

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
Proventos em Dinheiro	2

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	3
Balanço Patrimonial Passivo	4
Demonstração do Resultado	6
Demonstração do Resultado Abrangente	8
Demonstração do Fluxo de Caixa	9

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2019 à 31/03/2019	11
DMPL - 01/01/2018 à 31/03/2018	12
Demonstração do Valor Adicionado	13
Comentário do Desempenho	14
Notas Explicativas	23

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	66
Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente	67
Relatório Resumido do Comitê de Auditoria (estatutário, previsto em regulamentação específica da CVM)	68
Parecer ou Relatório Resumido, se houver, do Comitê de Auditoria (estatutário ou não)	69
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	70
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	71

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 31/03/2019
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	73.478.111
Preferenciais	139.432.535
Total	212.910.646
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro

Evento	Aprovação	Provento	Início Pagamento	Espécie de Ação	Classe de Ação	Provento por Ação (Reais / Ação)
Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária	30/04/2019	Dividendo	28/06/2019	Ordinária		0,42183
Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária	30/04/2019	Dividendo	28/06/2019	Preferencial		0,42183

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2019	Exercício Anterior 31/12/2018
1	Ativo Total	6.961.270	6.596.780
1.01	Ativo Circulante	1.978.126	1.738.667
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	56.589	47.365
1.01.02	Aplicações Financeiras	155.070	91.215
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo através do Resultado	155.070	91.215
1.01.03	Contas a Receber	940.407	842.996
1.01.03.01	Clientes	934.613	837.195
1.01.03.01.01	Consumidores e concessionárias	934.613	837.195
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	5.794	5.801
1.01.03.02.01	Titulos de créditos a receber	5.794	5.801
1.01.04	Estoques	18.205	18.073
1.01.06	Tributos a Recuperar	174.287	192.787
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	633.568	546.231
1.01.08.03	Outros	633.568	546.231
1.01.08.03.01	Instrumentos financeiros derivativos	3.397	3.099
1.01.08.03.02	Ativos financeiros setoriais	415.191	288.250
1.01.08.03.03	Outros créditos	214.980	254.882
1.02	Ativo Não Circulante	4.983.144	4.858.113
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	2.902.701	2.842.076
1.02.01.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo através do Resultado	57.467	56.645
1.02.01.04	Contas a Receber	291.427	274.703
1.02.01.04.01	Clientes	291.427	274.703
1.02.01.07	Tributos Diferidos	72.694	72.489
1.02.01.07.01	Créditos Tributários	72.694	72.489
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	2.481.113	2.438.239
1.02.01.10.04	Depósitos judiciais	30.305	28.956
1.02.01.10.05	Tributos a recuperar	74.954	46.321
1.02.01.10.06	Ativos financeiros setoriais	8.133	80.355
1.02.01.10.07	Instrumentos financeiros derivativos	120.148	119.257
1.02.01.10.08	Ativo financeiro indenizável da concessão	2.200.006	2.118.843
1.02.01.10.09	Titulos de créditos a receber	9.463	10.711
1.02.01.10.10	Outros Créditos	38.104	33.796
1.02.02	Investimentos	6.232	6.232
1.02.02.02	Propriedades para Investimento	6.232	6.232
1.02.03	Imobilizado	13.012	13.787
1.02.04	Intangível	2.061.199	1.996.018
1.02.04.01	Intangíveis	2.061.199	1.996.018
1.02.04.01.02	Intangíveis	1.523.257	1.535.507
1.02.04.01.03	Ativo Contratual - Infraestrutura em construção	537.942	460.511

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2019	Exercício Anterior 31/12/2018
2	Passivo Total	6.961.270	6.596.780
2.01	Passivo Circulante	1.493.827	1.251.612
2.01.02	Fornecedores	537.730	401.442
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	153.823	164.477
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	141.735	145.127
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	69.332	72.000
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	72.403	73.127
2.01.04.02	Debêntures	12.088	19.350
2.01.05	Outras Obrigações	802.274	685.693
2.01.05.02	Outros	802.274	685.693
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	104.276	104.371
2.01.05.02.04	Impostos e contribuições sociais	176.068	65.836
2.01.05.02.05	Contribuição de iluminação pública	21.913	24.958
2.01.05.02.07	Encargos setoriais	94.051	108.465
2.01.05.02.08	Benefícios pós-emprego	11.402	11.402
2.01.05.02.09	Obrigações estimadas	20.295	18.862
2.01.05.02.10	Passivos financeiros setoriais	152.630	154.104
2.01.05.02.11	Incorporação de redes	88.335	75.746
2.01.05.02.12	Encargos de dívidas	20.664	10.014
2.01.05.02.13	Instrumentos financeiros derivativos	18.568	17.295
2.01.05.02.15	Arrendamentos operacionais	1.789	0
2.01.05.02.16	Outros passivos	92.283	94.640
2.02	Passivo Não Circulante	3.602.396	3.599.216
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	3.005.059	3.014.882
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	1.818.669	1.826.841
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	1.280.348	1.280.348
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	538.321	546.493
2.02.01.02	Debêntures	1.186.390	1.188.041
2.02.02	Outras Obrigações	491.525	477.339
2.02.02.02	Outros	491.525	477.339
2.02.02.02.03	Fornecedores	33.284	30.821
2.02.02.02.04	Impostos e Contribuições sociais	168.417	151.924
2.02.02.02.06	Benefícios pós-emprego	80.925	78.197
2.02.02.02.09	Encargos setoriais	74.600	71.467
2.02.02.02.10	Passivos financeiros setoriais	56.900	75.240
2.02.02.02.11	Incorporação de redes	45.504	45.504
2.02.02.02.12	Instrumentos financeiros derivativos	1.034	1.421
2.02.02.02.13	Arrendamentos operacionais	5.085	0
2.02.02.02.20	Outros Passivos	25.776	22.765
2.02.04	Provisões	105.812	106.995
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	105.812	106.995
2.03	Patrimônio Líquido	1.865.047	1.745.952
2.03.01	Capital Social Realizado	1.514.569	1.514.569
2.03.02	Reservas de Capital	1.932	1.861
2.03.04	Reservas de Lucros	192.489	188.639
2.03.04.01	Reserva Legal	33.621	33.621

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2019	Exercício Anterior 31/12/2018
2.03.04.05	Reserva de Retenção de Lucros	158.868	65.205
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	89.813
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	122.874	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	81.204	85.054
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-48.021	-44.171

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 31/03/2019	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 31/03/2018
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.101.699	1.018.877
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-855.089	-740.789
3.02.01	Energia elétrica comprada para revenda	-591.210	-470.906
3.02.02	Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição	-60.764	-63.786
3.02.03	Pessoal e administradores	-44.509	-40.924
3.02.04	Benefícios pós emprego	-695	-629
3.02.05	Material	-9.467	-10.592
3.02.06	Serviços de terceiros	-30.171	-35.447
3.02.07	Amortização e depreciação	-45.163	-59.098
3.02.08	Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa	-32.491	-8.240
3.02.09	Custo de construção	-31.552	-46.722
3.02.10	Outros	-9.067	-4.445
3.03	Resultado Bruto	246.610	278.088
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-58.359	-52.746
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-51.241	-43.572
3.04.02.01	Pessoal e administradores	-3.950	627
3.04.02.02	Benefícios pós emprego	-2.027	-1.834
3.04.02.03	Material	-1.048	-881
3.04.02.04	Serviços de terceiros	-30.787	-29.409
3.04.02.05	Amortização e depreciação	-3.482	-3.729
3.04.02.06	Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	1.995	773
3.04.02.07	Outras	-11.942	-9.119
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	6.953	5.245
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-14.071	-14.419
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	188.251	225.342
3.06	Resultado Financeiro	-42.108	-56.249
3.06.01	Receitas Financeiras	37.378	28.053
3.06.01.01	Receita de aplicação financeira	3.260	4.902
3.06.01.02	Acréscimo moratória de energia vendida	22.355	19.827
3.06.01.04	Tributos s/ receita financeira	-1.819	-1.366
3.06.01.06	Atualização financeira de ativos setoriais	8.201	-563
3.06.01.07	Ajuste a valor presente	83	53
3.06.01.08	Outras receitas financeiras	5.298	5.200
3.06.02	Despesas Financeiras	-79.486	-84.302
3.06.02.01	Encargos da dívida - juros	-52.748	-43.547
3.06.02.02	Variação monetária/ cambial da dívida	-11.548	-9.088
3.06.02.03	Juros/ Multa	-9.770	-23.164
3.06.02.04	Marcação a mercado derivativos	-21.968	1.729
3.06.02.05	Marcação a mercado dívida	21.973	2.780
3.06.02.06	Atualização financeira de passivos setoriais	-2.475	-4.325
3.06.02.07	Atualização P&D e PEE	-1.049	4.952
3.06.02.08	Atualização contingência	-812	-414
3.06.02.09	Instrumentos financeiros	17.171	1.339
3.06.02.10	Transferência para ordem em curso	87	-119

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 31/03/2019	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 31/03/2018
3.06.02.11	Ajuste a valor presente	-2.487	1.167
3.06.02.12	Outras despesas financeiras	-15.860	-15.612
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	146.143	169.093
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-27.119	-44.060
3.08.01	Corrente	-27.324	-3.020
3.08.02	Diferido	205	-41.040
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	119.024	125.033
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	119.024	125.033
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	0,00052	0,00055
3.99.01.02	PN	0,00058	0,00061
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	0,00052	0,00055
3.99.02.02	PN	0,00058	0,00061

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 31/03/2019	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 31/03/2018
4.01	Lucro Líquido do Período	119.024	125.033
4.03	Resultado Abrangente do Período	119.024	125.033

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 31/03/2019	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 31/03/2018
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	348.253	114.164
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	269.144	229.127
6.01.01.01	Lucro Líquido do Período	119.024	125.033
6.01.01.02	Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido	27.119	44.060
6.01.01.03	Despesas com juros, variações monetárias e cambiais - líquidas	80.484	84.755
6.01.01.04	Amortização e Depreciação	48.645	62.827
6.01.01.05	Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa	32.491	8.240
6.01.01.06	Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	-1.995	-773
6.01.01.07	Marcação a mercado da dívida	-21.973	-2.780
6.01.01.08	Instrumentos financeiros derivativos e marcação a mercado - SWAP	-17.171	-1.339
6.01.01.09	Valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão	-26.637	-98.341
6.01.01.10	Perda na alienação de bens do imobilizado	7.118	9.174
6.01.01.11	Marcação a mercado derivativos	21.968	-1.729
6.01.01.12	Programa de remuneração variável - ILP	71	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	79.109	-114.963
6.01.02.01	(Aumento) de consumidores e concessionárias	-148.811	-62.540
6.01.02.02	Diminuição de títulos de créditos a receber	1.265	792
6.01.02.03	(Aumento) de estoques	-132	-1.099
6.01.02.07	(Aumento) de cauções, depósitos vinculados e judiciais	-1.349	-857
6.01.02.08	(Aumento) de ativos financeiros setoriais	-48.187	-69.741
6.01.02.09	(Aumento) diminuição de tributos a recuperar	-10.133	2.759
6.01.02.10	Diminuição de outros créditos a receber	24.575	40.348
6.01.02.11	Aumento (diminuição) de fornecedores	173.548	-9.276
6.01.02.12	Aumento de obrigações estimadas	1.433	1.761
6.01.02.14	Aumento de impostos e contribuições sociais	126.808	25.093
6.01.02.15	Imposto de renda e contribuição social pagos	-23.520	-295
6.01.02.19	(Diminuição) de passivos financeiros setoriais	-20.620	-24.367
6.01.02.20	Aumento (diminuição) de outras contas a pagar	4.232	-17.541
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-223.503	-37.258
6.02.01	Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	-61.417	-2.865
6.02.03	Aplicações no intangível e imobilizado	-165.178	-45.115
6.02.04	Alienação de bens do imobilizado e intangível	3.092	10.722
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-115.526	-128.500
6.03.01	Pagamento de empréstimos, financiamentos e debêntures e parcelamentos - principal	-1.778	-537.616
6.03.03	Pagamento de empréstimos, financiamentos e debêntures e parcelamentos - juros	-49.201	-24.844
6.03.04	Liquidação de instrumentos financeiros derivativos	-5.100	-1.811
6.03.05	Novos empréstimos e financiamentos	0	550.000
6.03.06	Pagamento de parcelamento de impostos	0	-79
6.03.07	Parcelamento de parcelamento de taxas regulamentares	-13.002	-13.792
6.03.08	Pagamento de parcelamento de Itaipu	-30.494	-21.867

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 31/03/2019	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 31/03/2018
6.03.09	Pagamento de incorporação de redes	-15.360	-78.491
6.03.10	Pagamento de dividendos	-95	0
6.03.11	Pagamento por arrendamento financeiro mercantil	-496	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	9.224	-51.594
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	47.365	243.496
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	56.589	191.902

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2019 à 31/03/2019**(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	1.514.569	1.861	273.693	0	-44.171	1.745.952
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	1.514.569	1.861	273.693	0	-44.171	1.745.952
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	71	0	0	0	71
5.04.08	Programa de remuneração variável-ILP	0	71	0	0	0	71
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	119.024	0	119.024
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	119.024	0	119.024
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	3.850	-3.850	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	0	5.686	-5.686	0
5.06.03	Tributos sobre a Realização da Reserva de Reavaliação	0	0	0	-1.836	1.836	0
5.07	Saldos Finais	1.514.569	1.932	273.693	122.874	-48.021	1.865.047

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	1.514.569	0	301.476	0	-17.197	1.798.848
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	1.514.569	0	301.476	0	-17.197	1.798.848
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	125.033	0	125.033
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	125.033	0	125.033
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	4.501	-4.501	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	0	6.820	-6.820	0
5.06.03	Tributos sobre a Realização da Reserva de Reavaliação	0	0	0	-2.319	2.319	0
5.07	Saldos Finais	1.514.569	0	301.476	129.534	-21.698	1.923.881

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 31/03/2019	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 31/03/2018
7.01	Receitas	1.712.603	1.528.459
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	1.706.502	1.484.851
7.01.02	Outras Receitas	6.953	5.245
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	31.639	46.603
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-32.491	-8.240
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-854.089	-738.923
7.02.01	Custos Prods., Merchs. e Servs. Vendidos	-716.570	-587.693
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-73.607	-78.600
7.02.04	Outros	-63.912	-72.630
7.03	Valor Adicionado Bruto	858.514	789.536
7.04	Retenções	-48.645	-62.827
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-48.645	-62.827
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	809.869	726.709
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	39.197	29.419
7.06.02	Receitas Financeiras	39.197	29.419
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	849.066	756.128
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	849.066	756.128
7.08.01	Pessoal	37.902	34.981
7.08.01.01	Remuneração Direta	22.200	21.512
7.08.01.02	Benefícios	11.711	10.948
7.08.01.03	F.G.T.S.	3.991	2.521
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	612.288	511.260
7.08.02.01	Federais	278.385	233.115
7.08.02.02	Estaduais	333.368	277.430
7.08.02.03	Municipais	535	715
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	79.852	84.854
7.08.03.01	Juros	79.573	84.183
7.08.03.02	Aluguéis	279	671
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	119.024	125.033
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	119.024	125.033

Comentário do Desempenho

Comentário do Desempenho - 1º trimestre de 2019

Cuiabá, 9 de maio de 2019 - A Administração da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Mato Grosso” ou “Companhia”) apresenta os resultados do primeiro trimestre (1T19).

As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado o contrário, são apresentadas de acordo com os Padrões Internacionais de Demonstrações Financeiras (International Financial Reporting Standards - IFRS).

1 Considerações gerais

A Energisa Mato Grosso atua na distribuição de energia elétrica, atendendo a 1.417,3 mil consumidores e a uma população de aproximadamente 3,2 milhões de habitantes em 141 municípios do Estado do Mato Grosso, em uma área de 903 mil km².

2 Desempenho econômico-financeiro

2.1 Destaques

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia no primeiro trimestre de 2019 e 2018:

Desempenho Econômico-Financeiro			
Resultados - R\$ milhões			
Descrição	1T19	1T18	Variação %
Receita Operacional Bruta	1.733,9	1.531,6	+ 13,2
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	1.702,3	1.484,9	+ 14,6
Receita Operacional Líquida	1.101,7	1.018,9	+ 8,1
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	1.070,1	972,2	+ 10,1
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	188,3	225,3	- 16,4
EBITDA	236,8	288,1	- 17,8
EBITDA Ajustado	259,2	307,9	- 15,8
Resultado financeiro	(42,1)	(56,2)	- 25,1
Lucro Líquido	119,0	125,0	- 4,8
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.417,3	1.372,7	+ 3,2
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.808,5	1.724,0	+ 4,9
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh)	2.197,3	2.077,1	+ 5,8
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	13,95	14,34	- 0,39 p.p
Indicador Relativo			
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	23,5	30,2	- 6,7 p.p
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
	31/03/2019	31/12/2018	Variação %
Ativo Total	6.961,3	6.596,8	+ 5,5
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	269,1	195,2	+ 37,9
Patrimônio Líquido	1.865,0	1.746,0	+ 6,8
Endividamento Líquido	2.652,6	2.834,9	- 6,4

Obs.: EBITDA Ajustado: EBITDA mais acréscimos moratórios de contas de energia.

Comentário do Desempenho

2.2 Receita operacional bruta e líquida

No 1T19, a Energisa Mato Grosso apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 1.702,3 milhões, ante R\$ 1.484,9 milhões registrados no 1T18, aumento de 14,6% (R\$ 217,4 milhões). Por sua vez, a receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, mostrou acréscimo de 10,1% (R\$ 97,9 milhões) no trimestre, para R\$ 1.070,1 milhões.

Dentre os fatores que impactaram as receitas se destacam:

- Aumento de 3,2% do número de consumidores cativos, aliado ao crescimento de 5,8% nas vendas de energia elétrica no mercado cativo e livre no 1T19, refletindo em um acréscimo de R\$ 252,6 milhões nas receitas;
- Acréscimo de R\$ 87,0 milhões no suprimento de energia;
- Redução de R\$ 25,3 milhões na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação ao 1T18; e
- Redução de R\$ 71,7 milhões no ativo financeiro indenizável (VNR).

A seguir, as receitas operacionais por classe de consumo:

Descrição	Trimestre		
	1T19	1T18	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	1.269,5	1.040,3	+ 22,0
✓ Residencial	570,4	452,5	+ 26,1
✓ Industrial	106,8	98,5	+ 8,4
✓ Comercial	319,7	267,4	+ 19,6
✓ Rural	149,3	120,4	+ 24,0
✓ Outras classes	123,3	101,5	+ 21,5
(+) Suprimento de energia elétrica	108,7	21,7	+ 400,9
(+) Fornecimento não faturado líquido	26,3	47,3	- 44,4
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	127,4	104,0	+ 22,5
(+) Receitas de construção	31,6	46,7	- 32,3
(+) Constituição e amortização - CVA	68,8	94,1	- 26,9
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	76,0	70,9	+ 7,2
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	26,6	98,3	- 72,9
(+) Outras receitas	(1,0)	8,3	-
(=) Receita bruta	1.733,9	1.531,6	+ 13,2
(-) Impostos sobre vendas	490,1	407,3	+ 20,3
(-) Deduções Bandeiras Tarifárias	(4,1)	(8,4)	- 51,2
(-) Encargos setoriais	146,2	113,8	+ 28,5
(=) Receita líquida	1.101,7	1.018,9	+ 8,1
(-) Receitas de construção	31,6	46,7	- 32,3
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	1.070,1	972,2	+ 10,1

2.3 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.3.1 Bandeiras tarifárias

Em janeiro de 2015, entrou em prática nas contas de energia elétrica o “Sistema de Bandeiras Tarifárias”. As receitas auferidas pela Companhia provenientes das bandeiras tarifárias no 1T19 foram de R\$ 4,5 milhões, ante R\$ 15,8 milhões registrados no 1T18.

