

Índice

Dados da Empresa

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

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	2
Balanço Patrimonial Passivo	3
Demonstração do Resultado	5
Demonstração do Resultado Abrangente	6
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	7

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015	9
DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014	10
Demonstração de Valor Adicionado	11

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo	12
Balanço Patrimonial Passivo	13
Demonstração do Resultado	15
Demonstração do Resultado Abrangente	17
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	18

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015	20
DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014	21
Demonstração de Valor Adicionado	22

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho	23
---	----

Notas Explicativas	44
--------------------	----

Pareceres e Declarações

Relatório do Auditor Independente - Com Ressalva	116
Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente	118
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	119
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	120

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Último Exercício Social 31/12/2015
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	380.669.270
Preferenciais	6.560.558
Total	387.229.828
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014
1	Ativo Total	2.918.824	2.861.460
1.01	Ativo Circulante	492.381	910.193
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	38.171	42.145
1.01.01.01	Caixa	2.467	27.397
1.01.01.02	Aplicação Financeiras	35.704	14.748
1.01.02	Aplicações Financeiras	149.963	475.395
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	149.963	475.395
1.01.02.01.02	Títulos Disponíveis para Venda	149.963	475.395
1.01.03	Contas a Receber	214.084	326.943
1.01.03.01	Clientes	130.193	55.134
1.01.03.01.01	Concessionárias e Permissionárias	130.193	55.134
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	83.891	271.809
1.01.03.02.02	Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNl	0	222.634
1.01.03.02.03	Outros Créditos a Receber	83.891	49.175
1.01.04	Estoques	7.438	8.489
1.01.06	Tributos a Recuperar	31.354	41.696
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	31.354	41.696
1.01.06.01.01	Créditos Tributários	31.354	41.696
1.01.07	Despesas Antecipadas	822	881
1.01.07.01	Pagamentos Antecipados	822	881
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	50.549	14.644
1.01.08.03	Outros	50.549	14.644
1.01.08.03.01	Ativo Financeiro da Concessão	50.549	14.644
1.02	Ativo Não Circulante	2.426.443	1.951.267
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.326.045	991.256
1.02.01.03	Contas a Receber	760.808	650.589
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	760.808	650.589
1.02.01.06	Tributos Diferidos	38.715	0
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	38.715	0
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	526.522	340.667
1.02.01.09.03	Aplicações Financeiras	8.331	7.446
1.02.01.09.04	Tributos a Recuperar	610	5
1.02.01.09.05	Depósitos Judiciais	48.835	49.570
1.02.01.09.07	Ativo Financeiro da Concessão	103.276	193.302
1.02.01.09.08	Bens e Direitos Destinados a Alienação e Renda	3.044	3.071
1.02.01.09.10	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	362.426	87.273
1.02.02	Investimentos	648.566	608.141
1.02.02.01	Participações Societárias	648.566	608.141
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	645.842	605.417
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	2.724	2.724
1.02.03	Imobilizado	447.126	347.760
1.02.04	Intangível	4.706	4.110
1.02.04.01	Intangíveis	4.706	4.110

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014
2	Passivo Total	2.918.824	2.861.460
2.01	Passivo Circulante	328.128	437.574
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	30.626	30.347
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	30.626	30.347
2.01.02	Fornecedores	83.225	125.513
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	83.225	125.513
2.01.03	Obrigações Fiscais	32.965	9.486
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	32.965	9.481
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	18.294	188
2.01.03.01.02	Contribuição ao Instituto Nacional da Seguridade Social - INSS	3.884	3.545
2.01.03.01.03	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	6.394	2.301
2.01.03.01.04	Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS/PASEP	1.363	499
2.01.03.01.05	Parcelamento PIS/COFINS	908	0
2.01.03.01.06	Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	1.598	1.532
2.01.03.01.07	Outros	524	1.416
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	0	5
2.01.03.02.01	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	0	5
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	29.247	94.785
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	29.247	94.785
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	29.247	94.785
2.01.05	Outras Obrigações	70.474	84.429
2.01.05.02	Outros	70.474	84.429
2.01.05.02.04	Obrigações da Concessão	41.945	35.567
2.01.05.02.05	Outros Passivos	28.529	48.862
2.01.06	Provisões	81.591	93.014
2.01.06.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	81.591	93.014
2.01.06.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	20.006	28.091
2.01.06.01.03	Provisões para Benefícios a Empregados	60.480	61.023
2.01.06.01.04	Provisões Cíveis	1.105	3.900
2.02	Passivo Não Circulante	1.108.742	980.132
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	282.253	196.751
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	282.253	196.751
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	72.541	85.897
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	209.712	110.854
2.02.02	Outras Obrigações	77.005	77.011
2.02.02.02	Outros	77.005	77.011
2.02.02.02.05	Obrigações com a Concessão	5.033	2.448
2.02.02.02.06	Obrigações Fiscais	3.330	0
2.02.02.02.07	Outros Passivos	68.642	74.563
2.02.03	Tributos Diferidos	0	1.967
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	0	1.967
2.02.04	Provisões	749.484	704.403

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	749.484	704.403
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	4.423	4.140
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	72.017	70.419
2.02.04.01.03	Provisões para Benefícios a Empregados	604.371	562.851
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	68.673	66.993
2.03	Patrimônio Líquido	1.481.954	1.443.754
2.03.01	Capital Social Realizado	588.447	588.447
2.03.04	Reservas de Lucros	1.209.304	1.209.304
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	1.209.304	1.209.304
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	-88.924	-187.951
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-226.873	-166.046

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	542.746	589.207
3.01.01	Suprimento de Energia Elétrica	309.071	335.658
3.01.02	Disponibilização do Sistema de Transmissão	351.434	277.779
3.01.04	Receita de O&M	-18.427	-14.859
3.01.05	Remuneração do Ativo Financeiro	18.016	16.496
3.01.06	Energia Elétrica de Curto Prazo	11.035	10.004
3.01.08	Outras Receitas Operacionais	150	4.492
3.01.09	ICMS/ISS	-400	-142
3.01.10	PIS e COFINS	-55.193	-14.651
3.01.11	Quota RGR	-5.099	-2.973
3.01.12	Outros Encargos	-12.542	-10.836
3.01.13	Encargos do Consumidor - P&D/MME/FNDCT	-5.432	-5.876
3.01.15	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-17.915	-5.885
3.01.16	Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica - TFSEE	-1.364	0
3.01.17	Compensação Financeira Pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	-30.588	0
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-387.347	-751.872
3.02.01	Custo com Energia Elétrica	-115.200	-451.698
3.02.02	Custo de Operação	-272.147	-300.174
3.03	Resultado Bruto	155.399	-162.665
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-141.480	-313.688
3.04.01	Despesas com Vendas	-2.614	-412
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-56.835	-53.218
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	17.758	36.221
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-140.720	-325.679
3.04.05.01	Outras Despesas Operacionais	-128.334	-309.551
3.04.05.02	Outras Despesas	-12.386	-16.128
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	40.931	29.400
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	13.919	-476.353
3.06	Resultado Financeiro	52.500	97.854
3.06.01	Receitas Financeiras	247.884	200.911
3.06.02	Despesas Financeiras	-195.384	-103.057
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	66.419	-378.499
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	18.528	98.326
3.08.01	Corrente	-18.019	0
3.08.02	Diferido	36.547	98.326
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	84.947	-280.173
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	84.947	-280.173
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	0,22	-0,72
3.99.01.02	PN	0,22	-0,72
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	0,22	-0,72
3.99.02.02	PN	0,22	-0,72

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014
4.01	Lucro Líquido do Período	84.947	-280.173
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-51.534	-14.997
4.02.01	Variação no Valor Justo de Ativos Financeiros Disponíveis para Venda	-35.938	20.154
4.02.02	Venda de Títulos do Governo	37.853	35.413
4.02.03	Perda Atuarial	-52.799	-51.672
4.02.04	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre Outros Resultados Abrangentes	-650	-18.892
4.03	Resultado Abrangente do Período	33.413	-295.170

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	530.355	329.574
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	194.279	-73.380
6.01.01.01	Lucro Líquido do Período	84.947	-280.173
6.01.01.02	Variações Monetárias e Cambiais de Empréstimos de Longo Prazo	61.592	20.778
6.01.01.05	Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	26.445	31.772
6.01.01.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	-40.931	-29.400
6.01.01.07	Constituição de Provisão para Passivos e Outras	11.880	43.852
6.01.01.08	Constituição de Provisão Ex-Autárquicos	34.419	39.122
6.01.01.09	Constituição de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	6.547	150.190
6.01.01.10	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-36.546	-98.327
6.01.01.11	Baixas do Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível	102.965	152.074
6.01.01.12	Variação dos Investimentos em Títulos do Governo	-57.039	-103.268
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	342.342	423.620
6.01.02.01	Concessionárias e Permissionárias	-81.566	14.318
6.01.02.02	Tributos a Recuperar	9.737	-19.533
6.01.02.03	Aplicações Financeiras de Longo Prazo	-885	25.231
6.01.02.04	Estoques	1.051	188
6.01.02.06	Investimentos em Títulos do Governo	384.387	635.786
6.01.02.07	Pagamentos Antecipados	59	-89
6.01.02.09	Depósitos Judiciais	735	8.810
6.01.02.10	Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	222.634	189.721
6.01.02.11	Ativo Financeiro da Concessão	54.121	-82.187
6.01.02.12	Bens e Direitos Destinados à Alienação	0	13
6.01.02.13	Outros Créditos a Receber	-144.974	-261.118
6.01.02.14	Fornecedores	-42.288	-33.601
6.01.02.15	Obrigações Trabalhistas	279	-2.239
6.01.02.16	Provisão para Benefícios a Empregados	-52.541	-44.223
6.01.02.17	Obrigações da Concessão	8.963	3.019
6.01.02.18	Provisão para Passivos Trabalhistas e Cíveis	-13.235	-22.920
6.01.02.20	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-4.135	12.444
6.01.03	Outros	-6.266	-20.666
6.01.03.01	Obrigações Fiscais	26.809	2.473
6.01.03.02	Pagamento de Encargos de Dívidas	-11.293	-5.239
6.01.03.03	Outros Passivos	-21.782	-17.900
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-503.994	-392.556
6.02.01	Aumento do Investimento	-20.874	-212.972
6.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-275.153	-7.893
6.02.03	Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado	-206.829	-170.077
6.02.04	Aquisição de Ativo Intangível	-1.138	-1.614
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-30.335	41.568
6.03.01	Incremento de Empréstimos e Financiamentos	77.015	99.239
6.03.02	Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos	-107.350	-57.671
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-3.974	-21.414

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	42.145	63.559
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	38.171	42.145

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015**(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	588.447	0	1.209.304	-187.951	-166.046	1.443.754
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	588.447	0	1.209.304	-187.951	-166.046	1.443.754
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	99.027	-60.827	38.200
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	84.947	0	84.947
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	14.080	-60.827	-46.747
5.05.02.06	Realização do Custo Atribuído dos Ativos	0	0	0	14.080	-14.080	0
5.05.02.07	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Custo Atribuído dos Ativos	0	0	0	0	4.787	4.787
5.05.02.08	Variação Líquida de Ativos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	1.915	1.915
5.05.02.09	IR e CS sobre a Variação Líquida no Valor Justo de Ativos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	-650	-650
5.05.02.10	Registro da Perda Atuarial	0	0	0	0	-52.799	-52.799
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	588.447	0	1.209.304	-88.924	-226.873	1.481.954

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014**(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	588.447	0	1.282.557	0	-138.531	1.732.473
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	588.447	0	1.282.557	0	-138.531	1.732.473
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	-261.204	-27.515	-288.719
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-280.173	0	-280.173
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	18.969	-27.515	-8.546
5.05.02.06	Realização do Custo Atribuído dos Ativos	0	0	0	18.969	-18.969	0
5.05.02.07	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Custo Atribuído dos Ativos	0	0	0	0	6.451	6.451
5.05.02.08	Variação Líquida de Ativos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	55.567	55.567
5.05.02.09	IR e CS sobre a Variação Líquida no valor Justo de Ativos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	-18.892	-18.892
5.05.02.10	Registro da Perda Atuarial	0	0	0	0	-51.672	-51.672
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-73.253	73.253	0	0
5.06.04	Absorção do Prejuízo do Exercício	0	0	-73.253	73.253	0	0
5.07	Saldos Finais	588.447	0	1.209.304	-187.951	-166.046	1.443.754

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014
7.01	Receitas	670.103	499.473
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	671.279	629.570
7.01.02	Outras Receitas	5.371	20.093
7.01.04	Provisão/Reversão de Crédts. Liquidação Duvidosa	-6.547	-150.190
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-181.795	-551.651
7.02.01	Custos Prods., Merchs. e Servs. Vendidos	-115.200	-451.698
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-36.560	-31.079
7.02.04	Outros	-30.035	-68.874
7.02.04.01	Outros Custos Operacionais	-9.970	-10.109
7.02.04.03	Outras Despesas Operacionais	-20.065	-58.765
7.03	Valor Adicionado Bruto	488.308	-52.178
7.04	Retenções	-78.529	-59.651
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-26.445	-31.772
7.04.02	Outras	-52.084	-27.879
7.04.02.01	Provisões	-52.084	-27.879
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	409.779	-111.829
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	288.814	230.311
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	40.931	29.400
7.06.02	Receitas Financeiras	247.883	200.911
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	698.593	118.482
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	698.593	118.482
7.08.01	Pessoal	262.520	306.273
7.08.01.01	Remuneração Direta	119.475	130.224
7.08.01.02	Benefícios	29.674	39.213
7.08.01.03	F.G.T.S.	11.468	11.865
7.08.01.04	Outros	101.903	124.971
7.08.01.04.01	Plano de Benefícios Previdenciais	67.223	85.118
7.08.01.04.02	Compromissos Previdenciais	34.680	39.853
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	153.602	-12.969
7.08.02.01	Federais	150.720	-14.948
7.08.02.02	Estaduais	183	188
7.08.02.03	Municipais	2.699	1.791
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	197.524	105.351
7.08.03.02	Aluguéis	2.141	2.294
7.08.03.03	Outras	195.383	103.057
7.08.03.03.01	Despesas Financeiras	195.383	103.057
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	84.947	-280.173
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	84.947	-280.173

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014
1	Ativo Total	3.036.365	3.018.093
1.01	Ativo Circulante	502.924	946.158
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	40.332	73.972
1.01.01.01	Caixa	3.893	28.337
1.01.01.02	Aplicações Financeiras	36.439	45.635
1.01.02	Aplicações Financeiras	149.963	475.395
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	149.963	475.395
1.01.02.01.02	Títulos Disponíveis para Venda	149.963	475.395
1.01.03	Contas a Receber	214.069	326.929
1.01.03.01	Clientes	130.193	55.134
1.01.03.01.01	Concessionárias e Permissionárias	130.193	55.134
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	83.876	271.795
1.01.03.02.02	Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNl	0	222.634
1.01.03.02.03	Outros Créditos a Receber	83.876	49.161
1.01.04	Estoques	7.438	8.489
1.01.06	Tributos a Recuperar	31.370	41.696
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	31.370	41.696
1.01.06.01.01	Créditos Tributários	31.370	41.696
1.01.07	Despesas Antecipadas	879	965
1.01.07.01	Pagamentos Antecipados	879	965
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	58.873	18.712
1.01.08.03	Outros	58.873	18.712
1.01.08.03.01	Ativo Financeiro da Concessão	58.873	18.712
1.02	Ativo Não Circulante	2.533.441	2.071.935
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.343.961	1.130.922
1.02.01.03	Contas a Receber	802.713	685.492
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	802.713	685.492
1.02.01.06	Tributos Diferidos	38.715	0
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	38.715	0
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	502.533	445.430
1.02.01.09.03	Aplicações Financeiras	8.331	7.446
1.02.01.09.04	Tributos a Recuperar	610	5
1.02.01.09.05	Depósitos Judiciais	48.835	49.570
1.02.01.09.06	Ativo Financeiro da Concessão	357.203	332.976
1.02.01.09.07	Bens e Direitos Destinados a Alienação e Renda	3.044	3.071
1.02.01.09.09	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	84.510	52.362
1.02.02	Investimentos	593.637	560.957
1.02.02.01	Participações Societárias	593.637	560.957
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	590.913	558.233
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	2.724	2.724
1.02.03	Imobilizado	591.137	375.946
1.02.04	Intangível	4.706	4.110
1.02.04.01	Intangíveis	4.706	4.110

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014
2	Passivo Total	3.036.365	3.018.093
2.01	Passivo Circulante	437.586	585.895
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	30.644	30.364
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	30.644	30.364
2.01.02	Fornecedores	181.820	128.219
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	181.820	128.219
2.01.03	Obrigações Fiscais	41.927	10.824
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	41.927	10.819
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	24.852	188
2.01.03.01.02	Contribuição ao Instituto Nacional da Seguridade Social - INSS	4.412	3.545
2.01.03.01.03	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	6.394	2.301
2.01.03.01.04	Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS/PASEP	1.363	499
2.01.03.01.05	Parcelamento PIS/COFINS	908	0
2.01.03.01.06	Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	1.598	1.532
2.01.03.01.07	Outros	2.400	2.754
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	0	5
2.01.03.02.01	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	0	5
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	29.247	237.618
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	29.247	237.618
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	29.247	237.618
2.01.05	Outras Obrigações	72.357	85.856
2.01.05.02	Outros	72.357	85.856
2.01.05.02.04	Obrigações da Concessão	41.945	35.567
2.01.05.02.05	Outros Passivos	30.412	50.289
2.01.06	Provisões	81.591	93.014
2.01.06.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	81.591	93.014
2.01.06.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	20.006	28.091
2.01.06.01.03	Provisões para Benefícios a Empregados	60.480	61.023
2.01.06.01.04	Provisões Cíveis	1.105	3.900
2.02	Passivo Não Circulante	1.110.929	982.319
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	282.253	196.751
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	282.253	196.751
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	72.541	85.897
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	209.712	110.854
2.02.02	Outras Obrigações	79.192	79.198
2.02.02.02	Outros	79.192	79.198
2.02.02.02.05	Obrigações com a Concessão	5.033	2.448
2.02.02.02.06	Obrigações Fiscais	3.330	0
2.02.02.02.07	Outros Passivos	70.829	76.750
2.02.03	Tributos Diferidos	0	1.967
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	0	1.967
2.02.04	Provisões	749.484	704.403

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	749.484	704.403
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	4.423	4.140
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	72.017	70.419
2.02.04.01.03	Provisões para Benefícios a Empregados	604.371	562.851
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	68.673	66.993
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	1.487.850	1.449.879
2.03.01	Capital Social Realizado	588.447	588.447
2.03.04	Reservas de Lucros	1.209.304	1.209.304
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	1.209.304	1.209.304
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	-88.924	-187.951
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-226.873	-166.046
2.03.09	Participação dos Acionistas Não Controladores	5.896	6.125

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	661.254	670.957
3.01.01	Suprimento de Energia Elétrica	309.071	335.658
3.01.02	Disponibilização do Sistema de Transmissão	351.434	277.779
3.01.04	Receita de O&M	-18.427	-14.859
3.01.05	Remuneração do Ativo Financeiro	25.330	15.100
3.01.06	Energia Elétrica de Curto Prazo	11.035	10.004
3.01.07	Receita de Construção	111.194	83.146
3.01.08	Outras Receitas Operacionais	150	4.492
3.01.09	ICMS/ISS	-400	-142
3.01.10	PIS e COFINS	-55.193	-14.651
3.01.11	Quota RGR	-5.099	-2.973
3.01.12	Outros Encargos	-12.542	-10.836
3.01.13	Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT	-5.432	-5.876
3.01.15	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-17.915	-5.885
3.01.16	Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica - TFSEE	-1.364	0
3.01.17	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	-30.588	0
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-498.541	-835.018
3.02.01	Custo com Energia Elétrica	-115.200	-451.698
3.02.02	Custo de Operação	-383.341	-383.320
3.03	Resultado Bruto	162.713	-164.061
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-140.392	-310.508
3.04.01	Despesas com Vendas	-2.614	-412
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-57.664	-54.500
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	17.758	36.221
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-141.065	-325.679
3.04.05.01	Outras Despesas Operacionais	-128.679	-309.551
3.04.05.02	Outras Despesas	-12.386	-16.128
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	43.193	33.862
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	22.321	-474.569
3.06	Resultado Financeiro	50.951	98.565
3.06.01	Receitas Financeiras	248.133	201.977
3.06.02	Despesas Financeiras	-197.182	-103.412
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	73.272	-376.004
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	11.507	95.241
3.08.01	Corrente	-25.040	-3.085
3.08.02	Diferido	36.547	98.326
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	84.779	-280.763
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	84.779	-280.763
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	84.947	-280.173
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	-168	-590
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	0,22	-0,73
3.99.01.02	PN	0,22	-0,73

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	0,22	-0,73
3.99.02.02	PN	0,22	-0,73

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	84.779	-280.763
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-51.534	-14.997
4.02.01	Variação no Valor Justo de Ativos Financeiros Disponíveis para Venda	-35.938	20.154
4.02.02	Venda de Títulos do Governo	37.853	35.413
4.02.03	Perda Atuarial	-52.799	-51.672
4.02.04	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre Outros Resultados Abrangentes	-650	-18.892
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	33.245	-295.760
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	33.413	-295.170
4.03.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	-168	-590

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	617.589	395.066
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	184.535	-74.870
6.01.01.01	Lucro Líquido do Período	84.779	-280.763
6.01.01.02	Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo	61.592	20.778
6.01.01.05	Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	26.445	31.772
6.01.01.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	-43.193	-33.862
6.01.01.07	Constituição de Provisão para Passivos e Outras	11.880	46.018
6.01.01.08	Constituição de Provisão Ex-Autárquicos	34.419	39.122
6.01.01.09	Constituição de Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa	6.547	150.190
6.01.01.10	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-36.546	-98.327
6.01.01.11	Baixas do Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível	102.965	152.074
6.01.01.12	Variação dos Investimentos em Títulos do Governo	-57.039	-103.268
6.01.01.14	Ajuste Exercícios Anteriores - Lei 11.638/07	-7.314	1.396
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	431.980	517.627
6.01.02.01	Concessionárias e Permissionárias	-81.566	14.318
6.01.02.02	Tributos a Recuperar	9.721	-19.533
6.01.02.03	Aplicações Financeiras de Longo Prazo	-885	119.163
6.01.02.04	Estoques	1.051	188
6.01.02.06	Investimentos em Títulos do Governo	384.387	635.786
6.01.02.07	Pagamentos Antecipados	86	-91
6.01.02.09	Depósitos Judiciais	-261	7.922
6.01.02.10	Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	222.634	189.721
6.01.02.11	Ativo Financeiro da Concessão	54.121	-82.187
6.01.02.12	Bens e Direitos Destinados à Alienação	0	13
6.01.02.13	Outros Créditos a Receber	-150.244	-260.676
6.01.02.14	Fornecedores	53.602	-33.095
6.01.02.15	Obrigações Trabalhistas	282	-2.222
6.01.02.16	Provisão para Benefícios a Empregados	-52.541	-44.223
6.01.02.17	Obrigações da Concessão	8.963	3.019
6.01.02.18	Provisão para Passivos Trabalhistas e Cíveis	-13.235	-22.920
6.01.02.20	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-4.135	12.444
6.01.03	Outros	1.074	-47.691
6.01.03.01	Obrigações Fiscais	33.983	3.811
6.01.03.02	Pagamento de Encargos de Dívidas	-11.293	-33.586
6.01.03.03	Outros Passivos	-21.616	-17.916
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-478.061	-443.408
6.02.01	Aumento de Investimentos	-10.927	-187.403
6.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-32.148	27.018
6.02.03	Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado	-433.848	-281.409
6.02.04	Aquisição de Ativo Intangível	-1.138	-1.614
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-173.168	58.654
6.03.01	Incremento de Empréstimos e Financiamentos	86.773	116.325
6.03.02	Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos	-259.941	-57.671

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-33.640	10.312
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	73.972	63.660
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	40.332	73.972

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	588.447	0	1.209.304	-187.951	-166.046	1.443.754	6.125	1.449.879
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	588.447	0	1.209.304	-187.951	-166.046	1.443.754	6.125	1.449.879
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0	-61	-61
5.04.08	Aquisição do Controle	0	0	0	0	0	0	-1.016	-1.016
5.04.09	Integralização de Capital	0	0	0	0	0	0	955	955
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	99.027	-60.827	38.200	-168	38.032
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	84.947	0	84.947	-168	84.779
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	14.080	-60.827	-46.747	0	-46.747
5.05.02.06	Realização do Custo Atribuído dos Ativos	0	0	0	14.080	-14.080	0	0	0
5.05.02.07	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Custo Atribuído dos Ativos	0	0	0	0	4.787	4.787	0	4.787
5.05.02.08	Variação Líquida de Ativos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	1.915	1.915	0	1.915
5.05.02.09	IR e CS sobre a Variação Líquida no Valor Justo de Ativos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	-650	-650	0	-650
5.05.02.10	Registro de Perda Atuarial	0	0	0	0	-52.799	-52.799	0	-52.799
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	588.447	0	1.209.304	-88.924	-226.873	1.481.954	5.896	1.487.850

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	588.447	0	1.282.557	0	-138.531	1.732.473	32.825	1.765.298
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	588.447	0	1.282.557	0	-138.531	1.732.473	32.825	1.765.298
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0	-26.110	-26.110
5.04.08	Aquisição do Controle	0	0	0	0	0	0	-29.047	-29.047
5.04.09	Integralização de Capital	0	0	0	0	0	0	2.937	2.937
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	-261.204	-27.515	-288.719	-590	-289.309
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-280.173	0	-280.173	-590	-280.763
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	18.969	-27.515	-8.546	0	-8.546
5.05.02.06	Realização do Custo Atribuído dos Ativos	0	0	0	18.969	-18.969	0	0	0
5.05.02.07	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Custo Atribuído dos Ativos	0	0	0	0	6.451	6.451	0	6.451
5.05.02.08	Variação Líquida de Ativos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	55.567	55.567	0	55.567
5.05.02.09	IR e CS sobre a Variação Líquida no valor Justo de Ativos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	-18.892	-18.892	0	-18.892
5.05.02.10	Registro de Perda Atuarial	0	0	0	0	-51.672	-51.672	0	-51.672
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-73.253	73.253	0	0	0	0
5.06.04	Absorção do Prejuízo do Exercício	0	0	-73.253	73.253	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	588.447	0	1.209.304	-187.951	-166.046	1.443.754	6.125	1.449.879

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014
7.01	Receitas	788.611	581.223
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	789.787	711.320
7.01.02	Outras Receitas	5.371	20.093
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-6.547	-150.190
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-293.416	-635.853
7.02.01	Custos Prods., Merchs. e Servs. Vendidos	-115.200	-451.698
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-36.768	-31.079
7.02.04	Outros	-141.448	-153.076
7.02.04.01	Outros Custos Operacionais	-9.970	-10.109
7.02.04.02	Custo de Construção	-111.194	-83.146
7.02.04.03	Outras Despesas Operacionais	-20.284	-59.821
7.03	Valor Adicionado Bruto	495.195	-54.630
7.04	Retenções	-78.529	-59.651
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-26.445	-31.772
7.04.02	Outras	-52.084	-27.879
7.04.02.01	Provisões	-52.084	-27.879
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	416.666	-114.281
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	291.281	235.839
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	43.193	33.862
7.06.02	Receitas Financeiras	248.088	201.977
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	707.947	121.558
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	707.947	121.558
7.08.01	Pessoal	263.190	306.418
7.08.01.01	Remuneração Direta	120.145	130.369
7.08.01.02	Benefícios	29.674	39.213
7.08.01.03	F.G.T.S.	11.468	11.865
7.08.01.04	Outros	101.903	124.971
7.08.01.04.01	Plano de Benefícios Previdenciais	67.223	85.118
7.08.01.04.02	Compromissos Previdenciais	34.680	39.853
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	160.700	-9.803
7.08.02.01	Federais	157.818	-11.782
7.08.02.02	Estaduais	183	188
7.08.02.03	Municipais	2.699	1.791
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	199.278	105.706
7.08.03.02	Aluguéis	2.141	2.294
7.08.03.03	Outras	197.137	103.412
7.08.03.03.01	Despesas Financeiras	197.137	103.412
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	84.779	-280.763
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	84.779	-280.763

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

SENHORES ACIONISTAS

A Administração da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEE-GT, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias o Relatório da Administração (RA) e Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes, do Conselho Fiscal e da manifestação do Conselho de Administração.

1. MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Ao iniciarmos essa gestão, em janeiro de 2015, confirmamos a impressão que sempre tivemos como cidadãos e consumidores. Tratava-se de um grande grupo empresarial que abriga na sua estrutura uma robusta cadeia produtiva do setor elétrico com seus três elos: Geração, Transmissão e Distribuição. Encontramos um cenário de grandes oportunidades, mas também um ambiente de muitas ameaças. Neste contexto, adotamos fortes medidas de gestão, primando pela transparência e atuando com prontidão e preventivamente. Dentre as principais medidas já tomadas, criamos o Comitê de Racionalização de Gastos e a Sala de Monitoramento para acompanhar de perto os principais projetos e obras. Reestruturamos a dívida e estamos investindo no incremento da receita.

No ano de 2015 a CEEE-GT priorizou os projetos dispostos no Acordo de Resultados celebrado junto ao Governo do Estado do RS e definiu seus indicadores operacionais em aderência as metas expostas nos contratos de concessão, o que favoreceu a consolidação de uma gestão técnica, contribuindo para o equilíbrio econômico-financeiro da Companhia. Neste íterim, cabe destacar que no exercício em referência, a CEEE-GT conseguiu reverter o resultado negativo apresentado nas suas três últimas Demonstrações Financeiras, gerando lucro em 2015.

A CEEE-GT além de suas iniciativas próprias, no campo da expansão de transmissão, participa de empreendimentos concedidos em parceria com outras empresas, através de (Sociedades de Propósitos Específicos) SPE's, em leilões realizados pela ANEEL: TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia, com a TESB - Transmissora de Energia Sul-Brasil LTDA e com a FOTE - Fronteira Oeste Transmissora de Energia.

Na área de meio ambiente, merece destaque o fato de que em 2015, pelo segundo ano consecutivo, a empresa conseguiu obter todos os licenciamentos junto aos Órgãos Ambientais.

Ainda em 2015, evoluímos consideravelmente no desenvolvimento do novo sistema corporativo SAP, denominado CONVEX. O novo ERP (Enterprise Resource Planning) permitirá que a Companhia trabalhe de forma integrada, consolidada e otimizando os processos. Este projeto, no seu cronograma de trabalho, possui a previsão de implantação projetada para o final do primeiro semestre de 2016.

Cabe destacar que no ano de 2016 a CEEE-GT deverá definir os norteadores estratégicos para o quinquênio 2016-2020, focar sua atuação estratégica nos projetos dispostos no Plano de Ajuste Estrutural, onde serão priorizadas as ações que visam à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da Companhia e, com relação a sua Política de Investimento deverá concluir as obras contratadas pelo consórcio TESB o Complexo Eólico Povo Novo, primeiro parque de geração eólica da empresa e analisará a possibilidade de renovar a concessão, antecipadamente, da Usina Hidrelétrica de Itaúba, que representa aproximadamente 50% (cinquenta por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da CEEE-GT.

2. PERFIL DA EMPRESA

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT é uma das empresas pertencentes ao Grupo CEEE, é concessionária do serviço público de geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul.

A CEEE-GT é uma sociedade de economia mista originada do processo de reestruturação societária da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, efetuado em novembro de 2006. Tem como maior acionista a Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEE-Par), que, por sua vez, tem o Estado do Rio Grande do Sul como acionista majoritário.

A Companhia tem por objeto projetar, construir e explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica, bem como desenvolver atividades que visem idêntica finalidade; a prestação de serviços de natureza

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

pública ou privada, no setor de energia elétrica; a exploração de sua infraestrutura, com a finalidade de gerar receitas alternativas, complementares ou acessórias, inclusive proveniente de projetos associados.

2.1. Composição Acionária

A composição acionária da empresa, em 31 de dezembro de 2015 é a seguinte:

Composição do Capital Social						
Acionista	Ordinárias		Preferenciais		Total	
	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES	%
CEEE-Par	255.232.851	67,05	43.495	0,66	255.276.346	65,92
ELETROBRÁS	122.681.434	32,23	3.505.584	53,44	126.187.018	32,59
MUNICÍPIOS	1.323.371	0,34	2.030.636	30,95	3.354.007	0,87
BMF BOVESPA S.A	1.404.802	0,37	913.055	13,92	2.317.857	0,60
OUTROS	26.812	0,01	67.788	1,03	94.600	0,02
TOTAL	380.669.270	100	6.560.558	100	387.229.828	100

2.2. Reconhecimentos

Prêmio 500 Maiores do Sul

O Grupo CEEE ocupou a 10ª colocação no ranking do Rio Grande do Sul e a 29ª posição na região Sul do Brasil, em 2015. O ranking Grandes & Líderes - 500 Maiores do Sul é elaborado pela Revista Amanhã em conjunto com a PwC, com dados coletados no balanço financeiro das empresas (ou grupos). A publicação também apurou que, de acordo com a receita líquida (receita bruta menos os abatimentos, devoluções e tributos), o Grupo CEEE é o 5º maior no setor de energia da Região Sul e o 8º maior do RS.

Medalha Tiradentes

O presidente Paulo de Tarso Pinheiro Machado recebeu, no dia 03 de dezembro, no Palácio da Polícia, a Medalha Tiradentes, concedida pela Polícia Civil do RS. O presidente do Grupo CEEE foi indicado pela importante parceria com a instituição.

Ranking Estadão Empresas Mais

No estudo elaborado pelo jornal O Estado de São Paulo, a CEEE também conquista posição de destaque entre as 1500 maiores companhias do Brasil. Com metodologia diferente da aplicada pela revista Amanhã, o Ranking Estadão classificou a CEEE-GT como a 725ª empresa com maior receita líquida.

Prêmio Qualidade da Transparência Contábil

A CEEE-GT recebeu o Prêmio Qualidade da Transparência Contábil, conferido pela Abraconee - Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica. O Diploma pelo 3º lugar obtido como "Melhor Divulgação das Demonstrações Financeiras", na categoria Companhia de Médio Porte, do exercício de 2014, foi entregue no XXXI Encontro Nacional dos Contadores do Setor de Energia Elétrico realizado, de 21 a 25 de novembro, em Uberlândia (MG).

3. GESTÃO E GOVERNANÇA CORPORATIVA

3.1. Organização e Gestão

A CEEE-GT, no âmbito do Departamento de Operação do Sistema, da Divisão de Instalações na transmissão, possui certificação ISO9001/2008 para o escopo Pré-Operação, Operação em Tempo Real, Pós-Operação e Normatização desde 2001.

Para obter a certificação, estes processos devem ser submetidos a auditorias de empresas certificadoras independentes, periodicamente. Cada certificação tem duração de três anos. De julho de 2014 a julho de 2017, a empresa certificadora é a ABS Group.

Nas últimas cinco avaliações semestrais não foram registradas não-conformidades nos processos.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

3.2. Ética

Por meio de seu conjunto de valores e princípios éticos, o Código de Ética da CEEE-GT estabelece diretrizes básicas para a conduta requerida para todos os dirigentes, empregados e partes interessadas, independente da área de atuação e do nível hierárquico por estes ocupados.

A Companhia assegura a manutenção de canais de relacionamento, internos e externos, para o recebimento de consultas e denúncias de práticas irregulares ou consideradas ilegais e contrárias aos valores e princípios éticos disponíveis para a sociedade, clientes, fornecedores, investidores e empregados.

3.3. Governança Corporativa

A Companhia segue as melhores práticas de mercado, fazendo parte do Nível 1 de Governança Corporativa da BMF&Bovespa, onde estão listadas as empresas com reconhecida transparência com seus públicos.

A estrutura da administração da empresa é constituída pela Assembleia Geral, Conselho de Administração, Diretoria Colegiada, Conselho Fiscal e Conselho de Consumidores. Além disso, completa a estrutura de governança a Auditoria Interna, a Auditoria Independente, os comitês de assessoramento à Diretoria e os canais de comunicação da empresa com suas partes interessadas.

3.4. Tecnologia da informação

Em 2016 teremos a implantação do novo Sistema Integrado de Gestão Empresarial (ERP) que deverá ocorrer a partir de maio de 2016. O Sistema de gestão empresarial adquirido pelo Grupo CEEE é o mesmo utilizado em 90% das empresas do setor elétrico nacional que trabalham com ERP e trará vários benefícios como: otimização e centralização dos processos alinhando-os às melhores práticas de mercado; processos claros, integrados e sem retrabalho; confiabilidade das informações, devido a forte integração entre os Sistemas; maior alinhamento entre estratégias e operações; maior controle, produtividade e acesso imediato às informações para tomada de decisão; possibilidade de reestruturação organizacional.

3.5. Acordo de Resultados

Em 2015, a Companhia celebrou junto a Secretaria de Minas e Energia do Governo do Estado do RS o **Acordo de Resultados**. Este acordo formaliza os principais compromissos das empresas estatais vinculadas ao Governo do Estado do Rio Grande do Sul e a Sociedade, estabelecendo um conjunto de ações, indicadores e metas a serem alcançadas no ano.

