

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A. CNPJ Nº 83.878.892/0001-55 / NIRE 42 3 0001127-4

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2014 e 2013
(valores expressos em milhares de reais)

Ativo	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Circulante				
Caixa e Equivalentes de Caixa (Nota 7)	16.916	30.006	449.789	664.506
Contas a Receber de Clientes (Nota 9)	-	-	1.016.683	788.205
Estoques	-	-	8.710	11.958
Tributos a Recuperar ou Compensar (Nota 13)	4.102	6.976	53.876	98.957
Dividendos a Receber (Nota 10)	129.451	42.941	14.212	2.771
Ativo Indenizatório – concessão (Nota 12)	-	-	2.890.451	-
Outras Contas a Receber (Nota 10)	19	2.038	763.772	107.673
	150.488	81.961	5.197.493	1.674.070
Não Circulante				
Títulos e Valores Mobiliários (Nota 8)	137.478	121.443	137.478	121.443
Contas a Receber de Clientes (Nota 9)	-	-	6.398	7.170
Outros Créditos com Partes Relacionadas (Nota 14)	4.262	15.191	4.262	15.191
Tributos Diferidos (Nota 18)	-	-	130.068	316.517
Tributos a Recuperar ou Compensar (Nota 13)	-	-	18.732	10.418
Depósitos Judiciais (Nota 24)	16.640	8.781	144.685	143.761
Ativo Indenizatório – Concessão (Nota 12)	-	-	-	2.682.713
Outras Contas a Receber	-	-	2.003	2.960
Investimentos em Controladas e Coligadas (Nota 15)	2.160.922	1.964.198	195.621	181.471
Intangível (Nota 17)	7.960	8.463	102.037	250.920
Imobilizado (Nota 16)	56	61	232.350	221.129
	2.327.318	2.118.137	973.634	3.953.693
Total do Ativo	2.477.806	2.200.098	6.171.127	5.627.763

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A.
CNPJ Nº 83.878.892/0001-55 / NIRE 42 3 0001127-4

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2014 e 2013
(valores expressos em milhares de reais)

Passivo	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Circulante				
Fornecedores (Nota 19)	1.928	1.285	689.343	557.854
Empréstimos e Financiamentos (Nota 20)	-	-	322.586	199.686
Debêntures (Nota 21)	-	-	4.120	4.631
Salários e Encargos Sociais	669	899	120.371	109.474
Tributos e Contribuições Sociais (Nota 22)	1.426	4.684	169.288	167.486
Dividendos e Juro sobre Capital Próprio a pagar	122.219	47.657	122.219	47.657
Taxas Regulamentares (Nota 23)	-	-	113.208	174.621
Outros Passivos de Partes Relacionadas (Nota 14)	-	-	15.106	14.263
Passivo Atuarial (Nota 25)	-	-	170.853	172.275
Outros Passivos	216	221	36.128	43.713
	126.458	54.746	1.763.222	1.491.660
Não Circulante				
Empréstimos e Financiamentos (Nota 18)	-	-	233.879	178.953
Debêntures (Nota 21)	-	-	298.768	298.402
Tributos Diferidos (Nota 18)	-	-	15.412	13.633
Taxas Regulamentares (Nota 23)	-	-	185.105	112.159
Provisão para Contingências (Nota 24)	7.890	7.890	296.517	505.805
Passivo Atuarial (Nota 25)	-	-	1.032.291	887.214
Outros Passivos	-	-	2.475	2.475
	7.890	7.890	2.064.447	1.998.641
Patrimônio Líquido (Nota 26)				
Capital Social	1.017.700	1.017.700	1.017.700	1.017.700
Reservas de Capital	316	316	316	316
Reservas de Lucros	1.321.557	922.665	1.321.557	922.665
Ajuste de Avaliação Patrimonial	(20.485)	190.313	(20.485)	190.313
Dividendos Adicionais a Distribuir	24.370	6.468	24.370	6.468
	2.343.458	2.137.462	2.343.458	2.137.462
Total do Passivo	2.477.806	2.200.098	6.171.127	5.627.763

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A.
CNPJ Nº 83.878.892/0001-55 / NIRE 42 3 0001127-4

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS

Em 31 de dezembro de 2014 e 2013
(valores expressos em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Receita (Nota 28.1)	-	-	6.246.243	4.872.377
Receita das Vendas e Serviços	-	-	5.446.423	4.568.921
Receita de Construção – CPC 17	-	-	346.924	303.456
Receita Parcela A – CVA	-	-	452.896	-
Custos (Nota 28.2)	-	-	(5.225.067)	(4.052.547)
Custo das Vendas e Serviços	-	-	(4.878.143)	(3.749.091)
Custo de Construção – CPC 17	-	-	(346.924)	(303.456)
Lucro Bruto	-	-	1.021.176	819.830
Despesas com Vendas (Nota 28)	-	-	(154.191)	(214.430)
Despesas Gerais e Administrativas (Nota 28)	(29.098)	(34.360)	(319.089)	(346.646)
Outras Receitas/Despesas, Líquidas (Nota 28)	16	-	200.592	(138.666)
Resultado de Equivalência Patrimonial (Nota 15)	524.620	191.277	38.517	24.939
Resultado Operacional	495.538	156.917	787.005	145.027
Receitas Financeiras (Nota 28.3)	19.737	67.369	241.215	267.469
Despesas Financeiras (Nota 28.3)	(2.220)	(1.548)	(193.705)	(116.185)
Resultado Financeiro	17.517	65.821	47.510	151.284
Resultado Antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social	513.055	222.738	834.515	296.311
Imposto de Renda e Contribuição Social (Nota 18)	-	(23.864)	(321.460)	(97.437)
Corrente	-	-	(41.104)	(43.419)
Diferido	-	(23.864)	(280.356)	(54.018)
Lucro Líquido do Exercício	513.055	198.874	513.055	198.874
Lucro por Ação Atribuível aos Acionistas da Companhia Durante o Exercício (expresso em R\$ por ação)				
Lucro Básico por Ação				
Ações Ordinárias Nominativas	12,5515	4,8653	12,5515	4,8653
Ações Preferenciais Nominativas	13,8066	5,3518	13,8066	5,3518
Lucro Diluído por Ação				
Ações Ordinárias Nominativas	12,5515	4,8653	12,5515	4,8653
Ações Preferenciais Nominativas	13,8066	5,3518	13,8066	5,3518

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

**Celesc**

Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A.**CNPJ Nº 83.878.892/0001-55 / NIRE 42 3 0001127-4****DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMONIO LÍQUIDO**

Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013

(valores expressos em milhares de reais)

Controladora/Consolidado

	Capital Social	Reservas			Dividendos Disposição AGO	Ajustes Avaliação Patrimonial		Lucro /Prejuízo Acumulado	Total
		Capital	Legal	Retenção de Lucros		Custo Atribuído	Passivo Atuarial		
Saldos em 31 de dezembro de 2012	1.017.700	316	102.489	646.044	-	136.872	(126.088)	-	1.777.333
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	198.874	198.874
Realização do Custo Atribuído, Líquido de Impostos	-	-	-	-	-	(31.937)	-	31.937	-
Destinação do Lucro									
Constituição de Reservas	-	-	9.944	164.188	-	-	-	(174.132)	-
Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	6.468	-	-	(56.679)	(50.211)
Ganhos e Perdas Atuariais, Líquidos de Tributos.	-	-	-	-	-	-	211.466	-	211.466
Saldos em 31 de dezembro de 2013	1.017.700	316	112.433	810.232	6.468	104.935	85.378	-	2.137.462
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	513.055	513.055
Realização do Custo Atribuído, Líquido de Impostos	-	-	-	-	-	(31.960)	-	31.960	-
Reversão de dividendos prescritos	-	-	-	98	-	-	-	-	98
Destinação do Lucro									
Constituição de Reservas	-	-	25.652	373.142	-	-	-	(398.794)	-
Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	17.902	-	-	(146.221)	(128.319)
Ganhos e Perdas Atuariais, Líquidos de Tributos.	-	-	-	-	-	-	(178.838)	-	(178.838)
Saldos em 31 de dezembro de 2014	1.017.700	316	138.085	1.183.472	24.370	72.975	(93.460)	-	2.343.458

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

**Celesc**

Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A.
CNPJ Nº 83.878.892/0001-55 / NIRE 42 3 0001127-4

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE

Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013

(valores expressos em milhares de reais)

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	513.055	198.874	513.055	198.874
Itens que não serão reclassificados para demonstração do resultado				
Remensuração de Obrigação de Planos de Benefício Definido, Líquidos de Tributos	<u>(178.838)</u>	<u>211.466</u>	<u>(178.838)</u>	<u>211.466</u>
Resultado Abrangente Total	<u>334.217</u>	<u>410.340</u>	<u>334.217</u>	<u>410.340</u>

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A.
CNPJ Nº 83.878.892/0001-55 / NIRE 42 3 0001127-4

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA – MÉTODO INDIRETO

Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013

(valores expressos em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais				
Resultado Antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	513.055	222.738	834.515	296.311
Ajustes				
Depreciação e Amortização	1.976	1.529	218.183	209.155
Baixa de Ativo Imobilizado/Intangível	-	-	2.154	-
Ganho ou Perda na Alienação de Ativo Imobilizado/Intangível	-	-	-	38.818
Resultado da Equivalência Patrimonial (Nota 15)	(524.620)	(191.277)	(38.517)	(24.939)
Atualização do Ativo Financeiro - VNR	-	-	(38.537)	(64.062)
Baixa de Ativo Indenizatório	-	-	108.450	-
Provisão/Reversão para Perdas em Ativos	(16.035)	(66.245)	(16.035)	(43.022)
Juros e Variações Monetárias	(368)	(2.793)	82.189	48.642
Constituição/Reversão de Provisões	-	-	-	79.160
Contingências	-	-	(209.288)	-
Provisão para Passivo Atuarial	-	-	74.861	95.883
Ganhos ou Perdas com Participações Societárias (Ativos)	-	-	(1.123)	1.228
Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	5.292	16.518
Realização de Provisão para Perdas	-	-	(56.184)	(28.169)
Variações nos Ativos e Passivos				
Contas a Receber	-	-	(232.998)	278.913
Tributos a Recuperar	2.874	(4.141)	36.767	(3.222)
Estoques	-	-	3.248	2.801
Ativos Regulatórios	-	-	(450.566)	-
Outros Ativos	2.018	20	(204.576)	(83.909)
Depósitos Judiciais	(7.859)	28	(924)	(4.138)
Fornecedores	643	13.109	131.489	(145.427)
Salários e Encargos Sociais	(230)	246	10.897	(5.953)
Tributos a Pagar	(3.258)	(323)	(13.243)	38.030
Taxas Regulamentares	-	-	11.533	(25.295)
Outros Passivos	(6)	(33)	(6.739)	(4.016)
Passivo Atuarial	-	-	(202.175)	(203.381)
Dividendos Recebidos	-	26.507	-	19.645
Caixa Proveniente das Operações	(31.810)	(635)	48.673	489.571
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	-	-	(26.059)	(6.707)
Juros Pagos	-	-	(82.652)	(46.380)
Caixa Líquido Proveniente das (Aplicado nas) Atividades Operacionais	(31.810)	(635)	(60.038)	436.484
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimentos				
Aquisições de Bens do Ativo Imobilizado e Intangível	-	-	(302.674)	(311.095)
Aumento de Capital	-	(16.000)	(5.491)	(12.545)
Partes Relacionadas	-	(15.300)	-	-
Dividendos Recebidos	61.081	-	18.072	-
Resgate de Fundo de Investimento - FIDC	-	-	-	16.343
Caixa Líquido Gerado/Aplicado nas Atividades de Investimentos	61.081	(31.300)	(290.093)	(307.297)
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamento				
Amortização de Empréstimos	-	-	(301.756)	(294.959)
Ingressos de Empréstimos	-	-	479.532	333.466
Ingressos de Debêntures	-	-	-	300.000
Partes Relacionadas	11.297	24.074	11.297	24.074
Dividendos Pagos	(53.658)	(2)	(53.659)	(2)
Caixa Líquido Gerado/Aplicado nas Atividades de Financiamentos	(42.361)	24.072	135.414	362.579
Aumento/Redução Líquido de Caixa e Equivalentes de Caixa	(13.090)	(7.863)	(214.717)	491.766
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Exercício	30.006	37.869	664.506	172.740
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Exercício	16.916	30.006	449.789	664.506

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

**Celesc**

Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A.**CNPJ Nº 83.878.892/0001-55 / NIRE 42 3 0001127-4****DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO**

Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013

(valores expressos em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Receitas				
Vendas Brutas de Produtos e Serviços	-	-	8.172.645	6.424.448
Receita com a Construção de Ativos	-	-	346.924	303.456
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	(5.292)	(16.519)
Insumos Adquiridos de Terceiros				
Custo das Mercadorias e Serviços Públicos Vendidos	-	-	(4.411.804)	(3.301.417)
Materiais, Energia, Serviços de Terceiros e Outros Operacionais	(3.461)	(8.670)	(281.418)	(334.678)
Gastos com a Construção de Ativos	-	-	(346.924)	(303.456)
Perdas/Recuperação de Ativos	16	66.245	359.837	71.191
Valor Adicionado Bruto	(3.445)	57.575	3.833.968	2.843.026
Depreciação, Amortização e Exaustão	(1.976)	(1.529)	(218.183)	(209.155)
Valor Adicionado Líquido Produzido pela Entidade	(5.421)	56.046	3.615.785	2.633.871
Valor Adicionado Recebido em Transferência				
Resultado de Equivalência Patrimonial	524.620	191.277	38.517	24.939
Receitas Financeiras	19.737	1.124	241.215	201.224
Valor Adicionado Total a Distribuir	538.936	248.447	3.895.517	2.860.034
Distribuição do Valor Adicionado				
Pessoal	(25.239)	(25.375)	(568.314)	(565.958)
Impostos, Taxas e Contribuições	(349)	(24.129)	(2.608.271)	(1.967.367)
Juros e Variações Cambiais	(249)	(20)	(191.734)	(114.657)
Aluguéis	(44)	(49)	(14.143)	(13.178)
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	(121.850)	(50.211)	(121.851)	(50.211)
Lucro/Prejuízo Retido do Exercício	(391.205)	(148.663)	(391.204)	(148.663)
Valor Adicionado Distribuído	(538.936)	(248.447)	(3.895.517)	(2.860.034)

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 e 2013**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. Contexto Operacional

A Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – Celesc, é uma sociedade anônima por ações de capital aberto com sede na Avenida Itamarati, 160, bairro Itacorubi, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil.

Obteve seu primeiro registro em Bolsa de Valores em 26 de março de 1973, e hoje tem seus papéis negociados na bolsa de São Paulo no Nível 2 de Governança Corporativa da Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros – BM&FBOVESPA S.A., em São Paulo e é controlada pelo Governo do Estado de Santa Catarina.

A Companhia e suas controladas, controladas em conjunto e coligadas têm como atividade preponderante a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Além disso, atua no segmento de distribuição de gás natural canalizado.

