pagos registrados como um ativo intangível relacionado à concessão. A amortização deste ativo é feita pelo método linear durante o prazo de vigência do contrato de concessão.

A movimentação do intangível no trimestre findo em 31 de março de 2018 é como segue:

	Controladora			Total
	Uso do Bem Público	Outros ativos intangíveis		
		Em curso	Em serviço	
Saldo em 31 de dezembro de 2017	32.283	927	9.066	42.276
Adição	-	816	-	816
Amortização	(664)	-	(1.604)	(2.268)
Saldo em 31 de março de 2018	31.619	1.743	7.462	40.824

	Consolidado						Total
	Uso do Bem Público	Direitos contratuais	Direito de exploração de autorização	Intangível gerado na combinação de negócios	Outros ativos intangíveis		
					Em curso	Em serviço	
Saldo em 31 de dezembro de 2017	32.283	59.289	14.888	27.773	927	9.066	144.226
Adições	-	-	-	-	816	-	816
Amortização	(664)	(712)	(110)	(455)	-	(1.604)	(3.545)
Outras mutações ⁽ⁱ⁾	-	-	-	(8.873)	-	-	(8.873)
Saldo em 31 de março de 2018	31.619	58.577	14.778	18.445	1.743	7.462	132.624

(i) Alteração do intangível gerado na combinação de negócios, no montante de R\$8.873, detalhado na nota explicativa nº 1.1 - Combinação de negócios pela aquisição de conjunto de parques eólicos.

13 FORNECEDORES

A composição da conta de fornecedores é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
CIRCULANTE				
Rebaixamento hidrelétrico - GSF ⁽ⁱ⁾	861.537	711.048	861.537	711.048
Energia elétrica comprada para revenda	25.917	25.245	19.369	28.634
Encargo de uso do sistema de transmissão - TUST	9.287	9.133	10.649	10.577
Encargo de uso do Sistema de Distribuição para as geradoras - TUSDg	2.298	2.315	2.298	2.315
Subtotal	899.039	747.741	893.853	752.574
Materiais e Serviços	38.032	53.545	60.712	90.030
Materiais e Serviços - partes relacionadas - nota nº 28.1	101	121	625	501
Total	937.172	801.407	955.190	843.105

(i) Este saldo é composto por valores efetivamente divulgados nas liquidações fornecidas pela CCEE, e têm sido quitados tendo em vista os efeitos da liminar obtida na discussão do denominado Rebaixamento Energético (GSF). O valor total informado pela CCEE (principal) é de R\$807.136 (R\$676.462 em 31 de dezembro de 2017). Contudo, como a discussão encontra-se em andamento, a Companhia não reconheceu este ganho em seu resultado, sendo o valor em discussão registrado como obrigação na rubrica Fornecedores quando do seu recebimento através de liquidações da CCEE.

Adicionalmente, conforme decisão judicial de 07 de fevereiro de 2018, detalhada nas notas explicativas nº 19.3 e 30.3 (c.2), a partir desta decisão, a Companhia passará a liquidar os valores do GSF no mercado de curto prazo. O saldo do principal de GSF até a referida data permanecerá estático e continuará sendo atualizado apenas pela variação do IGP-M. Até 31 de março de 2018, foi reconhecido no resultado financeiro de 2018 uma despesa com atualização monetária no montante de R\$19.815 (vide nota explicativa nº 27). O montante estimado total atualizado até 31 de março de 2018 corresponde a R\$861.537 (R\$711.048 em 31 de dezembro de 2017).

A Companhia e suas controladas possuem contratadas 20 cartas de fiança no valor de R\$182.782 e 13 seguros garantia no valor de R\$28.181, totalizando uma importância segurada de R\$210.963, com custo de 0,25% a 4,57% a.a. Os valores referentes às garantias estão registrados como despesas pagas antecipadamente. Estas garantias têm como objetivo principal cumprir

Notas Explicativas

exigências de compra de energia elétrica, principalmente no MRE e mercado de curto prazo (SPOT).

14 TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A PAGAR

14.1 Imposto de renda e contribuição social a pagar

CIRCULANTE	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Federais				
Imposto de renda	33.390	30.261	35.525	33.050
Contribuição social	12.708	-	13.966	1.600
Total	46.098	30.261	49.491	34.650

A Companhia e suas controladas Tietê Integra, Nova Energia, Boa Hora, Inova e Tietê Eólica são tributadas pelo regime de lucro real. No que se refere à forma de pagamento de imposto de renda e contribuição social, a Companhia efetuou os recolhimentos das antecipações mensais com base na estimativa. As controladas Tietê Integra, Tietê Eólica e Nova Energia utilizando-se da apuração com base no balancete de redução apuraram prejuízo fiscal e não foi necessário efetuar pagamentos.

A apuração do imposto de renda e da contribuição social das SPEs do Complexo Alto Sertão II é feita com base no regime tributário do lucro presumido. A Companhia espera continuar com a adoção deste regime para apuração do imposto de renda e da contribuição social de suas SPEs.

Durante o trimestre findo em 31 de março de 2018, a Companhia e suas controladas efetuaram os seguintes pagamentos de imposto de renda e contribuição social:

CIRCULANTE	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
Recolhimentos por estimativa	11.243	10.888	11.243	10.888
Pagamento da cota de ajuste anual	14.241	35.090	14.460	35.090
Lucro presumido	-	-	2.775	-
Pagamentos relativos a IRRF	1.422	2.292	1.455	2.292
Total	26.906	48.270	29.933	48.270

14.2 Outros tributos a pagar

CIRCULANTE	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
PIS e Cofins	10.742	469	12.169	2.459
INSS	2.266	2.274	2.371	2.403
FGTS	396	623	380	629
IRRF a recolher	160	130	181	155
Outros	309	592	532	829
Subtotal	13.873	4.088	15.633	6.475
Estaduais				
ICMS	474	2.365	475	2.423
Subtotal	474	2.365	475	2.423
Municipais				
ISS	308	819	358	928
Subtotal	308	819	358	928
Total	14.655	7.272	16.466	9.826

Notas Explicativas

15 EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

15.1 Os saldos de debêntures não conversíveis, empréstimos, financiamentos e arrendamentos financeiros são compostos da seguinte forma:

Controladora										
31.03.2018										
Instituições Financeiras / Credores	Vencimento	Taxa Efetiva ⁽¹⁾	Circulante				Não Circulante			Total circulante + não circulante
			Encargos	Principal	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar	Total	
Debêntures										
Debêntures - 4ª Emissão (3ª Série)	2020	IPCA + 10,09%	7.636	-	(3.791)	3.845	335.750	(7.519)	328.231	332.076
Debêntures - 5ª Emissão	2023	IPCA + 7,28%	3.348	-	(900)	2.448	187.297	(4.645)	182.652	185.100
Debêntures - 6ª Emissão (1ª Série)	2022	CDI + 1,14%	23.692	-	(1.137)	22.555	682.380	(3.659)	678.721	701.276
Debêntures - 6ª Emissão (2ª Série)	2024	IPCA + 6,97%	9.652	-	(346)	9.306	326.059	(2.027)	324.032	333.338
Debêntures - 7ª Emissão (1ª Série)	2020	CDI + 1,00%	3.296	-	(2.092)	1.204	500.000	(2.004)	497.996	499.200
Debêntures - 7ª Emissão (2ª Série)	2023	CDI + 1,53%	5.500	-	(1.247)	4.253	750.000	(5.074)	744.926	749.179
Subtotal			53.124	-	(9.513)	43.611	2.781.486	(24.928)	2.756.558	2.800.169
Empréstimos e financiamentos										
Arrendamento financeiro		8,39 a 15,64	-	472	-	472	479	-	479	951
Subtotal			-	472	-	472	479	-	479	951
Total da dívida			53.124	472	(9.513)	44.083	2.781.965	(24.928)	2.757.037	2.801.120

Controladora										
31.12.2017										
Instituições Financeiras / Credores	Vencimento	Taxa Efetiva ⁽¹⁾	Circulante				Não Circulante			Total circulante + não circulante
			Encargos	Principal	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar	Total	
Debêntures										
Debêntures - 4ª Emissão (3ª Série)	2020	IPCA + 10,09%	962	-	(3.685)	(2.723)	332.184	(8.495)	323.689	320.966
Debêntures - 5ª Emissão	2023	IPCA + 7,28%	444	-	(881)	(437)	185.308	(4.875)	180.433	179.996
Debêntures - 6ª Emissão (1ª Série)	2022	CDI + 1,14%	11.134	-	(1.101)	10.033	682.380	(3.953)	678.427	688.460
Debêntures - 6ª Emissão (2ª Série)	2024	IPCA + 6,97%	4.314	-	(338)	3.976	322.595	(2.116)	320.479	324.455
Subtotal			16.854	-	(6.005)	10.849	1.522.467	(19.439)	1.503.028	1.513.877
Empréstimos e financiamentos										
Nota promissória - 3ª Emissão	2018	CDI + 1,54%	44.468	900.000	(797)	943.671	-	-	-	943.671
Arrendamento financeiro		8,39 a 15,64	-	450	-	450	406	-	406	856
Subtotal			44.468	900.450	(797)	944.121	406	-	406	944.527
Total da dívida			61.322	900.450	(6.802)	954.970	1.522.873	(19.439)	1.503.434	2.458.404

Consolidado										
31.03.2018										
Instituições Financeiras / Credores	Vencimento	Taxa Efetiva ⁽¹⁾	Circulante				Não Circulante			Total circulante + não circulante
			Encargos	Principal	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar	Total	
Debêntures										
Debêntures - 1ª Emissão (1ª série) - Tietê Eólica	2025	IPCA + 7,61% aa	1.817	4.691	-	6.508	83.622	-	83.622	90.130
Debêntures - 1ª Emissão (2ª Série) - Tietê Eólica	2025	IPCA + 7,87% aa	1.776	5.574	-	7.350	77.923	-	77.923	85.273
Debêntures - 4ª Emissão (3ª Série)	2020	IPCA + 10,09%	7.636	-	(3.791)	3.845	335.750	(7.519)	328.231	332.076
Debêntures - 5ª Emissão	2023	IPCA + 7,28%	3.348	-	(900)	2.448	187.297	(4.645)	182.652	185.100
Debêntures - 6ª Emissão (1ª Série)	2022	CDI + 1,14%	23.692	-	(1.137)	22.555	682.380	(3.659)	678.721	701.276
Debêntures - 6ª Emissão (2ª Série)	2024	IPCA + 6,97%	9.652	-	(346)	9.306	326.059	(2.027)	324.032	333.338
Debêntures - 7ª Emissão (1ª Série)	2020	CDI + 1,00%	3.296	-	(2.092)	1.204	500.000	(2.004)	497.996	499.200
Debêntures - 7ª Emissão (2ª Série)	2023	CDI + 1,53%	5.500	-	(1.247)	4.253	750.000	(5.074)	744.926	749.179
Subtotal			56.717	10.265	(9.513)	57.469	2.943.031	(24.928)	2.918.103	2.975.572
Empréstimos e financiamentos										
Repasso BNDES - Tietê Eólica	2031	T.JLP + 2,88% aa	2.487	38.337	-	40.824	644.099	-	644.099	684.923
Repasso BNDES (Banco do Brasil) - Tietê Eólica	2031	T.JLP + 2,60% aa	914	13.769	-	14.683	245.340	-	245.340	260.023
BNDES (Subcrédito Social) - Tietê Eólica	2031	T.JLP	12	239	-	251	4.611	-	4.611	4.862
Arrendamento financeiro		8,49 a 15,64	-	472	-	472	479	-	479	951
Subtotal			3.413	52.817	-	56.230	894.529	-	894.529	950.759
Total da dívida			60.130	63.082	(9.513)	113.699	3.837.560	(24.928)	3.812.632	3.926.331

Notas Explicativas

Instituições Financeiras / Credores	Vencimento	Taxa Efetiva ⁽ⁱ⁾	Consolidado							Total circulante + não circulante
			31.12.2017							
			Circulante			Não Circulante				
Encargos	Principal	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar	Total				
Debêntures										
Debêntures - 4ª Emissão (3ª Série)	2020	IPCA + 10,09%	962	-	(3.685)	(2.723)	332.184	(8.495)	323.689	320.966
Debêntures - 5ª Emissão	2023	IPCA + 7,28%	444	-	(881)	(437)	185.308	(4.875)	180.433	179.996
Debêntures - 6ª Emissão (1ª Série)	2022	CDI + 1,14%	11.134	-	(1.101)	10.033	682.380	(3.953)	678.427	688.460
Debêntures - 6ª Emissão (2ª Série)	2024	IPCA + 6,97%	4.314	-	(338)	3.976	322.595	(2.116)	320.479	324.455
Debêntures - 1ª Emissão (1ª série) - Tietê Eólica	2025	IPCA + 7,61% aa	234	1.201	-	1.435	86.246	-	86.246	87.681
Debêntures - 1ª Emissão (2ª Série) - Tietê Eólica	2025	IPCA + 7,87% aa	219	2.310	-	2.529	80.367	-	80.367	82.896
Subtotal			17.307	3.511	(6.005)	14.813	1.689.080	(19.439)	1.669.641	1.684.454
Empréstimos e financiamentos										
Nota promissória - 3ª Emissão	2018	CDI + 1,54%	44.468	900.000	(797)	943.671	-	-	-	943.671
Repasse BNDES - Tietê Eólica	2031	TJLP + 2,88% aa	2.520	38.050	-	40.570	652.477	-	652.477	693.047
Repasse BNDES (Banco do Brasil) - Tietê Eólica	2031	TJLP + 2,60% aa	925	13.688	-	14.613	248.093	-	248.093	262.706
BNDES (Subcrédito Social) - Tietê Eólica	2031	TJLP	24	235	-	259	4.628	-	4.628	4.887
Arrendamento financeiro		8,49 a 15,64	-	450	-	450	406	-	406	856
Subtotal			47.937	952.423	(797)	999.563	905.604	-	905.604	1.905.167
Total da dívida			65.244	955.934	(6.802)	1.014.376	2.594.684	(19.439)	2.575.245	3.589.621

(i) A taxa efetiva de juros difere da taxa contratual, pois são considerados os custos de transação incorridos na emissão da dívida.

Os custos de transação incorridos na captação de recursos junto a terceiros são apropriados ao resultado do exercício pelo prazo da dívida que os originaram, por meio do método do custo amortizado. A utilização do método do custo amortizado resulta no cálculo e apropriação de encargos financeiros com base na taxa efetiva de juros em vez da taxa de juros contratual do instrumento.

15.2 A movimentação das debêntures, empréstimos, financiamentos e arrendamentos financeiros é como segue:

	Controladora			Consolidado			
	Debêntures	Empréstimos e financiamentos	Total	Debêntures	Empréstimos e financiamentos	Repasse BNDES	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.513.877	944.527	2.458.404	1.684.454	944.527	960.640	3.589.621
Ingressos	1.250.000	201	1.250.201	1.250.000	201	-	1.250.201
Encargos financeiros	36.271	12.057	48.328	39.200	12.057	20.529	71.786
Variação monetária	9.019	-	9.019	10.916	-	1.591	12.507
Pagamento de principal	-	(900.144)	(900.144)	-	(900.144)	(12.950)	(913.094)
Pagamento de encargos financeiros	-	(56.487)	(56.487)	-	(56.487)	(20.002)	(76.489)
Diferimento custos de transação	(10.729)	-	(10.729)	(10.729)	-	-	(10.729)
Amortização custos de transação	1.731	797	2.528	1.731	797	-	2.528
Saldo em 31 de março de 2018	2.800.169	951	2.801.120	2.975.572	951	949.808	3.926.331

A conciliação entre o passivo decorrente da atividade de financiamento e o fluxo de caixa é conforme a seguir:

	Controladora			Consolidado		
	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	Total	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	2.458.404	11.646	2.470.050	3.589.621	11.646	3.601.267
- Itens que afetam o fluxo de caixa						
Ingressos	1.250.000	-	1.250.000	1.250.000	-	1.250.000
Pagamentos de principal	(900.144)	(10.670)	(910.814)	(913.094)	(10.670)	(923.764)
Custo de empréstimos e debêntures	(10.729)	-	(10.729)	(10.729)	-	(10.729)
Pagamento de encargos financeiros ⁽ⁱ⁾	(55.664)	-	(55.664)	(75.666)	-	(75.666)
Juros capitalizados (nota 27) ⁽ⁱⁱ⁾	(823)	-	(823)	(823)	-	(823)
- Itens que não afetam o fluxo de caixa						
Encargos de dívida (nota 27)	50.856	-	50.856	74.314	-	74.314
Variação monetária	9.019	-	9.019	12.507	-	12.507
Arrendamento financeiro	201	-	201	201	-	201
Saldo em 31 de março de 2018	2.801.120	976	2.802.096	3.926.331	976	3.927.307

(i) Os encargos financeiros pagos são classificados como fluxos de caixa das atividades operacionais.

(ii) Os juros capitalizados são classificados como fluxos de caixa das atividades de financiamento.