Os resultados alcançados confirmam o compromisso da gestão com a eficiência operacional, a racionalização dos gastos e assertividade nos investimentos. Cabe destacar que todos os indicadores técnicos e financeiros constantes no referido Acordo lograram êxito, superando as metas propostas, conforme demonstrado no quadro que segue:

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

SERVIÇO CHAVE	Indicador / Entregável da Vinculada	Objetivo do Indicador / Entregável	Unidade de medida	Periodicidade	Meta 2015	Realizado 2015	Sentido de Melhoria
Transmissão de Energia Elétrica	EIT	Energia Interrompida na Transmissão (representa o percentual de energia interrompida, por causa relacionada à transmissão da CEEE-GT, em relação a energia total consumida no RS. Quanto menor for o indicador EIT, menor será a energia interrompida e melhor será o desempenho da Transmissão)	%	Mensal	0,0065	0,005	↓
	Q O&M	O Indicador de Qualidade Operação e Manutenção consiste no índice percentual remanescente do Pagamento Base total ativo da Resolução Homologatória da ANEEL (RAP), após os descontos de receita decorrentes de Parcela Variável de O&M acrescido da PA – Qualidade DIT.	%	Mensal	98	98,65	↓
Geração de Energia Elétrica	DGH60	Medição da Disponibilidade da Geração Hidrelétrica. É a média móvel 60 meses das disponibilidades das usinas.	%	Mensal	90,32	96,6	↑
	TFM-CEEE-G	Taxa de Falhas - Unidade geradora hidráulica das usinas despachadas centralizadamente. Periodicidade mensal, com meta de atendimento anual. Não superior a 9, que é considerado insatisfatório pelo ONS.	Valor	Mensal	≤ 9	3,9	↓
	EBITDA	Resultado Operacional	Valor em milhões R\$	Anual	-25,00	-0,50	↑

4. DESEMPENHO OPERACIONAL**4.1. Setor de Energia Elétrica no Brasil**

O consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 2,86% em 2014 em relação a 2013, registrando 531,08 TWh. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a estrutura da oferta de energia elétrica brasileira foi proveniente em 59,82 % de usinas hidroelétricas (se considerarmos que a energia elétrica importada pelo Brasil é de origem hídrica, então o percentual real salta para 65,23%); 22,95% de centrais termoeletricas (excluindo-se da contagem a energia nuclear); 2,46% de centrais nucleares; e 5,41% de importação líquida. Tendo sido o ano de 2014, assim como foi o de 2013, atípico pela participação baixa da hidroeletricidade na comparação com anos anteriores.

A quantidade de energia elétrica utilizada pelas famílias brasileiras alcançou 132.049 KW no ano de 2014, consumida em 65,9 milhões de residências.

4.2. Mercado de Geração e Transmissão de Energia

A CEEE–GT produz cerca de 19% da energia hidrelétrica gerada no Rio Grande do Sul. O Parque Gerador da CEEE-GT possui uma potência instalada de 909,9 MW, atinge uma potência total de **1.265,02 MW**, distribuídos nas usinas do Sistema Jacuí, do Sistema Salto, em nove Pequenas Centrais Hidrelétricas, além de participações em projetos em parcerias público/privada. A energia produzida pelas usinas destina-se ao suprimento do Sistema Integrado Nacional (SIN), com os clientes situados em empresas de distribuição, consumidores livres do mercado, comercializadoras e geradoras.

Na área de Transmissão, a CEEE-GT disponibilizou ao sistema elétrico interligado 6.056 km de linhas de transmissão (5.831 próprio e 225 com contrato de O&M) e, através da operação de 67 subestações (54 próprias, 2 com cessão de uso, 9 compartilhadas e 2 com contrato de O&M), totalizando uma potência instalada de 9.713 MVA. Seus principais clientes são as concessionárias de distribuição que atuam no Estado, as Empresas de geração, e 11 consumidores livres.

4.2.1. Comercialização

Através da Lei Federal nº 12.783/13 a CEEE-GT prorrogou por 30 anos a concessão de 12 usinas de seu parque gerador. A energia destes empreendimentos, totalizando 233 MW médios, foi alocada na forma de Cotas de Garantia Física e Potência às distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN, sendo a Companhia remunerada pela operação e manutenção destas usinas.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

A CEEE-GT comercializou em 2015, além dos montantes entregues na forma de Cotas, entre contratos de compra e venda, um total de 262 MW médios, negociados no Ambiente Regulado (CCEARs) e no Ambiente Livre (CCEALs). Os ajustes no balanço energético - montantes não comprados ou não vendidos em contratos – foram liquidados no mercado de curto prazo junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Em 9 de dezembro de 2015 foi publicada a Lei nº 13.203 que dispõe, entre outros temas, sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. A partir das determinações desta Lei e do contido na Resolução Normativa ANEEL nº 684/2015, a qual estabelece os critérios de anuência da ANEEL e demais condições para repactuação, a Administração decidiu por não aderir à proposta, mantendo a ação judicial que limita a redução, via Fator de Ajuste do MRE (GSF), a 5% da Garantia Física.

4.3. Aspectos Regulatórios

A remuneração dos investimentos das usinas com as concessões renovadas foi definida pela Resolução Normativa ANEEL N° 642, de 16 de dezembro de 2014, que estabelece critérios e procedimentos para realização de investimentos que serão considerados nas tarifas de aproveitamentos hidrelétricos alcançados pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, desta forma, as intervenções de maior valor (Grupo 2) dependem de aprovação de um plano de investimento pela agência reguladora e definição de receita adicional para remuneração dos investimentos. Os serviços de menor valor (Grupo 1) podem ser realizados sem autorização prévia da ANEEL e serão remunerados na revisão tarifária subsequente, até o limite aprovado no plano de investimento da usina.

Por meio da Nota Técnica nº 042/2015-SRG-SFF/Aneel – Análise dos investimentos que serão considerados no reajuste da receita das usinas da CEEE-GT, de 01 de junho de 2015, resultado da análise do plano de investimentos das usinas encaminhado pela CEEE-GT em abril de 2015, a Aneel definiu os valores da remuneração dos investimentos de menor valor (Grupo 1) que demandarão receita a partir de 2015, ou seja, estes valores foram incorporados na Receita Anual de Geração (RAG).

Em ambos os negócios – Geração e Transmissão são previstos reajustes e revisões tarifárias periódicas.

4.3.1. Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade

4.3.1.1. Produtividade e Qualidade

Indicadores Operacionais de Geração - Usinas Hidroelétricas (UHE's) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's):

- Disponibilidade: A Disponibilidade Geral Equivalente das Usinas representa o percentual de tempo médio ponderado pela potência de cada máquina disponível para a geração de energia elétrica. O valor do mês de dezembro de 2015, que corresponde à média acumulada no ano, ficou em 96,6%.

As Usinas Hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS (Usinas Tipo I) são reguladas por disponibilidade, devendo manter disponibilidade móvel nos últimos 60 meses igual ou superior a estabelecida pela ANEEL.

Enquadram-se neste critério na CEEE-GT as UHE's Leonel de Moura Brizola, Itaúba e Passo Real. As três usinas encerraram 2015 atendendo este indicador.

- Produção de Energia: A meta da CEEE-GT é de gerar na média anual 100% da garantia física vigente para cada instalação.

DGH60 - Indicador PPR														
Disponibilidade Média móvel 60 meses, ponderado pela Garantia Física das Usinas Despachadas Centralizadamente														
	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15	nov/15	dez/15	desvio da meta	folga em dias (1UG)
Itauba	97,55%	97,55%	97,56%	97,32%	97,20%	97,21%	97,02%	96,94%	96,89%	96,78%	96,43%	96,33%	7,97%	574
Passo Real	95,04%	95,05%	94,97%	94,97%	94,96%	94,97%	94,98%	95,58%	96,42%	97,04%	97,18%	97,18%	5,47%	197
Jacui	96,20%	96,21%	96,15%	96,07%	96,02%	96,09%	96,20%	96,12%	96,06%	96,04%	96,05%	96,05%	3,19%	344
Média no ano	96,79%	96,79%	96,77%	96,60%	96,52%	96,54%	96,45%	96,51%	96,62%	96,67%	96,49%	96,43%	6,47%	90,32%

As demais UHE's e PCH's da CEEE-GT também têm sua disponibilidade acompanhada mensalmente. Apesar da ANEEL não estabelecer disponibilidade mínima para os empreendimentos não despachados centralizadamente (usinas Tipo III), este indicador é acompanhado pela CEEE-GT com vistas à maximização do tempo disponível para geração de energia.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

a) Indicadores Operacionais e de Produtividade de Transmissão:

Capacidade Instalada: Este indicador corresponde à soma da potência nominal de todos os transformadores da Transmissão em operação. Em 2015 a CEEE-GT concluiu a implantação de novos transformadores em 4 Subestações, aumentando em 233 MVA a potência instalada ao sistema de transmissão, totalizando 9.713 MVA. Houve um aumento de 2,46% de capacidade instalada em relação a 2014. Os principais empreendimentos que entraram em operação comercial que contribuíram para esse aumento na capacidade instalada foram nas subestações de -Pelotas3, Santo Ângelo 2, São Vicente do Sul e Scharlau.

b) Índice de Indisponibilidade Mensal de Energia (IIT):

Indica o percentual de energia deixada de transportar no mês, em relação ao montante total de energia requerida.

A apuração dos montantes de energia interrompida e de suas respectivas causas é realizada diariamente e contabilizada com periodicidade mensal para o cálculo do indicador, permitindo a quantificação dos montantes absolutos e percentuais de cada uma das causas para um melhor controle através de ações específicas e pertinentes às causas verificadas.

O quadro 1 demonstra uma estabilidade destes indicadores entre 2010 e 2015.

Valores do Indicador IIT

Indicador	2010	2011	2012	2013	2014	2015
IIT – Geral (%)	0,0060	0,0071	0,0049	0,0060	0,0066	0,0057
IIT – Transmissão (%)	0,0039	0,0060	0,0047	0,0058	0,0041	0,0049

Energia Deixada de Transmitir (EDT): Este indicador se divide em dois subitens, um valor global, incluindo motivos externos e alheios a CEEE Transmissora, e outro para as causas específicas de responsabilidade da empresa.

A EDT Total soma toda a energia interrompida no ano de 2015 e a EDT Média é o resultado da média dos doze meses do ano de 2015.

O quadro 2 demonstra os valores obtidos nos últimos 6 anos.

Valores do Indicador EDT

Indicador	2010	2011	2012	2013	2014	2015
EDT Total - Geral (MWh)	1866,11	2217,98	1580,51	2002,44	2379,69	1540,15
EDT Total - Transmissão (MWh)	1206,78	1885,27	1504	2100,59	1429,31	1809,27
EDT Média - Geral (MWh)	155,51	184,83	131,71	175,05	198,31	128,35
EDT Média - Transmissão (MWh)	100,56	157,11	125,62	166,87	119,11	150,77

5. INVESTIMENTOS

Os investimentos realizados pela CEEE-GT no Parque Gerador e em obras de Subestações e Linhas de Transmissão, com objetivo de ampliar a capacidade de atendimento da demanda e aumentar a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica, ao longo de 2015, totalizaram cerca de R\$383,289 milhões. Para 2016 esta previsto um investimento de R\$253,2 milhões.

O quadro abaixo resume a forma como recursos foram aportados:

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Investimento CEEE-GT	2015
	R\$ Mil
Expansão, manutenção & operação de USINAS	11.162
Expansão, Manutenção & Operação de SUBESTAÇÕES e LINHAS	91.762
Participações em Geração e Transmissão	280.060
Apoio Administrativo e Qualificação da Infraestrutura	305
Total	383.289

Fonte: Valores realizados em 2015, conforme relatórios do Sistema de Informações Econômico-Financeiras – Módulo Orçamentário (SIEF-O).

5.1. Geração**5.1.1. Expansão e Modernização da Geração**

Tendo como objetivo de aumentar sua participação no mercado através da renovação e ampliação do parque existente, bem como participações em novos projetos das diversas fontes de energia, em especial as Pequenas Centrais Hidrelétricas, biomassa e a energia eólica através da qual a companhia expandirá em 52,5 MW (Megawatt) a sua capacidade de geração. Destacadas abaixo, as principais realizações no âmbito da expansão da geração :

- Ampliação da capacidade de produção de energia através da implantação de parques eólicos e participações em Sociedades de Propósito Específico – SPE's. Tendo sido concluída a aquisição de 10% das SPE's: Parques Eólicos Palmares, Ventos da Lagoa, Ventos do Litoral, Ventos do Sul e Ventos dos Índios, localizados na região de Osório e Palmares, conforme acordo de Investimentos firmado em 2012. Todos os parques eólicos já estão em operação, com potência total de 375,40 MW;
- Implantação do Complexo Eólico de Povo Novo no município de Rio Grande, com potência total de 52,5 MW. Este Complexo é constituído por três SPE's, pertencentes à CEEE-GT, denominadas Centrais Geradoras Eólicas Ventos de Curupira, Ventos de Povo Novo e Ventos da Fazenda Vera Cruz, estando a entrada em operação prevista para setembro de 2016.

5.1.2. Manutenção e Operação da Geração

A ação de **Manutenção e Operação da Geração** objetiva manter o percentual ótimo de disponibilidade do fornecimento de energia elétrica. No ano de 2015, a Companhia superou a meta estabelecida para o parâmetro Energia Disponibilizada, alcançando o percentual de 96,5%, resultado da soma de esforços operacionais e da aplicação de recursos da ordem de R\$ 181,15 milhões (sendo R\$1,25 milhões em despesas de capital e R\$179,90 milhões em despesas correntes) em manutenção e operação da geração, promovendo a modernização e adequação das usinas existentes e também a melhoria da confiabilidade, qualidade, segurança e rentabilidade da produção de energia elétrica.

5.1.3. Modernização de Instalações de Geração

As principais obras de **Expansão da Geração** que iniciarão ou terão continuidade em 2016 são:

- UHE Bugres: A ampliação da UHE Bugres, autorizada pela ANEEL, possui previsão de início das obras no 2º Semestre de 2016, projetando aumento da capacidade de produção de energia através da ampliação do parque existente. A potência instalada da UHE Bugres passará de 11,12 MW para 19,20 MW, com entrada em operação prevista para o 1º semestre de 2018.
- Povo Novo: A implantação do Complexo Eólico de Povo Novo no município de Rio Grande de 03 Centrais Geradoras Eólicas, sendo elas:
 - CGE Ventos de Curupira, com Potência Instalada de 23,1 MW.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

- CGE Ventos de Povo Novo, de 8,4 MW.
- CGE Ventos da Fazenda Vera Cruz, com Potência de 21,0 MW.

Este empreendimento integra a matriz de produção de energia sustentável, ampliando a produção eólica do Estado do Rio Grande do Sul, prevê um montante de investimento na ordem de R\$300 Milhões, em valores atuais, com entrada em operação prevista para setembro de 2016. Sua potência é suficiente para fornecer energia para cerca de 90 mil residências e gera em torno de 800 empregos diretos.

Para a ação de **Manutenção e Operação da Geração** será dada continuidade as manutenções das Usinas com vistas a manter a disponibilidade e qualidade da produção de energia. Os principais projetos que preveem novos investimentos em modernização e automação do parque gerador são:

- *Usinas UHE Ernestina*, previsão de automatização em Janeiro de 2017;
- *Usinas UHE Guarita*, previsão de automatização em Abril de 2017;
- *Usinas G2 UHE Capigui*, previsão de automatização em Junho de 2017;
- *Usina UHE Passo Real*, previsão de automatização em Novembro de 2017.

5.2. Transmissão

5.2.1. Expansão da Transmissão

A ação **Expansão da Transmissão** tem foco na construção e na ampliação de linhas de transmissão e de subestações de energia elétrica. No ano de 2015, foram aplicados R\$ 353,08 milhões (sendo R\$293,61 milhões em despesas de capital e R\$59,47 milhões em despesas correntes) na expansão da transmissão da companhia, tendo a sua capacidade sido ampliada em 233 MVA (Megavolt-ampere).

Na Tabela a seguir temos as principais Obras com suas localizações, com foco na expansão da transmissão da CEEE-GT através obras da ampliação de Subestações:

Expansão da Transmissão - Obras e Serviços em Subestações			
COREDE	Subestação	Especificação	Situação
Alto Jacuí	SE Passo Real	Ampliação	Em andamento
Campanha	SE Bagé 2	Ampliação	Concluído
Fronteira Noroeste	SE Santa Rosa	Ampliação	Em andamento
Fronteira Oeste	SE Livramento 2	Ampliação	Concluído
Fronteira Oeste	SE Uruguiana 5	Ampliação	Concluído
Fronteira Oeste	SE São Borja 2	Ampliação	Em andamento
Médio Alto Uruguai	SE Guarita	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacuí	SE Eldorado do Sul	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacuí	SE Guaíba 2	Ampliação	Em andamento
Missões	SE Santo Ângelo 2	Ampliação	Em andamento
Noroeste Colonial	SE Ijuí	Ampliação	Em andamento
Sul	SE Pelotas 3	Ampliação	Em andamento
Sul	SE Quinta	Ampliação	Em andamento
Vale do Jaguari	SE São Vicente	Ampliação	Concluído
Vale do Rio dos Sinos	SE Scharlau	Ampliação	Em andamento

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Vale do Rio dos Sinos	SE Canoas 1	Ampliação	Em andamento
-----------------------	-------------	-----------	--------------

A CEEE-GT além de suas iniciativas próprias, no campo da expansão de transmissão, participa de empreendimentos de transmissão concedidos em parceria com outras empresa, através de (Sociedades de Propósitos Específicos) SPE's, em leilões realizados pela ANEEL: TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia, com a TESB - Transmissora de Energia Sul-Brasil LTDA e com a FOTE - Fronteira Oeste Transmissora de Energia. A seguir estão discriminados os empreendimentos viabilizados em cada uma das participações, sendo elas:

TSLE – Consórcio formado entre CEEE-GT com participação de 49% e Eletrosul com 51%. O valor do empreendimento é estimado em R\$709 milhões e viabilizará a conexão dos Parques Eólicos de Santa Vitória do Palmar, bem como possibilitará a interligação de novos Parques Eólicos que estão em estudos. Os principais empreendimentos deste Consórcio são: LT Nova Santa Rita - Povo Novo; LT Povo Novo - Marmeleiro; LT Marmeleiro - Santa Vitória do Palmar; SE Povo Novo; SE Marmeleiro e SE Santa Vitória do Palmar. Obras concluídas.

TESB - Consórcio formado pela CEEE-GT, PROCABLE e INSIGMA, onde a CEEE - GT possui 90,4% de participação. O valor em Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC's) aplicados pela CEEE-GT em 2015 foi de R\$195,64 milhões. Este investimento possibilitará a interligação de novos Parques Eólicos que estão em estudos. Os principais empreendimentos deste Consórcio são: LT Porto Alegre 9 x Porto Alegre 8; LT Porto Alegre 9 x Nova Santa Rita; LT Campo Bom x Taquara; LT Restinga x Viamão 3; LT Restinga x Porto Alegre 13; SE Jardim Botânico; SE Viamão 3; SE Restinga; SE Candelária 2.

Fonte: Consórcio formado entre CEEE-GT com participação de 49% e Eletrosul com 51%. O valor do empreendimento é estimado em R\$ 222 milhões. Os principais empreendimentos, no Rio Grande do Sul, são: LT Santo Angelo x Maçambará; SE Santa Maria 3.

5.2.1. Manutenção e Operação da Transmissão

A ação **Manutenção e Operação da Transmissão** estão focadas nas atividades de manutenção da garantia do bom desempenho e disponibilidade do sistema. No ano de 2015, a CEEE-GT aplicou R\$79,73 milhões (sendo R\$13,86 milhões em despesas de capital e R\$65,87 milhões em despesas correntes) em obras nas diversas Subestações e Linhas do Sistema de Transmissão, alcançando a marca de 99,85% para o desempenho e disponibilidade do sistema. As atividades contidas no escopo da ação envolvem investimentos em obras e serviços no sistema, incluindo subestações, linhas de transmissão e serviços de telecomunicação visando o atendimento dos parâmetros definidos pelo ONS - Operador Nacional do Sistema e pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

5.2.2. Modernização de Instalações de Transmissão

As principais obras com andamento em 2016 para a ação **Expansão da Transmissão** são:

Obra	Descrição	Previsão de Conclusão
SE Scharlau	Adequação do setor de 230 kV - 2EL + 1 CT (TR5 230/23 kV existente).	jan-16
LT 230 KV CIN - GUA 2	LT 230 kV Cidade Industrial Guaíba 2 - Instalação de 38,2 km de cabo OPGW com 24 fibras.	fev-16
SE Santo Ângelo 2	Instalação do segundo TR 69/23 kV - 25 MVA e substituição do pátio de 23 kV existente.	fev-16
SE Guarita	Adequação do Módulo Geral: 3º TR - 230/69 kV - 83 MVA; Instalação TR 69/23 kV - 25 MVA e adequação do setor de 23 kV.	mar-16
SE São Borja 2	Banco de Capacitores - 230 kV- 30 MVAR; Banco de Capacitores de 3,6 MVAR - 23 kV; Adequação do Módulo Geral, 3º TR - 230/69 KV - 50 MVA.	fev-16

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Obra	Descrição	Previsão de Conclusão
SE Passo Real	Adequação do Módulo Geral, TR - 230/138 kV - 3X50 MVA.	mai-17
SE Santa Rosa 1	Instalação do 2º TR 69/23 kV e conexões associadas, adequação do setor 23 kV.	mar-16
LT 138 KV UPF - ERE	Recapacitação para 167 MVA - 42 km.	set-16
SE Ijuí	Novo barramento 23 kV e adequação e ampliação do Módulo Geral; Instalação de um módulo de CCP 23 kV para o BC 23 kV de 3,6 MVar.	abr-16
SE Quinta	Terceiro Transformador Trifásico 230/138 kV, de 50 MVA.	mai-16
SE Taquara	Adequação do Setor 138 kV.	nov-16
SE Canoas 1	TR2 - 230/23 kV - 50 MVA; Dois Bancos de Capacitores 3,6 MVar - 23 kV; Seccionamento da LT PAL 9 - CIN.	nov-16
SE Eldorado	Seccionamento LT 230 kV Porto Alegre 9 - Camaquã; Banco de Capacitores 23 kV - 3,6 MVar e conexões; Instalação de módulo de interligação de barramentos 23 kV.	nov-16

Para a ação de **Manutenção e Operação da Transmissão** será dada continuidade as manutenções das Subestações e Linhas visando manter o bom desempenho e disponibilidade do sistema.

O **Lançamento de Fibra Ótica** é uma atividade necessária para a interligação das diversas subestações da CEEE-GT e visa melhorar a comunicação e o envio de dados para os Centros de Operação do Sistema da empresa e do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro - ONS. O trecho de lançamento projetado, apresentado no quadro adiante, encontra-se na fase de obra civil com previsão de conclusão para março de 2016:

Lançamento de Fibra Ótica - Cabo OPGW			
Linha Transmissão	Trecho	Extensão	Situação
LT Canoas	L T 230 kV Cidade Industrial (Canoas) x Guaíba 2	38,2 km	Em andamento

Outra realização da Companhia diz respeito à **Modernização de Instalações de Transmissão**. Esta realização consiste em investimentos para atender a modernização de Subestações existentes, definidas pelos organismos do Setor elétrico: EPE - Empresa de Pesquisa Energética, ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico e ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, sendo necessárias para o bom funcionamento das instalações de Transmissão, onde temos a seguinte Obra concluída em 2015:

Modernização de Instalações de Transmissão		
Corede	Subestação	Situação
Metropolitano Delta do Jacuí	SE Porto Alegre 9	Concluído

Esta subestação foi objeto de reforma da central de manobra e circuitos de proteção e controle do TR1, Substituição do Painel de serviços Auxiliares de CA e CC, Substituição de 2 Bancos de Baterias e 2 Retificadores e adequação do setor de 13,8 kV (13 módulos). Os serviços foram concluídos e totalizaram mais de R\$3,38 milhões.

5.2. Participação no Mercado de Energia Elétrica

O quadro a seguir apresenta as Participações Societárias da CEEE-GT em Empreendimentos de Geração.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Empreendimentos	Participação CEEE
UHE Machadinho (1)	5,53%
UHE Dona Francisca (1) (2)	10,00%
UHE Campos Novos (3)	6,51%
UHE Furnas do Segredo (3)	10,50%
UHE Monte Claro (3) (4)	30,00%
UHE Castro Alves (3) (4)	30,00%
UHE 14 de Julho (3) (4)	30,00%
UHE Foz do Chapecó (3)	9,00%
UTE Piratini (3)	10,00%
EOL Palmares (3)	10,00%
EOL Ventos da Lagoa (3)	10,00%
EOL Ventos do Litoral (3)	10,00%
EOL Ventos do Sul S/A (3)	10.00%

(1) A CEEE-GT recebe em energia a sua participação nestes empreendimentos.

(2) A energia assegurada à CEEE é de 2MWm nos 10 primeiros anos de operação comercial, 6MWm do 11º ao 20º e 10MWm a partir do 21º ano.

(3) A CEEE-GT não recebe energia, apenas dividendos destes empreendimentos.

(4) Usina integrante do Projeto CERAN (Companhia Rio das Antas).

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

6. BALANÇO SOCIAL – INDICADORES SOCIAIS

1 - BASE DE CÁLCULO	Dezembro 2015 (valor em mil R\$)			Dezembro 2014 (valor em mil R\$)		
Receita líquida (RL)	542.746			589.207		
Resultado operacional (RO)	(27.012)			(505.753)		
Folha de pagamento bruta (FPB)	266.954			236.437		
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL
Encargos Sociais Compulsórios	43.068	16%	8%	45.694	17%	8%
Saúde	504	0%	0%	467	0%	0%
Medicina e Segurança	813	0%	0%	910	0%	0%
Educação	467	0%	0%	476	0%	0%
Capacitação e Desenvolvimento Profissional	1.295	0%	0%	1.710	1%	0%
Benefícios	60.199	23%	11%	59.595	22%	11%
Alimentação	15.212	6%	3%	13.816	5%	3%
Creches ou Auxílio-Creche	1.434	1%	0%	1.320	0%	0%
Previdência privada	37.455	14%	7%	38.626	14%	7%
Plano de Saúde	6.098	2%	1%	6.033	2%	1%
Participação nos Lucros ou Resultados	871	0%	0%	2.869	1%	1%
Inclusão Social	99	0%	0%	75	0%	0%
Outros	872	0%	0%	1.165	0%	0%
Produtividade	704	0%	0%	977	0%	0%
Vale Transporte - Excedente	168	0%	0%	188	0%	0%
Total - Indicadores sociais internos	108.188	45%	18%	112.961	47%	19%
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	2.116	-8%	0%	223	-1%	0%
Inclusão Social	121	0%	0%	40	0%	0%
Total das contribuições para a sociedade	2.237	-8%	0%	263	-1%	0%
Tributos (excluídos encargos sociais)	55.054	-204%	10%	16.303	-60%	3%
Total - Indicadores sociais externos	57.291	-212%	11%	16.566	-61%	3%
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Indicador Ambiental	197	-1%	0%	12	0%	0%
Gestão	548	-2%	0%	1.630	-6%	0%
Resíduos	548	-2%	0%	419	-2%	0%
Sócio Patrimonial e Ambiental	-	0%	0%	866	-3%	0%
Medida Compensatória Parque Itapeva	-	0%	0%	345	-1%	0%
Programas Ambientais	2.735	-10%	1%	1.861	-7%	0%
Psicultura	-	0%	0%	5	0%	0%
Reposição Reflorestal	-	0%	0%	27	0%	0%
Podas e Desmatamento	1.119	-4%	0%	1.121	-4%	0%
Monitoramento de águas e Salvamento fauna	49	0%	0%	78	0%	0%
Acompanhamento Técnico e Gerenciamento Ambiental	1.428	-5%	0%	25	0%	0%
Desapropriações - Indenizações	93	0%	0%	605	-2%	0%
Outros	46	0%	0%	-	0%	0%
Total dos investimentos em meio ambiente	3.480	-13%	1%	3.503	-13%	1%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	() não possui metas () cumpre de 0 a 50%;		() cumpre de 51 a 75%; (x) cumpre de 76 a 100%;	() não possui metas () cumpre de 0 a 50%;		() cumpre de 51 a 75%; (x) cumpre de 76 a 100%;
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2015			2014		
Nº de empregados(as) ao final do período*	1.285			1.334		
Nº de admissões durante o período	0			3		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	1.018			740		
Nº de estagiários(as)	95			109		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	303			508		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	196			208		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	23,78%			20,69%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	147			150		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	7,69%			8,97%		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	26			27		
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	Em 2015:			Em 2014		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	21,07			28,1		
Número total de acidentes de trabalho**	5			10		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção (x) direção e gerências () todos(as) empregados(as)			() direção (x) direção e gerências () todos(as) empregados(as)		
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() direção e gerências () todos(as) empregados(as)			() direção e gerências () todos(as) empregados(as)		
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolverá (x) seguirá as normas da OIT () incentivará e seguirá a OIT			() não se envolverá (x) seguirá as normas da OIT () incentivará e seguirá a OIT		
A previdência privada contempla:	() direção () direção e gerências (x) todos(as) empregados(as)			() direção () direção e gerências (x) todos(as) empregados(as)		
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção () direção e gerências (x) todos(as) empregados(as)			() direção () direção e gerências (x) todos(as) empregados(as)		
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não serão considerados (x) serão sugeridos () serão exigidos			() não serão considerados (x) serão sugeridos () serão exigidos		
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolverá () apoiará (x) organizará e incentivará			() não se envolverá () apoiará (x) organizará e incentivará		
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2015: R\$ 698.593			Em 2014: R\$ 118.482		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	(10,95)% governo (236,47)% acionistas 88,91% terceiros			25,58% governo (74,12)% acionistas 22,01% terceiros		
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES	Em 2015			Em 2014		
Contempla a Campanha do Agasalho e a Campanha do Brinquedo						
Escolaridade	Em 2015			Em 2014		
Graduados	593			569		
Ensino Médio	660			713		
Ensino Médio Incompleto	-			-		
Ensino Fundamental	32			33		
Ensino Fundamental Incompleto	-			19		
Não Alfabetizados	-			-		
**Acidentes com perda de tempo				**Acidentes com perda de tempo		

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

6.1. Indicadores Sociais

6.1.1 Força de Trabalho

A força de trabalho da Empresa é formada, majoritariamente, por eletricitistas, técnicos e engenheiros, profissões que, historicamente, são exercidas por homens. Isso se reflete diretamente no quadro de empregados, dos quais 15,25% são mulheres e 84,75% são homens.

Temos ainda sobre o quadro de empregados que, a maior parte destes (40,23%) se encontra na faixa de idade entre 31 e 41 anos. Referente ao grau de instrução, 30,66% tem nível superior e 15,49% tem algum tipo de pós-graduação (especialização, mestrado, doutorado), tem-se ainda que 19,69% tem ensino médio, 30,27% ensino técnico e 2,49% concluíram o ensino fundamental. A CEEE-GT encerrou o ano de 2015 com 1.285 empregados.

A CEEE-GT acompanha a composição dos grupos de empregados por categoria, de acordo com gênero e faixa etária, no sentido de mapear oportunidades de melhoria em programas destinados garantir o princípio de igualdade de oportunidades.

Em 2015, 95 estudantes estagiaram na CEEE-GT. Em 31 de dezembro de 2015 a Empresa contou com um total de 95 estagiários (7,39% em relação ao total de empregados), dos quais 24 cursavam ensino superior, 51 cursavam ensino médio e 20 cursavam ensino técnico.

A taxa de rotatividade (turnover) é historicamente baixa e como nos anos anteriores manteve este padrão ficando em 0,15% como taxa média do ano de 2015.

Por se tratar de uma Empresa de economia mista, há a necessidade legal de realização de concursos públicos para a contratação de novos empregados na CEEE-GT. Por isto, não existe uma diretriz para contratados locais.

6.1.2 Diversidade e Igualdade

A Empresa respeita a diversidade e não permite qualquer tipo de discriminação por razão de raça, cor, sexo, ideologia, nacionalidade, religião ou qualquer outra condição pessoal, física ou social de seus profissionais. Em 2015, não houve casos de discriminação encaminhados por meio dos canais de comunicação relativos ao Código de Ética.

Em seus concursos públicos, a CEEE-GT faz a reserva de 10% do total de vagas cabíveis para pessoas portadoras de necessidades especiais. Há no quadro de pessoal, 26 empregados portadores de deficiência o que representa 2,02%.

Durante o ano, a Empresa realizou diversas ações para difundir o seu compromisso da diversidade entre todos os empregados, utilizando os meios de comunicação interna e eventos presenciais para envolvê-los na temática.

No período de abrangência do presente relatório não ocorreram na Empresa, registros de demissão, suspensão ou advertência, de empregado por corrupção ou discriminação. Não ocorreram da mesma forma registros de violação de direito dos povos indígenas.

6.1.3 Remuneração

A CEEE-GT conta com um Plano de Cargos e Salário (PCS) que prevê promoções por antiguidade em anos pares e por merecimento em anos ímpares.

As promoções por desenvolvimento profissional ocorrem mensalmente, de acordo com a existência de vagas e as demais exigências estabelecidas em seu regulamento.

Os empregados podem acompanhar sua situação funcional, relativa às promoções, pelo sistema corporativo. No ano de 2015 foram promovidos 54 empregados, conforme segue:

A CEEE-GT adota o modelo de remuneração flexível que relaciona o desempenho dos empregados ao alcance de metas e resultados estabelecidos para um determinado período de tempo.

A política de remuneração da CEEE-GT não diferencia homens e mulheres. As diferenças de remuneração estão relacionadas à dinâmica estabelecida no PCS. Para acompanhar este indicador e a referida dinâmica, a Empresa utiliza o sistema corporativo, verificando a proporção do salário base entre homens e mulheres, por categoria funcional.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

6.1.4 Avaliação de desempenho

O indicador de avaliação de desempenho é monitorado através do sistema corporativo, considerando o número de avaliações satisfatórias e insatisfatórias para um determinado período.

A Empresa tem interesse que todos realizem avaliação de desempenho, uma vez que isto contribui para o crescimento da organização e gera oportunidades de identificação de melhorias.

A avaliação de desempenho é um dos critérios obrigatórios para que os empregados habilitem-se às promoções.

O processo de avaliação de desempenho ocorre em datas fixas e pré-estabelecidas. Aqueles empregados que se encontram afastados (licenças de saúde, maternidade, acidente de trabalho) realizam suas avaliações quando do retorno às suas atividades.

6.1.5 Programa de Desligamento Incentivado (PDI)

Este Programa visa contribuir com a adequação dos recursos humanos às necessidades da Empresa, auxiliando no equilíbrio da maturidade profissional. A iniciativa também atende àqueles empregados que ansiavam por novas oportunidades fora da CEEE-GT, proporcionando incentivo financeiro aos empregados que aderirem.

Em 2015 foram desligados através do PDI, 37 empregados, distribuídos entre as áreas da Empresa.

A tabela e os gráficos a seguir retratam a distribuição de custo por área e o número de empregados desligados pelo Programa, distribuídos por Carreira.

O valor despendido com o Programa de Desligamento Incentivado foi de R\$7 milhões e engloba valores de incentivo, verbas de rescisão e respectivos encargos.

6.1.6 Relações Sindicais

A CEEE-GT reconhece que as entidades sindicais são representantes legítimas de seus empregados, respeita as opções de filiação de seus empregados e mantém uma interação constante com as entidades sindicais por meio de uma gerência instituída para esta finalidade.

A CEEE-GT possui empregados representados pelo Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul, Sindicato dos Engenheiros no Estado do Rio Grande do Sul e outros. A totalidade dos empregados é abrangida pelos acordos coletivos firmados entre a Empresa e essas entidades. Também estão previstas liberações permanentes e esporádicas de dirigentes e representantes sindicais para as atividades sindicais permitidas e o procedimento para que se realizem nas instalações da Empresa, dentre outras questões. São garantidas atividades sindicais dentro das instalações da Empresa, desde que seja feita solicitação, com exposição de motivos e pauta, com antecedência, à Diretoria Administrativa.

Além dos benefícios determinados pela legislação trabalhista, o acordo coletivo prevê auxílio-creche, assistência aos empregados com filhos portadores de necessidades especiais, previdência complementar, patrocínio de cursos de pós-graduação a empregados enquadrados em cargos de nível superior, plano de saúde, plano odontológico, 180 dias de licença maternidade e participação nos lucros e resultados.

Anualmente a CEEE-GT realiza a negociação do acordo coletivo de trabalho abrangendo todos os empregados ativos e inativos. As negociações ocorrem entre a Diretoria da Empresa e os sindicatos, que, conforme demonstrativo abaixo, representam, no corrente ano, 1.285 empregados ativos.

Em 2015, a CEEE-GT realizou inúmeras reuniões com as entidades sindicais, visando à celebração do acordo coletivo de trabalho e do acordo coletivo específico relativo à participação nos lucros e resultados. As questões envolvendo os demais acordos específicos também foram discutidas, possibilitando a renovação dos mesmos.

No que concerne ao direito de greve, numa área de atuação cujos serviços são considerados essenciais à população, deve haver uma comunicação formal pelas entidades sindicais ou pelos trabalhadores com 72 horas de antecedência ao evento, conforme estabelecido pela Lei nº 7.783/99.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

6.1.7 Programas de capacitação de Recursos humanos

A CEEE-GT utiliza o conceito de Educação Corporativa, promovendo a capacitação profissional dos seus empregados através da realização de treinamentos voltados para o desenvolvimento das competências (conhecimentos, habilidades e atitudes) necessárias para a execução das atividades da Empresa.

A Companhia, através do Centro Técnico de Aperfeiçoamento e Formação-CETAF, possui uma parceria com a Universidade Estadual do Rio Grande de Sul-UERGS, disponibilizando seu espaço ocioso à Universidade mediante o pagamento mensal das despesas de manutenção do imóvel e o fornecimento de cursos para o desenvolvimento de seus empregados, como pós-graduação, promovendo uma capacitação atualizada e de qualidade.

Em 2015, a CEEE-GT atingiu 31,20 horas de treinamento por empregado com foco nos eixos temáticos Regulatório, Legal e Estratégico, totalizando 39.882 horas. O investimento direcionado para melhoria dos indicadores operacionais, técnicos e de saúde e segurança, em consonância com as exigências dos diferentes órgãos reguladores e fiscalizadores, representou um total de R\$805,532 mil.

6.2. Pesquisa e Desenvolvimento

A Pesquisa e Desenvolvimento busca incentivar processos e projetos inovadores que venham fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico tendo como base a regulamentação do Programa de P&D do segmento. O investimento total em 2015 foi de mais de R\$1,09 milhões, destacando-se entre os projetos o de:

6.2.1 Inserção da Geração Solar Fotovoltaica

Tem por objetivo instalar a usina projetada conectada à rede de distribuição com capacidade de 550kWp, utilizando como fonte de Geração de Energia Painéis Fotovoltaicos. A proposição de arranjos técnicos e comerciais para projeto de geração de energia elétrica através de tecnologia solar fotovoltaica, de forma integrada e sustentável, buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura técnica e tecnológica para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional. Público Alvo: GRUPO CEEE - TRENSURB - AEROMÓVEL - PREFEITURA DE PORTO ALEGRE. Justificativa: Projeto de P&D em atendimento a Lei nº 9.991/2000. Considerado como Estratégico pela ANEEL, se dá para intuito de fomentar a inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira. Previsão de conclusão: 2016. Em fase de elaboração e convalidação do Edital de Licitação para execução da obra da Usina, bem como, aguardando assinatura do Termo Aditivo de Prazo do Projeto, prorrogando para 31/12/16, junto à TRENSURB.

7. DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO

Preliminarmente ressalta-se que o resultado do Grupo CEEE no exercício de 2015 foi de R\$(429,2) milhões ante R\$(725,4) milhões registrados em 2014. Houve redução de 40,83% do prejuízo no exercício, com a reversão de prejuízo no montante de R\$ 296,1 milhões.

No que pertine o segmento de geração e transmissão, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT registrou lucro líquido de 84,9 milhões no exercício de 2015, em alta de 130,32%, mediante reversão de um prejuízo apresentado no exercício de 2014 de R\$(280,1) milhões. Ressalte-se que tal resultado não era atingido desde o exercício de 2011.

O Ebitda (lucro antes de juros, depreciação e impostos) foi de R\$(567) mil, em alta de 99,88% ante o ebitda do exercício de 2014 R\$(473,9) milhões, sinalizando a convergência para o equilíbrio econômico financeiro da Companhia, revertendo os resultados negativos verificados nos exercícios de 2013 e 2014 neste indicador.

A receita operacional líquida da Geração e Transmissão no exercício de 2015 foi de R\$ 542,7 milhões, em queda de 7,89% ante os R\$ 589,2 milhões do exercício de 2014.

O Custo do serviço de energia elétrica apresentou redução de 48,48%, foi de R\$ 387,3 milhões em 2015, ante 751,8 milhões no exercício de 2014.

Os Custos gerenciáveis (Despesas Operacionais) apresentaram redução de 48,29% no atual exercício, totalizando R\$ 187,7 milhões em 2015, ante R\$ 363,1 milhões em 2014.

A Companhia reportou investimentos de R\$ 115,8 milhões, divididos entre ativos da concessão e ativos da concessionária. Destacam-se do montante aplicado em investimento, os principais projetos de Melhorias e

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Reforços da área de Transmissão, os quais incrementaram a RAP do período, finalizados no exercício de 2015 nas Subestações Pelotas 3, Santo Ângelo 2, Scharlau, Bagé 2 e Livramento 2.

Os Investimentos aplicados nas participações societárias da CEEE-GT totalizaram em 2015 R\$ 275,1 milhões. Neste montante, estão os incluídos os valores destinados aos empreendimentos de Complexo Eólico Povo Novo R\$ 57,6 milhões, TESB - Transmissora de Energia Sul Brasil R\$ 185,4, TSLE- Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A R\$ 19,6 milhões e FOTE - Fronteira Oeste Transmissora de Energia S A R\$ 12,5 milhões.

Registram-se as principais ações tomadas pela Geração e Transmissão no exercício de 2015, as quais buscaram recuperação dos resultados, otimizando os Custos e Despesas Operacionais:

- **Comitê de Racionalização de Gastos** - criado no primeiro trimestre de 2015, com objetivo essencial de dar fluidez, priorização e assertividade nos gastos com investimento e custeio, buscando atingir o máximo de economicidade e eficiência. Verifica-se o impacto desta medida, em parte, na redução da rubrica de Despesas Operacionais.
- **Reprogramação Orçamentária** - Estabelecimento de orçamento conciso, ante a evolução dos métodos de construção do mesmo. Dentre as ações iniciais, houve a suspensão dos recursos administrados através do Sistema de Planejamento e Controle Financeiro (PCF), aplicação de premissas reais para a política de investimentos na elaboração do Plano Plurianual de 2016-2019, mais aderentes com as possibilidades financeiras da Companhia.
- **Manutenção do Adimplemento das Obrigações Fiscais e Regulatórias** – A CEEE-GT encontra-se adimplente com todas as suas obrigações regulatórias e fiscais.
- **Manutenção do atual Plano de Desligamento Incentivado – PDI** - Manutenção da política de incentivo àqueles empregados que conquistem as carências para aposentadoria e se desliguem de forma espontânea.
- **Equalização dos Custos Judiciais** - Trabalho de identificação de nichos de litígios institucionalizados em setores da área de concessão, passíveis de realizar trabalho combinado entre as áreas jurídica e técnica de atendimento ao consumidor. Tal esforço permite programar ações pró-ativas e antecipadas de forma a mitigar novas ações cíveis e indenizatórias, bem como reduzir o valor de eventuais condenações.
- **Novas Captações Financeiras** - Apesar de todo o esforço em racionalizar os gastos da empresa, buscando seu equilíbrio, vislumbra-se a captação junto a agentes financeiros públicos ou privados (nacionais ou internacionais), através de operações estruturadas e lastreadas em recebíveis, como é praxe de mercado. Nessa linha, já houve aproximação com instituições financeiras sólidas, tais como Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD) e CAIXA.
- **Liquidação de Dívidas** – no exercício de 2015 foi quitado o empréstimo ponte junto ao Goldman Sachs, registrado em nome da TESB, no montante de R\$ 120 milhões, garantidos por Notas de Tesouro Nacional – série B (NTN-Bs) da CEEE-GT. Em 22 de junho de 2015, a CEEE-GT liquidou a operação financeira de empréstimo junto ao Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A, o qual havia emitido cédula de crédito bancário para financiar a infraestrutura da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda. – TESB. A liquidação foi realizada mediante alienação de Notas do Tesouro Nacional série b (NTN-B) que a Companhia havia aportado em garantia a operação. Além disso, em outubro de 2014 a CEEE-GT assinou contrato de financiamento na modalidade de notas promissórias com o Banco ABC S/A. Todo montante foi investido no empreendimento Complexo Eólico Povo Novo, sendo que este financiamento também será quitado integralmente em novembro de 2015, no valor de R\$ 74 milhões.
- **Processo de apropriação dos ativos (unitização)** - Esforço cooperativo da área financeira com a área fim da Geração e Transmissão, visando à unitização plena das obras já concluídas, possibilitando o retorno regulatório de tais investimentos. O Montante relativo às unitizações incluídas neste processo, no exercício de 2015 é de R\$ 165,3 milhões.

Ainda no exercício de 2015, ressalta-se a conclusão do Relatório de Avaliação Patrimonial para Indenização da Rede Básica da CEEE-GT, do qual obteve-se como montante líquido a ser indenizado R\$ 836,2 milhões,

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

conforme Termo de Notificação nº 0015/2016-SFF emitido pela ANEEL. Este valor é relativo aos bens da RBSE não totalmente depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, na data base de 31 de dezembro de 2012.

7.1. Resultados do Exercício

A receita operacional bruta é o valor faturado pela empresa em suas operações, antes das deduções com impostos e encargos do setor. A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT encerrou o exercício de 2015 com uma receita operacional bruta de R\$671,2 milhões, representando um incremento médio de 6,62% em relação ao mesmo período do ano anterior, que foi de R\$629,5 milhões.

Segregando por atividade a Receita Bruta Operacional, verifica-se que no segmento de **Geração** houve uma redução de 7,56% no montante total desta rubrica, variando para R\$ 346,3 milhões em 2015 ante R\$ 320,1 milhões no exercício de 2014. Esta redução verifica-se na Receita de Suprimento de Energia e deve-se ao menor montante de energia vendido, devido à redução do montante contratado.

Já no segmento de **Transmissão**, ocorre uma variação positiva da Receita Bruta, em 23,94%, totalizando R\$ 353,2 milhões em 2015, ante R\$ 285,0 milhões no exercício de 2014. Parte desta variação deve-se ao reajuste anual da transmissora, homologado pela Resolução Nº 1.918 de 23 de junho de 2015, onde foi apresentada a nova RAP para o ciclo 2015-2016. Contribuíram ainda para essa variação positiva, a entrada em operação de projetos de Melhorias e Reforços de alta relevância para a Transmissora, finalizadas no restante do ano de 2015, tais como os realizados nas Subestações Pelotas 3, Santo Ângelo 2 e Scharlau.

As deduções da receita operacional são os valores descontados diretamente do faturamento, tais como os impostos sobre venda e os encargos intra-setoriais. Houve acréscimo nas deduções operacionais de 218,44%. Parte deste acréscimo justifica-se pelo aumento dos tributos PIS e COFINS incidentes sobre o faturamento, tendo em vista a redução significativa do custo com compra de energia elétrica, sobre o qual eram calculados os créditos para abatimento do PIS e COFINS final a recolher, desta forma no exercício de 2015, houve um montante reduzido de créditos relativos a estes tributos.

A Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSE e a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH, passaram a ser contabilizadas como dedução da receita operacional, de acordo com as instruções e orientações do órgão regulador ANEEL, contribuindo para o acréscimo no montante final das deduções.

A receita líquida em 2014 foi de R\$589,2 milhões, sendo que em 2015 foi de R\$542,7 milhões, refletindo uma redução de 7,89%. Essa redução deve-se a combinação das variações apresentadas na receita operacional bruta e nas deduções da receita operacional, conforme identificado anteriormente.

O Custo do Serviço de Energia Elétrica compreende os custos necessários para a realização dos objetivos da atividade da empresa, inclui todos os gastos incorridos diretamente na produção e na prestação de serviços, divide-se:

- **Custo com Energia Elétrica:** O custo com energia elétrica reduziu 74,5%, apresentando em 2015 o montante de R\$ 115,2 milhões, comparados aos R\$ 451,7 milhões em 2014. Os valores estão sensivelmente inferiores em 2015, devido à redução da necessidade de compra de energia pelas geradoras, resultante da Lei Nº 12.783/13.
- **Custo de Operação:** Com relação ao custo de operação, a redução apresentada em 2015 em relação ao mesmo período do ano anterior foi de 9,34%, registrando no exercício de 2015 R\$ 272,1 milhões, ante os R\$ 300,1 milhões de 2014. Esta redução é verificada principalmente na rubrica de Custo com Pessoal e Administradores, relacionados à atividade fim da empresa.

As despesas operacionais representam os gastos para a manutenção da atividade da empresa, incluem as despesas com vendas, administrativas e outras despesas operacionais. As despesas operacionais apresentaram uma redução de 48,29%, registrando-se no exercício de 2015 R\$ 187,7 milhões comparados aos R\$ 363,1 milhões em 2014. O fator impactante nesta redução é a Provisão para Devedores Duvidosos, relativos à Energia Livre.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Além disso, incluídas nas despesas operacionais, estão as despesas com serviços de terceiros, utilizadas na manutenção de toda a parte de administrativa. Nesta rubrica foi apresentada uma redução de 24% em relação ao exercício de 2014. Destaca-se a implantação do Comitê de Racionalização de Gastos criado no exercício de 2015 com o objetivo de dar assertividade nos gastos com investimento e custeio, buscando economicidade e eficiência para as operações.

O resultado restou influenciado pela redução do Custo com Energia, que totalizava R\$ 451,6 milhões em 2014 e reduziu para R\$115,2 milhões neste exercício. O maior impacto foi verificado no segmento de Geração, na rubrica de Custo com Energia Elétrica comprada de Terceiros, refere-se à aquisição de energia de terceiros, negociados no Ambiente de Contratação Livre. Os valores são afetados pelo fim da necessidade de compra resultante da Lei Nº 12.783/13, a partir da qual a CEEE-GT teve usinas com a concessão prorrogada, de forma antecipada, alocando a totalidade de suas garantias físicas na forma de cotas para as distribuidoras, pelo prazo de 30 anos.

Outro fator que impactou o resultado do exercício foi a redução das despesas operacionais, especialmente a Provisão com Devedores Duvidosos, relativos à energia livre comercializada no Mercado Atacadista de Energia (MAE), durante o período de racionamento entre os anos 2001 e 2002. Em 2014, a partir da análise dos devedores e considerando o contexto econômico e financeiro à época, foi provisionado o valor estipulado no Despacho nº 2517 da ANEEL, o qual informou os montantes relativos à CEEE geradora que deveriam ser registrados contabilmente como direito ou obrigação das Distribuidoras, e atualizados monetariamente até serem solucionados os litígios judiciais. A Companhia constituiu provisão desses créditos no montante de R\$149,7 milhões no exercício de 2014, o que elevou o valor da despesa com devedores duvidosos naquele exercício, não havendo a necessidade de provisionamento em 2015, refletindo na queda brusca do número, em análise comparativa entre os dois últimos exercícios.

Demonstração dos Resultados dos períodos findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014:

	2015	2014	Variação % 2015/2014
Receita Operacional Bruta	671.279	629.570	6,62
Deduções da Receita Operacional	(128.533)	(40.363)	218,44
Receita Operacional Líquida	542.746	589.207	-7,89
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(387.347)	(751.872)	-48,48
Custo com Energia Elétrica	(115.200)	(451.698)	-74,50
Custo de Operação	(272.147)	(300.174)	-9,34
Lucro Operacional Bruto	155.399	(162.665)	-195,53
Despesas Operacionais	(187.783)	(363.181)	-48,29
Outras Receitas	17.758	36.221	-50,97
Outras Despesas	(12.386)	(16.128)	-23,20
Resultado do Serviço	(27.012)	(505.753)	-94,66
Depreciação e Amortização	(26.445)	(31.772)	-16,77
Resultado de Participações Societárias	40.931	29.400	39,22
EBITDA	(567)	(473.981)	-99,88
Margem EBITDA	-0,10%	-80,44%	80,34
Receita/Despesa Financeira	52.500	97.854	-46,35
Imposto de Renda e Contribuição Social	18.528	98.326	-81,16
Resultado Líquido do Exercício	84.947	(280.173)	-130,32

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

O quadro abaixo apresenta os resultados e indicadores econômico-financeiros:

Informações e Indicadores Econômicos - Financeiros	2015	2014	Variação % 2015/2014
Informações Financeiras			
Ativo Total	2.918.824	2.861.460	2,00%
Passivo	1.436.870	1.417.706	1,35%
Patrimônio Líquido	1.481.954	1.443.754	2,65%
Receita Operacional Líquida	542.746	589.207	-7,89%
Resultado do Serviço (EBIT)	(480.596)	(505.753)	-4,97%
Lucro Líquido/Prejuízo do Exercício	84.947	(280.173)	-130,32%
EBITDA (1)	(567)	(473.981)	-99,88%
PMS (2)	(312.783)	(351.580)	-11,04%
Indicadores Financeiros			
Dívida Total (3)	311.500	291.536	6,85%
ROCE (4) (%)	22,37%	30,20%	-7,83%
Participação Capital de Terceiros sobre Ativo Total (5) (%)	49,23%	49,54%	-0,32%
Margem Operacional (6) (%)	12,24%	-64,24%	76,48%
Margem Líquida (7) (%)	15,65%	-47,55%	63,20%
Dívida Líquida (8)	423.292	(226.004)	-287,29%
PMS / ROL (%)	-57,63%	-59,67%	2,04%
Cotação Unitária da Ação - ON (R\$ por lote mil)	0,60	1,13	-
Cotação Unitária da Ação - PNA (R\$ por lote mil)	0,94	1,47	-

(1) EBITDA = Resultado do Serviço menos depreciação e amortização.

(2) PMS = Pessoal Material e Serviços (excluídos efeitos CPC 33(R1))

(3) Dívida Total = Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

(4) ROCE - Retorno sobre o Capital Empregado = Receita Operacional Líquida/Ativo Não Circulante)x100

(5) Participação Capital de Terceiros sobre Ativo Total = Passivo Circulante +Passivo Não Circulante/Ativo Total x 100

(6) Margem Operacional = Lucro antes do Imposto de Renda e Contribuição Social/Receita Operacional Líquida x 100

(7) Margem Líquida = Lucro(Prejuízo) do Exercício/Receita Operacional Líquida

(8) Dívida Líquida = Empréstimos e Financiamentos - Disponibilidades

7.2. LAJIDA / EBITDA

O LAJIDA, usualmente denominado pelo mercado como EBTIDA representa o quanto a empresa gera de recursos considerando apenas as suas atividades operacionais, isto é, o lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização.

O EBITDA foi apurado pela Companhia observando as disposições da Instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012.

Analisando os efeitos ocorridos nas despesas operacionais e no custo do serviço de energia elétrica, o EBITDA teve uma variação de 99,88%, registrando R\$(567) mil em 2015 comparados aos R\$(473,9) milhões em 2014.

A margem do EBITDA apresentou uma variação positiva de 80,34%, passando de -80,44% em 2014 para -0,10% em 2015. Esta reversão da margem EBTIDA deve-se essencialmente à redução dos Custos Operacionais (principalmente a Energia Elétrica Comprada de Terceiros) e às Despesas Operacionais (especialmente a Provisão para Devedores Duvidosos, como já citado acima).

Demonstrativo do Cálculo do EBITDA	2015	2014	Variação % 2015/2014
Receita Operacional Líquida - ROL	542.746	589.207	-7,89
(-) Custo do Serviço de Energia Elétrica	(387.347)	(751.872)	-48,48
(-) Despesas Operacionais	(182.411)	(343.088)	-46,83
Resultado do Serviço - EBIT	(27.012)	(505.753)	-94,66
(+) Depreciação e Amortização	26.445	31.772	-16,77
EBITDA	(567)	(473.981)	-99,88
Margem EBITDA	-0,10%	-80,44%	80,34

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

(*) Na composição das Despesas/Receitas Operacionais não são consideradas as receitas e despesas financeiras e o Resultado da Equivalência Patrimonial.

7.3. Endividamento

Em 2015, o saldo da dívida da Empresa totalizou em R\$ 311,5 milhões, distribuídos conforme tabela, contemplando contratos financeiros com agentes nacionais e internacionais, demonstrados a seguir:

CEEE-GT	Indexador	Saldo (R\$ Mil)	Participação no Total (%)
Saldo Devedor da Dívida Interna		101.788	32,68%
Moeda Nacional - Eletrobrás - RGR	RGR	4.161	1,34%
Moeda Nacional - FIDC	CDI	28.590	9,18%
Moeda Nacional - BNDES	TJLP	69.037	22,16%
Saldo Devedor da Dívida Externa		209.712	67,32%
Moeda Externa - AFD	Dólar/Libor	161.218	51,76%
Moeda Externa - BID	Dólar/Libor	48.494	15,57%
Saldo Devedor da Dívida		311.500	100,00%

7.4. Ingressos Extra-Operacionais

No mês de agosto de 2015, a CEEE-GT recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$23,9 milhões, resultante do financiamento firmado junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de abrangência da CEEE-GT).

Em dezembro de 2015 a Companhia recebeu o valor de R\$20,3 milhões em contrapartida ao contrato de empréstimo firmado com Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD e de R\$15,0 milhões referente ao contrato de empréstimo assinado com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT, por meio da ampliação e modernização de 25 subestações, linhas de transmissão e modernização dos Sistemas de Comunicação da CEEE-GT em todo o Estado do Rio Grande do Sul.

7.5. Resultado Financeiro

O resultado financeiro foi reduzido em 46,35% no exercício de 2015, em relação ao período de 2014. Esta redução deve-se principalmente a alta do dólar, refletindo na despesa com variação cambial dos financiamentos BID/AFD. Neste sentido, destacamos:

- Receita Financeira – No exercício de 2015, as receitas financeiras somaram R\$247,8 milhões, ocorrendo um aumento de 23% se comparado com o mesmo período do ano anterior, no qual as receitas somavam R\$200,9 milhões.
- Despesa Financeira – No exercício de 2015, as despesas financeiras somaram R\$ 195,3 milhões, verificando-se um acréscimo de 90% ante os R\$ 103,0 milhões registrados em 2014. Este incremento justifica-se pela variação cambial dos empréstimos BID/AFD, a qual em específico aumentou 174% no exercício de 2015 e também a retração ao valor justo das NTN-Bs monetizadas no mesmo período.

8. AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento a Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT informa que utiliza os serviços de Auditoria Independente da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes na elaboração de suas demonstrações financeiras, cujo contrato foi assinado em 10 de abril de 2013, no valor de R\$ 410,1 mil. O prazo de execução dos serviços é de 12(doze) meses, com uma carga mínima de 2.734 horas/ano, a contar da data de assinatura do instrumento, podendo haver renovações sucessivas, limitadas ao máximo de 60 meses.

O referido contrato foi aditado em 10 de abril de 2015, prorrogando o prazo contratual por mais 12 meses, onde é dado ao presente contrato o valor de R\$477,8 mil e carga horária mínima de 2.997 horas/ano.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Neste contrato, além dos serviços normais de auditoria independente na elaboração de demonstrações financeiras estão contemplados os serviços de auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR e auditoria do Relatório de Controle Patrimonial – RCP.

Além dos serviços prestados à transmissora, a Auditoria Independente da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes possui contratos para a prestação de Serviços de Auditoria Externa com a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE – D (valor de R\$469,8 mil e uma carga de 2.947 horas/ano) e Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE – PAR (valor de R\$44,2 mil e uma carga de 277 horas/ano), que são respectivamente, Concessionária e Empresa Controladora, resultantes da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE. Ou seja, todas as empresas integrantes do Grupo CEEE.

O contrato da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT representa 48,17% em relação aos honorários totais pagos pelas empresas CEEE-D, CEEE-PAR e inclusive CEEE-GT.

A política na contratação de bens e serviços da Companhia é elaborada em observância à lei de licitações e contratos (Lei Nº 8.666/93). Além disso, são observados os princípios de preservar a independência do auditor, quais sejam: a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

Os Auditores Independentes declaram que a prestação de serviços não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de Auditoria Externa, baseados no item 1.2.10.6 m.2 da Resolução nº 1.034/05 do Conselho Federal de Contabilidade.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS

Diretor

JULIO HOFER

Diretor

CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES

Diretor

LEONARDO HOFF

Diretor

LUIZ CARLOS TADIELLO

Diretor

CÉSAR BAUMGRATZ

Diretor

Balanco Patrimonial
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	CONTROLADORA		CONSOLIDADO			Nota	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Explicativa	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014		Explicativa	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
ATIVO CIRCULANTE						PASSIVO CIRCULANTE					
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	38.171	42.145	40.332	73.972	Fornecedores	17	83.225	125.513	181.820	128.219
Investimentos em Títulos do Governo	10	149.963	475.395	149.963	475.395	Obrigações Trabalhistas	18	30.626	30.347	30.644	30.364
Concessionárias e Permissonárias	6	130.193	55.134	130.193	55.134	Obrigações Fiscais	19	32.965	9.486	41.927	10.824
Tributos a Recuperar	7	31.354	41.696	31.370	41.696	Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	29.247	94.785	29.247	237.618
Estoque	8	7.438	8.489	7.438	8.489	Provisão para Benefícios a Empregados	21	60.480	61.023	60.480	61.023
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNi	13.5	-	222.634	-	222.634	Obrigações da Concessão	22	41.945	35.567	41.945	35.567
Aviso Financeiro da Concessão	13	50.549	14.644	58.873	18.712	Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	23	21.111	31.991	21.111	31.991
Pagamentos Antecipados		822	881	879	965	Outros Passivos	24	28.529	48.862	30.412	50.289
Outros Créditos a Receber	9	83.891	49.175	83.876	49.161			328.128	437.574	437.586	585.895
		492.381	910.193	502.924	946.158						
						PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
						Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	282.253	196.751	282.253	196.751
						Provisão para Benefícios a Empregados	21	604.371	562.851	604.371	562.851
						Obrigações Fiscais	19	3.330	-	3.330	-
						Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	23	145.113	141.552	145.113	141.552
						Obrigações da Concessão	22	5.033	2.448	5.033	2.448
						Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	11	-	1.967	-	1.967
						Outros Passivos	24	68.642	74.563	70.829	76.750
								1.108.742	980.132	1.110.929	982.319
ATIVO NÃO CIRCULANTE						PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Tributos a Recuperar	7	610	5	610	5	Capital Social	25.1	588.447	588.447	588.447	588.447
Aplicações Financeiras	5	8.331	7.446	8.331	7.446	Reserva de Incentivos Fiscais	25.2	1.209.304	1.209.304	1.209.304	1.209.304
Depósitos Judiciais	12	48.835	49.570	48.835	49.570	Outros Resultados Abrangentes	25.4	(226.873)	(166.046)	(226.873)	(166.046)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	11	38.715	-	38.715	-	Prejuízos Acumulados		(88.524)	(187.951)	(88.524)	(187.951)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	14.8	362.426	87.273	84.510	52.362			1.481.954	1.443.754	1.481.954	1.443.754
Aviso Financeiro da Concessão	13	103.276	193.302	357.203	332.976	Participação dos não controladores		-	-	5.896	6.125
Bens e Direitos Destinados à Alienação e Renda		3.044	3.071	3.044	3.071			1.481.954	1.443.754	1.487.850	1.449.879
Outros Créditos a Receber	9	760.808	650.589	802.713	685.492						
Investimentos	14	648.566	608.141	593.637	560.957						
Imobilizado	15	447.126	347.760	591.137	375.946						
Intangível	16	4.706	4.110	4.706	4.110						
		2.426.443	1.951.267	2.533.441	2.071.935						
TOTAL DO ATIVO		2.918.824	2.861.460	3.036.365	3.018.089	TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		2.918.824	2.861.460	3.036.365	3.018.089

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas

Demonstração do Resultado

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	27	542.746	589.207	661.254	670.957
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		(387.347)	(751.872)	(498.541)	(835.018)
Custo com Energia Elétrica	28	(115.200)	(451.698)	(115.200)	(451.698)
Custo de Operação	29	(272.147)	(300.174)	(383.341)	(383.320)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		155.399	(162.665)	162.713	(164.061)
Despesas Operacionais		(187.783)	(363.181)	(188.957)	(364.463)
Despesas com Vendas	29	(2.614)	(412)	(2.614)	(412)
Despesas Gerais e Administrativas	29	(56.835)	(53.218)	(57.664)	(54.500)
Outras Despesas Operacionais	29	(128.334)	(309.551)	(128.679)	(309.551)
Outras Receitas	30	17.758	36.221	17.758	36.221
Outras Despesas	30	(12.386)	(16.128)	(12.386)	(16.128)
RESULTADO DO SERVIÇO		(27.012)	(505.753)	(20.872)	(508.431)
Resultado de Participações Societárias	14	40.931	29.400	43.193	33.862
Resultado Financeiro, Líquido	31	52.500	97.854	50.951	98.565
Resultado Operacional		66.419	(378.499)	73.272	(376.004)
RESULTADO ANTES DO IR E CS		66.419	(378.499)	73.272	(376.004)
Imposto de Renda Corrente	32	(13.107)	-	(18.290)	(2.263)
Imposto de Renda Diferido	32	26.873	76.627	26.873	76.627
Contribuição Social Corrente	32	(4.912)	-	(6.750)	(822)
Contribuição Social Diferida	32	9.674	21.699	9.674	21.699
LUCRO LÍQUIDO/PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		84.947	(280.173)	84.779	(280.763)
Lucro Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	26	0,22	(0,72)	0,22	(0,73)
Lucro Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	26	0,22	(0,72)	0,22	(0,73)
Atribuído a Sócios da Empresa Controladora		-	-	84.947	(280.173)
Atribuído a Sócios Não Controladores		-	-	(168)	(590)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado Abrangente

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
LUCRO LÍQUIDO/PREJUÍZO DO EXERCÍCIO		84.947	(280.173)	84.779	(280.763)
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES		(51.534)	(14.997)	(51.534)	(14.997)
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10	(35.938)	20.154	(35.938)	20.154
Venda de Títulos do Governo	10	37.853	35.413	37.853	35.413
Perda Atuarial		(52.799)	(51.672)	(52.799)	(51.672)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	10	(650)	(18.892)	(650)	(18.892)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		33.413	(295.170)	33.245	(295.760)
Atribuído a Sócios da Empresa Controladora			(295.170)	33.413	(295.170)
Atribuído a Sócios Não Controladores			-	(168)	(590)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas

Demonstração das Mutações no Patrimônio Líquido

(Valores expressos em milhares de reais)

CONTROLADORA									
Nota Explicativa	Reserva de Lucro						Total	Participação dos Não Controladores	Total
	Capital Social Integralizado	Recursos Destinados a Aumento de Capital	Reserva de Incentivos Fiscais	Reserva de Lucros	Lucros Acumulados	Outros Resultados Abrangentes			
Saldos em 31/12/2013 (não auditado)	588.447	-	1.209.304	73.253	-	(138.531)	1.732.473	32.825	1.765.298
Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	(280.173)	-	(280.173)	(590)	(280.763)
Aquisição de Controle	-	-	-	-	-	-	-	(29.047)	(29.047)
Integralização de Capital	-	-	-	-	-	-	-	2.937	2.937
Varição líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10	-	-	-	-	55.567	55.567	-	55.567
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	10	-	-	-	-	(18.892)	(18.892)	-	(18.892)
Registro da Perda Atuarial	21	-	-	-	-	(51.672)	(51.672)	-	(51.672)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	(14.997)	(14.997)	-	(14.997)
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	18.969	(18.969)	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	6.451	6.451	-	6.451
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	-	18.969	(12.518)	6.451	-	6.451
Destinação do Resultado:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Absorção do Prejuízo do Exercício	-	-	-	(73.253)	73.253	-	-	-	-
Saldos em 31/12/2014	588.447	-	1.209.304	-	(187.951)	(166.046)	1.443.754	6.125	1.449.879
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	84.947	-	84.947	(168)	84.779
Aquisição de controle	-	-	-	-	-	-	-	(1.016)	(1.016)
Integralização de capital	-	-	-	-	-	-	-	955	955
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Varição líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10	-	-	-	-	1.915	1.915	-	1.915
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	10	-	-	-	-	(650)	(650)	-	(650)
Registro da Perda Atuarial	21	-	-	-	-	(52.799)	(52.799)	-	(52.799)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	(51.534)	(51.534)	-	(51.534)
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	14.080	(14.080)	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	4.787	4.787	-	4.787
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	-	14.080	(9.293)	4.787	-	4.787
Destinação do Resultado:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Absorção do Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos em 31/12/2015	588.447	-	1.209.304	-	(88.924)	(226.873)	1.481.954	5.896	1.487.850

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas

Demonstração dos Fluxos de Caixa
(Valores expressos em milhares de reais)

Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Lucro Líquido/Prejuízo do Exercício	84.947	(280.173)	84.779	(280.763)
Despesas (Receitas) que não afetam o Caixa				
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo	61.592	20.778	61.592	20.778
Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	26.445	31.772	26.445	31.772
Resultado de Equivalência Patrimonial	(40.931)	(29.400)	(43.193)	(33.862)
Constituição de Provisão para Passivos e Outras	11.880	43.852	11.880	46.018
Constituição de Provisão Ex-Autárquicos	34.419	39.122	34.419	39.122
Constituição de Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa	6.547	150.190	6.547	150.190
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(36.546)	(98.327)	(36.546)	(98.327)
Baixa de Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível	102.965	152.074	102.965	152.074
Varição dos Investimentos em Títulos do Governo	(57.039)	(103.268)	(57.039)	(103.268)
Outros	-	-	(7.314)	1.396
CAIXA GERADO/APLICADO NAS OPERAÇÕES	194.279	(73.380)	184.535	(74.870)
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante	445.299	511.140	439.044	604.624
Concessionárias e Permissionárias	(81.566)	14.318	(81.566)	14.318
Tributos a Recuperar	9.737	(19.533)	9.721	(19.533)
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	(885)	25.231	(885)	119.163
Estoques	1.051	188	1.051	188
Investimentos em Títulos do Governo	384.387	635.786	384.387	635.786
Pagamentos Antecipados	59	(89)	86	(91)
Depósitos Judiciais	735	8.810	(261)	7.922
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	222.634	189.721	222.634	189.721
Ativo Financeiro da Concessão	54.121	(82.187)	54.121	(82.187)
Bens e Direitos Destinados à Alienação	-	13	-	13
Outros Créditos a Receber	(144.974)	(261.118)	(150.244)	(260.676)
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante	(109.223)	(108.186)	(5.990)	(134.688)
Fornecedores	(42.288)	(33.601)	53.602	(33.095)
Obrigações Trabalhistas	279	(2.239)	282	(2.222)
Obrigações Fiscais	26.809	2.473	33.983	3.811
Provisão para Benefícios a Empregados	(52.541)	(44.223)	(52.541)	(44.223)
Obrigações da Concessão	8.963	3.019	8.963	3.019
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	(13.235)	(22.920)	(13.235)	(22.920)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(4.135)	12.444	(4.135)	12.444
Pagamento de Encargos de Dívidas	(11.293)	(5.239)	(11.293)	(33.586)
Outros Passivos	(21.782)	(17.900)	(21.616)	(17.916)
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS	530.355	329.574	617.589	395.066
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimento	(503.994)	(392.556)	(478.061)	(443.408)
Aumento de Investimentos	(20.874)	(212.972)	(10.927)	(187.403)
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado	(206.829)	(170.077)	(433.848)	(281.409)
Aquisição de Ativo Intangível	(1.138)	(1.614)	(1.138)	(1.614)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	(275.153)	(7.893)	(32.148)	27.018
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Caixa Líquido Aplicado/Gerado nas Atividades de Financiamento	(30.335)	41.568	(173.168)	58.654
Incremento de Empréstimos e Financiamentos	77.015	99.239	86.773	116.325
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos	(107.350)	(57.671)	(259.941)	(57.671)
REDUÇÃO (AUMENTO) DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(3.974)	(21.414)	(33.640)	10.312
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	5	42.145	73.972	63.660
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	5	38.171	40.332	73.972

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas

Demonstração do Valor Adicionado
(Valores expressos em milhares de reais)

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO					
	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014				
RECEITAS									
Receita Operacional Bruta	28	671.279	629.570	789.787	711.320				
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	30	(6.547)	(150.190)	(6.547)	(150.190)				
Outras Receitas e Despesas	31	5.371	20.093	5.371	20.093				
(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		(181.795)	(551.651)	(293.416)	(635.853)				
Material	29	(6.833)	(5.976)	(6.833)	(5.976)				
Serviços de Terceiros	29	(29.727)	(25.103)	(29.935)	(25.103)				
Custo de Energia Comprada	28	(115.200)	(451.698)	(115.200)	(451.698)				
Outros Custos Operacionais	29	(9.970)	(10.109)	(9.970)	(10.109)				
Custo de Construção	28	-	-	(111.194)	(83.146)				
Outras Despesas Operacionais		(20.065)	(58.765)	(20.284)	(59.821)				
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO		488.308	(52.178)	495.195	(54.630)				
(-) Depreciação e Amortização	29	(26.445)	(31.772)	(26.445)	(31.772)				
(-) Provisões	29	(52.084)	(27.879)	(52.084)	(27.879)				
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO		409.779	(111.829)	416.666	(114.281)				
(+) Resultado de Participações Societárias		40.931	29.400	43.193	33.862				
(+) Receitas Financeiras	31	247.883	200.911	248.088	201.977				
(=) VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		698.593	118.482	707.947	121.558				
Distribuição do Valor Adicionado									
Pessoal		262.520	37,59	306.273	258,50	263.190	37,18	306.418	252,09
Remuneração Direta		119.475	17,11	130.224	109,91	120.145	16,96	130.369	107,25
Benefícios		29.674	4,25	39.213	33,10	29.674	4,19	39.213	32,26
Plano de Benefícios Previdenciais		67.223	9,62	85.118	71,84	67.223	9,49	85.118	70,02
Compromissos Previdenciais		34.680	4,96	39.853	33,64	34.680	4,90	39.853	32,79
F.G.T.S.		11.468	1,64	11.865	10,01	11.468	1,62	11.865	9,76
Impostos, Taxas e Contribuições		153.602	21,99	(12.969)	(10,95)	160.700	22,70	(9.803)	(8,06)
Federais		150.720	21,57	(14.948)	(12,62)	157.818	22,29	(11.782)	(9,69)
Estaduais		183	0,03	188	0,16	183	0,03	188	0,15
Municipais		2.699	0,39	1.791	1,51	2.699	0,38	1.791	1,47
Remuneração de Capitais de Terceiros		197.524	28,26	105.351	88,92	199.278	28,15	105.706	86,96
Aluguéis	30	2.141	0,31	2.294	1,94	2.141	0,30	2.294	1,89
Despesas Financeiras	32	195.383	27,97	103.057	86,98	197.137	27,85	103.412	85,07
Remuneração de Capitais Próprios		84.947	12,16	(280.173)	(236,47)	84.779	11,98	(280.763)	(230,97)
Lucro Líquido/Prejuízo do Exercício		84.947	12,16	(280.173)	(236,47)	84.779	11,98	(280.763)	(230,97)
TOTAL		698.593		118.482		707.947		121.558	

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas

Notas Explicativas

às Demonstrações Financeiras
em 31 de Dezembro de 2015

(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (Companhia) com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, nº 201, Prédio A, Sala 722, Bairro Jardim Carvalho, Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul, é uma sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. Foi organizada em conformidade com a autorização concedida pela Lei nº 12.593, em 13 de setembro de 2006, e constituída a partir da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, em 26 de novembro de 2006. A Companhia tem por objeto projetar, construir e explorar sistemas de produção (geração) e transmissão de energia elétrica, bem como desenvolver atividades que visem idêntica finalidade; a prestação de serviços de natureza pública ou privada, no setor de energia elétrica; a exploração de sua infraestrutura, com a finalidade de gerar receitas alternativas, complementares ou acessórias, inclusive proveniente de projetos associados.

No segmento de transmissão, a CEEE-GT exerce o controle acionário da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB. Em janeiro de 2014 a sócia Procable Energia e Telecomunicações S.A. e a sócia Zhejiang United Engineering CO Ltda, transferiram cotas de capital subscrito para a CEEE-GT. Ainda no exercício de 2014 foi efetuada a integralização de capital no montante de R\$25.000 e durante o exercício de 2015 foi integralizado o montante de R\$9.947 pela CEEE-GT na Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 90,40% do capital integralizado.

No segmento de geração, a CEEE-GT também exerce o controle acionário das Sociedades de Propósito Específico Ventos de Curupira S.A., Ventos de Povo Novo S.A. e Ventos de Vera Cruz S.A., constituídas em fevereiro de 2014 e integrantes do consórcio responsável pela construção do Complexo Eólico Povo Novo. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 99,99%, conforme descrito na nota explicativa nº 14.