Comentário do Desempenho

2.3.2 Revisão tarifária

Em 2 de abril de 2019, a Aneel aprovou a 4ª revisão tarifária periódica da Energisa Mato Grosso, a ser aplicada a partir de 08 de abril de 2019.

O efeito médio a ser percebido pelos consumidores em relação à tarifa atualmente praticada será um aumento de 11,29% para os clientes da EMT, conforme nível de tensão a seguir:

Nível de Tensão	Efeito Médio para o Consumidor (%)
Baixa Tensão	+ 11,21
Alta e Média Tensão	+ 11,49
Efeito Médio	+ 11,29

No processo de Revisão Tarifária Periódica, que se dá a cada cinco anos, a Aneel recalcula (i) os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela B), (ii) os custos não gerenciáveis (Parcela A), que englobam a energia comprada, o transporte da energia e os encargos setoriais, e (iii) os ajustes financeiros da Parcela A que são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores.

A Base de Remuneração Regulatória das distribuidoras ficou assim definida:

Base de Remuneração Regulatória	Valor (R\$ milhões)
Bruta	5.186,9
Líquida	3.459,8

A Aneel também estabeleceu as parcelas relativas ao Fator X da EMT em 1,48% (componente “Pd” - ganhos de produtividade) e -1,21% (componente “T” - trajetória de adequação de custos operacionais). A esses percentuais ainda deverá ser considerado o componente “Q” (qualidade), de 0,13%.

Adicionalmente, em relação ao reconhecimento das perdas regulatórias, abaixo os percentuais definidos:

Perdas Regulatórias	%
Perda Técnica/Energia Injetada	10,04
Perda Não Técnica/Energia Injetada	3,71
Perda Total/Energia Injetada ¹	13,75
Perdas Não Técnicas / Mercado de Baixa Tensão ¹	7,11

¹ Para esse valor será aplicada trajetória até o final do ciclo.

2.3.3 Recursos da Conta de Desenvolvimento Energético

A Aneel também homologou recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), repassados a Energisa Mato Grosso, referentes a subsídios tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda e usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 76,0 milhões (R\$ 70,9 milhões no 1T18). O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional no primeiro trimestre de 2019.

Comentário do Desempenho

2.4 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 881,9 milhões no 1T19, aumento de 18,1% (R\$ 135,1 milhões), quando comparado com o mesmo trimestre de 2018. Desse total, as despesas com PMSO registraram aumento de 8,3%, totalizando R\$ 11,0 milhões, influenciado pelo decréscimo de R\$ 3,2 milhões em capitalização de mão de obra em função do encerramento de obras, pelo aumento de R\$ 4,0 milhões na liquidação de ações cíveis, e pela redução de R\$ 3,9 milhões em serviços explicada pelos menores gastos com consultoria e manutenção corretiva, este último influenciado pela alta base de comparação em 2018 em função da estratégia para recuperação dos indicadores de qualidade no 1T18.

Em relação a PDD, houve aumento de R\$ 24,3 milhões influenciado por dois clientes que deixaram de cumprir os respectivos acordos de pagamento de contas em atraso, e voltaram a fazer parte da Provisão para Devedores Duvidosos, com efeito de R\$ 18,0 milhões.

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T19	1T18	Var. %
1 Custos e Despesas não controláveis	652,0	534,7	+ 21,9
1.1 Energia comprada	591,2	470,9	+ 25,5
1.2 Transporte de potência elétrica	60,8	63,8	- 4,7
2 Custos e Despesas controláveis	174,2	140,1	+ 24,3
2.1 PMSO	143,7	132,7	+ 8,3
2.1.1 Pessoal	48,5	40,3	+ 20,3
2.1.2 Fundo de pensão	2,7	2,5	+ 8,0
2.1.3 Material	10,5	11,5	- 8,7
2.1.4 Serviços de terceiros	61,0	64,9	- 6,0
2.1.5 Outras	21,0	13,5	+ 55,6
✓ Multas e compensações	1,3	5,2	- 75,0
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	7,9	3,9	+ 102,6
✓ Outros	11,8	4,4	+ 168,2
2.2 Provisões/Reversões	30,5	7,4	+ 312,2
2.2.1 Contingências	(2,0)	(0,8)	+ 150,0
2.2.2 Devedores duvidosos	32,5	8,2	+ 296,3
3 Demais receitas/despesas	55,7	72,0	- 22,6
3.1 Depreciação e amortização	48,6	62,8	- 22,6
3.2 Outras receitas/despesas	7,1	9,2	- 22,8
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)	881,9	746,8	+ 18,1
Custo de construção	31,6	46,7	- 32,3
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)	913,5	793,5	+ 15,1

(*) Os custos de construção estão representados pelo mesmo montante em receita de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem aos custos de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica, sendo o custo de construção igual à receita de construção.

2.5 Lucro líquido e geração de caixa

No 1T19, a Energisa Mato Grosso registrou lucro líquido de R\$ 119,0 milhões, contra R\$ 125,0 milhões no 1T18, redução de 4,8%.

Por sua vez, a geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado) atingiu de R\$ 259,2 milhões, contra R\$ 307,9 milhões registrados no 1T18.

Comentário do Desempenho

A evolução do lucro líquido e da geração de caixa da Companhia é a seguinte:

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T19	1T18	Var. %
(=) Lucro Líquido	119,0	125,0	- 4,8
(-) Contribuição social e imposto de renda	(27,1)	(44,1)	- 38,5
(-) Resultado financeiro	(42,1)	(56,2)	- 25,1
(-) Depreciação e amortização	(48,6)	(62,8)	- 22,6
(=) Geração de caixa (EBITDA)	236,8	288,1	- 17,8
(+) Receita de acréscimos moratórios	22,4	19,8	+ 13,1
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	259,2	307,9	- 15,8
Margem do EBITDA Ajustado (%)	23,5	30,2	- 6,7 p.p

A queda no EBITDA, de 17,8% (R\$ 51,3 milhões), é explicada (i) pela atualização do VNR no 1T18 influenciada pelo reconhecimento de parcela adicional apurada entre a estimativa da Administração do valor justo dos ativos e a base de remuneração homologada pela Aneel em abril de 2018 (R\$ 88,3 milhões); e (ii) pela recontabilização de valores de CVA apuradas durante o processo de revisão tarifária dessa distribuidora, também no 1T18 (R\$ 55,4 milhões).

EBITDA sem não recorrentes Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T19	1T18	Var. %
(=) EBITDA	236,8	288,1	- 17,8
(+) Custos indenizatórios	1,9	0,6	+ 237,6
(-) Ativo financeiro indenizável da concessão (VNR)	26,6	98,3	- 72,9
(-) Recontabilização CVA	-	55,4	-
(=) EBITDA sem não recorrentes	212,1	135,0	+ 57,2

Retirando os efeitos não recorrentes acima, o EBITDA da EMT no 1T19 teria sido 57,2% (R\$ 77,2 milhões) acima do 1T18. Vale mencionar que a parcela B da EMT cresceu R\$ 52,4 milhões entre os trimestres.

3 Investimentos

No 1T19, a EMT investiu R\$ 165,4 milhões em ativos elétricos. Os investimentos em ativos elétricos (excluindo os recursos provenientes das Obrigações Especiais) estão focados na expansão e reforço da rede elétrica, bem como na melhoria contínua da qualidade de energia fornecida.

Os investimentos realizados no trimestre estão descritos a seguir:

Descrição Valores em R\$ milhões	1T19	1T18	Var. %
Ativos Elétricos	165,4	49,1	+ 236,9
Obrigações Especiais ^(*)	(7,3)	70,7	-
Ativos Não Elétricos	2,8	2,2	+ 27,3
Total dos Investimentos	160,9	122,0	+ 31,9

(*) As "Obrigações Especiais" são recursos aportados pela União, Estados, Municípios e Consumidores para a concessão e não compõe a Base de Remuneração Regulatória da distribuidora.

Comentário do Desempenho

4 Desempenho operacional

A manutenção da qualidade da energia fornecida e a busca da excelência no atendimento aos consumidores tem sido foco constante da EMT.

4.1 Perdas de energia

As perdas da EMT situaram em 1.446 GWh, ou seja, 13,95% da energia injetada no sistema nos últimos 12 meses encerrados em março de 2019, contra 1.441,9 GWh, ou seja, 14,34% em março de 2018. A EMT mostrou redução de 0,39 ponto percentual nas perdas totais em relação ao mesmo trimestre do ano anterior e está a apenas 0,22 ponto percentual da meta regulatória.

O comportamento das perdas de energia da Companhia foi o seguinte:

Últimos 12 meses

Perdas Técnicas (%)			Perdas Não-Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			Aneel
mar/18	dez/18	mar/19	mar/18	dez/18	mar/19	mar/18	dez/18	mar/19	
9,38	9,42	9,65	4,96	4,59	4,29	14,34	14,01	13,95	13,73

Nota: Para cálculo dos percentuais apresentados acima, foram considerados os valores de energia não faturada.

Perdas Técnicas (GWh)			Perdas Não-Técnicas (GWh)			Perdas Totais (GWh)			Var. (%) ⁽¹⁾
mar/18	dez/18	mar/19	mar/18	dez/18	mar/19	mar/18	dez/18	mar/19	
943,0	961,8	1.000,7	498,9	469,2	445,3	1.441,9	1.430,9	1.446,0	+ 1,1

⁽¹⁾ Variação março de 2019/dezembro de 2018. Nota: Os dados são passíveis de recontabilizações de energia realizadas pela CCEE.

4.2 Gestão da Inadimplância

4.2.1 Taxa de Inadimplância

A taxa de inadimplância dos consumidores medida pela relação percentual entre a soma da provisão para créditos de liquidação duvidosa com incobráveis e o fornecimento faturado da Companhia foi de 1,25% no 1T19, contra 1,32% em no 1T18.

4.2.2 Taxa de Arrecadação

A taxa de arrecadação, representada pela arrecadação dos últimos 12 meses encerrados em março de 2019 sobre o faturamento bruto do mesmo período ficou em 96,61%, contra 96,69% no 1T18. Está em curso um plano de medidas que visam reforçar as ações de cobrança.

4.2.3 Indicadores de qualidade dos serviços - DEC e FEC

A EMT mantém prioridade nos investimentos em qualidade visando alcançar melhorias constantes nos indicadores de fornecimento de energia, expressos por frequência e duração das interrupções de energia (FEC e DEC).

Dando continuidade a trajetória de melhoria do indicador DEC, a EMT apresentou redução de 4,04 horas no DEC, e redução de 29% no FEC. Esse bom resultado decorre da sólida execução de investimentos no sistema elétrico, com obras de melhoria e manutenção da rede existente, e os investimentos recorde realizados nos últimos quatro anos em linhas de distribuição de alta tensão, subestações e redes de distribuição, bem como do aprimoramento da gestão das ocorrências e de melhoria de produtividade de atendimento.

DEC (horas)			FEC (vezes)			Limite DEC	Limite FEC
mar/19	mar/18	Var. (%)	mar/19	mar/18	Var. (%)		
20,33	24,37	- 16,6	8,31	11,70	- 29,0	22,36	18,07

Comentário do Desempenho

4.3 Mercado de energia

No primeiro trimestre de 2019, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Mato Grosso, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 2.197,3 GWh (2.077,1 GWh no 1T18), aumento de 5,8% em relação a igual período do ano anterior. Considerando o fornecimento não faturado, o volume passa para 2.227,1 GWh, o que representa aumento de 6,7% em relação ao mesmo trimestre de 2018.

Os principais responsáveis pelo aumento do consumo foram as classes residencial (+5,4% ou 38,8 GWh) e industrial (+5,0% ou 22,0 GWh). Altas temperaturas impulsionaram o consumo residencial e comercial, enquanto a classe industrial foi influenciada principalmente pelo desempenho das atividades relacionadas ao setor da soja. A composição do mercado de energia no primeiro trimestre de 2019 foi a seguinte:

Descrição	Trimestres		
	1T19	1T18	Var. %
✓ Residencial	756,7	717,9	+ 5,4
✓ Industrial	464,9	442,9	+ 5,0
• Cativo	141,9	147,3	- 3,7
• Livre	323,1	295,6	+ 9,3
✓ Comercial	462,7	442,7	+ 4,5
• Cativo	408,5	394,9	+ 3,4
• Livre	54,2	47,8	+ 13,5
✓ Rural	282,3	259,9	+ 8,6
✓ Outras Classes	230,6	213,8	+ 7,9
1 Vendas de energia no mercado cativo	1.808,5	1.724,0	+ 4,9
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	388,8	353,1	+ 10,1
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	2.197,3	2.077,1	+ 5,8
4 Fornecimento Não faturado	29,8	11,0	+ 170,8
5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)	2.227,1	2.088,2	+ 6,7

Nota: Os dados do 1T18 são passíveis de recontabilizações de energia realizadas pela CCEE.

A Energisa Mato Grosso encerrou o primeiro trimestre de 2019 com 1.417.293 unidades consumidoras cativas, quantidade 3,2% superior à registrada no fim de março de 2018. Já o número de consumidores livres totalizou 211 no fim de março de 2019.

5 Estrutura de capital

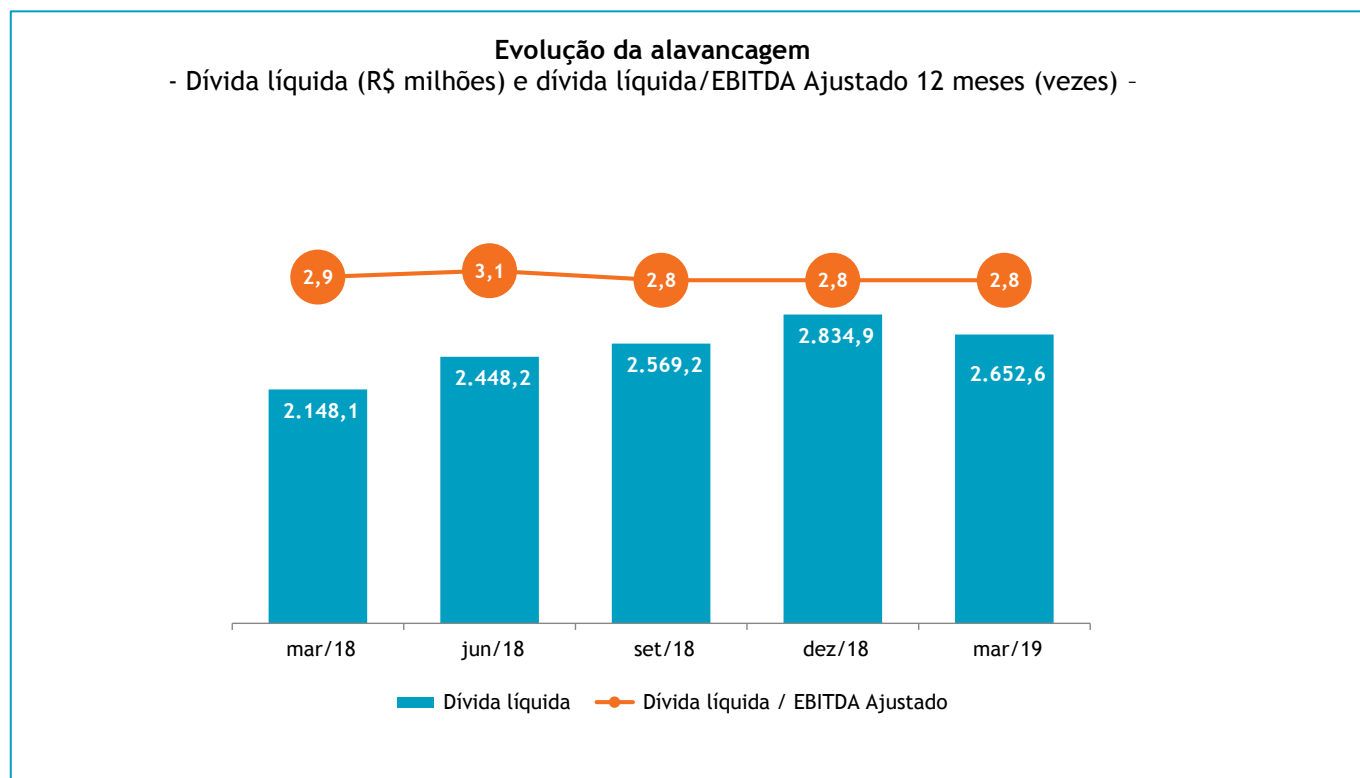
Em 31 de março de 2019, o saldo de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia totalizou R\$ 586,0 milhões, que incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA). Por sua vez, a dívida líquida da Companhia, que incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão, créditos setoriais e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 2.834,9 milhões em 31 de dezembro de 2018 para R\$ 2.652,6 milhões em 31 de março de 2019, redução de 6,4%. Conseqüentemente, a relação entre a dívida líquida, com os créditos setoriais, e o EBITDA Ajustado ao fim de março de 2019 foi de 2,8 vezes, mesmo patamar de dezembro de 2018.

Comentário do Desempenho

A seguir, a evolução das dívidas de curto e longo prazo da Companhia entre 31 de março de 2019 e 31 de dezembro de 2018:

Descrição Valores em R\$ milhões	31/03/2019	31/12/2018	31/03/2018
Circulante	271,7	312,6	484,8
Empréstimos e financiamentos	141,7	145,1	260,2
Debêntures	12,1	19,4	11,1
Encargos de dívidas	20,7	10,0	17,5
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	11,4	11,4	5,8
Taxas regulamentares	21,9	34,5	63,1
Parcelamento de débitos energia comprada Itaipu	48,7	78,0	117,0
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	15,2	14,2	10,1
Não Circulante	2.966,9	2.975,2	2.162,9
Empréstimos e financiamentos	1.818,7	1.826,8	1.304,1
Debêntures	1.186,4	1.188,0	769,5
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	80,9	78,2	41,2
Taxas regulamentares	-	-	20,9
Parcelamento de débitos energia comprada Itaipu	-	-	58,5
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(119,1)	(117,8)	(31,3)
Total das dívidas	3.238,6	3.287,8	2.647,7
(-) Disponibilidades financeiras	269,1	195,2	378,3
Total das dívidas líquidas	2.969,5	3.092,6	2.269,4
(-) Créditos CDE	55,0	63,3	56,7
(-) Créditos CCC	48,1	55,2	28,9
(-) Créditos CVA	213,8	139,2	35,7
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	2.652,6	2.834,9	2.148,1
Divida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses ⁽¹⁾	2,8	2,8	2,9

⁽¹⁾ EBITDA Ajustado = EBITDA + Receitas de acréscimos moratórios.



Comentário do Desempenho

6 Dividendos complementares de 2018

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 30 de abril de 2019, os acionistas da EMT deliberaram distribuir o saldo remanescente dos dividendos de 2018, no montante de R\$ 89,8 milhões, correspondente a R\$ 0,42183308077 por ação ordinária e preferencial de emissão da Companhia. O valor será pago em 28 de junho de 2019, com base na posição acionária do dia 07/05/2019, respeitadas as negociações deste dia, inclusive.

7 Serviços prestados pelo auditor independente

No 1T19, a remuneração da Ernst & Young Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Companhia foi de R\$ 260 mil, dos quais R\$ 202 mil na revisão contábil das demonstrações financeiras e R\$ 58 mil em serviços de consultoria.

A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que determinam, principalmente, que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais para seu cliente ou promover os seus interesses.

A Administração.

Notas Explicativas

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A Notas explicativas às informações trimestrais para o Período findo em 31 de março de 2019

(Em milhares de reais, exceto quando indicado o contrário)

1 Contexto operacional

A Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (Companhia ou EMT), é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária distribuidora de energia elétrica, sob o controle acionário da Rede Energia Participações S.A. (“REDE”), que atua na área de distribuição de energia elétrica além, da geração própria de energia por meio de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão que abrange todo o Estado de Mato Grosso com 903.378 km², atendendo 1.417.293 consumidores (informação fora do escopo dos auditores independentes) em 141 municípios. A Companhia possui sede na cidade de Cuiabá, Estado de Mato Grosso e obteve registro de Companhia aberta na CVM em 25 de outubro de 1994.

Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica:

Em 11 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia concessão para distribuição de energia elétrica em 141 municípios no Estado de Mato Grosso, pelo prazo de 30 anos. O contrato de concessão já foi homologado junto à ANEEL, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, conforme Lei 12.783/2013. Além do contrato de distribuição acima mencionado, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração nº 04/1997 de 1 Usina Termelétrica, com a respectiva subestação associada, com vencimento em 10 de dezembro de 2027.

Concessão de usinas térmicas	Capacidade total instalada MW (*)	Capacidade total utilizada MW (*)	Data da concessão	Data de vencimento
Concessão de 1 Usina Termelétrica: Guariba	2,44	1,207	10/12/1997	10/12/2027

(*) Informação fora do escopo dos auditores independentes

De acordo com o artigo 8º da Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, ficou vedada às concessionárias que atuam na distribuição de energia elétrica, manter atividades de geração no sistema interligado nacional de transmissão. A exceção ficou para os casos de atendimento a sistema elétrico isolado, ou seja, aqueles não ligados ao sistema interligado de transmissão. Embora possuindo 1 usina termelétrica própria no sistema isolado, a principal atividade da Companhia é a distribuição de energia elétrica, e a necessidade da manutenção desses ativos de geração é somente para atendimento dessas comunidades isoladas. Portanto, a administração da Companhia considera seu negócio principal a atividade de distribuição de energia elétrica e a pequena atividade de geração como parte integrante do negócio principal, o que levou a bifurcação de todo ativo imobilizado da concessão em ativo financeiro e ativo intangível visto que o contrato garante o direito de indenização.

Os contratos de concessão (distribuição e geração) contêm cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

As obrigações da concessionária, previstas no contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica são:

I - operar e manter as instalações de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do Serviço Regulado, a segurança das pessoas e a conservação dos bens e instalações e fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos níveis de qualidade e continuidade estabelecidos em legislação específica;

Notas Explicativas

II - realizar as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, reposição de bens, e operar a infraestrutura de forma a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança e modicidade das tarifas, em conformidade com as normas técnicas e legais específicas;

III - organizar e manter controle patrimonial dos bens e instalações vinculados à concessão e zelar por sua integridade providenciando que aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente garantidos por seguro sendo vedado à concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do agente regulador;

IV - atender todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista, previdenciária e regulatória, inclusive prestando contas aos consumidores;

V - implementar medidas que objetivem o combate ao desperdício de energia, por meio de programas de redução de consumo de energia e inovações;

VI - submeter à prévia aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) alterações nas posições acionárias que impliquem em mudanças de controle. Na hipótese de transferência de ações representativas do controle acionário, o novo controlador deverá assinar termo de anuência e submissão às cláusulas do contrato de concessão e às normas legais e regulamentares da concessão; e

VII - manter o acervo documental auditável, em conformidade com as normas vigentes;

A concessão poderá ser extinta pelo término do contrato, encampação do serviço, caducidade, rescisão, irregularidades ou falência da concessionária, podendo ser prorrogada, mediante requerimento da concessionária e a critério exclusivo do Poder Concedente - Ministério de Minas e Energia - MME.

As informações referentes à revisão e aos reajustes tarifários, ativos e passivos financeiros setoriais, ativo financeiro indenizável da concessão, ativos vinculados à concessão e receita de construção da infraestrutura estão apresentadas nas notas explicativas nº 9, 10, 14, 16 e 26, respectivamente.

2 Apresentação das demonstrações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

A emissão das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, foi autorizada pelo Conselho de Administração em 08 de maio de 2019, compreendendo:

- As informações financeiras intermediárias elaboradas e apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e IAS 34 - Interim Financial Reporting e de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR.

As demais informações referentes às bases de elaboração, apresentação das informações financeiras intermediárias e resumo das principais práticas contábeis não sofreram alterações em relação àquelas divulgadas na Nota Explicativa nº 3.2 às Demonstrações Financeiras Anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2018”), publicadas na imprensa oficial em 22 de março de 2019, com exceção à nova política contábil estabelecida pelo CPC 06 (R2) Operações de arrendamento mercantil, aprovado pela CVM, através da Deliberação nº 787. O CPC 06 (R2) que entrou em vigência a partir de 1º de janeiro de 2019, sendo que a Companhia o adotou utilizando o método retrospectivo modificado onde os principais impactos estão apresentados na nota explicativa nº 3.2.

Dessa forma, estas informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) devem ser lidas em conjunto com as referidas demonstrações financeiras.

A Administração da Companhia declara que todas as informações relevantes próprias das informações financeiras intermediárias, e somente elas, correspondem às informações utilizadas pela Administração na sua gestão.

Notas Explicativas

3 Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

3.1. Novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis e pelo IASB - International Accounting Standards Board

As informações referentes aos novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis e pelo IASB International Accounting Standards Board, não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa nº 3.1 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2018.

3.2. Efeitos da adoção do CPC 06(R2)

Balço patrimonial	Saldo em 31/03/2019	Efeitos CPC 06 (R2)	Saldo sem efeitos em 31/03/2019
Ativo			
Ativo circulante	1.978.126	-	1.978.126
Ativo realizável a longo prazo	2.902.701	-	2.902.701
Investimentos	6.232	-	6.232
Imobilizado	13.012	-	13.012
Intangível	2.061.199	(6.823)	2.054.376
Direito de uso - imóveis	6.823	(6.823)	-
Ativo total	6.961.270	(6.823)	6.954.447
Passivo			
Passivo circulante	1.493.827	(1.772)	1.492.055
Arrendamentos operacionais	1.789	(1.789)	-
Impostos e contribuições sociais	176.068	17	176.085
Passivo não circulante	3.602.396	(5.085)	3.597.311
Arrendamentos operacionais	5.085	(5.085)	-
Patrimônio Líquido	1.865.047	34	1.865.081
Passivo total	6.961.270	(6.823)	6.954.447

Demonstração do resultado	Saldo em 31/03/2019	Efeitos CPC 06 (R2)	Saldo sem efeitos em 31/03/2019
Receita de venda de bens e/ou serviços	1.101.699	-	1.101.699
Custos dos bens e/ou serviços vendidos	(855.089)	(94)	(855.183)
Amortização e depreciação	(45.163)	402	(44.761)
Outros	(9.067)	(496)	(9.563)
Resultado bruto	246.610	(94)	246.516
Despesas/Receitas operacionais	(58.359)	-	(58.359)
Resultado antes do resultado financeiro e dos tributos	188.251	(94)	188.157
Resultado financeiro	(42.108)	145	(41.963)
Outras despesas financeiras	(15.860)	145	(15.715)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	146.143	51	146.194
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(27.119)	(17)	(27.136)
Lucro do período	119.024	34	119.058

4 Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da Companhia. Todos os resultados operacionais dos segmentos são revistos frequentemente pela Administração para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual estão disponíveis nas demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Os resultados de segmentos que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis.

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 141 municípios do Estado do Mato Grosso, e sua demonstração do resultado reflete essa atividade.

5 Caixa e equivalente de caixa, aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

5.1 Caixa e equivalente de caixa (avaliados ao valor justo por meio do resultado)

A carteira de aplicações financeiras é constituída por Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de março de 2019 equivale a 102,5% do CDI (71,90% em 31 de dezembro de 2018).

Descrição	31/03/2019	31/12/2018
Caixa e depósitos bancários à vista	25.720	38.238
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	30.869	9.127
Compromissada	30.869	9.127
Total de caixa e equivalentes de caixa - circulante	56.589	47.365

5.2 Aplicações no mercado aberto e recursos vinculados (avaliadas ao valor justo por meio do resultado)

A carteira de aplicações financeiras é formada, principalmente, por Fundos de Investimentos Exclusivos, compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDB's, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de março de 2019 equivale a 104,6% do CDI (100,90% do CDI em 31 de dezembro de 2018).

Descrição	31/03/2019	31/12/2018
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado	212.537	147.860
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	716	1.011
Fundo de Investimento ⁽¹⁾	220	237
Fundo de Investimentos Exclusivos ⁽²⁾	154.134	89.967
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	405	148
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.234	436
Compromissadas	1.557	11.793
Fundo de Renda Fixa	77.122	30.677
Títulos Públicos	20.515	21.734
Letra financeira do tesouro (LFT)	35.106	17.951
Letra financeira (LF)	4.002	2.760
Letra Tesouro Nacional (LTN)	3.645	1.122
Nota do Tesouro Nacional (NTNB)	10.548	3.346
Fundo de investimento em direitos creditórios ⁽³⁾	57.467	56.645
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados ⁽⁴⁾	212.537	147.860
Circulante	155.070	91.215
Não circulante	57.467	56.645

(1) Fundos de Investimentos - inclui fundos classificados como Renda Fixa e Multimercado e são remunerados de 105,2% a 113,5 % e média ponderada 112,0% do CDI.

(2) Fundo de investimentos exclusivos - inclui aplicações em CDB, CCB, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, Títulos Públicos, LFT, LF, LTN, NTNB são remuneradas 105,6% do CDI Fundo FI Energisa e 107,0% do CDI Fundo Zona da Mata.

Notas Explicativas

- (3) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa Centro Oeste com vencimento em 01/10/2034.
- (4) Inclui, R\$71.884 (R\$91.936 em 31 de dezembro de 2018) referente a recursos vinculados a empréstimos, bloqueios judiciais, conselho consumidor e Programa Luz para Todos.

6 Consumidores e concessionárias

Englobam, principalmente o fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, esta última apurada por estimativa reconhecida pelo regime de competência, tendo por base o consumo médio diário individualizado, entre a data do encerramento da última leitura e a data das demonstrações financeiras.

	Saldos a vencer		Saldos vencidos				PPECLD (3)	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	Há mais de 360 dias		31/03/2019	31/12/2018
Valores correntes:									
Residencial	78.862	-	106.857	16.438	5.684	6.320	(28.442)	185.719	193.644
Industrial	38.101	-	14.109	3.310	3.046	9.581	(9.581)	58.566	59.265
Comercial	68.985	-	31.392	6.351	6.915	7.758	(14.673)	106.728	108.031
Rural	42.725	-	16.053	4.164	1.878	1.746	(1.746)	64.820	71.475
Poder público	22.368	-	7.598	707	442	7.158	(7.158)	31.115	36.227
Iluminação pública	6.944	-	4.618	145	-	1.085	(1.085)	11.707	12.837
Serviço público	10.428	-	4.626	2.861	3.960	43.383	(43.383)	21.875	22.613
Fornecimento não faturado	263.585	-	-	-	-	-	-	263.585	237.332
Arrecadação Processo Classificação	28.035	-	-	-	-	-	-	28.035	42.171
Valores renegociados:									
Residencial	6.572	18.035	9.362	2.804	2.253	20.484	(28.187)	31.323	20.044
Industrial	1.317	3.914	1.025	759	586	4.513	(7.009)	5.105	6.964
Comercial	2.487	24.079	2.320	1.059	682	6.602	(22.116)	15.113	20.450
Rural	2.333	3.516	1.239	479	574	1.753	(3.312)	6.582	5.584
Poder público (1)	7.126	111.324	532	215	7	2.463	(2.685)	118.982	117.055
Iluminação pública	828	11.924	144	4	50	-	(54)	12.896	10.900
Serviço público	118	3.460	86	24	19	25	(80)	3.652	3.668
(-) Ajuste valor presente (2)	(219)	(21.846)	-	-	-	-	-	(22.065)	(19.661)
Subtotal	580.595	154.406	199.961	39.320	26.096	112.871	(169.511)	943.738	948.599
Suprimento Energia a Concessionárias - Moeda Nacional (4)	106.301	-	-	-	-	-	-	106.301	875
Outros (5)	184	-	97.252	9.027	433	57.195	(291)	163.800	150.223
Redução do uso do sistema de distribuição (6)	12.201	-	-	-	-	-	-	12.201	12.201
Total	699.281	154.406	297.213	48.347	26.529	170.066	(169.802)	1.226.040	1.111.898
Circulante								934.613	837.195
Não Circulante								291.427	274.703

- (1) Inclui R\$87.345 (R\$87.392 em 31 de dezembro de 2018), referente a renegociação realizada em 03 de agosto de 2016 em que a Companhia assinou com a Prefeitura Municipal de Cuiabá e com a Companhia de Saneamento da Capital (SANECAP) o Termo de Confissão, Assunção e Parcelamento de Dívidas referente a fornecimento de energia elétrica, líquido de juros, correção monetária e multas, que está sendo recebido em parcelas equivalentes a 50% do valor pago mensalmente pela Companhia de

Notas Explicativas

Saneamento para o Município de Cuiabá, iniciada em 30 de setembro de 2016. Sobre o saldo devedor em incidência de juros de 0,5% ao mês limitado ao valor da parcela da outorga até o final da concessão (abril/2042).

- (2) **Ajuste a valor presente:** calculado para os contratos renegociados sem a incidência de juros e/ou para aqueles com taxa de juros de IPCA ou IGPM. Para o desconto a valor presente foi utilizado a taxa média anual de CDI 6,40% a.a. (6,40% a.a. em 31 de dezembro de 2018).
- (3) **Provisão para perdas esperadas de crédito de liquidação duvidosa** - a provisão foi constituída em bases consideradas suficientes para fazer face às eventuais perdas na realização dos créditos de consumidores e concessionárias.

Segue movimentação das provisões:

	31/03/2019	31/12/2018
Saldos iniciais - circulante - 31/12/2018 e 31/12/2017	224.964	222.720
Provisões constituídas no período/exercício	32.491	47.130
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(8.320)	(44.886)
Saldos finais - circulante - 31/03/2019 e 31/12/2018	249.135	224.964

Alocação:

Consumidores e concessionárias	169.802	145.857
Títulos de créditos a receber (vide nota explicativa nº 7)	67.388	67.388
Outros créditos - outros (uso mútuo de poste)	11.945	11.719

- (4) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Composição do saldo da CCEE	31/03/2019	31/12/2018
Créditos a vencer	106.301	875
Sub-total créditos CCEE	106.301	875
(-) Aquisições de energia na CCEE	(149.017)	(31.474)
(-) Encargos de serviços do sistema	(1.865)	(2.354)
Total débitos CCEE	(44.581)	(32.953)

- (5) Inclui serviços taxados no montante de R\$6.803 que serão ressarcidas ao consumidor contabilizados como redutora na rubrica de outros. A Companhia possui R\$167.984 (R\$151.585 em 31 de dezembro de 2018), referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares. Em contrapartida o valor é contabilizado na rubrica de ICMS em tributos e contribuições sociais no passivo não circulante.
- (6) Os valores objetivaram recompor a receita da Companhia referente à disponibilização da rede de distribuição aos consumidores livres, geradoras e fontes incentivadas. Para o saldo remanescente de R\$12.201 (R\$12.201 em 31 de dezembro de 2018) registrado no ativo não circulante, que se encontra suspenso por liminares, a Companhia possui o mesmo valor registrado em contrapartida no passivo não circulante (nota explicativa nº 24).

7 Títulos de créditos a receber

	31/03/2019	31/12/2018
Processo execução de precatórios P M de Cuiabá (1)	15.325	16.590
Precatório de Órgãos Públicos Municipais (2)	65.763	65.763
Outros títulos a receber (3)	1.625	1.625
(-) Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa (*)	(67.388)	(67.388)
(-) AVP - Precatório P M de Cuiabá (1)	(68)	(78)
Total	15.257	16.512
Circulante	5.794	5.801
Não circulante	9.463	10.711

(*) Incluído no total apresentado como redutora no ativo não circulante.

- (1) Ação de Execução (processo nº 383/2001 - 3ª Vara de Fazenda Pública - Cuiabá) ajuizada em desfavor do Município de Cuiabá, que deu origem ao Precatório Requisitório nº 13.699/2004/TJMT. O montante dos títulos encontra-se em processo de recebimento, tendo sido já recebidos 33 parcelas, restando 33 parcelas fixas de R\$500, corrigidos pela taxa de 0,5% ao mês, e a última parcela

Notas Explicativas

de nº 67, no valor de R\$183. No período findo em 31 de março de 2019 foi constituído ajuste a valor presente no valor de R\$68 (R\$78 em 31 de dezembro de 2018), utilizando-se a taxa média do CDI anual de 6,40% a.a (6,40% a.a em 31 de dezembro de 2018), registrados em outras despesas financeiras.

- (2) Referem-se a títulos precatórios de Órgãos Públicos Municipais, que após condenação judicial definitiva dos devedores resultou na expedição dos precatórios conforme ordem emanada do Poder Judiciário, e expedição de requisições de pagamentos, para cobrar dos municípios dívidas relacionadas a débitos de contas de energia elétrica, referente ao período de julho de 1998 a junho de 2014 no montante R\$65.763 (valores históricos), vencidas a partir de 27 de julho de 1998, que se encontravam totalmente provisionadas. O montante foi integralmente transferido da rubrica de consumidores e concessionárias e todos os processos tiveram instrução processual finalizada, transitada em julgado. O montante se encontra integralmente provisionado conforme composição abaixo:

	31/03/2019	31/12/2018
Prefeitura Municipal de Alta Floresta	1.025	1.025
Prefeitura Municipal de Cáceres	4.021	4.021
Prefeitura Municipal de Juscimeira	4.127	4.127
Departamento de água e Esgoto de Várzea Grande - DAE VG	56.590	56.590
Total	65.763	65.763

- (3) Refere-se aquisição de crédito de carbono que se encontra totalmente provisionado

Em 31 de março de 2019 os vencimentos dos títulos de créditos são como segue:

31/03/2019(*)	
Títulos vencidos	
2019	4.403
2020	5.556
2021	5.372
Após 2022	67.314
Total	82.645

(*) Apresentado líquido do ajuste a valor presente.

8 Tributos a recuperar

	31/03/2019	31/12/2018
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	66.418	72.205
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	114.395	111.987
Imposto de Renda Retido na Fonte	217	-
Contribuição social sobre o lucro - CSSL	37.265	36.727
Contribuições ao PIS e a COFINS	28.870	16.114
Outros	2.076	2.075
Total	249.241	239.108
Circulante	174.287	192.787
Não circulante	74.954	46.321

Referem-se a créditos tributários de saldos negativos de imposto de renda e de contribuição social sobre o lucro, ICMS sobre aquisição de bens para o ativo intangível/imobilizado e/ou recolhimentos de impostos e contribuições efetuados a maior, que são recuperados ou compensados com apurações de tributos em exercícios posteriores, de acordo com forma prevista na legislação vigente aplicável.

9 Reajuste, Revisões Tarifárias e outros assuntos regulatórios

Notas Explicativas

9.1. Reajuste tarifário:

Os valores das tarifas serão reajustados em periodicidade anual e a receita da concessionária será dividida em duas parcelas: Parcela A (composta pelos custos não gerenciáveis) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital). O reajuste tarifário anual tem o objetivo de repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

Em abril de 2019 a Companhia teve reajuste tarifário aprovado pela ANEEL. (vide nota explicativa nº 33).

9.2. Revisão tarifária:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 5 anos e neste processo, a ANEEL procede ao recálculo das tarifas, considerando as alterações na estrutura de custos e mercado da concessionária, estimulando a eficiência e a modicidade das tarifas. Os reajustes e as revisões são mecanismos de atualização tarifária, ambos previstos no contrato de concessão. A Concessionária também pode solicitar uma revisão extraordinária sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Em 03 de abril de 2018, a ANEEL, através da Resolução Homologatória Nº 2.379 e Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, homologou o resultado da quarta revisão tarifária periódica da Companhia, em vigor desde 08 de abril de 2018. O impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi um aumento médio de 11,53%.

9.3. Bandeiras tarifárias:

A partir de 2015, as contas de energia passaram a trazer o sistema de Bandeiras Tarifárias.