Notas Explicativas

15.3 As principais características dos contratos de debêntures, empréstimos, financiamentos e arrendamentos financeiros estão descritas a seguir:

Companhia	Valor Ingresso	Data Emissão	Descrição	Taxa Contratual	Pagamento de Juros	Amortização do Principal	Montante	Vencimento	Finalidade
Controladora	303.205	15 de dezembro de 2015	4ª Emissão (3ª série)	IPCA + 8,43%	Semestrais	Única	335.750 ⁽ⁱ⁾	Dezembro de 2020	Modernizar e/ou recapacitar os equipamentos das usinas.
Controladora	180.000	15 de dezembro de 2016	5ª Emissão Debêntures	IPCA + 6,54%	Anual	Única	93.649 ⁽ⁱ⁾ 93.649 ⁽ⁱ⁾	Dezembro de 2022 Dezembro de 2023	Modernizar e/ou recapacitar os equipamentos das usinas.
Controladora	1.000.000	15 de abril de 2017	6ª Emissão (1ª série)	CDI + 0,90%	Semestrais	Anual	341.190	Abril de 2021	Pré-pagamento da 2ª e 3ª emissão de debêntures e da 2ª série da 4ª emissão de debêntures
			6ª Emissão (2ª série)	IPCA + 6,78%	Semestrais	Anual	163.030 ⁽ⁱ⁾ 163.030 ⁽ⁱ⁾	Abril de 2023 Abril de 2024	
Controladora	1.250.000	15 de fevereiro de 2018	7ª Emissão (1ª série)	CDI + 0,52%	Única	Única	500.000	Fevereiro de 2020	Reforço de capital de giro e gestão ordinária dos negócios da Emissora
			7ª Emissão (2ª série)	CDI + 1,30%	Semestrais	Anual	375.000 375.000	Fevereiro de 2022 Fevereiro de 2023	
Controladora indireta ⁽ⁱⁱ⁾ AES Tietê Eólica	1.044.100	15 de dezembro de 2014	Repasso BNDES Repasso BNDES (Banco do Brasil) BNDES (Subcrédito Social)	TJLP + 2,88% aa TJLP TJLP + 2,60% aa	Mensal	Mensal	682.436 259.109 4.850	Dezembro de 2031	Financiamento dos parques de Alto Sertão II
Controladora indireta ⁽ⁱⁱ⁾ AES Tietê Eólica	146.000	15 de dezembro de 2014	Debênture Infraestrutura	IPCA + 7,61% aa (1ª série) IPCA + 7,87% aa (2ª série)	Semestral	Semestral	88.313 83.497	Dezembro de 2025	Financiamento dos parques de Alto Sertão II

- (i) O saldo devedor é corrigido monetariamente pelo IPCA em uma base diária, sendo este montante incorporado ao saldo da dívida.
- (ii) Os empréstimos com o BNDES possuem garantias de fiança, nos montantes de R\$56.822. Além disso, possuem penhor de máquinas e equipamentos do Complexo Alto Sertão II.

Arrendamentos financeiros referem-se a arrendamentos de equipamentos de informática e não contêm cláusulas sobre pagamentos contingentes, renovação, opção de compra ou que imponham restrições sobre pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio ou de limites em indicadores financeiros.

Financiamento BNDES (Direto e Repasse Banco do Brasil)

A controlada Tietê Eólica S.A. (nova denominação da Renova Eólica S.A.), com a interveniência de suas controladas, da sua controladora direta Nova Energia S.A. e sua controladora indireta anterior, a Renova Energia S.A., obteve financiamento no valor total de R\$1.044.100 (contrato direto assinado em 4 de junho de 2014, no valor de R\$734.020 e o contrato de repasse assinado com o Banco do Brasil, no valor de R\$310.080).

O financiamento foi dividido em 16 Subcréditos, de “A” a “P”, sendo que a amortização dos mesmos a partir de setembro de 2017 tem as seguintes características: (i) subcréditos A, C, D, E, F, G, I, J, M e P: 172 (cento e setenta e duas) prestações mensais e sucessivas, apuradas de acordo com a fórmula descrita no Parágrafo Primeiro desta Cláusula, vencendo-se a primeira prestação em 15 (quinze) de setembro de 2017 e a última em 15 (quinze) de dezembro de 2031; e (ii) subcréditos B, H, K, L, N e O: 160 (cento e sessenta) prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vincendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira prestação em 15 (quinze) de setembro de 2017 e a última em 15 (quinze) de dezembro de 2030.

São garantias de todos os contratos do BNDES, bem como do Repasse do Banco do Brasil, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária, e contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção.

Debêntures de infraestrutura

Em 15 de novembro de 2014, ocorreu a 1ª emissão de debêntures simples da controlada indireta Tietê Eólica, não conversíveis em ações, com garantia real e com garantia adicional fidejussória, em duas séries (“Debêntures”), para distribuição pública, com esforços restritos de colocação, da Companhia, no valor total de R\$146.000.

Notas Explicativas

As Debêntures foram emitidas como debêntures de infraestrutura, tendo em vista o enquadramento dos empreendimentos como projetos prioritários, por meio das portarias expedidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Os recursos das Debêntures foram destinados ao LER 2010 e LEN 2011 com o objetivo de complementar o financiamento do BNDES, para aquisição de ativos.

As amortizações das debêntures de primeira e segunda série seguem o cronograma disposto na Escritura da Emissão, sendo que a amortização das debêntures da primeira série teve início em 15 de junho de 2015 com parcelas semestrais e consecutivas até 15 de dezembro de 2025 e a amortização das debêntures da segunda série tiveram início em 15 de dezembro de 2016 com parcelas semestrais e consecutivas até 15 de dezembro de 2025. O pagamento dos juros ocorre em parcelas semestrais, nos meses de junho e dezembro de cada ano.

Condições Restritivas

As dívidas emitidas pela controlada Tietê Eólica com o BNDES contemplam cláusulas de condições restritivas, tais como restrição de distribuição de dividendos:

O Estatuto Social da controlada Tietê Eólica prevê a distribuição de dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido ajustado. Adicionalmente, a controlada indireta Tietê Eólica obteve financiamentos do BNDES, repasse do Banco do Brasil e emitiu uma debênture de infraestrutura que contemplam restrições de não distribuir quaisquer recursos aos acionistas, diretos ou indiretos, e/ou a pessoas físicas e jurídicas integrantes do mesmo Grupo Econômico, acima de 25% do lucro líquido ajustado, salvo se expressamente autorizado pelo BNDES, Banco do Brasil ou debenturistas reunidos em AGD, ou se verificados itens como o acúmulo de R\$60.000 na “Conta Reserva Especial da Holding”; (ii) verificada a conclusão do projeto; (iii) preenchidas as contas reservas referentes ao serviço da dívida e a conta reserva de O&M; (iv) atingido o ICSD mínimo de 1,30; (v) adimplemento das empresas do grupo econômico perante o Sistema BNDES; e (vi) geração mínima consolidada das centrais geradoras eólicas de 1.430.475 MWh no período de doze meses imediatamente anteriores à distribuição pretendida.

15.4 Os valores relativos ao principal e custos a amortizar apresentam a seguinte composição de moeda e indexadores:

	Controladora				Consolidado			
	31.03.2018		31.12.2017		31.03.2018		31.12.2017	
	R\$	%	R\$	%	R\$	%	R\$	%
Moeda nacional								
CDI	1.964.868	69,29	1.637.982	65,92	1.964.868	49,61	1.637.982	45,30
IPCA	869.742	30,67	845.807	34,04	1.045.145	26,39	1.016.384	28,11
TJLP	-	-	-	-	949.808	23,98	960.640	26,57
Taxa fixa	951	0,04	856	0,04	951	0,02	856	0,02
Total	2.835.561	100,00	2.484.645	100,00	3.960.772	100,00	3.615.862	100,00

15.5 Em 31 de março de 2018, as parcelas relativas ao principal das debêntures, arrendamentos financeiros e custos a amortizar, atualmente classificadas no passivo não circulante, têm os seguintes vencimentos:

	Debêntures	Repasse BNDES	Repasse BNDES (Banco do Brasil)	BNDES (Subcrédito Social)	Arrendamento financeiro	Custos a amortizar	Total
2019	6.279	29.508	11.174	187	265	(7.859)	39.554
2020	869.214	40.679	15.508	262	214	(8.940)	916.937
2021	376.515	42.328	16.256	278	-	(4.158)	431.219
2022	841.447	44.124	17.062	295	-	(2.844)	900.084
2023	652.137	46.080	17.928	312	-	(1.053)	715.404
Após 2023	197.439	441.380	167.412	3.277	-	(74)	809.434
	2.943.031	644.099	245.340	4.611	479	(24.928)	3.812.632

Notas Explicativas

15.6 Os indexadores utilizados para atualização das debêntures, empréstimos e financiamentos tiveram a seguinte variação:

	31.03.2018	31.12.2017
CDI ⁽ⁱ⁾	6,39%	6,89%
TJLP ⁽ⁱ⁾	6,75%	7,00%
IPCA ⁽ⁱⁱ⁾	2,68%	2,95%

⁽ⁱ⁾ Índice do último dia útil do exercício

⁽ⁱⁱ⁾ Índice acumulado dos últimos 12 meses

15.7 Compromissos financeiros - “Covenants”

Como forma de monitoramento da situação financeira da Companhia pelos credores envolvidos em contratos financeiros são utilizados *covenants* financeiros nos contratos das debêntures, empréstimos e financiamentos.

Conforme definido nos contratos, a Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos seguintes índices financeiros:

- (i) Capacidade de endividamento (endividamento líquido): mede o nível de endividamento líquido em relação ao EBITDA ajustado² dos últimos 12 meses. Este índice deve ser inferior a 3,5 vezes, sendo que em caso de Aquisição de Ativos pela emissora, o índice assume como limite 3,85x durante o período de 36 meses ou até a data de vencimento, o que ocorrer primeiro. Em 31 de março de 2018 este índice era de 2,40 vezes;
- (ii) Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado sobre despesa financeira dos últimos 12 meses. Este índice deve ser superior a 1,5 vezes. Em 31 de março de 2018 este índice era de 3,28 vezes.

A não observância dos índices mencionados anteriormente por dois trimestres consecutivos, verificados trimestralmente, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida.

Os índices financeiros acima mencionados encontram-se integralmente cumpridos em 31 de março de 2018. Adicionalmente, a Companhia também acompanha outros *covenants* qualitativos, os quais em 31 de março de 2018 encontram-se integralmente atendidos.

O financiamento com BNDES e repasse do Banco do Brasil, estabelece que o índice ICSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida) = [(geração de caixa da atividade + saldo final de caixa do ano anterior) / serviço da dívida] deve ser maior ou igual a 1,3 a ser calculado ao final de cada exercício social. Em 31 de março de 2018, este índice está sendo integralmente cumprido.

² EBITDA ajustado - significa o somatório dos últimos doze meses (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil da Emissora na linha “Resultado antes dos tributos sobre o lucro” (excluindo as receitas e despesas financeiras); (ii) todos os montantes de depreciação e amortização; e (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada. No caso de uma aquisição de ativos, o cálculo e a verificação do índice financeiro deverá considerar o EBITDA Ajustado proforma do ativo adquirido, consolidado com o da Emissora, relativo aos 12 meses anteriores à data de liquidação da respectiva aquisição de ativos.

Notas Explicativas

16 OBRIGAÇÕES SOCIAIS E TRABALHISTAS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Participação nos lucros e resultados	12.246	8.588	12.512	8.816
Férias	7.559	7.584	7.736	7.821
Encargos sociais sobre férias e gratificações	3.109	2.767	3.185	2.850
Bônus ⁽ⁱ⁾	1.916	2.022	1.917	2.022
Encargos sobre folha de pagamento	991	1.589	1.008	1.622
13º Salário	1.147	-	1.181	-
Folha de pagamento outros	67	145	96	181
Total Circulante	27.035	22.695	27.635	23.312
Bônus ⁽ⁱ⁾	436	346	436	346
Total Não Circulante	436	346	436	346

- (i) Definido pela The AES Corporation, é um bônus diferido atrelado ao cumprimento de metas trienais. Representa 50% do ILP (Incentivo de Longo Prazo) de cada Diretor (estatutário e não estatutário) e o pagamento é assumido localmente pela Companhia. O indicador de referência é o EBITDA. O critério de pagamento prevê valores diferenciados para atingimento parcial, total ou superação de metas. Os valores atribuídos passam a ser disponíveis da seguinte forma: 1/3 no primeiro ano, 1/3 no segundo ano e 1/3 no terceiro ano, pagando-se no início do 4º ano.

17 OBRIGAÇÕES COM ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados e respectivos beneficiários. A FUNCESP é a principal entidade responsável pela administração dos planos de benefícios patrocinados pela Companhia.

A Companhia, através de negociações com os sindicatos representativos da categoria, reformulou o plano em 1997, tendo como característica principal o modelo misto, composto de 70% do salário real de contribuição como benefício definido, e 30% do salário real de contribuição como contribuição definida. Essa reformulação teve como objetivo equacionar o *déficit* técnico atuarial e diminuir o risco de futuros *déficits*.

O custeio do plano para a parcela de benefício definido (BD) é paritário entre a Companhia e os empregados. As taxas de custeio variam de 1,45% a 7,88%, conforme faixa salarial, e são reavaliadas periodicamente por atuário independente. O custeio da parcela de contribuição definida é baseado em percentual escolhido livremente pelo participante (de 1% a 100% sobre 30% do salário real de contribuição), com contrapartida da Companhia até o limite de 5% sobre a base de 30% de sua remuneração.

O Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS) é garantido aos empregados participantes do plano de suplementação que aderiram anteriormente ao modelo implementado no momento da privatização da Companhia, e vierem a se desligar, mesmo sem estarem aposentados. Esse benefício assegura o valor proporcional da suplementação relativo ao período do serviço anterior à data da reformulação do novo plano de suplementação. O benefício será pago a partir da data em que o participante completar as carências mínimas previstas no regulamento do plano.

Conforme previsto no CPC 33 (R1) e IAS 19 (R), a avaliação atuarial é permitida em períodos intermediários, para refletir a ocorrência de mudanças significativas em condições de mercado, especificamente um aumento nas taxas de juros. Em 31 de março de 2018, a Companhia não verificou nenhuma alteração significativa de mercado que requeresse uma atualização da avaliação atuarial realizada em 31 de dezembro de 2017.

Notas Explicativas

(a) Movimentação do passivo registrado:

	Controladora e Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017
Saldo no início do período	3.954	7.981
Despesa do exercício conforme laudo atuarial	843	3.485
Pagamentos de contribuições	(331)	(1.361)
Ajuste de avaliação atuarial (remensurações)	-	(6.151)
Saldo no final do período	4.466	3.954

(b) Despesas reconhecidas no resultado do período:

	Controladora e Consolidado	
	31.03.2018	31.03.2017
Custo dos serviços correntes	779	696
Custo dos juros	9.162	9.169
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(9.099)	(8.994)
Total das despesas benefício definido	842	871
Contribuição definida	235	208
Total da despesa no período	1.077	1.079

18 CONTA DE RESSARCIMENTO - CCEE

Os Contratos de Energia de Reserva celebrados entre as controladas que operam contratos do LER 2010 e a CCEE e entre os contratos de Energia Nova entre o LEN 2011 (A-3) e as distribuidoras, estabelecem que sejam apuradas em cada ano contratual as diferenças entre a energia gerada das usinas e a energia contratada.

Os contratos estabelecem limites para os desvios positivos ou negativos com aplicação de bônus ou penalidades, conforme as regras descritas abaixo:

O ressarcimento por desvios negativos (abaixo da faixa de tolerância - 10%) de geração será pago em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorado a 115% do preço de venda vigente, para os parques do LER 2010 e o maior valor entre o PLD médio do ano e a receita fixa unitária para os parques do LEN 2011. Os ressarcimentos que estiverem na faixa de tolerância de 10% de geração serão ressarcidos em 12 parcelas após possíveis compensações com desvios positivos iniciados após o final do primeiro quadriênio contado a partir do início de suprimento do contrato, valorado ao preço contratual vigente, para os parques do LER 2010 e ao maior valor entre o PLD médio do quadriênio e a receita fixa unitária para os parques do LEN 2011.

Os ressarcimentos dos parques LER 2010 e LEN 2011 por desvios positivos (acima da faixa de tolerância de 30% para o LER 2010 e para os parques do LEN 2011 30%, 20%, 10% e 0% nos anos 1, 2, 3 e 4 de cada quadriênio, respectivamente) de geração serão recebidos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte para o caso do LER 2010, e mensalmente a partir do momento que a geração exceder a faixa de tolerância para os parques do LEN 2011. Os Parques do LER 2010 são valorados a 70% do preço de venda vigente e os parques do LEN 2011 são valorados pelo PLD mensal, conforme expresso nos referidos contratos. Os ressarcimentos que estiverem na faixa de tolerância de 30% de geração serão recebidos em 24 parcelas após possíveis compensações com desvios negativos iniciando após o final do primeiro quadriênio contado a partir do início de suprimento do contrato, valorado ao preço contratual vigente para os parques do LER 2010 e ao PLD para os parques do LEN 2011. O primeiro quadriênio do LER 2010 se encerrou em agosto de 2017 e o LEN 2011 se encerrará em dezembro de 2019.

Notas Explicativas

A tabela a seguir apresenta os saldos de ressarcimentos ativos e passivos em 31 de março de 2018 e 31 de dezembro de 2017.