1.1. Das Concessões

1.1.1. Concessão de Geração

Em 05 de abril de 2000 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 025/2000 - ANEEL para exploração de geração de energia elétrica. O contrato regula a exploração dos potenciais de energia hidráulica por meio das centrais geradoras e das instalações de transmissão de interesse restrito às centrais geradoras.

Com o advento da Medida Provisória nº 579 de 11/09/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/13, estabeleceu-se um novo marco regulatório no Setor Elétrico Brasileiro possibilitando a renovação antecipada dos contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a partir de uma redução tarifária nos segmentos de geração e de transmissão.

A referida MP estabeleceu que toda energia gerada pelas usinas cujas concessões vencem até 2017, serão comercializadas em regime de cotas, por tarifas definidas pela ANEEL, que cobrirão somente os custos de operação e manutenção, encargos setoriais reduzidos, tributos e a remuneração do uso das redes de transmissão e distribuição.

Em atendimento à legislação, em 04/12/2012, a Companhia firmou com a União, o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 25/2000 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos

A Usina de Itaúba ainda não foi alcançada pelo conteúdo da Lei 12.783/13, uma vez que sua concessão tem previsão de término para 30/12/2021, já as demais usinas do parque gerador da CEEE-GT estão disponibilizando sua energia para o regime de cotas.

Notas Explicativas

Foram prorrogadas as concessões das usinas listadas no quadro abaixo:

UHE	Potência Instalada (MW)	TEIF (%)	IP (%)	TOTAL [1-(1-TEIF)*(1-IP)]	RELAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS					Termo Final da Concessão
					Nº de Unidades Geradoras	Localização (Rio/Município/UF)	Atos			
							Contrato de Concessão	1ª Prorrogação	2ª Prorrogação	
Jacuí	180	1,672	5,403	6,98	6	Rio Jacuí/Salto do Jacuí/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo Real	158	2,533	8,091	10,42	2	Rio Jacuí/ Salto do Jacuí/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 278, 11/08/99	-	31/12/2042
Canastra*	44,8	-	-	-	2	Rio Santa Maria/Canela/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Bugres*	19,2	-	-	-	2	Rio Santa Cruz/Canela/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ernestina	4,96	-	-	-	1	Rio Jacuí/ Ernestina/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Capigui*	4,47	-	-	-	3	Rio Capigui/Passo Fundo/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Guarita*	1,76	-	-	-	1	Rio Guarita/Erval Seco/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Herval*	1,52	-	-	-	2	Rio Cadeia/Santa Maria do Herval/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Santa Rosa*	1,58	-	-	-	1	Rio Santa Rosa/Três de Maio/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo do Inferno*	1,49	-	-	-	1	Rio Santa Cruz/São Francisco de Paula/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Forquilha*	1,118	-	-	-	1	Rio Forquilha/Maximiliano de Almeida/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ijuizinho*	1,118	-	-	-	1	Rio Ijuizinho/Eugênio de Castro/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042

* Usinas não despachadas centralizadamente.

A Usina de Toca, localizada no município de São Francisco de Paula, por ser menor que 1 MW, e estar enquadrada em uma legislação específica, não é objeto de renovação nas atuais condições e portanto deverá ser requerida a autorização ao poder concedente por ocasião do vencimento da atual concessão em 07/07/2015.

A CEEE-GT, conforme Despacho da ANEEL nº 259 de 21/07/1999 tem um registro da Pequena Central Hidrelétrica Ivaí, com potência instalada de 0,768 MW, localizada no rio Ivaí, município de Júlio de Castilhos.

Em 31 de outubro de 2012 o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria Ministerial nº 578, definindo as tarifas iniciais para as Usinas Hidrelétricas enquadradas no art. 1º da MP 579, com base no valor do Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG.

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as usinas hidrelétricas. Assim, nos termos das Portarias publicadas pela União, ficou delineado que as usinas da CEEE-GT acobertadas pelo contrato de concessão nº 25/2000 não seriam indenizadas, sendo que, em paralelo, a Companhia protocolou junto ao Ministério de Minas e Energia ofício contendo algumas questões, em especial no que se refere à indenização dos investimentos ainda não depreciados inerentes as usinas renovadas. Vide nota explicativa nº 15.

1.1.1.1. Aspectos Regulatórios

a) Repactuação do Risco Hidrológico

As condições hidrológicas adversas ocorridas no último triênio, somada às decisões operativas e a outros fatores que influenciam no despacho da geração pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), afetaram financeiramente os agentes hidrelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que, ao não conseguirem entregar energia suficiente para honrar seus contratos, ficaram expostos ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) no Mercado de Curto Prazo (MCP).

A Companhia, com o objetivo de se proteger financeiramente dos valores a ela atribuídos a título de risco hidrológico, bem como do rateio dos valores proveniente de outros agentes protegidos judicialmente, ingressou com ação judicial e obteve decisão liminar, com efeitos a partir de março de 2015, limitando a redução, via Fator de Ajuste do MRE (GSF), a 5% da Garantia Física das usinas modeladas no perfil da CEEE-GT junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e que não foram objeto de renovação das Concessões prevista na Lei nº 12.783/2013.

Notas Explicativas

A Lei nº 13.203, publicada em 9 de dezembro de 2015, e a Resolução Normativa ANEEL nº 684, publicada em 14 de dezembro de 2015, estabeleceram as condições para a repactuação do risco hidrológico suportados pelos agentes participantes do MRE, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015.

A referida regulamentação apresentou propostas distintas para a energia contratada no ano de 2015 no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), porém ambas tinham como condição para a repactuação a retirada de qualquer ação judicial relativa ao tema, com resolução de mérito.

Devido à característica do portfólio de contratos de venda de energia em 2015, a Companhia teve quase que a totalidade de sua energia remetida à modalidade de repactuação no ACL, cuja proposta se caracteriza pela contratação de energia de reserva.

Em janeiro de 2016 a Administração decidiu por não aderir à proposta, mantendo a ação judicial em curso.

1.1.2. Concessão de Transmissão

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT detém duas concessões para exploração dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica.

1.1.2.1. Contrato de Concessão nº 055/2001 – ANEEL

Em 1º de outubro de 2001 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 055/2001 - ANEEL para Transmissão de energia elétrica. Em razão da Medida Provisória nº 579 de 11/09/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013 e Decreto nº 7.805/2013, o contrato de concessão foi aditado em 04/12/2012, tendo sofrido alterações significativas. O Contrato de Concessão, já com as alterações realizadas, estabelece:

- I. quais os bens vinculados à Concessão e a obrigação de operar e manter a infraestrutura existente;
- II. as condições para a prestação do serviço;
- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- IV. a indenização, em caso de extinção da concessão, referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as instalações integrantes das concessões de transmissão de energia elétrica enquadradas pela MP 579, ficando delineado o montante de R\$661.086 mil a preço de outubro de 2012, para indenização das instalações não depreciadas, posteriores a maio de 2000, relacionadas ao contrato de Concessão nº 055/2001. Essas instalações são usualmente denominadas RBNI. Vide nota explicativa nº 13.5.

Ainda, no que tange as instalações não depreciadas anteriores a maio de 2000, usualmente denominada RBSE, a Lei nº 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela ANEEL. A Companhia submeteu à ANEEL as informações para o cálculo dos ativos não depreciados em 29/04/2015 e conforme a REN nº 589/13 no artigo 6º, a ANEEL tem um prazo de 150 dias para validar as informações. Outras informações complementares estão disponíveis na nota explicativa nº 9.5.

Com a vigência da MP 579 (Lei 12.783/13), o prazo do Contrato de Concessão foi prorrogado por mais trinta anos e tem prazo de vigência até 31 de dezembro de 2042. O Contrato de Concessão também estabelece que a Receita Anual Permitida (nome dado à remuneração pela prestação do serviço de transmissão) será reajustada anualmente no mês de julho e revisada a cada cinco anos. Além dos critérios para reajuste e revisão da receita, previstos em contrato, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelecerá em regulamentação específica regras e metodologia para cálculo dessa revisão.

Notas Explicativas

1.1.2.2. Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL

Em 19 de dezembro de 2002 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL para Transmissão de Energia Elétrica. O Contrato de Concessão da LT 230kV UPME x Pelotas 3 estabelece:

- I. a obrigação de construir, operar e manter a infraestrutura a serviço da concessão;
- II. quais os serviços que o operador deve prestar e para quem os serviços devem ser prestados (área geográfica de atendimento e classe de consumidores);
- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- IV. indenização ao final do contrato de concessão referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

O Contrato de Concessão tem prazo de vigência de 30 (trinta) anos, contados a partir da entrada em operação das instalações de transmissão, objeto do contrato, podendo ser renovado por igual período desde que requerida pela Companhia até 36 (trinta e seis) meses antes do término do contrato. A eventual prorrogação do Contrato de Concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições gerais do contrato.

O Contrato de Concessão também estabelece que as tarifas sejam reajustadas anualmente no mês de julho e revisadas nos casos de criação, alteração ou extinção de tributos ou encargos legais, quando comprovado seus impactos. Os critérios e metodologias para reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em regulamentação específica.

1.2. Plano de Ajuste Estrutural

A Administração da Companhia instituiu um Plano de Ajuste Estrutural com o propósito de efetuar um diagnóstico da situação econômico-financeira partindo de uma análise de sustentabilidade econômico-financeira da Companhia. Uma série de ações descritas no Plano de Ajuste da CEEE-GT foi realizada, especialmente aquelas que se referem às tratativas para alongamento e repactuação dos débitos setoriais e de tributos federais, a criação do Comitê de Racionalização de Gastos, a reprogramação orçamentária e continuidade das obras da TESB e de Povo Novo.

Somam-se, ainda, as ações já em andamento para a reestruturação das dívidas contratuais, buscando-se carências e prazos mais longos de amortizações, invertendo a lógica de endividamento de curto prazo, perseguindo uma redução significativa nas despesas financeiras e a melhoria considerável do desempenho de caixa.

Combinando-se as metas de investimentos prudentes e regulatórios com o novo perfil do custo dos financiamentos, a CEEE-GT trabalha para a realização de captações financeiras vinculadas aos investimentos, com um período de carência adequado e custo compatível com a nova lógica financeira da empresa.

Dentre as ações do Plano de Ajuste, é necessário salientar também aquelas que buscam a redução do custo operacional, tais como a manutenção do Plano de Desligamento Incentivado – PDI, a implantação do novo sistema ERP (*Enterprise Resource Planning*) que juntos viabilizam a reestruturação organizacional, buscando equilibrar a relação do quanti-qualitativo de pessoal e melhorar a capacidade de atendimento dos serviços, com ganhos de produtividade e redução de despesa de pessoal.

2. ATIVIDADES NÃO VINCULADAS À CONCESSÃO

A Companhia possui uma estação de piscicultura no município de Tio Hugo, cujo objetivo é a produção de alevinos e peixes a serem soltos nos reservatórios visando à manutenção e preservação da ictiofauna existente nos mesmos. Estas atividades não são relevantes para operação da Companhia.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Financeiras

As demonstrações financeiras foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as normas internacionais de

Notas Explicativas

relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* - IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração na sua gestão.

As Demonstrações Financeiras compreendem:

a) Demonstrações Financeiras Individuais

As demonstrações financeiras individuais da Controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC). Pelo fato de que as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras individuais, a partir de 2014, não diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, uma vez que ele passou a permitir a aplicação do método de equivalência patrimonial em controladas, coligadas e *joint ventures* nas demonstrações separadas, elas também estão em conformidade com as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB. Essas demonstrações individuais são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

b) Demonstrações Financeiras Consolidadas

As Demonstrações Financeiras Consolidadas, identificadas como “Consolidado”, estão apresentadas, simultaneamente, de acordo com as normas internacionais de contabilidade - *International Financial Reporting Standards* - IFRS, IAS 34 – *Interim Financial Reporting* emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas práticas brasileiras incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as IFRS e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido da controladora e o resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

3.1.2. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras em 28/03/2016.

3.1.3. Base de Mensuração

As Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor e ajustadas para refletir o custo atribuído de terrenos e edificações na data de transição para IFRS/CPCs, com exceção dos instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, reconhecido no balanço patrimonial.

3.1.4. Moeda de Apresentação e Moeda Funcional

As Demonstrações Financeiras Individuais são apresentadas em Reais (R\$) que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras foram arredondadas para o milhar de real mais próximo, exceto quando indicado de outra forma. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores, logo os valores em milhares apresentados quando somados podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

3.2. Uso de Estimativas e Julgamentos

A preparação das Demonstrações Financeiras Individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração realize estimativas para determinação e registro de certos ativos, passivos,

Notas Explicativas

receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre suas Demonstrações Financeiras Individuais. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e na experiência da Administração, e são suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras. As estimativas são revisadas quando novas informações se tornam disponíveis ou quando as situações em que estavam baseadas se alterem. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem ao seguinte:

- I. Vida útil do ativo intangível;
- II. Transações de compra e venda de energia elétrica na CCEE;
- III. Provisões para créditos de liquidação duvidosa;
- IV. Passivos contingentes;
- V. Planos de aposentadoria e benefícios pós-emprego;
- VI. Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido;
- VII. Ativo Financeiro da Concessão;
- VIII. Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo;
- IX. Vida útil do ativo imobilizado.

3.3. Procedimento de Consolidação

As Demonstrações Financeiras Consolidadas contemplam as informações da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e das suas controladas a Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB, Ventos de Curupira S.A., Ventos de Povo Novo S.A. e Ventos de Vera Cruz S.A., sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela CEEE-GT.

Empresas Controladas	% de Participação	
	31/12/2015	31/12/2014
1 - Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda - TESB	90,40%	88,49%
2 - Ventos de Curupira	99,99%	99,99%
3 - Ventos de Povo Novo	99,99%	99,99%
4 - Ventos de Vera Cruz	99,99%	99,99%

A consolidação das contas patrimoniais e de resultado ocorre pela soma dos saldos dos ativos, passivos, receitas e despesas, de acordo com as suas naturezas, ajustados pelas eliminações das transações realizadas com as empresas consolidadas.

A participação do acionista não controlador no patrimônio líquido e no lucro líquido da controlada, consolidada integralmente, está apresentada de forma segregada no balanço patrimonial e na demonstração de resultado consolidado, respectivamente, nas linhas denominadas “Participação de acionista não controlador” e “Lucro atribuído ao acionista não controlador”.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

As principais políticas contábeis descritas a seguir, foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nas demonstrações financeiras. São elas:

4.1. Ativos e Passivos Financeiros

4.1.1. Reconhecimento e Mensuração

A Companhia reconhece os instrumentos financeiros nas suas Demonstrações Financeiras somente quando ela se tornar parte das disposições contratuais do instrumento ou na data em que tiveram origem.

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando riscos ou benefícios ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação são transferidos.

Notas Explicativas

4.1.2. Classificação

A Companhia classifica os ativos e passivos financeiros sob as seguintes categorias:

- I. Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos determináveis que não estão cotados em mercado ativo. Estes ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.
- II. Mantidos até o vencimento são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Os investimentos mantidos até o vencimento são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Após seu reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.
- III. Mensurados ao valor justo por meio do resultado são instrumentos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda a curto prazo. Ativos financeiros registrados pelo seu valor justo por meio do resultado são medidos pelo seu valor justo e mudanças no valor justo destes ativos, são reconhecidas no resultado do exercício.
- IV. Disponíveis para venda são ativos financeiros não derivativos, que são designados nessa categoria ou que não se classificam em nenhuma das categorias acima. Os ativos financeiros disponíveis para venda são registrados inicialmente pelo seu valor justo acrescido de qualquer custo de transação diretamente atribuível. Após o reconhecimento inicial, eles são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado.

4.2. Caixa e Equivalentes de Caixa

Incluem os saldos de caixa, contas bancárias e investimentos de curto prazo com liquidez imediata e com baixo risco de variação no seu valor de mercado. As disponibilidades estão demonstradas pelo custo acrescido dos juros auferidos, por não apresentarem diferença significativa em relação ao seu valor de mercado.

Os investimentos que, a partir da data de sua aquisição, têm prazo de vencimento igual ou menor que três meses são registrados como equivalentes de caixa.

4.3. Aplicações Financeiras de Curto e Longo Prazo

As aplicações e certificados de depósitos bancários com vencimento superior a três meses a partir da data de sua aquisição são classificados na rubrica aplicações financeiras de curto prazo e os com prazo de vencimento superior a doze meses, que estão ao valor de custo ou de emissão, atualizado conforme disposições legais ou contratuais estão classificadas com aplicações financeiras de longo prazo.

4.4. Títulos Disponíveis para a Venda

Estão classificados como disponíveis para venda e são mensurados pelo seu valor justo. Os juros e correção monetária, contratados, são reconhecidos no resultado quando incorridos. As variações decorrentes de alterações no valor justo desses investimentos são reconhecidos em conta específica do patrimônio líquido, quando incorridas. Os ganhos e perdas registrados no patrimônio líquido são transferidos para o resultado no momento em que essas aplicações são realizadas em caixa ou quando há evidência de perda na sua realização.

Notas Explicativas

4.5. Concessionárias e Permissionárias

Incluem os valores vencidos e a vencer referentes a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede até a data das Demonstrações Financeiras, para Concessionárias e Permissionárias, apuradas pelo regime de competência, bem como as vendas de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme informações disponibilizadas pela referida Câmara.

4.6. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Está constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

Refere-se aos recebíveis faturados, até o encerramento das Demonstrações Financeiras, contabilizado com base no regime contábil de competência.

4.7. Estoques

Os estoques são avaliados pelo seu custo médio de aquisição, deduzido dos impostos recuperáveis e de perda estimada para ajustá-lo ao valor realizável líquido, quando este for menor que seu custo de aquisição.

Periodicamente a Companhia avalia seus itens de estoque quanto à sua obsolescência ou possível redução de valor. A quantia de qualquer redução dos estoques para o valor realizável líquido e todas as perdas de estoques, são reconhecidas como despesa do período em que a redução ou a perda ocorrerem.

4.8. Subvenção e Assistência Governamental

As subvenções governamentais, se recebidas, serão reconhecidas como receita ao longo do período, confrontadas com as despesas que pretende compensar em uma base sistemática.

4.9. Bens e Direitos Destinados a Alienação

Os bens e direitos destinados a alienação são classificados, como *mantidos para venda*, caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando a venda é provável e o ativo não circulante estiver disponível para venda imediata em sua condição atual. Os ativos não circulantes classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda.

4.10. Ativo Financeiro da Concessão

O Contrato de Concessão 055/2011 teve seu primeiro aditivo celebrado em 04 de dezembro de 2012 para prorrogação do prazo de concessão de transmissão de energia elétrica pelo período de trinta (30) anos a partir do mês subsequente a sua assinatura. As novas instalações integradas após a renovação da concessão em 2012 serão reconhecidas como novo Ativo Financeiro. O contrato de concessão de transmissão 080/2002, vigente até 2032, é reconhecido como Ativo Financeiro.

O valor do Ativo Financeiro representa o valor dos serviços de construção e melhorias, que será recebido através da Receita Anual Permitida e compreendem o preço de aquisição dos materiais e serviços (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar a infraestrutura a serviço da concessão no local e condição necessária para este ser capaz de funcionar da forma determinada no Contrato de Concessão, líquidos de amortização e acrescidos de atualização.

A amortização do Ativo Financeiro do contrato de concessão é estimada com base em premissa adotada pela Administração para segregar da Receita Anual Permitida o valor determinado para cobrir a remuneração e a reintegração dos investimentos realizados. A atualização do Ativo Financeiro é calculada com base na taxa interna de retorno (TIR), através do fluxo de caixa projetado ao longo do período da concessão.

Notas Explicativas

O Contrato de Concessão estabelece que a Receita Anual Permitida – RAP, nome dado à remuneração pela prestação do serviço de transmissão, será reajustada anualmente no mês de julho e revisada a cada cinco anos. Além dos critérios para reajuste e revisão da receita, previstos em contrato, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelecerá em regulamentação específica regras e metodologia para cálculo dessa revisão.

4.11. Investimentos

4.11.1. Investimentos em controladas

Os investimentos em controladas são aqueles cujas atividades operacionais e financeiras são conduzidas pela Companhia através de seus direitos de voto e quando a Companhia está exposta ou tem direito aos retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora, e consolidados integralmente na Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas.

4.11.2. Investimentos em coligadas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa e que não se configura como uma controlada nem uma participação em um empreendimento sob controle comum (*joint venture*). A influência significativa supostamente ocorre quando a Companhia, direta ou indiretamente, mantém entre 20 e 50 por cento do capital votante de outra entidade e/ou tem o poder de participar nas decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os investimentos em coligadas são contabilizados por meio do método de equivalência patrimonial e são reconhecidos inicialmente pelo custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

Quando a parcela de participação da Companhia nos prejuízos de uma companhia investida cujo patrimônio líquido tenha sido contabilizado exceda a sua participação acionária nessa companhia registrada por equivalência patrimonial, o valor contábil daquela participação acionária, incluindo quaisquer investimentos de longo prazo, é reduzido a zero.

4.11.3. Ágio pago por expectativa de rentabilidade futura em participações em Coligadas - goodwill

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) deve estar contido no saldo contábil do investimento a ser apresentado no balanço da entidade investidora, registrado dentro do subgrupo investimento no ativo não circulante, sendo testado anualmente (ou com mais frequência caso existam evidências para tal) frente ao valor recuperável.

4.12. Imobilizado

Os itens do imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumulada. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria entidade inclui o custo de materiais e mão de obra direta, quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessárias para que esses sejam capazes de operar da forma pretendida pela administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido no valor contábil do item, caso seja provável que os benefícios econômicos incorporados dentro do componente irão fluir para a Companhia e que o seu custo pode ser medido de forma confiável. O valor contábil do componente que tenha sido repostado por outro é baixado. Os custos de manutenção no dia-a-dia do imobilizado são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

Notas Explicativas

A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para cada parte de um item do imobilizado, já que esse método é aceito, como o que mais perto reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

4.13. Intangível

Os ativos intangíveis que são adquiridos pela Companhia e que têm vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Incluem basicamente softwares e direitos desta natureza.

Os gastos subsequentes são capitalizados somente quando eles aumentam os futuros benefícios econômicos incorporados no ativo específico aos quais se relacionam. Todos os outros gastos são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A Amortização é calculada sobre o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para os ativos intangíveis, que não ágio, a partir da data em que estes estão disponíveis para uso.

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

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, e dos Municípios, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de transmissão. Ao final da concessão o valor das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro da Concessão.

4.15. Redução ao Valor Recuperável de Ativos (*impairment*)

4.15.1. Ativos Financeiros

A Companhia avalia anualmente se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e, se o valor contábil exceder o valor recuperável, o valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão.

Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado. Quando um ativo financeiro classificado como disponível para venda é considerado irrecuperável, os ganhos e as perdas acumulados reconhecidos em outros resultados abrangentes são reclassificados para o resultado.

4.15.2. Ativos Não Financeiros

A Companhia avalia anualmente se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Não Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e, se o valor contábil exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil ao valor recuperável. Essas perdas serão lançadas ao resultado do exercício quando identificadas.

O valor contábil de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda. Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor líquido de venda é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

Notas Explicativas

4.16. Arrendamento Mercantil

Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos para Companhia, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros.

4.17. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço.

4.18. Valor Justo

- I. Empréstimos, Recebíveis e Outros Créditos: é estimado como o valor presente de fluxos de caixa futuros, descontado pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação. A Companhia entende que os valores contábeis na data de transição dos recebíveis de contratos de concessão de serviços representam a melhor estimativa do seu valor justo. Esse valor justo é determinado para fins de divulgação.
- II. Ativo Imobilizado: é baseado na abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado. Os valores justos do imobilizado referente à infraestrutura de geração vinculada a uma concessão são limitados aos valores de recuperação admitidos pelo Órgão Regulador.
- III. Outros Ativos e Passivos Financeiros: o valor justo de ativos e passivos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda é apurado por referência aos seus preços de fechamento apurado na data de apresentação das Demonstrações Financeiras. O valor justo de investimentos mantidos até o vencimento é apurado somente para fins de divulgação.

4.19. Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço.

Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única, a mensuração se baseia no desfecho mais provável.

4.20. Outros Ativos e Passivos

Os outros ativos e passivos sujeitos à variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das Demonstrações Financeiras. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas, quando aplicável.

4.21. Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda corrente quando apurado é calculado e contabilizado à alíquota de 15% sobre o lucro tributável, mais adicional de 10% para o lucro que exceder R\$240 anuais e a Contribuição Social à alíquota de 9%, calculada e escriturada sobre o lucro ajustado antes do Imposto de Renda, na forma da legislação vigente.

Notas Explicativas

Sobre as diferenças temporárias são constituídos impostos diferidos. Os ativos e passivos diferidos são registrados nos ativos e passivos não circulantes. Os impostos diferidos serão realizados com base nas alíquotas que se espera serem aplicáveis no período que o ativo será realizado ou o passivo liquidado. Os ativos e passivos não são descontados a valor presente. Os prejuízos fiscais de Imposto de Renda e bases negativas de Contribuição Social podem ser compensados anualmente, observando-se o limite de até 30% do lucro tributável para o exercício.

4.22. Provisão para Benefícios a Empregados

As obrigações futuras, estimadas anualmente com base na avaliação atuarial elaborada por atuário independente, são registradas para cobrir os gastos com os planos de previdência complementar dos empregados, assim como de complementação de aposentadoria incentivada e dos empregados aposentados denominados ex-autárquicos.

A avaliação atuarial é elaborada com base em premissas e projeções de taxas de juros, inflação, aumentos dos benefícios, expectativa de vida, etc. As premissas utilizadas na avaliação atuarial são revisadas e atualizadas ao final de cada exercício ou quando ocorrerem eventos relevantes que requeiram uma nova avaliação.

O valor presente das obrigações de benefício definido é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado e o ativo ou passivo do plano de benefício definido reconhecido nas demonstrações contábeis corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos de longo prazo do Governo Federal), menos o valor justo dos ativos do plano, quando houver.

A Companhia possui dois planos administrados por uma entidade fechada de previdência complementar (Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE) e os ativos destes planos não estão disponíveis à Companhia ou aos seus credores.

A partir do exercício de 2013, como consequência da aplicação do Pronunciamento Técnico CPC 33(R1) recepcionado pela Deliberação CVM nº 695 de 13/12/2012, os ganhos ou perdas atuariais são reconhecidos integralmente como ativos ou passivos atuariais no mesmo exercício em que ocorrem tendo como contrapartida o patrimônio líquido da Companhia.

4.23. Registro de Compra e Venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

As compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

4.24. Apuração do Resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime contábil de competência de cada exercício apresentado. As receitas e despesas de juros são reconhecidas pelo método da taxa efetiva de juros na rubrica de receitas/despesas financeiras.

4.25. Reconhecimento da Receita

4.25.1. Receita da Geração

A receita do segmento de Geração é reconhecida mensalmente pelo faturamento dos contratos firmados tanto em ambiente regulado como em ambiente livre, os quais são pactuados através de leilões de energia e prevêem o fornecimento de uma determinada quantidade de energia em megawatt-hora por um determinado período de tempo, geralmente por vários períodos de um ano. Os valores a serem faturados mensalmente são pré-estabelecidos nos contratos, sendo que no ambiente regulado, as variações de demanda e fornecimento são acompanhadas e ajustadas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Já no ambiente livre, as oscilações ocorridas nas quantidades de energia demandadas ou fornecidas são acordadas entre as partes do contrato, considerando os devidos ajustes no faturamento mensal. Conforme a Medida

Notas Explicativas

Provisória 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2012, Resolução Homologatória ANEEL nº 1408/2012 e Resolução Homologatória ANEEL nº 1410/2012, a receita do segmento de Geração é reconhecida por cotas de energia das usinas com concessão renovadas, através de RAG – Receita Anual de Geração.

4.25.2. Receita da Transmissão

No segmento de Transmissão o reconhecimento da receita é efetuado mediante critério de rateio realizado, mensalmente, pelo Operador Nacional do Sistema- ONS. Este rateio considera as instalações de todas as Transmissoras como um grande condomínio, onde os ativos (instalações) são remunerados através do número de acessantes à rede básica (RBSE) e às demais instalações da transmissão (DITs). O faturamento também é influenciado pelo cálculo da Receita Anual Permitida – RAP, homologada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para as instalações autorizadas e ou licitadas que se encontram em operação pela CEEE GT. A RAP tem como princípio, recuperar o capital investido pela Companhia na construção das instalações, bem como cobrir os seus custos de operação e manutenção.

4.25.2.1. Receita de Construção

A Companhia reconhece a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão com base no estágio de conclusão das obras realizadas, o qual é avaliado pela referencia do levantamento dos trabalhos realizados, ou, quando não puder ser medido de maneira confiável, até o limite dos custos reconhecidos na condição em que os custos incorridos possam ser recuperados.

4.25.2.2. Receita Financeira

A receita financeira referente à atualização dos recebíveis de contratos de concessão é reconhecida com base no método da taxa efetiva de juros. Refere-se também a receita de atualização das Notas do Tesouro Nacional NTN-B's, originárias do processo de liquidação judicial nº 2006.71.00.047783-2.

4.26. Despesa Financeira

Contempla encargos de dívidas, variações monetárias de empréstimos e financiamentos, atualização monetária de autos de infração e outras despesas financeiras. O custo dos empréstimos, quando não capitalizados são reconhecidos no resultado com base no método da taxa efetiva de juros.

4.27. Distribuição de Dividendos

Os dividendos são registrados quando aprovados pela Assembleia Geral de Acionistas. O Estatuto Social prevê o pagamento de, no mínimo, 50% do lucro anual da Companhia. Portanto, no encerramento do exercício, quando aplicável, é constituída provisão para pagamento de dividendo mínimo no passivo e o que exceder ao dividendo mínimo obrigatório em conta específica dentro do Patrimônio Líquido, de acordo com o estabelecido no CPC 25 e ICPC 08.

4.28. Transações com Partes Relacionadas

As operações com partes relacionadas têm regras específicas para cada tipo de transação e são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes. Os detalhes dessas operações estão descritos na nota explicativa nº 35.

4.29. Informações por Segmento

As informações por segmentos operacionais evidenciam as atividades de negócio dos quais podem obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes do mesmo Grupo, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal responsável pela tomada de decisões operacionais da Companhia.

A Companhia, considerando a natureza de suas operações, conclui que possui os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica.

Notas Explicativas

4.30. Questões Ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais correspondentes aos estudos de impacto do meio ambiente, exigidos pelos órgãos públicos competentes, para obtenção das licenças que permitirão a construção e instalação de novos empreendimentos, além daqueles referentes as compensações que devem ser realizados para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento. Os gastos relacionados a questões ambientais posteriores a entrada em operação do empreendimento são registrados como resultado do exercício em que ocorreram.

Os projetos para construção e instalação de novos empreendimentos são identificados e monitorados pelos órgãos ambientais fiscalizadores, tais como Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA, Fundação Estadual de Proteção Ambiental - FEPAM, Secretaria Municipal do Meio Ambiente – SEMA e ONGs.

4.31. Demonstração do Resultado

A Demonstração do Resultado encontra-se apresentada pela natureza das receitas e despesas operacionais.

4.32. Pronunciamentos e Interpretações Contábeis

Os pronunciamentos a seguir entrarão em vigor em períodos posteriores à data das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

4.32.1. Vigentes a partir de 01/01/2016

A Companhia não espera impactos significativos em suas demonstrações contábeis quando da aplicação das seguintes normas:

- IAS 19 - Planos de Benefícios Definidos: Contribuições dos Empregados: Estabelece que, se o valor das contribuições por empregados ou terceiros for independente da qualidade de anos de serviço, permite-se que uma entidade reconheça essas contribuições como redução no custo de serviço no período em que o serviço é prestado, ao invés de alocar as contribuições aos períodos de serviço.

- IAS 1/CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis: Oferece orientações com relação à aplicação do conceito de materialidade, o qual deve ser avaliado tanto para fins das informações a serem divulgadas, sejam elas requeridas ou não, quanto na ordenação das notas explicativas e no uso de critérios de agregação.

- IAS 16/CPC 27 e IAS 38/CPC 04 (R1) – Métodos aceitáveis de depreciação e amortização: Traz esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização, restringindo os métodos baseados em receita.

- IFRS 10/CPC 36 (R3), IFRS 12/CPC 45 e IAS 28/CPC 18 (R2) – Demonstrações consolidadas e Investimentos em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto: Trata de questões específicas no contexto da aplicação da exceção de consolidação para entidades de investimentos, esclarece o tratamento da venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua associada ou *joint venture*, cujas exigências são aplicáveis independentemente da forma jurídica da operação.

- IFRS 11/CPC 19 (R2) – Acordo contratual conjunto: Requer que o adquirente de uma participação em operação conjunta que constitui um negócio, conforme definido no IFRS 3 – Combinação de negócios – aplique os princípios desse IFRS, e de outros pronunciamentos, exceto aqueles que conflitem com o IFRS 11 – Negócios em conjunto.

4.32.2. Vigentes a partir de 01/01/2018 e 01/01/2019

A Companhia está avaliando os impactos que as normas a seguir descritas terão em suas demonstrações contábeis:

- IFRS 9 – Instrumentos financeiros: Introduz novas exigências para a classificação, mensuração, *impairment*, contabilidade de hedge e reconhecimento de ativos e passivos financeiros.

Notas Explicativas

- IFRS 15 – Receita de contratos com clientes: Estabelece princípios para o registro da receita provenientes de contratos com clientes e sua divulgação. Substituirá os pronunciamentos vigentes de reconhecimento de receita

- IFRS 16 – Leasing: introduz exigências para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos. A norma define um modelo único de contabilidade de leasing, exigindo que o arrendatário reconheça ativos e passivos para todos os contratos de arrendamento, a menos que o prazo do contrato seja inferior a doze meses ou o valor do ativo objeto do leasing tenha valor não significativo. Para os arrendadores não há alterações substanciais, devendo continuar classificando os contratos de leasing como operacionais ou financeiros, conforme definido no IAS 17.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Numerário Disponível	2.467	27.397	3.893	28.337
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - SIAC/BANRISUL	34 35.517	14.748	35.517	14.748
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - CDB Especial	187	-	922	30.887
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa	<u>38.171</u>	<u>42.145</u>	<u>40.332</u>	<u>73.972</u>
NÃO CIRCULANTE				
Quotas Subordinadas - FIDC	8.331	7.446	8.331	7.446
Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo	<u>8.331</u>	<u>7.446</u>	<u>8.331</u>	<u>7.446</u>

5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$2.467 (R\$26.973 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2. Aplicações Financeiras

O valor de R\$35.517 (R\$15.172 em 31 de dezembro de 2014) registrado no ativo circulante refere-se a aplicação no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL instituído pelo Decreto Estadual nº33.959, de 31 de maio de 1991, remunerado pela taxa SELIC OVER, com liquidez imediata.

O valor de R\$187 (R\$30.887 em 31 de dezembro de 2014) no ativo circulante refere-se à aplicações financeiras classificadas em CDB, remuneradas com base na variação dos Certificados de Depósitos Interbancários – CDI à taxa de 100%, e a aplicações vinculadas a garantia de compras de energia e à captação de empréstimos.

O valor de R\$8.331 (R\$7.446 em 31 de dezembro de 2014) no ativo não circulante refere-se a Quotas Subordinadas dos Fundos de Investimentos em Direitos Creditórios – FIDC V CEEE-GT, que são atualizadas conforme definido em contrato.

6. CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Suprimento de Energia	19.499	22.101	19.499	22.101
Encargos de uso da Rede	47.295	39.972	47.295	39.972
Energia de Curto Prazo - CCEE	72.937	-	72.937	-
Títulos de Crédito a Rebeber	359	344	359	344
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	(9.897)	(7.283)	(9.897)	(7.283)
Total	<u>130.193</u>	<u>55.134</u>	<u>130.193</u>	<u>55.134</u>

6.1. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

O valor de R\$9.897 (R\$7.283 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à provisão de recebíveis relativos a valores de concessionárias, permissionárias diversas e consumidores livres vencidos há mais de três meses.

Notas Explicativas

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
PIS/COFINS a Compensar	7	5	7	5
IRPJ e CSLL a Compensar	30.874	41.153	30.874	41.153
INSS a Compensar	400	454	400	454
Outros Créditos a Compensar	73	84	89	84
	<u>31.354</u>	<u>41.696</u>	<u>31.370</u>	<u>41.696</u>
NÃO CIRCULANTE				
PIS/COFINS a Compensar	2	2	2	2
INSS a Compensar	605	-	605	-
IRPJ e CSLL a Compensar	1	1	1	1
Outros Créditos a Compensar	2	2	2	2
	<u>610</u>	<u>5</u>	<u>610</u>	<u>5</u>

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Estoque de Operação	7.956	9.006	7.956	9.006
(-) Provisão para Perdas	(518)	(517)	(518)	(517)
	<u>7.438</u>	<u>8.489</u>	<u>7.438</u>	<u>8.489</u>

Os saldos de estoques referem-se a materiais destinados à manutenção das operações, em processo de classificação, resíduos e sucatas e destinados à alienação, todos valorados a preço médio e deduzidos das provisões para perdas.

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE					
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.1	7.466	8.631	7.466	8.631
Adiantamento a Fornecedores/Empregados		2.437	1.060	2.437	1.060
Aluguel de Postes e Serviços Prestados		4.969	2.008	4.969	2.008
Cedência de Funcionários	34	1.583	1.190	1.583	1.190
Conta Gráfica	9.2/34	15.132	12.790	15.132	12.790
Dividendos a Receber	9.3	16.248	8.165	16.232	8.149
Custos a Reembolsar		16.486	10.829	16.486	10.829
Outros Devedores		19.570	4.502	19.571	4.504
Total		<u>83.891</u>	<u>49.175</u>	<u>83.876</u>	<u>49.161</u>
NÃO CIRCULANTE					
Rede Básica do Sistema Existente - RBSE	9.5	415.022	415.022	415.022	415.022
Mútuo CEEE-D	9.6/34	342.448	231.583	342.448	231.583
Outros	9.7	3.338	3.984	45.243	38.887
		<u>760.808</u>	<u>650.589</u>	<u>802.713</u>	<u>685.492</u>

Notas Explicativas

9.1. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

O valor de R\$7.466 (R\$8.631 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento destinados à capacitação e desenvolvimento tecnológico da Companhia, visando à geração de novos processos ou produtos, bem como o aprimoramento de suas características.