Em 31 de dezembro de 2014, as principais controladas integrais consolidadas, investimentos de controle compartilhado e coligadas são:

Percentual de Participação Integralizado – %		
Descrição	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Controladas	Direta	Direta
Celesc Geração S.A. (Celesc G)	100	100
Celesc Distribuição S.A. (Celesc D)	100	100

Percentual de Participação %				
Descrição	31 de dezembro 2014		31 de dezembro 2013	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Controladas em Conjunto				
Companhia de Gás de Santa Catarina – SCGÁS	17	-	17	-
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE	30,88	-	30,88	-
Campo Belo Energética S.A.	-	30	-	30
Painel Energética S.A.	-	32,5	-	32,5
Rondinha Energética S.A.	-	32,5	-	32,5
Companhia Energética Rio das Flores S.A.	-	25	-	25
Xavantina Energética S.A.	-	40	-	40
Bandeirante Energética S.A.	-	25	-	25
Coligadas				
Dona Francisca Energética S.A. – DFESA	23,03	-	23,03	-
Usina Hidrelétrica de Cubatão S.A.	40	-	40	-

1.1. Ambiente Regulatório

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia – MME, o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é definida pela ANEEL.

O processo de desverticalização da atividade de distribuição de energia elétrica cumpre as disposições da Lei Federal nº 10.848, de 15 de março de 2004, foi autorizado pela Lei Estadual nº 13.570, de 23 de novembro de 2005, e recebeu anuência da ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 712, de 03 de outubro de 2006.

1.1.1. Das Concessões

a) Celesc Distribuição S.A.

Em 22 de julho de 1999, a Celesc assinou o Contrato nº 56 de concessão de Distribuição de Energia Elétrica, o qual regulamenta a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica. Com o processo de desverticalização em 2006, a atividade de distribuição foi repassada à Celesc D.

A referida concessão tem prazo de vigência até 07 de julho de 2015. A concessão da Celesc D não é onerosa, portanto, não há compromissos fixos e pagamentos a serem efetuados. Conforme o contrato de concessão, ao término do prazo de vigência, os bens e instalações vinculados à distribuição de energia elétrica passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados ainda não amortizados, desde que autorizados pela ANEEL e apurados por auditoria do próprio órgão regulador.

Considerando que as condições estabelecidas pelo ICPC01 – Contratos de concessão foram integralmente atendidas, a Administração da Celesc D concluiu que seu contrato de concessão está dentro do escopo do ICPC01 e, portanto, os bens vinculados à concessão estão bifurcados em ativo intangível e ativo indenizável. O reajuste tarifário ocorre no dia 07 de agosto de cada ano e a revisão tarifária periódica a cada quatro anos.

A Celesc D detém a concessão para exploração da atividade de distribuição de energia elétrica até 7 de julho de 2015, e enquadra-se nos termos da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei Federal nº 12.783 em janeiro de 2013. Em 18 de setembro de 2012, a Companhia solicitou a prorrogação do respectivo contrato de concessão, nas mesmas condições atuais, resguardando seu direito de rever este pedido caso haja alteração nas condições contratuais vigentes. Em 15 de outubro de 2012 a Companhia ratificou o pedido de prorrogação.

Em 17 de janeiro de 2014 a ANEEL enviou para a Companhia o Ofício Circular 01/2014-DR/ANEEL informando que está analisando o requerimento de prorrogação da concessão, cabendo ao Poder Concedente a decisão final sobre a aprovação deste pedido. Até a data da aprovação destas Demonstrações Financeiras os termos da prorrogação não são conhecidos pela Administração.

A expectativa da Administração da Companhia é de que este pedido de prorrogação seja aprovado pelo Poder Concedente, em condições semelhantes as atuais e pelo prazo de 30 anos. Adicionalmente a Administração entende que, caso não haja tempo hábil até o final do prazo do contrato de concessão para que o Poder Concedente realize uma ampla discussão e aprove o pedido de prorrogação da concessão, poderá haver prorrogação provisória do contrato de concessão até que as regras definitivas sejam estipuladas.

b) Celesc Geração S.A.

A controlada Celesc G, conforme definido no contrato de concessão ANEEL nº 55, de 22 de julho de 1999, na sua cláusula segunda possui as seguintes concessões para geração de energia elétrica:

Central Geradora	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Data de Vencimento da Concessão
Palmeiras – Rio dos Cedros (i)	Rio dos Cedros/SC	24,6	07/11/2016
Bracinho – Rio Bracinho(i)	Schroeder/SC	15	07/11/2016
Garcia – Rio Garcia (i)	Angelina/SC	8,9	07/07/2015
Cedros – Rio dos Cedros (i)	Rio dos Cedros/SC	8,4	07/11/2016
Salto – Rio Itajaí-Açu (i)	Blumenau/SC	6,3	07/11/2016
Celso Ramos – Rio Chapecozinho	Faxinal do Guedes/SC	5,4	22/11/2021
Pery – Rio Canoas (i)	Curitibanos/SC	30	09/07/2017
Caveiras – Rio Caveiras	Lages/SC	3,8	10/07/2018
Ivo Silveira – Rio Santa Cruz (i)	Campos Novos/SC	2,6	07/07/2015
Pirai – Rio Pirai	Joinville/SC	0,8	(ii)
São Lourenço – Rio São Lourenço	Mafra/SC	0,4	(ii)
Rio do Peixe – Rio do Peixe	Videira/SC	0,5	(ii)
Total da Capacidade Instalada		106,7	

(ii) Centrais geradoras que não possuem prazo determinado de concessão.

(i) Conforme requerido pela MP nº 579/2012 foi protocolado pedido de prorrogação de concessão em 15 de outubro de 2012 das Pequenas Centrais Elétricas – PCHs afetadas pela referida MP.

Para as demais centrais geradoras, a Administração da Companhia analisou as condições estabelecidas para a prorrogação do prazo de concessão, bem como os potenciais efeitos econômico-financeiros e os efeitos tributários sobre os valores da indenização e das tarifas, e ainda, realizou diversos estudos internos, a fim de concluir sobre a não antecipação do prazo de concessão. Por meio de Reunião Extraordinária realizada em 22 de novembro de 2012 o Conselho de Administração da Companhia acompanhando o entendimento da Diretoria Executiva deliberou pela não adesão aos termos de renovação antecipada das concessões das usinas da Celesc G com base na MP nº 579/12.

b.1) Novos Projetos de Fontes Alternativas

Em 2014 a empresa realizou chamadas públicas com o objetivo de tornar pública a intenção da Companhia em analisar oportunidades de parcerias em empreendimentos de geração de energia, sem limitação quanto à fonte e localização do empreendimento e que estivessem alinhados a seu referencial estratégico de missão e visão empresarial. A chamada pública 001/2014 obteve 65 projetos para novos empreendimentos, com fontes variadas, que totalizaram aproximadamente 2,5 GW de potência instalada.

c) Companhia de Gás de Santa Catarina S.A. – SCGÁS

A SCGÁS é a empresa responsável pela distribuição do gás natural canalizado em Santa Catarina. Criada em 1994, atua como uma sociedade de economia mista e tem como acionistas: Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – Celesc, Petrobrás Gás S.A. – Gaspetro, Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda – Mitsui Gás e Infraestrutura de Gás para a Região Sul S.A. – Infragás.

A controlada em conjunto SCGÁS, possui contrato de concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado em todo o Estado de Santa Catarina, firmado em 28 de março de 1994, com prazo de vigência de 50 anos.

d) Empresa Catarinense de Transmissão de Energia – ECTE

A controlada em conjunto ECTE, detém concessão por meio do Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 88 de 1º de novembro de 2000, celebrado com a União, por intermédio da ANEEL, com prazo de vigência de 30 anos.

Em dezembro de 2011 foi constituída a Empresa de Transmissão Serrana – ETSE, com o propósito específico de explorar Linhas de Transmissão de energia elétrica no Oeste de Santa Catarina adquiridas no leilão de transmissão da ANEEL nº 06/2011 com a concessão da Subestação Abdon Batista (transformação 525/230kV) e da Subestação de Gaspar (transformação 230/138kV), incluindo dois trechos de linha de transmissão de 525kV, circuito simples (extensão de 4km). A ECTE possui 99,99% da composição acionária da ETSE.

e) Legislações Aplicáveis as Concessões

i) Decretos nº 7.945 de 07 de Março de 2013 e nº 8.221 de 01 de Abril de 2014 – Aporte Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

O Decreto nº 7.945/13 instituiu o repasse de recursos da CDE, às concessionárias de distribuição, dos custos relacionados abaixo:

- i. A exposição ao mercado de curto prazo das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas de garantia física de energia e de potência, por insuficiência de geração alocada no âmbito do Mecanismo de Relocação de Energia – MRE (Risco Hidrológico);
- ii. A exposição no mercado de curto prazo das distribuidoras, por insuficiência de lastro contratual em relação à carga realizada, relativa ao montante de reposição não recontratado em função da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica (Exposição Involuntária);
- iii. O custo adicional relativo ao acionamento de usinas termelétricas fora da ordem de mérito por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE; e

iv. O valor integral ou parcial do saldo positivo acumulado pela Conta de Compensação de Valores de Custos da Parcela A – CVA, relativo ao Encargo de Serviço do Sistema e à energia comprada para revenda.

Para os itens (i), (ii) e (iii), a Companhia registrou, de acordo com o Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC 07/IAS 20 – Subvenção e Assistência Governamentais, o montante de R\$66.308, registrado como redutora do Custo com Energia Elétrica na Rubrica Energia de Curto Prazo.

Para o item (iv), o governo federal emitiu em 1º de abril de 2014, o Decreto nº 8.221 onde dispõe que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE criou e mantém a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, destinada a cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Em 22 de abril de 2014 a ANEEL, por meio da Nota Técnica nº 142 – SRE/ANEEL e Despacho nº 1.256, fixou para a Celesc D o montante de R\$332.629 para cobertura dos Custos de Exposição Involuntária e dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na modalidade por disponibilidade – CCEAR-D termoeletrônicos da competência de fevereiro de 2014. Em 05 de maio de 2014 a ANEEL, por meio do Despacho nº 1.378, fixou o montante de R\$159.980 para cobertura CCEAR-D termoeletrônicos da competência de março de 2014. Em 9 de maio de 2014 a ANEEL publicou o Despacho nº 1.443 que alterou o Despacho nº 1.378/14, fixando o valor para cobertura no montante de R\$196.970.

Em 02 de junho de 2014 a ANEEL divulgou o valor do repasse da CONTA-ACR, para cobertura CCEAR-D termoeletrônicos, referente à competência de abril de 2014, por meio da Nota Técnica nº 182 – SRE/ANEEL, no montante de R\$110.655. O valor foi repassado em 09 de junho de 2014.

Em 07 de julho de 2014 a ANEEL, por meio Nota Técnica nº 66, determinou o diferimento da liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP, no âmbito da CCEE, para as distribuidoras relativo ao repasse da Conta ACR, referente ao mês de maio de 2014. O valor repassado à Celesc D foi de R\$137.286. Este valor foi deliberado e convalidado no Despacho nº 2.415, de 9 de julho de 2014.

Em 18 de agosto de 2014 a ANEEL, por meio do Despacho nº 3.186, determinou o repasse da Conta ACR, referente ao mês de maio de 2014. O valor repassado à Celesc D foi de R\$137.286

Em 05 de agosto de 2014 a ANEEL, por meio Despacho nº 3.017, determinou o repasse da Conta ACR, referente ao mês de junho de 2014. O valor repassado à Celesc D foi de R\$31.372. Os valores referentes a Nota Técnica nº 66 e Despacho nº 3.017 foram repassados em 19 de agosto de 2014.

Em 02 de setembro de 2014 a ANEEL emitiu o Despacho nº 3.588, que determinou o valor de R\$43.716 para repasse da Conta ACR, referente ao mês de julho de 2014, sendo repassados à Celesc D em 08 de setembro de 2014.

Por meio do Despacho nº 3.968, da ANEEL, não houve valor a ser repassado à Celesc D referente a Conta ACR, competência de agosto de 2014.

A ANEEL, por meio Despacho nº 4.288 de 30 de outubro de 2014, determinou o valor de R\$74.329 para repasse da Conta ACR, referente ao mês de setembro de 2014, sendo repassados à Celesc D em 05 de novembro de 2014.

Em 28 de novembro de 2014 a ANEEL emitiu o Despacho nº 4.647 (retificado pelo Despacho nº 4.657 de 2 de dezembro de 2014), que determinou o valor de R\$32.665 para repasse da Conta ACR, referente ao mês de outubro de 2014, sendo repassados à Celesc D em 08 de dezembro de 2014.

Estes valores foram contabilizados na Rubrica de Outros Créditos a Receber, em contrapartida de redução do custo com energia elétrica na Rubrica de Energia Elétrica Comprada para Revenda, vide Nota Explicativa 30.2.2.

ii) Resolução Homologatória nº 1.574 de 30 de Julho de 2013 – Subvenção e Repasse da CDE

A ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 1.574, de 30 de julho de 2013, homologou o repasse pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras à Celesc D, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, no valor mensal de R\$31.801, competência de dezembro de 2013 a julho de 2014.

De acordo com o cronograma inicial a Celesc D iria receber os valores homologados pela referida Resolução até o 10º dia útil do mês subsequente. Porém, a Eletrobras não tem cumprido com o cronograma original, tendo repassado em 02 de janeiro de 2015 o valor de R\$63.601 referentes as parcelas de junho e julho de 2014 e em 19 de março de 2015 a parcela de agosto de 2014 no valor de R\$35.407.

A ANEEL por meio da Nota Técnica nº 252, de 31 de julho de 2014, homologou o valor mensal de repasse pela Eletrobras à Celesc D no período de agosto de 2014 a julho de 2015 de R\$35.407, vide Nota Explicativa 28.1.

Valor Mensal da Subvenção da CDE para Custear Descontos Tarifários	
Ago/2014 a Jul/2015	
Subsídio Carga Fonte Incentivada	7.695
Subsídio Geração Fonte Incentivada	462
Subsídio Distribuição	12.240
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	1.334
Subsídio Rural	13.361
Subsídio Irrigante/Aquicultor	315
Total	35.407

Estes valores foram contabilizados na Rubrica de Outros Créditos a Receber, em contrapartida da Receita Operacional Bruta na Rubrica de Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido.

2. Base de Preparação

2.1. Declaração de Conformidade

2.1.1. Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas

As Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e conforme as normas internacionais de relatório financeiro – *International Financial Reporting Standards – IFRS*, emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os Pronunciamentos, as Interpretações e as Orientações emitidas pelo CPC, os quais foram aprovados pela CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade – CFC, normativos complementares emitidos pela CVM e dispositivos da legislação societária.

Nas Demonstrações Financeiras individuais da controladora as Demonstrações Financeiras de controladas, são reconhecidas pelo Método de Equivalência Patrimonial – MEP. Principais procedimentos de consolidação:

- i) Eliminação dos saldos das contas de ativos e passivos entre as empresas consolidadas;
- ii) Eliminação das participações da controladora no patrimônio líquido das entidades controladas;
- iii) Eliminação dos saldos de receitas e despesas, bem como de lucros não realizados, decorrentes de negócios entre as empresas. Perdas não realizadas são eliminadas da mesma maneira, mas apenas quando não há evidências de problemas de recuperação dos ativos relacionados; e
- iv) Destaque do valor da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido das demonstrações financeiras consolidadas.

A presente demonstração foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em 24 de março de 2015, conforme estabelecem os artigos 17 e 18 da Deliberação da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, nº 505, de 19 de junho de 2006.