	Consolidado			
	31.03.2018		31.12.2017	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
CIRCULANTE				
CCEE	106	2.378	159	2.057
Distribuidoras	-	13.256	-	24.414
Subtotal	106	15.634	159	26.471
NÃO CIRCULANTE				
CCEE	458	8.905	1.253	4.239
Distribuidoras	-	14.888	-	8.848
Renova Comercializadora - MCSD	-	-	-	9.126
Subtotal	458	23.793	1.253	22.213
Total	564	39.427	1.412	48.684

A movimentação dos saldos de ressarcimentos ativos e passivos é como segue:

	Consolidado				
	Saldo inicial 31.12.2017	Provisão	Reversão de provisão	Pagamentos	Saldo final 31.03.2018
CCEE	1.412	-	(795)	(53)	564
Total ativo	1.412		(795)	(53)	564
CCEE	6.296	5.673	-	(686)	11.283
Distribuidoras	33.262	8.466	-	(13.584)	28.144
Renova Comercializadora - MCSD	9.126	-	(9.126)	-	-
Total passivo	48.684	14.139	(9.126)	(14.270)	39.427

Abertura do ressarcimento por ciclo em 31 de março de 2018:

	Consolidado			
	Ativo		Passivo	
	MWh	R\$	MWh	R\$
CIRCULANTE				
CCEE - LER 2010 - Ciclo 09.2013 à 08.2017 (quadrienal)	-	-	5.318	1.006
CCEE - LER 2010 - Ciclo 09.2017 à 08.2018 (anual)	562	106	7.253	1.372
Distribuidoras - LEN 2011 - Ciclo 01.2016 à 12.2017 (anual)	-	-	75.563	11.237
Distribuidoras - LEN 2011 - Ciclo 01.2018 à 12.2018 (anual)	-	-	13.577	2.019
Subtotal	562	106	101.711	15.634
NÃO CIRCULANTE				
CCEE - LER 2010 - 09.2017 à 08.2020	2.422	458	47.077	8.905
Distribuidoras - LEN 2011 - Ciclo 01.2016 à 12.2019	-	-	100.114	14.888
Subtotal	2.422	458	147.191	23.793
Total	2.984	564	248.902	39.427

Notas Explicativas

19 PROVISÕES PARA PROCESSOS JUDICIAIS E OUTROS

19.1 Processos com probabilidade de perda classificada como provável

As provisões para processos judiciais e outros e respectivos cauções e depósitos vinculados estão compostos da seguinte forma:

	Controladora				Consolidado			
	Passivo		Ativo		Passivo		Ativo	
	Provisão para processos judiciais e outros		Cauções e depósitos vinculados		Provisão para processos judiciais e outros		Cauções e depósitos vinculados	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Trabalhista (a)	5.944	4.820	3.099	3.021	5.944	4.820	3.099	3.021
Meio ambiente (b)	2.078	2.051	-	-	2.078	2.051	-	-
Regulatório (c)								
Perda no repasse da energia de Itaipu (c.1)	26.748	26.541	-	-	26.748	26.541	-	-
Despacho 288 (c.2)	33.795	33.221	-	-	33.795	33.221	-	-
Fiscal (d)								
Compensações IRPJ e CSLL (d.1)	5.771	5.739	-	-	5.771	5.739	-	-
PIS/Cofins sobre receitas financeiras (d.2)	5.199	3.948	4.762	3.637	5.199	3.948	4.762	3.637
Cível (e)								
Arbitragens (e)	-	-	-	-	58.000	58.000	-	-
Outros processos cíveis	3.203	3.125	-	-	3.203	3.125	-	-
Total	82.738	79.445	7.861	6.658	140.738	137.445	7.861	6.658
Circulante	4.060	3.067			4.060	3.067		
Não Circulante	78.678	76.378			136.678	134.378		
Total	82.738	79.445			140.738	137.445		

O total de cauções e depósitos vinculados em 31 de março de 2018 no montante de R\$8.439 (R\$7.218 em 31 de dezembro de 2017), de acordo com a classificação de probabilidade de perda do processo ao qual está vinculado, está demonstrado a seguir:

	Controladora e Consolidado							
	31.03.2018				31.12.2017			
	Processos prováveis	Processos possíveis	Processos remotos	Total	Processos prováveis	Processos possíveis	Processos remotos	Total
Trabalhista	3.099	90	488	3.677	3.021	71	489	3.581
Fiscal	4.762	-	-	4.762	3.637	-	-	3.637
Total	7.861	90	488	8.439	6.658	71	489	7.218

A movimentação das provisões para processos judiciais e outros é como segue:

	Controladora					
	Trabalhista	Meio ambiente	Regulatório	Fiscal	Cível	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	4.820	2.051	59.762	9.687	3.125	79.445
Provisão	821	27	-	1.185	-	2.033
Atualização monetária	322	-	574	98	78	1.072
Atualização cambial	-	-	207	-	-	207
Reversão de provisão	(5)	-	-	-	-	(5)
Pagamentos	(14)	-	-	-	-	(14)
Saldo em 31 de março de 2018	5.944	2.078	60.543	10.970	3.203	82.738

	Consolidado					
	Trabalhista	Meio ambiente	Regulatório	Fiscal	Cível	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	4.820	2.051	59.762	9.687	61.125	137.445
Provisão	821	27	-	1.185	-	2.033
Atualização monetária	322	-	574	98	78	1.072
Atualização cambial	-	-	207	-	-	207
Reversão de provisão	(5)	-	-	-	-	(5)
Pagamentos	(14)	-	-	-	-	(14)
Saldo em 31 de março de 2018	5.944	2.078	60.543	10.970	61.203	140.738

As estimativas de encerramento das discussões judiciais, divulgadas nos itens abaixo, podem não ser precisamente realizadas devido ao andamento futuro dos processos.

- (a) Trabalhistas: Existem 163 processos (167 em 31 de dezembro de 2017) de ações de empregados e ex-empregados próprios e terceirizados pelos quais são pleiteados equiparação salarial, horas

Notas Explicativas

extras, adicional de periculosidade entre outros. São considerados como perda provável 38 processos (38 em 31 de dezembro de 2017). O valor provisionado relativo a essas demandas perfaz a quantia de R\$5.944, em 31 de março de 2018 (R\$4.820 em 31 de dezembro de 2017).

Dos processos provisionados, destaca-se 1 (uma) Ação Civil Pública (“ACP”) que visa a observância da jornada de trabalho legal, descanso semanal remunerado, fornecimento de EPIs e pagamento de danos morais aos colaboradores da Companhia. Em 11 de abril de 2012, a Companhia foi condenada ao pagamento de indenização por danos morais arbitrada em R\$200. Em 09 de junho de 2014, após apresentação de recurso por ambas as partes, este valor foi majorado para R\$500. Em janeiro de 2015 foi publicado acórdão de recurso de revista, o qual negou seguimento ao recurso apresentado pela Companhia. Em 07 de outubro de 2016, após a designação de perito contábil, a Companhia recebeu ordem judicial para depositar em juízo o montante de R\$ 1,6 MM para garantir a execução enquanto a diferença dos cálculos se encontra em discussão judicial. Em 20 de outubro de 2016, foram protocolados embargos à execução pela Companhia. Em 14 de junho de 2017, foi proferida decisão que julgou procedente os embargos à execução opostos pela Companhia, a qual entendeu que os cálculos elaborados pelo Ministério Público excedem o comando sentencial e, conseqüentemente, determinou o retorno dos autos ao perito para retificação dos cálculos. Tendo em vista que a decisão transitou em julgado em 27 de janeiro de 2018, o processo foi remetido ao perito contador para retificação dos cálculos. Em 31 de março de 2018, o valor provisionado para esta demanda totaliza R\$ 922 (R\$907 em 31 de dezembro de 2017).

A administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que estes processos serão concluídos até 2022.

- (b) Meio ambiente: Existem 336 processos de ações civis públicas sobre supostos danos ambientais ocasionados por ocupações irregulares em áreas de preservação permanente envolvendo a Companhia no polo passivo. Os consultores jurídicos e a Administração da Companhia avaliaram a probabilidade de perda como provável para as medidas de recuperação ambiental dentro da área de concessão para 311 demandas, já que as demais 25 ações tiveram julgamentos favoráveis à Companhia e possuem recursos pendentes. O valor provisionado relativo a essas demandas perfaz a quantia estimada de R\$2.078 (R\$2.051 em 31 de dezembro de 2017).

A administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que os atuais processos serão concluídos até 2023.

- (c) Regulatório:

(c.1) Perda no repasse de energia de Itaipu: Trata-se de discussão sobre a obrigatoriedade da Companhia de adquirir a energia de Itaipu na qualidade de quotista cogente. Em 23 de janeiro de 2003, foi obtida liminar assegurando o direito de a Companhia não efetuar a compra de energia elétrica proveniente de Itaipu. Essa liminar foi cassada em 26 de junho de 2003 e restabelecida em 30 de junho de 2003. Em 1 de outubro de 2004, o Superior Tribunal de Justiça suspendeu a liminar. Em 5 de outubro de 2004, a Companhia recorreu da decisão, no qual restou decidido que a suspensão da liminar só valeria para o futuro (os efeitos da tutela antecipada anteriormente concedida foram conservados para o período de janeiro de 2003 a setembro de 2004). Em 17 de agosto de 2007, foi proferida sentença de procedência dos pedidos formulados pela Companhia. Em 17 de outubro de 2007, foi interposta apelação pela Eletrobrás e, em 26 de novembro de 2007, foi interposta apelação pela ANEEL. Atualmente a Companhia aguarda julgamento dos recursos de apelação pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região. Considerando que não há decisão definitiva desse processo, a Administração da Companhia decidiu manter o saldo dessa provisão atualizado pela variação cambial, em 31 de março de 2018, no montante de R\$26.748 (R\$26.541 em 31 de dezembro de 2017).

A administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que este processo será concluído até o final de 2020.

- (c.2) Despacho 288: Em 16 de maio de 2002, a ANEEL publicou o Despacho ANEEL nº 288, que introduziu alterações em certas regras de comercialização do então existente Mercado

Notas Explicativas

Atacadista de Energia - MAE, e por isso, determinou o refazimento dos números obtidos pelo MAE na data de 13 de março de 2002, os quais reconheciam a Companhia como devedora no mercado de curto prazo. Aplicando-se as diretrizes de tal Despacho, a Companhia teria sua posição alterada no mercado, passando de devedora a credora. Todavia, a RGE Sul (anteriormente AES Sul), principal agente do mercado alcançado pelos efeitos das alterações instituídas pelo Despacho ANEEL nº 288 (pois passou de credora a devedora do mercado), ingressou com ação judicial buscando a anulação do referido despacho, bem como decisão de tutela antecipada para fazer valer as regras do mercado sem os efeitos do Despacho ANEEL nº 288. A tutela antecipada foi deferida à RGE Sul. Assim, a CCEE (sucessora do MAE) elaborou nova liquidação, agora sem os efeitos do Despacho ANEEL nº 288, mediante a qual a Companhia restou devedora do mercado. Em 29 de junho de 2012, a ação da RGE Sul foi julgada improcedente em 1ª instância. Em decorrência, a RGE Sul interpôs o recurso de apelação. Em 27 de março de 2014, foi proferida decisão de 2ª instância que julgou procedente a ação, determinando a anulação do Despacho ANEEL nº 288. Em face desta decisão, foram apresentados recursos pelos demais agentes do mercado e pela ANEEL. Ainda, a Companhia apresentou embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão anterior. Os recursos aguardam julgamento. O montante provisionado atualizado pelo IGPM até 31 de março de 2018 corresponde a R\$33.795 (R\$33.221 em 31 de dezembro de 2017).

A administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que este processo será concluído até o final de 2022.

(d) Fiscal:

(d.1) Compensações IRPJ e CSLL: Em 02 de dezembro de 2008, a Companhia foi intimada pela Receita Federal sobre não homologação de 4 compensações administrativas realizadas entre os créditos de saldo negativo de IRPJ (2001 e 2002) e os débitos de IRPJ (2003 e 2004) e CSLL (2003). A principal razão do Fisco não homologar as mencionadas compensações é a suposta divergência entre as informações contábeis e fiscais. Os consultores jurídicos e a Administração da Companhia avaliaram que de um total de R\$127.412 (R\$126.695 em 31 de dezembro de 2017) envolvidos na discussão, R\$5.771 (R\$5.739 em 31 de dezembro de 2017) são considerados como de perda provável, sendo o restante considerado como perda possível. A administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que os atuais processos serão concluídos durante o ano de 2019.

(d.2) A Companhia discute judicialmente os efeitos do Decreto nº 8.426/2015, que trata da tributação de PIS/COFINS sobre receitas financeiras a partir de 1º de julho de 2015. Enquanto não há decisão autorizando a não aplicação das novas regras do Decreto, a Companhia está obrigada a efetuar o recolhimento dos valores. A Companhia compensou os débitos com seus créditos de tributos federais até março de 2017, no total de R\$6.855, referente às competências de julho de 2015 a fevereiro de 2017. A partir de abril de 2017 (competência de março de 2017), a Companhia passou a efetuar depósitos judiciais nos montantes correspondentes aos tributos incidentes sobre as receitas financeiras. A Companhia registrou provisão que, atualizada até 31 de março de 2018, corresponde a R\$5.199 e efetuou depósitos judiciais no montante atualizado de R\$4.762. Em relação ao mérito da causa, a Administração juntamente com seus assessores legais, classifica como possível. Contudo, com relação ao desembolso de caixa, a Companhia estima como provável que venham a ocorrer pagamentos referentes a essa ação antes da discussão do mérito. Além disso, por se tratar de obrigação legal, a Companhia efetuou provisão para o referido valor. A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que este processo será concluído até 2021.

(e) Cível:

A Companhia reconheceu, na data da aquisição da Nova Energia, passivo contingente avaliado ao seu valor justo na combinação de negócios, no montante de R\$58.000. Desse montante,

Notas Explicativas

R\$22.265 já estavam registrados no balanço patrimonial da adquirida, na rubrica de “Fornecedores”. Tais valores referem-se a dois procedimentos arbitrais movidos em face da Renova e das 15 SPE’s relativas ao Complexo Eólico Alto Sertão II por fornecedores contratados na época.

O primeiro procedimento de arbitragem (“arbitragem A”) foi iniciado em dezembro de 2015, relativo à execução de contratos de locação de guindastes e montagem de torres em parques eólicos, com o objetivo de obter os valores remanescente devidos por supostos atrasos nos cronogramas de obras, alegadamente atribuíveis à Renova. Tais atrasos teriam obrigado o fornecedor a incorrer em períodos adicionais e imprevistos na locação de guindastes e montagem das torres. Como argumentos de defesa, a Renova, em sede de reconvenção, imputa ao fornecedor atrasos injustificados na execução dos contratos, extravio e entrega de peças danificadas, além de ter recebido pagamentos a maior. Em junho de 2017, foi encerrada a fase de instrução e determinado que as partes apresentassem as suas alegações finais. Este processo ainda aguarda sentença arbitral. Os consultores jurídicos da Renova avaliaram que de um total de R\$82.005 envolvidos na discussão, apenas R\$27.882 são considerados como perda provável, sendo o restante considerado como perda possível.

O segundo procedimento arbitral (“arbitragem B”) foi iniciado por outro fornecedor, em novembro de 2016, relativo a construção (fundação e acessos) dos parques eólicos. Em linhas gerais, os pleitos do fornecedor são relativos a “Change Orders” (alterações de escopo durante a execução dos contratos), alterações tributárias e investimentos imprevistos pelo fornecedor em razão de atrasos nos cronogramas. Como argumento de defesa, a Renova, em sede de reconvenção, pleiteia o recebimento de valores, especialmente em razão de gestão ambiental ineficiente que deu causa a passivo, da queda de uma torre por responsabilidade do fornecedor, e outros problemas no transcorrer das obras. Em 31 de dezembro de 2017 os consultores jurídicos da Renova avaliaram que de um total de R\$66.709 envolvidos na discussão, apenas R\$30.613 foram considerados como perda provável, sendo que o restante era considerado como perda possível. Em janeiro de 2018, foi proferida sentença arbitral que julgou parcialmente procedente o pedido formulado, bem como condenou às SPE’s ao pagamento de R\$50.677. Em face desta decisão, foram apresentados pedidos de esclarecimentos pelas partes. Em março de 2018, foi proferida decisão esclarecendo os pontos ventilados, entretanto, sem alterar a materialidade da decisão. A liquidação deste processo está em negociação entre a Renova e o fornecedor. Dessa forma, a Companhia aguarda a confirmação quanto ao pagamento dos valores correspondentes à condenação entre as partes, considerando a prerrogativa estabelecida no SPA Sales and Purchase Agreement - “SPA” de a Renova firmar quaisquer acordos ou transações relativas às arbitragens.

Vale mencionar que, no SPA, ficou registrado o valor de R\$58.000, ajustados por 100% da taxa CDI até o seu efetivo pagamento, como garantia dos dois procedimentos arbitrais acima elencados e que a Renova é responsável pelo resultado das arbitragens A e B até o limite de R\$110.000, reajustado por IPCA + 1% pro rata die ao mês, desde a data de propositura dos mencionados procedimentos arbitrais, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento.

19.2 Processos com probabilidade de perda classificada como possível

A Companhia está envolvida em outros processos cuja probabilidade de perda está avaliada como possível e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. A avaliação dessa probabilidade está embasada em relatórios preparados por consultores jurídicos da Companhia. O total estimado de processos cuja probabilidade foi classificada como possível é de:

Notas Explicativas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Meio ambiente (a)	Não determinado	Não determinado	Não determinado	Não determinado
Cível (i) (b)	8.008	7.810	98.722	94.799
Fiscal (c)	278.856	276.745	278.856	276.745
Regulatório (d)	109.482	109.482	109.482	109.482
Imobiliário (e)	Não determinado	Não determinado	Não determinado	Não determinado
Total	396.346	394.037	487.060	481.026

- (i) A Companhia também apresenta como processo cível a Obrigação de Expansão o qual, no momento, não é possível estimar o valor de um possível desembolso futuro.

A seguir a Companhia apresenta as principais contingências passivas, considerando o montante mínimo de divulgação de R\$5.000 e relevância do tema.