9.2. Conta Gráfica

O valor de R\$15.132 (R\$12.790 em 31 de dezembro de 2014) refere-se aos saldos de contratos de compartilhamento das atividades de Tecnologia da Informação e de atividades de Telecomunicações entre a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D.

9.3. Dividendos a Receber

O valor de R\$16.248 (R\$8.165 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a dividendos declarados pelas investidas, compostos da seguinte forma: Etau R\$93, Chapecoense R\$5.015, Complexo Eólico Povo Novo R\$16, Ceran R\$5.291, Enerfin R\$1.700 e Enercan R\$4.133 (vide nota explicativa nº 14).

9.4. Custos a Reembolsar

O valor de R\$16.486 (R\$10.829 em 31 de dezembro de 2014) refere-se, principalmente, aos contratos de prestação de serviços de operação e manutenção com as investidas Povo Novo e TESB.

9.5. Rede Básica do Sistema Existente - RBSE

O montante de R\$415.022 refere-se ao valor residual dos ativos de transmissão de energia elétrica pertencentes à Rede Básica Existente em 31 de maio de 2000, também denominada RBSE, classificados conforme Resoluções ANEEL nº 166/2000 e nº 167/2000. Nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, em seu §2º, art. 15º, a União indenizará os ativos de RBSE ainda não depreciados ou amortizados, com expectativa de pagamento em 30 anos, corrigido pelo IPCA.

Na sequência deste processo de indenização dos ativos vinculados à RBSE, a ANEEL divulgou a Resolução Normativa nº 589, de 10 de dezembro de 2013, definindo os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) das instalações de transmissão, para fins de indenização. Nesse sentido, considerando os comandos da Resolução ANEEL, a CEEE-GT, em 27 de dezembro de 2013, enviou ao órgão regulador o cronograma para realização do laudo de avaliação que irá valorar esses ativos considerando o critério de valor novo de reposição.

A Companhia mantém seu ativo pelo valor histórico residual dos bens pertencentes à RBSE, o qual poderá sofrer alterações até sua homologação final.

Foi concluído em 23 de março de 2015 o Relatório de Avaliação Patrimonial para Indenização da Rede Básica da CEEE-GT, elaborado pela Consultoria American Appraisal. O referido relatório foi entregue na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 29 de abril de 2015. Conforme a REN nº 589/13 no artigo 6º, a ANEEL tinha um prazo de 150 dias para validar as informações, sendo 30 dias contados a partir da data de protocolo para manifestar o aceite do laudo de avaliação enviado pela empresa e mais 120 dias a partir do aceite para validação das informações com consequente aferição do valor indenizável.

Conforme Termo de Notificação nº 0015/2016-SFF emitido pela ANEEL em 04 de fevereiro de 2016, obteve-se como montante líquido a ser indenizado o valor de R\$836.283, referente aos bens da RBSE não totalmente depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, na data base de 31 de dezembro de 2012. Todavia salienta-se que o montante da base de ativos a ser indenizado, está em fase de contestação pela Companhia e o reconhecimento contábil desse diferencial depende da homologação pela ANEEL do valor final a ser indenizado, bem como da definição de forma e prazo de recebimento pelo Ministério de Minas e Energia.

9.6. Mútuo CEEE-D

Em 21 de maio de 2014, através do Despacho nº 1.585, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu a operação de mútuo entre a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT

Notas Explicativas

(mutuante) e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (mutuária) no valor de até R\$150.000 (cento e cinquenta milhões de reais) com regramento contratual de devolução em 24 (vinte e quatro) meses. O Contrato de Mútuo entre as partes foi celebrado em 29 de maio de 2014.

Em 11 de dezembro, através do Despacho nº 4.790, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu o primeiro aditivo ao contrato alterando o valor para R\$ 300.000 (trezentos milhões de reais) e mantendo o prazo de 24 (vinte e quatro) meses, cujo objeto foi a alteração na Cláusula Primeira. A administração da companhia autorizou a postergação do prazo do contrato de mútuo para maio de 2018. As parcelas liberadas, corrigidas mensalmente pela CDI, perfazem o montante de R\$342.448.

Data do Evento	Histórico	Valor
31/12/2015	Parcelas Liberadas até 31/12/2015	300.000
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	42.448
	Saldo a Receber	342.448
NÃO CIRCULANTE		342.448
		342.448

9.7. Comercialização de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE – Energia Livre

Durante o período de racionamento de energia, ocorrido entre 1º de junho de 2001 e 28 de fevereiro de 2002, vigorou a redução de consumo de energia elétrica imposta pelo PERCEE (Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica) nos submercados Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e, parcialmente, no submercado Norte. Em maio de 2001 foi efetuado o Acordo Geral do Setor Elétrico, no qual foram estabelecidos os compromissos de repasse da parcela de energia pelas Concessionárias Distribuidoras às Geradoras.

Nessa vertente, a Nota Técnica nº 001/2003 e a Resolução nº 36/2003, emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), prescreveram as parcelas da chamada “Energia Livre” pertencentes às empresas geradoras e distribuidoras que recorreram ao então denominado Mercado Atacadista de Energia (MAE), atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, durante o período do racionamento e que foram impactadas pela redução da geração de energia elétrica das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), conforme prevê o artigo 2º da Lei nº 10.438/2002, estando a Companhia inserida neste contexto de energia a receber.

Adicionalmente, o artigo 9º, §1º, da Resolução nº 36/2003 dispõe que o repasse de energia livre está condicionado à solução de controvérsias contratuais e normativas e à eliminação de eventuais litígios judiciais ou extrajudiciais, em conformidade com o art.4º §13 da Lei nº 10.438/2002. Neste cenário, em 2002, a então Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE (empresa antecessora da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT) ajuizou a ação nº 2002.34.00.036038-5, processo CEEE nº 3.494/2002, que tem por objetivo a declaração de nulidade do item IV do Despacho ANEEL nº 288 no que tange ao alívio de exposição dos quotistas de Itaipu localizados na região Sul. Também foram impetradas as ações judiciais nº 2002.61.00.026519-4 e nº 2002.61.00.029736-5, processo CEEE nº 3.555/2002, contra a ANEEL e o MAE, que buscam a suspensão do andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para o dia 22/11/2002.

Em março de 2004, a Resolução ANEEL nº 45 atualizou o percentual da Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) referente à Energia Livre e o percentual que cabe a cada agente, até que, em 2010, a ANEEL publicou o Despacho nº 2.517, o qual fixou os montantes finais de Energia Livre a serem repassados entre Distribuidoras e Geradoras. No item V do referido despacho a ANEEL informa que os montantes pertencentes à CEEE devem ser registrados contabilmente como direito ou obrigação das distribuidoras, conforme o caso, e atualizados monetariamente até serem solucionados os litígios judiciais.

Considerando o atual contexto econômico e financeiro vivenciado pelas Distribuidoras do Setor Elétrico Nacional, em especial frente ao momento de excepcionalidade referente ao regime hidrológico, a Companhia constituiu provisão desses créditos no exercício de 2014, a partir da análise dos devedores.

Notas Explicativas

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Saldo Inicial	-	149.222	-	149.222
Atualização Monetária	-	24.551	-	24.551
Provisão para Perdas	-	(173.773)	-	(173.773)
Saldo Final	-	-	-	-

10. INVESTIMENTOS EM TÍTULOS DO GOVERNO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Investimentos em Títulos do Governo	149.963	475.395	149.963	475.395
Total	149.963	475.395	149.963	475.395

10.1. Descrição

O saldo de R\$149.963 (R\$475.395 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à liquidação judicial do processo Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2, cuja decisão favorável do Superior Tribunal de Justiça – STJ (RESP nº 435.948-RS) proferida em 2005, transitou em julgado no ano de 2009 junto ao Supremo Tribunal Federal – STF.

Em 26 de janeiro de 2012 a Companhia firmou um Termo de Acordo com a União, homologado judicialmente em 31 de janeiro de 2012, liquidando uma lide que perdurou aproximadamente 20 anos. O acordo foi firmado junto a Advocacia Geral da União - AGU, com autorização do Ministério de Minas e Energia - MME e do Ministério da Fazenda, assim como, com a efetiva participação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, da Secretaria do Tesouro Nacional – STN, da Receita Federal do Brasil – RFB, da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional – PGFN e da Eletrobrás.

Nesse contexto a Companhia obteve um valor a receber de R\$ 1.209.304 inerente à Conta de Resultados a Compensar apurado na data base de 27 de dezembro de 2011, sendo que desse montante foram compensados de forma direta com a União, débitos da Companhia junto a Receita Federal do Brasil – RFB e junto a Secretaria do Tesouro Nacional – STN que totalizavam o montante de R\$55.673. Assim, o valor líquido dos créditos da CRC a receber na data base de 31 de dezembro de 2011 ficou em R\$1.153.631, os quais foram pagos pela União em três parcelas (tranches), mediante a emissão de Notas do Tesouro Nacional, Série B – NTN-B, com as seguintes características:

- I. Data-base: 15 de julho de 2000;
- II. Valor Nominal na data-base: R\$ 1.000,00 (Um mil reais);
- III. Modalidade: nominativa e negociável;
- IV. Atualização do valor nominal: IPCA do mês anterior;
- V. Juros remuneratórios: 6% a.a
- VI. Pagamento do principal e juros:
 - Principal – em parcela única na data de vencimento do título;
 - Juros – semestralmente, no dia 15 dos meses de maio e novembro, com ajuste do prazo no primeiro período de fluência.

Em 09/02/2012, 18/12/2012 e 17/12/2013 a Secretaria do Tesouro Nacional transferiu a primeira, a segunda e a terceira tranche para a Companhia no valor de R\$451.310, de R\$459.759 e de R\$365.370, correspondentes a 197.135, 160.231 e 160.231 NTN-B, respectivamente.

10.2. Classificação

Em 31 de dezembro de 2011, a Companhia havia classificado o direito de recebimento dos títulos como “Ativos Financeiros mantidos até o vencimento” levando em consideração a data de conversão do crédito em Notas do Tesouro Nacional - série B "NTN-B".

Notas Explicativas

O Termo de Acordo, estabeleceu a transferência dos títulos em três tranches, sendo a primeira em até 10 (dez) dias úteis após a homologação do acordo, o que ocorreu em 09 de fevereiro de 2012, a segunda e a terceira tranches em 18/12/2012 e 17/12/2013, respectivamente. No entanto, o recebimento por parte da Companhia da segunda e terceira tranche estava condicionado à quitação de débitos relativos a encargos setoriais junto ao órgão regulador, débitos intrasetoriais e financiamentos perante a Eletrobrás, no prazo de 60 dias após a emissão da primeira tranche. Em abril de 2012 a Companhia efetivou a liquidação dos débitos nos prazos estabelecidos no Termo de Acordo, atendendo a cláusula condicionante para transferência das NTN-Bs nas datas previstas, reclassificando o ativo financeiro para a categoria de disponível para venda.

A Companhia considerou as seguintes características, nas quais não é possível identificar uma categoria específica de instrumento financeiro, exceto Ativo financeiro disponível para venda:

- a intenção de vender os títulos nos prazos estabelecidos nos termos do acordo, sendo Dezembro de 2012 e de 2013, portanto não foram adquiridos para a finalidade de venda em curto prazo, bem como existe restrição de uso desses recursos, devendo os mesmos serem utilizados para investimentos em ativos da concessão.
- as NTN-Bs possuem fluxos de caixa determináveis com vencimentos definidos, mas a Concessionária não possui a intenção e a capacidade financeira de mantê-los até os vencimentos nos anos de 2017, 2035 e 2045.
- as NTN-Bs estão cotadas em mercado ativo.

10.3. Forma de Atualização das NTN-Bs

Considerando a categoria de instrumentos financeiros na qual foram classificadas as NTN-Bs, após o reconhecimento inicial, os títulos são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o saldo acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado do exercício. Adicionalmente, os juros calculados usando o método dos juros efetivos são reconhecidos no resultado.

Os juros efetivos das NTN-Bs classificadas na conta de aplicações financeiras de curto prazo são calculados com base no valor nominal atualizados pelos termos contratuais (IPCA do mês anterior e Juros remuneratórios: 6% a.a. calculados pró-rata-die).

O valor justo da totalidade dos valores a receber está calculado com o preço unitário divulgado pelo mercado secundário apurado pela Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais (Anbima).

10.4. Movimentação

O valor justo e os juros efetivos das NTN-Bs estão reconhecidos contabilmente conforme segue:

	CONTROLADORA				
	Ativo	Passivo e Patrimônio Líquido		Resultado	
	Investimentos em Títulos do Governo	Impostos diferidos	Outros resultados abrangentes	Receita (Despesa) financeira	Impostos
Posição em 31/12/2014	475.395	17.045	(28.364)	-	-
Atualização pela taxa efetiva	57.039	-	-	57.039	-
Valorização do valor justo	(35.938)	-	(35.938)	-	-
Venda do ativo financeiro	(324.205)	-	37.853	(37.854)	-
Juros Recebidos	(22.328)	-	-	-	-
Efeito tributário	-	(13.512)	(650)	-	14.162
Posição em 31/12/2015	149.963	3.533	(27.099)	19.185	14.162

11. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

11.1. Base de Cálculo dos Tributos Diferidos

Nos termos do Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12), a Companhia estimou seus tributos diferidos cotejando as diferenças temporárias tributáveis com as diferenças temporárias dedutíveis e créditos fiscais não utilizados.

Notas Explicativas

11.1.1. Diferenças Temporárias Tributáveis

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Reconhecimento do Custo Atribuído	82.781	96.861	82.781	96.861
Variação do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para Venda	(41.058)	(42.976)	(41.058)	(42.976)
Exclusão Temporária	51.451	93.107	51.451	93.107
Exclusão Temporária - MP 579/2012 (Renovação das Concessões)	-	65.837	-	65.837
Base de Cálculo do Passivo Fiscal Diferido	93.174	212.829	93.174	212.829
Alíquota Aplicável (IR e CS)	34%	34%	34%	34%
Total do Passivo Fiscal Diferido	31.679	72.362	31.679	72.362

11.1.2. Diferenças Temporárias Dedutíveis e Créditos Fiscais Não Utilizados

A Companhia, em consonância com o CPC 32 (IAS 12), contabiliza seu ativo fiscal diferido referente a Imposto de Renda e Contribuição Social calculado à alíquota de 34%. Esse ativo refere-se ao valor do tributo sobre o lucro, que será recuperado em período futuro, relacionado a diferenças temporárias entre a base de cálculo fiscal e a base de cálculo societária da CEEE-GT, assim como referente aos créditos de prejuízos fiscais de IRPJ e base negativa de CSLL, originados de períodos anteriores. Conforme a legislação tributária vigente, o limite de compensação dos prejuízos fiscais de IRPJ e da base negativa de CSLL é de 30% do lucro real apurado em cada exercício, tendo natureza imprescritível.

O CPC 32 (IAS 12) descreve as condições para o reconhecimento do ativo fiscal diferido. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovam a realização desse crédito fiscal. A Companhia revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito, sendo que o valor do ativo fiscal diferido reconhecido pela CEEE-GT não foi incrementado neste exercício de 2015. O valor do crédito não reconhecido totaliza, em 31 de dezembro de 2015, R\$297.821 (R\$ 315.208 em 31 de dezembro de 2014).

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Provisão Ex-Autárquicos (Lei 3.096/56)	272.597	279.241	272.597	279.241
Provisão para Contingências Trabalhistas	104.260	119.969	104.260	119.969
Provisão para Contingências Fiscais e Cíveis	49.184	54.287	49.184	54.287
Outras Provisões	495	783	495	783
Total das Diferenças Temporárias	426.536	454.280	426.536	454.280
Alíquota IRPJ/CSLL	34%	34%	34%	34%
Total do Crédito Fiscal s/Diferenças Temporárias	145.022	154.455	145.022	154.455
Base Negativa da CSLL	394.294	417.684	394.294	417.684
CSLL Diferida (Alíquota 9%)	35.485	37.592	35.485	37.592
Prejuízos Fiscais do IRPJ	750.833	774.223	750.833	774.223
IRPJ Diferido (Alíquota 25%)	187.708	193.556	187.708	193.556
Total do Crédito Fiscal s/ PF do IRPJ e BN da CSLL	223.193	231.148	223.193	231.148
Crédito Fiscal não Reconhecido	(297.821)	(315.208)	(297.821)	(315.208)
Saldo Contábil	70.394	70.395	70.394	70.395

11.1.3. Tributos Diferidos Líquidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Diferenças Temporárias Tributáveis	31.679	72.362	31.679	72.362
Diferenças Temporárias Dedutíveis	(70.394)	(70.395)	(70.394)	(70.395)
Saldo Contábil Líquido	(38.715)	1.967	(38.715)	1.967

11.2. Estimativa de Liquidação dos Tributos Diferidos

Conforme preconiza a Instrução CVM nº 371/2002, a análise de realização do valor contábil do ativo diferido é elaborada anualmente pela Companhia, com base em estudo técnico submetido à aprovação pelos órgãos de Administração da Companhia. Esse estudo projeta a expectativa de resultados tributáveis em um período de 10 anos.

Notas Explicativas

As estimativas de recuperação dos créditos fiscais foram suportadas pelas projeções dos lucros tributáveis levando em consideração diversas premissas financeiras e de negócios consideradas no encerramento do exercício. Nesse sentido, essas estimativas estão sujeitas a não se concretizarem no futuro tendo em vista as incertezas inerentes a essas previsões. Portanto, não devem ser utilizadas para tomada de decisão em relação a investimentos.

A Administração estimou a realização do passivo fiscal diferido nos exercícios futuros, cotejando com a estimativa de realização do ativo fiscal diferido.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Exercício de 2015.....	-	32.616	-	32.616
Exercício de 2016.....	2.134	2.533	2.134	2.533
Exercício de 2017.....	(4)	1.100	(4)	1.100
Exercício de 2018.....	(15.527)	695	(15.527)	695
Exercício de 2019.....	(19.652)	(109)	(19.652)	(109)
Exercício de 2020.....	(15.713)	(34.868)	(15.713)	(34.868)
A partir do Exercício de 2021	10.047	-	10.047	-
Total	(38.715)	1.967	(38.715)	1.967

12. DEPÓSITOS JUDICIAIS

O valor de R\$48.835 (R\$49.570 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a depósitos judiciais dos processos de natureza trabalhista e cível que não possuem perda provável. Os demais depósitos judiciais estão apresentados de forma dedutiva, retificando o saldo das Provisões para Contingências Passivas a que se referem. (Vide nota explicativa nº 24).

13. ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Composição dos saldos do Ativo Financeiro da Concessão de Transmissão:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Circulante	50.549	14.644	58.873	18.712
Não Circulante	103.276	193.302	357.203	332.976
Total	153.825	207.946	416.076	351.688

A Administração entende que o acordo de concessão atende as condições para aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, que orienta os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas.

Foram considerados como ao alcance da ICPC 01 somente aqueles ativos exclusivamente a serviço da concessão sob os quais a Companhia obtém remuneração do capital investido.

Com base no Contrato de Concessão nº 080/2002 e no Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 055/2001, a Administração entende que a aplicação do modelo “financeiro” é o que melhor representa o negócio de Transmissão de Energia Elétrica, considerando que a infra-estrutura construída é recuperada por meio da RAP (Receita Anual Permitida), a qual contempla os seguintes valores:

- I. receita para cobrir os custos de operação e manutenção (O&M) da infra-estrutura vinculada aos contratos de concessão; e
- II. receita para amortização do capital investido na infra-estrutura a serviço da concessão. Esta parcela de receita é definida mediante a metodologia do WACC (*weighted average cost of capital*), a qual estabelece a remuneração mínima para o investimento realizado.

No caso de extinção da concessão, os bens reversíveis e classificados no ativo financeiro, ainda não amortizados pela RAP, serão indenizados pelo poder concedente ou por outro órgão por ele delegado para tal atribuição.

Notas Explicativas

Em 31 de dezembro de 2015, o valor de R\$245.797, é composto por R\$50.549, referente aos bens vinculados ao Contrato de Concessão nº 080/2002 e por R\$195.248, referente aos bens das obras em curso pertencentes às instalações abrangidas no Contrato de Concessão nº 055/2001 e seu Primeiro Aditivo. O registro é demonstrado por seu valor líquido, deduzido da perda por valor recuperável para aquelas obras em curso que ainda não possuem Resolução Autorizativa emitida pela ANEEL, uma vez que ainda não há homologação de receita para indenização destes investimentos em andamento.

13.1. Movimento do Ativo Financeiro da Concessão

	CONSOLIDADO			
	Contrato 055/2001	Contrato 080/2002	Contrato 001/2011 TESB	Total
Saldo em 31 de Dezembro de 2014	158.489	49.457	143.742	351.688
(+) Receita de Construção (Adições).....	42.151	-	111.194	153.345
(+) Receita Financeira.....	2.942	15.075	7.314	25.331
(-) Reclassificação de Escopo.....	(91.970)	-	-	(91.970)
(-) Perda de Valor recuperável.....	(3.890)	-	-	(3.890)
(-) Amortização do período.....	(2.942)	(15.486)	-	(18.428)
Saldo em 31 de Dezembro de 2015	104.780	49.046	262.250	416.076
Em 31 de Dezembro de 2015 - Circulante	35.304	15.246	8.323	58.873
Em 31 de Dezembro de 2015 - Não Circulante	69.476	33.800	253.927	357.203

O Contrato de Concessão 001/2011 da Transmissora de Energia Sul Brasil - TESP ainda não se encontra em fase operacional, dessa forma, não há receita de O&M (operação e manutenção) ou amortização do ativo financeiro. A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 1.756/2014 de 24 de junho de 2014 é de R\$25.449.

13.2. Vinculação dos Bens à Concessão

De acordo com os Artigos 63º e 64º do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na transmissão de energia são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando ainda, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na referida concessão.

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

A partir de 01/01/2007, as obrigações vinculadas passaram a ser controladas conforme determina o Despacho ANEEL nº 3.073, de 28/12/2006, e Ofícios Circulares ANEEL nº 236, nº 296 e nº 1.314, de 08/02/2007, 15/02/2007 e 27/06/2007, respectivamente. As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de Transmissão.

Ao final da concessão o valor das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro indenizável, sendo esta a prática adotada por esta Companhia quando da apuração do valor dos bens vinculados ao Contrato de Concessão Nº 055/2001 alcançados pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. (Vide nota explicativa nº 1.1.2.1).

13.4. Valor Recuperável dos Ativos da Concessão

Os ativos da concessão são examinados periodicamente para verificar se existem indícios de que estejam registrados contabilmente por um valor superior àquele passível de ser recuperado por uso ou por venda.

Para fins de análise do valor de recuperação dos ativos, são observadas todas as alterações adversas ao ambiente empresarial ou regulatório, assim como o seu desempenho, considerando as seguintes particularidades do setor de energia elétrica:

- I. As atividades desenvolvidas são suportadas por um contrato de concessão que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico e financeiro da Concessão;

Notas Explicativas

- II. As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência e a acuracidade das informações contábeis e financeiras;
- III. Custos extraordinários e relevantes e eventuais desajustes econômicos serão objeto de revisão tarifária;
- IV. O contrato de concessão ou permissão é de longo prazo, o que viabiliza melhor planejamento das atividades;
- V. As taxas de depreciação estão em conformidade com o que determina o órgão regulador, levando em consideração a vida útil econômica e estimada dos bens;
- VI. Ao término da concessão, os bens retornarão à União, sendo a Companhia devidamente indenizada pelo valor residual desses bens, determinado conforme normas específicas estabelecidas pela legislação aplicável.

13.5. Indenização Rede Básica - Novos Investimentos - RBNi

O montante de R\$222.634 em 31 de dezembro de 2014 no ativo circulante refere-se à indenização dos empreendimentos autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL após 31 de maio de 2000, denominados de Rede Básica de Novos Investimentos – RBNi, para o contrato de concessão nº 055/2001, conforme estabelecido pela Medida Provisória nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013. O valor de indenização foi divulgado através do Anexo II da Portaria Interministerial nº 580, de 1º de novembro de 2012, cujo recebimento será realizado em trinta e uma (31) parcelas mensais, corrigidas por IPCA mais WACC (*weighted average cost of capital*) de 5,59% real ao ano, segundo o que estabelece o Artigo 4º da referida Portaria Interministerial.

14. INVESTIMENTOS

14.1. Composição

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	645.842	605.417	590.913	558.233
Avaliadas pelo método de custo	2.724	2.724	2.724	2.724
	<u>648.566</u>	<u>608.141</u>	<u>593.637</u>	<u>560.957</u>

14.2. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial

Os investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial da CEEE-GT estão classificados nos seguintes segmentos de negócio:

Hídrico	Transmissão	Eólico
CERAN	TESB	Ventos de Curupira
Jaguari	FOTE	Ventos de Povo Novo
Chapecoense	TSLE	Ventos de Vera Cruz
ENERCAN	TPAE	Palmares
	Etau	Ventos da Lagoa
		Ventos do Litoral
		Ventos do Sul
		Ventos dos Índios

Notas Explicativas

Os saldos compõem-se de participação no capital das seguintes empresas:

	31/12/2015		31/12/2014	
	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)
Controladas				
TESB	60.000	90,40%	24.515	88,49%
Ventos de Curupira	10	99,99%	10.000	99,99%
Ventos de Povo Novo	10	99,99%	10.000	99,99%
Ventos de Vera Cruz	10	99,99%	10.000	99,99%
Coligadas				
FOTE	23.215	49,00%	10	49,00%
TSLE	280.000	49,00%	34.010	49,00%
Ceran	510.000	30,00%	510.000	30,00%
TPAE	20.350	20,00%	20.350	20,00%
Jaguari	17.680	10,50%	17.680	10,50%
Etau	34.895	10,00%	34.895	10,00%
Palmares	114.116	10,00%	114.116	10,00%
Ventos da Lagoa	88.701	10,00%	88.701	10,00%
Ventos do Litoral	102.901	10,00%	102.901	10,00%
Ventos do Sul	140.964	10,00%	140.964	10,00%
Ventos dos Índios	63.641	10,00%	-	-
Chapecoense	714.509	9,00%	714.509	9,00%
Enercan	388.787	6,51%	388.787	6,51%

14.3 Controladas

14.3.1. Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a Procable Energia e Telecomunicações S.A. e a Zhejiang United Engeneering CO Ltda, constituíram uma sociedade limitada, sob a denominação Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB.

A Sociedade tem como objeto social a exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, prestando mediante a construção, a montagem, a operação e a manutenção das instalações de transmissão das seguintes Linhas e Subestações pelo prazo de 30 anos:

- LT 230Kv, com extensão aproximada de 12Km, com origem na subestação Porto Alegre 9 e término na subestação Porto Alegre 8;
- LT 230Kv, com extensão aproximada de 29Km, com origem na subestação Porto Alegre 9 e término na subestação Nova Santa Rita;
- LT 230Kv, com extensão aproximada de 29Km, com origem na subestação Campo Bom e término na subestação Taquara;
- LT 230Kv, com extensão aproximada de 19Km, com origem na subestação Restinga e término na subestação Porto Alegre 13;
- LT 230Kv, com extensão aproximada de 13Km, com origem na subestação Restinga e término na subestação Viamão 3;
- SE Porto Alegre 12;
- SE Viamão 3;
- SE Candelária 2; e
- SE Porto Alegre 13.

A composição acionária originária foi assim estabelecida: Procable Energia e Telecomunicações S.A. – 40%, Zhejiang United Engeneering CO Ltda – 40% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 20%.

Em julho de 2012, em virtude da subscrição do capital a ser integralizado, as sócias Procable Energia e Telecomunicações S.A., detentora de 40% das quotas e a sócia Zhejiang Isigma United Engeneering CO Ltda detentora de 40% das quotas, cederam e transferiram cada uma 3%, totalizando 6% de cessão e transferência de cotas de capital subscrito e não integralizado para a sócia Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, passando para a seguinte composição acionária: Procable Energia e Telecomunicações S.A. – 37%, Zhejiang Isigma United Engeneering CO Ltda – 37% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 26%.

Notas Explicativas

Em março de 2013, a sócia Procable Energia e Telecomunicações S.A. cedeu e transferiu, 27% das cotas não integralizadas para a sócia Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, passando para a seguinte composição acionária: Procable Energia e Telecomunicações S.A. – 10%, Zhejiang United Engineering CO Ltda – 37% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 53% do capital subscrito.

Ainda em 2013, a sócia Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT recebeu transferências de cotas da seguinte forma:

- a sócia Procable Energia e Telecomunicações S.A. cedeu e transferiu gratuitamente 9,2% das cotas, correspondendo a 5.520.000 cotas. As cotas cedidas pela sócia Procable correspondem a 1.830.000 cotas de capital integralizado e 3.690.000 cotas de capital não integralizado.

- a sócia Zhejiang Insigma United Engineering CO Ltda cedeu e transferiu 28,2% das cotas, correspondendo a 16.920.000 cotas, gerando uma contrapartida de R\$16.920 cujo pagamento se dará mediante condições estabelecidas em Termo de Compromisso a ser firmado entre as partes (vide nota explicativa nº 24.4).

Com as transferências, a TESB passa ter seguinte composição acionária: Procable Energia e Telecomunicações S.A – 0,8%, Zhejiang Insigma United Engineering CO Ltda – 8,8% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 90,4% do capital subscrito.

A transferência de controle acionário estava condicionada a aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

No encerramento do exercício de 2013 a participação da CEEE-GT no capital da TESB, considerando as cotas integralizadas era de 0,02%.

Em 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu através da Resolução Autorizativa nº 4.495 de 21 de janeiro a transferência do Controle Acionário da TESB para CEEE-GT. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é 90,4% do capital social subscrito.

14.3.2. Complexo Eólico Povo Novo

O complexo Eólico Povo Novo está localizado no município de Rio Grande – RS sendo formado por 3 Centrais Geradoras Eólicas (CGE), totalizando a potência instalada de 55MW.

Em 05 de fevereiro de 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL publicou Despacho nº 276 habilitando as vencedoras do Leilão nº 09/2013 referente a empreendimentos de energia eólica. A CEEE GT participa de 3 consórcios vencedores relativo ao Complexo Eólico Povo Novo:

- Consórcio Curupira formado pela CGE Curupira Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Curupira cuja potência instalada é de 25MW;

- Consórcio Povo Novo formado pela CGE Povo Novo Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Povo Novo cuja potência instalada é de 7,5MW;

- Consórcio Fazenda Vera Cruz formado pela CGE Fazenda Vera Cruz Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Vera Cruz cuja potência instalada é de 22,5MW;

O conjunto de investimentos ocorrerá em 2014 e 2015, uma vez que o início da operação comercial do empreendimento deverá ocorrer em 2016.

Em 26 de fevereiro de 2014 foram constituídas a Ventos de Povo Novo S.A, Ventos de Curupira S.A e Ventos de Vera Cruz S.A cujo capital social subscrito em cada empresa foi de R\$10 representado por 10.000 (dez mil) ações ordinárias nominativas. Os principais grupos do ativo, passivo e resultado das controladas em 31 de dezembro de 2015, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas da CEEE-GT.

Notas Explicativas

31/12/2015				
Balanço Patrimonial	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Ativo				
Caixa e Equivalentes de Caixa	751	780	580	50
Outros Ativos Circulantes	8.375	8	10	5
Ativo Não Circulante	296.258	62.876	24.666	56.469
	305.384	63.664	25.256	56.524
Passivo e Patrimônio Líquido				
Financiamentos e Empréstimos (curto prazo)	-	-	-	-
Outros Passivos Circulantes	56.302	23.926	11.220	18.010
Outros Passivos Não Circulantes	187.665	241	29	174
Patrimônio Líquido	61.417	39.497	14.007	38.340
	305.384	63.664	25.256	56.524
31/12/2015				
Demonstração do Resultado	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Receita Operacional Líquida	118.508	-	-	-
Custo de Operação	(111.194)	-	-	-
Lucro Bruto	7.314	-	-	-
Despesas Operacionais	(520)	(292)	(111)	(251)
Resultado Financeiro	(1.652)	49	24	30
Lucro Antes dos Impostos	5.142	(243)	(87)	(221)
Impostos sobre o Lucro	(6.897)	(58)	(16)	(50)
Lucro líquido	(1.755)	(301)	(103)	(271)

14.4. Coligadas

14.4.1. Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A - FOTE

Em novembro de 2013, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a Eletrosul Centrais Elétricas S.A, constituíram uma sociedade anônima fechada, sob a denominação Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A – FOTE, com a seguinte composição acionária: Eletrosul – 51% e CEEE-GT – 49%.

A Sociedade tem como objetivo a construção, projeto, implantação, operação, manutenção e exploração sob o regime de autorização ou concessão, de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio das seguintes Linhas e Subestações:

- LOTE I – Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A;
- LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará;
- LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C1;
- LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C2;
- SE 230/138 kV Pinhalzinho, 3 x 150 MVA; e
- SE 230/138 kV Santa Maria 3, 2 x 83 MVA (novo pátio)

Em reunião do Conselho de Administração foi aprovado o adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC no valor total de R\$30.345 na proporção de 49% para a CEEE-GT e de 51% para a Eletrosul. Tendo em vista os adiantamentos para futuro aumento de capital aprovados e realizados pelos acionistas, em 15 de dezembro de 2014 foi autorizado o aumento do capital social da Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A - FOTE em R\$23.205 com a subscrição de 23.205.000 ações ordinárias nominativas sem valor nominal.

14.4.2. Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A - TSLE

Em junho de 2012 a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT e a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A constituíram uma sociedade anônima fechada, sob a denominação Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A com a seguinte composição acionária: Eletrosul – 51% e CEEE-GT – 49%.

A Sociedade tem como objetivo a construção, projeto, implantação, operação, manutenção e exploração sob o regime de autorização ou concessão, de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio das seguintes Linhas e Subestações:

Notas Explicativas

- LT Nova Santa Rita, com extensão aproximada de 281Km, com origem na SE Nova Santa Rita e término na SE Campo Novo;
- LT Povo Novo - Marmeleiro, com extensão aproximada de 154Km, com origem na SE Povo Novo e término na SE Marmeleiro;
- LT Marmeleiro – Santa Vitória do Palmar, com extensão aproximada de 52Km, com origem na SE Marmeleiro e término na SE Santa Vitória do Palmar;
- SE 525/230 kV Povo Novo;
- SE 525kV Marmeleiro;
- SE 525/138 kV Santa Vitória do Palmar; e
- Instalações de Transmissão de Rede Básica na SE Povo Novo.

Em reunião do Conselho de Administração foi aprovado o adiantamento para futuro aumento de capital – AFAC no valor total de R\$498.500 na proporção de 49% para a CEEE-GT e de 51% para a Eletrosul. Tendo em vista os adiantamentos para futuro aumento de capital aprovados e realizados pelos acionistas, em 11 de dezembro de 2014 foi autorizado o aumento do capital social da Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A - TSLE em R\$245.990 com a subscrição de 245.990.000 ações ordinárias nominativas sem valor nominal.

14.4.3. Companhia Energética Rio das Antas – CERAN

Refere-se à participação de 30% na Companhia Energética Rio das Antas - CERAN, para implantação e exploração dos empreendimentos hidrelétricos nas usinas Castro Alves, Monte Claro e 14 de Julho, todas localizadas no Estado do Rio Grande do Sul, cuja potência instalada corresponde a 360 MW.

A UHE Monte Claro iniciou a operação comercial de fornecimento de energia em 29 de dezembro de 2004 com a primeira unidade geradora e em 29 de novembro de 2006 com a segunda unidade geradora. A UHE Castro Alves iniciou a operação comercial em 04 de março de 2008 com a primeira unidade geradora, em 02 de abril de 2008 com a segunda unidade geradora e em 06 de junho de 2008 com a terceira unidade geradora. A UHE 14 de Julho iniciou a operação comercial em 25 de dezembro de 2008 com a primeira unidade geradora e em 12 de março de 2009 com a terceira unidade geradora.

14.4.4. Transmissora Porto Alegrense Ltda - TPAE

Em junho de 2009, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT juntamente com a Procable Energia e Telecomunicações S.A constituíram a Sociedade de Propósito Específico denominada Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda - TPAE com a seguinte composição acionária: Procable – 80% e CEEE-GT – 20%.

Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda - TPAE venceu o Leilão da ANEEL – processo nº 48500.000368/2009-18 para a exploração da Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, mediante construção, montagem, operação e manutenção da Linha de Transmissão Subterrânea em 230kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 4.

Conforme memorando de entendimentos firmado entre as partes, a CEEE-GT seria responsável pela operação e manutenção do empreendimento, pelas licenças ambientais, e pelas revisões de acompanhamento técnico e de fiscalização da obra e a Procable seria responsável pela preparação do projeto básico e executivo do empreendimento, construção, fornecimento de materiais, obras civis, instalações, testes e realização de comissionamento. A CEEE-GT e a Procable, em conjunto, são responsáveis pela estruturação e contratação do financiamento para implantação do empreendimento.

A TPAE iniciou sua operação comercial em 21 de novembro de 2013.

14.4.5 Jaguari Energética S.A

Refere-se à participação da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT na Jaguari Energética S.A, para a construção da PCH Furnas do Segredo, localizada no rio Jaguari, no Estado do Rio Grande do Sul, cujo início das operações ocorreu em setembro de 2005.

Notas Explicativas

Em 30 de agosto de 2004, a participação da Companhia reduziu de 30% para 14,19% de acordo com a Resolução de Diretoria nº 2.124, isto porque o Acordo de Quotistas estabelecia que o acionista Guascor financiaria o capital próprio da Companhia caso a sociedade obtivesse um financiamento mínimo de 80%, o qual não foi aprovado pelo BNDES, que financiou 55,2% do projeto.

Em novembro de 2006, conforme Resolução de Diretoria nº 486, a Companhia não manifestou interesse em acompanhar os aportes deliberados pelos demais acionistas da empresa, reduzindo a participação para 10,5%.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras em 31/12/2015, os efeitos do reconhecimento de provisão para perdas dos saldos de aplicações financeiras junto ao Banco Santos.