2.2. Base de Mensuração

2.2.1. Moeda Funcional e Moeda de Apresentação

As Demonstrações Financeiras, Individuais e Consolidadas, estão apresentadas em reais, que é a moeda funcional da Companhia e também a moeda de apresentação do Grupo, e todos os valores arredondados para milhares de reais, exceto quando indicados de outra forma.

2.2.2. Estimativas e Julgamentos Contábeis Críticos

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

Com base em premissas, a Companhia faz estimativas com relação ao futuro. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais.

As estimativas e premissas que apresentam um risco significativo, com probabilidade de causar um ajuste relevante nos valores contábeis de Ativos e Passivos para os próximos períodos estão contempladas a seguir.

a) Valor Justo de Outros Instrumentos Financeiros

O valor justo de outros instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. A Companhia utiliza seu julgamento para escolher, dentre diversos métodos, o mais adequado, a partir do qual são definidas premissas que se baseiam principalmente nas condições de mercado existentes na data do balanço.

b) Benefícios de Planos de Pensão

O valor atual de obrigações de planos de pensão depende de uma série de fatores que são determinados com base em cálculos atuariais, que utilizam uma série de premissas. Entre as premissas usadas na determinação do custo/receita líquida para os planos de pensão, está a taxa de desconto. Quaisquer mudanças nessas premissas afetarão o valor contábil das obrigações dos planos de pensão.

A Companhia utiliza a taxa de desconto apropriada ao final de cada exercício de acordo com as condições atuais de mercado. Esta é a taxa de juros que deveria ser usada para determinar o valor presente de futuras saídas de caixa estimadas, que devem ser necessárias para liquidar as obrigações de planos de pensão.

Ao definir a taxa de desconto apropriada, o Grupo considera as taxas de juros de títulos privados de alta qualidade, sendo estes mantidos na moeda em que os benefícios serão pagos e que têm prazos de vencimento próximos aos prazos das respectivas obrigações de planos de pensão.

Outras premissas importantes para as obrigações de planos de pensão se baseiam, em parte, em condições atuais do mercado.

c) Imposto de Renda e Contribuição Social

A Companhia reconhece provisões para situações em que é provável que valores adicionais de impostos sejam devidos. Quando o resultado final dessas questões for diferente dos valores inicialmente estimados e registrados, essas diferenças afetarão os ativos e passivos fiscais atuais e diferidos no período em que o valor definitivo for determinado.

d) Contingências

A Companhia atualmente está envolvida em diversas ações de natureza tributária, trabalhista, cível e regulatória. Provisões são reconhecidas para os casos que representem perdas prováveis. A Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada como resultado de eventos passados e é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação e o seu valor possa ser estimado com segurança. A probabilidade de perda é avaliada baseada nas evidências disponíveis, incluindo a avaliação de advogados externos.

e) Impairment de Ativos Não Financeiros

A capacidade de recuperação dos ativos que são utilizados nas atividades da Companhia é avaliada sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil de um ativo ou grupo de ativos pode não ser recuperável com base em fluxos de caixa futuros. Se o valor contábil destes ativos for superior ao seu valor recuperável, o valor líquido é ajustado e sua vida útil readequada para novos patamares.

f) Uso do Bem Público – UBP

São os valores contratados relativos ao direito do UBP para exploração do potencial de energia hidráulica, decorrentes de contratos de concessão onerosa com a União, demonstrados ao custo amortizado e atualizados pelas taxas de juros ou índices contratuais incorridos até a data do balanço, ajustados a valor presente, com base em uma taxa de desconto aprovada pela diretoria da Companhia.

A obrigação está registrada no passivo circulante e não circulante segregada dos encargos financeiros, e, a despesa financeira e a amortização são reconhecidas no resultado.

3. Resumo das Principais Políticas Contábeis

As políticas contábeis descritas abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nestas Demonstrações Financeiras individuais e consolidadas.

3.1. Base de Consolidação

As seguintes políticas contábeis foram aplicadas na elaboração das Demonstrações Financeiras consolidadas.

a) Controladas

Controladas são todas as entidades (incluindo as entidades estruturadas) nas quais o Grupo detém o controle. O Grupo controla uma entidade quando está exposto ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Grupo. A consolidação é interrompida a partir da data em que o Grupo deixa de ter o controle.

Transações, saldos e ganhos não realizados em transações entre empresas do Grupo são eliminados. Os prejuízos não realizados também são eliminados a menos que a operação forneça evidências de uma perda (*impairment*) do ativo transferido. As políticas contábeis das controladas são alteradas, quando necessário, para assegurar a consistência com as políticas adotadas pelo Grupo.

Quando o Grupo deixa de ter controle, qualquer participação retida na entidade é remensurada ao seu valor justo, sendo a mudança no valor contábil reconhecida no resultado.

b) Coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

Coligadas são todas as entidades sobre as quais o Grupo tem influência significativa, mas não o controle, geralmente por meio de uma participação societária de 20% a 50% dos direitos de voto.

Acordos em conjunto são todas as entidades sobre as quais o Grupo tem controle compartilhado com uma ou mais partes. Os investimentos em acordos em conjunto são classificados como operações em conjunto (*joint operations*) ou empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*) dependendo dos direitos e das obrigações contratuais de cada investidor.

Os investimentos em coligadas e *joint ventures* são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor de custo. O investimento do Grupo em coligadas e *joint ventures* inclui o ágio identificado na aquisição, líquido de qualquer perda por *impairment* acumulada.

3.2. Apresentação de Informação por Segmentos

As informações por segmentos operacionais são apresentadas de modo consistente com o relatório interno fornecido à Diretoria-Executiva, que é o órgão principal na tomada de decisões operacionais, pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, responsável inclusive pela tomada das decisões estratégicas do Grupo (Nota 28).

3.3. Conversão de Moeda Estrangeira

As operações com moedas estrangeiras são convertidas para a moeda funcional utilizando as taxas de câmbio vigentes nas datas das transações ou da avaliação, nas quais os itens são remensurados.

Os ganhos e as perdas cambiais relacionados são apresentados na demonstração do resultado como receita ou despesa financeira.

3.4. Caixa e Equivalentes de Caixa

Caixa e Equivalentes de Caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo de alta liquidez com vencimentos originais de três meses ou menos, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

3.5. Instrumentos Financeiros não Derivativos

3.5.1. Classificação

O Grupo classifica seus ativos financeiros sob as seguintes categorias: mensurados ao valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda. A classificação depende da finalidade para a qual os ativos financeiros foram adquiridos. A administração determina a classificação de seus ativos financeiros no reconhecimento inicial.

a) Ativos Financeiros Mensurados ao Valor Justo por Meio do Resultado

Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são mantidos para negociação ativa e frequente e classificados como ativos circulantes. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda no curto prazo. Os ganhos ou as perdas decorrentes de variações de ativos financeiros mensurados ao valor justo são apresentados, na demonstração do resultado na rubrica "resultado financeiro" no período em que ocorrem.

b) Empréstimos e Recebíveis

Fazem parte dessa categoria os empréstimos concedidos e os recebíveis classificados como ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. São registrados no ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data do balanço, classificados como ativos não circulantes.

Os empréstimos e recebíveis da Companhia compreendem empréstimos das coligadas; contas a receber de clientes; demais contas a receber e caixa e equivalentes de caixa. Os empréstimos e recebíveis são contabilizados pelo custo amortizado, pelo método da taxa de juros efetiva.

c) Ativos Financeiros Disponíveis para Venda

São considerados ativos financeiros disponíveis para venda os itens que não são classificados em nenhuma outra categoria. São incluídos em ativos não circulantes, a menos que a administração pretenda alienar o investimento em até 12 meses após a data do balanço. O grupo classifica como disponível para venda os recebíveis em virtude de indenização de infraestrutura originados nos contratos de concessão de serviços públicos de transmissão e distribuição de energia.

Ativos financeiros disponíveis para venda são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo acrescido de qualquer custo de transação diretamente atribuível. Após o reconhecimento inicial, eles são mensurados 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.

3.5.2. Reconhecimento e Mensuração

Os ganhos ou as perdas decorrentes de variações no valor justo de ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado são apresentados na demonstração do resultado em "resultado financeiro" no período em que ocorrem. As variações no valor justo de títulos monetários e não monetários classificados como disponíveis para venda são reconhecidas em ajuste de avaliação patrimonial.

A Companhia avalia, na data do balanço, se há evidência objetiva de que um ativo financeiro ou um grupo de ativos financeiros está registrado por valor acima de seu valor recuperável.

Havendo evidência de perda cumulativa para os ativos financeiros disponíveis para venda, mensurada como a diferença entre o custo de aquisição e o valor justo atual, menos qualquer perda por *impairment* desse ativo financeiro previamente reconhecido no resultado, tal valor é retirado do patrimônio líquido e reconhecido na demonstração do resultado.

3.5.3. Compensação de Instrumentos Financeiros

Ativos e Passivos Financeiros são compensados e o valor líquido é reportado no balanço patrimonial quando há um direito legalmente aplicável de compensar os valores reconhecidos e há uma intenção de liquidá-los numa base líquida, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

3.5.4. *Impairment* de Ativos Financeiros

a) Ativos Mensurados ao Custo Amortizado

O Grupo avalia, no final de cada período, se há evidência objetiva de que o ativo financeiro ou o grupo de ativos financeiros está deteriorado. Um ativo ou grupo de ativos financeiros

está deteriorado e os prejuízos de *impairment* são incorridos somente quando houver evidência objetiva de *impairment* como resultado de um ou mais eventos ocorridos após o reconhecimento inicial dos ativos (um evento de perda) e aquele evento (ou eventos) de perda tem um impacto nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros que pode ser estimado de maneira confiável.

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

- i) dificuldade financeira relevante do emissor ou devedor;
- ii) uma quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal;
- iii) o grupo, por razões econômicas ou jurídicas relativas à dificuldade financeira do tomador de empréstimo, garante ao tomador uma concessão que o credor não consideraria;
- iv) torna-se provável que o tomador declare falência ou outra reorganização financeira;
- v) o desaparecimento de um mercado ativo para aquele ativo financeiro devido às dificuldades financeiras; ou
- vi) dados observáveis indicando que há uma redução mensurável nos futuros fluxos de caixa estimados a partir de uma carteira de ativos financeiros desde o reconhecimento inicial daqueles ativos, embora a diminuição não possa ainda ser identificada com os ativos financeiros individuais na carteira, incluindo:
 - mudanças adversas na situação do pagamento dos tomadores de empréstimo na carteira;
 - condições econômicas nacionais ou locais que se correlacionam com as inadimplências sobre os ativos na carteira.

O Grupo avalia em primeiro lugar se existe evidência objetiva de *impairment*.

O montante da perda por *impairment* é mensurado como a diferença entre o valor contábil dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados (excluindo os prejuízos de crédito futuro que não foram incorridos) descontados à taxa de juros em vigor original dos ativos financeiros. O valor contábil do ativo é reduzido e o valor do prejuízo é reconhecido na demonstração do resultado consolidada.

Se, em um período subsequente, o valor da perda por *impairment* diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente com um evento que ocorreu após o *impairment* ser reconhecido a reversão dessa perda reconhecida anteriormente será reconhecida na demonstração do resultado.

b) Ativos Classificados como Disponíveis para Venda

O Grupo avalia na data de cada balanço se há evidência objetiva de que um ativo financeiro ou um grupo de ativos financeiros está deteriorado.

3.6. Contas a Receber de Clientes

As contas a receber de clientes correspondem aos valores a receber de clientes pelo fornecimento e o suprimento de energia faturada e estimativa de energia fornecida não faturada no decurso normal das atividades do Grupo.

As contas a receber de clientes são reconhecidas ao valor faturado e deduzidas das perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa, que é estabelecida quando existe uma evidência objetiva de que a Companhia não será capaz de cobrar todos os valores devidos de acordo com os prazos originais das contas a receber. Tem-se como valor da perda estimada a diferença entre o valor contábil e o valor recuperável.

3.7. Estoques

Os estoques são compostos por materiais destinados à manutenção das operações, contabilizados pelo custo médio das compras no ativo circulante e são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor.

3.8. Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente e Diferidos

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem os tributos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são reconhecidos utilizando o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas Demonstrações Financeiras.

O imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no ativo são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.

3.9. Depósitos Judiciais

Os depósitos são atualizados monetariamente.

3.10. Imobilizado

O imobilizado compreende, principalmente, reservatórios, barragens, adutoras, edificações, obras civis e benfeitorias. É reconhecido inicialmente ao valor justo e posteriormente



Celesc

Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

mantido ao seu custo histórico, menos depreciação acumulada. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens. O custo de ativos construídos pela própria Companhia inclui:

- a) o custo de materiais e mão de obra direta;
- b) quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condição necessária para que sejam capazes de operar da forma pretendida pela Administração;
- c) os custos de empréstimos sobre ativos qualificáveis.

Os custos subsequentes são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, conforme apropriado, somente quando for provável que existam benefícios econômicos futuros associados ao item e que o custo do item possa ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídos será revertido. Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos.

Quando partes de um item do imobilizado têm diferentes vidas úteis, elas são registradas como itens individuais (componentes principais de imobilizado).

Ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado (apurados pela diferença entre os recursos advindos da alienação e o valor contábil do imobilizado), são reconhecidos em outras receitas/despesas operacionais no resultado.

As taxas médias de depreciação estimadas para o exercício corrente são as seguintes:

Administração	Percentuais (%)
Máquinas e Equipamentos	14,9
Veículos	14,3
Móveis e Utensílios	6,3

Geração	Percentuais (%)
Prédios e Construções	12,1
Máquinas e Equipamentos	16,4
Reservatórios, Barragens e Adutoras	26,3
Veículos	9,8
Móveis e Utensílios	15,1

Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada encerramento de exercício financeiro e eventuais ajustes são reconhecidos como mudança de estimativas contábeis.

As usinas que não tiveram suas concessões renovadas conforme a MP nº 579/12, posteriormente convertida em Lei Federal nº 12.783/13, são depreciadas com base no prazo da concessão conforme definido no contrato de concessão ANEEL nº 55/99.

3.11. Intangíveis

Os intangíveis são demonstrados pelo custo combinado conforme abaixo:

- a) Os intangíveis são valorizados ao custo de aquisição e/ou construção, incluindo juros capitalizados durante o período de construção, quando aplicável, para os casos de ativos elegíveis. Dependendo da natureza do ativo e do tempo de sua aquisição, o custo se refere ao custo histórico de aquisição ou do seu montante anteriormente escriturado segundo as práticas brasileiras adotadas anteriores a adoção do ICPC 01 – Contratos de Concessão.
- b) As obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica contemplam os pagamentos efetuados com o objetivo de contribuir na execução de projetos de expansão necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia e são registrados nas demonstrações financeiras como redutora dos ativos intangíveis.

3.11.1. Contratos de Concessões

Os direitos sobre as infraestruturas, operadas sob regime de concessão são contabilizados como um ativo intangível quando o Grupo tem o direito de cobrar pelo uso dos ativos de infraestrutura, e os usuários (consumidores) têm a responsabilidade de pagar pelos serviços do Grupo.

O valor justo de construção e outros trabalhos na infraestrutura representam o custo do ativo intangível e é reconhecido como receita quando a infraestrutura é construída, desde que este trabalho gere benefícios econômico futuros.