- (a) Meio ambiente - Recomposição de danos ambientais: Referem-se a 3 ações civis públicas relacionadas a suspensão do processo de licenciamento ambiental da Companhia, bem como sua condenação à recomposição dos supostos danos ambientais decorrentes da inundação dos reservatórios de Bariri, Nova Avanhandava e Barra Bonita, e possuem valor de causa simbólico motivo pelo qual não é possível, no momento, estimar o valor de um possível desembolso futuro. Na ação do Reservatório de Bariri não houve andamentos nos últimos períodos. Já com relação à ação do Reservatório de Barra Bonita, houve decisão em 1ª instância em 13 de junho de 2016, na qual a Companhia foi condenada a recompor os danos ambientais (recuperação de mata ciliar) com base na metragem da legislação ambiental à época do empreendimento (Antigo Código Florestal). Os demais pedidos foram julgados improcedentes (estudo de impacto ambiental, unidade de conservação e indenização). Em 14 de julho de 2016, a Companhia apresentou recurso contra a aplicação do Antigo Código Florestal, visto que os assessores legais da Companhia avaliam como altas as chances de os Tribunais reformarem a decisão para aplicarem a metragem do Novo Código Florestal, de acordo com o plano de reflorestamento apresentado na CETESB pela Companhia. O processo foi então remetido ao Tribunal de Justiça. Em janeiro de 2018, na 1ª Câmara reservada ao Meio Ambiente, foi proferido despacho determinando o retorno dos autos à origem, diante da ausência de intimação do Ministério Público acerca da sentença e atos processuais posteriores. Em março de 2018, os autos foram recebidos na vara de origem e remetidos ao Ministério Público. Na ação relativa ao Reservatório de Nova Avanhandava, após decisão que julgou improcedente a ação em 1ª instância, em outubro de 2009, o Tribunal decidiu por anular a decisão de 1ª instância, determinando a realização de perícia, a fim de verificar se houve dano/impacto ambiental que não estivesse compensado pelo licenciamento ambiental. Após as apresentações dos recursos cabíveis, em julho de 2017, a referida decisão transitou em julgado, razão pela qual o processo retornou para a 1ª instância para a realização de perícia.
- (b) Cível:
- (b.1) Obrigação de expansão: Vide nota explicativa nº 1.2.
- (b.2) Em 13 de março de 2013, foi movida ação judicial contra a Companhia, visando a cobrança de valores supostamente devidos em razão da rescisão de contratos de reflorestamento celebrados entre a empresa e a Companhia, na medida que a Autora entende não ter incorrido nas hipóteses de rescisão unilateral dos contratos e, portanto, ser credora de valores residuais.

Em Abril de 2013, a Companhia apresentou contestação. Em virtude de tratar-se de matéria de prova, o juiz de 1ª instância determinou a realização de perícias (ambiental e contábil), com o fim de identificar a veracidade dos fatos alegados na inicial. Atualmente, o processo encontra-se em fase de instrução, aguardando a conclusão de perícia ambiental. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que

Notas Explicativas

desembolsar o valor estimado de aproximadamente R\$7.320, atualizado até 31 de março de 2018 (R\$7.138 em 31 de dezembro de 2017).

- (b.3) A Companhia reconheceu, na data da aquisição da Nova Energia, passivo contingente avaliado ao seu valor justo na combinação de negócios, conforme mencionado no item (e) da nota explicativa nº 19.1. De um total de R\$148.714 referente às referidas arbitragens, R\$90.714 foi avaliada como perda possível.

(c) Fiscal:

- (c.1) Compensações de IRPJ e CSLL: Referem-se a intimações da Receita Federal sobre a não homologação de 4 compensações administrativas de IRPJ e CSLL, conforme mencionado no item (d.1) da nota explicativa nº 19.1 sendo estimado como perda possível R\$121.641 de um total de R\$127.412 (R\$120.956 de um total de R\$126.695 em 31 de dezembro de 2016). A Companhia reavaliou a forma de atualização de uma das compensações administrativas e procedeu um ajuste no valor estimado no montante de R\$17.800. Em 19 de abril de 2017, a Companhia foi intimada de decisão de 2ª instância administrativa desfavorável aos seus interesses. Tal decisão foi proferida em um dos quatro processos administrativos, cujo prognóstico é classificado como possível, em que se discutem as compensações de IRPJ e CSLL, o qual corresponde ao valor de R\$48.545. Em 27 de abril de 2017, a Companhia interpôs recurso especial que será apreciado pela Câmara Superior do CARF. Apesar da decisão desfavorável, o prognóstico de perda permanece classificado como possível. No tocante as demais três compensações, aguarda-se decisão dos recursos administrativos apresentados pela Companhia perante o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF (2ª instância administrativa).

A administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que os atuais processos serão concluídos durante o ano de 2019. Para a compensação em que a Companhia apresentou recurso especial em abril de 2017, os assessores jurídicos estimam a conclusão durante o ano de 2018.

- (c.2) Auto de infração - ágio: Refere-se ao Auto de Infração lavrado emitido pela Receita Federal do Brasil - RFB, visando a cobrança de valores relativos à IRPJ e CSLL, no montante de R\$125.674 atualizado até 31 de março de 2018 (R\$124.605 até 31 de dezembro de 2017). Em razão de, no exclusivo entendimento da RFB, ter havido uma dedutibilidade indevida nas bases de cálculo de IRPJ e CSLL em função do ágio registrado na incorporação da AES Gás Empreendimentos Ltda e Tietê Participações Ltda. Vale esclarecer que o ágio objeto do questionamento decorreu da expectativa de rentabilidade futura na aquisição da Companhia de Geração Tietê S.A. quando do leilão de privatização do setor elétrico ocorrido em 1998. Em maio de 2013, houve decisão de 1ª instância favorável à Companhia. Em maio de 2016, foi proferida decisão de 2ª instância desfavorável aos interesses da Companhia. Segundo o entendimento do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), o aproveitamento do ágio foi considerado ilegítimo e reduzida apenas a multa aplicada no Auto de Infração de 150% para 75%. Em agosto de 2016, a Companhia recebeu intimação relativa à decisão desfavorável proferida pelo CARF. Em virtude de omissões quanto a fundamentação legal da decisão, a Companhia opôs embargos de declaração. Em novembro de 2016, a Companhia recebeu decisão desfavorável, a qual rejeitou os embargos de declaração apresentados. Em face desta decisão, foi interposto Recurso Especial. Em outubro de 2017, foi proferida decisão desfavorável aos interesses da Companhia pela Câmara Superior do CARF. Desta forma, encerraram-se as possibilidades de recursos na esfera administrativa. Em Janeiro de 2018, a Companhia ingressou com medida judicial para discutir o débito em questão. Ainda, com o intuito de suspender a exigibilidade do débito, foi apresentado seguro garantia e obtida decisão liminar para garantir a suspensão do débito. Atualmente, aguarda-se o julgamento de mérito em 1ª instância. Em que pese o encerramento da esfera administrativa de forma desfavorável, o prognóstico de perda permanece inalterado.
- (c.3) Auto de infração - Refere-se ao Auto de Infração lavrado pela Secretaria da Receita Federal por dedução supostamente indevida, no ano de 2008, dos investimentos

Notas Explicativas

realizados em projetos de P&D da base de cálculo de IRPJ/CSLL, bem como a variação monetária passiva decorrente dos investimentos. Em novembro de 2012 foi apresentada defesa pela Companhia, tendo sido proferido julgamento desfavorável aos interesses da Companhia. Em novembro de 2013, foi apresentado recurso voluntário. Em maio de 2016, foi proferida decisão de 2ª instância desfavorável à Companhia. Em decorrência, foram opostos embargos de declaração. Em outubro de 2016, foi proferida decisão desfavorável que rejeitou os embargos de declaração. Em decorrência, foi interposto recurso especial, o qual encontra-se pendente de julgamento pela Câmara Superior do CARF. Em que pese a decisão desfavorável, o prognóstico de perda permanece inalterado. O valor atualizado até 31 de março de 2018 é de R\$8.928 (R\$8.848 em 31 de dezembro de 2017).

- (c.4) **Mandado de Segurança- Multa de Mora:** Em abril de 2005, a Companhia moveu ação judicial em face da União Federal com o intuito de afastar a aplicação de multa de mora dos pagamentos de diferenças espontaneamente recolhidas a título de Contribuição ao PIS e da COFINS, referentes aos meses de junho a outubro de 2004. Em outubro de 2005, foi proferida decisão de 1ª instância, favorável aos interesses da Companhia. Em decorrência, a União Federal interpôs o recurso de apelação. Em setembro de 2008, foi proferida decisão de 2ª instância que negou provimento ao recurso da União Federal, mantendo a decisão favorável a Companhia. Em face desta decisão, a União Federal interpôs Recurso Especial e a Vice-Presidência do Tribunal Regional Federal da 3ª Região determinou que fosse realizado o juízo de retratação e, com isso, um novo julgamento do recurso de apelação da União. Em fevereiro de 2010, foi proferida decisão monocrática favorável aos interesses da União Federal. Em decorrência, em fevereiro de 2011, a Companhia interpôs Recurso Especial. Atualmente, aguarda-se o julgamento do referido recurso. O valor atualizado até 31 de março de 2018 é de R\$9.248 (R\$9.188 em 31 de dezembro de 2017).
- (d) **Regulatório:** Resolução Conselho Nacional de Política Energética - CNPE nº 3, de 6 março de 2013: A Resolução CNPE nº 3, estabeleceu diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, bem como instituiu novo critério para rateio do custo do despacho adicional de usinas termelétricas durante a fase de transição e anterior à implementação do novo cálculo do PLD (de abril a agosto de 2013). Pelo novo critério, o custo dos Encargos de Serviços do Sistema - ESS por motivo de segurança energética, que era rateado integralmente pela categoria consumo, consumidores livres e distribuidoras, passa a ser rateado por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional - SIN, inclusive geradores e comercializadores.

Em maio de 2013, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE) obteve liminar que suspendeu o rateio do ESS aos produtores independentes. A decisão judicial apontou que os custos só poderiam ser repassados aos produtores independentes por meio de mudança em lei. Conforme informações dos assessores legais da Companhia, a chance de perda da ação é classificada como possível.

Em 05 de dezembro de 2014, houve sentença favorável à APINE, ratificando a liminar obtida, declarando desta forma a inexigibilidade do ESS decorrente da Resolução CNPE 03. Em 12 de dezembro de 2014, a União interpôs apelação à referida sentença. Em 01 de junho de 2015, a APINE apresentou suas contrarrazões à apelação interposta pela União.

Em 07 de junho de 2016, por unanimidade de votos, a 7ª Turma do Tribunal Regional Federal da 1ª Região negou provimento ao recurso de apelação da União. Em decorrência, foi interposto recurso especial, o qual encontra-se pendente de julgamento. Com base nas decisões judiciais e nos pareceres jurídicos obtidos pela APINE, a Companhia não reconhece o custo do ESS por motivo de segurança energética. A liminar obtida pela APINE continua vigente.

Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar aproximadamente R\$109.482, referentes aos valores originais divulgados pela CCEE nas liquidações financeiras ocorridas até 31 de março de 2018 (R\$109.482 até 31 de dezembro de 2017).

Notas Explicativas

- (e) **Imobiliário:** Refere-se à ação de desapropriação indireta do imóvel confrontante em face da Companhia, em razão da erosão hídrica das águas do reservatório requerendo, além da indenização, realização de obras para contenção da erosão (águas do reservatório teriam invadido e inutilizado parte da propriedade da Autora). Em março de 2017, foi proferida decisão de 1ª instância favorável aos interesses da Companhia, a qual julgou totalmente improcedente a ação de desapropriação indireta proposta em face da Companhia. Em junho de 2017, a autora interpôs o recurso de apelação. Atualmente, aguarda-se o julgamento do referido recurso. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, esta deverá ser apurada em fase de liquidação de sentença, portanto, trata-se de valor inestimável.

19.3 Outros processos - Rebaixamento Hidrelétrico (*Generation Scaling Factor - GSF*)

A APINE obteve em 1º de julho de 2015, uma liminar favorável a todas as geradoras elétricas representadas pela associação no âmbito da Ação Judicial, entre elas a Companhia. Em 07 de fevereiro de 2018, a ação judicial foi julgada improcedente em 1ª instância e, conseqüentemente, revogou os efeitos da liminar que protegia as empresas associadas da APINE dos efeitos do GSF no Mecanismo de Realocação de Energia - "MRE". Em 14 de fevereiro de 2018, foram opostos embargos de declaração, julgados em 16 de fevereiro de 2018, preservando os efeitos da liminar durante o período em que a mesma esteve válida, ou seja, de 01 de julho de 2015 a 07 de fevereiro de 2018, até o julgamento definitivo, em 2ª instância. Em 20 de fevereiro de 2018, a ANEEL opôs embargos de declaração, com o objetivo de reformar a parcela da decisão que restabeleceu os efeitos de liminar. Em 06 de março de 2018, foi proferida decisão que negou provimento aos embargos de declaração da ANEEL e, conseqüentemente, manteve os efeitos da liminar favorável à APINE. A APINE irá interpor recurso de apelação contra a decisão de improcedência. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia estima o desembolso de aproximadamente R\$861.537 até 31 de março de 2018 (R\$711.048 em 31 de dezembro de 2017), montante este recebido pela Companhia por meio das liquidações financeiras da CCEE, sem impacto deste valor em sua demonstração de resultado, uma vez que os efeitos dessas operações já se encontram devidamente reconhecidos, sem considerar os efeitos das medidas liminares. Com a finalidade de atender possíveis compromissos futuros do GSF, esses montantes recebidos estão mantidos em investimentos com vencimento abaixo de três meses, na rubrica Caixa e equivalentes de caixa. Vide notas explicativas nº 13 e 30.3 (c.2).

Cartas de fiança, seguro garantia e caução

Em 31 de março de 2018, a Companhia possui 1 carta de fiança no valor de R\$461 e 3 seguros garantia no valor de R\$154.693 para processos judiciais de natureza tributária e trabalhista, totalizando uma importância segurada de R\$155.154, ao custo de 0,34% a 3,25% a.a. Os valores referentes ao seguro garantia estão registrados como despesas pagas antecipadamente e amortizados no resultado do exercício de acordo com o prazo contratual, de forma linear.

20 ENCARGOS SETORIAIS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
CIRCULANTE				
Pesquisa e desenvolvimento	8.428	11.203	8.428	11.203
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	7.573	7.789	7.573	7.789
Fundo nacional de desenvolvimento científico tecnológico	569	484	569	484
Ministério de minas e energia	284	242	284	242
Taxa de fiscalização ANEEL	566	565	647	646
Subtotal	17.420	20.283	17.501	20.364
NÃO CIRCULANTE				
Pesquisa e desenvolvimento	10.313	8.459	10.313	8.459
Subtotal	10.313	8.459	10.313	8.459
Total	27.733	28.742	27.814	28.823

Notas Explicativas

21 OUTRAS OBRIGAÇÕES

CIRCULANTE	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Meio ambiente	1.714	1.690	3.457	4.026
Ônus de acordo bilateral - Eletropaulo (nota 1)	4.178	4.923	4.178	4.923
Ajuste financeiro MCSD ⁽ⁱⁱⁱ⁾	-	-	3.346	-
Obrigações especiais ⁽ⁱ⁾	454	-	454	-
Demais obrigações	562	474	609	509
Subtotal	6.908	7.087	12.044	9.458

NÃO CIRCULANTE	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Obrigações de aquisições ⁽ⁱⁱ⁾	89.096	92.891	89.631	93.103
Meio ambiente	9.255	9.110	14.558	13.812
Ônus de acordo bilateral - Eletropaulo (nota 1)	-	410	-	410
Obrigações especiais ⁽ⁱ⁾	4.215	-	4.215	-
Ajuste financeiro MCSD ⁽ⁱⁱⁱ⁾	-	-	5.934	-
Demais obrigações	2.568	2.548	2.568	2.602
Subtotal	105.134	104.959	116.906	109.927
Total	112.042	112.046	128.950	119.385

- (i) Referem-se às contribuições recebidas do consumidor para possibilitar a execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, e sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do Poder Concedente. De acordo com a publicação do Decreto 9022/2017, em seu artigo 27, os recursos do fundo de reversão e da RGR que foram investidos e não compensados serão corrigidos monetariamente. Assim, a Companhia amortizará integralmente os débitos com o fundo da RGR até 31 de dezembro de 2026. A CCEE vem cobrando o referido saldo em parcelas mensais, aplicando juros de 5% a.a..
- (ii) Refere-se à parte da contraprestação a ser transferida em troca da aquisição do controle acionário do Complexo Alto Sertão II.
- (iii) Conforme mencionado na nota explicativa nº 1, as controladas do Complexo Alto Sertão II desconstruíram um volume total de 100,2 MWh de energia dos parques do LEN 2011 (A-3) para o período de janeiro a dezembro de 2017. Com a mudança de controle para a companhia, ficou estabelecido no contrato de venda para a Renova Comercializadora de Energia S.A, firmado em 03 de agosto de 2017, cláusula 7, que a diferença entre a energia comprada e a energia alocada (entregue), geraria uma obrigação de ressarcimento, com as mesmas regras do CCEAR com a CCEE, detalhados na nota explicativa nº 18. De acordo com o estabelecido, o ressarcimento de longo prazo será pago a partir de fevereiro de 2020. O total de ressarcimento atualizado até 31 de março de 2018 é de R\$ 9.280, sendo R\$3.346 no passivo circulante e R\$5.934 no passivo não circulante.

22 PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Para maiores detalhes sobre o capital social, vide nota explicativa nº 23 das demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

A seguir está apresentada a composição acionária da Companhia:

Em março de 2018, a Companhia concluiu a venda das ações em tesouraria oriundas dos acionistas que exerceram seu direito de retirada, em 07 de julho de 2017. O total da venda destas ações foi de 19.700 ações ordinárias e 78.800 ações preferenciais, nos montantes de R\$43 e R\$172, respectivamente.