As Bandeiras Tarifárias têm como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional -SIN, por meio da cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia - TE.

O sistema de Bandeiras Tarifárias é representado por:

Bandeira Tarifária Verde;

Bandeira Tarifária Amarela;

Bandeira Tarifária Vermelha, segregada em Patamar 1 e 2;

A Bandeira Tarifária Verde indica condições favoráveis de geração de energia, não implicando acréscimo tarifário.

A Bandeira Tarifária Amarela indica condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês a partir de novembro de 2017 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

A Bandeira Tarifária Vermelha indica condições ainda mais custosas de geração. Essa bandeira é dividida em dois patamares, quais sejam:

Patamar 1: com a aplicação de uma tarifa de R\$3,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês;

Patamar 2: com aplicação de uma tarifa de R\$3,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês e partir de novembro de 2017 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$5,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

A Resolução Homologatória nº 2.203/2017, com vigência a partir de fevereiro/2017, homologou os valores de Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha, mencionadas anteriormente. Após a finalização da Audiência Pública AP nº 61/2017 a ANEEL aprovou a alteração dos valores da Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha - Patamar 2.

No primeiro trimestre de 2019 e 2018 as bandeiras tarifárias vigoraram da seguinte forma:

Notas Explicativas

Mês	31/03/2019	31/03/2018
Janeiro	Verde	Verde
Fevereiro	Verde	Verde
Março	Verde	Verde

9.4. Outros assuntos regulatórios - sobrecontratação:

A sobrecontratação das distribuidoras do grupo Energisa é decorrente, principalmente, da obrigatoriedade que foi imposta às concessionárias de energia elétrica de adquirir energia no Leilão A-1 de 2015 e da migração de clientes especiais para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Independentemente da sua necessidade, as distribuidoras de energia elétrica do país estavam sujeitas à aquisição obrigatória de um mínimo de 96% dos seus Montantes de Reposição no último leilão de 2015, sendo que o descumprimento dessa regra configuraria riscos alheios à gestão dos agentes, inclusive com a imposição de prejuízos às controladas, distribuidora de energia elétrica, oriundos de atividade não remunerada (a aquisição de energia).

O Poder Concedente, diante do cenário de maior retração da economia e da renda, e, por conseguinte, da carga atendida pelos agentes de distribuição, editou o Decreto nº 8.828/16, alterando a obrigação de aquisição do montante mínimo obrigatório para futuros leilões, quando desnecessária. Quanto ao passado, foram mantidas as discussões e análise do tema junto aos agentes.

Da mesma forma, com relação à migração de clientes especiais do mercado cativo para o mercado livre, a ANEEL alterou a regulamentação permitindo a devolução da energia a eles correspondente, a partir de leilão A-1 de 2016. Não sendo possível a redução dos contratos existentes uma vez que esta possibilidade não estava clara para o vendedor no edital dos leilões anteriores, resta o reconhecimento destas sobras como involuntárias.

Por isso, o Grupo Energisa, recorreu a ANEEL para que essa sobrecontratação seja reconhecida como involuntária, afastando-se os prejuízos das controladas, distribuidoras de energia elétrica. Em reunião da Diretoria da ANEEL, realizada em 25 de abril de 2017, o regulador definiu que a aprovação da involuntariedade de cada distribuidora será avaliada individualmente, considerando o máximo esforço para atingimento do nível de cobertura contratual, conforme previsto na Resolução Normativa 453/2011. Cabe destacar que os processos administrativos abertos pelas empresas do setor de energia elétrica não foram deliberados pela ANEEL.

O grupo Energisa envidou seus melhores esforços utilizando-se dos mecanismos disponíveis, tais como a participação nos Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSDs) Mensais e de Energia Nova e a realização de acordos bilaterais com geradores para se manter dentro do limite regulatório (entre 100% e 105%).

10 Ativos e passivos financeiros setoriais

Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados pela Parcela A e outros componentes financeiros, que são incluídos nas tarifas no início do período tarifário e aqueles efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Os valores são realizados quando do início da vigência de outros períodos tarifários ou extinção de concessão com saldos apurados e não recuperados, os quais serão incluídos na base de indenização.

Os valores reconhecidos de ativos e passivos financeiros setoriais tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços.

Os aditivos contratuais emitidos pela Aneel, veem garantir que os valores de CVA e outros itens financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

Notas Explicativas

A Companhia contabilizou as variações destes custos como ativos e passivos financeiros setoriais, conforme demonstrado a seguir:

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2018	Receita Operacional		Resultado financeiro	Transferência	Saldo em 31/03/2019	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não circulante
		Adição	Amortização	Remuneração						
Itens da Parcela A (i)										
Energia elétrica comprada para revenda	264.695	49.124	(37.172)	5.019	-	281.666	2.891	278.775	276.245	5.421
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	218	3.361	(152)	45	-	3.472	12	3.460	3.405	67
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	10.353	1.097	(346)	152	-	11.256	27	11.229	11.037	219
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	4.261	1.413	-	67	-	5.741	-	5.741	5.629	112
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	23.163	22.418	-	546	-	46.127	-	46.127	45.230	897
Componentes financeiros										
Sobrecontratação de energia (iv)	26.642	20.830	(15.505)	206	-	32.173	1.206	30.967	31.571	602
CUSD	1	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-
Exposição de submercados (v)	31.014	10.137	(4.585)	434	-	37.000	356	36.644	36.287	713
Garantias	174	82	(40)	4	-	220	3	217	216	4
Saldo a Compensar (vi)	4.514	4.702	(4.188)	1.708	(1.654)	5.082	325	4.757	4.990	92
Outros itens financeiros (viii)	3.570	325	(3.313)	20	(15)	587	257	330	581	6
Total Ativo	368.605	113.489	(65.302)	8.201	(1.669)	423.324	5.077	418.247	415.191	8.133

Passivo Financeiro Setorial	Saldo em 31/12/2018	Receita Operacional		Resultado financeiro	Transferência	Saldo em 31/03/2019	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não circulante
		Adição	Amortização	Remuneração						
Itens da Parcela A (i)										
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	106	-	(98)	-	-	8	8	-	8	-
Encargo de serviços de sistema ESS (ii)	147.436	27.261	(37.813)	1.584	-	138.468	2.942	135.526	135.832	2.636
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	7.961	-	(7.386)	-	-	575	575	-	575	-
Componentes financeiros										
Neutralidade da Parcela A (iii)	22.509	3.376	(10.566)	349	-	15.668	822	14.846	15.379	289
CUSD	89	255	-	24	-	368	-	368	361	7
Exposição de submercados (v)	(3)	-	3	-	-	-	-	-	-	-
Saldo a Compensar (vi)	1.613	26	(2)	17	(1.654)	-	-	-	-	-
Devoluções Tarifárias (vii)	43.037	10.432	(2)	501	-	53.968	-	53.968	-	53.968
Outros itens financeiros (viii)	6.596	-	(6.106)	-	(15)	475	475	-	475	-
Total Passivo	229.344	41.350	(61.970)	2.475	(1.669)	209.530	4.822	204.708	152.630	56.900
Saldo líquido	139.261	72.139	(3.332)	5.726	-	213.794	255	213.539	262.561	(48.767)

- (i) **Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A (CVA):** A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC;

- (ii) **Encargo de Serviço do Sistema - ESS:** Representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços auxiliares, prestados pelos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN;
- (iii) **Neutralidade da Parcela A:** Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores inseridos nas tarifas.
- (iv) **Repasso de sobrecontratação/exposição involuntária de energia:** A distribuidora deve garantir, por meio de contratos de energia regulados, o atendimento de 100% do seu mercado. Contratações superiores ou inferiores a este referencial implicam na apuração, pela ANEEL, com aplicação nos processos de reajustes e revisões tarifárias, dos custos de repasse

Notas Explicativas

de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos 5% em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo.

- (v) **Exposição de submercados:** Representa o resultado financeiro decorrente das diferenças entre o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em função das transferências de energia entre Submercados.
- (vi) **Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior:** Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, verifica-se se o saldo da CVA em processamento considerado no processo tarifário foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.
- (vii) **Devoluções Tarifárias:** Referem-se a receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos auferidas a partir do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP), onde a partir de novembro de 2017, são apropriados nos passivos financeiros setoriais atualizadas mensalmente com aplicação da variação da SELIC e serão amortizadas a partir do início do 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (5CRTP).
- (viii) **Outros itens financeiros:** Considera-se os demais itens financeiros de característica não recorrentes e específico das Distribuidoras, tais como, Reversão do Financeiro RTE2015, Diferencial Eletronuclear, repasse de Compensação DIC/FIC, etc.

11 Outros créditos

	31/03/2019	31/12/2018
Subvenção Baixa Renda (1)	6.596	8.831
Subvenção CDE - Desconto Tarifário (2)	48.417	54.442
Banco Daycoval (3)	102.985	102.985
(-) Provisão para perdas (3)	(102.985)	(102.985)
Outros créditos a Receber - CELPA (4)	31.786	31.326
(-) Ajuste a Valor presente - CELPA (4)	(11.350)	(11.433)
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	51.702	51.169
Ordens de serviço em curso - Outros/ Ordem de desativação (5)	(9.355)	4.968
Sub-rogação CCC (6)	22.834	24.316
Despesas pagas antecipadamente	29.995	34.873
Adiantamentos	10.600	10.310
Créditos a receber de terceiros-alienação de bens e direitos (7)	13.320	13.929
Bloqueio Judicial (8)	1.661	2.779
Aquisição de combustível para conta CCC (9)	48.089	55.162
Outros	8.789	8.006
Total	253.084	288.678
Circulante	214.980	254.882
Não circulante	38.104	33.796

- (1) **Subvenção - Baixa Renda:** Esses créditos referem-se à subvenção da classe residencial baixa renda, das unidades consumidoras com consumo mensal inferior a 220 kWh, desde que cumpridos certos requisitos. Essa receita é custeada com recursos financeiros oriundos da RGR - Reserva Global de Reversão e da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético, ambos sob a administração da CCEE. O saldo refere-se às provisões de fevereiro e março de 2019. A administração não espera apurar perdas na realização do saldo.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	31/03/2019	31/12/2018
Saldo inicial - circulante - 31/12/2018 e 31/12/2017	8.831	12.524
Subvenção Baixa Renda	7.735	43.306
Ressarcimento pela CCEE	(9.970)	(46.999)
Saldo final - circulante - 31/03/2019 e 31/12/2018	6.596	8.831

Notas Explicativas

- (2) **Subvenção CDE - Desconto Tarifário:** Refere-se a recursos transferidos às concessionárias autorizadas pelo Governo Federal, para fazer frente à Subvenção CDE para os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Em 31 de março de 2019, o saldo corresponde às subvenções incorridas nos meses de fevereiro e março de 2019, cujo ressarcimento a administração da empresa espera receber no segundo trimestre de 2019.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	31/03/2019	31/12/2018
Saldos iniciais - circulante - 31/12/2018 e 31/12/2017	54.442	74.710
Desconto Tarifário Subvenção Irrigante e Rural	68.279	283.836
Ressarcimento pela CCEE	(74.304)	(304.104)
Saldos finais - circulante - 31/03/2019 e 31/12/2018	48.417	54.442

- (3) Refere-se ao valor transferido pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia Participações S/A, em 28 de fevereiro de 2012, para quitação de dívidas vencidas, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração da Companhia considera essa transferência indevida e ajuizou medida judicial para a recuperação desse valor. O saldo está provisionado por se tratar de um ativo contingente, visto que sua realização será confirmada apenas pela ocorrência ou não de eventos futuros, incertos, não totalmente sob o controle da Companhia.
- (4) Crédito a receber da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, oriundo de transações entre partes relacionadas até a data de alienação para a Equatorial Energia S.A. realizado em 25 de setembro de 2012. Os créditos intra-grupo foram parcialmente assumidos pela Rede Power do Brasil S.A., até onde se compensavam, que quitou perante as Partes Relacionadas a parcela do crédito assumido. Do montante inicial da negociação que a Companhia tem direito, restou o valor de R\$68.813 onde R\$47.266 - cerca de 69%, foram assumidos pela Rede Power do Brasil S.A. e o restante R\$21.547 será recebido em parcelas semestrais a partir do último dia do mês de setembro de 2019, com conclusão em setembro de 2034, cujo saldo atualizado é de R\$31.786 (R\$31.326 em 31 de dezembro de 2018).
- (5) Em 31 de março de 2019, o saldo apresentado refere-se às ordens de desativação em curso, em que os ativos retirados das linhas e redes foram devolvidos aos almoxarifados, porém o processo de fechamento das ordens não foram concluídos, o que estará ocorrendo nos próximos períodos.
- (6) A Companhia foi enquadrada na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, devido à implantação de projetos elétricos que proporcionaram a redução do dispêndio da CCC, que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais. Para fins de cálculo do benefício, foram aprovados os seguintes projetos com saldos a receber em aberto:

Obra	Status	Valor aplicado	Valor sub-rogado	Recebido	A receber	
					31/03/2019	31/12/2018
Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro	em serviço	36.225	32.254	14.307	17.947	19.019
Sistema de Transmissão Rondolandia	em serviço	10.203	4.613	3.781	832	1.154
Sistema de Transmissão Paranorte	em serviço	6.697	4.915	860	4.055	4.143
Total		53.125	41.782	18.948	22.834	24.316
Circulante					5.165	10.414
Não Circulante					17.669	13.902

O Despacho ANEEL nº 4.722, de 18 de dezembro de 2009, para aplicação nas publicações do exercício de 2009, trata nos itens 53 e 54, a respeito da contabilização do subsídio recebido pela concessionária, oriundo do fundo da CCC em virtude de obras que visam à desativação de usinas térmicas e consequente redução de óleo diesel no processo de geração de energia em nosso país.

O mencionado Despacho determina que todos os valores já recebidos ou aprovados sejam registrados no grupo de contas "223 - Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica". Dentro desse grupo é feita a segregação dos valores já efetivamente recebidos e dos valores pendentes de recebimento, aprovados pelo órgão regulador.

- (7) Créditos a receber de terceiros - Refere-se a uso mútuo de poste e venda de sucatas Inclui R\$13.320 de provisão para perda esperada de créditos de liquidação duvidosa.
- (8) Bloqueio Judicial - Inclui R\$1.661 de valores em conta corrente da Companhia. A Administração está realizando apresentação da documentação necessária a sua liberação.

Notas Explicativas

- (9) A Companhia possui saldos a receber referente a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, sendo que deste total, R\$53.621 foram reconhecidos pela ANEEL através da Nota Técnica nº 01/2018-SFF de 03 de janeiro de 2018, referente ao período de 30 de julho de 2009 a 30 de junho de 2016 que detalhou a metodologia estabelecida para a fiscalização e o reprocessamento mensal dos benefícios, demonstrou as análises técnicas das informações colhidas sobre contratos de compra de energia e potência, de combustíveis, as medições de grandezas elétricas e de combustíveis e os tratamentos regulatórios dados acerca das manifestações da empresa, no intuito de apurar eventual ativo ou passivo da beneficiária, no âmbito das regras da Resolução Normativa nº 427/2011. No primeiro trimestre de 2019 houve reversão da provisão no montante de R\$4.126 em virtude do Custo Total de Geração - CTG, ter sido inferior ao ACRmed neste período, além dos recebimentos correspondentes aos meses de novembro e dezembro de 2018.

12 Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela Rede Energia Participações S/A, (57,67% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (EMS), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Energisa Sul Sudeste - Distribuição de Energia S/A (ESS), Multi Energisa Serviços S.A, Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE), QMRA Participações S/A e Rede Power Holding de Energia S/A. A Rede Energia Participações S/A é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A (EEVP) (56,89%) que por sua vez é controlada pela Denerge Desenvolvimento Energético S/A (Denerge) (99,99%). A Denerge é controlada pela Energisa S/A (99,97%) e possui participação direta na Rede Energia Participações (9,82%). A Energisa é controladora direta da Energisa Participações Minoritárias S/A (87,70%) que por sua vez possui participação direta na Rede Energia Participações S/A de 29,57% e na Companhia (39,82%).

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

	Serviços contratados (Despesas)	Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (Despesa) (5)	Comissão aval e debêntures (Despesa) financeira (4)	Saldo a pagar (Fornecedores)	Saldo a pagar aval - e debêntures (4)	Saldo a receber - Disponibilização de sistema de transmissão e distribuição (5)
Energisa S/A (1)	13.528	-	6.841	8.383	322.976	-
Multi Energisa S/A (2)	2.390	-	-	1.027	-	-
Energisa Soluções S/A (3)	3.575	-	-	767	-	-
Energisa Soluções Construções em Linhas e Redes S/A (3)	8.796	-	-	2.250	-	-
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A	-	-	-	-	-	35
Centrais Elétricas de Rondônia S/A	-	51	-	-	-	-
31/03/2019	28.289	51	6.841	12.427	322.976	35
31/12/2018	-	-	-	13.042	316.133	34
31/03/2018	24.294	459	16.722	-	-	-

(1) Energisa S/A

Refere-se a serviços administrativos e de compartilhamento de recursos humanos para execução de parcela dos macroprocessos prestados às suas controladas. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários. Os contratos de compartilhamento foram aprovados pela ANEEL e firmados em 01 de março de 2017 com prazo de validade de 60 meses, podendo ser prorrogado mediante termo aditivo que deverá conter anuência da ANEEL.

(2) Multi Energisa S/A

Refere-se a serviços de Call Center e Suporte a TI e foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.

(3) Energisa Soluções S/A e Energisa Soluções e Construções em Linhas e Redes S/A

As transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos. Os contratos foram submetidos à aprovação da ANEEL e são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.

(4) Energisa S/A - debêntures e comissão de aval

Notas Explicativas

A Companhia efetuou a 6ª e 7ª emissão de debentures em moeda corrente, que foram na sua totalidade, adquiridas pela Energisa S/A com vencimentos e condições conforme nota explicativa 19. Em 31 de março de 2019 o valor atualizado é de R\$322.976 (R\$316.133 em 31 de dezembro de 2018).

Custo de contrato de comissão de aval, iniciado em fevereiro de 2017, de garantias da controladora para contratos da Companhia a empréstimos e financiamentos, com taxa a razão de 1,5% a.a.

(5) Centrais Elétricas de Rondônia e Energisa Mato Grosso do Sul - Refere-se ao contrato de disponibilização do sistema de distribuição (TUSD).

Remuneração dos Administradores

	31/03/2019	31/03/2018
Remuneração Anual (a)	14.408	14.408
Remuneração dos membros do conselho de Administração	146	118
Remuneração da Diretoria	864	508
Outros Benefícios (b)	421	236

(a) Limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2018 foi aprovado na AGO/E de 26 de abril de 2018. Em AGO/E de 30 de abril de 2019 foi aprovado novo limite global de remuneração de R\$11.997.

(b) Inclui encargos sociais, benefícios de previdência privada, seguro saúde e seguro de vida.

A maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros relativas ao mês de março, foram de R\$59 e R\$2 (R\$57 e R\$2 no 1º trimestre de 2018), respectivamente. A remuneração média no primeiro trimestre de 2019 foi de R\$22 (R\$18 no 1º trimestre de 2018).

Programa de Remuneração Variável (ILP)

A Companhia ofereceu aos seus executivos Programa de Remuneração Variável através do 1º programa de concessão de ações, denominada Incentivo de Longo Prazo (ILP), aprovado pela Controladora Energisa S/A em Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária de 25 de abril de 2018, e regulamento aprovado em reunião do Conselho de Administração em 10 de maio de 2018. O Programa de concessões de ações, têm por objetivo (i) o alinhamento de interesses entre acionistas e executivos; (ii) a promoção da meritocracia; (iii) a retenção de executivos de bom desempenho; (iv) o estímulo de resultados sustentáveis e atingimento de metas empresariais, com compartilhamento da criação de valor. O benefício é direcionado aos executivos da Companhia a ser pago em Units da controladora Energisa S/A, até o limite previsto de 44.703 units, a ser baseado em um valor definido para cada nível levando em consideração o desempenho individual, a ser consignado no contrato de concessão de ações, de acordo com o escopo de cada executivo. Ao programa são associadas condições de performance (*Total Shareholder Return* -TSR Relativo e Fluxo de caixa livre), que modificam o *target* em função das faixas atingidas.