Os ativos intangíveis de contratos de concessão são amortizados numa base linear durante o período do contrato ou vida útil do bem a que estiver atrelado, dos dois o menor.

3.11.2. Ágio

O ágio (*goodwill*) é representado pela diferença positiva entre o valor pago ou a pagar e o montante líquido do valor justo dos ativos e passivos da entidade adquirida. O ágio de aquisições de controladas é registrado como "ativo intangível".

3.11.3. Programas de Computador – *softwares*

Licenças adquiridas de *softwares* são capitalizadas e amortizadas ao longo de sua vida útil estimada, pelas taxas descritas na Nota 17.

Os gastos associados à manutenção de *softwares* são reconhecidos como despesas na medida em que são incorridos. Os gastos diretamente associados a *softwares* identificáveis e únicos, controlados pela Companhia e que, provavelmente, gerarão benefícios econômicos maiores que os custos por mais de um ano, são reconhecidos como ativos intangíveis.

3.11.4. Uso do Bem Público – UBP

O UBP, instituído pela Lei Federal nº 9.074, de 07 de julho de 1995 e alterações, é um fundo de propriedade da União constituído por recursos provenientes dos pagamentos pela concessão, ou autorização, outorgada a produtores independentes para geração de energia elétrica.

Para os bens integrantes da infraestrutura de geração vinculados aos contratos de concessão (uso do bem público) assinados após 2004, sob a égide da Lei Federal nº 10.848, de 15 de março de 2004, que não tenham direito à indenização no final do prazo da concessão no processo de reversão dos bens ao poder concedente, esses bens, incluindo terrenos, devem ser amortizados com base na vida útil econômica de cada bem ou no prazo da concessão, dos dois o menor, ou seja, a amortização está limitada ao prazo da concessão.

3.12. Ativo Financeiro de Concessão – Indenizável

Refere-se a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber indenização diretamente pelo poder concedente decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contratos de Concessão.

Os ativos de concessão referem-se a créditos a receber da União, quando a Companhia possui direito incondicional de ser indenizada ao final da concessão, conforme previsto em contrato, a título de indenizações originadas nos contratos de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, pelos investimentos efetuados em infraestrutura e não recuperados por meio da tarifa. Estes ativos financeiros são classificados como disponíveis para venda.

É importante ressaltar que este não é um ativo como os demais ativos comparáveis e disponíveis no mercado, mas um ativo que é derivado e intrinsecamente vinculado à infraestrutura existente da Companhia, suscetível a variações decorrentes de mudanças no ambiente regulatório e no preço das *commodities* relacionadas à infraestrutura.

A partir de 2012, com o advento da MP nº 579/2012 (convertida na Lei Federal nº 12.783/2013), o ativo financeiro de concessão de distribuição é mensurado pelo Valor Novo de Reposição – VNR, o qual foi homologado pela ANEEL no 3º ciclo de revisão tarifária, finalizado em agosto de 2012.

Salienta-se que a revisão tarifária da Celesc D ocorre a cada quatro anos, e somente nessa data a Base de Remuneração é homologada pela ANEEL através do VNR depreciado. Nos períodos entre as datas de Revisão Tarifária, a Administração atualiza o ativo financeiro, utilizando o critério determinado pela ANEEL para atualização da Base de Remuneração entre os períodos de revisão, ou seja, aplica o IGP-M como fator de atualização do valor justo da Base de Remuneração.

3.13. Redução ao Valor Recuperável de Ativos não Financeiros

O imobilizado e outros ativos não financeiros, inclusive o ágio e os ativos intangíveis, são revistos anualmente, buscando identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou ainda, quando eventos ou alterações indicarem que o valor contábil possa não ser recuperável.

Nesse caso, o valor recuperável é calculado para verificar a ocorrência de perda. Havendo perda, ela é reconhecida no resultado pelo montante em que o valor contábil do ativo ultrapassar seu valor recuperável, que é o maior entre o preço líquido de venda e o valor em uso de um ativo. Para fins de avaliação, os ativos são agrupados no menor grupo de ativos para o qual existem fluxos de caixa identificáveis separadamente. No caso de ágio e ativos intangíveis com vida útil indefinida, o valor recuperável é testado anualmente.

Para testes de redução no valor recuperável, os ativos são agrupados no menor grupo possível de ativos que gera entradas de caixa pelo seu uso contínuo, majoritariamente independente das entradas de caixa de outros ativos, ou UGCs. O ágio de uma combinação de negócios é alocado às UGCs ou grupos de UGCs que se espera que irão se beneficiar das sinergias da combinação.

Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado. Perdas reconhecidas referentes às UGCs são inicialmente alocadas para redução de qualquer ágio alocado a esta UGC (ou grupo de UGCs), e então para redução do valor contábil dos outros ativos da UGC (ou grupo de UGCs) de forma pro rata.

Uma perda por redução ao valor recuperável é revertida somente na extensão em que o valor contábil do ativo não exceda o valor contábil que teria sido apurado, líquido de depreciação ou amortização, caso a perda de valor não tivesse sido reconhecida. Este procedimento não se aplica ao ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*).

3.14. Fornecedores

As contas a pagar aos fornecedores são obrigações a pagar por fornecimento de energia, encargos de uso da rede elétrica, materiais e serviços adquiridos ou utilizados no curso normal dos negócios, sendo classificadas como passivos.

Elas são, inicialmente, reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado com o uso do método de taxa de juros efetiva. Na prática, são normalmente reconhecidas no valor da fatura correspondente.

3.15. Empréstimos

Os empréstimos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos da transação incorridos e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados, líquidos dos custos da transação, e o valor de resgate é reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os empréstimos e financiamentos estejam em andamento, utilizando o método da taxa de juros efetiva.

Os custos de empréstimos que são diretamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um ativo qualificável, que é um ativo que, necessariamente, demanda um período de tempo substancial para ficar pronto para seu uso ou venda pretendidos, são capitalizados como parte do custo do ativo quando for provável que eles irão resultar em benefícios econômicos futuros para a entidade e que tais custos possam ser mensurados com confiança. Demais custos de empréstimos são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos.

3.16. Debêntures

A emissão de Debêntures, não conversíveis em ações, destina-se exclusivamente para reforço de capital de giro e realização de Investimentos. As Debêntures são reconhecidas pelo valor justo, líquido dos custos da transação incorridos e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Após o reconhecimento inicial, os custos de transação e os juros atribuíveis, quando incorridos, são reconhecidos no resultado.

3.17. Provisões

As provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de eventos passados e é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação e que uma estimativa confiável do valor possa ser feita.

3.18. Benefícios a Empregados e Ex-empregados (PDVI, PDV e Aposentados)

a) Obrigações de Pensão

O Grupo tem planos de benefício definido. Os planos de benefício definido estabelecem um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração.

O passivo relacionado aos planos de pensão de benefício definido é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço menos o valor de mercado dos ativos do plano. A obrigação do benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes usando-se o método de crédito unitário projetado. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajuste pela experiência e nas mudanças das premissas atuariais são registrados diretamente no Patrimônio Líquido, como outros resultados abrangentes, quando ocorrerem.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado.

Para os planos de contribuição definida, a Companhia paga contribuições a planos de pensão de administração pública ou privada em bases compulsórias, contratuais ou voluntárias. Assim que as contribuições tiverem sido feitas, a Companhia não tem obrigações relativas a pagamentos adicionais. As contribuições regulares compreendem os custos periódicos líquidos do período em que são devidas e, assim, são incluídas nos custos de pessoal.

b) Outros Benefícios

A Companhia oferece aos seus empregados que já adquiriram o direito de se aposentar e aos seus pensionistas benefícios de plano de saúde. O direito a esses benefícios é concedido para o empregado que permanece trabalhando até a idade de aposentadoria. Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período de emprego, usando a mesma metodologia contábil usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajustes com base na experiência e mudanças das premissas atuariais são debitados ou creditados ao patrimônio líquido, em outros componentes do resultado abrangente. Essas obrigações são avaliadas anualmente por atuários independentes e qualificados.

c) Benefícios de Rescisão

Os benefícios de rescisão são exigíveis quando o vínculo empregatício é encerrado antes da data normal de aposentadoria, ou sempre que um empregado aceitar a demissão voluntária em troca desses benefícios, tais como: Programa de Demissão Voluntária Incentivada – PDVI, Programa de Demissão Voluntária – PDV, Plano Pecúlio (para todos os empregados na ativa e para os aposentados por invalidez), Auxílio Deficiente, Auxílio Funeral e Benefício Mínimo a Aposentadoria, o qual é pago sempre que o vínculo empregatício é encerrado antes da data normal de aposentadoria.

No caso de uma oferta efetuada para incentivar a demissão voluntária, os benefícios de rescisão são mensurados com base no número de empregados que, segundo se espera, aceitarão a oferta. Os benefícios que vencerem após 12 (doze) meses da data do balanço são descontados a valor presente.

d) Participação nos Lucros e Resultados – PLR

O reconhecimento dessa participação é provisionado mensalmente e, após o encerramento do exercício, o valor é corrigido conforme a efetiva realização das metas estabelecidas entre a Companhia e seus empregados. O Grupo reconhece uma provisão quando estiver contratualmente obrigado ou quando houver uma prática anterior que tenha gerado uma obrigação não formalizada (*constructive obligation*).

3.19. Outros Ativos e Passivos Circulantes e Não Circulantes

São demonstrados pelos valores de realização (ativos) e pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridas (passivos).

a) Ativo Financeiro – Parcela A – CVA

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de energia elétrica – Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros.

No termo de aditivo emitido pela ANEEL, o órgão regulador garante que os valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

A Orientação Técnica – OCPC 08 teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação destes ativos ou passivos financeiros que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.

De acordo com a OCPC 08, o aditamento aos Contratos de Concessão, representou um elemento novo que eliminou, a partir da adesão (assinatura) das Concessionárias aos referidos contratos, as eventuais incertezas quanto à probabilidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo desses itens originados das discussões tarifárias entre as entidades e o regulador, e que até então eram consideradas impeditivas para o reconhecimento desses ativos e passivos.

A Companhia efetuou o reconhecimento dos saldos de CVA e outros componentes financeiros de forma prospectiva, registrando os valores em Outras Contas a Receber em contrapartida a Receita de Ativo Regulatório no resultado.

3.20. Distribuição de Dividendos e Juros Sobre Capital Próprio

São reconhecidos como passivo no momento em que os dividendos são aprovados pelos acionistas da Companhia. O Estatuto Social da Companhia prevê que, no mínimo, 25% do lucro anual ajustado sejam distribuídos como dividendos; portanto, a Companhia registra provisão, no encerramento do exercício social, no montante do dividendo mínimo que ainda não tenha sido distribuído durante o exercício até o limite do dividendo mínimo obrigatório descrito acima. Valores acima do mínimo obrigatório, somente são provisionados quando aprovados em Assembleia Geral Ordinária – AGO pelos acionistas. O benefício fiscal dos juros sobre o capital próprio é reconhecido diretamente no resultado.

3.21. Capital Social

As ações ordinárias e as preferenciais são classificadas no patrimônio líquido.

Os custos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de novas ações ou opções são demonstrados no patrimônio líquido como uma dedução do valor captado, líquidos de impostos.

3.22. Reconhecimento de Receita

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pelo fornecimento e suprimento de energia faturada, estimativa de energia fornecida e não faturada no curso normal das atividades do Grupo. É apresentada líquida dos impostos, das devoluções, dos abatimentos e dos descontos, bem como após a eliminação das vendas entre empresas do Grupo.

O Grupo reconhece a receita quando:

- a) o valor da receita pode ser mensurado com segurança;
- b) é provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a entidade; e
- c) quando critérios específicos tiverem sido atendidos para cada uma das atividades do Grupo.

O valor da receita não é considerado como mensurável com segurança até que todas as contingências relacionadas com a venda tenham sido resolvidas. O Grupo baseia suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

a) Fornecimento de Energia Elétrica

Destina-se à contabilização da receita faturada e não faturada correspondente ao fornecimento de energia elétrica, assim como dos ajustes e adicionais específicos.

b) Disponibilidade da Rede Elétrica

São contabilizadas as receitas derivadas da disponibilização do sistema de distribuição pela própria Concessionária por meio de suas atividades.

c) Suprimento de Energia Elétrica

Destina-se à contabilização da receita proveniente do suprimento de energia elétrica ao revendedor, bem como dos ajustes e adicionais específicos.

d) Energia de Curto Prazo

A Energia de Curto Prazo é um segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

e) Ativo Regulatório

Refere-se ao reconhecimento e à realização de diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica – Parcela A e outros componentes financeiros.

f) Receita de Construção

Refere-se à contabilização da receita de construção de infraestrutura proveniente dos contratos de concessão do Grupo, a qual é reconhecida tomando como base a proporção do plano de investimento de cada concessionária.

Em virtude da terceirização dessa atividade com partes não relacionadas, o Grupo considera a margem de construção irrelevante, e, dessa forma, não a utiliza no reconhecimento da receita de construção.

g) Receita Financeira

A receita financeira é reconhecida conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa de juros efetiva. Quando uma perda por *impairment* é identificada em relação a uma conta a receber, o Grupo reduz o valor contábil para seu valor recuperável, que corresponde ao fluxo de caixa futuro estimado, descontado à taxa de juros efetiva original do instrumento.

Subsequentemente os juros são incorporados às contas a receber, em contrapartida de receita financeira. Essa receita financeira é calculada pela mesma taxa de juros efetiva utilizada para apurar o valor recuperável, ou seja, a taxa original do contas a receber.

h) Receita de Dividendos

A receita de dividendos é reconhecida quando o direito de receber o pagamento é estabelecido.

3.23 Mudanças nas políticas contábeis e divulgações

As seguintes normas e alterações de normas foram adotadas pela primeira vez para o exercício iniciado em 1º de janeiro de 2014 e não tiveram impactos materiais para a Companhia, com exceção ao OCPC 08 – Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica.

i) CPC 01/IAS 36 – Redução no Valor Recuperável de Ativos: essa alteração elimina determinadas divulgações do valor recuperável de Unidades Geradoras de Caixa – UGC que haviam sido incluídas no IAS 36 com a emissão do IFRS 13.

ii) CPC 38/IAS 39 – Instrumentos Financeiros/Reconhecimento e Mensuração: esclarece que as substituições de contrapartes originais pelas contrapartes de compensação que vierem a ser exigidas por introdução ou mudança de leis e regulamentos não provocam expiração ou término do instrumento de hedge. Além disso, os efeitos da substituição da contraparte original devem ser refletidos na mensuração do instrumento de hedge e, portanto, na avaliação e mensuração da efetividade do hedge.

iii) CPC 39/IAS 32 – Instrumentos Financeiros/Apresentação sobre compensação de Ativos e Passivos Financeiros: esta alteração esclarece que o direito de compensação não deve ser contingente em um evento futuro. Ele também deve ser legalmente aplicável para todas as contrapartes no curso normal do negócio, bem como no caso de inadimplência, insolvência ou falência. A alteração também considera os mecanismos de liquidação.

iv) ICPC 19/IFRIC 21 – Tributos - trata da contabilização de obrigação de pagar um imposto se o passivo fizer parte do escopo do IAS 37 - "Provisões". A interpretação esclarece qual fato gerador da obrigação gera o pagamento de um imposto e quando um passivo deve ser reconhecido.

v) OCPC 07 – Evidenciação na Divulgação dos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral – trata dos aspectos quantitativos e qualitativos das divulgações em notas explicativas, reforçando as exigências já existentes nas normas contábeis e ressaltando que somente as informações relevantes para os usuários das demonstrações financeiras devem ser divulgadas.

vi) OCPC 08 – Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica – trata dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação a serem observados quando do aditamento dos contratos de concessão e permissão, por representar um elemento novo que assegura, a partir da data de sua assinatura, o direito ou impõe a obrigação de o concessionário receber ou pagar os ativos e passivos junto à contraparte – Poder Concedente (Nota 11).

vii) Revisão CPC 07 – Método de Equivalência Patrimonial em Demonstrações Separadas: altera a redação do CPC 35 – "Demonstrações Separadas" para incorporar as modificações efetuadas pelo IASB no IAS 27 – *Separate Financial Statements*, que passa a permitir a adoção do método de equivalência patrimonial em controladas nas demonstrações separadas, alinhando, dessa forma, as práticas contábeis brasileiras às normas internacionais de contabilidade.