Notas Explicativas

	31.03.2018		31.12.2017	
	Ordinárias		Ordinárias	
	Quantidade	%	Quantidade	%
Acionistas				
AES Holdings Brasil Ltda.	477.289.199	61,57	477.289.199	61,57
BNDESPar	111.477.600	14,38	111.477.600	14,38
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.	31.228.340	4,03	31.228.340	4,03
Outros	155.179.442	20,02	155.159.742	20,02
Ações ordinárias em circulação	775.174.581	100,00	775.154.881	100,00
Ações em tesouraria	3	-	19.703	-
Total das ações ordinárias	775.174.584	100,00	775.174.584	100,00
Acionistas				
AES Holdings Brasil Ltda.	471.926	0,04	471.926	0,04
BNDESPar	445.910.403	37,40	445.910.403	37,40
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.	124.913.360	10,48	124.913.360	10,48
Outros	620.914.627	52,08	620.835.827	52,07
Ações preferenciais em circulação	1.192.210.316	100,00	1.192.131.516	99,99
Ações em tesouraria	12	-	78.812	0,01
Total das ações preferenciais	1.192.210.328	100,00	1.192.210.328	100,00
Total das ações	1.967.384.912		1.967.384.912	

22.1 Reservas, ajuste de avaliação patrimonial e outros resultados abrangentes

	Controladora	
	31.03.2018	31.12.2017
Reservas de capital:		
Reserva especial de ágio na incorporação	186.570	186.570
Remuneração das imobilizações em curso - capital próprio	9.405	9.405
Ações e opções de ações outorgadas	2.510	2.414
Ações em tesouraria	264	117
Subtotal	198.749	198.506
Avaliação patrimonial:		
Ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	787.364	801.742
Outros resultados abrangentes:		
Plano de previdência privada - ganho (perda) atuarial, líquido de impostos	770	770
Hedge de fluxo de caixa, líquido de impostos	40	624
Subtotal	810	1.394
Reservas de lucro:		
Reserva legal	83.329	83.329
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	47.678	47.678
Reserva de investimentos	8.463	8.463
Subtotal	139.470	139.470
Total	1.126.393	1.141.112

Para maiores detalhes sobre as reservas de capital e de lucro, ajuste de avaliação patrimonial e outros resultados abrangentes, vide nota explicativa nº 23.1 das demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Notas Explicativas

23 RESULTADO POR AÇÃO

O objetivo do cálculo do resultado por ação é o de permitir comparações de desempenho entre diferentes companhias no mesmo período, bem como para a mesma companhia em períodos diferentes.

As ações preferenciais e ordinárias da Companhia possuem direitos econômicos equivalentes.

23.1 Demonstração do cálculo do resultado por ação - básico

A tabela a seguir apresenta o resultado básico por ação para os trimestres findos em 31 de março de 2018 e 2017, excluindo as ações ordinárias e preferenciais mantidas como ações em tesouraria.

	Controladora		
	31.03.2018	31.03.2017	
Numerador:			
Resultado líquido do período	54.425	126.000	
Denominador (em milhares de ações):			
Média ponderada do número de ações ordinárias	775.175	775.175	
Média ponderada do número de ações preferenciais	1.192.210	1.192.210	
Remuneração das ações preferenciais - idênticas às ordinárias	1,00	1,00	
Média ponderada do número de ações preferenciais ajustadas	1.192.210	1.192.210	
Denominador ajustado			
Denominador para lucro básico por ação	1.967.385	1.967.385	
Denominador para lucro básico por ação ajustado	1.967.385	1.967.385	
Resultado básico por ação (R\$ por ação)			
Resultado básico por ação ordinária	0,02766	0,06404	
Resultado básico por ação preferencial	0,02766	0,06404	
Resultado básico por Unit	0,13832	0,32022	
Resultado atribuível aos acionistas:			
Período	Ordinárias	Preferenciais	Total
31.03.2018	21.554	33.204	54.758
31.03.2017	49.649	76.351	126.000

23.2 Demonstração do cálculo do lucro por ação - diluído

Conforme mencionado na nota explicativa 22.1, a Companhia possui uma reserva especial de ágio no montante de R\$186.570 (R\$186.570 em 31 de dezembro de 2017), que poderá ser capitalizada a favor de sua controladora AES Holdings Brasil Ltda. e da BNDESPAR Participações S.A., sendo garantida aos demais acionistas a participação nesse aumento de capital, de forma a manter sua participação acionária na Companhia.

As potenciais ações a serem emitidas em razão da capitalização da reserva especial de ágio são consideradas diluidoras para o cálculo do resultado por ação diluído da Companhia, considerando a hipótese de que todas as condições para sua emissão foram atendidas.

Caso a reserva seja capitalizada em favor dos acionistas AES Holdings Brasil Ltda. e da BNDESPAR com emissão de 100% das ações e nenhum acionista minoritário exerça seu direito de participar do aumento de capital, o percentual dos demais acionistas reduziria de 47,38% para 45,61% em 31 de março de 2018, considerando os preços das ações nesta mesma data.

Notas Explicativas

	Controladora	
	31.03.2018	31.03.2017
Numerador:		
Resultado líquido do período	54.425	126.000
Denominador incluindo ações a serem subscritas com a totalidade da reserva de ágio (em milhares de ações):		
Média ponderada do número de ações ordinárias	804.462	802.301
Média ponderada do número de ações preferenciais	1.239.318	1.233.776
Resultado diluído por ação (R\$ por ação)		
Resultado diluído por ação ordinária	0,02663	0,06188
Resultado diuído por ação preferencial	0,02663	0,06188
Resultado diluído por Unit	0,13315	0,30942

Lucro atribuível aos acionistas em uma possível realização da reserva de ágio

Período	Ordinárias	Preferenciais	Total
31.03.2018	21.554	33.204	54.758
31.03.2017	49.649	76.351	126.000

24 RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Controladora				Consolidado			
	31.03.2018		31.03.2017		31.03.2018		31.03.2017	
	MWh	R\$	MWh	R\$	MWh	R\$	MWh	R\$
Contratos bilaterais	2.227.288	375.621	2.475.386	383.114	2.227.288	375.621	2.475.386	383.114
Mercado de curto prazo								
MRE	138.466	13	417.720	3.929	138.466	13	417.720	3.929
SPOT	282.885	56.626	301.849	41.253	295.294	54.198	301.849	41.253
Outros	-	10.959	-	3.075	-	10.959	-	3.075
Leilão - Eletropaulo (nota 28.1)	-	-	92.889	14.020	-	-	92.889	14.020
Leilão - Outras empresas	60.184	9.351	69.516	10.406	60.184	9.351	69.516	10.406
LER 2010	-	-	-	-	131.608	24.895	-	-
LEN 2011	-	-	-	-	48.604	7.228	-	-
Partes relacionadas (nota 28.1)	-	-	-	-	-	124	-	-
Outras receitas	-	81	-	27	-	185	-	27
Receita operacional bruta	2.708.823	452.651	3.357.360	455.824	2.901.444	482.574	3.357.360	455.824
PIS e Cofins	-	(41.441)	-	(41.089)	-	(43.957)	-	(41.089)
ICMS	-	(4.655)	-	(7.712)	-	(4.655)	-	(7.712)
Pesquisa e desenvolvimento	-	(3.884)	-	(3.857)	-	(3.884)	-	(3.857)
ISS	-	(1)	-	-	-	33	-	-
Receita operacional líquida	2.708.823	402.670	3.357.360	403.166	2.901.444	430.111	3.357.360	403.166

25 CUSTO DA ENERGIA COMPRADA E TRANSMISSÃO

	Controladora				Consolidado			
	31.03.2018		31.03.2017		31.03.2018		31.03.2017	
	MWh	R\$	MWh	R\$	MWh	R\$	MWh	R\$
Contratos bilaterais	241.307	(40.273)	296.118	(47.675)	292.154	(41.096)	296.118	(47.675)
Contratos com partes relacionadas (nota 28.1)	117.343	(28.931)	-	-	-	-	-	-
Mercado de curto prazo								
MRE	18.886	(1.148)	-	-	18.886	(1.148)	-	-
SPOT	-	2.098	(17.793)	(726)	27.578	(3.299)	(17.793)	(726)
Outros	-	(4.233)	-	(137)	-	(4.233)	-	(137)
Encargos de transmissão	-	(33.108)	-	(31.865)	-	(37.756)	-	(31.865)
Encargos de conexão	-	(760)	-	(906)	-	(874)	-	(906)
PIS crédito	-	2.398	-	1.513	-	2.398	-	1.513
COFINS crédito	-	11.047	-	6.970	-	11.048	-	6.970
Total	377.536	(92.910)	278.325	(72.826)	338.618	(74.960)	278.325	(72.826)

Notas Explicativas

26 OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
Seguros	(2.440)	(2.153)	(2.738)	(2.153)
Contribuições setoriais	(2.534)	(1.674)	(2.647)	(1.674)
Perdas no recebimento de créditos de liquidação duvidosa	(2.343)	-	(2.343)	-
Perdas na baixa de ativo imobilizado e intangível	(177)	(195)	(177)	(195)
Doações ao Instituto AES Brasil (nota 28.1)	-	(160)	-	(160)
Arrendamentos e aluguéis	(382)	(35)	(1.093)	(35)
Aluguéis com partes relacionadas (nota 28.1)	(308)	(297)	(308)	(297)
Outras doações	-	(24)	-	(24)
Outros	(223)	(320)	(197)	(320)
Total	(8.407)	(4.858)	(9.503)	(4.858)

27 RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
Receitas Financeiras				
Renda de aplicações financeiras	23.046	20.036	24.607	20.036
Renda de cauções e depósitos judiciais	2.214	218	2.214	218
PIS e COFINS sobre receita financeira	(1.185)	(951)	(1.249)	(951)
Outras	229	197	230	197
Total	24.304	19.500	25.802	19.500
Despesas Financeiras				
Encargos de dívidas	(50.856)	(43.701)	(74.314)	(43.701)
Atualização monetária de debêntures, empréstimos e financiamentos	(9.019)	(5.557)	(12.505)	(5.557)
Atualizações monetárias - P&D e Eficiência Energética	(285)	(565)	(285)	(565)
Juros capitalizados transferidos para o imobilizado/intangível em curso ⁽ⁱ⁾	823	2.854	823	2.854
Cartas de fiança e seguros garantia	(537)	(571)	(6.637)	(571)
Multas moratórias, compensatórias e sancionatórias	(79)	(243)	(215)	(243)
Atualização monetária sobre ônus de acordo bilateral - Eletropaulo (nota 1)	(85)	-	(85)	-
Atualização monetária de processos judiciais e outros	(1.072)	(657)	(1.070)	(657)
Atualização monetária de passivo ambiental	(169)	(293)	(169)	(293)
Atualização monetária de obrigações por aquisições	(1.375)	-	(1.375)	-
Atualização monetária GSF (nota 13)	(19.815)	(2.745)	(19.815)	(2.745)
Outras	(1.789)	(947)	(2.108)	(947)
Total	(84.258)	(52.425)	(117.755)	(52.425)
Variações Cambiais, líquidas				
Ganho (Perda) sobre o repasse de energia - Itaipú (nota 19.1)	(207)	1.191	(207)	1.191
Marcação a mercado da opção	(3.512)	-	(3.512)	-
Outras	(16)	6	(16)	6
Total	(3.735)	1.197	(3.735)	1.197
Total Líquido	(63.689)	(31.728)	(95.688)	(31.728)

- (i) Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 9,4% a.a. no trimestre findo em 31 de março de 2018 (14,4% a.a. no trimestre findo em 31 de março de 2017), sobre os ativos qualificáveis.

Notas Explicativas

28 PARTES RELACIONADAS

28.1 Transações com partes relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Ativo				
Contas a receber de partes relacionadas				
AES Tietê Integra (i)	-	-	524	400
Máquinas e equipamentos				
Boa Hora 3 (i)	-	-	524	400
	-	-	1.048	800
Passivo				
Fornecedores				
Eletropaulo - sublocação (ii)	101	101	101	101
Boa Hora 3 (i)	-	-	524	400
AES Tietê Integra (iii)	-	20	-	-
Outras obrigações				
Ônus de acordo bilateral - AES Eletropaulo (iv)	4.178	5.333	4.178	5.333
Obrigações com entidade de previdência privada				
FUNCESP - Obrigações pós-emprego (v) (nota 17)	4.466	3.954	4.466	3.954
Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar - AES Holdings Brasil	-	2.565	-	2.565
	8.745	11.973	9.269	12.353

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.03.2017	31.03.2018	31.03.2017
Resultado				
Receita operacional líquida				
Eletropaulo - Leilão (iv) (nota 26)	-	14.020	-	14.020
AES Tietê Integra (i)	-	-	124	-
Energia elétrica comprada para revenda (vii)	(28.931)	-	-	-
FUNCESP - Obrigações pós-emprego - Plano previdenciário (v) (nota 17)	(842)	(1.079)	(842)	(1.079)
Outras receitas e despesas				
Sublocação: AES Eletropaulo (ii)	(308)	(297)	(308)	(297)
Doações ao Instituto AES Brasil (vi)	-	(160)	-	(160)
Resultado financeiro				
Variações Monetárias - atualização do ônus de acordo bilateral (iv)	(85)	-	(85)	-
	(30.166)	12.484	(1.111)	12.484

- (i) Contrato de prestação de serviços entre as controladas AES Tietê Integra e Boa Hora 3, tendo como finalidade a construção de uma subestação para conexão do Complexo Solar Boa Hora.
- (ii) Corresponde ao contrato de sublocação de parte de imóvel comercial celebrado entre a Eletropaulo (sublocadora) e a Companhia (sublocatária), pelo prazo de 10 anos. A ANEEL aprovou a operação por meio do despacho nº. 2.804/2012.
- (iii) Contrato de prestação de serviços celebrado entre a controlada AES Tietê Integra e Companhia, tendo como finalidade o reparo e manutenção de equipamentos elétrico e eletrônico, com vigência de 30 dias.
- (iv) A partir de janeiro de 2016, a Companhia passou a vender energia através de leilão - CCEAR, em consonância com as regras estabelecidas e reguladas pela ANEEL, para a Eletropaulo. O contrato tem prazo de duração de 3 anos e preço médio de R\$142,00, e o volume envolvido é de aproximadamente 49,7 MWh. Por se tratar de um contrato regulado, o mesmo não foi submetido à anuência da ANEEL. Conforme mencionado na nota explicativa nº 1, foi aprovada a rescisão deste contrato a partir de maio de 2017 e a Companhia arcou com o ônus tarifário da Eletropaulo no montante de R\$7.738.
- (v) A Companhia é parte integrante do Conselho Deliberativo do fundo, possuindo influência significativa na administração do mesmo. Os detalhes do plano previdenciário com a FUNCESP estão demonstrados na nota explicativa nº 17.

Notas Explicativas

- (vi) A Companhia integra os membros associados do Instituto AES Brasil. A partir de 2017, o Instituto AES Brasil consolida a atuação social voluntária das empresas do Grupo AES Brasil visando dar maior capilaridade e impacto aos projetos já existentes, e criar novas possibilidades de impacto social. As doações efetuadas ao Instituto AES Brasil têm o objetivo de subsidiar projetos que impulsionem a inovação social, viabilizando novas soluções de energia e de geração de renda que promovam transformações positivas na vida das pessoas e das comunidades.
- (vii) A partir de janeiro de 2018, a Companhia passou a comprar energia das SPEs do Complexo Alto Sertão II através do MCSD, em consonância com as regras estabelecidas e reguladas pela CCEE. O contrato tem validade até 31 de dezembro de 2018, preço médio de R\$246,55 e volume envolvido de aproximadamente 54,3 MWm.

Contrato de Cooperação Recíproca

A Companhia e a Eletropaulo assinaram em 05 de junho de 2014 um Contrato de Cooperação Recíproca para Implantação do Projeto de Reflorestamento Ciliar, pelo prazo de 4 anos. A Companhia, como condicionante da licença de operação, precisa recompor a cobertura vegetal no entorno dos reservatórios e manter um viveiro de mudas. Assim a Companhia elaborou um Plano de Reflorestamento com previsão de conclusão até o final da concessão (2029) e conta com a formação de parcerias para seu cumprimento.

Já a Eletropaulo, em decorrência de manutenções e obras nas redes de distribuição e subtransmissão, possui Termos de Compromisso de Recuperação Ambiental (“TCRAs”) celebrados com a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (“CETESB”) a serem cumpridos. Desta forma a parceria se caracteriza com: (i) a Companhia indicando os espaços disponíveis para o reflorestamento e fornecendo as mudas gratuitamente e (ii) a Eletropaulo sendo a responsável pela execução do projeto e manutenção da área reflorestada.

Através desta parceria já foram plantados 116,98 hectares, sendo 50,7 hectares no Reservatório da Usina Hidrelétrica de Promissão e 66,28 hectares na Usina Hidrelétrica de Água Vermelha. A ANEEL aprovou a operação por meio do despacho nº. 719/2014. Por se tratar de contrato de cooperação, não há impactos a serem demonstrados como parte relacionadas.

28.2 Remuneração da alta administração

A remuneração da alta administração é composta pela Diretoria Estatutária e Conselho de Administração. A remuneração nos trimestres findos em 31 de março de 2018 e 2017 é apresentada a seguir:

	Controladora e Consolidado	
	31.03.2018	31.03.2017
Benefícios de curto prazo (a)	1.516	1.606
Benefícios pós-emprego (b)	38	19
Outros benefícios de longo prazo (c)	48	18
Benefícios de rescisão contrato de trabalho	335	-
Remuneração baseada em ações (d)	54	40
Total	1.991	1.683

- a) Compostos por ordenados, salários e contribuições para a previdência social e benefícios não monetários (tais como assistência médica, moradia, automóveis e bens ou serviços gratuitos ou subsidiados);
- b) Compostos por pensões, outros benefícios de aposentadoria, seguro de vida pós-emprego e assistência médica pós-emprego;

Notas Explicativas

- c) Compostos por licença remunerada, gratificação por tempo de serviço, participação nos lucros, gratificações e outras compensações diferidas; e
- d) Compostos por ações e opções de ações da The AES Corporation outorgadas à alta administração.