O benefício visa atrair e reter pessoas chaves e premiá-las em função do seu desempenho, aliado às metas de desempenho da Companhia. O período de aquisição do direito (vesting) são de 3 anos, a partir da data da outorga em 02 de maio de 2018.

Em atendimento ao IFRS 2/CPC 10, a Companhia apurou o valor justo das ações (units) restritas com condições de performance (Performance Shares) outorgadas com base no modelo de Monte Carlo para permitir a incorporação das condições de carência de mercado no valor justo do ativo. A despesa é reconhecida em uma base “pro rata temporis”, que se inicia na data da outorga, até a data em que o beneficiário adquire o direito a receber as ações. Não há opções exercíveis ou expiradas em 31 de março de 2019.

Premissas e cálculo do valor justo das Ações Outorgadas

Notas Explicativas

Para determinação do valor justo foram utilizadas as seguintes premissas:

	1º programa ILP
Método de Cálculo	Monte Carlo
Total de opções de ações outorgadas	41.011
Prazo de carência	3 anos
Taxa de juros livre de risco ^(a)	8,2%
Volatilidade ^(b)	25,61%
Valor justo na data da outorga	R\$ 27,65

(a) Taxa de juros = 8,2% (projeção da DI com prazo de vencimento equivalente ao fim da carência do Programa - DI1J2021).

(b) Volatilidade e correlação entre os preços de ação (da Energisa S/A e dos concorrentes considerados no IEE ("Índice de Energia Elétrica e seus pares") para o TSR) foram calculadas com base nos valores históricos de 1 ano anterior à data de outorga do programa.

Devido as características específicas do Plano de Incentivo de Longo Prazo da Companhia, divulgadas acima, não há preço de exercício ou limite para exercício associados.

No período findo em 31 de março de 2019 foram reconhecidos R\$71 decorrente do Plano de Outorga de Opção de Ações na demonstração do resultado do período, na rubrica de custos e despesas operacionais em contrapartida a reserva de capital no patrimônio líquido.

13 Créditos tributários, impostos diferidos e despesa de imposto de renda e contribuição social corrente

O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Informações Financeiras Intermediárias e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no fim de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar.

	31/03/2019	31/12/2018
Ativo		
Base negativa de contribuição social s/ o lucro	-	497
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	229.499	223.669
Contribuição social sobre o lucro líquido	82.620	80.521
Total	312.119	304.687
Passivo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	176.048	170.734
Contribuição social	63.377	61.464
Total	239.425	232.198
Total líquido - ativo não circulante	72.694	72.489

Notas Explicativas

A natureza dos créditos diferidos são como segue:

	31/03/2019		31/12/2018	
	Base de cálculo	IRPJ + CSSL	Base de cálculo	IRPJ + CSSL
Ativo				
Base negativa da contribuição social sobre o lucro	-	-	5.527	497
Provisão para créditos (PCLD e Daycoval)	352.120	119.721	327.949	111.503
Outras provisões (honorários e outras)	300.266	102.090	282.531	96.061
Provisões para riscos cíveis, trabalhistas, fiscais e regulatórios	105.812	35.976	106.995	36.378
Ajustes a valor presente	22.065	7.502	19.775	6.724
Outras adições temporárias	137.733	46.830	157.424	53.524
Instrumentos financeiros - derivativos	(103.943)	(35.341)	(103.640)	(35.238)
Encargos sobre reavaliação de ativos	(123.184)	(41.883)	(128.869)	(43.815)
Parcela do VNR do ativo financeiro				
Indenizável da concessão e atualização	(477.063)	(162.201)	(450.426)	(153.145)
Total - ativo não circulante	213.806	72.694	217.266	72.489

A seguir, as realizações dos créditos fiscais ativos:

Exercícios	Realização de créditos fiscais
2019	21.506
2020	28.170
2021	29.462
2022	34.538
2023	32.230
2024 e 2025	66.408
2026 a 2028	99.805
Total	312.119

Os valores de imposto de renda e contribuição social que afetaram o resultado do período, bem como a compensação dos créditos tributários registrados, são demonstrados como segue:

	31/03/2019	31/03/2018
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	146.143	169.093
Alíquota fiscal combinada	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados às alíquotas fiscais combinadas	(49.689)	(57.492)
Ajustes:		
Despesas indedutíveis (doações, brindes, multa, etc.)	(284)	(185)
Créditos sobre incentivos fiscais - SUDAM (*)	21.945	13.133
Outras exclusões permanentes (**)	909	484
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(27.119)	(44.060)
Alíquota efetiva	18,56%	26,06%

(*) Em dezembro de 2014 a Companhia obteve aprovação do Ministério da Integração Social do seu pedido de benefício fiscal para o período de 01 de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2023 e o deferimento de seus pedidos junto à Receita Federal - Ato Declaratório Executivo nº 17-DRF/CBA de 02 de fevereiro de 2015 e consiste na redução de até 75% do Imposto de Renda calculado sobre o lucro de exploração. Os valores de redução do imposto de renda e adicionais - Incentivo SUDAM- apurados no primeiro trimestre de 2019, foram registrados diretamente na demonstração de resultado do exercício na rubrica "imposto de renda e contribuição social corrente" de acordo com a Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08.

Notas Explicativas

Em 2018, a Companhia, amparada pela legislação vigente, formalizou o pedido para obtenção do benefício fiscal, a fim de ampliá-lo pelo período de mais 10 anos, a contar do momento da sua aprovação. Neste sentido, a Companhia possui processo que se encontra em fase de análise, formalizado junto à Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM). Com a publicação da Lei nº 13.799/2019, estendeu-se o prazo para aprovação e obtenção do Incentivo Fiscal de Redução de 75% do IRPJ e adicionais até 31/12/2023. Dessa forma, a previsão é que os projetos da Companhia tenham os benefícios garantidos por parte da SUDAM até o ano calendário de 2028, após a emissão dos Laudos Constitutivos, aumentando o prazo de fruição em mais 5 anos.

(**) Referem-se basicamente a outros incentivos fiscais utilizados pela Companhia, como PAT (Programa de Alimentação do Trabalhador), Doações/Patrocínios Culturais, Lei 8.313/91 e Projetos Desportivos, Lei 11.438/2006.

14 Ativo financeiro indenizável da concessão

A Lei nº 12.783/13 determinou a metodologia que deve ser adotada na indenização dos ativos de geração, transmissão e distribuição ao final da concessão, o VNR - Valor novo de reposição.

Em novembro de 2015 a ANEEL através da Resolução Normativa nº 686/2015, aprovou a revisão do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET) da Base de Remuneração Regulatória (BRR), onde determinou que a base de remuneração fosse atualizada pela aplicação do IPCA, tendo a Companhia adotado para reconhecimento do VNR - Valor Novo de Reposição.

A remuneração do ativo financeiro indenizável da concessão relativa ao período findo em 31 de março de 2019, foi registrada em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão no montante de R\$26.637 (R\$98.341 em 31 de março de 2018).

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

	31/03/2019	31/12/2018
Ativo financeiro valor justo - 31/12/2018 e 31/12/2017	2.118.843	1.827.340
Adições no período/exercício (*)	55.940	165.025
Baixas no período/exercício	(1.414)	(28.422)
Receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão (**)	26.637	154.900
Ativo financeiro valor justo - 31/03/2019 e 31/12/2018	2.200.006	2.118.843

(*) Transferência do ativo contratual - infraestrutura em construção e intangível em curso para o ativo financeiro indenizável da concessão;

(**) Os ativos são atualizados pela variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizado pelo regulador nos processos de revisão tarifária, a melhor expectativa da Administração e no histórico de glosas em homologações anteriores, o que reflete a melhor estimativa de valor justo do ativo.

15 Investimentos

A Companhia mantém ativos não inclusos na base de remuneração tarifária, destinados à locação conforme abaixo:

	31/03/2019	31/12/2018
Terrenos	1.384	1.384
Edificações, obras civis e benfeitorias.	4.285	4.285
Outros investimentos	712	712
Depreciação acumulada	(149)	(149)
	6.232	6.232

Notas Explicativas

16 Imobilizado, Intangível e Ativo contratual - Infraestrutura em construção

	31/03/2019	31/12/2018
Imobilizado	13.012	13.787
Intangível - contrato de concessão	1.523.257	1.535.507
Ativo contratual - infraestrutura em construção (1)	537.942	460.511
Total	2.074.211	2.009.805

(1) Refere-se à parcela da infraestrutura utilizada na concessão da distribuição de energia elétrica a ser recuperada pelas tarifas durante o prazo da concessão.

	Taxa média de depreciação (%)	31/12/2018	Adoção Inicial CPC 06 (R2)	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/Depreciação (**)	31/03/2019
Intangível Em Serviço								
Custo	4,00%	4.691.098	-	-	38.329	(12.920)	-	4.716.507
Amortização Acumulada		(2.604.457)	-	-	-	11.242	(68.507)	(2.661.722)
Subtotal		2.086.641	-	-	38.329	(1.678)	(68.507)	2.054.785
Direito de Uso - Imóveis (***)								
Custo		-	7.225	-	-	-	-	7.225
Amortização Acumulada		-	-	-	-	-	(402)	(402)
Subtotal		-	7.225	-	-	-	(402)	6.823
Obrigações vinculadas à concessão								
Em Serviço								
Custo	3,66%	1.392.277	-	-	3.729	-	-	1.396.006
Amortização Acumulada		(841.143)	-	766	-	-	(17.278)	(857.655)
Subtotal		551.134	-	766	3.729	-	(17.278)	538.351
Total Intangível		1.535.507	7.225	(766)	34.600	(1.678)	(51.631)	1.523.257
Ativo contratual - infraestrutura em construção (****)								
Em construção								
		571.594	-	160.691	(38.329)	(63.325)	-	630.631
Obrigações Vinculadas à Concessão								
Em construção								
		111.083	-	(7.280)	(3.729)	(7.385)	-	92.689
Total do ativo contratual - infraestrutura em construção		460.511	-	167.971	(34.600)	(55.940)	-	537.942
Imobilizado em Serviço								
Custo								
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	3,33%	749	-	-	-	-	-	749
Máquinas e Equipamentos	15,74%	31.262	-	-	126	-	-	31.388
Veículos	14,29%	84	-	-	-	-	-	84
Móveis e utensílios	6,26%	6.216	-	-	-	-	-	6.216
Total do imobilizado em serviço		38.311	-	-	126	-	-	38.437
Depreciação acumulada								
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias		(448)	-	-	-	-	(6)	(454)
Maquinas e Equipamentos		(20.124)	-	-	-	-	(830)	(20.954)
Veículos		(83)	-	-	-	-	-	(83)
Móveis e utensílios		(3.869)	-	-	-	-	(65)	(3.934)
Total Depreciação acumulada		(24.524)	-	-	-	-	(901)	(25.425)
Subtotal Imobilizado		13.787	-	-	126	-	(901)	13.012
Imobilizado em curso		-	-	126	(126)	-	-	-
Total do Imobilizado		13.787	-	126	-	-	(901)	13.012
Total		2.009.805	7.225	167.331	-	(57.618)	(52.532)	2.074.211

(*) Das baixas no montante de R\$57.618, R\$55.940 refere-se às transferências do ativo intangível líquidas das obrigações especiais para o ativo financeiro indenizável da concessão e R\$1.678 refere-se a demais baixas realizadas no exercício, inicialmente contabilizadas nas Ordens de Desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

O montante transferido do ativo contratual da infraestrutura em construção, líquido das obrigações especiais, para o ativo financeiro indenizável da concessão de R\$55.940 (R\$165.025 em 31 de dezembro de 2018), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível a ser indenizada no final da concessão pelo Poder Concedente, conforme prevê o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que está enquadrado nos critérios de aplicação da interpretação técnica do ICPC 01 (IFRIC 12).

Notas Explicativas

(**) A Companhia reconheceu no período, créditos de PIS e COFINS sobre a amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$3.887 (R\$14.736 em 31 de dezembro de 2018).

Do total de depreciação de R\$52.532, R\$402 refere-se a amortização do direito de uso referente a adoção do CPC 06 (R2) a partir de 01 de janeiro de 2018.

(***) Refere-se ao direito de uso de imóveis originados pela aplicação das normas contábil CPC 06 (R2) - são amortizados em conformidade com vida útil definida em cada contrato.

(****) No ativo contratual são registrados, os gastos que são diretamente atribuíveis a aquisição e construção dos ativos, tais como: (i) o custo de materiais e mão de obra direta; (ii) quaisquer outros custos para colocar o ativo no local em condições necessárias para que sejam capazes de operar na sua plenitude; e (iii) os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos ao custo de construção da infraestrutura, apropriados considerando os determinados critérios para capitalização, como aplicação da taxa média ponderada e juros de contratos específicos de acordo com o normativo do CPC 20.

	Taxa média de depreciação (%)	31/12/2017	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização / Depreciação (**)	31/12/2018
Em Serviço							
Custo	3,91%	4.574.689	-	205.616	(89.207)	-	4.691.098
Amortização Acumulada		(2.398.703)	-	(1.097)	64.858	(269.515)	(2.604.457)
Subtotal		2.175.986	-	204.519	(24.349)	(269.515)	2.086.641
Obrigações vinculadas à concessão							
Em Serviço							
Custo	3,68%	1.490.381	-	(98.104)	-	-	1.392.277
Amortização Acumulada		(792.913)	1.079	-	-	(49.309)	(841.143)
Subtotal		697.468	1.079	(98.104)	-	(49.309)	551.134
Total Intangível		1.478.518	(1.079)	302.623	(24.349)	(220.206)	1.535.507
Ativo contratual - infraestrutura em construção (***)							
Em construção		395.918	696.842	(204.519)	(316.647)	-	571.594
Obrigações Vinculadas à Concessão							
Em construção		25.297	139.304	98.104	(151.622)	-	111.083
Total do ativo contratual - infraestrutura em construção		370.621	557.538	(302.623)	(165.025)	-	460.511
Imobilizado em Serviço							
Custo							
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	3,33%	749	-	-	-	-	749
Máquinas e Equipamentos	15,39%	28.268	-	3.095	(101)	-	31.262
Veículos	14,29%	84	-	-	-	-	84
Móveis e utensílios	6,21%	5.935	-	281	-	-	6.216
Total do imobilizado em serviço		35.036	-	3.376	(101)	-	38.311
Depreciação acumulada							
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias		(426)	-	-	-	(22)	(448)
Máquinas e Equipamentos		(17.089)	-	-	40	(3.075)	(20.124)
Veículos		(83)	-	-	-	-	(83)
Móveis e utensílios		(3.620)	-	-	-	(249)	(3.869)
Total Depreciação acumulada		(21.218)	-	-	40	(3.346)	(24.524)
Subtotal Imobilizado		13.818	-	3.376	(61)	(3.346)	13.787
Imobilizado em curso		-	3.376	(3.376)	-	-	-
Total do Imobilizado		13.818	3.376	-	(61)	(3.346)	13.787
Total		1.862.957	559.835	-	(189.435)	(223.552)	2.009.805

(*) Das baixas no montante de R\$189.435, R\$165.025 refere-se às transferências do ativo intangível líquidas das obrigações especiais para o ativo financeiro indenizável da concessão e R\$24.410 refere-se a demais baixas realizadas no exercício, inicialmente contabilizadas nas Ordens de Desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

O montante transferido do ativo contratual da infraestrutura em construção, líquido das obrigações especiais, para o ativo financeiro indenizável da concessão de R\$165.025 (R\$433.949 em 31 de dezembro de 2017), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível a ser indenizada no final da concessão pelo Poder Concedente, conforme prevê o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que está enquadrado nos critérios de aplicação da interpretação técnica do ICPC 01 (IFRIC 12).

(**) A Companhia reconheceu no exercício, créditos de PIS e COFINS sobre a amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$14.736 (R\$13.769 em 2017).

(***) No ativo contratual são registrados, os gastos que são diretamente atribuíveis a aquisição e construção dos ativos, tais como: (i) o custo de materiais e mão de obra direta; (ii) quaisquer outros custos para colocar o ativo no local em condições necessárias para que sejam capazes de operar na sua plenitude; e (iii) os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos ao custo de construção da infraestrutura, apropriados considerando os determinados critérios para capitalização, como aplicação da taxa média ponderada e juros de contratos específicos de acordo com o normativo do CPC 20.

Notas Explicativas

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de geração e distribuição de energia, não podendo ser retirada, alienada, cedida ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa nº 691 de 08 de dezembro de 2015, regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para sua desvinculação, quando destinada à alienação. Determina, também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização do intangível está sendo realizada de acordo com as taxas da Resolução Normativa da ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitada ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada foi de 4,00% (3,91% em 31 de dezembro de 2018).

O saldo do intangível e do ativo financeiro indenizável da concessão está reduzido pelas obrigações vinculadas a concessão, que são representadas por:

	31/03/2019	31/12/2018
Contribuições do consumidor (1)	1.266.776	1.401.314
Participação da União - recursos CDE (2)	747.385	620.126
Participação do Governo do Estado (2)	9.348	9.348
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	119.971	119.971
(-) Amortização acumulada	(857.655)	(841.143)
Total	1.285.825	1.309.616
Alocação:		
Contas a receber do ativo financeiro indenizável da concessão	654.785	647.399
Infraestrutura - Intangível em serviço	538.351	551.134
Infraestrutura - Ativo contratual - infraestrutura em construção e intangível em curso	92.689	111.083
Total	1.285.825	1.309.616

(1) As contribuições do consumidor representam a participação de terceiros em obras para fornecimento de energia elétrica em áreas não incluídas nos projetos de expansão das concessionárias de energia elétrica.

(2) A participação da União (recursos provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE) e a participação do Governo do Estado, estão destinadas ao Programa Luz para Todos.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A Companhia passou pelo 4º ciclo de revisão tarifária e os valores decorrentes da Receita de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente, a partir de novembro de 2017, passaram a ser apropriados em passivos financeiros setoriais - devoluções tarifárias conforme determina o a Resolução Normativa nº 660 de 28 de abril de 2015 e despacho da ANEEL nº 245 de 28 de janeiro de 2016.

17 Fornecedores

	31/03/2019	31/12/2018
Contratos Bilaterais (1 e 4)	329.309	302.877
Encargos de serviços do sistema	1.865	2.354
Uso da rede básica (1)	19.261	18.856
CCEE (2)	149.017	31.474
Energia livre	7.860	7.860
Materiais e serviços e outros (3)	63.702	68.842
Total	571.014	432.263
Circulante	537.730	401.442
Não circulante	33.284	30.821

(1) Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.

(2) O incremento do custo de energia na CCEE foi influenciado pelos baixos níveis dos reservatórios no Sistema Interligado Nacional (SIN), devido à diminuição do volume de chuvas no início deste ano. Em consequência, o PLD atingiu valores expressivos, com média de R\$ 213,97/MWh entre submercados neste primeiro trimestre, contra média de 70,16/MWh em dez/2018, o que corresponde a um aumento de 205% no exercício. O impacto negativo que vem afetando as distribuidoras é decorrente da Exposição

Notas Explicativas

Financeira de Submercado, calculada proporcional a quantidade de CCEAR's, CCGF e Cota ANGRA de todas distribuidoras e que tem sido bem negativo.