Outras alterações e interpretações em vigor para o exercício financeiro a ser iniciado em 1º de janeiro de 2014 não são relevantes para a Companhia.

3.24 Novas Normas e Interpretações

As seguintes novas normas foram emitidas pelo *IASB* mas não estão em vigor para o exercício de 2014. A adoção antecipada de normas, embora encorajada pelo *IASB*, não é permitida, no Brasil, pelo Comitê de Pronunciamento Contábeis – CPC.

IFRS 15 – Receita de Contratos com Clientes: essa nova norma traz os princípios que uma entidade aplicará para determinar a mensuração da receita e quando ela é reconhecida. Ela entra em vigor em 1º de janeiro de 2017 e substitui a *IAS 11* - "Contratos de Construção", *IAS 18* - "Receitas" e correspondentes interpretações. A administração está avaliando os impactos de sua adoção.

IFRS 9 – Instrumentos Financeiros: aborda a classificação, a mensuração e o reconhecimento de ativos e passivos financeiros. A versão completa do *IFRS 9* foi publicada em julho de 2014, com vigência para 1º de janeiro de 2018. Ele substitui a orientação no *IAS 39*, que diz respeito à classificação e à mensuração de instrumentos financeiros. O *IFRS 9* mantém, mas simplifica, o modelo de mensuração combinada e estabelece três principais categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado, valor justo por meio de outros resultados abrangentes e valor justo por meio do resultado. Traz, ainda, um novo modelo de perdas de crédito esperadas, em substituição ao modelo atual de perdas incorridas. O *IFRS 9* abranda as exigências de efetividade do hedge, bem como exige um relacionamento econômico entre o item protegido e o instrumento de hedge e que o índice de hedge seja o mesmo que aquele que a administração de fato usa para fins de gestão do risco. A administração está avaliando o impacto total de sua adoção.

Não há outras normas *IFRS* ou interpretações *IFRIC* que ainda não entraram em vigor que poderiam ter impacto significativo sobre a Companhia.

4. Gestão de Risco Financeiro

4.1. Fatores de Risco Financeiro

As atividades da Companhia a expõem a diversos riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco cambial, de taxa de juros de valor justo, de taxa de juros de fluxo de caixa e de preço), risco de crédito e risco de liquidez. O programa de gestão de risco global do Grupo se concentra na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro da Companhia.

4.2. Risco de Mercado

4.2.1. Risco Cambial

Esse risco decorre da possibilidade de suas controladas virem a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira.

A subsidiária Celesc D está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação (CVA) protege as empresas de eventuais perdas. Entretanto, esta compensação se realizará somente pelo consumo e consequente faturamento de energia ocorrido após o reajuste tarifário subsequente, no qual tenham sido contempladas tais perdas.

4.2.2. Risco do Fluxo de Caixa ou Valor Justo Associado com Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros, ou outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado ou diminuam a receita financeira relativa às aplicações financeiras da Companhia. A Celesc não tem pactuado contratos de derivativos para fazer face a este risco.

4.3. Risco de Crédito

Surge da possibilidade da Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e auxiliar seu gerenciamento a Companhia monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança incluindo a interrupção do fornecimento caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso dos consumidores, o risco de crédito é baixo devido à grande pulverização da carteira.

4.4. Risco de Liquidez

A previsão de fluxo de caixa é realizada nas áreas operacionais da Companhia e consolidada pelo Departamento de Controladoria – DPCL. Esse departamento monitora as previsões contínuas das exigências de liquidez da Companhia para assegurar que ele tenha caixa suficiente para atender às necessidades operacionais.

O excesso de caixa mantido pelas áreas operacionais, além do saldo exigido para administração do capital circulante, é administrado pelo Departamento Econômico Financeiro/Divisão de Tesouraria – DPEF/DVTS. Esse departamento investe o excesso de caixa em contas correntes com incidência de juros, depósitos a prazo, depósitos de curto prazo e títulos e valores mobiliários, escolhendo instrumentos com vencimentos apropriados ou liquidez suficiente para fornecer margem suficiente, conforme determinado pelas previsões acima mencionadas.

A tabela a seguir analisa os ativos e passivos financeiros não derivativos da Companhia, por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento.

Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa contratados não descontados.

Consolidado							
31 de dezembro 2014							
	Taxas %	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um Ano	Entre um e cinco anos	Acima de 5 anos	Total
Contas a Receber		994.844	16.526	6.778	4.906	27	1.023.081
Caixa e Equivalente de Caixa		449.789	-	-	-	-	449.789
Subsídio Decreto nº 7.891/13		240.635	-	-	-	-	240.635
Ativo Financeiro – “Parcela A” CVA	12,77% a.a. ⁽ⁱ⁾	37.736	75.850	353.501	-	-	467.086
Total Ativo		1.723.004	92.376	360.279	4.906	27	2.180.591
Empréstimo Bancário	7,55% a.a. 116% e	9.980	-	-	-	-	9.980
Empréstimo Bancário	121,5% CDI	22.682	43.651	201.517	143.178	-	411.027
Eletrobras	5% a.a. 2,5% a 8,7%	3.989	7.675	35.551	94.781	6.934	148.930
Finame	a.a. CDI + 1%	508	852	3.876	22.966	10.797	38.999
Debêntures	a.m.	-	-	4.120	406.345	-	410.465
Fornecedores		501.959	187.384	-	-	-	689.343
Total Passivo		539.118	239.562	245.063	667.270	17.731	1.708.745

(i) Taxa selic projetada para os próximos 12 meses.

4.5. Riscos Operacionais

4.5.1. Risco Quanto à Escassez de Energia Elétrica

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva durante a estação úmida reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e a elevação dos valores de Encargos de Sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita.

4.5.2. Risco de Não Renovação das Concessões

A Companhia possui concessões para exploração dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e distribuição de gás e tem a expectativa de que estas sejam prorrogadas pelo poder concedente. Em 18 de setembro de 2012, a Celesc D protocolou o pedido de prorrogação para a concessão do contrato nº 56/1999, conforme permitido pela MP nº 579/2012, convertida na Lei Federal nº 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto Federal nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Dessa forma a Administração da Companhia considera remoto o risco de não prorrogação da concessão de Distribuição de Energia Elétrica.

Para o contrato de concessão nº 55/1999 de geração de energia, a Companhia optou pela não renovação.

4.5.3. Análise de Sensibilidade Adicional Requerida pela CVM

Apresenta-se a seguir o quadro demonstrativo de análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros, que descreve os riscos que podem gerar efeitos materiais para a Companhia, com cenário mais provável (cenário I) segundo avaliação efetuada pela administração,

**Celesc**

Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

considerando um horizonte de três meses, quando deverão ser divulgadas as próximas informações financeiras contendo tal análise.

Adicionalmente, dois outros cenários são demonstrados, nos termos determinados pela Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a fim de apresentar 25% e 50% de deterioração na variável de risco considerada, respectivamente (cenários II e III).

A análise de sensibilidade apresentada considera mudanças com relação a determinado risco, mantendo constante todas as demais variáveis, associadas a outros riscos, com saldos de 31 de dezembro de 2014:

Premissas	Efeitos das Contas sobre o Resultado	Saldo	(Cenário I)	(Cenário II)	(Cenário III)
CDF¹ (%)			12,76%	15,95%	19,14%
	Aplicações Financeiras	395.055	50.409	63.011	75.614
	Empréstimos	(375.932)	(47.969)	(59.961)	(71.953)
	Debêntures	(302.888)	(38.649)	(48.311)	(57.973)
SELIC	Ativo Financeiro – Parcela A - CVA	450.566	57.537	71.865	86.238.
IGPM² (%)	Ativo Indenizatório (Concessão)	2.676.623	98.232	122.857	147.482

4.6. Gestão de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Celesc para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolvendo capital aos acionistas ou ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras empresas do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total.

A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazo) e debêntures, subtraído do montante de Caixa e Equivalentes de Caixa. O capital total é apurado por meio da soma do Patrimônio Líquido com a dívida líquida.

¹ Curva de juros futuros – BM&F DI 1 FUT M15 com vencimento em 01/06/2015 – (fechamento 05/03/2015)

² IGPM – Índice Geral de Preços do Mercado

Descrição	31 de dezembro 2014	Consolidado
		31 de dezembro 2013
Total dos Empréstimos	556.465	378.639
Debêntures	302.888	303.033
Menos: Caixa e Equivalentes de Caixa	(449.789)	(664.506)
Dívida Líquida	409.564	17.166
Total do Patrimônio Líquido	2.343.458	2.137.462
Total do Capital	2.753.022	2.154.628
Índice de Alavancagem Financeira (%)	14,88%	0,80%

4.7. Estimativa do Valor Justo

Pressupõe-se que os saldos das Contas a Receber de Clientes e Contas a Pagar aos Fornecedores pelo valor contábil, menos a perda por *impairment*, esteja próxima de seus valores justos. O valor justo dos Passivos Financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto do fluxo de caixa contratual futuro pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

A Companhia aplica o CPC 40 (R1) para instrumentos financeiros mensurados no Balanço Patrimonial pelo valor justo, o que requer divulgação das mensurações do valor justo pelo nível da seguinte hierarquia de mensuração pelo valor justo:

- Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos (Nível 1).
- Informações, além dos preços cotados, incluídas no Nível 1 que são adotadas pelo mercado para o Ativo ou Passivo, seja diretamente, ou seja, como preços ou indiretamente, ou seja, derivados dos preços (Nível 2).
- Inserções para os ativos ou passivos que não são baseadas nos dados adotados pelo mercado, ou seja, inserções não observáveis (Nível 3).

A tabela a seguir apresenta os ativos do Grupo mensurados pelo valor justo em 31 de dezembro de 2014. A companhia não possui passivos mensurados a valor justo nessa data base.

Descrição	Nível 3	Consolidado
		Saldo total
Ativos Financeiros ao Valor Justo por Meio do Resultado		
Ações	137.261	137.261
Ativos Financeiros Disponíveis para Venda		
Ativo Indenizatório (Concessão)	2.890.451	2.890.451
Outros	217	217
Total do Ativo	3.027.929	3.027.929

A tabela a seguir apresenta os ativos do Grupo mensurados pelo valor justo em 31 de dezembro de 2013. A Companhia não possuía passivos mensurados a valor justo nessa data base.

		Consolidado
Descrição	Nível 3	Saldo total
Ativos Financeiros ao Valor Justo por Meio do Resultado		
Ações	121.226	121.226
Ativos Financeiros Disponíveis para Venda		
Ativo Indenizatório (Concessão)	2.682.713	2.682.713
Outros	217	217
Total do Ativo	2.804.156	2.804.156

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares;
- Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes (vide notas explicativas 8.1 e 12).

5. Instrumentos Financeiros por Categoria

A tabela a seguir apresenta os Instrumentos Financeiros por Categoria em 31 de dezembro de 2014.

					Consolidado
Descrição	Ativos ao Valor Justo por Meio do Resultado	Empréstimos e Recebíveis	Disponível para Venda	Outros Passivos Financeiros	Total
Ativo					
Caixa e Equivalentes	-	449.789	-	-	449.789
Ações	137.261	-	-	-	137.261
Ativo Indenizatório (Concessão)	-	-	2.890.451	-	2.890.451
Contas a Receber de Clientes	-	1.519.143	-	-	1.519.143
CCEAR-D (NE 10)	-	240.635	-	-	240.635
Ativo Financeiro – “Parcela A” CVA	-	450.566	-	-	450.566
Outros	-	-	217	-	217
	137.261	2.660.133	2.890.668	-	5.688.062
Passivo					
Fornecedores	-	-	-	689.343	689.343
Empréstimos	-	-	-	556.465	556.465
Debêntures	-	-	-	302.888	302.888
	-	-	-	1.548.696	1.548.696

A tabela a seguir apresenta os Instrumentos Financeiros por Categoria em 31 de dezembro de 2013.

Descrição	Consolidado				
	Ativos ao Valor Justo por Meio do Resultado	Empréstimos e Recebíveis	Disponível para Venda	Outros Passivos Financeiros	Total
Ativo					
Caixa e Equivalentes	-	664.506	-	-	664.506
Ações	121.226	-	-	-	121.226
Ativo Indenizatório (Concessão)	-	-	2.682.713	-	2.682.713
Contas a Receber de Clientes	-	1.286.145	-	-	1.286.145
Outros	-	-	217	-	217
	121.226	1.950.651	2.682.930	-	4.754.807
Passivo					
Fornecedores	-	-	-	557.854	557.854
Empréstimos	-	-	-	378.639	378.639
Debêntures	-	-	-	303.033	303.033
	-	-	-	1.239.526	1.239.526

6. Qualidade do Crédito dos Ativos Financeiros

A qualidade do crédito dos ativos financeiros pode ser avaliada mediante referência às classificações interna de cessão de limites de crédito:

Descrição	Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Contas a Receber de Clientes		
Grupo 1 – Clientes com Arrecadação no Vencimento	791.683	634.820
Grupo 2 – Clientes com média de atraso entre 01 e 90 dias	174.624	117.217
Grupo 3 – Clientes com média de atraso superior a 90 dias	552.836	534.108
	1.519.143	1.286.145

Todos os demais ativos financeiros que a Companhia mantém, principalmente, contas correntes e aplicações financeiras são considerados de alta qualidade e não apresentam indícios de perdas.

7. Caixa e Equivalentes de Caixa

O Caixa e Equivalentes de Caixa são mantidos com a finalidade de atender a compromissos de curto prazo e não para outros fins. A Companhia considera equivalentes de caixa uma aplicação financeira de conversibilidade imediata em um montante conhecido de caixa.

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Recursos em Banco e em Caixa	167	2.741	54.734	49.017
Aplicações Financeiras	16.749	27.265	395.055	615.489
	16.916	30.006	449.789	664.506

As Aplicações Financeiras são de alta liquidez, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, não estando sujeitos a risco significativo de mudança de valor. Esses títulos referem-se a Certificados de Depósito Bancários – CDBs, remunerados em média pela taxa de 100% da variação do CDI.

8. Títulos e Valores Mobiliários

Os ativos não circulantes a valor justo por meio de resultado são mensurados com base no menor valor entre o valor contábil e o valor justo e não são depreciados ou amortizados.