A remuneração dos administradores é aprovada pelos acionistas em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, com exceção ao plano de remuneração baseado em ações que é administrado e custeado pela The AES Corporation.

29 SEGUROS

Em 31 de março de 2018, a cobertura de seguros, considerada suficiente pela Administração da Companhia cobrir eventuais sinistros e responsabilidade civil, é resumida como segue:

Risco	Período de vigência		Importância segurada
	de	até	
Riscos operacionais - (Hidrelétricas e Eólicas)	31/12/2017	31/12/2018	3.250.000
Seguro terrorismo	31/12/2017	31/12/2018	975.000
Vida em grupo	01/01/2018	01/01/2019	25 X salário, com o máximo de R\$ 1.833
Responsabilidade civil geral (Hidrelétricas e Eólicas)	01/04/2018	01/04/2019	40.000
Riscos ambientais	01/04/2018	01/04/2019	10.000
Frota veículos - RCF	01/04/2018	01/04/2019	RCFV Garantia única R\$ 1.000
Responsabilidade civil de administradores- D&O	01/04/2018	01/04/2019	100.000

Os limites de proteção são compartilhados entre algumas empresas do Grupo AES, com exceção do seguro de frota veículos - RCF, que tem limite de proteção contratado individualmente por veículo. Para todos os seguros, o prêmio é pago individualmente por cada empresa, conforme o critério de rateio aplicável a cada apólice.

O seguro terrorismo é complementar ao seguro de riscos operacionais e faz parte do programa de proteção dos ativos do Grupo AES Brasil.

As apólices corporativas de Responsabilidade Civil Geral, Riscos Ambientais e D&O passaram a contemplar os parques eólicos adquiridos.

30 INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

30.1 Instrumentos financeiros

30.1.1 Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia e suas controladas são como segue:

	Notas	Consolidado				Categoria
		31.03.2018		31.12.2017		
		Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo	
ATIVO (Circulante e não circulante)						
Caixa e Equivalentes de caixa	4	19.057	19.057	134.593	134.593	Custo amortizado
Investimentos de curto prazo	4	1.720.329	1.720.329	1.069.928	1.069.928	Valor Justo por meio de Resultado
Contas a receber de clientes	5	310.801	310.801	326.070	326.070	Custo amortizado
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	30.2	9.677	9.677	13.163	13.163	Mensurados ao valor justo por meio do resultado
Derivativos - ganhos não realizados em operações de hedge	30.2	60	60	945	945	Operações de hedge
Cauções e depósitos vinculados	9	244.852	244.852	221.188	221.188	Custo amortizado
Total		2.304.776	2.304.776	1.765.887	1.765.887	
PASSIVO (Circulante e não circulante)						
Fornecedores	13	955.190	955.190	843.105	843.105	Custo amortizado
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	3.926.331	3.933.191	3.589.621	3.596.962	Custo amortizado
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar		976	976	11.646	11.646	Custo amortizado
Total		4.882.497	4.889.357	4.444.372	4.451.713	

A rubrica Investimentos de curto prazo é composta basicamente por certificados de depósitos bancários (CDBs) e fundo de investimento, os quais são marcados a mercado mensalmente com

Notas Explicativas

base na curva da taxa CDI para a data final do exercício, conforme definido em sua data de contratação.

Para a rubrica Debêntures, empréstimos e financiamentos o método de mensuração utilizado para cômputo do valor de mercado foi o fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de liquidação desses passivos e taxas de mercado vigentes, respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço.

Para as demais rubricas, o valor contábil dos instrumentos financeiros é uma aproximação razoável do valor justo. Logo, a Companhia e suas controladas optaram por divulgá-los com valores equivalentes ao valor contabilizado.

30.1.2 Hierarquia do valor justo

A tabela abaixo apresenta os instrumentos financeiros registrados a valor justo, conforme método de mensuração:

	31.03.2018			31.12.2017				
	Valor justo	Mensuração			Valor justo	Mensuração		
		Nível 1	Nível 2	Nível 3		Nível 1	Nível 2	Nível 3
ATIVO								
Investimentos de curto prazo	1.720.329	-	1.720.329	-	1.069.928	-	1.069.928	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	9.677	-	9.677	-	13.163	-	13.163	
Derivativos - ganhos não realizados em operações de hedge (nota 30.1.3)	60	-	-	60	945	-	945	
Total - Ativo	1.730.066	-	1.730.006	60	1.084.036	-	1.083.091	

A mensuração dos instrumentos financeiros está agrupada em níveis de 1 a 3, com base no grau em que seu valor justo é cotado:

Nível 1 - preços cotados nos mercados ativos para ativos e passivos idênticos;

Nível 2 - outras técnicas para as quais todos os dados que tenham efeito significativo sobre o valor justo registrado sejam observáveis, direta ou indiretamente; e

Nível 3 - técnicas que usam dados que tenham efeito significativo no valor justo registrado que não sejam baseados em dados observáveis no mercado.

Durante o trimestre findo em 31 de março de 2018 e exercício findo em 31 de dezembro de 2017, não houve transferência decorrente de avaliação de valor justo entre os níveis 1 e 2.

30.1.3 Exposição ao risco de preços entre submercados que são objeto hedge de fluxo de caixa

A Companhia está exposta a risco de diferenças de preços entre submercados decorrentes de contratos de venda de energia no submercado Nordeste e da alocação de energia no MRE, caso esta se dê em um submercado distinto daquele onde a energia é gerada. A hidrologia crítica que vem se realizando no NE nos últimos anos indica que as diferenças de preços entre os submercados podem se manter nos próximos anos.

Com o objetivo de mitigar o risco referente ao contrato de venda de energia no NE, a Companhia efetuou operações de compra no submercado NE e revenda do volume no submercado SE, que foram realizadas com a mesma contraparte para travar a exposição dos preços de submercados para o ano de 2018. Estas operações de compra e venda de energia foram firmadas com o objetivo exclusivo de mitigação de risco.

Em função das características dos referidos contratos, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de hedge de fluxo de caixa para o seu registro contábil.

Para que uma relação de cobertura seja classificada como *hedge accounting*, deve ser demonstrada a sua efetividade. Assim, foram executados testes prospectivos e retrospectivos de modo a demonstrar que as alterações no valor justo do item coberto são compensadas por alterações no valor justo do instrumento de cobertura, no que diz respeito ao risco coberto. Qualquer inefetividade apurada deve ser reconhecida no resultado no momento em que ocorre.

Notas Explicativas

Estes contratos representam em 31 de março de 2018 uma cobertura de 36% da exposição e efetividade de aproximadamente 100%.

A metodologia de contabilização e apuração deste instrumento financeiro leva em consideração o valor justo, classificado na hierarquia nível 3, no reconhecimento inicial e a cada período em que são novamente mensurados. Como técnica de valoração do valor justo, a Companhia usou um modelo desenvolvido internamente e aplicou técnicas de avaliação do valor presente por desconto de fluxo de caixa futuros dos contratos de compra e venda de energia. As premissas foram definidas com base em informações históricas de mercado, indicadores macroeconômicos e projeções do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). Na projeção do PLD utilizou-se modelos computacionais para formação de preço, além de premissas internas como hidrologia, despacho térmico, expansão da matriz energética e projeções da carga.

A parcela efetiva das variações no valor justo dos derivativos designados e qualificados como “hedge de fluxo de caixa” foi reconhecida no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes no montante de R\$885 em contrapartida ao ativo, na rubrica “Ganhos não realizados em operações de hedge”. Os valores acumulados no patrimônio serão transferidos para o resultado quando o item protegido afetar o resultado do exercício, de acordo com a competência. Até 31 de março de 2018, o valor reconhecido no resultado com efeito redutor do custo com energia comprada no mercado de curto prazo foi no montante de R\$368.

30.2 Instrumentos derivativos

Com o objetivo de minimizar impactos negativos e obter cobertura de risco de câmbio na compra futura de painéis solares fotovoltaicos e inversores para o Parque Solar Boa Hora e AGV, em 2017, a Companhia contratou operações de compra de opções de compra de moeda estrangeira, com contrapartes diferentes. A contratação destas operações não apresenta caráter especulativo.

Em 31 de março de 2018, os montantes contratados foram de US\$62.407 mil e €1.500 mil, que representam R\$204.189 e R\$5.550, respectivamente, com vencimentos entre 30 de abril de 2018 a 01 de outubro de 2018. O preço médio de exercício das opções de dólar é de R\$3,27 e das opções de euro é de R\$3,70.

Os derivativos foram inicialmente reconhecidos ao valor justo na data de contratação e foram posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente.

O valor justo das opções foi calculado com base no Modelo Black Scholes de Precificação de Opções, envolvendo as seguintes variáveis: valor do ativo objeto, preço de exercício da opção, taxa de juros, prazo e volatilidade.

A volatilidade (“vol”) foi determinada com base nos cálculos da precificação média do mercado, dólar futuro e outras variáveis aplicáveis, tendo a vol da opção de dólar uma variação média de 12,42% e a vol da opção de euro uma variação média 18,75%.

A Companhia não adotou contabilidade de hedge (*hedge accounting*) para as referidas opções de compra, pois há alguma incerteza relacionada ao cronograma dos fluxos de caixa futuros. (não considerados prováveis, uma vez que foram executados antes do fechamento dos projetos solares).

30.3 Gerenciamento de riscos

A Companhia e suas controladas estão expostas principalmente a risco de mercado, risco de crédito e risco de liquidez, além de riscos adicionais descritos nesta nota explicativa. A ocorrência de qualquer um dos riscos abaixo poderá afetar adversamente a Companhia, podendo causar um efeito em suas operações, sua condição financeira ou em seus resultados operacionais. A estrutura de gerenciamento de riscos, assim como os principais fatores de riscos estão descritos a seguir:

Notas Explicativas

(a) Estrutura de gerenciamento de riscos

A estrutura organizacional de gerenciamento de riscos da Companhia e suas controladas contam com as áreas de Gestão de Riscos, Controles Internos, Auditoria Interna e Ética e *Compliance*.

Gestão de Riscos

A Política de Gestão de Riscos tem como objetivo fornecer as diretrizes gerais para a Gestão de Riscos da Companhia, visando conceituar e documentar os princípios de Gestão de Riscos e atividades relacionadas.

A área de Gestão de Riscos é responsável por disseminar a cultura de gestão de riscos estratégicos, obter o grau de exposição a risco ao qual a Companhia está exposta, definir padrões a serem seguidos pela Companhia no que tange Gestão de Riscos, supervisionar e controlar relatórios de risco e definir gestores e responsáveis pelos riscos nas áreas de negócio.

É de responsabilidade do Conselho de Administração avaliar e deliberar sobre as questões de Gestão de Riscos estratégicos, incluindo aprovar e avaliar política e modelo de Gestão de Riscos.

A Diretoria exerce a função de assegurar a avaliação dos riscos estratégicos e planos de ação recomendados para a mitigação dos riscos. Os riscos estratégicos podem ser categorizados como riscos estratégico, financeiro, *compliance*, tecnologia, operacional, mercado, legal, regulatório, ambiental e crédito.

A Diretoria também deve fornecer sua percepção em relação aos riscos tangíveis e intangíveis aos quais suas respectivas áreas de negócios estão expostas. Para assessoramento da Diretoria Executiva, existe o Comitê de Gestão de Riscos, que tem como principal objetivo a supervisão e monitoramento do processo de riscos reportados pela área de gestão de riscos, onde são avaliados e validados os modelos de Gestão de Risco, o portfólio e os riscos relevantes da Companhia além de aprovar metas e ações e priorizar recursos para mitigação dos riscos aos qual a Companhia está exposta.

Compete ao Conselho Fiscal fiscalizar a avaliação dos riscos prioritários da Companhia bem como, em bases periódicas, discutir com a administração sua percepção quanto aos riscos tangíveis e intangíveis identificados pela Administração.

Controles Internos

A área de Controles Internos tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócio na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e/ou procedimentos internos.

Auditoria Interna

A Companhia conta com uma área de Auditoria Interna, que atua em três segmentos: operacional, financeiro e tecnologia da informação. O primeiro segmento avalia todos os processos e procedimentos ligados à operação da Companhia, o segundo avalia as demonstrações contábeis e os controles associados e o terceiro os controles de segurança da informação, todos em conformidade com a Lei norte-americana Sarbanes-Oxley, exigências da legislação brasileira, normas regulatórias do setor elétrico e normas e procedimentos internos.

A Companhia realiza anualmente uma auto-avaliação de seu ambiente de controle com o objetivo de validar a eficácia dos controles chave implementados para garantir a exatidão das demonstrações contábeis. Em caso de identificação de pontos de melhoria, a Companhia elabora planos de ação, definindo prazos e responsabilidades, para garantir a mitigação de todos os riscos associados.

Notas Explicativas

O plano anual de auditoria é elaborado em conformidade com o resultado da avaliação de riscos e tem como principal objetivo prover avaliação independente sobre riscos, ambiente de controle e deficiências significativas que possam impactar as demonstrações contábeis e processos da Companhia. Eventuais deficiências ou não conformidades são remediadas por meio de planos de ação estabelecidos pelos responsáveis pelos processos, revisados pela área de Controles Internos, caso possuam impacto nas demonstrações financeiras, e sua implementação devidamente acompanhada pelas áreas de Controles Internos, quando aplicável, e Auditoria Interna.

O plano de auditoria é aprovado pelo Comitê de Auditoria da AES Corporation, pela Diretoria e Conselho de Administração da Companhia. Além disto, o resultado das respectivas auditorias e a evolução das implementações ou regularizações dos planos de ação são apresentados periodicamente aos Diretores, Vice-Presidentes e Conselho Fiscal.

Ética e Compliance

A Companhia está comprometida em manter os mais altos padrões éticos e legais em todas as suas transações comerciais. Para tanto, potenciais parceiros de negócios são submetidos a um processo de análise e aprovação interna da Companhia, conduzido pela área de Ética e Compliance, cujo principal objetivo é “conhecer” os seus parceiros e avaliar os riscos trazidos pelas transações a serem analisadas.

Em caso de denúncia ou suspeita de fraude ou irregularidade, a questão será investigada pela área de Ética e Compliance e com base na conclusão do processo investigativo, medidas de remediação apropriadas - sejam medidas administrativas, mudanças de controles, implementação ou ajuste de processos, etc. - serão tomadas tempestivamente. Se houver um eventual impacto material nas informações contábeis intermediárias, os dados gerados pelo processo investigativo serão devidamente informados à governança da Companhia, incluindo alta administração e Conselho de Administração, com as respectivas ações tomadas e planos de remediação.

(b) Riscos resultantes de instrumentos financeiros

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

(b.1) Risco de crédito

Consiste no risco da Companhia e suas controladas incorrerem em perdas devido a um cliente ou uma contraparte do instrumento financeiro não cumprir com suas obrigações contratuais. O risco é basicamente proveniente de: contas a receber de clientes, caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

Contas a receber

A partir de 1º de janeiro de 2016, as vendas de energia da Companhia estão sendo efetuadas para consumidores livres, comercializadoras, distribuidoras e geradoras por meio de contratos bilaterais e em contratos no ambiente regulado (leilões de energia), tanto no longo como no curto prazo. Nos contratos bilaterais de venda de energia no longo prazo no ambiente de contratação livre, a Companhia possui três processos focados na mitigação de risco: (i) Análise de Crédito: Análises de demonstrativos financeiros dos clientes, concorrência, setor econômico de atuação e restritivos externos junto a *bureaus* de crédito, (ii) cálculo do rating de acordo com modelo interno e (iii) exigência de garantias: conforme análise de crédito, rating e condições contratuais. Para o mercado de curto prazo, eventuais inadimplências nos contratos de venda estão sujeitas à regulamentação da ANEEL, a qual tem a finalidade de garantir a liquidez no mercado de energia.

As vendas realizadas no ambiente regulado possuem como garantia os recebíveis da parte contratante, os quais são firmados por meio de contratos de constituição de garantias.

Notas Explicativas

Caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo

Risco associado às aplicações financeiras depositadas em instituições financeiras que estão suscetíveis às ações do mercado e ao risco a ele associado, principalmente à falta de garantias para os valores aplicados, podendo ocorrer perda destes valores.

A Companhia e suas controladas atuam de modo a diversificar o risco de crédito junto às instituições financeiras, centralizando as suas transações apenas em instituições de primeira linha e estabelecendo limites de concentração, seguindo suas políticas internas quanto à avaliação dos investimentos em relação ao patrimônio líquido das instituições financeiras e aos respectivos *ratings* das principais agências.

A Companhia e suas controladas utilizam a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard & Poor's (S&P) para identificar os bancos elegíveis de composição da carteira de investimentos. Quaisquer instituições financeiras que apresentem, em pelo menos uma das agências de risco, *rating* inferior ao estabelecido (AA-), em escala nacional em moeda local, não poderão fazer parte da carteira de investimentos.

Quanto aos valores de exposição máxima por instituições financeiras, vale o mais restritivo dos seguintes critérios definidos pela Companhia: (i) Critério de Caixa: Aplicações de no máximo 20% (Patrimônio Líquido (PL) da instituição financeira inferior a R\$6.000.000) até 25% (PL superior a R\$6.000.000) do total da carteira por instituição financeira. (ii) Critério de Patrimônio Líquido da Companhia: Aplicações de no máximo 20% de seu PL por instituição financeira; e (iii) Critério de PL da instituição financeira recebedora de recursos: Cada instituição financeira poderá receber recursos de no máximo 3% (PL inferior a R\$6.000.000) até 5% (PL superior a R\$6.000.000) de seu PL. Vale o mais restritivo dos critérios i, ii e iii.