- (3) Refere-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição - de energia elétrica, com prazo médio de liquidação de 40 dias.
- (4) Inclui o montante de R\$48.708 (R\$78.031 em 31 de dezembro de 2018), referente ao parcelamento dos débitos com Eletrobrás do repasse Itaipu, consolidado em agosto de 2014 em 60 parcelas, com taxa de juros de 115% do CDI, sendo que nas 24 primeiras foram amortizados apenas os juros remuneratórios incidentes sobre o principal e nas 36 parcelas finais será amortizado o valor do principal. A partir de 30 de setembro de 2016, a Companhia iniciou o pagamento da parcela do principal.

A seguir demonstramos a movimentação dos valores:

Parcelamento repasse Itaipu	31/03/2019	31/12/2018
Parcelamento	78.031	195.078
Juros	1.171	10.134
Amortização	(30.494)	(127.181)
Total - circulante	48.708	78.031

18 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

Os saldos dos empréstimos e financiamentos são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa efetiva de juros.

	31/03/2019	31/12/2018
Empréstimos e Financiamentos - moeda nacional	1.349.680	1.352.349
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	619.217	615.735
Encargos de dívidas - moeda nacional	16.903	7.526
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	3.761	2.488
Custos a amortizar moeda estrangeira	(711)	(766)
Marcação a mercado de dívidas	(7.782)	4.650
Total	1.981.068	1.981.982
Circulante	162.399	155.141
Não Circulante	1.818.669	1.826.841

A composição da carteira de empréstimos e financiamentos e as principais condições contratuais podem ser encontradas no detalhamento abaixo:

Operação	Total		Encargos	Vencimento	Periodicidade Amortização	(Taxa efetiva de juros) (4)	Garantias (*)
	31/03/2019	31/12/2018					
FIDC Grupo Energisa IV - 1ª Série	353.213	353.307	TR + 7,00% a.a.	out/34	Mensal a partir de out/29	1,71%	R
FIDC Grupo Energisa IV - 2ª Série	483.108	483.240	CDI + 0,70% a.a.	abr/31	Mensal a partir de abr/21	1,68%	R
CCB - Santander (3)	2.681	5.363	CDI + 2,28% a.a.	jun/19	Mensal	2,08%	R + A
Nota Flutuante de Juros - Santander (3)	527.581	517.965	CDI + 1,25% a 1,3248% a.a.	dez/20	Semestral a partir de dez/19	1,82% a 1,84%	A
Total em Moeda Nacional	1.366.583	1.359.875					
Resolução 4131-Bank of America ML (1 e 3)	207.153	205.940	Libor + 1,20% a 1,60% a.a.	jan/21	Final	3,56% a 3,66%	A
Citibank Loan - 4131 (1 e 3)	56.000	55.688	Libor + 1,70% a.a.	jun/22	Anual a partir de 2021	3,68%	A
Citibank EDC Loan - 4131 (1 e 3)	55.990	55.678	Libor + 1,80% a.a.	jun/22	Anual a partir de 2021	3,71%	A
Citibank Loan - 4131 (1 e 3)	124.203	123.546	Libor + 0,82% a.a.	set/21	Final	3,46%	A
BBM Loan - 4131 (1 e 3)	74.954	73.707	3,39% a.a. Pré	out/19	Final	1,41%	A
J P MORGAN Loan (1 e 3)	104.678	103.664	Libor + 1,05% a.a.	nov/21	Final	3,52%	A
Custo de captação incorrido na contratação	(711)	(766)					
Marcação à Mercado de Dívida (2)	(7.782)	4.650					
Total em Moeda Estrangeira	614.485	622.107					
Total	1.981.068	1.981.982					

Notas Explicativas

(*) A = Aval Energisa S.A., R=Recebíveis.

- (1) Os contratos em moeda estrangeiras possuem proteção de swap cambial e instrumento financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 29 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).
- (2) Em 31 de março de 2019 estas operações estão sendo mensuradas ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo ou pela designação como "Fair Value Option" (vide nota explicativa nº 29 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).
- (3) O contrato possui cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora final Energisa S.A. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 29 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 31 de março de 2019, as exigências contratuais foram cumpridas.
- (4) As taxas efetivas de juros representam as variações ocorridas no período findo em 31 de março de 2019. Para as dívidas em moeda estrangeira, não estão sendo considerados os efeitos do hedge cambial, demonstrados na Nota Explicativa nº 29 - Instrumentos Financeiros e gerenciamento de riscos.

Para garantia do pagamento das parcelas, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$57.467 (R\$56.645 em 31 de dezembro de 2018), registrado na rubrica "Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados" no ativo.

A Companhia tem como prática alocar o pagamento de juros na atividade de financiamento na demonstração do fluxo de caixa.

Os principais indicadores utilizados para a atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais e taxas efetivas no período:

Moeda/indicadores	31/03/2019	31/12/2018
US\$ x R\$	0,57%	17,13%
TJLP	1,71%	6,72%
SELIC	1,51%	6,43%
CDI	1,51%	6,42%
IPCA	1,51%	3,75%
LIBOR	2,69%	2,34%
TR	0,00%	0,00%

Os financiamentos classificados no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2019
2020	556.848
2021	402.326
2022	103.575
2023	48.060
Após 2023	707.860
Total	1.818.669

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	31/03/2019	31/12/2018
Saldos em 31/12/2018 e 31/12/2017	1.981.982	1.793.114
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	-	695.000
Custos Apropriados	-	-
Encargos de dívidas - juros, custos ,variação monetária e cambial	34.445	175.935
Marcação a Mercado das Dívidas	(12.432)	2.764
Pagamento de principal	(1.778)	(562.451)
Pagamento de juros	(21.149)	(122.380)
Saldos em 31/03/2019 e 31/12/2018	1.981.068	1.981.982
Circulante	162.399	155.141
Não circulante	1.818.669	1.826.841

Notas Explicativas

Os custos de captações dos financiamentos a serem amortizados nos exercícios subsequentes são:

Contratos	2019	2020	2021 em diante	Total
LOAN Citibank	148	197	296	641
LOAN EDC	16	22	32	70
Total	164	219	328	711

19 Debêntures (não conversíveis em ações)

O saldo de debêntures e demais componentes a elas relacionados, são:

Descrição	31/03/2019	31/12/2018
Debentures - moeda nacional	1.187.449	1.187.831
Custos de captação incorridos na captação	(15.282)	(16.292)
Marcação à Mercado de Dívida	26.311	35.852
Total	1.198.478	1.207.391
Circulante	12.088	19.350
Não Circulante	1.186.390	1.188.041

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / Circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	31/03/2019	31/12/2018						
Debentures 6ª Emissão 1ª Série	91.037	88.770	19/07/2017	81.885 / 81.885	IPCA+5,60% a.a	jun / 22	Final	2,88%
Debentures 6ª Emissão 2ª Série	81.744	79.698	19/07/2017	73.494 / 73.494	IPCA+5,6601% a.a	jun / 24	Final	2,90%
Debentures 7ª Emissão 1ª Série	11.368	11.112	31/10/2017	10.544 / 10.544	IPCA+4,4885% a.a	out / 22	Final	2,61%
Debentures 7ª Emissão 2ª Série	2.120	2.072	31/10/2017	1.965 / 1.965	IPCA+4,7110% a.a	out / 24	Final	2,67%
Debentures 7ª Emissão 3ª Série	3.953	3.858	31/10/2017	3.657 / 3.657	IPCA+5,1074% a.a	out / 27	Final	2,76%
Debentures 7ª Emissão 4ª Série	132.754	130.623	31/10/2017	128.834 / 128.834	107,75% CDI	out / 22	Anual após out/20	1,63%
Debentures 8ª Emissão	473.826	482.824	07/03/2018	47.000 / 47.000	CDI+1,10% a.a	fev / 21	Final	1,78%
Debentures 9ª Emissão	390.647	388.874	19/10/2018	385.000 / 385.000	IPCA+5,0797% a.a	set / 25	Anual após set/23	2,76%
custos incorridos na captação	(15.282)	(16.292)						
Marcação à Mercado de Dívida	26.311	35.852						
Total	1.198.478	1.207.391						

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essa garantia é estruturada a partir de indicadores estabelecidos pelo controlador final (Energisa S.A.). O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 29). Em 31 de março de 2019 as exigências contratuais foram cumpridas.

Notas Explicativas

As debêntures classificadas no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2019
2020	40.367
2021	510.305
2022	144.777
2023	133.305
Após 2023	357.636
Total	1.186.390

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	31/03/2019	31/12/2018
Saldos em 31/12/2018 e 31/12/2017	1.207.391	534.328
Novas emissões de debêntures	-	855.000
Encargos de dívidas - juros, custos, variação monetária e cambial	28.680	63.035
Marcação a Mercado das Dívidas	(9.541)	35.852
Custos das debêntures	-	(12.186)
Pagamento de principal	-	(233.165)
Pagamento de juros	(28.052)	(35.473)
Saldos em 31/03/2019 e 31/12/2018	1.198.478	1.207.391
Circulante	12.088	19.350
Não circulante	1.186.390	1.188.041

Os custos de captações das debêntures a serem amortizados nos exercícios subsequentes são:

Contratos	2019	2020	2021 em diante	Total
Debêntures 6ª Emissão 1ª Série	473	630	946	2.049
Debêntures 6ª Emissão 2ª Série	300	399	1.398	2.097
Debêntures 7ª Emissão 1ª Série	14	19	35	68
Debêntures 7ª Emissão 2ª Série	2	3	9	14
Debêntures 7ª Emissão 3ª Série	2	3	23	28
Debêntures 7ª Emissão 4ª Série	168	224	412	804
Debêntures 8ª Emissão Ser. Única	789	980	160	1.929
Debêntures 9ª Emissão	1.265	1.322	5.706	8.293
Total	3.013	3.580	8.689	15.282

20 Arrendamentos operacionais

O CPC 06 (R2) estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e evidenciação de arrendamentos e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos sob um único modelo no balanço patrimonial, semelhante à contabilização de arrendamentos financeiros segundo o CPC 06 (R1). A norma inclui duas isenções de reconhecimento para arrendatários - arrendamentos de ativos de “baixo valor” (por exemplo, computadores pessoais) e arrendamentos de curto prazo (ou seja, com prazo de arrendamento de até 12 meses). Na data de início de um contrato de arrendamento, o arrendatário reconhecerá um passivo relativo aos pagamentos de arrendamento e um ativo que representa o direito de utilizar o ativo subjacente durante o prazo de arrendamento (ativo de direito de uso). Os arrendatários serão obrigados a reconhecer separadamente a despesa de juros sobre o passivo de arrendamento e a despesa de depreciação sobre o ativo de direito de uso. Os arrendatários também deverão reavaliar o passivo do arrendamento na ocorrência de determinados eventos (como por exemplo, uma mudança no prazo do arrendamento ou uma mudança nos pagamentos futuros do arrendamento como resultado da alteração de

Notas Explicativas

um índice ou taxa usada para determinar tais pagamentos). O arrendatário irá reconhecer o valor do incremento do passivo de arrendamento como um ajuste do ativo de direito de uso.

A Companhia atua como arrendatária em contratos referente imóveis não residenciais para a instalação de agências de atendimentos a clientes, estabelecimentos para desenvolver suas atividades comerciais e centros de distribuição.

Como arrendatária, a Companhia poderá aplicar a norma utilizando uma: - Abordagem retrospectiva; ou - Abordagem retrospectiva modificada com expedientes práticos opcionais. A Companhia aplicou o CPC 06 (R2) inicialmente em 1º de janeiro de 2019, utilizando a abordagem retrospectiva modificada. Portanto, o efeito cumulativo da adoção do CPC 06 (R2) será reconhecido como um ajuste ao saldo de abertura dos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2019, sem atualização das informações comparativas.

No primeiro trimestre de 2019 a Companhia aplicou os conceitos oriundos desta nova norma e os reflexos estão discriminados abaixo:

	Adoção Inicial em 01/01/2019	Amortização	Juros	Saldo em 31/03/2019
Arrendamentos operacionais	7.225	(496)	145	6.874
Total				6.874
Circulante				1.789
Não circulante				5.085

Em 31 de março de 2019, os valores de arrendamento operacional, classificados no passivo não circulante, têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2019
2020	622
2021	579
2022	421
2023	382
Após 2023	3.081
Total	5.085

21 Impostos e Contribuições sociais

	31/03/2019	31/12/2018
Imposto s/ Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (*)	275.460	161.943
Encargos sociais	5.424	7.062
CSLL	3.892	68
IRPJ	453	186
Contribuições ao PIS e a COFINS	41.820	30.894
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	566	1119
Outros	16.870	16.488
Total	344.485	217.760
Circulante	176.068	65.836
Não Circulante	168.417	151.924

(*) ICMS - inclui R\$167.984 (R\$151.585 em 31 de dezembro de 2018), referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares (vide nota explicativa nº 6).

Notas Explicativas

22 Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios

Uma provisão é reconhecida no momento em que a obrigação for considerada provável pelos assessores jurídicos da Companhia. A contrapartida da obrigação é uma despesa do exercício. Essa obrigação pode ser mensurada com razoável certeza e é atualizada de acordo com a evolução do processo judicial ou encargos financeiros incorridos e pode ser revertida caso a estimativa de perda não seja mais considerada provável, ou baixada quando a obrigação for liquidada. Por sua natureza, os processos judiciais serão resolvidos quando um ou mais eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. Tipicamente, a ocorrência ou não de tais eventos não depende da atuação da Companhia e incertezas no ambiente legal envolve o exercício de estimativas e julgamentos significativos da Administração quanto aos resultados dos eventos futuros.

Segue demonstrativo da movimentação das provisões:

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	31/03/2019	31/12/2018
Saldo inicial - 31/12/2018 e 31/12/2017	4.416	97.230	646	4.703	106.995	124.552
Constituições de provisões	1.010	13.143	-	-	14.153	39.186
Reversões de provisões	(177)	(7.691)	-	-	(7.868)	(23.535)
Pagamentos realizados	(415)	(7.865)	-	-	(8.280)	(36.035)
Atualização monetária	37	765	10	-	812	2.827
Saldo final - 31/03/2019 e 31/12/2018	4.871	95.582	656	4.703	105.812	106.995
Cauções e depósitos vinculados (*)					(6.015)	(5.325)

(*) A Companhia possui cauções e depósitos vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$30.305 (R\$28.956 em 31 de dezembro de 2018). Desse total, R\$24.290 (R\$23.631 em 31 de dezembro de 2018) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de perda ser possível ou remoto.

Perdas prováveis:

Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto discussões sobre recebimento de horas extras, adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente no trabalho, em sua grande maioria relacionada a ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia, reclamando verbas rescisórias, FGTS e demais verbas contratuais/legais, com pedido de responsabilidade subsidiária/solidária da Companhia.

Cíveis

Nos processos cíveis discute-se principalmente sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; a cobrança de danos materiais e morais, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos medidores de energia elétrica ou decorrentes de variações na tensão elétrica ou de falta momentânea de energia.

Fiscais

Refere-se a discussões relacionadas a Cofins, PIS, INSS, ISS, ICMS, CSLL e IRPJ. Os processos encontram-se com a exigibilidade de seus créditos suspensa, seja por estarem em trâmite os processos administrativos, seja porque se encontram devidamente garantidas as execuções fiscais em andamento.

Regulatórias

Refere-se a processos de contingências regulatórias junta à ANEEL, referente descumprimento de preceito regulatório.

A Administração entende que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião dos seus consultores jurídicos foram provisionados todos os processos judiciais, cuja probabilidade de desembolso futuro foi estimada como provável.

Notas Explicativas

Perdas possíveis

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, cuja probabilidade de perda foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	31/03/2019	31/12/2018
Saldo inicial - 31/12/2018 e 31/12/2017	39.987	959.622	1.036.299	2.035.908	1.300.372
Novos processos	1.118	9.314	116	10.548	495.277
Alterações Valor Pedido	56	1.470	(96)	1.430	(105.682)
Alterações de Prognóstico	(45)	(133)	262	84	339.374
Encerramento	(2.591)	(20.291)	-	(22.882)	(78.379)
Atualização Monetária	313	7.798	15.782	23.893	84.946
Saldo final - 31/03/2019 e 31/12/2018	38.838	957.780	1.052.363	2.048.981	2.035.908

Seguem os comentários de nossos consultores jurídicos referente às ações consideradas com riscos possíveis:

Trabalhistas

Ações judiciais de natureza trabalhista, têm como objeto o pleito de horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como a responsabilidade subsidiária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, falta momentânea de energia e acidentes na rede elétrica; e (iii) multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que se encontram em processo administrativo.

Principais processos:

- . Ação 1004068-45.2018.4.01.3600 no montante de R\$306.644 (R\$304.145 em 31 de dezembro de 2018) relacionada ação de cobrança envolvendo indenização pela passagem.
- . Ação 0053723-89.2016.4.01.3400, no montante de R\$298.157 (R\$295.727 em 31 de dezembro de 2018), relacionada ao pleito de restituição de valores cobrados em faturas de energia elétrica, referentes a perdas técnicas e comerciais.
- . Ação de indenização 17436-75.2014.811.0041, no montante de R\$70.971 (R\$70.392 em 31 de dezembro 2018), ajuizada por Conel Construções Elétricas Ltda, objetivando o ressarcimento por danos materiais e morais, fundamentada em suposta rescisão imotivada pela ré do contrato de prestação de serviços.
- . Ação de indenização 54570-73.2013.811.0041, no montante de R\$40.218 (R\$39.891 em 31 de dezembro de 2018), objetivando o ressarcimento de valores em razão de onerosidade excessiva dos contratos de prestação de serviço e de descumprimento de obrigações previstas nos contratos.
- . Ação de indenização 13549-66.2015.811.0003 no montante de R\$34.737 (R\$34.453 em 31 de dezembro de 2018), onde se discute matéria relacionada a danos morais e materiais.

Notas Explicativas

Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária, referem-se basicamente, aos seguintes objetos: (i) ICMS incidente sobre a demanda de energia; (ii) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (iii) diferencial de alíquota de ICMS; e (iv) imposto sobre serviços de qualquer natureza (ISSQN) na figura de substituto tributário.

Principais processos:

. Processos 5044000/2015, 1189910010000012009-19, 5069184/2013, 167410016000122008-11, 5028005/2011, envolvendo ICMS incidente sobre demanda de energia (“ICMS Demanda”) no montante de R\$606.496 (R\$597.372 em 31 de dezembro de 2018), para o qual a Companhia não constituiu provisão, com base na avaliação de seus consultores jurídicos. Os processos referentes a ICMS Demanda, decorrem de autuação em virtude de falta de arrecadação e recolhimento do tributo, por conta de impedimento judicial (decisões judiciais suspendendo a exação, obtidas por consumidores). Após a cessação dos efeitos das referidas decisões, a Companhia vem mantendo discussões com a SEFAZ/MT, no sentido de construir uma solução para a arrecadação deste tributo, por meio da participação da Companhia, na condição de mero agente arrecadador. As discussões culminaram na abertura da possibilidade de adesão direta pelos consumidores, ao programa de parcelamento vigente do Estado (Refis MT - Leis Estadual n° 10.433/2016 e Decreto n° 780/2016).

. Destaca-se também os processos 1000985-84.2016.811.0041, 1189910010000092010-19, 122752000142016115, 1035343/630/96/2014, 5205023/2012 e 5095376/2016, referentes à tomada de crédito do diferencial de alíquota de ICMS, nas operações de aquisição de bens destinados ao ativo permanente no valor total de R\$224.525 (R\$221.146 em 31 de dezembro 2018), dentre os quais vale destacar: (i) execução fiscal 1000985-84.2016.811.0041 no valor de R\$73.700 (R\$72.592 em 31 de dezembro 2018); em divergência com preceitos constitucionais e com a Lei Complementar n° 87/96, a Lei Estadual n° 7.098/98 do Estado de Mato Grosso veda em seu art. 25, §6°, a tomada deste crédito; o tema é objeto da ADI n° 4.623/MT, em trâmite perante o STF, já com parecer favorável da Advocacia Geral da União e (ii) auto de infração 011178550.20128130699 lavrado pela Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso, com cobrança de ICMS relativo ao período de janeiro de 2010 a janeiro de 2012, sob o fundamento de que a Companhia supostamente teria se apropriado indevidamente de crédito fiscal relativo ao diferencial de alíquota pelas aquisições de bens destinados ao ativo permanente, que após apresentação de manifestação - teve a autuação transferida para o processo 5205023/2012, no valor de R\$77.468 (R\$76.303 em 31 de dezembro 2018).