14.4.6. Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A – ETAU

Em 18 de dezembro de 2002, a Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A – ETAU, firmou Contrato de Concessão nº 82/2002 – ANEEL, tendo por objeto a concessão do serviço público de energia elétrica referente à linha de transmissão Campos Novos/Santa Marta de 230 kV, bem como das subestações de Lagoa Vermelha 2 - RS, Barra Grande - SC e das entradas de linhas e instalações associadas a estas. A construção da linha de transmissão foi iniciada ao longo do exercício de 2002 e foi concluída em 1º de setembro de 2005. A Companhia tem participação de 10% na ETAU.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.7. Parques Eólicos Palmares S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Parques Eólicos Palmares S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$13.563 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$890.

A empresa é composta por três parques eólicos situados no município de Palmares do Sul/RS: Parque Eólico Fazenda Rosário, Parque Eólico Fazenda Rosário 2 e Parque Eólico Fazenda Rosário 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Fazenda Rosário e o Parque Eólico Fazenda Rosário 3 entraram em operação em 30 de junho de 2011, e o Parque Eólico Fazenda Rosário 2 iniciou a fase de teste em 6 de setembro de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.8. Ventos da Lagoa Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos da Lagoa Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$10.531 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$687.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Sangradouro 2 e Parque Eólico Sangradouro 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Sangradouro 2 entrou em operação em 14 de setembro de 2012 e o Parque Eólico Sangradouro 3 em 22 de maio de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

Notas Explicativas

14.4.9. Ventos do Litoral Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Litoral Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nestas sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$11.516 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$507.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Osório 2 e Parque Eólico Osório 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Osório 2 entrou em fase de teste em 14 de novembro de 2012 e o Parque Eólico Osório 3 em 10 de novembro de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.10. Ventos do Sul Energia S.A

Em 15 de dezembro de 2014 a CEEE-GT assinou com a Enerfin Enervento Exterior S.L o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Sul S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$35.000 em 15 de dezembro de 2014. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$18.174.

A empresa é composta por três parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Sangradouro, Parque Eólico Osório e Parque Eólico dos Índios com capacidade total de geração de 150MW.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) mensurado como o excesso de valor justo da contraprestação efetivamente transferida sobre o valor justo líquido dos ativos identificáveis e dos passivos da entidade está disposto abaixo:

	31/12/2015
Contraprestação Efetivamente Transferida	35.000
Valor justo líquido reconhecido de ativos identificáveis e de passivos da entidade	168.264
Ativos Circulantes	80.879
Ativos não Circulantes	422.459
Passivos Circulantes	(98.623)
Passivos não Circulantes	(236.451)
Valor justo líquido (Participação de 10%)	(16.826)
Ágio por expectativa de rentabilidade futura (<i>goodwill</i>)	18.174

14.4.10. Ventos dos Índios Energia S.A

Em 30 de junho de 2015 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos dos Índios Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$7.243.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS, denominados Parque dos Índios 2 e Parque dos Índios 3, com capacidade total de geração de 52,9MW.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.11 Chapecoense Geração S.A

Em 01 de março de 2007, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a CPFL Geração de Energia S.A e a Chapecoense Geração S.A, assinaram o Acordo de

Notas Explicativas

Acionistas da Foz do Chapecó Energia S.A – FCE, sociedade por ações de propósito específicas – SPE, com distrato do consórcio anteriormente formalizado entre as partes.

A Resolução Autorizativa ANEEL nº 879, de 17 de abril de 2007, autorizou a transferência da quota-parte detida pela Chapecoense Geração S.A na concessão do UHE Foz do Chapecó para a Foz do Chapecó Energia S.A – FCE, alterando-se a estrutura acionária, que passou a ter a seguinte composição: CPFL – 51%, CEEE-GT – 9% e Chapecoense – 40%.

A potência instalada da usina, localizada no rio Uruguai, entre os municípios de Águas de Chapecó no Estado de Santa Catarina, e Alpestre no Rio Grande do Sul, corresponde a 855 MW, distribuída em quatro grupos geradores, e em março de 2011 passou a operar com sua capacidade máxima.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras em 31/12/2015, os efeitos da obrigação do direito de exploração (concessão onerosa), denominado Uso do Bem Público - UBP.

14.4.12. Campos Novos Energia S/A – ENERCAN

Refere-se à participação de 6,51% na Empresa Campos Novos Energia S.A – ENERCAN, localizada no rio Canoas, entre os municípios de Campos Novos e Celso Ramos, no Estado de Santa Catarina, através do contrato de concessão nº 43/2000, com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A potência instalada corresponde a 880 MW, sendo que a 1ª unidade geradora passou a operar comercialmente em 03 de fevereiro de 2007, a 2ª unidade em 17 de fevereiro de 2007 e a 3ª unidade entrou em operação em 09 de maio de 2007.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras, os efeitos da utilização das taxas de depreciação dos bens integrantes do seu ativo imobilizado considerando o prazo de concessão. As taxas de depreciação estão de acordo com as estipuladas pelo poder concedente (ANEEL).

14.5. Informações Financeiras das Investidas

	31/12/2015					
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Ajustes ressalvados pelo auditor	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Ajustes ressalvados pelo auditor
Controladas						
TESB	60.000	61.417	-	61.417	(1.755)	-
Ventos de Curupira	10	(261)	-	(261)	(301)	-
Ventos de Povo Novo	10	(97)	-	(90)	(103)	-
Ventos de Vera Cruz	10	(242)	-	(241)	(272)	-
Coligadas						
FOTE	23.215	49.873	-	49.873	(53)	-
Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLE	280.000	264.197	-	264.197	(19.026)	-
Ceran	470.875	669.348	-	669.348	74.258	-
Transmissora Porto Alegrense de Energia - TP AE	20.350	18.236	-	18.236	(259)	-
Jaguari	17.680	12.880	(4.255)	8.625	(3.234)	-
Étau	34.895	89.860	-	89.860	20.266	-
Palmares	114.116	141.807	-	141.807	8.651	-
Ventos da Lagoa	88.701	102.457	-	102.457	3.991	-
Ventos do Litoral	102.901	113.071	-	113.071	3.040	-
Ventos do Sul	140.964	153.383	-	153.383	9.784	-
Ventos dos Índios	63.641	96.629	-	96.629	20.617	-
Chapecoense	714.509	1.222.502	(183.751)	1.038.751	234.608	(51.442)
Enercan	388.787	1.013.645	(55.596)	958.049	151.068	3.432

As investidas foram ressalvadas no relatório de seus auditores independentes por não registrarem em suas Demonstrações Financeiras Intermediárias em 31/12/2015, os efeitos de:

- Ausência de registro da obrigação do direito de exploração (concessão onerosa), denominado Uso do Bem Público - UBP (Chapecoense).

Notas Explicativas

- Utilização das taxas de depreciação dos bens integrantes do seu ativo imobilizado está de acordo com as estipuladas pelo poder concedente (ANEEL) e não considerando o prazo de concessão (Enercan).

- O não reconhecimento de provisão para perdas dos saldos de aplicações financeiras junto ao Banco Santos (Jaguari).

Por decisão da administração, para o cálculo de equivalência patrimonial a Companhia ajustou as Demonstrações Financeiras Intermediárias das investidas contemplando os efeitos das ressalvas dos Auditores Independentes.

14.6. Movimentação dos investimentos

	CONTROLADORA					Saldos em 31/12/2015
	Saldos em 31/12/2014	Aumento de Capital	Ganho (perda)	Equivalência Patrimonial	Dividendos	
Controladas						
TESB	47.100	9.947	-	(1.526)	-	55.522
Ventos de Curupira	41	-	-	(301)	-	(260)
Ventos de Povo Novo	14	-	-	(103)	-	(89)
Ventos de Vera Cruz	31	-	-	(271)	-	(240)
Coligadas						
FOTE	13.153	-	(1.750)	(26)	-	11.377
Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLE	138.779	-	-	(9.302)	-	129.477
Ceran	183.817	-	-	22.277	(5.290)	200.804
Transmissora Porto Alegre de Energia - TP AE	3.698	-	-	(53)	-	3.645
Jaguari	1.246	-	-	(340)	-	906
Etau	8.445	-	-	2.027	(1.486)	8.986
Palmares	14.178	-	-	865	(862)	14.181
Ventos da Lagoa	10.256	-	-	399	(409)	10.246
Ventos do Litoral	11.235	-	-	304	(297)	11.242
Ventos do Sul	16.468	-	-	1.056	(2.185)	15.339
Ventos dos Índios	-	7.243	1.934	485	-	9.662
Chapecoense	82.018	-	-	16.485	(5.014)	93.489
Enercan	54.680	-	-	10.064	(2.337)	62.407
Ágio Parques Eólicos	2.084	-	-	(1.110)	-	974
Ágio Ventos do Sul	18.174	-	-	-	-	18.174
	605.417	17.190	(926)	40.931	(17.880)	645.842

14.7. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Custo

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Centrais Elétricas S.A - ELETROSUL.....	2.160	2.160	2.160	2.160
Piratini Energia S.A.....	10	10	10	10
Outros Investimentos Avaliados pelo Custo.....	908	908	908	908
(-) Provisão Desvalorização Outros Investimentos.....	(354)	(354)	(354)	(354)
	2.724	2.724	2.724	2.724

14.7.1. Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL

Refere-se à participação equivalente a 49.519 ações no Capital Social da Centrais Elétricas S.A.- Eletrosul.

14.7.2. Piratini Energia S/A

Refere-se à participação de 10% na Piratini Energia S.A, sendo esta proprietária da Usina Termelétrica Piratini, localizada no município de Piratini/RS, com capacidade para produzir 10 MW utilizando-se de resíduos de madeira provenientes das indústrias madeireiras da Região.

Notas Explicativas

14.8. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Complexo Eólico Povo Novo.....	92.437	34.911	-	-
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A - TSLE	72.012	52.362	72.012	52.362
FOTE.....	12.498	-	12.498	-
TESB	185.479	-	-	-
	<u>362.426</u>	<u>87.273</u>	<u>84.510</u>	<u>52.362</u>

Os valores de aportes realizados no período de janeiro a dezembro de 2015, na empresa TESB, totaliza o montante de R\$185.479 sendo R\$57.378 relativos aos montantes transferidos a título de Aporte e R\$128.101 referentes à dação em pagamento das NTN's, utilizadas para a quitação do empréstimo contraído pela SPE com o Banco Goldman Sachs.

15. IMOBILIZADO

	CONTROLADORA					
	31/12/2014	Adições	Baixas	Transferências	Outros	31/12/2015
Custo						
Barragens.....	783.229	-	(134)	3.321	-	786.416
Terrenos.....	16.300	-	-	923	-	17.223
Edificações.....	120.401	-	(4.515)	2.880	-	118.766
Máquinas e Equipamentos.....	666.109	-	(235.898)	160.986	(152)	591.045
Veículos.....	12.944	-	(211)	1.036	(49)	13.720
Móveis e Utensílios.....	4.401	-	(115)	85	-	4.371
	<u>1.603.384</u>	<u>-</u>	<u>(240.873)</u>	<u>169.231</u>	<u>(201)</u>	<u>1.531.541</u>
Depreciação						
Barragens.....	(647.110)	(11.180)	118	-	-	(658.172)
Edificações.....	(106.029)	(3.360)	4.453	-	-	(104.936)
Máquinas e Equipamentos.....	(561.120)	(11.518)	215.034	-	-	(357.604)
Veículos.....	(12.428)	(102)	214	-	-	(12.316)
Móveis e Utensílios.....	(3.745)	(72)	106	-	-	(3.711)
	<u>(1.330.432)</u>	<u>(26.232)</u>	<u>219.925</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1.136.739)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)						
Fora do Escopo da Concessionária.....	19.090	-	-	-	41	19.131
Depreciação.....	(18.343)	(135)	-	-	11	(18.467)
	<u>747</u>	<u>(135)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>52</u>	<u>664</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>273.699</u>	<u>(26.367)</u>	<u>(20.948)</u>	<u>169.231</u>	<u>(149)</u>	<u>395.466</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>74.061</u>	<u>114.856</u>	<u>(50.654)</u>	<u>(169.231)</u>	<u>82.628</u>	<u>51.660</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>347.760</u>	<u>88.489</u>	<u>(71.602)</u>	<u>-</u>	<u>82.479</u>	<u>447.126</u>

Notas Explicativas

	CONSOLIDADO					31/12/2015
	31/12/2014	Adições	Baixas	Transferências	Outros	
Custo						
Barragens.....	783.229	-	(134)	3.321	-	786.416
Terrenos.....	16.300	-	-	923	-	17.223
Edificações.....	120.401	-	(4.515)	2.880	-	118.766
Máquinas e Equipamentos.....	666.109	-	(235.898)	160.986	(152)	591.045
Veículos.....	12.944	-	(211)	1.036	(49)	13.720
Móveis e Utensílios.....	4.401	-	(115)	85	-	4.371
	1.603.384	-	(240.873)	169.231	(201)	1.531.541
Depreciação						
Barragens.....	(647.110)	(11.180)	118	-	-	(658.172)
Edificações.....	(106.029)	(3.360)	4.453	-	-	(104.936)
Máquinas e Equipamentos.....	(561.120)	(11.518)	215.034	-	-	(357.604)
Veículos.....	(12.428)	(102)	214	-	-	(12.316)
Móveis e Utensílios.....	(3.745)	(72)	106	-	-	(3.711)
	(1.330.432)	(26.232)	219.925	-	-	(1.136.739)
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)						
Fora do Escopo da Concessionária.....	19.090	-	-	-	41	19.131
Depreciação.....	(18.343)	(135)	-	-	11	(18.467)
	747	(135)	-	-	52	664
Total do Imobilizado em Serviço	273.699	(26.367)	(20.948)	169.231	(149)	395.466
Total do Imobilizado em Curso	102.247	230.681	(50.654)	(169.231)	82.628	195.671
Total do Ativo Imobilizado	375.946	204.314	(71.602)	-	82.479	591.137

O Ativo imobilizado da Companhia é composto por Usinas de Geração, bens administrativos, bens não vinculados à Concessão, veículos e móveis e utensílios, inclusive a serviço das concessões de transmissão, mas que não foram considerados no alcance da ICPC 01.

Os ativos administrativos e do apoio em geral são adquiridos prontos em sua maioria e entram em operação tão logo sejam recebidos pela empresa, portanto, na composição de seu custo histórico os valores relativos à Rateio de Custo da Administração Central ou Juros de Obra em Andamento, se existir, são imateriais. Estes ativos da Companhia, que não contribuem diretamente na geração de caixa, estão registrados ao custo de aquisição, que no entendimento da Administração, é a melhor estimativa do seu valor justo.

As taxas de depreciação utilizadas levam em consideração a vida útil econômica dos bens e estão em conformidade com a Resolução Normativa ANEEL Nº 367, de 02 de junho de 2009, e suas alterações posteriores impostas pela Resolução Normativa Nº 474, de 07 de fevereiro de 2012.

- **Custo Atribuído (*Deemed Cost*)**

A partir do encerramento do exercício de 2010 a CEEE GT passou a adotar os pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC, os quais estão consistentes com as práticas contábeis internacionais – IFRS. Para os valores de suas usinas de geração a Companhia optou pela adoção do custo atribuído (*deemed cost*), ajustando os saldos de abertura na data de transição em 1º de janeiro de 2009 para fins de comparação.

Na adoção do custo atribuído foram considerados os valores justos de recuperação admitidos pelo Órgão Regulador, bem como a vida útil econômica estimada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e aceita pelo mercado como adequada.

- **Renovação do contrato de Concessão 025/2000**

Em referência à matéria que trata da prorrogação das concessões, o Ministério de Minas e Energia, em 01 de novembro de 2012, através da Portaria Interministerial Nº 580, estabeleceu os valores de indenização para as usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória Nº 579, posteriormente convertida na Lei nº

Notas Explicativas

12.783/2013 a qual não reconheceu originalmente valores de indenização para as usinas de geração da CEEE-GT com vencimento da concessão em 2015. Diante deste arcabouço legal, a Companhia providenciou a baixa dos valores residuais dos seus ativos de geração vinculados ao Contrato de Concessão Nº 025/2000, com exceção dos ativos pertencentes à usina geradora de Itaúba, com vencimento da concessão em 2021, outras usinas que a CEEE GT detém o direito de exploração, além de imobilizações em curso e bens administrativos do segmento de geração.

Na sequência, em 30/11/2012, o Decreto Nº 7.850, em seu art. 2º, determinou que, até 31 de dezembro de 2013 as informações complementares para mensuração da indenização, excetuados o projeto básico dos empreendimentos de Geração das usinas renovadas, fossem encaminhadas à ANEEL para identificação do valor indenizável daqueles bens ainda não depreciados ou amortizados. Como forma de atendimento a esse dispositivo legal, a Companhia protocolou junto à Agência Nacional de Energia Elétrica, no prazo estipulado, correspondência relatando a existência de investimentos após o projeto básico pendentes de indenização. Ainda nessa esteira, em 19 de dezembro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa Nº 596, a qual estabeleceu os critérios e procedimentos para o cálculo da parcela de investimentos relacionados aos bens reversíveis, ainda não depreciados ou não amortizados de que trata o art. 2º do Decreto Nº 7.850/2012. A ANEEL reconheceu esses investimentos no processo tarifário da Companhia a partir da Resolução Homologatória nº 1.924, de 28 de julho de 2015 que reajustou a Receita Anual de Geração – RAG associada às Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das usinas hidrelétricas prorrogadas da CEEE-GT, nos termos da Lei nº 12.783/2013.

No que se refere a remuneração dos novos investimentos que forem realizados nas Usinas de Geração renovadas, a ANEEL, em 16 de dezembro de 2014, editou a Resolução Normativa Nº 642, disciplinando os procedimentos de regulação tarifária – PRORET para esses ativos.

16. INTANGÍVEL

	CONTROLADORA
Custo	
Saldo em 31 de dezembro 2014	5.424
Transferências (AIC-AIS).....	983
Aquisições.....	992
Baixas.....	(1.101)
Outros.....	(349)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	5.949
Amortização e perdas por redução do valor recuperável	
Saldo em 31 de dezembro 2014	(1.314)
Amortização do período.....	(47)
Baixas.....	118
Saldo em 31 de dezembro de 2014	(1.243)
Em 31 de dezembro de 2014	4.110
Saldo em 31 de dezembro de 2015	4.706

É composto pelos gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente por um período de 5 anos.

17. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Encargos de Uso da Rede	5.595	4.724	5.595	4.724
Energia Elétrica Comprada para Revenda	12.384	61.319	12.384	61.319
Materiais e Serviços	31.727	15.421	130.322	18.127
Retenção Contratual	33.519	44.049	33.519	44.049
Total	83.225	125.513	181.820	128.219

Notas Explicativas**18. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS**

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Provisão para Férias, 13º Salário, Gratificações e Encargos Sociais	21.538	21.733	21.556	21.733
Retenções sobre a Folha de Pagamento	8.593	8.536	8.593	8.553
Prêmio Assiduidade	495	78	495	78
Total	30.626	30.347	30.644	30.364

O valor de R\$8.593 (R\$8.536 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à folha de pagamento, consignações em favor de terceiros (diversas Entidades de Classe, como a Associação dos Funcionários das Companhias e Empresas de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - AFCEEE, Sindicato dos Eletricistas do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

19. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	-	5	-	5
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	3.884	3.545	4.412	3.545
Contribuição p/Financiamento da Seguridade Social - COFINS	6.394	2.301	6.394	2.301
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS / PASEP	1.363	499	1.363	499
Parcelamento PIS/COFINS - RFB	908	-	908	-
Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	1.598	1.532	1.598	1.532
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	18.294	188	24.852	188
Outros	524	1.416	2.400	2.754
Total	32.965	9.486	41.927	10.824
NÃO CIRCULANTE				
Parcelamento PIS/COFINS - RFB	3.330	-	3.330	-
Total	3.330	-	3.330	-

19.1. Parcelamento PIS/COFINS - RFB

O valor de R\$881 no passivo circulante e R\$3.447 no passivo não circulante referem-se aos parcelamentos, junto à Receita Federal do Brasil, dos processos administrativos nº 11080-725.321/2011-55 e 11080-725-363/2011-96. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 4.401 e será pago em 60 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidada 4(quatro) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
16/09/2015	Parcelamento PIS/COFINS - RFB	4.401
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	135
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(298)
	Saldo a Pagar	4.238
CIRCULANTE		908
NÃO CIRCULANTE		3.330
Total		4.238

Notas Explicativas

20. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

20.1. Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações – Controladora

CONTROLADORA								
31/12/2015								
C R E D O R	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETRORBRÁS	RGR	5% a 7%	2017	02	-	4.161	-	4.161
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	5.436	63.601	69.037
TOTAL MOEDA NACIONAL					-	9.597	63.601	73.198
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	-	-	161.218	161.218
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	-	48.494	48.494
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					-	-	209.712	209.712
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					-	9.597	273.313	282.910
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					-	9.597	273.313	282.910

CONTROLADORA								
31/12/2015								
C R E D O R	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC V	CDI	0,95%+CDI ou 109% do CDI	2017	04	-	19.650	8.940	28.590
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES					-	19.650	8.940	28.590
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES					-	29.247	282.253	311.500

CONTROLADORA								
31/12/2014								
C R E D O R	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETRORBRÁS	RGR	5% a 7%	2017	02	-	8.322	4.161	12.483
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	-	58.320	58.320
Notas Promissórias Banco ABC S.A.	CDI	Taxa DI + spread 1,90%	2015	03	108	65.620	-	65.728
TOTAL MOEDA NACIONAL					108	73.942	62.481	136.531
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	-	-	96.067	96.067
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	-	14.787	14.787
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					-	-	110.854	110.854
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					108	73.942	173.335	247.385
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					108	73.942	173.335	247.385

CONTROLADORA								
31/12/2014								
C R E D O R	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC V	CDI	0,95%+CDI ou 109% do CDI	2017	04	-	20.735	23.416	44.151
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES					-	20.735	23.416	44.151
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES					108	94.677	196.751	291.536

Códigos das Garantias e/ou Finanças

01 – Governo Federal e Governo Estadual / 02 – Procuração para Acesso em Conta Corrente / 03 – Títulos Públicos Federais/ 04 – Percentual de Recebíveis da Geração e Transmissão

Notas Explicativas

20.2. Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações – Consolidado

C R E D O R	CONSOLIDADO 31/12/2015							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7%	2017	02	-	4.161	-	4.161
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	5.436	63.601	69.037
TOTAL MOEDA NACIONAL						-	63.601	73.198
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	-	-	161.218	161.218
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	-	48.494	48.494
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA						-	209.712	209.712
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA						-	273.313	282.910
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS						-	273.313	282.910

C R E D O R	CONSOLIDADO 31/12/2015							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC V	CDI	0,95%+CDI ou 109% do CDI	2017	04	-	19.650	8.940	28.590
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES						-	8.940	28.590
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES						-	282.253	311.500

C R E D O R	CONSOLIDADO 31/12/2014							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7%	2017	02	-	8.322	4.161	12.483
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	-	58.320	58.320
Notas Promissórias Banco ABC S.A.	CDI	Taxa DI + spread 1,90%	2015	03	108	65.620	-	65.728
Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.	CDI	CDI + 2,50%	2015	02-03	-	142.833	-	142.833
TOTAL MOEDA NACIONAL						108	62.481	279.364
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	-	-	96.067	96.067
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	-	14.787	14.787
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA						-	110.854	110.854
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA						108	173.335	390.218
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS						108	173.335	390.218

C R E D O R	CONSOLIDADO 31/12/2014							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC V	CDI	0,95%+CDI ou 109% do CDI	2017	04	-	20.735	23.416	44.151
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES						-	23.416	44.151
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES						108	196.751	434.369

01 – Governo Federal e Governo Estadual / 02 – Procuração para Acesso em Conta Corrente / 03 – Títulos Públicos Federais/ 04 – Percentual de Recebíveis da Geração e Transmissão

20.3. Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC V

Visando obter recursos para investimento, bem como para atender necessidades de caixa para o ano de 2009, a Companhia firmou termo de contrato com o Banco do Estado do Rio Grande do Sul - BANRISUL estruturando o FIDC V, num montante de R\$200.000 com recursos advindos do FI – FGTS. O prazo de duração do contrato foi alterado de 80 meses para 104 meses por meio de decisão em assembleia geral de cotistas do fundo realizada em 20 de outubro de 2014. A liquidação da última parcela está prevista para outubro de 2017.

20.4. Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD

Em 28 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 2813/OC-BR entre a CEEE-GT e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência da CEEE-GT) no valor de US\$147.760. O valor do financiamento concedido pelo BID é de US\$ 88.656, sendo que a primeira parcela de desembolso foi recebida em 18 de fevereiro de 2013, no valor de US\$2.567.

Notas Explicativas

Em 21 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº CBR 1043, entre a CEEE-GT e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, no montante de US\$59.104, sendo que a liberação da primeira parcela de desembolso foi recebida em 27 de março de 2013, no valor de US\$20.024.

Os contratos de financiamentos com BID e AFD possuem garantia da República Federativa do Brasil e do Estado do Rio Grande do Sul, nos termos dos contratos de garantia assinados em 28 de dezembro de 2012 e 21 de dezembro de 2012, assim respectivamente.

Durante o prazo de execução do projeto, os contratos prevêem o monitoramento da margem EBITDA da Companhia. Na hipótese da margem EBITDA se mostrar inferior aos limites originalmente previstos a CEEE-GT deve apresentar um plano de ação às instituições financeiras, identificando as causas dos desvios, as medidas de gestão ou as medidas financeiras a serem adotadas e seu respectivo cronograma. A Companhia encaminhou o seu Plano de Ajuste Estrutural para os organismos internacionais (BID/AFD) os quais vêm monitorando o status da evolução das ações da Administração.

Até 31 de dezembro de 2015 foi liberado o valor de US\$12.419 que corresponde à R\$35.651 referente ao BID e US\$41.287 que corresponde à R\$97.345 referente ao AFD.

20.5. BNDES

Em 27 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 12.2.1391.1, entre a CEEE-GT e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT, por meio da ampliação e modernização de 25 subestações, linhas de transmissão e modernização dos Sistemas de Comunicação da CEEE-GT em todo o Estado do Rio Grande do Sul.

O valor do financiamento concedido é de R\$236.340, sendo que o total liberado até 31 de dezembro de 2015 foi de R\$68.950.

O contrato de empréstimo com o BNDES tem como garantia a Cessão Fiduciária de Títulos Públicos Federais, denominados Notas do Tesouro Nacional – Série B. A cedente (CEEE-GT) cede fiduciariamente em favor do credor (BNDES), os títulos públicos federais, de sua propriedade, em valor equivalente a 130% do valor concedido por meio do Contrato de Financiamento.

20.6. Notas Promissórias Banco ABC S.A

Em outubro de 2014 a CEEE-GT assinou contrato de financiamento na modalidade de notas promissórias com o Banco ABC S.A, com subscrição e integralização de 130 notas promissórias, em série única, no valor nominal unitário de R\$500, perfazendo o valor total de R\$65.000 com vencimento em 360 dias da emissão, remuneradas pela variação da taxa DI mais 1,90% ao ano.

Todo o montante foi liberado em novembro de 2014 para utilização como aporte no empreendimento Complexo Eólico Povo Novo. Em garantia das notas promissórias, a CEEE-GT cedeu os direitos creditórios de Notas do Tesouro Nacional – Série B – NTN –B de titularidade da emissora em montante suficiente para perfazer 100% do montante total da emissão acrescido da remuneração conforme termos e condições em instrumento particular. Em novembro de 2015 o financiamento foi liquidado.

20.7. Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.

Em 25 de junho de 2013 foi emitida a cédula de crédito bancário no valor de R\$120.000, cujo objetivo era financiar a infraestrutura da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda. - TESB. O montante foi pago em apenas uma parcela em junho de 2015, a remuneração do empréstimo foi de 100% do CDI, acrescido de juros de 2,5% ao ano.

Notas Explicativas

20.8. Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

As parcelas de Longo Prazo dos Empréstimos e Financiamentos vencem como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
PRINCIPAL				
2016	-	10.663	-	10.663
2017	11.432	16.985	11.432	16.985
2018	8.108	3.110	8.108	3.110
2019	9.119	3.511	9.119	3.511
Após 2019	253.594	162.482	253.594	162.482
	282.253	196.751	282.253	196.751

20.9. Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
MOEDA / INDEXADOR				
Dólar US\$	74,30%	56,34%	74,30%	56,34%
TJLP	22,53%	29,64%	22,53%	29,64%
RGR *	-	2,11%	-	2,11%
CDI	3,17%	11,91%	3,17%	11,91%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

*A sigla RGR identifica os contratos financiados com os créditos da Reserva Global de Reversão. Sobre os valores contratados incidem juros de 5% a.a e taxa de administração.

21. PROVISÃO PARA BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

A Companhia, através da Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE, concede aos seus empregados os planos de previdência complementar, denominados CEEEPREV e Plano Único, este último fechado para novas adesões. Mantém também a obrigação do pagamento de aposentadoria a ex-autárquicos e a obrigação de complementação de aposentadoria a ex-empregados desligados por aposentadoria incentivada – CTP.

A Companhia registra seu passivo atuarial com base em laudos emitidos por atuários independentes, sendo que o passivo referente ao Plano CEEEPREV e Plano Único é composto pelo valor presente da obrigação na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano e considera o contrato de dívida SF Nº 1254/95 firmado junto a Fundação CEEE.

O contrato SF Nº 1254/95 refere-se a contribuições passadas inadimplidas, cuja renegociação foi efetuada em maio de 2013, estabelecendo uma carência até junho de 2018, tendo o reinício dos pagamentos das amortizações do valor de principal a partir de julho de 2018, com término previsto para maio de 2031. Durante o período de carência a Companhia realiza o pagamento referente à atualização monetária e aos juros mensais.

Notas Explicativas

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP	351	352	351	352
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	34 3.638	4.074	3.638	4.074
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV.....	34 12.245	10.898	12.245	10.898
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	44.246	45.699	44.246	45.699
	<u>60.480</u>	<u>61.023</u>	<u>60.480</u>	<u>61.023</u>
NÃO CIRCULANTE				
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP.....	1.606	1.786	1.606	1.786
Provisão Plano Único	66.707	24.816	66.707	24.816
Contrato 1254/95 - Plano Único	34 36.113	36.113	36.113	36.113
Provisão Plano CEEEPREV	232.892	217.901	232.892	217.901
Contrato 1254/95 - CEEEPREV	34 38.702	38.702	38.702	38.702
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	228.351	243.533	228.351	243.533
	<u>604.371</u>	<u>562.851</u>	<u>604.371</u>	<u>562.851</u>
Total	<u>664.851</u>	<u>623.874</u>	<u>664.851</u>	<u>623.874</u>

21.1. Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP

Em decorrência de acordo coletivo de trabalho, a Companhia é responsável pelo pagamento do benefício de complementação de aposentadoria por tempo de serviço que tenha sido concedida pela Previdência Oficial ao participante regularmente inscrito na Fundação ELETROCEEE e que ainda não tenha cumprido todos os requisitos para a sua fruição, ocasião em que o ex-empregado será definitivamente aposentado pela Fundação. Desta forma, a Companhia, provisionou os valores integrais dos compromissos futuros relativos a estas complementações salariais, considerando o prazo médio de pagamento destes benefícios, ajustados a valor presente, incluindo as contribuições à Fundação.

21.2. Planos de Benefícios CEEEPREV

O CEEEPREV é um plano com características de contribuição definida, exceto no que se refere aos benefícios de risco e à parte dos benefícios saldados.

O benefício saldado é um benefício vitalício proporcionado a uma parcela de participantes do CEEEPREV que migraram do Plano Único. É o valor calculado no momento dessa migração, com base em Nota Técnica Atuarial e atualizado pelo Índice de Reajuste do Plano, tendo como finalidade preservar os direitos já acumulados dos ex-participantes do Plano Único, o qual tem características de plano de benefício definido.

Os benefícios do CEEEPREV são acessíveis a todos os empregados da categoria CLT da Companhia, onde esta efetua contribuições de forma conjunta com seus empregados. O Plano CEEEPREV é viabilizado também por uma contribuição suplementar de amortização de responsabilidade da patrocinadora do plano, na forma da lei, denominada Reserva a Amortizar.

Em 2014, houve a implantação das alterações regulamentares do plano CEEEPREV, aprovadas pela Portaria nº 213/2014. As alterações contemplaram a recomposição dos Benefícios Saldado e Referencial dos participantes que migraram do Plano Único, atribuindo a estes, o crescimento de 3% ao ano de novembro de 2002 até a data em que o empregado completar as carências para a aposentadoria normal (55 anos de idade e 10 anos de contribuição) ou até a data em que se desvinculou da patrocinadora, o que ocorrer primeiro.

21.3. Plano Único

O Plano Único tem modalidade de benefício definido e encontra-se fechado para novas adesões de participantes desde 02 de setembro de 2002. Este plano recebe contribuições paritárias entre patrocinadora e empregados.

Notas Explicativas

Por imposição Constitucional, em conformidade com toda a legislação infraconstitucional de regência, e, com fundamento nas normas administrativas previdenciárias do Brasil, a Companhia, na condição de patrocinadora de Plano de Benefício Definido para seus funcionários – Plano Único decidiu reconhecer os eventuais déficits atuariais na forma paritária.

A Lei Complementar nº 108/2001 disciplina, nos termos de seu artigo 1º, a relação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, inclusive no tocante às Sociedades de Economia Mista, enquanto patrocinadoras de entidades fechadas de previdência complementar. Nessa esteira, o Parágrafo 1º, artigo 6º da referida Lei determina que “A contribuição normal do patrocinador para plano de benefício definido, em hipótese alguma, excederá a do participante, observado o disposto no artigo 5º da Emenda Constitucional nº 20, de 15 de dezembro de 1998, e as regras específicas emanadas do órgão regulador e fiscalizador”. Ainda é vedado ao patrocinador, pelo Parágrafo 3º, da mesma Lei Complementar, assumir encargos adicionais para financiamento dos planos de benefício, além daqueles previstos nos respectivos planos de custeio.

Diante desse arcabouço legal, considerando que o Regulamento do Plano Único prescreve que as eventuais insuficiências (déficits) serão equacionadas conforme a legislação aplicável, e, na medida em que a Resolução do Conselho Gestor de Previdência Complementar – CGPC Nº 26/2008 determina em seu art. 29º que “o resultado deficitário apurado no plano de benefícios deverá ser equacionado por participantes, assistidos e patrocinadores, observada a proporção quanto às contribuições normais vertidas no exercício em que apurado aquele resultado, sem prejuízo de ação regressiva contra dirigentes ou terceiros que tenham dado causa a dano ou prejuízo ao plano de benefícios administrados pela Entidade Fechada de Previdência Complementar”, a Companhia, na qualidade de empresa de economia mista patrocinadora do Plano Único, pelo conteúdo do ordenamento legal brasileiro, não pode exceder a paridade contributiva em caso de equacionamento de déficit eventualmente apurado.

O déficit do Plano Único não reconhecido referente à premissa da paridade perfaz R\$106.458, sendo que, no entendimento da administração, um resultado atuarial deficitário apurado para efeito de *accounting* (cálculo atuarial da patrocinadora) não acarreta necessariamente impacto real e prático na gestão patrimonial-financeira do Plano, na medida em que a Companhia só será acionada para contribuir no equacionamento do déficit quando o mesmo se apresenta pelas regras do *funding* (cálculo atuarial pelas regras da previdência nacional).

Nessa esteira, considerando que o reconhecimento paritário do déficit atuarial não se encontra pacificado junto a Comissão de Valores Mobiliários - CVM, a administração, considerando a natureza societária da Companhia (S/A Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores na condição de gestores públicos, firmou entendimento de manter o ajuste do passivo do Plano Único na proporção paritária, correspondente a 50% do déficit calculado pelas regras do *accounting*, até que haja um entendimento homogêneo, aguardando eventuais recomendações e/ou modificações do órgão de controle.

21.4. Provisão para Complementação Aposentadoria - Ex-Autárquicos - Lei Estadual nº 3.096/56 - EXA

Esta provisão, registrada conforme o cálculo atuarial refere-se ao compromisso da Companhia com empregados denominados ex-autárquicos aposentados, remanescentes da antiga Comissão Estadual de Energia Elétrica, autarquia que foi sucedida pela Companhia por força da Lei Estadual nº 4.136/61.

Entre as vantagens adquiridas por esses servidores encontra-se o direito de reajuste dos proventos de aposentadoria na proporção de 70% do aumento que os servidores da ativa possuíam. Este percentual é denominado complementação. Adicionalmente, suplementa-se o que já fora revisado com mais 30% de modo a assegurar aos ex-autárquicos a integralidade dos proventos em relação ao que percebiam os ativos, por imposição da Lei Estadual Nº 3.096, de 31 de dezembro de 1956.

Assim, essa é uma obrigação não gerenciável pela Companhia, que se deriva da sua constituição originária, sendo um compromisso previdenciário pós-emprego de caráter vitalício e com benefícios definidos, sendo assumido pela Companhia o pagamento integral destes proventos.

Notas Explicativas

No início do exercício de 2012, a Companhia obteve o direito de receber da União 1,2 bilhões pelo pagamento dessas obrigações, sendo que o recebimento desse direito comportou os exercícios de 1981 até fevereiro de 1993, nos termos do processo de liquidação judicial Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2 (Vide nota explicativa nº 10)

No final do exercício de 2014, considerando a completude e o esgotamento de todos os elementos referentes à 1ª ação de cobrança, a Companhia interpôs contra União e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma nova ação (Processo Judicial Nº 0002230-10.2015.4.01.3400), de natureza declaratória, cumulada com pedido indenizatório, requerendo a indenização dos valores despendidos após o exercício de 1993 até os dias atuais, a serem quantificados em liquidação de sentença.