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima ao risco do crédito na data base de 31 de março de 2018 é a seguinte:

	31.03.2018
Caixa e equivalentes de caixa	19.057
Investimentos de curto prazo	1.720.329
Contas a receber de clientes	310.801
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	9.677
Derivativos - ganhos não realizados em operações de hedge	60
Total da exposição	2.059.924

(b.2) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia e suas controladas controlam suas estruturas de capital de acordo com as condições macroeconômicas e setoriais, de forma a possibilitar os pagamentos de dividendos, maximizar o retorno de capital aos acionistas, bem como a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro e de capitais, entre outros instrumentos que julgar necessário.

De forma a manter ou ajustar a estrutura de capital, a Companhia pode revisar a sua prática de pagamento de dividendos, aumentar o capital através de emissão de novas ações ou vender ativos para reduzir o nível de endividamento, se for o caso.

A Companhia e suas controladas também monitoram constantemente sua liquidez e os seus níveis de alavancagem financeira, além de buscar o alongamento do perfil de suas dívidas, de forma a mitigar o risco de refinanciamento.

A Companhia e suas controladas incluem dentro da estrutura de dívida líquida: debêntures, empréstimos, financiamentos e arrendamentos financeiros, menos caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

Notas Explicativas

Na tabela abaixo, está demonstrado o índice de alavancagem financeira:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2018	31.12.2017	31.03.2018	31.12.2017
Empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 15)	2.801.120	2.458.404	3.926.331	3.589.621
Caixa e equivalentes de caixa (nota 4)	(787)	(44.294)	(19.057)	(134.593)
Investimentos de curto prazo (nota 4)	(1.670.050)	(1.067.545)	(1.720.329)	(1.069.928)
Dívida líquida	1.130.283	1.346.565	2.186.945	2.385.100
Patrimônio líquido	1.612.176	1.557.690	1.612.176	1.557.690
Índice de alavancagem financeira	70,11%	86,45%	135,65%	153,12%

Do endividamento financeiro total consolidado em 31 de março de 2018, 2,90% (28,26% em 31 de dezembro de 2017) era de curto prazo e o prazo médio é de 4,8 anos (4,2 anos em 31 de dezembro de 2017).

Além do endividamento financeiro apresentado acima, a Companhia e suas controladas monitoram sua situação financeira com base em índices financeiros utilizados para fins de *covenants*, conforme nota explicativa nº 15.7.

(b.3) Risco de liquidez

O risco de liquidez acontece com a dificuldade de cumprir com obrigações contratadas em datas previstas.

A Companhia e suas controladas adotam como política de gerenciamento de risco: (i) manter um nível mínimo de caixa como forma de assegurar a disponibilidade de recursos financeiros; (ii) monitorar diariamente os fluxos de caixa previstos e realizados, (iii) manter aplicações financeiras com vencimentos diários ou que fazem frente aos desembolsos, de modo a promover máxima liquidez; (iv) estabelecer diretrizes para contratação de operações de hedge exclusivamente para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições.

A tabela a seguir apresenta informações sobre os vencimentos futuros dos passivos financeiros da Companhia e suas controladas. Para a rubrica “Debêntures” e “Empréstimos e Financiamentos” estão sendo considerados os fluxos de caixa projetados. Por se tratar de uma projeção, estes valores diferem dos divulgados na nota explicativa nº 15. As informações refletidas na tabela abaixo incluem os fluxos de caixa de principal e juros.

Posição em 31 de março de 2018	Menos de 3 meses	De 3 a 12 meses	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais que 5 anos
Fornecedores	955.190	-	-	-	-
Debêntures	43.182	89.134	178.822	2.600.749	981.042
Empréstimos e financiamentos	16.395	39.682	111.759	186.662	595.299
Arrendamento financeiro	102	370	265	214	-
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	-	976	-	-	-
Total	1.014.869	130.162	290.846	2.787.625	1.576.341

Quando o montante a pagar não é fixado, o montante evidenciado é determinado com referência às condições existentes na data de encerramento do exercício. Portanto, o CDI, IPCA e TJLP utilizados nas projeções correspondem aos índices verificados na data de 31 de março de 2018.

Notas Explicativas

(b.4) Riscos de mercado

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia e suas controladas estão expostas são os seguintes:

Riscos de taxas de juros

A Companhia e suas controladas possuem debêntures, empréstimos e financiamentos remunerados pela variação do DI, IPCA e TJLP, acrescidos de juros contratuais. Consequentemente, está exposta à flutuação destas taxas de juros e índices, impactando suas despesas financeiras.

Em 31 de março de 2018, as aplicações financeiras da Companhia e suas controladas foram alocadas em CDBs, operações compromissadas e fundo de investimentos, rentabilizadas pelo CDI.

O montante de exposição líquida da Companhia e suas controladas aos riscos de taxas de juros na data base de 31 de março de 2018 é:

	31.03.2018
Investimentos de curto prazo	1.720.329
Empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 15)	(3.959.821)
Total da exposição líquida	(2.239.492)

Os montantes de debêntures, empréstimos e financiamentos apresentados na tabela acima referem-se somente às dívidas indexadas ao CDI, IPCA e TJLP, não contemplam os saldos de custos a amortizar.

Análise de sensibilidade ao risco de taxa de juros e moeda estrangeira

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nos investimentos, nas dívidas e nas opções de compra aos quais a Companhia e suas controladas estavam expostas na data base de 31 de março de 2018, foram definidos 05 cenários diferentes para risco de taxa de juros e moeda estrangeira.

Para cada cenário foi calculada a receita e despesa financeira bruta, que representa o efeito esperado no resultado e/ou patrimônio líquido para um ano em cada cenário projetado, não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado. A data base utilizada da carteira foi 31 de março de 2018, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário.

Risco de taxa de juros

Com base no relatório FOCUS do Banco Central do Brasil de 29 de março de 2018, foi extraída a projeção dos indexadores CDI, IPCA e TJLP para um ano e assim definindo-o como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50% das aplicações financeiras, debêntures, empréstimos e financiamentos.

Notas Explicativas

			Projeção Receitas Financeiras - 01 ano				
Aplicações financeiras	Risco	Posição em 31.03.2018	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			3,52%	5,28%	7,04%	8,80%	10,56%
Investimentos de curto prazo	CDI	1.720.329	60.556	90.833	121.111	151.389	181.667
Impacto no resultado			60.556	90.833	121.111	151.389	181.667
			Projeção Despesas Financeiras - 01 ano				
Dívidas	Risco	Posição em 31.03.2018	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			3,52%	5,28%	7,04%	8,80%	10,56%
Debêntures - 6ª Emissão (1ª Série)	CDI	(706.072)	(31.432)	(43.971)	(56.509)	(69.048)	(81.587)
Debêntures - 7ª Emissão (1ª Série)	CDI	(503.296)	(20.425)	(29.329)	(38.233)	(47.137)	(56.042)
Debêntures - 7ª Emissão (2ª Série)	CDI	(755.500)	(36.761)	(50.230)	(63.700)	(77.170)	(90.639)
Impacto no resultado			(88.618)	(123.530)	(158.442)	(193.355)	(228.268)
IPCA			1,97%	2,96%	3,95%	4,93%	5,92%
Debêntures - 1ª Emissão (1ª Série)	IPCA	(90.130)	(8.770)	(9.730)	(10.685)	(11.640)	(12.601)
Debêntures - 1ª Emissão (2ª Série)	IPCA	(85.273)	(8.523)	(9.434)	(10.340)	(11.246)	(12.156)
Debêntures - 4ª Emissão (3ª Série)	IPCA	(343.386)	(36.282)	(39.969)	(43.636)	(47.303)	(50.990)
Debêntures - 5ª Emissão	IPCA	(190.645)	(16.470)	(18.480)	(20.481)	(22.482)	(24.492)
Debêntures - 6ª Emissão (2ª Série)	IPCA	(335.711)	(29.823)	(33.372)	(36.903)	(40.434)	(43.983)
Impacto no resultado			(99.868)	(110.985)	(122.045)	(133.105)	(144.222)
TJLP			3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%
Repasso BNDES	TJLP	(684.923)	(43.543)	(55.381)	(67.290)	(79.198)	(91.107)
Repasso BNDES (Banco do Brasil)	TJLP	(260.023)	(15.778)	(20.260)	(24.768)	(29.277)	(33.786)
BNDES (Subcrédito Social)	TJLP	(4.862)	(164)	(246)	(328)	(410)	(493)
Impacto no resultado			(59.485)	(75.887)	(92.386)	(108.885)	(125.386)
Total da exposição líquida			(187.415)	(219.569)	(251.762)	(283.956)	(316.209)

Risco de moeda estrangeira

Com propósito de proteger suas operações contra os riscos de flutuação na taxa de câmbio, a Companhia contratou instrumentos financeiros derivativos (opções de compra de moeda estrangeira - vide nota nº 30.2).

A taxa de câmbio considerada na data base de 31 de março de 2018 foi obtida na B3, sendo R\$3,31 para o dólar e R\$4,07 para o euro. Para a análise de sensibilidade das opções de compra de moeda estrangeira, tanto na de dólar como na de euro, foram analisados isoladamente a volatilidade, para apurar as variações no valor justo das opções.

			Projeção Resultado Financeiro - 01 ano				
Instrumentos	Risco	Posição em 31.03.2018	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	9.095	(3.759)	(2.542)	(1.795)	(1.292)	(932)
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	582	129	161	178	188	195
Impacto no resultado			(3.630)	(2.381)	(1.617)	(1.104)	(737)

(b.5) Risco de aceleração de dívidas

A Companhia tem contratos de dívida (emissões de debêntures, empréstimos e financiamentos) com cláusulas restritivas (“*covenants*”) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas foram atendidas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações. Em 31 de março de 2018, a Companhia e suas controladas estavam cumprindo os termos dos *covenants* (vide nota explicativa nº 15.7).

Caso a Companhia não consiga cumprir, com as cláusulas restritivas de seus contratos de debêntures, empréstimos e financiamentos, tais operações poderão ser vencidas antecipadamente, o que teria um impacto adverso no fluxo de caixa da Companhia.

Notas Explicativas

(c) Outros riscos considerados relevantes

(c.1) Risco de regulação

As atividades da Companhia e suas controladas, assim como de seus concorrentes são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre suas atividades. A Companhia, baseada em análise da legislação pertinente e apoiada por seus assessores jurídicos, considera que os investimentos oriundos do projeto básico serão reembolsados pelo Poder Concedente, bem como aqueles realizados após a assinatura do contrato de concessão que não estiverem totalmente depreciados ao final da concessão. No entanto, há risco dos investimentos realizados em modernização e reformas desde a licitação da Companhia não serem reconhecidos pelo Poder Concedente e, portanto, não indenizados, uma vez que a regulamentação vigente, publicada para usinas que tiveram sua concessão renovada, ainda não se aplica à Companhia.

(c.2) Risco hidrológico

Geração hidrelétrica no Brasil

A energia produzida pelas geradoras no Brasil é destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que é constituído pelas regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e de parte da região Norte do País. As atividades de coordenação e controle da operação do sistema elétrico são executadas pelo ONS, que procura gerir os recursos energéticos de forma a garantir o despacho ótimo e a segurança do abastecimento energético em todo o País.

As variações climáticas podem ocasionar excedentes ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas regiões e em determinados períodos do ano, uma vez que o volume de energia gerado pelas usinas hidrelétricas depende do índice pluviométrico (vazões) e do volume acumulado de água em seus reservatórios, que determinam o despacho otimizado do ONS. O SIN possibilita que toda energia gerada no sistema seja transmitida e distribuída da forma mais adequada por todo o País, permitindo a troca de energia entre as regiões, além de obter benefícios da diversidade das bacias hidrográficas.

De acordo com as regras do MRE, o volume total de energia hidrelétrica gerada no mecanismo é alocado para cada usina hidroelétrica do SIN participante deste mecanismo, de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física (ou energia assegurada). Essa alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE atinjam seus níveis de garantia física, independentemente da produção individual de cada planta. Se, após a etapa acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de garantias física e ainda houver saldo de energia produzida, o adicional da geração, designado “Energia Secundária”, é alocado proporcionalmente entre os geradores. A energia secundária alocada, será liquidada no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”).

Da mesma forma, quando a geração de energia for inferior à garantia física total das usinas hidrelétricas do MRE, tal déficit também é rateado, proporcionalmente, entre os participantes do mecanismo, através do GSF, efeito este conhecido como “Rebaixamento” da garantia física no MRE, podendo resultar em exposições no mercado de energia de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Nas situações acima também pode ocorrer da alocação de energia no MRE se dar em um submercado distinto daquele onde a energia é gerada, o que pode ou não criar exposições à diferença entre o PLD dos submercados onde a usina se localiza e de origem da energia alocada. Tais exposições, sejam positivas ou negativas, estão sujeitas a um mecanismo de alívio financeiro e podem ser reduzidas ou eliminadas, dependendo da contabilização de curto prazo do mês em que se configurem.

Notas Explicativas

Limites máximo e mínimo do PLD - Resolução Homologatória nº 2190/2016

Anualmente, no mês de dezembro, a ANEEL estabelece os limites máximos e mínimos do PLD que vigorarão durante o ano seguinte. O PLD máximo é calculado com base no CVU mais elevado de uma Usina Termelétrica em operação comercial, a gás natural, contratada por meio de CCEAR. O cálculo do PLD mínimo considera os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas em regime de cotas, bem como referentes à compensação financeira.

Em 22 de dezembro de 2017 foi publicada a Resolução Homologatória nº. 2.364/2017, que estabeleceu os limites máximos e mínimos do PLD para o ano de 2018. O PLD mínimo e máximo foi definido em R\$ 40,16/MWh e R\$ 505,18/MWh, respectivamente (vs. PLD mínimo de R\$ 33,68/MWh e máximo de R\$ 533,82/MWh para o ano de 2017).

Impactos da retração de geração hidroelétrica no MRE / GSF

Desde 2013, a geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE tem sido menor que as suas respectivas Garantias Físicas, resultando em GSF, que indica o nível de rebaixamento das Garantias Físicas para efeito da contabilização do mercado de curto prazo, em geral relacionado à hidrologia adversa e PLD elevado, implicando em significativo impacto econômico.

O último período úmido verificou-se melhor do que o ano passado, com uma afluência de 88%, associado a sazonalização do MRE (em que os agentes concentraram energia para o segundo semestre) verificou-se secundária para o primeiro trimestre de 2018

A APINE obteve em 1º de julho de 2015, uma liminar favorável a todas as geradoras elétricas representadas pela associação, entre elas a Companhia, que impede que o GSF seja alocado aos geradores detentores da liminar nas próximas liquidações financeiras da CCEE. Conforme nota explicativa nº 19.3, em 07 de fevereiro de 2018, a Ação Judicial foi julgada improcedente em primeira instância e, conseqüentemente, revogou os efeitos da liminar que protegia as empresas associadas da APINE dos efeitos do GSF no Mecanismo de Realocação de Energia - "MRE". Em 14 de fevereiro de 2018, foram opostos embargos de declaração pela APINE, buscando a preservação dos efeitos produzidos pela liminar até a sentença, até o julgamento definitivo da ação, o que foi deferido em 16 de fevereiro de 2018. Adicionalmente, conforme informações dos assessores legais da Companhia, a chance de mérito da ação é classificada como possível. Contudo, em relação a um futuro desembolso de caixa, esse processo é classificado como provável.

Repactuação do GSF

A ANEEL reabriu a audiência pública nº 45/2016 (AP045), cujo o prazo para contribuição foi encerrado em fevereiro de 2017. O objetivo da audiência foi tratar do custo do deslocamento de geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito econômico (GFOM) e importação de energia elétrica sem garantia física.

Em reunião pública de 18 de abril de 2017, a ANEEL aprovou a AP45/2016 em que estabelece o montante de energia elegível, a valoração e as condições de pagamento para os participantes do MRE, do custo do deslocamento da geração hidráulica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e de importação de energia sem garantia física. A aprovação deste mecanismo de mitigação parcial do risco hidrológico não é retroativa, deste modo a liminar ainda permanece válida. O resultado desta AP será válido após o encaminhamento do ONS para a ANEEL da proposta de critérios de elegibilidade para classificação do despacho térmico e após a CCEE encaminhar a alteração da Regra de Comercialização. Como não houve consenso em como o ONS apurar a geração termelétrica por razões elétricas, a ANEEL abriu novamente uma Audiência Pública (83/2017) para tratar da geração térmica fora da ordem de mérito com relação as seguintes questões: (i) critérios de elegibilidade para a geração termelétrica despachada por razões de restrições elétricas, a ser considerada no deslocamento de geração hidrelétrica (GSF); (ii) tratamento para as inflexibilidades termelétricas declaradas na programação diária e em tempo real; e (iii)

Notas Explicativas

tratamento da importação de energia sem garantia física. O prazo de contribuição da referida audiência encerrou em 05 de fevereiro de 2018.

A Medida Provisória 814, publicada em 29 de dezembro de 2017, recebeu diversas emendas parlamentares ao longo dos primeiros meses de 2018 e foram aceitas pelo relator da MP.

Uma das emendas se refere ao ressarcimento dos riscos não hidrológicos aos geradores que participam do MRE por meio de extensão das concessões destes geradores. São três os principais riscos que serão ressarcidos aos geradores: (i) despacho fora da ordem de mérito (GFOM), (ii) atraso/restrição de transmissão do escoamento da energia dos projetos estruturantes (Santo Antonio, Jirau e Belo Monte) e, (iii) motorização acelerada da entrada em operação comercial das máquinas destes projetos, que aumentou a garantia física dos mesmos sem a correspondente geração de energia.