. Auto de infração (administrativo 0408/2018) 14094.720008/2018-36, no montante de R\$71.069 (R\$70.000 em 31 de dezembro 2018) relacionado a não homologação das alterações realizadas nas DCTF do período de 2014 a 2016.

. Processo 0010774-95.2017.4.01.3600, no montante de R\$122.001 (R\$120.166 em 31 de dezembro de 2018), envolvendo discussão sobre execução fiscal proposta pela União Federal, em razão da exclusão da empresa no parcelamento previsto na Lei n° 11.941/09 com a respectiva perda dos benefícios concedidos. Foi apresentada garantia ao débito fiscal.

23 Encargos setoriais e incorporação de redes

23.1 Taxas Regulamentares

	31/03/2019	31/12/2018
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	7.415	11.701
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	27.764	37.757
Total (*)	35.179	49.458
Circulante	35.179	49.458

Notas Explicativas

(*) Em 31 de março de 2019 inclui R\$13.242 (R\$14.961 em 31 de dezembro de 2018) da parcela corrente do mês de dezembro da quota CDE.

Em 12 de agosto de 2014, o parcelamento dos débitos em atraso da RGR e CDE foi consolidado em 60 parcelas, com aplicação da taxa Selic, sendo nas 24 primeiras, amortizado apenas os juros remuneratórios incidentes sobre o principal e nas 36 parcelas finais, será amortizado o principal.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

Movimentação	31/03/2019	31/12/2018
Saldos iniciais - 31/12/2018 e 31/12/2017	34.497	84.737
Juros	442	3.780
Amortização	(13.002)	(54.020)
Total Parcelamento	21.937	34.497
Quota corrente - CDE	13.242	14.961
Saldos finais - 31/03/2019 e 31/12/2018	35.179	49.458

23.2 Obrigação do Programa de Eficiência Energética

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 de 15 de março de 2004, nº 11.465 de 28 de março de 2007, nº 2.212 de 21 de janeiro de 2010 e nº 13.280 de 03 de maio de 2016.

	31/03/2019	31/12/2018
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	1.490	1.165
Ministério de Minas e Energia - MME	745	583
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	4.935	6.092
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	61.572	59.432
Programa de Eficiência Energética - PEE	64.730	63.202
Total	133.472	130.474
Circulante	58.872	59.007
Não Circulante	74.600	71.467

Os gastos realizados com os projetos de PEE e P&D estão registrados na rubrica de serviços em curso até o final dos projetos, quando são encerrados contra os recursos do programa.

A realização das obrigações com o PEE e P&D por meio da aquisição de ativo intangível tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

Total dos encargos setoriais (taxas regulamentares e obrigação do PEE)	31/03/2019	31/12/2018
Taxas Regulamentares	35.179	49.458
Obrigação do Programa de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento	133.472	130.474
Total	168.651	179.932
Circulante	94.051	108.465
Não Circulante	74.600	71.467

Notas Explicativas

23.3 Incorporação de Redes

Com a finalidade de viabilizar o atendimento aos pedidos de ligação de novas unidades consumidoras, os solicitantes, individualmente ou em conjunto, e os órgãos públicos, inclusive da administração indireta, poderão aportar recursos, em parte ou no todo, para as obras necessárias à antecipação da ligação ou executar as obras de extensão de rede mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado. Os recursos antecipados ou o valor da obra executada pelo interessado deverão ser restituídos pela Companhia até o ano em que o atendimento ao pedido de fornecimento seria efetivado segundo os Planos de Universalização, para os casos de consumidores que se enquadrem aos critérios de atendimento sem custo ou nos prazos fixados nos regulamentos que tratam do atendimento com participação financeira do interessado.

O prazo de universalização de energia elétrica em áreas rurais em Mato Grosso foi prorrogado para 2020. A revisão do cronograma foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Sobre os saldos das incorporações de redes particulares incidem encargos calculados pela variação do IGPM, acrescido de 0,5% a 1% ao mês de juros.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	31/03/2019	31/12/2018
Saldos iniciais - 31/12/2018 e 31/12/2017	121.250	185.905
Adições	7.627	18.140
Atualização monetária e juros	20.322	33.341
Baixas - pagamentos	(15.360)	(116.136)
Saldos finais - 31/03/2019 e 31/12/2018	133.839	121.250
Circulante	88.335	75.746
Não circulante	45.504	45.504

24 Outros passivos

	31/03/2019	31/12/2018
Valores e encargos a recuperar tarifa - TUSD	12.201	12.201
Auto de infração	36	36
Adiantamento de consumidores	9.443	8.591
Encargos tarifários	3.619	3.619
Participações empregados e administradores	12.207	12.207
Convênio de arrecadação	1.108	1.085
Entidades seguradoras - prêmios de seguros	2.256	2.882
Ressarcimento EPB - Salto Paraíso (*)	42.482	43.229
Transferência de Ativos-Global Energia Elétrica S/A	17.149	17.149
Retenção de Caução Contratual	11.792	10.571
Outros credores	5.766	5.835
Total	118.059	117.405
Circulante	92.283	94.640
Não circulante	25.776	22.765

(*) Refere-se a incorporação da conexão das usinas na SE Salto Paraíso com ressarcimento a ser pago pela Companhia a EBP (Enel Brasil Participações) por meio de compensação com crédito decorrente do contrato de uso do sistema de distribuição ("CUSD").

Notas Explicativas

25 Patrimônio líquido

25.1 Capital Social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$1.514.569 (R\$1.514.569 em 31 de dezembro de 2018) e está representado por 73.478 (73.478 em 31 de dezembro de 2018) ações ordinárias e 139.433 (139.433 em 31 de dezembro de 2018) ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

As ações preferenciais possuem as seguintes características:

- (i) sem direito a voto;
- (ii) prioridade no caso de reembolso do capital, sem prêmio;
- (iii) prioridade na distribuição de dividendos mínimos, não cumulativos, de 10% (dez por cento) ao ano sobre o capital próprio atribuído a essa espécie de ações, dividendo a ser entre elas rateado igualmente;
- (iv) direito de participar - depois de atribuído às ações ordinárias dividendo igual ao mínimo previsto no inciso "III" supra - da distribuição de quaisquer dividendos ou bonificações, em igualdade de condições com as ações ordinárias.

As ações preferenciais sem direito de voto, adquirirão o exercício desse direito se a Companhia, durante três exercícios consecutivos, deixar de pagar os dividendos fixos ou mínimos a que fizerem jus, direito que conservarão até que passe a efetuar o pagamento de tais dividendos.

A transferência de propriedade das ações nominativas só poderá ser efetuada no escritório central da Companhia.

O desdobramento de títulos múltiplos será efetuado a preço não superior ao custo.

25.2 Reserva de lucros - redução de incentivo fiscal (imposto de renda)

A Companhia por atuar no setor de infraestrutura na região Centro Oeste, obteve a redução (75% do imposto calculado sobre o lucro da exploração) do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo nº 635, do Decreto nº 9.580, de 22 de novembro de 2018 (Novo Regulamento do Imposto de Renda).

Esta redução foi aprovada através do Laudo Constitutivo da SUDAM nº 114/2014 - Ato Declaratório Executivo nº 17 - DRF/CBA de 02 de fevereiro de 2015, que impôs algumas obrigações e restrições:

- (i) O valor apurado como benefício não pode ser distribuído aos acionistas;
- (ii) O valor deve ser contabilizado como reserva de lucros e capitalizado até 31 de dezembro do ano seguinte à apuração e/ou utilizado para compensação de prejuízos; e
- (iii) O valor deve ser aplicado em atividades diretamente relacionadas com a atividade de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Companhia.

A partir da edição da Lei nº 11.638/07 e Lei 11.941/09 os incentivos fiscais passaram a ser contabilizados no resultado do exercício com posterior transferência para reservas de lucros - reserva de redução de imposto de renda. No período findo em 31 de março de 2018 a Companhia apurou R\$21.945 (R\$76.831 em 31 de dezembro de 2018) de redução de imposto de renda e adicionais.

Notas Explicativas

26 Receita operacional

	31/03/2019			31/03/2018		
	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$
	Nº de consumidores	MWh		Nº de consumidores	MWh	
Residencial	1.103.590	756.699	570.360	1.069.178	717.934	452.536
Industrial	18.564	141.865	106.835	19.177	147.341	98.527
Comercial	94.701	408.504	319.728	93.599	394.907	267.415
Rural	185.969	270.790	149.285	176.278	250.050	120.356
Poder público	12.059	87.068	62.110	11.938	81.935	51.638
Iluminação pública	722	92.460	30.535	903	82.779	23.655
Serviço público	1.377	48.729	30.617	1.339	46.666	26.139
Consumo próprio	311	2.360	-	315	2.394	-
Subtotal	1.417.293	1.808.475	1.269.470	1.372.727	1.724.006	1.040.266
Suprimento de energia a concessionárias	-	95.293	108.729	-	173.481	21.672
Fornecimento não faturado líquido	-	29.829	26.253	-	11.014	47.274
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	211	-	127.426	200	-	104.025
Receita de construção da infraestrutura (1)	-	-	31.552	-	-	46.722
Penalidades regulatórias	-	-	(10.535)	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	9.579	-	-	8.301
Valor justo ativo financeiro indenizável da concessão	-	-	26.637	-	-	98.341
Constituição e amortização - CVA ativa e passiva	-	-	68.807	-	-	94.108
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	76.014	-	-	70.864
Total - receita operacional bruta	1.417.504	1.933.597	1.733.932	1.372.927	1.908.501	1.531.573
Deduções da receita operacional						
ICMS	-	-	333.368	-	-	277.430
PIS	-	-	27.950	-	-	22.569
COFINS	-	-	128.737	-	-	107.175
ISS	-	-	88	-	-	83
Deduções bandeiras tarifárias - CCRBT (2)	-	-	(4.122)	-	-	(8.439)
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	5.236	-	-	4.369
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	134.324	-	-	104.088
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	5.236	-	-	4.369
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	1.416	-	-	1.052
Total - deduções da receita operacional	-	-	632.233	-	-	512.696
Total - receita operacional líquida	1.417.504	1.933.597	1.101.699	1.372.927	1.908.501	1.018.877

- (1) A receita de construção da infraestrutura está representada pelo mesmo montante em custo de construção da infraestrutura. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção das obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.
- (2) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país. A ANEEL, através do Ofício nº 185 de 08 de abril de 2015, com alteração efetuada pelo Despacho nº 245 de 28 de janeiro de 2016, alterado pelo Despacho nº 4.356 de 22 de dezembro de 2017, estabeleceu novos procedimentos contábeis para registro das receitas adicionais das Bandeiras Tarifárias. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passam a ser registrados na receita operacional.

Notas Explicativas

As receitas auferidas pela Companhia referentes às Bandeiras Tarifárias no período findo em 31 de março de 2019, foram de R\$345 (R\$7.392 em 31 de março de 2018), tendo sido recebido da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$4.122 (R\$8.439 em 31 de março de 2018). Dessa forma, o efeito líquido das bandeiras tarifárias no resultado do período findo em 31 de março de 2019 foi de R\$4.467 (R\$15.831 em 31 de março de 2018).

Para o mês de janeiro de 2019 e janeiro e fevereiro de 2018 a ANEEL já homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	31/03/2019	31/03/2018
Janeiro	Nº 629 de 01 de março de 2019 (Nº 516 de 06 de março de 2018)	(7)	2.842
Fevereiro	A ser homologado em abril de 2019 (Nº 728 de 02 de abril de 2018)	-	612
Março	A ser homologado em maio de 2019/2018	4.129	4.985
Total		4.122	8.439

27 Energia elétrica comprada para revenda

	MWH (***)		Energia elétrica comprada p/ revenda	
	31/03/2019	31/03/2018	31/03/2019	31/03/2018
Energia de Itaipú - Binacional	336.087	315.930	85.477	68.462
Energia de leilão	688.557	636.243	171.355	146.272
Energia bilateral	835.130	453.545	201.656	202.384
Cotas de Angra REN 530/12 (*)	63.289	59.148	14.442	16.372
Energia de curto prazo - CCEE (**)	39.391	443.875	111.489	30.565
Cotas Garantia Física-Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	378.306	377.962	47.872	38.928
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	40.367	39.000	19.085	15.838
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(60.166)	(47.915)
Total	2.381.127	2.325.703	591.210	470.906

(*) Contempla valor da REN 1.585/2013.

(**) Inclui demais custos na CCEE tais como, efeitos da CCEARs, liminares/ajuste de energia leilão e encargos de serviços do sistema.

(***) Informações fora do escopo dos auditores independentes.

28 Cobertura de seguros

A política de seguros da Companhia baseia-se na contratação de seguros com coberturas bem dimensionadas, consideradas suficientes para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável pelos danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo dos auditores independentes.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			31/03/2019	31/12/2018
Riscos Operacionais	07/11/2020	90.000	1.772	1.772
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2020	90.000	1.112	1.112
Auto - Frota	23/10/2019	Até 360/veículos	360	359
Vida em Grupo e acidentes pessoais (*)	31/12/2019	111.641	264	244
Transporte Nacional	04/04/2020	Até 2.000/transporte	50	62
Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2019	50.000	88	88
Responsabilidade do Explorador ou Transporte Aéreo-R.E.T.A (Drones)	12/01/2020	289/drone	2	2
			3.648	3.639

(*) Importância Segurada relativa ao mês de Fev/2019 e prêmio anualizado.

Notas Explicativas

29 Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco

Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram assim definidos:

- Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos e idênticos.
- Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).
- Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

Em função de a Companhia ter classificado o ativo financeiro indenizável da concessão como melhor estimativa de valor justo por meio do resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos no resultado do período de R\$26.637 (R\$93.453 em 31 de março 2018), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota explicativa nº 14.

Abaixo, são comparados os valores contábeis, valor justo e os níveis hierárquicos dos principais ativos e passivos financeiros:

ATIVO	Nível	31/03/2019		31/12/2018	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado					
Caixa e equivalente de caixa		56.589	56.589	47.365	47.365
Consumidores e concessionárias		1.226.040	1.226.040	1.111.898	1.111.898
Títulos de crédito a receber		15.257	15.257	16.645	16.645
Ativo financeiro setorial		423.324	423.324	368.605	368.605
		1.721.210	1.721.210	1.544.513	1.544.513
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	212.537	212.537	147.860	147.860
Ativo financeiro indenizável da concessão	3	2.200.006	2.200.006	2.118.843	2.118.843
Instrumentos financeiros derivativos	2	123.545	123.545	122.356	122.356
		2.536.088	2.536.088	2.389.059	2.389.059

PASSIVO	Nível	31/03/2019		31/12/2018	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor Justo
Custo amortizado					
Fornecedores		571.014	571.014	432.263	432.263
Empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de dívidas		3.179.546	3.164.602	3.189.373	3.195.159
Parcelamento de taxas regulamentares		21.936	21.936	34.497	34.497
Incorporação de redes		133.839	133.839	121.250	121.250
Passivo financeiro setorial		209.530	209.530	229.344	229.344
		4.115.865	4.109.617	4.006.727	4.012.513
Valor justo por meio do resultado					
Instrumentos financeiros derivativos	2	19.602	19.602	18.716	18.716
		19.602	19.602	18.716	18.716

Notas Explicativas

Derivativos

O valor justo estimado de ativos e passivos financeiros foi determinado por meio de informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliação.

A Companhia tem como política o gerenciamento dos riscos, evitando assumir posições relevantes expostas a flutuações de valor justo. Nesse sentido, buscam operar instrumentos que permitam maior controle de riscos. Os contratos de derivativos são efetuados com operações de *swap* e opções envolvendo juros e taxa de câmbio, visando eliminar a exposição à variação do dólar além de adequação do custo das dívidas de acordo com o direcionamento do mercado.

As operações de proteção contra variações cambiais adversas requerem monitoramento constante, de forma a preservar a eficiência das suas estruturas. As operações vigentes são passíveis de reestruturação a qualquer tempo e podem ser objeto de operações complementares ou reversas, visando reduzir eventuais riscos de perdas relevantes.

Hedge Accounting

Em 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI como hedge accounting. Em 31 de março de 2019 essas operações, assim como as dívidas (objeto do hedge) estão sendo avaliadas de acordo com a contabilidade de “hedge” de valor justo. Em tais designações de hedge a Companhia documentou: (i) a relação de hedge; (ii) o objetivo e estratégia de gerenciamento de risco; (iii) a identificação do instrumento financeiro; (iv) o objeto ou transação coberta; (v) a natureza do risco a ser coberto; (vi) a descrição da relação de cobertura; (vii) a demonstração da correlação entre o hedge e o objeto de cobertura; e (viii) a demonstração da efetividade do hedge.

Os contratos de “swap” são designados e efetivos como “hedge” de valor justo em relação à taxa de juros e/ou variação cambial, quando aplicável. Durante o período, o “hedge” foi altamente efetivo na exposição do valor justo às mudanças de taxas de juros e, como consequência, o valor contábil das dívidas designadas como hedge foi impactado em R\$9.541 e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Fair Value Option

A Companhia optou pela designação formal de novas operações de dívidas contratadas no primeiro trimestre de 2019, para as quais a Companhia possui instrumentos financeiros derivativos de proteção do tipo “swap” para troca de variação cambial e juros, como mensuradas ao valor justo. A opção pelo valor justo (“Fair Value Option”) tem o intuito de eliminar ou reduzir uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento de determinados passivos, no qual de outra forma, surgiria. Assim, tanto os “swaps” quanto as respectivas dívidas passam a ser mensuradas ao valor justo e tal opção é irrevogável, bem como deve ser efetuada apenas no registro contábil inicial da operação. Em 31 de março de 2019, tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Durante o período, o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$12.432 (R\$2.780 em 31 de março de 2018) e reconhecido como resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

A Companhia não possui avaliação de risco de crédito ou instrumento derivativo contratado para esta exposição. Na avaliação da Companhia, a alteração do risco de crédito não tem impacto significativo.

Incertezas

Os valores foram estimados na data do balanço, baseados em informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliações. Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa mais adequada do valor justo. Como consequência, as estimativas utilizadas e apresentadas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser

Notas Explicativas

realizados no mercado de troca corrente.

Administração financeira de risco

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia.

A gestão de risco da Companhia visa identificar, analisar e monitorar riscos enfrentados, para estabelecer limites e mesmo checar a aderência aos mesmos. As políticas de gerenciamento de riscos e sistemas são revisadas regularmente, a fim de avaliar mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A partir da entrada da Energisa como acionista controladora da Rede Energia, a Diretoria adotou como prática reportar mensalmente a performance orçamentária e os fatores de riscos que envolvem a Companhia.

A Companhia conta com serviços de empresa especializada e independente na gestão de risco de caixa e dívida, de modo que é procedido monitoramento diário sobre o comportamento dos principais indicadores macroeconômicos e seus impactos nos resultados, em especial nas operações de derivativos. Este trabalho permite definir estratégias de contratação e reposicionamento, visando menores riscos e melhor resultado financeiro.

Gestão de Risco de Capital

O índice de endividamento no final do período/exercício é como segue:

	31/03/2019	31/12/2018
Dívida (1)	3.179.546	3.189.373
Caixa e equivalentes de caixa	(56.589)	(47.365)
Dívida líquida	3.122.957	3.142.008
Patrimônio líquido (2)	1.865.047	1.745.952
Índice de endividamento líquido	1,67	1,80

(1) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos, debêntures de curto e longo prazos e encargos de dívidas (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), conforme detalhado nas notas explicativas nº 18 e 19.