21.5. Premissas utilizadas para o cálculo do passivo e das projeções

As premissas atuariais e hipóteses econômicas adotadas são as requeridas pelos padrões do Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) e foram as seguintes:

PREMISSAS ATUARIAIS ADOTADAS	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,32% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - taxa real	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,32% a.a.
Taxa crescimento salarial futuro - taxa real	2,01% a.a.	N/A	N/A	2,01% a.a.
Expectativa de Inflação	6,87% a.a.	6,87% a.a.	6,87% a.a.	6,87% a.a.
Fator de capacidade dos Salários	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Fator de capacidade dos Benefícios do Plano	96,71%	100,00%	100,00%	96,71%
Tábua de Mortalidade Geral	AT-83 male	UP-94 male	UP-94 male	AT-2000 male
Tábua de Mortalidade dos Inválidos	AT-49 male	N/A	N/A	AT-83 male
Tábua de Entrada em Invalidez	Light-Média	N/A	N/A	Light-Média
Tábua de Rotatividade	N/A	N/A	N/A	N/A
Composição Familiar	Hx Fundação CEEE	N/A	N/A	Hx Fundação CEEE

Quanto às taxas de desconto, a Companhia observa os princípios estabelecidos na CVM 695/12. Assim, são consideradas as taxas de juros dos títulos do Tesouro Nacional (NTN-B) que tenham vencimentos próximos dos prazos dos fluxos futuros esperados das obrigações com os participantes ativos e assistidos da cada plano ou compromisso.

A taxa esperada do retorno dos ativos do plano foi considerada a mesma taxa de desconto atuarial, conforme as novas regras reconhecidas pelo Pronunciamento CPC 33 (R1).

Notas Explicativas

21.6. Resultado da Avaliação Atuarial

A avaliação atuarial dos benefícios pós-emprego relativa aos planos e compromissos da Companhia, foi realizada por consultoria atuarial, apresentando os seguintes resultados:

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(908.633)	(2.138)	(289.231)	(1.373.687)	(2.573.689)	(838.642)	(6.182)	(335.749)	(1.157.614)	(2.338.187)
Custo do serviço corrente	(729)	-	-	(8.812)	(9.541)	(814)	-	-	(5.502)	(6.316)
Custo de juros	(105.902)	(261)	(34.335)	(173.374)	(313.872)	(95.351)	(731)	(39.008)	(142.719)	(277.809)
Custo do serviço passado - efeito alteração ou redução do plano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(36.999)
Ganho / (perda) atuarial	(53.152)	171	1.538	78.058	26.615	(64.974)	4.439	36.021	(125.355)	(149.869)
Benefícios pagos pelo plano	100.168	271	49.430	104.241	254.110	91.148	336	49.505	94.502	235.491
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	<u>(968.248)</u>	<u>(1.957)</u>	<u>(272.598)</u>	<u>(1.373.574)</u>	<u>(2.616.377)</u>	<u>(908.633)</u>	<u>(2.138)</u>	<u>(289.231)</u>	<u>(1.157.687)</u>	<u>(2.573.689)</u>

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(755.338)	-	-	(1.091.024)	(1.846.362)	(778.632)	-	-	(1.107.577)	(1.886.209)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(212.910)	(1.957)	(272.598)	(282.550)	(770.015)	(130.001)	(2.138)	(289.231)	(266.110)	(687.480)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	<u>(968.248)</u>	<u>(1.957)</u>	<u>(272.598)</u>	<u>(1.373.574)</u>	<u>(2.616.377)</u>	<u>(908.633)</u>	<u>(2.138)</u>	<u>(289.231)</u>	<u>(1.373.687)</u>	<u>(2.573.689)</u>
Status do Plano	Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto		Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	778.632	-	-	1.107.577	1.886.209	716.508	-	-	1.005.335	1.721.843
Retorno esperado dos ativos do plano	92.404	-	-	139.689	232.093	80.180	-	-	124.253	204.433
Ganhos / (perdas) atuariais	(38.252)	-	-	(75.502)	(113.754)	47.261	-	-	54.996	102.257
Contribuições do empregador	21.322	271	49.430	21.917	92.940	24.405	336	49.505	16.008	90.254
Contribuições de participantes do plano	1.400	-	-	1.584	2.984	1.426	-	-	1.487	2.913
Benefícios pagos pelo plano	(100.168)	(271)	(49.430)	(104.241)	(254.110)	(91.148)	(336)	(49.505)	(94.502)	(235.491)
Valor justos dos ativos do plano no final do exercício	<u>755.338</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.091.024</u>	<u>1.846.362</u>	<u>778.632</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.107.577</u>	<u>1.886.209</u>

21.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS RECONHECIDOS NO BALANÇO	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	212.913	1.957	272.598	282.550	770.018	130.001	2.138	289.231	266.110	687.480
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	(106.456)	-	-	-	(106.456)	(65.000)	-	-	-	(65.000)
Custo do serviço passado não contabilizado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganho / (perda) atuarial não reconhecidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo / (Ativo) Atuarial líquido reconhecido no final do exercício	<u>106.457</u>	<u>1.957</u>	<u>272.598</u>	<u>282.550</u>	<u>663.562</u>	<u>65.001</u>	<u>2.138</u>	<u>289.231</u>	<u>266.110</u>	<u>622.480</u>
Ajuste do Passivo Atuarial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo reconhecido na patrocinadora	<u>106.457</u>	<u>1.957</u>	<u>272.598</u>	<u>282.550</u>	<u>663.562</u>	<u>65.001</u>	<u>2.138</u>	<u>289.231</u>	<u>266.110</u>	<u>622.480</u>

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(65.001)	(2.138)	(289.231)	(266.110)	(622.480)	(61.067)	(6.182)	(335.749)	(152.278)	(555.276)
Pagamentos para o plano líquido de administração	21.322	271	49.430	21.917	92.940	24.405	336	49.505	16.008	90.254
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(57.064)	171	1.538	2.557	(52.798)	(21.773)	4.439	36.021	(70.359)	(51.672)
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(5.714)	(261)	(34.335)	(40.913)	(81.223)	(6.566)	(731)	(39.008)	(59.481)	(105.786)
Passivo referente ao Benefício Definido	<u>(106.457)</u>	<u>(1.957)</u>	<u>(272.598)</u>	<u>(282.549)</u>	<u>(663.561)</u>	<u>(65.001)</u>	<u>(2.138)</u>	<u>(289.231)</u>	<u>(266.110)</u>	<u>(622.480)</u>
Parcela referente a Contribuição Definida	-	-	-	(1.290)	(1.290)	-	-	-	(1.394)	(1.394)
Passivo reconhecido no final do exercício (BD + CD)	<u>(106.457)</u>	<u>(1.957)</u>	<u>(272.598)</u>	<u>(283.839)</u>	<u>(664.851)</u>	<u>(65.001)</u>	<u>(2.138)</u>	<u>(289.231)</u>	<u>(267.504)</u>	<u>(623.874)</u>

COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO	2015					2016 Estimado				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Custo do serviço corrente	364	-	-	8.813	9.177	272	-	-	6.036	6.308
Contribuições dos participantes	(1.400)	-	-	(1.584)	(2.984)	(1.476)	-	-	(1.693)	(3.169)
Custo de juros	52.951	261	37.334	173.374	263.920	63.410	270	35.890	194.344	293.914
Retorno esperado dos ativos do plano	(46.202)	-	-	(139.689)	(185.891)	(49.490)	-	-	(154.466)	(203.956)
Amortização de serviço passado (efeito de alteração do plano)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total da despesa do exercício	<u>5.713</u>	<u>261</u>	<u>37.334</u>	<u>40.914</u>	<u>84.222</u>	<u>12.716</u>	<u>270</u>	<u>35.890</u>	<u>44.221</u>	<u>93.097</u>

AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(160.415)	(1.441)	(48.460)	8.704	(201.612)	(138.642)	(5.880)	(84.481)	79.063	(149.940)
Ganho/(perda) do exercício atual de responsabilidade da patrocinadora	(57.064)	171	1.538	2.557	(52.798)	(21.773)	4.439	36.021	(70.359)	(51.672)
Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício seguinte	<u>(217.479)</u>	<u>(1.270)</u>	<u>(46.922)</u>	<u>11.261</u>	<u>(254.410)</u>	<u>(160.415)</u>	<u>(1.441)</u>	<u>(48.460)</u>	<u>8.704</u>	<u>(201.612)</u>

Notas Explicativas

21.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2015			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Taxa de desconto				
Aumento de 0,5%	(35.412)	-3,66%	(72)	-3,68%
Redução de 0,5%	39.150	4,04%	77	3,94%
Expectativa de Vida				
Redução da Expectativa em 1 ano	(18.982)	-1,96%	(40)	-2,06%
Aumento da Expectativa em 1 ano	18.491	1,91%	39	2,01%
Crescimento Salarial				
Aumento de 0,5%	107	0,01%	N/A	N/A
Redução de 0,5%	(106)	-0,01%	N/A	N/A

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE AS OBRIGAÇÕES APURADAS	2015			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	(95.844)	(195)	(133.039)	(159.019)
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários em relação ao ano anterior	(2.694)	-	-	(6.943)
Alteração da Composição Familiar em relação ao ano anterior	79.364	-	-	12.022
Outras variáveis	72.327	23	11.771	75.881
Total das Perdas/(Ganhos)apuradas no exercício	53.153	(172)	(121.268)	(78.059)

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2015	
	Plano Único	CEEEPREV BD
Disponível	0,05%	0,03%
Realizável – Gestão Previdencial	7,79%	5,23%
Realizável – Gestão Administrativa	1,00%	3,24%
Títulos Públicos	50,02%	49,54%
Créditos Privados e Depósitos	8,61%	8,51%
Ações	10,05%	9,46%
Fundos de Investimentos	20,27%	20,70%
Investimentos Imobiliários	0,73%	0,69%
Empréstimos e Financiamentos	1,48%	2,60%
Total em percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%

22. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Reserva Global de Reversão - RGR	847	-	847	-
Conta de Desenvolvimento Energético - Quota da CDE	5.169	1.358	5.169	1.358
Recursos P&D	35.329	30.235	35.329	30.235
Recursos FNDCT	400	3.767	400	3.767
Recursos MME	200	207	200	207
Total	41.945	35.567	41.945	35.567
NÃO CIRCULANTE				
Recursos P&D	5.033	2.448	5.033	2.448
Total	5.033	2.448	5.033	2.448

22.1. Programa Pesquisa e Desenvolvimento

Criado pela Lei nº 9.991/2000, o P&D é um programa de investimento, estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para as concessionárias de energia elétrica, calculados com base na receita operacional líquida das empresas, que resulta na capacitação e desenvolvimento tecnológico.

Notas Explicativas

Ao programa de Pesquisa e Desenvolvimento, a Companhia destina anualmente, no mínimo, 1% da receita operacional líquida. A aplicação dos recursos, registrada no ativo circulante, perfaz o montante de R\$7.466 referente ao P&D (vide nota explicativa nº 9.1).

Dos valores destinados ao P&D, 40% são aplicados em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento, 40% são recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, e 20% ao Ministério de Minas e Energia – MME.

23. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS, CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS

CONTROLADORA/CONSOLIDADO								
31/12/2015					31/12/2014			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	104.261	69.877	4.561	178.699	119.968	71.227	4.140	195.335
Riscos Possíveis	195.903	60.774	87.397	344.074	176.781	69.568	88.950	335.299
	300.164	130.651	91.958	522.773	296.749	140.795	93.090	530.634

A Companhia é parte em processos judiciais de natureza trabalhista, cível e tributária que na avaliação da administração, baseada em experiência em processos com natureza semelhante, atribuem riscos prováveis, possíveis e remotos. Os riscos possíveis e remotos não foram provisionados.

23.1. Composição dos processos de riscos prováveis

A provisão e contas a pagar reconhecido sobre a parte dos processos cujo risco de perda é considerado provável líquido dos depósitos judiciais correspondentes, estão compostas como segue:

CONTROLADORA/CONSOLIDADO				
31/12/2015				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	20.006	1.105	-	21.111
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	84.255	47.692	4.561	136.508
Contas a pagar para contingências	-	21.080	-	21.080
Subtotal Riscos Prováveis	104.261	69.877	4.561	178.699
(-) Depósitos judiciais	(12.238)	(99)	(138)	(12.475)
Total não circulante	72.017	68.673	4.423	145.113
Total geral	92.023	69.778	4.423	166.224

CONTROLADORA/CONSOLIDADO				
31/12/2014				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	28.091	3.900	-	31.991
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	91.877	46.247	4.140	142.264
Contas a pagar para contingências	-	21.080	-	21.080
Subtotal Riscos Prováveis	119.968	71.227	4.140	195.335
(-) Depósitos judiciais	(21.458)	(334)	-	(21.792)
Total não circulante	70.419	66.993	4.140	141.552
Total geral	98.510	70.893	4.140	173.543

23.2. Movimentação da provisão para contingências

CONTROLADORA/CONSOLIDADO				
Movimentação da Provisão para Contingências				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2014	98.510	70.893	4.140	173.543
(+) Novos Ingressos	8.367	2.860	353	11.580
(-) Pagamentos	(8.673)	(448)	(5)	(9.126)
(-) Montantes Revertidos	(31.409)	(19.482)	(8)	(50.899)
(+) Atualização Monetária	16.007	15.719	81	31.807
(+/-) Montantes Depositados	9.221	236	(138)	9.319
(=) Saldo Final Dezembro/2015	92.023	69.778	4.423	166.224

Notas Explicativas

23.3. Natureza das ações

23.3.1. Trabalhistas

A Companhia vem permanentemente aprimorando a apuração dos valores contingentes embasada no histórico de dados referentes aos pagamentos com a finalização das discussões judiciais de assuntos de natureza trabalhista. Foi realizada uma análise criteriosa das chances de êxito da Companhia envolvendo processos trabalhistas, com o objetivo de suportar o adequado julgamento quanto à necessidade ou não da constituição de provisões. As estimativas quanto ao desfecho e os efeitos financeiros das contingências foram determinados com base em julgamento da Administração, considerando o histórico de perdas em processos de mesma natureza e a expectativa de êxito de cada processo. As principais ações ingressadas contra a CEEE GT referem-se a verbas rescisórias, responsabilidade subsidiária, complementação de proventos de aposentadoria, responsabilidade solidária, vínculo empregatício, Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS, correto enquadramento, prêmio assiduidade e outras.

23.3.2. Cíveis

A Companhia está sendo citada em diversos processos judiciais de natureza cível para os quais foi registrada provisão para os valores cuja expectativa de pagamentos foi considerada provável, pelos seus assessores jurídicos, em uma análise efetuada individualmente por processo. As ações ingressadas contra a Companhia referem-se a danos morais e materiais, sustação de cobrança, honorários advocatícios, contrato de compra e venda de energia, desapropriação e revisão de contratos.

23.3.3 Tributárias

Do saldo provisionado de R\$4.561, R\$4.173 refere-se à eventual insuficiência no recolhimento de contribuições previdenciárias relacionadas ao Auto de Lançamento nº 35.067.180-0. A Companhia busca defesa na esfera administrativa, classificando o processo, através de opinião legal, como perda provável.

Com relação aos contenciosos cujo entendimento legal opina por expectativa de perda possível, as principais questões são:

23.3.3.1. Contribuições Previdenciárias

Com relação à matéria previdenciária a CEEE-GT impugnou cobranças relativas à suposta insuficiência de recolhimento sobre os serviços contratados bem como a eventual inconsistência em obrigações acessórias que somam aproximados R\$3.899.

23.3.3.2. Tributos Federais (PIS, COFINS, IRPJ, CSLL, IRRF)

No tocante aos tributos federais a Companhia possui cerca de R\$79.352 em compensações que estão na fase de discussão de sua homologação junto ao ente fazendário, principalmente referentes a pagamentos indevidos de PIS e COFINS, face ao extinto art. 3º, parágrafo 1º da Lei nº 9.718/98, bem como em relação ao contido na Lei nº 10.833/03, artigo 10º, inciso XI.

Notas Explicativas**24. OUTROS PASSIVOS**

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	2.862	3.499	2.862	3.499
Obrigações com Obras da Transmissão	12.177	12.534	12.177	12.534
Programa de Participação nos Resultados - PPR	-	188	-	188
Acordo Judicial Cível - ABB.....	4.811	8.934	4.811	8.934
Acordo Judicial Trabalhista.....	5.211	19.039	5.211	19.039
Parcelamentos ANEEL	923	1.202	923	1.202
Outros Credores	2.545	3.466	4.428	4.893
Total	28.529	48.862	30.412	50.289
NÃO CIRCULANTE				
Provisão Auto de Infração	1.776	1.018	1.776	1.018
Prêmio Assiduidade	-	705	-	705
Acordo Judicial Cível - ABB.....	-	4.123	-	4.123
Acordo Judicial Trabalhista.....	-	5.210	-	5.210
Comercialização de Energia na CCEE	41.232	37.299	41.232	37.299
TESB	16.925	16.925	16.925	16.925
Outros Credores	8.709	9.283	10.896	11.470
Total	68.642	74.563	70.829	76.750

24.1. Acordo Judicial Cível - ABB

A Companhia efetuou acordo judicial cível referente à demanda impetrada pela ABB Ltda. O processo de conciliação foi efetivado em dezembro de 2011, o valor da obrigação perfaz R\$41.233. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 53 (cinquenta e três) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$4.811 (R\$13.057 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Valor
26/12/2011	Acordo Judicial Cível ABB	41.233
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(36.422)
	Saldo a Pagar	4.811
CIRCULANTE		4.811
Total		4.811

24.2. Acordos Judiciais Reclamatórias Trabalhistas**24.2.1. Sindicato dos Engenheiros do Estado do Rio Grande do Sul – SENGE**

A Companhia efetuou acordo judicial referente a reclamações trabalhistas impetradas pelo SENGE. O processo de conciliação foi efetivado em abril de 2011, o valor da obrigação perfaz R\$68.212. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 57 (cinquenta e sete) parcelas.

Notas Explicativas

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$3.412 (R\$17.053 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Valor
14/04/2011	Acordo RT - SENGE Produtividade	49.032
14/04/2011	Acordo RT - SENGE Periculosidade	19.180
	Total do Acordo	68.212
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(64.800)
	Saldo a Pagar	3.412
CIRCULANTE		3.412
Total		3.412

24.2.2. Sindicato dos Assalariados Ativos, Aposentados e Pensionistas nas Empresas Geradoras, ou Transmissoras, ou Distribuidoras, ou afins, de Energia Elétrica no Estado do Rio Grande do Sul e Assistido por Fundações de Seguridade Privada Originadas no Setor Elétrico - SENERGISUL

A Companhia efetuou acordo judicial relativo à reclamação trabalhista impetrada pelo SENERGISUL. O processo de conciliação foi efetivado em maio de 2011. O valor da obrigação de responsabilidade da CEEE-GT perfaz R\$32.549. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, sendo as 10 (dez) primeiras no valor de R\$1.006 e as demais no valor de R\$450, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 56 (cinquenta e seis) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$3.148 (R\$7.196 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Valor
15/05/2011	Acordo Reclamações Trabalhistas SENERGISUL	32.549
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(30.750)
	Saldo a Pagar	1.799
CIRCULANTE		1.799
Total		1.799

24.3. Comercialização de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O valor de R\$41.232 (R\$37.299 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à provisão de energia comprada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (órgão sucessor do Mercado Atacadista de Energia – MAE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. A Companhia ajuizou ações no intuito de suspender o andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para novembro de 2002, remanescendo suspenso tais valores até a decisão final.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, por solicitação da Companhia, efetuou a mensuração dos valores devidos e, considerando a avaliação do órgão competente, a provisão foi ajustada aos valores calculados pela CCEE.

24.4. TESB

O valor de R\$16.925 (R\$16.925 em 31 de dezembro de 2014) refere-se quotas integralizadas do capital da TESB. A variação de R\$16.920 refere-se a quotas cedidas pela acionista Zheijiang que serão ressarcidas pela Companhia. Sobre este valor não estão previstas atualizações e o pagamento se dará de acordo com as condições estabelecidas em termo de compromisso a ser firmado entre as partes.

24.5. Parcelamentos ANEEL

A Concessionária efetuou parcelamento junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL referente ao Auto de Infração nº 0083/2015-SFE, cujo montante acordado na data de adesão era de R\$ 1.231, e será pago em 12 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 3(três) parcelas.

Notas Explicativas

A tabela abaixo ilustra o saldo:

Data do Evento	Histórico	Valor
20/10/2014	Parcelamento ANEEL	1.231
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	3
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(311)
	Saldo a Pagar	923
CIRCULANTE		923
Total		

25. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

25.1. Capital Social

O Capital Social é representado por 387.229.828 ações nominativas, sem valor nominal, sendo 380.669.270 ações ordinárias e 6.560.558 ações preferenciais, sem direito a voto, permanecendo inalterado o valor do capital social da Companhia no montante de R\$588.447, com a seguinte composição:

	CONTROLADORA						CONTROLADORA	
	31/12/2015						31/12/2014	
	Ordinárias		Preferenciais		Total		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
CEEE-PAR	255.232.851	67,05	43.495	0,66	255.276.346	65,92	255.276.346	65,92
ELETROBRÁS	122.681.436	32,23	3.505.584	53,43	126.187.020	32,59	126.187.020	32,59
Municípios	1.385.015	0,36	2.140.195	32,69	3.525.210	0,91	3.354.007	0,87
Custódia BM&F Bovespa	1.346.527	0,35	818.901	12,32	2.165.428	0,56	2.317.857	0,60
Outros	23.441	0,01	52.383	0,90	75.824	0,02	94.598	0,02
	380.669.270	100,00	6.560.558	100,00	387.229.828	100,00	387.229.828	100,00

25.2. Reserva de Incentivos Fiscais

A Administração da Companhia constituiu a Reserva de Incentivos Fiscais em atendimento ao art. 195 e art.195 – A da Lei nº 6404/76, no valor de R\$1.153.687 correspondente à Conta de Resultados a Compensar - CRC contabilizada no resultado do exercício de 2009 e atualizada nos exercícios de 2010 em R\$10.728 e R\$44.889 em 01 de janeiro de 2012 perfazendo total de R\$ 1.209.304.

25.3. Reserva de Lucros

A reserva de lucros é composta da Reserva Legal, Reserva Estatutária e da Reserva de Dividendos não Distribuídos.

25.3.1. Reserva Legal

Pela legislação societária brasileira, a Companhia deve transferir 5% do lucro líquido apurado nos seus livros societários, preparados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, para a reserva legal até que essa reserva seja equivalente a 20% do capital integralizado. A reserva legal pode ser utilizada para aumentar o capital ou para absorver prejuízos, mas não pode ser usada para fins de dividendos. Em 2014 a Companhia absorveu o montante de R\$13.168 referente ao prejuízo do exercício.

25.3.2. Reserva Estatutária

O estatuto da Companhia determina a destinação de 10% do lucro líquido com a finalidade de expansão das instalações, tendo por limite 10% do Capital Social. Em 2014 a Companhia absorveu o montante de R\$26.335 referente ao prejuízo do exercício.

25.3.3. Dividendos Não Distribuídos

De acordo com a Ata 187 da Assembléia Geral Ordinária, realizada em 27 de abril de 2012, ficou deliberado pelos acionistas que o montante de R\$41.613, referente à proposta de dividendos obrigatórios e R\$32.852 referente à proposta de dividendos remanescentes, a constituição de uma Reserva Especial. Em 2014 a Companhia absorveu o montante de R\$33.750 referente ao prejuízo do exercício.

Notas Explicativas**25.4. Outros Resultados Abrangentes**

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA	
	31/12/2015	31/12/2014
Variação do valor justo do ativo financeiro disponível para venda (líquido de tributos)...	(27.098)	(28.364)
Custo atribuído dos Ativos de Geração.....	54.635	63.929
Perda Atuarial.....	(254.410)	(201.611)
	<u>(226.873)</u>	<u>(166.046)</u>

26. LUCRO POR AÇÃO

O numerador utilizado para cálculo do lucro básico e diluído foi o lucro líquido após os tributos.

Os saldos compõem-se de:

26.1. Básico

	31/12/2015		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro Líquido do Período.....	83.508	1.439	84.947
Denominador Básico			
Média das Ações	380.669.270	6.560.558	387.229.828
Prejuízo Básico por Ação - R\$	<u>0,22</u>	<u>0,22</u>	<u>0,22</u>
	31/12/2014		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Período.....	(275.426)	(4.747)	(280.173)
Denominador Básico			
Média das Ações	380.669.270	6.560.558	387.229.828
Prejuízo Básico e Diluído por Ação - R\$	<u>(0,72)</u>	<u>(0,72)</u>	<u>(0,72)</u>

26.2. Diluído

	31/12/2015	31/12/2013
Prejuízo para as ações ordinárias.....	83.508	(275.426)
Prejuízo para as ações preferenciais.....	1.439	(4.747)
	<u>84.947</u>	<u>(280.173)</u>
Denominador Diluído		
Ações Ordinárias	380.669.270	380.669.270
Ações Preferenciais	6.560.558	6.560.558
	<u>387.229.828</u>	<u>387.229.828</u>
Prejuízo Diluído por Ação - R\$	<u>0,22</u>	<u>(0,72)</u>

Notas Explicativas**27. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA**

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Receita Bruta				
Suprimento de Energia Elétrica	309.071	335.658	309.071	335.658
Disponibilização do Sistema de Transmissão	333.007	262.920	333.007	262.920
Remuneração do Ativo Financeiro.....	18.016	16.496	25.330	15.100
Energia Elétrica de Curto Prazo	11.035	10.004	11.035	10.004
Receita de Construção	-	-	111.194	83.146
Outras Receitas.....	150	4.492	150	4.492
	<u>671.279</u>	<u>629.570</u>	<u>789.787</u>	<u>711.320</u>
Deduções da Receita				
ICMS/ISS	(400)	(142)	(400)	(142)
PIS/COFINS	(55.193)	(14.651)	(55.193)	(14.651)
Quota RGR	(5.099)	(2.973)	(5.099)	(2.973)
Outros Encargos	(12.542)	(10.836)	(12.542)	(10.836)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT	(5.432)	(5.876)	(5.432)	(5.876)
Subvenções CCC	-	-	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(17.915)	(5.885)	(17.915)	(5.885)
Compensação Financeira Pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(30.588)	-	(30.588)	-
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica - TFSE.....	(1.364)	-	(1.364)	-
	<u>(128.533)</u>	<u>(40.363)</u>	<u>(128.533)</u>	<u>(40.363)</u>
Receita Operacional Líquida	<u>542.746</u>	<u>589.207</u>	<u>661.254</u>	<u>670.957</u>

A Companhia passou a efetuar a apropriação das despesas referentes à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSE e à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH na rubrica de deduções da receita operacional, tendo em vista as instruções e orientações do órgão regulador.

27.1. Suprimento de Energia Elétrica

O valor de R\$309.071 (R\$335.658 em 31 de dezembro de 2014) refere-se às receitas provenientes dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs, Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre – CCEALs e pela disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas.

27.2. Disponibilização do Sistema de Transmissão

O valor de R\$333.007 (R\$189.173 em 31 de dezembro de 2014) refere-se às receitas derivadas da disponibilização do sistema de Conexão e do Sistema de Transmissão a terceiros.

28. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Energia Elétrica de Curto Prazo	11.574	134.126	11.574	134.126
Custo com Energia Elétrica - Comprada de Terceiros	55.468	276.608	55.468	276.608
Encargo de Uso do Sistema	48.158	40.964	48.158	40.964
	<u>115.200</u>	<u>451.698</u>	<u>115.200</u>	<u>451.698</u>

28.1. Energia Elétrica de Curto Prazo

O valor de R\$11.574 (R\$134.126 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à aquisição de energia no Mercado de Curto Prazo, sendo este valor impactado diretamente pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e pelos Fatores de Ajuste do MRE - Mecanismo de Realocação de Energia os quais variam de acordo com as condições hidrológicas verificadas no país.

Notas Explicativas**28.2. Energia Elétrica Comprada de Terceiros**

O valor de R\$55.468 (R\$276.608 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à aquisição de energia de terceiros, negociados no Ambiente de Contratação Livre. Os valores estão sensivelmente inferiores em 2015, devido ao fim da necessidade de compra resultante da Lei Nº 12.783/13, a partir da qual a CEEE-GT teve usinas com a concessão prorrogada, de forma antecipada, alocando a totalidade de suas garantias físicas na forma de cotas para as distribuidoras, pelo prazo de 30 anos.

28.3. Encargo de Uso do Sistema

O valor de R\$48.158 (R\$40.964 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição de energia.

29. CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS**29. 1. Controladora**

Os saldos compõem-se de:

CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS	CONTROLADORA									
	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	115.333	122.411	-	-	44.129	39.780	6.259	17.974	165.721	180.165
Cláusula 25 CTP	-	-	-	-	-	-	261	732	261	732
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012.....	28.799	51.512	-	-	-	-	17.118	22.116	45.917	73.628
INSS - Empregador	40.779	42.226	-	-	-	-	335	927	41.114	43.153
Administradores	(2)	-	-	-	560	894	681	323	1.239	1.217
Subtotal Pessoal / Administradores	184.909	216.149	-	-	44.689	40.674	24.654	42.072	254.252	298.895
Empréstimo Fundação ELETROCEEE	12.702	9.357	-	-	-	-	-	-	12.702	9.357
Total Pessoal e Administradores	197.611	225.506	-	-	44.689	40.674	24.654	42.072	266.954	308.252
Material	6.833	5.976	-	-	624	847	-	-	7.457	6.823
Serviço de Terceiros	29.727	25.103	-	-	8.178	9.061	467	2.341	38.372	36.505
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos ...	-	-	-	-	-	-	-	30.842	-	30.842
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	-	-	-	-	-	-	2.145	-	2.145
Depreciação e Amortização	26.266	31.594	-	-	152	151	27	27	26.445	31.772
Custo de Construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	-	-	-	121	40	121	40
Arrendamento e Aluguéis	1.740	1.886	-	-	401	408	-	-	2.141	2.294
Seguros	598	602	-	-	32	32	-	-	630	634
Tributos	965	857	-	-	2.274	1.629	3.237	778	6.476	3.264
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	2.614	412	-	-	3.933	149.778	6.547	150.190
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	6.060	18.587	6.060	18.587
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	(342)	9.680	(342)	9.680
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	33	114	33	114
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	757	1.856	757	1.856
Reversão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperação de Despesas - Reversão Termogaúcha.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	45.576	(2.358)	45.576	(2.358)
Provisão Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	34.419	39.122	34.419	39.122
Fundação ELETROCEEE - Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	1.357	2.978	1.357	2.978
Acordos Judiciais Trabalhistas e Cíveis	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	8.407	8.650	-	-	485	416	8.034	11.549	16.926	20.615
TOTAL	272.147	300.174	2.614	412	56.835	53.218	128.334	309.551	459.930	663.355

Notas Explicativas**29. 2. Consolidado**

Os saldos compõem-se de:

CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS	CONSOLIDADO									
	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	115.333	122.411	-	-	44.129	39.780	6.582	17.974	166.044	180.165
Cláusula 25 CTP	-	-	-	-	-	-	261	732	261	732
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012.....	28.799	51.512	-	-	-	-	17.118	22.116	45.917	73.628
INSS - Empregador	40.779	42.226	-	-	-	-	335	927	41.114	43.153
Administradores	(2)	-	-	-	560	894	681	323	1.239	1.217
Subtotal Pessoal / Administradores	184.909	216.149	-	-	44.689	40.674	24.977	42.072	254.575	298.895
Empréstimo Fundação ELETROCEE	12.702	9.357	-	-	-	-	-	-	12.702	9.357
Total Pessoal e Administradores	197.611	225.506	-	-	44.689	40.674	24.977	42.072	267.277	308.252
Material	6.833	5.976	-	-	624	847	-	-	7.457	6.823
Serviço de Terceiros	29.727	25.103	-	-	8.178	9.061	467	2.341	38.372	36.505
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos ...	-	-	-	-	-	-	-	30.842	-	30.842
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	-	-	-	-	-	-	2.145	-	2.145
Depreciação e Amortização	26.266	31.594	-	-	152	151	27	27	26.445	31.772
Custo de Construção	111.194	83.146	-	-	-	-	-	-	111.194	83.146
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	-	-	-	121	40	121	40
Arrendamento e Aluguéis	1.740	1.886	-	-	401	408	-	-	2.141	2.294
Seguros	598	602	-	-	32	32	-	-	630	634
Tributos	965	857	-	-	2.274	1.629	3.259	778	6.498	3.264
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	2.614	412	-	-	3.933	149.778	6.547	150.190
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	6.060	18.587	6.060	18.587
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	(342)	9.680	(342)	9.680
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	33	114	33	114
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	757	1.856	757	1.856
Reversão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperação de Despesas - Reversão Termogáucha.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	45.576	(2.358)	45.576	(2.358)
Provisão Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	34.419	39.122	34.419	39.122
Fundação ELETROCEE - Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	1.357	2.978	1.357	2.978
Acordos Judiciais Trabalhistas e Cíveis	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	8.407	8.650	-	-	1.314	1.698	8.034	11.549	17.755	21.897
TOTAL	383.341	383.320	2.614	412	57.664	54.500	128.679	309.551	572.298	747.783

Notas Explicativas

30. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
OUTRAS RECEITAS				
Ganho nas Alienações e Outros Ganhos	1.061	32.804	1.061	32.804
Receita de Prestação de Serviços	9.970	-	9.970	-
Outras	6.727	3.417	6.727	3.417
	<u>17.758</u>	<u>36.221</u>	<u>17.758</u>	<u>36.221</u>
OUTRAS DESPESAS				
	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Perdas na Alienação e Desativação de Bens e Direitos	(8.162)	(12.490)	(8.162)	(12.490)
Outras	(4.224)	(3.638)	(4.224)	(3.638)
	<u>(12.386)</u>	<u>(16.128)</u>	<u>(12.386)</u>	<u>(16.128)</u>

31. RECEITA/DESPESA FINANCEIRA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
RECEITA FINANCEIRA				
Renda de Aplicações Financeiras.....	38.002	13.021	38.251	14.087
Receitas Financeiras com Parcelamentos	101	39	101	39
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	18.386	9.375	18.386	9.375
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais.....	9.329	4.126	9.329	4.126
Atualização das Quotas Subordinadas FIDC	187	7.163	187	7.163
Atualização das Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	99.993	106.389	99.993	106.389
Atualização Monetária da Indenização RBNI.....	70.166	37.178	70.166	37.178
Outras Receitas Financeiras	11.720	23.620	11.720	23.620
Total Receita Financeira	<u>247.884</u>	<u>200.911</u>	<u>248.133</u>	<u>201.977</u>
DESPESA FINANCEIRA				
Encargos de Dívidas	(9.216)	(8.811)	(9.216)	(8.811)
Despesas Financeiras com P&D	(5.011)	(3.152)	(5.011)	(3.152)
Despesas Financeiras com Empreendimentos	(499)	(4.051)	(499)	(4.051)
Despesa Financeira com Tributos.....	(3.072)	(489)	(3.072)	(489)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	(85.660)	(31.302)	(85.660)	(31.302)
Atualização das Quotas Subordinadas FIDC	(77)	(4.778)	(77)	(4.778)
Atualização Monetária dos Autos de Infração e Notificações.....	(114)	(349)	(114)	(349)
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	(1.960)	(5.283)	(1.960)	(5.283)
Variação das Notas do Tesouro Nacional - NTN-B.....	(80.807)	(38.534)	(80.807)	(38.534)
Outras Despesas Financeiras	(8.968)	(6.308)	(10.766)	(6.663)
Total Despesa Financeira	<u>(195.384)</u>	<u>(103.057)</u>	<u>(197.182)</u>	<u>(103.412)</u>
RESULTADO FINANCEIRO	<u>52.500</u>	<u>97.854</u>	<u>50.951</u>	<u>98.565</u>

Notas Explicativas

32. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Reconciliação da despesa com Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social – CSLL divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2015 e 2014:

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA			
	31/12/2015		31/12/2014	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido/Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL	66.419	66.419	(378.499)	(378.499)
IRPJ (15%) e CSLL (9%)	6.974	4.184	-	-
IRPJ - Adicional de 10%	4.625	-	-	-
Imposto de renda e contribuição antes das Adições e Exclusões	11.599	4.184	-	-
Ajustes Decorrentes da Lei nº 12.973/2014	(18.864)	(6.791)	-	-
Efeito líquido de provisões temporárias não dedutíveis constituídas/realizadas no exercício ...	25.509	9.184	-	-
Despesas não dedutíveis e outras adições permanentes.....	8.984	3.234	-	-
Receitas não tributáveis e outras exclusões permanentes.....	(13.608)	(4.899)	-	-
IRPJ e CS sobre Lucro real e base de cálculo da contribuição social antes das compensações	13.620	4.912	-	-
Incentivo PAT = 4%.....	(327)	-	-	-
Contribuições FECA - CEDICA/RS	(82)	-	-	-
Salário Maternidade - Prorrogação.....	(104)	-	-	-
Total IRPJ e CSLL Corrente	13.107	4.912	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(16.460)	(5.925)	(71.674)	(19.916)
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	(10.413)	(3.749)	(4.953)	(1.783)
IR CS Diferidos	(26.873)	(9.674)	(76.627)	(21.699)
Total IRPJ e CSLL	(13.766)	(4.762)	(76.627)	(21.699)

As controladas Transmissora de Energia Sul Brasil - TESB e Complexo Eólico Povo Novo apuram os referidos tributos através da metodologia de apuração do Lucro Presumido, totalizando 31 de dezembro de 2015 a despesa de R\$5.183 e R\$1.838 referente ao Imposto de Renda e à Contribuição Social, respectivamente.

33. INFORMAÇÕES POR SEGMENTOS

Em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 22 apresentamos as Demonstrações Financeiras, em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 das Unidades de Negócio: Geração e Transmissão. A coluna eliminações refere-se a operações entre os segmentos Geração e Transmissão.