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Valor Justo por Meio de Resultado				
Ações Casan ³	137.261	121.226	137.261	121.226
Disponível para Venda				
Outros Investimentos	217	217	217	217
Não Circulante	137.478	121.443	137.478	121.443

8.1. Companhia Catarinense de Águas e Saneamento – Casan

A Companhia possui 55.364.810 Ações Ordinárias – ON, e 55.363.250 Ações Preferenciais – PN, representando 15,48% do Capital Social da Casan. Por não possuir influência significativa na Casan a Companhia mensurou o valor justo de sua participação acionária.

Tendo em vista a Casan não possuir liquidez em suas ações negociadas em bolsa de valores, a Celesc decidiu estabelecer por meio de bases consistentes e aceitas pelo mercado, um novo critério de avaliação do referido investimento, adotando o método do fluxo de caixa descontado.

Desta forma, a Companhia determinou o valor justo da Casan com base nas informações econômico-financeiras da Casan. O custo histórico de aquisição das ações da Casan é de R\$110.716.

Em 2014, após nova avaliação, foi apurado o valor justo de R\$137.261. Em 31 de dezembro de 2014 o investimento foi avaliado pelo método do fluxo de caixa descontado utilizando taxa de desconto 14,76%.

9. Contas a Receber de Clientes

³ Companhia Catarinense de Águas e Saneamento – Casan

a) Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

Descrição	Saldos a Vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Consolidado	
				31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Consumidores					
Residencial	234.685	74.125	49.809	358.619	280.227
Industrial	227.920	47.232	364.711	639.863	567.787
Comércio, Serviços e Outros	171.788	28.622	64.354	264.764	209.063
Rural	39.475	6.851	6.904	53.230	40.703
Poder Público	29.940	3.312	32.859	66.111	58.144
Iluminação Pública	18.172	187	16.039	34.398	30.209
Serviço Público	14.336	328	1.066	15.730	12.126
	736.316	160.657	535.742	1.432.715	1.198.259
Suprimento a Outras Concessionárias					
Concessionárias e Permissionárias	41.286	8.831	4.170	54.287	38.576
Transações no Âmbito da CCEE	13.190	-	-	13.190	37.593
Outros Créditos	891	5.136	12.924	18.951	11.717
	55.367	13.967	17.094	86.428	87.886
	791.683	174.624	552.836	1.519.143	1.286.145
Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) com Clientes (b)				(496.062)	(490.770)
				1.023.081	795.375
Circulante				1.016.683	788.205
Não Circulante				6.398	7.170

b) Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD com Clientes

A composição, por classe de consumo está demonstrada a seguir:

Descrição	Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Consumidores		
Residencial	49.799	53.791
Industrial	191.062	184.940
Têxtil (b.2)	136.128	136.128
Comércio, Serviços e Outras	61.337	58.931
Rural	4.612	5.229
Poder Público	32.528	31.842
Iluminação Pública	15.022	14.397
Serviço Público	991	929
Concessionárias e Permissionárias	1.105	1.109
Outros	3.478	3.474
	496.062	490.770
Circulante	359.934	354.642
Não Circulante	136.128	136.128

b.1) Movimentação

	Consolidado
Descrição	Montante
Saldo em 31 de dezembro de 2012 Reapresentado	474.252
Provisão Constituída no Período	93.277
Baixas de Contas a Receber	(76.759)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	490.770
Provisão Constituída no Período	13.678
Baixas de Contas a Receber	(8.386)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	496.062

b.2) Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD com o Setor Têxtil

No ano de 2009 a Celesc Distribuição S.A. efetuou um plano de ação de recuperação de débitos para empresas do ramo têxtil entre elas Buettner S.A., Companhia Industrial Schlösser S.A., Fábrica de Tecidos Carlos Renaux S.A., Têxtil RenauxView S.A. e Tecelagem Kuehnrich – TEKA.

Em 2011, a Buettner S.A. e a Companhia Industrial Schlösser S.A. entraram em recuperação judicial e com base na probabilidade de recuperação desses valores ser remota, a Celesc D provisionou o montante de R\$18.231 em 2011 e R\$16.888 em 2012, que representa a totalidade do crédito que a Celesc possui com essas empresas.

Em 2012, a Fábrica de Tecidos Carlos Renaux S.A. também entrou em liquidação judicial, todavia apresentou plano de recuperação judicial. Em 15 de julho de 2013, o Poder Judiciário do Estado de Santa Catarina, Comarca de Brusque, Vara Comercial, decretou a falência da Fábrica de Tecidos Carlos Renaux S.A.. Dessa forma, no terceiro trimestre de 2013, a Companhia registrou a perda no montante de R\$42.992.

Ainda em 2012, a TEKA deu entrada em um pedido de recuperação judicial perante a Comarca de Blumenau, Santa Catarina. Tendo em vista o plano de recuperação ainda não ter sido aprovado e a probabilidade de recebimento do referido valor ser remota na avaliação da Administração, a Celesc D constituiu provisão da totalidade do parcelamento que a TEKA possui com a empresa no montante de R\$55.794.

Em relação à empresa Têxtil RenauxView S.A., a administração da Celesc D, considerando a inadimplência da dívida referente ao contrato de parcelamento, e em virtude da remota possibilidade de recebimento constituiu provisão da totalidade do valor a receber no montante de R\$45.215 em 2013.

10. Outros Ativos Circulantes

Outros Créditos a Receber	Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Dividendos	14.212	2.771
Subsídio Decreto nº 7.891/2013	240.635	31.801
Pessoal a disposição	6.060	2.020
Adiantamento Proinfa	11.103	11.359
Adiantamentos Diversos	(445)	2.038
PIS/COFINS/ICMS Substituição Tributária	23.179	17.745
Compartilhamento de Infraestrutura	9.433	13.749
Programa Baixa Renda	9.917	3.724
Ativos Financeiros - Parcela A (Nota 11)	450.566	-
Outras contas	13.324	25.237
	777.984	110.444

11. Ativo Financeiro – Parcela A – CVA

Descrição	31 de dezembro					Consolidado 31 de dezembro 2014
	2013	Adição	Baixa	Atualização	Amortização	2014
Parcela A						
Conta de Desenv. Energético - CDE	-	20.092	-	173	(1.086)	19.179
Energia Comprada p/ Revenda	-	645.272	(27.190)	3.145	(37.806)	583.421
Energia Comprada p/ Revenda - LP	-	156.009	(156.009)	-	-	-
Uso da Rede Básica	-	33.928	-	347	(673)	33.602
Transporte de Energia de Itaipu	-	602	-	7	(3)	606
CVA Anos Anteriores	-	1.896	-	18	(226)	1.688
Proinfa	-	6.066	-	55	(612)	5.509
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	-	(178.244)	-	(1.648)	14.666	(165.226)
Encargos de Serviço do Sistema - ESS - LP	-	(20.607)	20.607	-	-	-
Saldo da Parcela A - CVA	-	665.014	(162.592)	2.097	(25.740)	478.779
Passivos Reg. - Neutralidade Encargos Setoriais	-	(32.245)	-	-	4.032	(28.213)
Saldo Itens Financeiros	-	(32.245)	-	-	4.032	(28.213)
Ativo Financeiro – Total Líquido	-	632.769	(162.592)	2.097	(21.708)	450.566

Descrição	Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
CVA 2014 - Período de 08.08.2013 a 07.08.2014	192.054	-
CVA 2015 - Período de 08.08.2014 a 07.08.2015	286.725	-
Total da Parcela A – CVA	478.779	-

O Ativo Financeiro, incluído na conta de Compensação da Variação dos Custos da “Parcela A” – CVA, destina-se a contabilização dos custos não gerenciáveis, assim definidos pela ANEEL, e ainda não repassados às tarifas de fornecimento de energia elétrica.

Os referidos custos integram a base dos reajustes tarifários e são apropriados ao resultado, à medida que a receita correspondente é faturada aos consumidores conforme determinado nas Portarias Interministeriais nº 25 e nº 116, de 24 de janeiro de 2002 e 04 de abril de 2003 respectivamente, e disposições complementares da ANEEL. O saldo dessa conta é atualizado com base na taxa de juros utilizada pelo Selic.

A partir de 10 de dezembro de 2014, com a assinatura do aditivo ao contrato de concessão da Celesc D, o qual visou eliminar possíveis incertezas quanto às diferenças temporais oriundas da CVA e de outros componentes financeiros e com base no OCPC 08 – Reconhecimento de Determinados Ativos ou Passivos nos Relatórios Contábil-financeiro de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, os ativos e passivos regulatórios passaram a ser reconhecidos como direitos e obrigações de maneira prospectiva.

12. Ativo Indenizatório – Concessão

Descrição	31 de dezembro 2014	Consolidado
		31 de dezembro 2013
Em Serviço	2.676.623	2.367.854
Ativo de Concessão – Distribuição de Energia (a)	2.676.623	2.367.854
Em Curso	213.828	314.859
Ativo de Concessão – Distribuição de Energia (a)	213.828	314.859
Total	2.890.451	2.682.713
Circulante	2.890.451	-
Não Circulante	-	2.682.713

Os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia estão dentro dos critérios de aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (*IFRIC12*), que trata de contratos de concessões.

a) Ativo de Concessão – Distribuição de Energia

	Ativo Indenizatório
Em 31 de dezembro de 2012 Reapresentado	2.390.674
(+) Novas Aplicações	261.093
(-) Resgate	(33.116)
(-) Baixa Ultrapassagem de Demanda e Excedentes Reativos	-
(+) Ajuste VNR	64.062
Em 31 de dezembro de 2013	2.682.713
(+) Novas Aplicações	277.651
(-) Resgate	(30.464)
(-) Baixa Ultrapassagem de Demanda e Excedentes Reativos	(77.986)
(+) Ajuste VNR	38.537
Em 31 de dezembro de 2014	2.890.451

(i) A Companhia reconheceu no exercício de 2014, o montante de R\$38.537, referente à atualização do ativo financeiro de concessão de distribuição de energia elétrica pelo Valor Novo de Reposição – VNR, atualizado pelo IGP-M e R\$64.062 no exercício de 2013.

13. Tributos a Recuperar ou Compensar

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
ICMS ⁴	-	-	41.763	45.223
PIS e COFINS ⁵	-	-	399	384
IRPJ e CSLL ⁶	4.001	6.875	27.562	61.144
Outros	101	101	2.884	2.624
Total	4.102	6.976	72.608	109.375
Circulante	4.102	6.976	53.876	98.957
Não Circulante	-	-	18.732	10.418

14. Transações com Partes Relacionadas

a) Transações e Saldos

⁴ Impostos sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – ICMS

⁵ Programa de Integração Social – PIS e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS

⁶ Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL

**Celesc**

Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

Descrição	Controladora
	Outros Créditos de Partes Relacionadas
Em 31 de dezembro de 2013	
Governo do Estado de SC	
Rede Subterrânea (i)	4.262
SC Parcerias S.A.(ii)	10.929
	15.191
Em 31 de dezembro de 2014	
Governo do Estado de SC	
Rede Subterrânea (i)	4.262
	4.262

Descrição	Controladora
	Receitas Financeiras
Em 31 de dezembro de 2013	
Governo do Estado de SC	
SC Parcerias S.A.(ii)	2.793
	2.793
Em 31 de dezembro de 2014	
Governo do Estado de SC	
SC Parcerias S.A.(ii)	368
	368

Descrição	Consolidado				
	Tributos a Recolher	Tributos a Compensar	Contas Receber por Vendas	Outros Créditos de Partes Relacionadas	Outros Passivos de Partes Relacionadas
Em 31 de dezembro de 2013					
Governo do Estado de SC					
ICMS	82.559	45.223	-	-	-
Contas a Receber	-	-	5.806	-	-
Rede Subterrânea (i)	-	-	-	4.262	-
SC Parcerias S.A.(ii)	-	-	-	10.929	-
Celos	-	-	-	-	14.263
	82.559	45.223	5.806	15.191	14.263
Em 31 de dezembro de 2014					
Governo do Estado de SC					
ICMS	101.718	41.763	-	-	-
Contas a Receber	-	-	7.232	-	-
Rede Subterrânea (i)	-	-	-	4.262	-
Celos	-	-	-	-	15.106
	101.718	41.763	7.232	4.262	15.106

Descrição	Consolidado		
	Tributos/ Deduções da Receita	Receita de Vendas	Receitas Financeiras
Em 31 de dezembro de 2013			
Governo do Estado de SC			
ICMS	1.151.904	-	-
Receita de Vendas	-	41.848	-
SC Parcerias S.A.(ii)	-	-	2.793
	1.151.904	41.848	2.793
Em 31 de dezembro de 2014			
Governo do Estado de SC			
ICMS	1.410.881	-	-
Receita de Vendas	-	52.165	-
SC Parcerias S.A.(ii)	-	-	368
	1.410.881	52.165	368

(i) Rede Subterrânea

Em 1995, a Companhia firmou convênio de cooperação técnica com o Governo do Estado de Santa Catarina e a Prefeitura de Florianópolis para implantação de rede subterrânea de energia elétrica no centro de Florianópolis.

O montante em aberto refere-se ao valor a ser repassado pelo Governo do Estado de Santa Catarina à Companhia e está em processo de negociação.

A Companhia está buscando junto ao Governo do Estado de Santa Catarina (Secretaria de Estado da Fazenda) alternativas para quitação do referido crédito.

(ii) SC Participações e Parcerias S.A. – SCPAR

De acordo com o Termo de Reconhecimento, Assunção e Parcelamento de Dívida firmado em 30 de abril de 2008, a dívida foi parcelada em 24 prestações mensais, cujas amortizações iniciaram em 31 de outubro de 2008.

Com a assinatura do 1º Aditivo ao Termo de Reconhecimento, Assunção e Parcelamento de Dívida em janeiro de 2011, o valor remanescente da dívida foi renegociado em 42 parcelas mensais com o primeiro pagamento em 31 de janeiro de 2011, sendo o saldo devedor corrigido à alíquota de 1% ao mês.

Em 30 de junho de 2014, em cumprimento ao 1º Aditivo ao Termo de Reconhecimento, Assunção e Parcelamento de Dívida, a dívida foi quitada.

b) Remuneração do Pessoal Chave da Administração

A remuneração dos administradores (Conselho de Administração – CA, Conselho Fiscal – CF e Diretoria Executiva) está demonstrada a seguir:

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Administradores				
Honorários	4.861	5.000	4.861	5.001
Encargos Sociais	1.398	1.842	1.398	1.848
Outros	159	264	159	267
	6.418	7.106	6.418	7.116

15. Investimentos em Controladas e Coligadas

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Controladas				
Celesc D	1.651.364	1.538.756	-	-
Celesc G	351.334	275.639	-	-
	2.002.698	1.814.395	-	-
Controladas em Conjunto				
SCGÁS	84.717	82.179	84.717	82.179
ECTE	46.818	36.666	46.818	36.666
	131.535	118.845	131.535	118.845
Coligadas				
DFESA	26.689	30.958	26.689	30.958
SPEs ⁷	-	-	37.397	31.668
Cubatão	3.353	3.353	3.353	3.353
(-) Provisão para Perda em Investimento	(3.353)	(3.353)	(3.353)	(3.353)
	26.689	30.958	64.086	62.626
	2.160.922	1.964.198	195.621	181.471

a) Informações sobre Investimentos

						Controladora
Descrição	Milhares de Ações da Companhia	Participação da Companhia		Patrimônio Líquido	Total de Ativos	Lucro/Prejuízo Líquido do Período
	Ordinárias	Capital Social	Capital Votante			
Em 31 de dezembro de 2013						
Celesc D	630.000	100%	100%	1.538.756	4.960.358	149.258
Celesc G	43.209	100%	100%	275.639	325.152	17.228
ECTE	13.001	30,88%	30,88%	118.719	307.540	33.959
SCGÁS	45.476	17%	51%	222.159	370.923	31.424
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	134.423	350.545	38.914
Cubatão	1.600	40%	40%	1.645	5.620	(4)
Em 31 de dezembro de 2014						
Celesc D	630.000	100%	100%	1.651.364	5.570.591	383.618
Celesc G	43.209	100%	100%	351.334	436.788	101.600
ECTE	13.001	30,88%	30,88%	151.586	422.242	72.525
SCGÁS	45.476	17%	51%	248.259	400.699	40.742
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	115.887	320.897	43.756
Cubatão	1.600	40%	40%	1.643	5.707	(2)

⁷ Sociedade de Propósito Específico.