(2) O patrimônio líquido inclui todo o capital e as reservas da Companhia, gerenciados como capital.

a) Risco de liquidez

A administração, através do fluxo de caixa projetado, programa suas obrigações que geram passivos financeiros ao fluxo de seus recebimentos ou de fontes de financiamentos de forma a garantir o máximo possível a liquidez, para cumprir com suas obrigações, evitando inadimplências que prejudiquem o andamento das operações da Companhia.

A seguir, apresentamos a estratificação dos passivos financeiros, incluindo pagamentos de juros estimados. Não é esperado que possa ocorrer alterações significativas nos fluxos de caixa incluídos nesta análise.

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%)meses	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	6,40%	542.247	75.101	-	-	33.284	650.632
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	7,35%	100.337	238.050	1.874.078	1.364.552	758.102	4.335.119
Parcelamentos de Taxas Regulamentares	6,50%	23.363	-	-	-	-	23.363
Instrumentos Financeiros Derivativos		9.854	5.317	(30.747)	(28.718)	(59.649)	(103.943)
Total		675.801	318.468	1.843.331	1.335.834	731.737	4.905.171

Notas Explicativas

O risco de liquidez representa o risco da Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiros. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos, e também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

b) Risco de crédito

A Administração avalia que os riscos de caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras e instrumentos financeiros derivativos são reduzidos, em função de não haver concentração e as operações serem realizadas com bancos de percepção de risco aderentes à “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” do Grupo Energisa.

O risco de crédito é representado por contas a receber, o que, no entanto, é atenuado por vendas a uma base pulverizada de clientes e por prerrogativas legais para suspensão da prestação de serviços a clientes inadimplentes. Adicionalmente, parte dos valores a receber relativos às transações de venda, compra de energia e encargos de serviço do sistema, realizados no âmbito da CCEE, está sujeita a modificações, dependendo de decisões de processos judiciais ainda em andamento, movidos por algumas empresas do setor. Esses processos decorrem da interpretação de regras do mercado, vigentes entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, período do Programa Emergencial de Redução de Energia Elétrica.

Exposição a riscos de crédito

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

	Nota	31/03/2019	31/12/2018
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	56.589	47.321
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5.2	212.537	147.860
Consumidores e concessionárias	6	1.212.571	1.111.898
Títulos de crédito a receber	7	15.257	16.645
Ativos financeiros setoriais	10	423.324	368.605
Ativo financeiro indenizável da concessão	14	2.200.006	2.118.843
Instrumentos financeiros derivativos	31	123.545	122.356

c) Risco de mercado: taxa de juros e de câmbio

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 18, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás e BNDES) e outras instituições do mercado de capitais. A taxa de juros é definida por estes agentes, levando em conta os juros básicos, o prêmio de risco compatível com as empresas financiadas, suas garantias e o setor no qual estão inseridas. Na impossibilidade de buscar alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, em face dos negócios e às peculiaridades setoriais, esses são mensurados pelo “método do custo amortizado” com base em suas taxas contratuais.

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 31 de março de 2019 com alta de 0,57% sobre 31 de dezembro de 2018, cotado a R\$3,8967 /USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 31 de março de 2019 era de 20,73%, enquanto em 31 de dezembro de 2018 era de 14,34%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 31 de março de 2019 de R\$3.195.539 (R\$3.206.431 em 31 de dezembro de 2018), R\$615.196 (R\$622.873 em 31 de dezembro de 2018) estão representados em dólares.

O empréstimo em dólar tem custo de até variação cambial + 3,39% ao ano e o último vencimento de longo prazo, em junho de 2022.

Notas Explicativas

O balanço patrimonial em 31 de março de 2019, apresenta R\$3.397 (R\$3.099 em 31 de dezembro de 2018) no ativo circulante, R\$120.148 (R\$119.257 em 31 de dezembro de 2018) no ativo não circulante e R\$18.568 (R\$17.295 em 31 de dezembro de 2018) no passivo circulante e R\$1.034 (R\$1.421 em 31 de dezembro de 2018) no passivo não circulante, a título de marcação a mercado e instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar. Não se trata de valores materializados, pois refletem os valores da reversão dos derivativos na data de apuração, o que não corresponde ao objetivo de proteção das operações de hedge e não reflete a expectativa da Administração.

A Companhia possui proteção contra variação cambial adversa de 100% dos financiamentos atrelados ao dólar, protegendo o valor principal e dos juros até o vencimento. As proteções acima estão divididas nos instrumentos descritos a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Resolução 4131 - Bank of America ML	28.235	(Libor + 1,60%) x 117,65%	CDI + 1,70%	15/06/2020	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	14.351	(Libor + 1,70%) x 117,65%	CDI + 1,53%	21/06/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	14.351	(Libor + 1,80%)	CDI + 1,53%	21/06/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML	24.615	(Libor + 1,20%) x 117,65%	CDI + 1,43%	15/01/2021	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	31.785	(LIBOR + 0,82%) x 117,65%	CDI + 0,80%	08/09/2021	Fair Value Option
Resolução 4131 - BBM	18.861	VC + 4,52%	CDI + 0,65%	21/10/2019	Fair Value Option
Resolução 4131 - JPM	26.709	(LIBOR + 1,05%) x 117,647%	CDI + 1,33%	12/11/2021	Fair Value Option

Adicionalmente, a Companhia possui operações de swap de taxa de juros (taxas pré-fixadas, CDI) associada ao “Notional” de seu endividamento em moeda local (Reais). As operações de swap de juros estão relacionadas a seguir:

Operação	Notional (BRL)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Itaú BBA X EMT	81.885	IPCA + 5,60%	101,75% CDI	15/06/2022	Fair Value Hedge
Itaú BBA X EMT	73.494	IPCA + 5,66%	102,65% CDI	14/06/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMT	10.544	IPCA + 4,49%	100,90% CDI	17/10/2022	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMT	1.965	IPCA + 4,71%	101,60% CDI	15/10/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMT	3.657	IPCA + 5,11%	103,50% CDI	15/10/2027	Fair Value Hedge
Itaú BBA x ETO	385.000	IPCA + 5,08%	103,70 CDI	15/09/2025	Fair Value Hedge

De acordo com o CPC 40, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, cujos valores não foram contabilizados como “fair value hedge”, vigentes em 31 de março de 2019 e 31 de dezembro de 2018:

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	31/03/2019	31/12/2018		31/03/2019	31/12/2018
Dívida designada para “Fair Value Option”	560.000	560.000	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(626.386)	(623.063)
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	626.386	623.063
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(565.174)	(564.024)
			Posição Líquida Swap	61.212	59.039
			Posição Líquida Dívida + Swap	(565.174)	(564.024)

A Companhia designa certos instrumentos de “hedge” relacionados a risco com variação cambial e taxa de juros dos empréstimos como “hedge” de valor justo (“fair value hedge”), conforme demonstrado abaixo:

Notas Explicativas

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	31/03/2019	31/12/2018		31/03/2019	31/12/2018
Dívida (Objeto de Hedge) *	556.545	556.545	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(608.536)	(611.434)
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	608.468	611.363
Swap de Juros (Instrumento de Hedge)	556.545	556.545	Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(565.737)	(566.762)
			Posição Líquida Swap	42.731	44.601
			Posição Líquida Dívida + Swap	(565.805)	-566.833

(*) Os empréstimos designados formalmente como “Fair Value Hedge” são reconhecidos a valor justo na proporção da parcela efetiva em relação ao risco que está sendo protegido.

O valor justo dos derivativos contratados pela Companhia em 31 de março de 2019 e 31 de dezembro de 2018 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 18 e ao bom desempenho dos mecanismos de proteção utilizados, descritos acima. A Companhia não tem por objetivo liquidar esses contratos antes dos seus vencimentos, bem como possuem expectativa distinta quanto aos resultados apresentados como Valor Justo - conforme abaixo demonstrado. Para uma perfeita gestão, é procedido monitoramento diário, com o intuito de preservar menores riscos e melhores resultados financeiros.

A Marcação a Mercado (MtM) das operações da Companhia foi calculada utilizando metodologia geralmente empregada e conhecida pelo mercado. A metodologia consiste basicamente em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato, descontando a valor presente pelas taxas de mercado. No caso das opções, é utilizado para cálculo do MtM uma variante da fórmula de Black & Scholes, destinada ao cálculo do prêmio de opções sobre moeda. Os dados utilizados nesses cálculos foram obtidos de fontes consideradas confiáveis. As taxas de mercado, como a taxa Pré e o Cupom de Dólar, foram obtidas diretamente do site da BM&F (Taxas de Mercado para Swaps). A taxa de câmbio (Ptax) foi obtida do site do Banco Central. No caso das opções, as volatilidades implícitas de dólar também foram obtidas na BM&F.

Análise de Sensibilidade

De acordo com o CPC 40, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros e derivativos estão expostos, conforme demonstrado:

Notas Explicativas

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 31 de março de 2019, com a simulação dos efeitos nas informações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das informações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (1)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(560.000)		(493.184)	(633.076)	(772.968)
Variação Dívida	-		66.816	(73.076)	(212.968)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	626.386		559.570	699.462	839.354
Variação - USD e LIBOR	-	Alta USD	(66.816)	73.076	212.968
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(565.174)		(565.174)	(565.174)	(565.174)
Variação - Taxa de Juros CDI	-		-	-	-
			0,00	0,00	0,00
Subtotal	61.212		(5.604)	134.288	274.180
Total Líquido	(498.788)		(498.788)	(498.788)	(498.788)

(1) O cenário provável é calculado a partir da expectativa do dólar futuro do último boletim Focus divulgado para a data de cálculo. Os cenários de deterioração de 25% e de deterioração de 50% são calculados a partir da curva do cenário provável. Nos cenários a curva de dólar é impactada, a curva de CDI é mantida constante e a curva de cupom cambial é recalculada. Isto é feito para que a paridade entre dólar spot, CDI, cupom cambial e dólar futuro seja sempre válida.

Os derivativos no “Cenário Provável”, calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa prefixada brasileira em reais para 31 de março de 2019, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$498.788 que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), maiores serão os resultados positivos dos *swaps*. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, o valor presente seria negativo de R\$498.788 em ambos os casos.

Notas Explicativas

b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 31 de março de 2019, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das demonstrações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II Deterioração de 25%	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	(556.545)		(556.545)	(556.545)	(556.545)
Varição Dívida	-		-	-	-
Swap de Juros		Alta CDI			
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa Pré	608.468		608.468	608.468	608.468
Varição	-		-	-	-
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI	(565.737)		(565.737)	(613.248)	(660.425)
Varição	-		-	(47.511)	(94.688)
Subtotal	42.731		42.731	(4.780)	(51.957)
Total Líquido	(513.814)		(513.814)	(561.325)	(608.502)

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de março de 2019 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 1,51% ao ano e TJLP = 1,71% ao ano) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	243.406	Alta do CDI	15.821	19.776	23.732
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(565.174)	Alta do CDI	(36.736)	(45.920)	(55.104)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(1.619.950)	Alta do CDI	(105.297)	(131.621)	(157.946)
	(607.180)	Alta do IPCA	(9.168)	(11.460)	(13.752)
	(353.213)	Alta do TR	-	-	-
Subtotal (**)	(3.145.517)		(151.201)	(189.001)	(226.802)
Total (Perdas)	(2.902.111)		(135.380)	(169.225)	(203.070)

(*) Considera o CDI de 31 de março de 2020 (6,50% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de março de 2019, IPCA 1,51% ao ano e TR 0,00 % ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$50.022.

30 Benefícios pós-emprego

30.1 Plano de suplementação de aposentadoria e pensão

A Companhia é patrocinadora de 4 planos de benefícios previdenciários aos seus empregados, sendo 1 na modalidade de benefício definido, 1 plano de contribuição variável, 1 plano exclusivamente para benefícios de risco vinculado a um plano de contribuição variável e 1 plano de contribuição definida, estando apenas este último aberto ao ingresso de novos participantes. Os planos de benefício definido, contribuição variável

Notas Explicativas

e de risco são avaliados atuarialmente ao final de cada exercício, visando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para a formação de reservas necessárias aos compromissos de pagamento atuais e futuros.

A Companhia patrocina, em conjunto com seus empregados em atividade, ex-empregados e respectivos beneficiários, planos de benefícios de aposentadoria e pensão, com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social, cuja administração é feita por meio da Energisaprev - Fundação Energisa de Previdência, entidade fechada de previdência complementar, multipatrocinada, constituída como fundação, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira, com funcionamento autorizado pela Portaria nº 47, de 24/10/2003, do Ministério da Previdência Social - Secretaria de Previdência Complementar.

Em 31 de março de 2019, a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$2.131 (R\$1.621 em 31 de março de 2018).

30.2 Plano de saúde

A Companhia mantém benefício pós-emprego, de Assistência Médico-Hospitalar para os empregados ativos, aposentados e pensionistas e seus dependentes legais. As contribuições mensais da Companhia correspondem aos prêmios médios calculados pela Seguradora, multiplicado pelo número de vidas seguradas. Esses prêmios são reajustados anualmente, em função da sinistralidade, pela variação dos custos médicos e hospitalares, dos custos de comercialização, e de outras despesas incidentes sobre a operação do seguro, com o objetivo de manter o equilíbrio técnico-atuarial da apólice. As contribuições arrecadadas dos aposentados, pensionistas e ex-funcionários são reajustadas pelo indexador INPC Saúde.

A Companhia participa do custeio de planos de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No caso de rescisão e/ou aposentadoria, os empregados podem permanecer no plano desde que assumam a totalidade do custeio. No período findo em 31 de março de 2019 as despesas com o plano de saúde foram de R\$4.467 (R\$3.971 em 31 de março de 2018).

31 Compromissos

A Companhia possui compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia, como segue:

Vigência	Contratos de compra de energia (*)				
	2019	2020	2021	2022	Após 2022
2019 a 2053	1.018.770	1.664.641	1.712.195	1.526.853	25.627.551

(*) Não estão incluídos os valores referentes à Quota do Proinfa e Itaipu.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço médio corrente findo do período de 31 de março de 2019 e foram homologados pela ANEEL.

Notas Explicativas

32 Informações adicionais aos fluxos de caixa

Em 31 de março de 2019 e 31 de dezembro de 2018 as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são:

	31/03/2019	31/12/2018
Outras transações não caixa		
Ativo financeiro indenizável da concessão - Bifurcação de Ativo	55.940	165.025
Ativo financeiro indenizável da concessão - Valor justo ativo indenizável	26.637	154.900
Atividades Operacionais		
Pagamento de Fornecedores a prazo	43.976	49.450
Incorporação de redes - transferência para obrigações especiais	7.627	18.140
Atividades de Investimentos		
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	43.976	49.450
Obrigações especiais - transferência para incorporação de redes	7.627	18.140

33 Eventos Subsequentes

. Reajuste tarifário:

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.527, de 02 de abril de 2019, aprovou o reajuste tarifário da Companhia, em vigor a partir de 08 de abril de 2019, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de 11,29%.

. Bandeiras tarifárias:

A ANEEL definiu a aplicação da Bandeira Verde para o mês de abril e amarela para o mês de maio de 2019, resultado de análises do cenário hidrológico do país.

. Emissão de Notas Promissórias:

Em 03 de abril de 2019, a Companhia efetuou a 2ª emissão de Notas Promissórias em moeda corrente, no montante de R\$280.000, com vencimento em março de 2022 e remuneração do CDI + 0,80% ao ano.

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Relatório do auditor independente sobre revisão de informações trimestrais

Aos

Acionistas, Conselheiros e Administradores da

Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A.

Cuiabá – MT

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A. (“Companhia”) contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 31 de março de 2019, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, 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 financeiras intermediárias 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 financeiras 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 financeiras intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias 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, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2019, preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações financeiras 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. Essa demonstração foi submetida 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 financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 8 de maio de 2019.

ERNST & YOUNG

Auditores Independentes S.S.

CRC - 2SP 015.199/O-6

Roberto Cesar Andrade dos Santos

Contador CRC - 1RJ 093.771/O-9

Pareceres e Declarações / Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente

Ata de Reunião do Conselho Fiscal da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia"), realizada em 08 de maio de 2019.

1. Data, Hora e Local: Aos 08 dias do mês de maio de 2019, às 09h00, na Av. Pasteur, n.º 110, 5º andar, Botafogo, Cidade e Estado do Rio de Janeiro.

2. Convocação e Presença: Convocados regularmente todos os membros do Conselho Fiscal da Companhia, encontram-se presentes os conselheiros abaixo assinados, verificando-se a composição de quorum suficiente para a instalação da presente reunião do Conselho Fiscal. Presente também o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia, Sr. Maurício Perez Botelho.

3. Mesa: Presidente: Sr. Paulo Henrique Laranjeiras da Silva

Secretário: Sr. João Paulo Paes de Barros

4. Deliberações: Foram tomadas, por unanimidade, as seguintes deliberações:

4.1. Autorizar a lavratura da ata a que se refere esta Reunião do Conselho Fiscal em forma de sumário.

4.2. Consignar que os membros do Conselho Fiscal da Companhia examinaram as demonstrações trimestrais referente ao primeiro trimestre do exercício social de 2019, conforme apresentação realizada pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia, que prestou todos os esclarecimentos necessários e solicitados pelos Conselheiros Fiscais.

5. Encerramento: Nada mais havendo a tratar, lavrou-se a ata a que se refere esta reunião que, depois de lida e aprovada, foi assinada por todos os presentes.

Mesa:

João Paulo Paes de Barros

Secretário

Paulo Henrique Laranjeiras da Silva

Presidente

Conselheiros Fiscais:

Paulo Henrique Laranjeiras da Silva

Flavio Stamm

Daniel Vinicius Alberini Schrickte

Pareceres e Declarações / Relatório Resumido do Comitê de Auditoria (estatutário, previsto em regulamentação específica da CVM)

Não se aplica à Companhia.

Pareceres e Declarações / Parecer ou Relatório Resumido, se houver, do Comitê de Auditoria (estatutário ou não)

Não se aplica à Companhia.

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

Declaração dos Diretores da Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A. (“Companhia”) sobre as Demonstrações Financeiras do período de 1º de janeiro de 2019 a 31 de março de 2019

Os diretores da Companhia abaixo assinados declaram, nos termos do art. 25, § 1º, VI, da Instrução CVM nº 480/09, que, em reunião realizada nesta data, revisaram, discutiram e concordam, ressalvados os limites específicos das respectivas competências, com as Demonstrações Financeiras da Companhia, tendo aprovado o referido documento.

Cuiabá, 9 de maio de 2019.

Riberto José Barbanera

Diretor-Presidente e Diretor Adm e de Controles

Maurício Perez Botelho

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Fernando Cezar Maia

Diretor de Assuntos Regulatórios e Estratégia

Amaury Antonio Damiance

Diretor Técnico e Comercial

Daniele Araújo Salomão Castelo

Diretora de Gestão de Pessoas

José Marcos Chaves de Melo

Diretor de Suprimentos e Logística

Gioreli de Sousa Filho

Diretor sem designação específica

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

Declaração dos Diretores da Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A. (“Companhia”) sobre o Parecer dos Auditores Independentes

Os diretores da Companhia abaixo assinados declaram, nos termos do art. 25, § 1º, V, da Instrução CVM nº 480/09, que, em reunião realizada nesta data, revisaram, discutiram e concordam, ressalvados os limites específicos das respectivas competências, com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes, tendo aprovado o referido documento.

Cuiabá, 9 de maio de 2019.

Riberto José Barbanera

Diretor-Presidente e Diretor Adm e de Controles

Maurício Perez Botelho

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Fernando Cezar Maia

Diretor de Assuntos Regulatórios e Estratégia

Amaury Antonio Damiance

Diretor Técnico e Comercial

Daniele Araújo Salomão Castelo

Diretora de Gestão de Pessoas

José Marcos Chaves de Melo

Diretor de Suprimentos e Logística

Gioreli de Sousa Filho

Diretor sem designação específica