33.1. Balanço Patrimonial

33.1.1. Ativo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
ATIVO	3.096.526	2.500.676	3.999.262	3.376.505	(4.059.423)	(2.859.088)	3.036.365	3.018.093
CIRCULANTE	1.827.256	1.501.185	2.401.820	2.221.540	(3.726.152)	(2.776.567)	502.924	946.158
Caixa e Equivalentes de Caixa	37.577	46.042	2.755	27.930	-	-	40.332	73.972
Investimentos em Títulos do Governo	41.090	130.258	108.873	345.137	-	-	149.963	475.395
Concessionárias e Permissonárias	86.789	21.293	43.647	34.049	(243)	(208)	130.193	55.134
Tributos a Recuperar	2.581	24.776	28.789	16.920	-	-	31.370	41.696
Estoques	944	985	6.494	7.504	-	-	7.438	8.489
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	58.873	18.712	-	-	58.873	18.712
Pagamentos Antecipados	8	33	871	932	-	-	879	965
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	-	-	-	222.634	-	-	-	222.634
Outros Créditos a Receber	1.658.267	1.277.798	2.151.518	1.547.722	(3.725.909)	(2.776.359)	83.876	49.161
NÃO CIRCULANTE	1.269.270	999.491	1.597.442	1.154.965	(333.271)	(82.521)	2.533.441	2.071.935
Contas a Receber	-	-	-	-	-	-	-	-
Tributos a Recuperar	609	4	1	1	-	-	610	5
Aplicações Financeiras	(4.070)	1.959	12.401	5.487	-	-	8.331	7.446
Depósitos Judiciais	21.594	22.710	27.241	26.860	-	-	48.835	49.570
IR e Contribuição Social Diferidos	(9.361)	-	48.076	-	-	-	38.715	-
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	92.436	34.911	269.990	52.362	(277.916)	(34.911)	84.510	52.362
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	357.203	332.976	-	-	357.203	332.976
Bens e Direitos Destinados à Alienação e Bens de Renda	2.073	2.100	971	971	-	-	3.044	3.071
Outros Créditos a Receber	345.345	235.125	457.794	450.793	(426)	(426)	802.713	685.492
Investimentos	417.809	375.217	230.757	232.924	(54.929)	(47.184)	593.637	560.957
Imobilizado	401.821	326.428	189.316	49.518	-	-	591.137	375.946
Intangível	1.014	1.037	3.692	3.073	-	-	4.706	4.110

Notas Explicativas

33.1.2. Passivo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
PASSIVO	3.096.526	2.500.676	3.999.262	3.376.505	(4.059.423)	(2.859.088)	3.036.365	3.018.093
CIRCULANTE	2.177.476	1.718.518	1.986.246	1.643.944	(3.726.136)	(2.776.567)	437.586	585.895
Fornecedores	75.212	69.634	106.851	58.793	(243)	(208)	181.820	128.219
Obrigações Trabalhistas	11.823	11.970	18.821	18.384	-	-	30.644	30.354
Obrigações Fiscais	10.533	3.175	31.394	7.649	-	-	41.927	10.824
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	7.860	74.022	21.387	163.596	-	-	29.247	237.618
Provisão para Benefícios a Empregados	31.234	30.499	29.246	30.524	-	-	60.480	61.023
Obrigações da Concessão	14.895	14.028	27.050	21.539	-	-	41.945	35.567
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	11.828	18.616	9.283	13.375	-	-	21.111	31.991
Outros Passivos	2.014.091	1.496.574	1.742.214	1.330.084	(3.725.893)	(2.776.359)	30.412	50.299
NÃO CIRCULANTE	615.168	535.822	774.119	481.834	(278.358)	(35.337)	1.110.929	982.319
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	60.676	44.617	221.577	152.134	-	-	282.253	196.751
Obrigações Fiscais	3.330	-	-	-	-	-	3.330	-
Provisão para Benefícios a Empregados	323.917	300.509	280.454	262.342	-	-	604.371	562.851
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	84.970	91.719	60.143	49.833	-	-	145.113	141.552
Obrigações da Concessão	2.675	1.419	2.358	1.029	-	-	5.033	2.448
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	17.850	-	(15.883)	-	-	-	1.967
Outros Passivos	139.600	79.708	209.587	32.379	(278.358)	(35.337)	70.829	76.750
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	303.882	246.336	1.238.897	1.250.727	(60.825)	(53.309)	1.481.954	1.443.754
Capital Social	65.769	65.769	582.708	572.761	(60.030)	(50.083)	588.447	588.447
Reserva de Incentivos Fiscais	339.209	339.209	870.095	870.095	-	-	1.209.304	1.209.304
Recursos Destinados a Aumento de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva de Lucros	53	54	1.417	3.172	(1.470)	(3.226)	-	-
Outros Resultados Abrangentes	18.928	56.108	(245.801)	(222.154)	-	-	(226.873)	(166.046)
Prejuízos Acumulados	(120.077)	(214.804)	30.478	26.853	675	-	(88.924)	(187.951)
Participação dos Não Controladores	-	-	-	-	5.896	6.125	5.896	6.125

33.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	261.599	340.084	401.813	332.701	(2.158)	(1.349)	661.254	671.436
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(208.964)	(565.701)	(291.735)	(271.145)	2.158	1.349	(498.541)	(835.497)
Custo com Energia Elétrica	(117.358)	(453.526)	-	-	2.158	1.349	(115.200)	(452.177)
Custo de Operação	(91.606)	(112.175)	(291.735)	(271.145)	-	-	(383.341)	(383.320)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO	52.635	(225.617)	110.078	61.556	-	-	162.713	(164.061)
Despesas Operacionais	(38.004)	(244.061)	(150.953)	(120.402)	-	-	(188.957)	(364.463)
Despesas com Vendas	(1.915)	(384)	(699)	(28)	-	-	(2.614)	(412)
Despesas Gerais e Administrativas	(13.474)	(16.005)	(44.190)	(38.495)	-	-	(57.664)	(54.500)
Outras Despesas Operacionais.....	(22.615)	(227.672)	(106.064)	(81.879)	-	-	(128.679)	(309.551)
Outras Receitas.....	5.984	33.901	11.774	2.320	-	-	17.758	36.221
Outras Despesas.....	(2.024)	(1.010)	(10.362)	(916)	-	-	(12.386)	(16.128)
RESULTADO DO SERVIÇO	18.591	(436.787)	(39.463)	(57.442)	-	-	(20.872)	(508.431)
Resultado de Participações Societárias	49.810	24.891	(8.879)	4.509	(2.262)	4.462	43.193	33.862
Receita/Despesa Financeira	11.498	42.748	39.453	55.817	-	-	50.951	98.565
RESULTADO ANTES DO IR E CS	79.899	(369.148)	(8.889)	2.884	(2.262)	4.462	73.272	(376.004)
Imposto de Renda Corrente	(2.192)	(2)	(16.098)	(2.261)	-	-	(18.290)	(2.263)
Imposto de Renda Diferido.....	2.853	12.232	24.020	64.395	-	-	26.873	76.627
Contribuição Social Corrente	(806)	-	(5.944)	(822)	-	-	(6.750)	(822)
Contribuição Social Diferido.....	1.027	2.752	8.647	18.947	-	-	9.674	21.699
LUCRO LÍQUIDO/PREJUÍZO DO PERÍODO	80.781	(354.166)	1.736	83.143	(2.262)	4.462	84.779	(280.763)
Lucro/Prejuízo Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	0,21	(0,91)	0,00	0,21	(0,01)	0	0,22	(0,73)
Lucro/Prejuízo Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	0,21	(0,91)	0,00	0,21	(0,01)	0	0,22	(0,73)

Notas Explicativas

34. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos compõem-se de:

		CONTROLADORA					
		31/12/2015					
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-D	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo							
Caixa e equivalente de caixa	5	35.517	-	-	-	-	35.517
Concessionárias e Permissionárias	6	-	8.814	-	-	-	8.814
Cedência de funcionários	9	296	997	290	-	-	1.583
Conta Gráfica	9	-	15.132	-	-	-	15.132
Mútuo CEEE-D	9	-	342.448	-	-	-	342.448
		35.813	367.391	290	-	-	403.494
Passivo							
Fornecedores	17	-	270	-	-	-	270
Contribuição Patrocinadora	21	-	-	-	15.883	-	15.883
Empréstimo circulante	20 e 21	-	-	4.161	74.815	-	78.976
		-	270	4.161	90.698	-	95.129
Resultado							
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	-	3.411	3.411
Suprimento de Energia Elétrica		-	355	-	-	-	355
Disponibilização do Sistema de Transmissão		-	52.301	-	-	-	52.301
Despesa operacional – Pessoal		-	-	-	(38.559)	-	(38.559)
Receita financeira		2.411	34.865	-	-	-	37.276
Despesa financeira		-	-	(607)	-	-	(607)
		2.411	87.521	(607)	(38.559)	3.411	54.177
CONTROLADORA							
31/12/2014							
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-D	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo							
Caixa e equivalente de caixa	5	14.748	-	-	-	-	14.748
Concessionárias e Permissionárias	6	-	5.942	-	-	-	5.942
Cedência de funcionários	9	345	553	292	-	-	1.190
Conta Gráfica	9	-	12.790	-	-	-	12.790
Mútuo CEEE-D	9	-	231.583	-	-	-	231.583
		15.093	250.868	292	-	-	266.253
Passivo							
Fornecedores	17	-	246	-	-	-	246
Contribuição Patrocinadora	21	-	-	-	14.972	-	14.972
Empréstimo circulante	20	-	-	8.322	-	-	8.322
Empréstimo não circulante	20 e 21	-	-	4.161	74.815	-	78.976
		-	246	12.483	89.787	-	102.516
Resultado							
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	-	2.015	2.015
Suprimento de Energia Elétrica		-	1.660	-	-	-	1.660
Disponibilização do Sistema de Transmissão		-	36.064	-	-	-	36.064
Despesa operacional – Pessoal		-	-	-	(46.487)	-	(46.487)
Receita financeira		3.219	7.583	-	-	-	10.802
Despesa financeira		-	-	(1.189)	-	(3.929)	(5.118)
		3.219	45.307	(1.189)	(46.487)	(1.914)	(1.064)

34.1. Pessoal chave da administração da entidade ou da respectiva controladora

A Companhia considera como pessoal-chave da administração seus Diretores e os Membros do Conselho Fiscal e do Conselho de Administração. O montante gasto com remuneração, encargos e benefícios dos Administradores em 31 de dezembro de 2015 foi de R\$2.156 (R\$2.498 em 31 de dezembro de 2014), contando com diretores empregados e não-empregados.

A remuneração dos Diretores empregados é composta por salário ou honorários mais a verba de representação, sendo que os custos dos Diretores estão contabilizados na rubrica de Pessoal.

A remuneração dos Diretores não-empregados com vínculo empregatício em outro órgão é composta do seu salário integral (reembolsado pela Companhia ao órgão de origem) mais a verba de representação. A remuneração dos Diretores não-empregados sem vínculo empregatício em outro órgão é composta de honorários mais a verba de representação.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
REMUNERAÇÃO / BENEFÍCIOS / ENCARGOS				
Conselho de Administração	330	310	330	310
Conselho Fiscal	135	147	135	147
Verba de Representação	187	193	187	193
Honorário Diretor não Empregado	187	193	187	193
Encargos	400	374	400	374
Subtotal	1.239	1.217	1.239	1.217
Diretores Empregados	917	1.281	917	1.281
Total	2.156	2.498	2.156	2.498

Notas Explicativas

35. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS FINANCEIROS

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros, sendo que o risco referente a tais operações é monitorado através de estratégias de posições financeiras, controles internos, limites e políticas de risco da Companhia.

Para os instrumentos financeiros cotados em mercado ativo, sua cotação representa o valor de mercado e para os demais, os respectivos valores contábeis, devido a sua natureza de realização, como segue:

Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Ativos Financeiros				
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado				
Caixa e Equivalentes de Caixa	5			
Número Disponível		2.467	27.397	3.893
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - CDB Especial		187	-	922
SIAC/BANRISUL		35.517	14.748	35.517
Aplicações Financeiras				
Quotas Subordinadas - FIDC	5	8.331	7.446	8.331
Empréstimos e Recebíveis				
Concessionárias e Permissionárias	6	130.193	55.134	130.193
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	13.5	-	222.634	-
Ativo Financeiro da Concessão	13	245.797	207.946	416.076
Disponível para Venda				
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar-CRC	10	149.963	475.395	149.963
		<u>572.455</u>	<u>1.010.700</u>	<u>744.895</u>
Passivos Financeiros				
Mensurados ao Custo Amortizado por Meio do Resultado				
Fornecedores	17	83.225	125.513	181.820
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	311.500	291.428	311.500
TOTAL		<u>394.725</u>	<u>416.941</u>	<u>493.320</u>

35.1. Gerenciamento de Riscos Financeiros

Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos obtidos em moeda nacional junto a instituições financeiras estão compatíveis com o valor de tais operações.

As contas a receber de Concessionárias, Permissionárias e Consumidores Livres referem-se a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede e vendas de energia na CCEE, e estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$123.520.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia são os seguintes:

35.1.1. Risco de Crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas decorrentes de um cliente ou de uma contraparte em um instrumento financeiro, decorrentes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais.

O valor contábil dos ativos financeiros que representam a exposição máxima ao risco do crédito na data das Demonstrações Financeiras foi:

Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	38.171	42.145	40.332
Aplicações Financeiras - Quotas Subordinadas FIDC	5	8.331	7.446	8.331
Concessionárias e Permissionárias	6	130.193	55.134	130.193
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	13.5	-	222.634	-
Ativo Financeiro da Concessão	13	245.797	207.946	416.076
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	149.963	475.395	149.963
TOTAL		<u>572.455</u>	<u>1.010.700</u>	<u>744.895</u>

Os saldos apresentados em Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras de Longo Prazo referem-se respectivamente a recursos depositados em instituições bancárias e a montantes aplicados no Sistema Integrado de Administração de Caixa – SIAC/BANRISUL bem como as quotas subordinadas do FIDC.

O risco inerente às aplicações e investimentos que a Companhia possui é considerado baixo uma vez que são oriundos, conforme legislação vigente, de aplicações no Banco do Estado do Rio Grande do Sul e de investimentos em Notas do Tesouro Nacional, Série B – NTN – B.

Notas Explicativas

O recebimento da indenização dos empreendimentos da Rede Básica de Novos Investimentos – RBNI, conforme Anexo II da Portaria Interministerial nº 580, de 1/11/2012 será realizado em trinta (30) parcelas mensais, corrigidas por IPCA mais WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*) de 5,59% real ao ano e possui risco considerado baixo uma vez que se trata de um montante a receber do Poder Concedente.

O segmento de Geração da empresa CEEE-GT possui Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs e no Ambiente Livre - CCEALs. As receitas atreladas a estes contratos possuem, como forma de mitigação dos riscos de crédito, mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes, Cartas de Fiança Bancária, Cartas de Fiança Corporativa ou Certificados de Depósito Bancário – CDBs.

A receita proveniente de usinas prorrogadas e que disponibilizam energia na forma de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência tem como garantia de pagamento os Contratos de Constituição de Garantia (CCGs) celebrados entre distribuidora e órgãos reguladores.

No geral a Administração entende que o risco de crédito no qual a Companhia está exposta é baixo, devido às características das contrapartes, as garantias financeiras apresentadas e a diversificação de clientes.

I. Perdas por redução no valor recuperável – (Impairment)

A Companhia mensura pelo custo histórico de aquisição ou construção o seu imobilizado e intangível, deduzido de depreciação e amortização acumulada, respectivamente, e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumuladas.

II. Garantias

A Companhia concedeu garantia quando da captação de recursos através do Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC, sendo que parte do contas a receber é repassada ao Fundo no momento do faturamento, até o limite da parcela mensal.

III. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.

35.1.2. Risco de Preço

O segmento de Geração tem uma remuneração chamada de Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG, referente à disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas. Esta variável é reajustada anualmente pela variação do IPCA e revisada a cada cinco anos, sendo uma das componentes da Receita Anual de Geração – RAG, a qual deve permitir, de acordo com o contrato de concessão, a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

Outra parcela da remuneração, proveniente dos CCEARS e CCEALs, tem seus preços definidos a partir de leilões regulados ou chamadas/ofertas públicas, cujos contratos apresentam cláusulas de reajuste por índices de inflação como IPCA e IGPM.

A energia não comercializada fica sujeita às variações do preço de mercado, e aquela não vendida em contrato é liquidada ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, valor calculado e divulgado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, cujos limites máximos e mínimos são estabelecidos anualmente pela ANEEL.

O segmento de Transmissão tem sua remuneração definida pela ANEEL através da receita permitida e reajustada, conforme cláusulas contratuais ou pelo IGP-M ou pelo IPCA. As receitas, de acordo com o contrato de concessão, devem permitir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Notas Explicativas

35.1.3. Risco de Mercado

No Ambiente de Contratação Regulada - ACR o risco de mercado é baixo por envolver agentes de distribuição que compram sua energia em leilões promovidos pelos órgãos reguladores do Setor Elétrico. Essas empresas têm contratos de concessão de longo prazo, portanto mais estáveis.

No Ambiente de Contratação Livre - ACL os agentes negociam a compra e venda em condições livremente acordadas entre as partes, à exceção de empresas estatais, cujos contratos são resultado de ofertas e chamadas públicas. Os contratos no ACL normalmente possuem menor duração se comparados com o ACR, sendo um mercado mais dinâmico, o que pode trazer inconsistências econômicas e contratuais provenientes da concorrência entre as empresas, tornando os agentes, no geral, mais instáveis.

As Cotas de Garantia Física de Energia e Potência são alocadas, através de procedimentos estabelecidos pela ANEEL, às distribuidoras do país, apresentando baixo risco de mercado.

35.1.4. Risco da Taxa de Câmbio

Este risco decorre da possibilidade de perda por conta da variação cambial. O resultado das operações da Companhia é afetado pelo fator do risco cambial em virtude do seu endividamento atrelado à moeda estrangeira.

O risco cambial está atrelado aos contratos de Empréstimos e Financiamentos, vinculados ao Dólar Americano e que não possuem dispositivos de proteção contra alterações na taxa de câmbio.

I. Análise de sensibilidade

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2015 cuja cotação do dólar corresponde a R\$3,90 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio prevista na mediana das expectativas de mercado do Bacen para 31/03/2016, correspondente ao dólar a R\$4,05. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de depreciação cambial de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente.

Itens	Cenário Base em 31/12/2015	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	209.712	240.162	300.203	360.243
Passivo Líquido Exposto	209.712	240.162	300.203	360.243
Efeito Líquido da Variação Cambial			60.041	120.081

35.1.5. Risco de Liquidez

Risco de liquidez é o risco que a Companhia irá encontrar dificuldades em cumprir com as obrigações associadas com seus passivos financeiros. A CEEE-GT se utiliza do monitoramento constante de seu fluxo de caixa, observando a política de caixa mínimo visando à necessidade de captação de recursos para assegurar a capacidade de pagamentos. A gestão das aplicações financeiras tem como foco instrumento de curtíssimo prazo, com liquidez diária.

Notas Explicativas

A tabela demonstra os valores esperados de liquidação em cada faixa de tempo.

Nota Explicativa	CONTROLADORA				
	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5 anos
Ativos Financeiros					
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	38.171	38.171	-	-
Aplicações Financeiras - Quotas Subordinadas FIDC	5	8.331	-	8.331	-
Concessionárias e Permissionárias	6	130.193	130.193	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	13	245.797	50.549	-	195.248
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC ...	10	149.963	149.963	-	-
		572.455	368.876	8.331	195.248
Passivos Financeiros					
Fornecedores	17	83.225	83.225	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	564.608	42.127	47.833	372.618
		647.833	125.352	47.833	372.618

Nota Explicativa	CONSOLIDADO				
	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5 anos
Ativos Financeiros					
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	40.332	40.332	-	-
Aplicações Financeiras - Quotas Subordinadas FIDC	5	8.331	-	8.331	-
Concessionárias e Permissionárias	6	130.193	130.193	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	13	416.076	18.712	-	397.364
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC ...	10	149.963	149.963	-	-
		744.895	339.200	8.331	397.364
Passivos Financeiros					
Fornecedores	17	181.820	181.820	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	564.608	42.127	47.833	372.618
		746.428	223.947	47.833	372.618

35.1.6. Gestão de Capital

A Companhia visa uma estrutura de capital que seja coerente com o cenário macroeconômico e setorial e que também seja capaz de salvaguardar sua capacidade de continuidade a fim de que se mantenha a confiança do investidor e que seja possível a captação de novos financiamentos para garantir a execução de seus investimentos.

Por meio de uma estrutura de capital saudável é possível equilibrar o saldo de dívidas e de patrimônio e para manter ou ajustar a sua estrutura de capital, a Companhia tem a possibilidade de revisar a sua prática de pagamento de dividendos, de alongar o perfil de sua dívida bem como de alienar os ativos alheios à concessão.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora a sua estrutura de capital por meio do endividamento do patrimônio líquido. Esse índice corresponde à dívida líquida expressa como percentual do capital próprio. A dívida líquida corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazo), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e de investimentos em títulos do governo. O capital próprio corresponde ao patrimônio líquido.

Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Endividamento				
Empréstimos e Financiamentos	20	311.500	291.428	311.500
Caixa e equivalentes de caixa	5	(38.171)	(42.145)	(40.332)
Investimento em Títulos do Governo	10	(149.963)	(475.395)	(149.963)
Dívida Líquida		123.366	(226.112)	121.205
Patrimônio Líquido		1.481.954	1.443.754	1.487.850
Endividamento do Patrimônio Líquido		0,08	(0,16)	0,08

Do endividamento total de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2015, 9,39% (32,49% em 31 de dezembro de 2014) estão registrados no passivo circulante e 90,61% (67,51% em 31 de dezembro de 2014) no passivo não circulante.

35.1.7. Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta da flutuação da taxa de juros e também da variação dos índices atrelados a inflação, visto que seus empréstimos e financiamentos são vinculados a esses índices. Também há a possibilidade de redução na receita financeira relativa às aplicações financeiras. Estas taxas são constantemente monitoradas no sentido de se avaliar o impacto das mesmas no resultado da Companhia.

Notas Explicativas

I. Análise de sensibilidade

As operações da Companhia são indexadas a taxas pré e pós-fixadas, sendo as taxas pós-fixadas, por CDI e IPCA. A CEEE-GT desenvolveu a análise de sensibilidade com o objetivo de mensurar o impacto das taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre os seus passivos financeiros expostos a tais riscos.

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2015 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores - CDI/Selic previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 31/12/2015. Para os cenários possível e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

		CONTROLADORA				
	Nota Explicativa	Índices	Cenário Base em 31/12/2015	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	20					
Eletrobrás - RGR		Sem Risco	4.161	4.161	4.161	4.161
FIDC V		CDI	28.590	29.089	31.295	32.993
BNDES		TJLP	69.037	67.228	76.197	87.979
			101.788	100.478	111.653	125.133
Exposição Líquida			(101.788)	(100.478)	(111.653)	(125.133)
Efeito esperado no Resultado				1.310	(11.175)	(13.480)

		CONSOLIDADO				
	Nota Explicativa	Índices	Cenário Base em 31/12/2015	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	20					
Eletrobrás - RGR		Sem Risco	4.161	4.161	4.161	4.161
FIDC V		CDI	28.590	29.089	31.295	32.993
BNDES		TJLP	69.037	67.228	76.197	87.979
			101.788	100.478	111.653	125.133
Exposição Líquida			(101.788)	(100.478)	(111.653)	(125.133)
Efeito esperado no Resultado				1.310	(11.175)	(13.480)

Além da análise de sensibilidade em atendimento à Instrução CVM nº475/08, a Companhia avaliou os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido de seus instrumentos financeiros tendo em vista os riscos avaliados na data das Demonstrações Financeiras conforme sugerido no CPC 40 e IFRS 7.

Sendo assim, a administração de uma maneira geral, entende que os possíveis efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna do cenário projetado provável da tabela acima.

Notas Explicativas

35.1.8. Valor Justo

Os valores justos dos ativos e passivos financeiros, juntamente com os valores contábeis apresentados no balanço patrimonial, são os seguintes:

	Nota Explicativa	CONTROLADORA	
		Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5	38.171	38.171
Aplicações Financeiras -Quotas Subordinadas FIDC.....	5	8.331	8.331
Concessionárias e Permissionárias.....	6	130.193	130.193
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	10	149.963	149.963
Ativo Financeiro da Concessão	13	245.797	245.797
Total		572.455	572.455
Passivos Financeiros			
Fornecedores.....	17	83.225	83.225
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	20	311.500	564.608
Total		394.725	647.833
	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5	40.332	40.332
Aplicações Financeiras -Quotas Subordinadas FIDC.....	5	8.331	8.331
Concessionárias e Permissionárias.....	6	130.193	130.193
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	10	149.963	149.963
Ativo Financeiro da Concessão	13	416.076	416.076
Total		744.895	744.895
Passivos Financeiros			
Fornecedores.....	17	181.820	181.820
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	20	311.500	564.608
Total		493.320	746.428

Assume-se que os instrumentos financeiros que a Companhia possui, exceto na rubrica Empréstimos e Financiamentos, estão registrados com um valor próximo ao seu respectivo valor de mercado, em razão da sua natureza e prazo de realização.

35.1.9. Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos 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).

A tabela abaixo apresenta instrumentos financeiros registrados pelo valor justo, utilizando um método de avaliação.

Notas Explicativas

CONTROLADORA				
	Valor contábil 31/12/2015	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Caixa e Equivalentes de Caixa				
Numerário Disponível.....	2.467	2.467	-	-
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - CDB Especial	187	-	187	-
SIAC/BANRISUL.....	35.517	-	35.517	-
Aplicações Financeiras-Quotas Subordinadas do FIDC	8.331	8.331	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	149.963	149.963	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	245.797	-	-	245.797
	<u>442.262</u>	<u>160.761</u>	<u>35.704</u>	<u>245.797</u>

CONSOLIDADO				
	Valor contábil 31/12/2015	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Caixa e Equivalentes de Caixa				
Numerário Disponível.....	3.893	3.893	-	-
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - CDB Especial	922	-	3.319	-
SIAC/BANRISUL.....	35.517	-	35.517	-
Aplicações Financeiras-Quotas Subordinadas do FIDC	8.331	8.331	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	149.963	149.963	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	416.076	-	-	416.076
	<u>614.702</u>	<u>162.187</u>	<u>38.836</u>	<u>416.076</u>

35.1.10. Apuração do Valor Justo

Nível 1 – O valor justo das quotas subordinadas do FIDC, Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata e dos Investimentos em Títulos do Governo foi apurado e registrado levando-se em consideração as cotações de mercado ou informações de mercado que possibilitaram tal cálculo.

Nível 2 – O valor justo da aplicação SIAC/BANRISUL e da Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI, uma vez que não possui mercado ativo, é avaliado utilizando metodologia de avaliação/apreçamento.

Nível 3 – O valor justo do Ativo Financeiro da Concessão foi apurado por meio de técnicas que usam variáveis que tenham efeito significativo no valor justo registrado, mas que não são baseadas em dados observáveis no mercado.

35.2. Gerenciamento de Riscos Relacionados à Companhia e suas Operações

35.2.1. Riscos Hidrológicos

O suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN é realizado, na sua maior parte, a partir de usinas hidrelétricas, as quais estão sujeitas ao risco de escassez de água ao longo do tempo. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, cada usina hidrelétrica está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na sua região geográfica como em outras regiões do país.

O arranjo institucional estabelecido pelo Poder Concedente procura reduzir o risco hidrológico destes empreendimentos através da definição de uma garantia física e da instituição do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Este mecanismo é um instrumento financeiro de compartilhamento do risco hidrológico entre todos os agentes de geração hidrelétricos, sendo compulsório para todas as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da Garantia Física, poderá resultar em exposições no Mercado de Curto Prazo – MCP, podendo impactar negativamente a Companhia, apesar dos mecanismos de mitigação de risco existentes.

O risco hidrológico associado às usinas que foram prorrogadas no âmbito da Lei nº 12.783/2013, o que no caso da CEEE-GT representa cerca de 47% de sua garantia física, são de responsabilidade das empresas Distribuidoras que recebem as Cotas de Garantia Física de Energia e Potência.

Notas Explicativas

35.2.2. Riscos Ambientais

O Brasil possui uma das legislações ambientais mais severas do mundo. A legislação brasileira impõe sanções que responsabilizam e exigem um grande esforço das empresas nacionais para o seu atendimento. Os processos de produção envolvidos no setor de geração e transmissão de energia produzem impactos ambientais, muitas vezes significativos, que precisam ser prevenidos e minimizados, sob pena de acarretarem grandes prejuízos ao meio ambiente e conseqüentemente ao agente responsável, independentemente da ação ter sido realizada inadvertidamente. Desta forma, além dos recursos financeiros necessários para a recuperação da área atingida pela degradação ambiental, a empresa responsável poderá ter seus dirigentes envolvidos em processos civis, administrativos e penais.

A recuperação de áreas afetadas ambientalmente normalmente exige recursos expressivos que poderiam ser destinados a novos investimentos voltados exclusivamente para a atividade fim da Companhia.

A questão da sustentabilidade, envolvendo as áreas ambiental, social e financeira, tem levado as empresas a buscarem ferramentas que possibilitem desenvolver suas atividades respeitando estes aspectos e potencializando diretrizes e políticas que viabilizem a integração de seus processos produtivos de forma a atender os interesses da sociedade, respeitando o meio ambiente e propiciando uma constante expansão e crescimento do seu negócio.

36. SEGUROS

Os ativos com cobertura para incêndio, queda de raio, explosões e danos elétricos foram aqueles considerados essenciais, em que ocorrendo o sinistro, implicará na possibilidade de comprometer a garantia e a confiabilidade na continuidade da prestação de serviço. O seguro patrimonial foi contratado junto à TOKIO MARINE BRASIL SEGURADORA S/A, contrato 9947695 foi renovado por mais 12(doze), meses tendo vigência de 11/04/2015 até 11/04/2016. O valor do ativo segurado no segmento Geração é de R\$68.851 e o prêmio é R\$110 e no de Transmissão é de R\$270.224 e o prêmio é R\$420.

37. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

37.1. Reajuste Tarifário – Geração

A Resolução Homologatória nº 1.924, de 28 de julho de 2015, reajustou a Receita Anual de Geração – RAG associada às Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das usinas hidrelétricas prorrogadas da CEEE-GT, nos termos da Lei nº 12.783/2013. Para estas usinas a RAG homologada é de R\$ 63.335 para o período de 1º de julho de 2015 a 30 de junho de 2016, um aumento de 21% em relação ao período anterior. A essa receita homologada são adicionados os custos incorridos com CFURH, PIS/PASEP e COFINS, os quais são ressarcidos pelas distribuidoras.

37.2. Receita Anual Permitida da Transmissão

37.2.1. Reajuste Tarifário - Transmissão

A Resolução Homologatória nº 1.918 de 23 de junho de 2015 publicada no Diário Oficial da União em 29 de junho do mesmo ano, estabeleceu as Receitas Anuais Permitidas pela disponibilização das instalações sob responsabilidade das concessionárias de serviço público de transmissão de energia. Conjuntamente com a Nota Técnica 159/2015 - SGT/ANEEL de 17 de junho de 2015 ajustou a RAP da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEE-GT para o ciclo 2015-2016 no montante de R\$287.165, sendo R\$265.237 para o Contrato de Concessão nº055/2001 e R\$21.928 para o Contrato de Concessão nº080/2002. Desconsiderando a Parcela de Ajuste do período, que será descontada durante o ciclo 2015-2016, estes valores representam um acréscimo de 15,74% em relação ao ciclo 2014-2015, resultado do desempenho da Transmissora na execução de seus Reforços e do Reajuste Monetário do período em consonância com o índice estabelecido em cada contrato de concessão.

Notas Explicativas

37.3. Investimentos

O montante de R\$115.882 refere-se a todos os dispêndios realizados no exercício de 2015 a título de Investimentos.

	31/12/2014	Adições	Baixas	Depreciação	Obrigações Especiais	31/12/2015
Imobilizado da Concessão CEEE-GT	1.437.919	115.882	(29.572)	(52.161)	152	1.472.220
	1.437.919	115.882	(29.572)	(52.161)	152	1.472.220

*Informações não auditadas

Destacam-se, entre os principais projetos nos quais foram aplicados recursos (adições) no exercício de 2015, os seguintes:

	Adições
Concessão	65.484
Em Subestações	64.256
SE São Borja 2	10.704
SE UHE Passo Real	12.500
SE Scharlau	4.964
SE Ijuí	4.902
SE Pelotas 3	11.226
SE Santo Ângelo	7.210
SE Bagé	2.002
SE Taquara	1.964
SE Cidade Industrial	1.812
SE Venâncio Aires	2.492
SE Guarita	4.480
Em Linhas de Transmissão	1.228
LT 230KV PELOTAS 3 - PAL 9 - IMPLAN CABO OPGW	597
LT 230 KV SCHARLAU x UTE CHARQ.95SCHARLAU x SECC. SCHARLAU/UTE CHARQ)	325
LT 230KVCAM3XGUA2 EMERG CABCOB EST359X360	306
Concessionária	1.026

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS

Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor

LEONARDO HOFF

Diretor

LUIS CARLOS SACIOTO TADIELLO

Diretor

JÚLIO ELÓI HOFER

Diretor

CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES

Diretor

ELISANGELA MOURA RODRIGUES

Contadora CRCRS 62384

Pareceres e Declarações / Relatório do Auditor Independente - Com Ressalva

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas

Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT (a "Companhia" ou a "Controladora") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT e sua controlada ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva.

Base para opinião com ressalva

Conforme mencionado na Nota 21.6 às demonstrações financeiras, a Companhia através da Fundação CEEE de Seguridade Social - Eletroceee concede aos seus empregados planos de previdência complementar, os quais são denominados CEEEPREV e Plano Único. Este último é um plano de previdência complementar da modalidade de benefício definido, e recebe contribuições paritárias entre patrocinadora e participante. Em 31 de dezembro de 2015 este plano apresentava déficit atuarial no montante de R\$ 212.913 mil (2014 – R\$ 130.001 mil), calculado com base no método de crédito unitário projetado de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia reconheceu uma provisão para fazer frente ao referido passivo atuarial no montante de R\$ 106.457 mil (2014 – R\$ 65.000 mil), equivalente a 50% do déficit atuarial apurado nesta data ("paridade"). Entendemos que, para fins de reconhecimento contábil do saldo passivo decorrente de déficit atuarial, este somente poderia ser registrado contabilmente limitado a razão de 50%, nos termos da Lei Complementar no 108/2001, se o saldo do déficit atuarial calculado de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados estivesse equacionado mediante acordo aprovado entre as partes (patrocinadora e participante). Dessa forma, o passivo está apresentado a menor e o patrimônio líquido a maior no montante de R\$ 106.456 mil (2014 – R\$ 65.001 mil) em 31 de dezembro de 2015 e o prejuízo do exercício está apresentado a menor em R\$ 5.714 mil (2014 – R\$ 6.566 mil).

Opinião com ressalva

Em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito no parágrafo "Base para opinião com ressalva", as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT e da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT e sua controlada em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Ênfase

Impactos da Lei 12.783/2013

Conforme descrito na Nota 9.5 às demonstrações financeiras, nos termos da Lei nº 12.783/2013, a Companhia obteve um laudo de

avaliação que determina que o Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, e que são sujeitos à indenização, montam a R\$ 1.045.354 mil. Conforme também descrito na Nota 9.5, em 4 de fevereiro de 2016, a Companhia recebeu da ANEEL um termo de notificação determinando que os referidos ativos montam R\$ 836.283 mil. O reconhecimento contábil desse diferencial depende da homologação pela ANEEL do valor final a ser indenizado, bem como da definição de forma e prazo de recebimento pelo Ministério de Minas e Energia. Desta forma, a Companhia registra, desde 2012, o valor de custo desses ativos, no montante de R\$ 415.022 mil. Nossa opinião não está sendo ressalvada em função desse assunto.

Outros assuntos

Informação suplementar - Demonstrações do Valor Adicionado

Examinamos também as Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito no parágrafo “Base para opinião com ressalva”, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 “F” RS

Pareceres e Declarações / Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, em cumprimento às disposições legais e estatutárias, conheceu o Relatório da Administração e procedeu ao exame das Demonstrações Contábeis referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015, compostas do Balanço Patrimonial, da Demonstração do Resultado do Exercício, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa, do Valor Adicionado e das Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes, bem como se inteirou da proposta relativa à destinação do resultado do exercício.

O Conselho Fiscal considerando o trabalho de acompanhamento da Empresa desenvolvido ao longo do exercício, apoiado pela análise da documentação apresentada, pelas informações prestadas pela Administração, pela Divisão Contábil e no Parecer da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, manifesta que endossa a ressalva e a ênfase contidas no Parecer dos Auditores Independentes, e opina que exceto pelos possíveis efeitos decorrentes da ressalva em questão, as Demonstrações Contábeis representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, as posições patrimoniais e financeiras da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT em 31 de dezembro de 2015, entendendo assim que as referidas Demonstrações Financeiras estão em condições de serem submetidas à deliberação da Assembleia Geral Ordinária de Acionistas da Empresa.

Porto Alegre, 28 de março de 2016

Humberto Brandão Canuso
Presidente do Conselho Fiscal

Pedro Paulo da Cunha
Conselheiro

Olmiro Cavazzola
Conselheiro

Leandro Sonne
Conselheiro

Adriana Furlanetto
Conselheira

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração, tendo examinado o Relatório da Administração, o Balanço Patrimonial, a Demonstração do Resultado do Exercício, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Fluxo de Caixa, a Demonstração do Valor Adicionado e as respectivas Notas Explicativas, referentes ao Exercício de 2015, encerrado em 31 de dezembro de 2015, documentos esses assinados pelos administradores responsáveis pela Empresa, considerando os pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, manifesta-se por unanimidade, pela aprovação dos referidos documentos e submete a matéria à apreciação dos Acionistas.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.

Artur José de Lemos Júnior
Presidente do Conselho de Administração

Paulo de Tarso Pinheiro Machado
Vera Inêz Salgueiro Lermen
Ivan Jorge Bechara Filho
Vicente José Rauber
Ademir Baretta
Daniel Vargas de Farias
Sidney do Lago Júnior

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras**DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

Em atendimento a Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 92.715.812/0001-31, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da CEEE-GT relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS
Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor

LEONARDO HOFF
Diretor

LUIZ CARLOS SACILOTO TADIELLO
Diretor

JÚLIO ELÓI HOFER
Diretor

CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES
Diretor

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

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE O RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento A Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 92.715.812/0001-31, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no Relatório da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes relativamente às Demonstrações Financeiras da CEEE-GT referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015, exceto quanto à ressalva apontada, conforme o conteúdo da nota explicativa nº 21.6.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS
Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor

LEONARDO HOFF
Diretor

LUIZ CARLOS SACIOTO TADIELLO
Diretor

JÚLIO ELÓI HOFER
Diretor

CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES
Diretor