						Consolidado
Descrição	Milhares de Ações da Companhia	Participação da Companhia		Patrimônio Líquido	Total de Ativos	Lucro/Prejuízo Líquido do Período
	Ordinárias	Capital Social	Capital Votante			
Em 31 de dezembro de 2013						
ECTE	13.001	30,88%	30,88%	118.719	307.540	33.959
SCGÁS	45.476	17%	51%	222.159	370.923	31.424
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	134.423	350.545	38.914
Cubatão	1.600	40%	40%	1.645	5.620	(4)
Rondinha Energética S.A.	21.125	32,5%	32,50%	60.667	76.473	(211)
Painel Energética S.A.	4.745	32,5%	32,50%	5.500	5.500	(23)
Campo Belo Energética S.A.	1.350	30%	30%	6.030	6.442	(49)
Cia Energética Rio das Flores S.A.	7.205	25%	25%	29.435	61.921	955
Xavantina Energética S.A.	162	40%	40%	2.490	2.531	-
Em 31 de dezembro de 2014						
ECTE	13.001	30,88%	30,88%	151.586	422.242	72.525
SCGÁS	45.476	17%	51%	248.259	400.699	40.742
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	115.887	320.897	43.756
Cubatão	1.600	40%	40%	1.643	5.707	(2)
Rondinha Energética S.A.	21.125	32,5%	32,5%	60.513	86.598	(3.637)
Painel Energética S.A.	4.745	32,5%	32,5%	5.498	5.498	(23)
Campo Belo Energética S.A.	1.350	30%	30%	6.033	6.446	(52)
Cia Energética Rio das Flores S.A.	7.455	25%	25%	31.466	49.132	1.271
Xavantina Energética S.A.	162	40%	40%	15.592	26.690	-

b) Movimentação dos Investimentos

Descrição	Controladora					Total
	Celesc D	Celesc G	ECTE	SCGÁS	DFESA	
Em 31 de dezembro de 2012 Reapresentado	1.219.509	247.966	36.448	78.876	32.535	1.615.334
Integralizações	-	16.000	-	-	-	16.000
Dividendos e JCP Creditados	(41.477)	(5.555)	(10.270)	(1.529)	(10.539)	(69.370)
Amortização Ágio – Concessão	-	-	-	(1.468)	-	(1.468)
Resultado de Equivalência Patrimonial	149.258	17.288	10.488	5.341	8.962	191.277
Reversão de Dividendos	-	-	-	959	-	959
Ajuste de Avaliação Patrimonial em Controlada	211.466	-	-	-	-	211.466
Em 31 de dezembro de 2013	1.538.756	275.639	36.666	82.179	30.958	1.964.198
Integralizações	-	-	-	-	-	-
Dividendos e JCP Creditados	(92.173)	(25.905)	(12.248)	(2.919)	(14.431)	(147.676)
Amortização Ágio – Concessão	-	-	-	(1.468)	-	(1.468)
Resultado de Equivalência Patrimonial	383.618	101.600	22.399	6.926	10.077	524.620
Reversão de Dividendos	-	-	-	-	85	85
Ajuste de Avaliação Patrimonial em Controlada	(178.837)	-	-	-	-	(178.837)
Em 31 de dezembro de 2014	1.651.364	351.334	46.817	84.718	26.689	2.160.922

Descrição	Consolidado				
	ECTE	SCGÁS	DFESA	SPEs	Total
Em 31 de dezembro de 2012 Reapresentado	36.448	78.876	32.535	20.203	168.062
Integralizações	-	-	-	12.545	12.545
Dividendos e JCP Creditados	(10.270)	(1.529)	(10.539)	-	(22.338)
Amortização Ágio – Concessão	-	(1.468)	-	-	(1.468)
Resultado de Equivalência Patrimonial	10.488	5.341	8.962	148	24.939
Reversão de Dividendos	-	959	-	-	959
Outros Ajustes	-	-	-	(1.228)	(1.228)
Em 31 de dezembro de 2013	36.666	82.179	30.958	31.668	181.471
Integralizações	-	-	-	5.491	5.491
Dividendos e JCP Creditados	(12.248)	(2.919)	(14.431)	-	(29.598)
Amortização Ágio – Concessão	-	(1.468)	-	-	(1.468)
Resultado de Equivalência Patrimonial	22.399	6.926	10.077	(885)	38.517
Reversão de Dividendos	-	-	85	-	85
Outros Ajustes	-	-	-	1.123	1.123
Em 31 de dezembro de 2014	46.817	84.718	26.689	37.397	195.621

O ágio gerado na aquisição da SCGÁS é amortizado pelo prazo de concessão de prestação de serviços públicos da referida empresa.

16. Imobilizado

a) Composição do Saldo

							Consolidado
Descrição	Terrenos	Reservatórios Barragens e Adutoras	Prédios e Construções	Máquinas e Equipamentos	Outros	Obras em Andamento	Total
Em 31 de dezembro de 2013	7.072	43.141	1.895	10.537	218	158.266	221.129
Custo do Imobilizado	20.036	185.024	13.012	65.343	1.129	158.266	442.810
Provisão para Perdas	(12.964)	(84.001)	(2.465)	(19.386)	(78)	-	(118.894)
Depreciação Acumulada	-	(57.882)	(8.652)	(35.420)	(833)	-	(102.787)
Em 31 de dezembro de 2013	7.072	43.141	1.895	10.537	218	158.266	221.129
Adições	-	-	-	-	191	3.496	3.687
Baixas	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação	-	(37.565)	(1.476)	(9.474)	(135)	-	(48.650)
(+/-) Transferências	-	-	69	-	391	(460)	-
Reversão/Perda Recuperabilidade de Ativos (i)	752	21.313	810	6.796	(1)	-	29.670
Realização de Provisão para Perdas (ii)	-	20.486	784	5.196	48	-	26.514
Em 31 de dezembro de 2014	7.824	47.375	2.082	13.055	712	161.302	232.350
Custo do Imobilizado	20.036	185.024	13.081	65.343	1.711	161.302	446.497
Provisão para Perdas	(12.212)	(42.202)	(871)	(7.394)	(31)	-	(62.710)
Depreciação Acumulada	-	(95.447)	(10.128)	(44.894)	(968)	-	(151.437)
Em 31 de dezembro de 2014	7.824	47.375	2.082	13.055	712	161.302	232.350
	0%	26%	12%	16%	12%	0%	

i) Em 2014 foi constituída Perda do Valor Recuperável de Ativos (*Impairment*) no valor de R\$14.253 e Reversão Valor Recuperável de Ativos no valor de R\$43.923, contabilizadas na

Demonstração de Resultado, na linha Provisões Líquidas, de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 01 (R1) – Redução ao Valor Recuperável de Ativos, CPC 27 – Ativo Imobilizado e Interpretação Técnica ICPC 10 – Interpretação Sobre a Aplicação Inicial ao Ativo Imobilizado.

ii) Em 2014, foi revertida a provisão para perdas, das usinas Bracinho, Garcia, Ivo Silveira, Palmeiras, Rio dos Cedros e Salto no valor equivalente a realização da depreciação constituída durante o exercício de 2014, de R\$26.514.

O fluxo foi descontado por uma taxa média de 6,44%, que se refere ao Custo do Capital Próprio.

Os valores por Unidade Geradora de Caixa – UGC estão demonstrados a seguir:

Unidades Geradoras de Caixa – UGCs	Provisão/Reversão
Usina Palmeiras	34.091
Usina Bracinho	(344)
Usina São Lourenço	(617)
Usina Celso Ramos	(237)
Usina Garcia	(6.713)
Usina Rio dos Cedros	(2.560)
Usina Salto	185
Usina Pirai	(262)
Usina Caveiras	1.001
Usina Ivo Silveira	(3.318)
Usina Rio do Peixe	(202)
Usina Pery	8.646
Total	29.670

17. Intangível

Descrição	31 de dezembro 2012	Amortizações	31 de dezembro 2013	Amortizações	Controladora 31 de dezembro 2014
	Reapresentado				
Ágio Aquisição ECTE	8.523	(60)	8.463	(503)	7.960

Consolidado

Descrição	Contratos de Concessão (a)	Software Adquiridos	Ágio	Uso do Bem Público (b)	Itens em Andamento	Total
	Celesc D			Celesc G		
Em 31 de dezembro de 2013	233.192	4.258	8.463	5.007	-	250.920
Custo Total	960.353	4.802	14.248	5.007	-	984.410
Amortização Acumulada	(727.161)	(544)	(5.785)	-	-	(733.490)
Em 31 de dezembro de 2013	233.192	4.258	8.463	5.007	-	250.920
Adições	18.621	-	-	1.272	1.443	21.336
Baixas	(2.154)	-	-	-	-	(2.154)
Amortizações	(165.386)	(544)	(503)	(1.632)	-	(168.065)
Transferências	-	(2.082)	-	-	2.082	-
Em 31 de dezembro de 2014	84.273	1.632	7.960	4.647	3.525	102.037
Custo Total	976.820	2.720	14.248	6.279	3.525	1.003.592
Amortização Acumulada	(892.547)	(1.088)	(6.288)	(1.632)	-	(901.555)
Em 31 de dezembro de 2014	84.273	1.632	7.960	4.647	3.525	102.037
Taxa Média de Amortização %	8%	20%	3%	26%		

O ágio gerado na aquisição da ECTE é amortizado pelo prazo de concessão de prestação de serviços públicos da referida empresa.

a) Contratos de Concessão

Em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1), contabilidade de concessões, foi registrado no Ativo Intangível a parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão, composta pelos ativos da distribuição de energia elétrica, líquidos das participações de consumidores (obrigações especiais).

A ANEEL em conformidade ao marco regulatório brasileiro é responsável por estabelecer a vida útil econômica dos ativos de concessão do setor elétrico, estabelecendo periodicamente uma revisão na avaliação destas taxas. As taxas estabelecidas pela ANEEL são utilizadas nos processos de revisão tarifária, cálculo de indenização ao final da concessão e são reconhecidas como uma estimativa razoável da vida útil dos ativos da concessão. Desta forma, estas taxas foram utilizadas como base para a avaliação e amortização do ativo intangível.

b) Uso do Bem Público

Em 11 de julho de 2013, o contrato de concessão nº 006/2013, decorrente da alteração de regime de exploração formalizada pelo quarto termo aditivo ao contrato de concessão para geração de energia elétrica nº 55/99, celebrado entre a Celesc G e a União, por intermédio da ANEEL, tem como objeto regular a exploração dos potenciais de energia hidráulica, por meio das Centrais Geradoras – PCH e Instalações de Transmissão de Interesse Restrito. A Celesc G iniciou recolhimento da quota mensal de Uso de Bem Público – UBP em 15 de agosto de 2013, por um prazo de 60 meses ou até o final da concessão de cada PCH à Eletrobras.

O contrato de concessão firmado estabelece, dentre outros, o seguinte: pelo uso do bem público a Companhia pagará à União, pelo prazo de 5 anos contados da assinatura do contrato parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) do pagamento anual proposto, atualizado monetariamente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, tendo como base o índice relativo ao mês anterior ao da publicação do ato administrativo que aprovou a modificação do regime de exploração da concessão, não havendo prorrogação, os bens e instalações vinculados ao aproveitamento hidrelétrico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados, desde que previamente autorizados e ainda não amortizados, apurada por auditoria da ANEEL.

Em 30 de dezembro de 2014 foi emitido o Primeiro Termo Aditivo ao contrato de concessão nº 006/13, que alterou o regime de Exploração de Serviço Público de Energia para Produtor Independente de Energia Elétrica das UHE Caveiras e Palmeiras, passando a serem reguladas por tal contrato.

A contrapartida dessa obrigação está registrada no ativo intangível e será amortizada pelo mesmo período de vigência da obrigação. Em 2014 a amortização anual foi de R\$1.632. A estimativa dos fluxos de caixa para mensuração da UBP são decorrentes da utilização da taxa de desconto definida pela Administração.

Centrais Geradoras	Valor das Parcelas UBP	Concessão até
PCH Garcia	24,0	07/07/2015
PCH Ivo Silveira	6,4	07/07/2015
PCH Cedros	22,8	07/11/2016
PCH Salto	17,7	07/11/2016
PCH Bracinho	27,0	07/11/2016
UHE Palmeiras	35,7	07/11/2016
PCH Pery	55,7	09/07/2017
UHE Caveiras	5,9	10/07/2018
PCH Celso Ramos	12,8	23/11/2021

18. Resultado com Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL

a) Composição do IRPJ e da CSLL Diferidos Líquidos

Descrição	Consolidado					
	Diferido Ativo		Diferido Passivo		Diferido Líquido	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Diferenças Temporárias						
Provisão para Contingências	124.917	121.251	-	-	124.917	121.251
Provisão para Perdas em Ativos	70.381	88.480	-	-	70.381	88.480
Benefício Pós-Emprego	239.968	190.595	-	-	239.968	190.595
Custo Atribuído	-	-	37.593	54.057	(37.593)	(54.057)
IRPJ e CSLL s/ Prej. Fiscal	28.934	24.284	-	-	28.934	24.284
RTE	-	74.839	-	-	-	74.839
Efeitos ICPC 01	-	-	70.880	67.511	(70.880)	(67.511)
Efeitos CPC 38	-	-	87.334	74.231	(87.334)	(74.231)
Parcela A - CVA	9.593	-	162.785	-	(153.192)	-
Outras Provisões	-	-	545	766	(545)	(766)
	473.793	499.449	359.137	196.565	114.656	302.884

Descrição	Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Ativo	130.068	316.517
Passivo	(15.412)	(13.633)
Tributo Diferido Líquido	114.656	302.884

b) Realização dos Ativos Diferidos

A base tributável do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro líquido decorre não apenas do lucro gerado, mas da existência de receitas não tributáveis, despesas não dedutíveis, incentivos fiscais e outras variáveis, sem correlação imediata entre o lucro líquido da Companhia e o resultado de imposto de renda e contribuição social. Desse modo, a expectativa da utilização dos créditos fiscais não deve ser tomada como único indicativo de resultados futuros da Companhia.

A realização tem como base o Plano de Ação para Demonstrar a Sustentabilidade Econômico-Financeira da Celesc D apresentado para a ANEEL em novembro de 2013.