A Companhia aguarda aprovação do texto na referida Comissão em maio de 2018, para posterior envio ao Congresso até junho de 2018.

Mudanças no cálculo do PLD

A partir da primeira semana operativa de 2018 considerou-se a representação explícita das perdas elétricas nas interligações entre os subsistemas nos modelos computacionais, conforme Consulta Pública MME nº 35/2017. A partir da 1ª semana de março de 2018 esta representação foi desconsiderada, conforme o Ofício nº 020/2018-SRG/ANEEL, de 20 de fevereiro de 2018,

Em 2017 o CPAMP divulgou um cronograma com as atividades em desenvolvimento para o aprimoramento do cálculo dos preços que se aprovados em até 31 de Julho de 2018 deverão ser implementados a partir de janeiro de 2019. Dentre as atividades em desenvolvimento estão a avaliação de novas Metodologias de Aversão ao Risco e a implementação do preço horário.

(c.3) Risco de recontração (volume, preço e diferença de submercado)

A estratégia da Companhia é vender energia tanto no ambiente regulado quanto no livre para assegurar a receita da empresa em contratos de venda. Os preços de recontração dependem do comportamento e das práticas de mercado e a estratégia de volume de contratação prevê uma reserva para proteção contra o risco hidrológico.

Destaca-se que a Companhia poderá estar sujeita ao risco de diferença de preços entre submercado caso opte por vender energia fora do submercado no qual a sua garantia física está localizada. Neste caso, em se verificando essa diferença de preços, a Companhia deverá assumir a variação positiva ou negativa de preços no mercado de curto prazo.

A Companhia efetuou operações comerciais para mitigar o risco de exposições à diferença de preços entre submercado, conforme detalhado na nota explicativa nº 30.1.3.

(c.4) Risco de alterações na legislação tributária do Brasil

O Governo Federal poderá implementar alterações no regime fiscal que afetam a Companhia e suas controladas. Estas alterações podem incluir desde mudanças nas alíquotas até a cobrança de tributos temporários ou permanentes, cuja arrecadação seja associada a determinados propósitos governamentais específicos. Uma vez que algumas dessas medidas resultem em aumento da carga tributária, poderão influenciar a lucratividade e o resultado financeiro da Companhia e suas controladas. Somente a partir da divulgação do eventual ajuste fiscal é que a Companhia e suas controladas terão condições de avaliar eventuais impactos em seu negócio, inclusive no que se refere à manutenção de seus preços, seus fluxos de caixa projetados ou sua lucratividade.

Notas Explicativas

(c.5) Risco de instabilidade cambial e econômica

Instabilidade econômica

Os resultados operacionais da Companhia e suas controladas são afetados pelo nível de atividade econômica no Brasil e no mundo. Uma diminuição da atividade econômica brasileira e mundial tipicamente resulta em redução dos eventos produtivos que, por sua vez, podem implicar na redução das atividades da Companhia e suas controladas. A desaceleração do crescimento do PIB brasileiro e mundial pode afetar os resultados operacionais da Companhia e suas controladas adversamente. A diminuição da atividade econômica resulta em redução dos eventos produtivos que podem por sua vez implicar na redução do consumo de energia, na redução da liquidez dos mercados de energia e na redução dos projetos de expansão para contratação de energia nova.

Instabilidade cambial

Eventuais medidas futuras do governo brasileiro, inclusive redução das taxas de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações para ajustar ou fixar o valor do Real poderão desencadear aumento de inflação.

Em decorrência de diversas pressões, a moeda brasileira tem sofrido constantes variações com relação ao dólar e outras moedas fortes ao longo das últimas quatro décadas. Durante todo esse período, o governo brasileiro implementou diversos planos econômicos e utilizou diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, minidesvalorizações, sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio duplo.

A desvalorização do Real em relação ao dólar pode criar pressão inflacionária adicional no Brasil e acarretar aumentos das taxas de juros, podendo afetar de modo negativo a economia brasileira como um todo, bem como afetar adversamente a Companhia.

(c.6) Risco socioambiental

A instalação e operação de empreendimentos voltados à geração de energia elétrica utilizam e/ou interferem em recursos naturais e podem causar impactos ambientais. Portanto, as atividades da Companhia e de suas controladas estão sujeitas a diversas leis e regulamentos ambientais que estabelecem padrões de qualidade e de proteção ambiental que devem ser respeitados e que, se violados, podem sujeitar os infratores às sanções administrativas, cíveis e criminais, além da obrigação de reparação de danos ambientais.

Visando o cumprimento da legislação ambiental, a mitigação de eventuais impactos e a melhoria contínua de seus processos de controle, a Companhia mantém o certificado do Sistema de Gestão Ambiental em ISO 14001 para as usinas hidrelétricas. Além disso, todos os empreendimentos em operação possuem licenças ambientais válidas, emitidas pelos órgãos ambientais competentes. No que se refere à segurança das barragens, a Companhia realiza o monitoramento constante das estruturas de barragens das usinas e pequenas centrais hidrelétricas sob sua concessão, acompanhando o seu comportamento por meio de um conjunto de instrumentos para medição de informações (como pressão e vazão da água). A Companhia possui também um sistema operacional para situação de emergência (SOSEm), que define procedimentos e plano de comunicação no caso de enchentes e perigos de alagamento.

A edição de novas leis e regulamentos mais severos ou a ocorrência de eventos não previstos que possam resultar em passivos ambientais significativos pode ter um efeito adverso material sobre os negócios da empresa, não apenas sob o aspecto financeiro, mas também operacional. De acordo com o artigo 75 da Lei nº 9.605, de 1998, o valor máximo de multa por cada descumprimento da lei ambiental é de R\$50.000. Há também a necessidade de reparação ou compensação do dano ambiental, se constatado. Em determinadas hipóteses previstas em lei, a ocorrência de eventos danosos ao meio ambiente e o descumprimento de normas e exigências podem se caracterizar como crime ambiental, ocasiões nas quais tanto a empresa quanto seus gestores podem ser responsabilizados.

Notas Explicativas

As diretrizes ambientais adotadas pelas sociedades pertencentes ao grupo econômico da AES, incluindo as sociedades por ela controladas direta ou indiretamente, baseiam-se, entre outros, no princípio de prevenção, na responsabilidade social e no cumprimento da legislação ambiental aplicável ao setor em que atuam. O gerenciamento ambiental de todas as atividades das empresas do grupo AES no Brasil é realizado com foco na proteção ao meio ambiente, na prevenção à poluição, atendimento à legislação e melhoria contínua de seus processos, inclusive por meio da sua Política de Sustentabilidade, que consolida o compromisso das empresas do Grupo com o desenvolvimento sustentável e determina as diretrizes a serem incorporadas na gestão cotidiana dos negócios da AES, considerando de forma equilibrada aspectos econômicos, ambientais e sociais.

A Companhia contribui, ainda, com o desenvolvimento sustentável da sociedade e do país incluindo em nosso Planejamento Estratégico e na gestão das práticas empresariais as diretrizes representadas pelos seguintes compromissos voluntários: Pacto Global, Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) e Empresa Amiga da Criança.

(c.7) Risco de obrigação de expansão

A Companhia possui obrigação prevista em seu Edital de Privatização e Contrato de Compra e Venda de Ações, de expandir a capacidade instalada do seu sistema de geração, dentro do estado de São Paulo, em pelo menos 15% (398 MW) no período de oito anos a partir da assinatura do Contrato de Concessão. Atualmente, há um processo movido pelo Governo do Estado de São Paulo, cujo detalhamento está divulgado na nota explicativa nº 1.2.

31 INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações que não impactaram caixa e equivalentes de caixa da Companhia foram as seguintes:

	31.03.2018	31.03.2017
Compensações de PIS e COFINS	29.139	40.109
Compensações de IRPJ e CSLL	16.020	15.601
Total das compensações	45.159	55.710

A Companhia e suas controladas classificam os juros pagos e recebidos como atividade operacional (juros de dívidas e aplicações financeiras, dentre outros), com exceção aos juros pagos que são capitalizados como parte do custo de construção da infraestrutura, os quais são classificados como desembolso de caixa, nas atividades de investimento (adição de ativo imobilizado e intangível). A seguir é demonstrada a conciliação dos pagamentos de juros alocados por atividade nas demonstrações dos fluxos de caixa:

	31.03.2018	31.03.2017
Pagamento de juros apresentado nas atividades operacionais	190.901	17.928
Pagamento de juros apresentado nas atividades de investimento (juros capitalizados)	823	2.854
Pagamento de juros conforme nota explicativa	191.724	20.782

32 COMPROMISSOS

A Companhia e suas controladas possuem compromissos contratuais relevantes não reconhecidos nas informações contábeis intermediárias. Para maiores detalhes, vide nota explicativa nº 35 das demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Não houve nenhuma alteração significativa nos compromissos de longo prazo no trimestre findo em 31 de março de 2018.

A Companhia não possui garantias prestadas a terceiros e linhas de crédito aprovadas e não sacadas em 31 de março de 2018.

Comentários sobre o comportamento das Projeções Empresariais

a.) Objeto da projeção

1 - Investimentos

A Companhia informa os montantes de investimentos, divididos em investimentos e juros capitalizados.

2 - Estratégia de crescimento

Tendo como principal objetivo a criação de valor para os acionistas, por meio do crescimento sustentado nos mercados de geração, a Companhia segue em busca de oportunidades para crescer e diversificar sua plataforma de geração. O crescimento se dará através da adição de capacidade instalada de geração a partir de fontes não hidráulicas e com contratos regulados de compra e venda de energia elétrica de longo prazo. Adicionalmente, a empresa busca complementar seu portfólio com novas energias/tecnologias, como geração distribuída e armazenamento de energia via baterias. Assim, a estratégia de crescimento da Companhia é de, até 2020, compor 50% de seu EBITDA com fontes não hidráulicas com contratos regulados de compra e venda de energia elétrica de longo prazo.

b.) Período projetado e o prazo de validade da projeção

1 - Investimentos

A Companhia divulga suas projeções de investimentos anuais, para o período de cinco anos incluído o exercício social corrente, podendo ser reavaliada trimestralmente, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

2 – Estratégia de Crescimento

A Companhia divulga sua estratégia de crescimento até o ano de 2020, podendo esta ser reavaliada trimestralmente, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

c.) Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia e quais escapam ao seu controle

1 - Investimentos

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nas seguintes premissas:

- Cronograma de manutenções das unidades geradoras;
- Demanda dos consumidores;
- Diagnósticos de equipamentos;
- Indicadores de crescimento;
- Iniciativas estratégicas; e
- Obrigações regulatórias.

2 – Estratégia de Crescimento

A projeção de estratégia de crescimento da Companhia consiste na expansão da capacidade instalada através de oportunidades que diversifiquem seu portfólio a partir de fontes não hidráulicas, com contratos de longo prazo. Como plano, a Companhia avalia projetos de energia eólica, para cumprir essa meta de crescimento da capacidade instalada e contribuir para a diversificação da matriz energética e para o desenvolvimento de novas tecnologias e soluções eletro-energéticas integradas para seus clientes, como geração distribuída e armazenamento de energia.

As premissas são suportadas por análises internas e cronogramas definidos e gerenciados pela Companhia.

Todas projeções divulgadas pela Companhia refletem somente a percepção da administração da Companhia sobre o futuro de seus negócios, considerando, principalmente, os seguintes fatores: (i) o desempenho da economia nacional e internacional; (ii) as condições de mercado e do setor de energia elétrica em geral, inclusive as condições hidrológicas do país; (iii) a regulamentação do setor elétrico e legislação ambiental vigentes; e (iv) fatores operacionais.

Todas as premissas indicadas acima estão sujeitas a mudanças, riscos e incertezas, que fogem ao controle da administração da AES Tietê Energia. Qualquer alteração na percepção ou nos fatores acima descritos pode fazer com que os resultados concretos diverjam das projeções efetuadas. Em caso de alteração relevante nestes fatores, as projeções deverão ser revisadas.

A administração ainda esclarece que todas as premissas podem ser influenciadas pela perspectiva dos negócios e às projeções de resultados operacionais e financeiros da administração. Essas premissas, entretanto, são altamente dependentes dos indicadores de crescimento, demanda dos consumidores, obrigações regulatórias que fogem ao seu controle, assim como mudanças do mercado, do desempenho econômico do País, do setor elétrico e do mercado internacional.

d.) Valores dos indicadores que são objeto da previsão

1 - Investimentos

Os valores projetados para período de cinco anos (2018-2022), encontram-se na tabela a seguir:

Investimentos - R\$ milhões*	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E	Total 2018E-2022E
Investimentos	68,7	53,7	58,9	70,7	75,8	327,7
Investimentos - Novos Projetos	405,0	175,0	0,0	0,0	0,0	580,0
Juros de Capitalização**	9,9	5,1	1,1	5,1	5,7	26,9
Total	483,6	233,8	60,0	75,7	81,5	934,6

* valores nominais

** não considera juros de capitalização sobre os novos projetos

2 – Estratégia de Crescimento

A estratégia de crescimento da Companhia é de, até 2020, compor 50% de seu EBITDA com fontes não hidráulicas com contratos regulados de compra e venda de energia elétrica de longo prazo.

e.) Acompanhamento e atualização dos valores dos indicadores que são objeto da previsão

Atualização 1T18

Encerrado o primeiro trimestre de 2018, a Companhia não revisou os valores projetados para o período de cinco anos incluindo o exercício social corrente (2018-2022), conforme apresentado na tabela do item “d. item 1”.

Atualização 4T17

A Companhia atualizou suas projeções de investimentos anuais, para o período de cinco anos a contar do exercício social corrente (2018-2022), considerando replanejamento de manutenções para o período, premissas macroeconômicas, com destaque para taxa de juros e inflação e investimentos estimados para 2018 e 2019 relacionados à construção dos ativos solares Complexo Solar Boa Hora e Complexo Solar AGV. As projeções atualizadas e substituídas estão apresentadas, respectivamente, nos itens “d. item 1”.

As projeções atualizadas foram incluídas na seção 11 do Formulário de Referência da Companhia e estão disponíveis no site da CVM em <http://www.cvm.gov.br/> e no site da Companhia em <http://ri.aestiete.com.br/>.

A Companhia apresenta um comparativo entre os valores realizados e projetados para o ano de 2017, conforme tabela a seguir:

Investimentos - R\$ milhões	Estimativa 2017	Realizado 2017	Varição
Investimentos	94,8	89,2	-5,9%
Juros de Capitalização	19,0	9,7	-48,9%
Total	113,8	98,9	-13,1%

Em 2017, a AES Tietê Energia investiu um total de R\$ 98,9 milhões, montante 13,1% inferior ao estimado para o período, destinados principalmente às grandes manutenções das usinas Água Vermelha e Barra Bonita.

Nota

- i. As informações financeiras apresentadas no acompanhamento das Projeções Empresariais são apresentadas em milhões de Reais e, portanto, os valores totais apresentados nas tabelas podem apresentar diferenças de arredondamento em relação ao somatório dos valores individuais das respectivas linhas.

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Revisamos as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas, da AES Tietê Energia S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2018, que compreendem os balanços patrimoniais em 31 de março de 2018 e as respectivas demonstrações dos resultados, dos resultados abrangentes, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21(R1) – Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 – Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board – IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações intermediárias individuais e consolidadas

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas, incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e o IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais – ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, as Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2018, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais – ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações contábeis intermediárias, individuais e consolidadas, tomadas em conjunto.

São Paulo (SP), 26 de abril de 2018.

ERNST & YOUNG

Auditores Independentes S.S.

CRC 2SP034519/O-6

Marcos Antonio Quintanilha

Contador CRC- 1SP132776/O-3

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

Os Diretores da AES TIETÊ ENERGIA S.A. ("Companhia"), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 04.128.563/0001-10, com sede na Avenida Doutor Marcos Penteadado de Ulhôa Rodrigues, nº 939, 5º andar, sala individual 2, Bairro Sítio Tamboré, Torre II do Condomínio Castelo Branco Office Park, Barueri – SP, nos termos e para os fins das disposições constantes nos incisos V e VI do § 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, DECLARAM que reviram, discutiram e concordam com as conclusões expressas no Relatório de Revisão dos Auditores Independentes da Companhia, Ernst & Young Auditores Independentes S.S., bem como que reviram, discutiram e concordam com as Informações Trimestrais da Companhia referentes ao primeiro trimestre do exercício social de 2018.

Barueri, 26 de abril de 2018.

Diretores:

Italo Tadeu de Carvalho Freitas Filho

Diretor Presidente

Clarissa Della Nina Sadock Accorsi

Diretora Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino

Diretor Vice-Presidente

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

Os Diretores da AES TIETÊ ENERGIA S.A. ("Companhia"), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 04.128.563/0001-10, com sede na Avenida Doutor Marcos Penteadado de Ulhôa Rodrigues, nº 939, 5º andar, sala individual 2, Bairro Sítio Tamboré, Torre II do Condomínio Castelo Branco Office Park, Barueri – SP, nos termos e para os fins das disposições constantes nos incisos V e VI do § 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, DECLARAM que reviram, discutiram e concordam com as conclusões expressas no Relatório de Revisão dos Auditores Independentes da Companhia, Ernst & Young Auditores Independentes S.S., bem como que reviram, discutiram e concordam com as Informações Trimestrais da Companhia referentes ao primeiro trimestre do exercício social de 2018.

Barueri, 26 de abril de 2018.

Diretores:

Italo Tadeu de Carvalho Freitas Filho

Diretor Presidente

Clarissa Della Nina Sadock Accorsi

Diretora Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino

Diretor Vice-Presidente