Em atendimento a Instrução CVM nº 371 de 27 de junho de 2002, a Administração da Companhia considera que os ativos diferidos provenientes das diferenças temporárias serão realizados, na proporção da resolução final das contingências e dos eventos a que se referem quando serão compensados com os lucros tributáveis.

Os tributos diferidos sobre o passivo atuarial de benefícios a empregados estão sendo realizados pelo pagamento das contribuições.

As estimativas de realização para o saldo do total do ativo de 31 de dezembro de 2014 são:

	Consolidado
	31 de
Ano	dezembro
	2014
2015	82.918
2016	40.261
2017	40.261
2018	48.522
Acima de 2018	261.831
Total	473.793

c) Conciliação do IRPJ e da CSLL Corrente e Diferido

A conciliação entre a despesa de imposto de renda e de contribuição social pela alíquota nominal e pela efetiva está demonstrada a seguir:

	Controladora	Consolidado
	31 de	31 de
	dezembro	dezembro
	2014	2013
Lucro antes do IRPJ e a CSLL	513.055	222.738
Alíquota Nominal Combinada do IRPJ e da CSLL	34%	34%
IRPJ e SCLL	(174.439)	(75.731)
Adições e Exclusões Permanentes		
Equivalência Patrimonial	178.371	65.034
Benefício Fiscal	-	-
Incentivo Fiscal	-	-
Juro Sobre Capital Próprio	(4.909)	(16.716)
Provisões Indedutíveis	(655)	(215)
Multas Indedutíveis	-	-
IRPJ/CSLL sobre Prejuízo Fiscal não Constituído	(3.623)	-
IRPJ/CSLL sobre Prejuízo Fiscal	-	-
Participação dos Administradores	(199)	(352)
Depreciação / Baixas VNR	-	-
Ultrapassagem da demanda	-	-
Outras Adições (Exclusões)	5.454	4.116
	(23.864)	(321.460)
Corrente	-	-
Diferido	-	-
Alíquota Efetiva	0,00%	-10,71%

19. Fornecedores

	Consolidado
	31 de
Descrição	dezembro
	2014
Energia Elétrica	561.962
Encargos de Uso da Rede Elétrica	37.959
Materiais e Serviços	80.651
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	8.771
	689.343

20. Empréstimos e Financiamentos

Os contratos de Empréstimos e Financiamentos são garantidos, principalmente, por recebíveis das Companhias.

Descrição	Taxa de Juros e Comissões %	Consolidado	
		31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Empréstimos Bancários (a)	116 a 121,5 CDI	375.932	-
Empréstimos Bancários (a)	7,55 a.a.	9.950	163.397
Eletrobras (b)	5,00 a.a.	135.861	177.591
Finame (c)	2,5 a 8,7 a.a.	34.722	37.651
Total		556.465	378.639
Circulante		322.586	199.686
Não Circulante		233.879	178.953

a) Empréstimos Bancários

Em 17 de janeiro de 2013, o Conselho de Administração autorizou a captação de recursos para Capital de Giro da Celesc D no valor de R\$89.000 a taxa de 7,55% a.a. Este contrato tem como garantia os recebíveis e estão sendo anuídos pela ANEEL.

Em 11 de março de 2014, nova autorização do Conselho de Administração para captação de recursos para Capital de Giro da Celesc D nos valores de R\$90.000 junto ao Banco do Brasil à taxa de 116% do CDI e R\$300.000 junto a Caixa Econômica Federal à taxa de 121,5% do CDI.

b) Eletrobras

Os valores contratados destinam-se, entre outras aplicações, aos programas de eletrificação rural, sendo que os recursos advêm da Reserva Global de Reversão – RGR e do Fundo de Financiamento da Eletrobras. Em geral, estes contratos possuem carência de 24 meses, amortização com períodos de 60 meses, sendo alguns superiores a 96 meses, taxa de juros de 5% a.a. e taxa de administração de 2% a.a., oferecem os recebíveis como garantia e estão anuídos pela ANEEL.

c) Finame

Os empréstimos contratados destinaram-se a suprir parte da insuficiência de recursos da Celesc D e foram utilizados na compra de máquinas e equipamentos. Cada aquisição de equipamento constitui um contrato, que foram negociados a taxas de juros anuais que variam de 2,5% a.a. a 8,7% a.a.. Suas aplicações estavam previstas, inicialmente, para os anos 2011 e 2012. Entretanto, houve aplicações em 2013 e poderão ocorrer até 2017.

O valor contratado pode chegar a R\$50.000, e os empréstimos são amortizados em 96 meses, cujo início ocorreu em agosto de 2011. Em caso de inadimplência, a garantia está vinculada aos recebíveis do contratante e estão anuídos pela ANEEL.

20.1. Composição dos Vencimentos de Longo Prazo

Os montantes classificados no passivo não circulante têm a seguinte composição, por ano de vencimento:

Descrição	Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Ano 2015	-	61.302
Ano 2016	153.215	38.119
Ano 2017	30.924	30.763
Ano 2018	20.883	20.721
Ano 2019	14.617	14.455
Ano 2020 +	14.240	13.593
	233.879	178.953

20.2. Movimentação de Empréstimos e Financiamentos

Descrição	Consolidado		
	Circulante	Não Circulante	Total
Em 31 de dezembro de 2012 Reapresentado			
Ingressos	212.975	120.491	333.466
Encargos Provisionados	33.718	-	33.718
Transferências	198.584	(198.584)	-
Amortizações de Principal	(294.959)	-	(294.959)
Pagamentos de Encargos	(31.696)	-	(31.696)
Em 31 de dezembro de 2013	199.686	178.953	378.639
Ingressos	88.230	391.302	479.532
Encargos Provisionados	47.745	-	47.745
Transferências	336.376	(336.376)	-
Amortizações de Principal	(301.756)	-	(301.756)
Pagamentos de Encargos	(47.695)	-	(47.695)
Em 31 de dezembro de 2014	322.586	233.879	556.465

21. Debêntures

A emissão de 30 mil Debêntures não conversíveis em ações com valor nominal unitário de R\$10, para fins e efeitos legais, foi realizada em 15 de maio de 2013. Tendo um prazo de 72 meses contados da data de emissão, portanto, seu vencimento será no dia 15 de maio de 2019. A amortização será em 3 parcelas, anuais e consecutivas, sendo a primeira devida a partir do 48º mês contado da data de emissão, ou seja, em 15 de maio de 2017 e a remuneração será paga em parcelas semestrais e consecutivas, sem carência, a partir da data de emissão.

Os recursos desta emissão destinam-se exclusivamente para reforço de capital de giro e realização de Investimentos. As Debêntures farão jus ao pagamento de juros remuneratórios correspondentes a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI, *over* extra-Grupo, expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela CETIP, acrescidos de uma sobretaxa ou *spread* de 1,30%.

Ao final de cada exercício, a partir de 2014, a Companhia tem como compromisso contratual (*covenant*) vinculado a emissão das debêntures não apresentar a relação Dívida Líquida/EBITDA superior a 2.

	Consolidado
Descrição	
Em 31 de dezembro de 2012	-
Ingressos	300.000
Atualização Monetária	19.680
Pagamentos	(14.684)
Custos na Emissão de Debêntures	(1.963)
Em 31 de dezembro de 2013	303.033
Atualização Monetária	34.446
Pagamentos	(34.957)
Custos na Emissão de Debêntures	366
Em 31 de dezembro de 2014	302.888
Circulante	4.120
Não Circulante	298.768

22. Tributos e Contribuições Sociais

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
Descrição	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
ICMS	-	-	101.718	82.667
PIS e COFINS	1.336	4.492	25.374	28.652
REFIS (i)	-	104	-	104
IRPJ e CSLL	-	-	33.374	47.633
INSS Parcelamento	-	-	-	2.487
Outros	90	88	8.822	5.943
Circulante	1.426	4.684	169.288	167.486

(i) Programa de Recuperação Fiscal – REFIS

Em novembro de 2009, a Companhia aderiu ao REFIS, instituído pela Lei nº 11.941 de 27 de maio de 2009, visando equalizar e regularizar os passivos fiscais de parcelamentos ativos por meio de um sistema especial de pagamento e de parcelamento de suas obrigações fiscais.

As condições gerais desse parcelamento podem ser assim resumidas:

- a) parcelamento de débitos vencidos até 30 de novembro de 2008;
- b) inclusão de débitos já parcelados anteriormente (REFIS, PAES, PAEX e Parcelamentos Ordinários);
- c) redução de multa e juros, de acordo com origem do débito (juros, multas e encargos legais), assim como prazo determinado para quitação do parcelamento;
- d) não tributação dos benefícios gerados na aplicação das reduções legais;
- e) utilização de prejuízos fiscais acumulados para quitação do valor devido de juros e multas; e
- f) parcelamento em até 180 vezes, atualizado pela Selic.

A movimentação referente aos pagamentos efetuados em virtude do parcelamento está descrita no quadro a seguir:

Descrição	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2013	104	104
(-) Amortizações no Período	(104)	(104)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	-	-
Circulante	-	-

Em cumprimento ao disposto no artigo 1º da Portaria Conjunta PGFN/RFB nº 2, a Companhia, em 31 de março de 2012, prestou as informações necessárias à consolidação das modalidades de parcelamento.

Em janeiro de 2014, a Companhia quitou o referido parcelamento e está no aguardo da homologação pela Receita Federal do Brasil – RFB.

23. Taxas Regulamentares

Descrição	Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Programa de Eficiência Energética – PEE	152.825	147.795
Encargo de Capacidade Emergencial – ECE	65.565	60.432
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	65.164	67.381
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	8.854	4.838
Reserva Global de Reversão – RGR	73	278
Uso do Bem Público	4.657	5.007
Outros	1.175	1.049
	298.313	286.780
Circulante	113.208	174.621
Não Circulante	185.105	112.159

24. Provisão para Contingências e Depósitos Judiciais

Nas datas das Demonstrações Financeiras, a Companhia apresentava os seguintes passivos, e correspondentes depósitos judiciais, relacionados as contingências:

Descrição	Controladora			
	Depósitos Judiciais		Provisões para Riscos	
	31 de dezembro	31 de dezembro	31 de dezembro	31 de dezembro
	2014	2013	2014	2013
Contingências:				
Tributária	2.154	2.154	1.263	1.263
Trabalhistas	717	-	-	-
Cíveis	5.587	-	-	-
Regulatórias	8.182	6.627	6.627	6.627
	16.640	8.781	7.890	7.890

Descrição	Consolidado			
	Depósitos Judiciais		Provisões para Riscos	
	31 de dezembro	31 de dezembro	31 de dezembro	31 de dezembro
	2014	2013	2014	2013
Contingências:				
Tributária	3.782	3.782	29.392	29.522
Trabalhistas	43.254	51.334	64.738	75.612
Cíveis	49.689	42.240	156.309	349.137
Regulatórias	47.960	46.405	46.078	51.534
	144.685	143.761	296.517	505.805

As movimentações de provisões e depósitos estão demonstradas a seguir:

Descrição	Controladora		Consolidado	
	Depósitos Judiciais	Provisões para Riscos	Depósitos Judiciais	Provisões para Riscos
Em 31 de dezembro de 2012 Reapresentado	8.809	7.890	139.623	426.645
Adições	830	-	36.904	104.576
Baixas	(858)	-	(32.766)	(25.416)
Em 31 de dezembro de 2013	8.781	7.890	143.761	505.805
Adições	7.859	-	36.411	50.438
Baixas	-	-	(35.487)	(259.726)
Em 31 de dezembro de 2014	16.640	7.890	144.685	296.517

A Companhia é parte envolvida em processos trabalhistas, cíveis, tributários e regulatórios em andamento, e está discutindo essas questões tanto na esfera administrativa como na judicial. Esses processos, quando aplicáveis, são amparados por depósitos judiciais. As provisões para as eventuais perdas decorrentes desses processos são estimadas e atualizadas pela administração, respaldadas pela opinião de seus consultores legais internos e externos.

A natureza das contingências pode ser sumariada como segue:

a) Contingências Tributárias

Estão relacionadas às contingências de ordem tributárias nas esferas federal (relativos aos tributos COFINS, IRPJ, CSLL e previdenciária) e municipal (relativo ao ISS).

b) Contingências Trabalhistas

Estão relacionadas às reclamações movidas por empregados e ex-empregados do Grupo e das empresas prestadoras de serviços relativas a questões de verbas rescisórias, salariais, enquadramentos e outros.

A principal ação refere-se as provisões trabalhistas movidas pelo Ministério Público contra a Celesc D no que se refere às terceirizações. O processo encontra-se em fase de instrução e apresenta valor de R\$30 mil. Os assessores jurídicos internos da Celesc D entendem que a mesma é provável de perda.

c) Contingências Cíveis

Decorre de ações judiciais movidas pelos consumidores (classe industrial), que reivindicam o reembolso de valores pagos resultantes da majoração da tarifa de energia elétrica, com base nas Portarias DNAEE nº 38, de 27 de fevereiro de 1986 e nº 45, de 04 de março de 1986, aplicadas durante a vigência do Plano Cruzado. A Celesc D constituiu provisão considerada suficiente para cobrir eventuais perdas com os processos dessa natureza. Quanto ao efeito sobre os anos subsequentes, denominado “Efeito Cascata”, não é possível no momento avaliar as possíveis decisões do Judiciário bem como estimar os possíveis efeitos.

Ainda em junho de 2014 a Celesc D, após a publicação da sentença do processo cível Natureza Ambiental nº 5001151-41.2013.404.7200, de autoria do Ministério Público Federal, provisionou o valor de R\$20.177, em complemento ao valor de R\$1.314.

Também foram constituídas provisões de diversas ações cíveis movidas por pessoas físicas e jurídicas, nas quais a Companhia é ré, relativas a questões de indenizações causadas por falha na rede de energia elétrica (danos materiais, danos morais e lucros cessantes), desapropriação, corte (danos morais e danos materiais), acidente (danos morais, materiais e pensão), inscrição indevida no SERASA/SPC (danos morais), entre outras.

Para o período de agosto 2002 a julho de 2003, a ANEEL homologou para a Celesc D Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE de acordo com a Lei Federal nº 10.438, de 26 de abril de 2002. A cobrança dos percentuais (2,9% para os consumidores residenciais e 7,9% para as demais classes de consumidores), originou no ano de 2003 o ajuizamento por parte Ministério Público Federal e Estadual objetivando a ilegalidade do reajuste concedido. Tendo em vista que em primeira e segunda instância a Celesc D não obteve êxito, em 2006 a Companhia provisionou o valor de R\$220.115.

Em face desta decisão a Celesc D e a ANEEL recorreram ao Superior Tribunal de Justiça – STJ e ao Supremo Tribunal Federal – STF.

Em 2013, o STJ julgou o referido processo declarando a legalidade da cobrança, neste contexto não havendo interesse recursal da Celesc D e da ANEEL, o prazo recursal esgotou-se em 4 de dezembro de 2014, ocorrendo o trânsito em julgado do processo em 9 de dezembro de 2014.

Diante do exposto em dezembro de 2014, a Companhia efetuou a reversão da provisão de contingência no valor de R\$221.634.

d) Contingências Regulatórias

O Grupo foi autuado pela ANEEL em alguns processos administrativos que implicaram em multas pela transgressão de alguns itens da qualidade no atendimento de consumidores e outras matérias. A Companhia recorreu na esfera administrativa contra as penalidades impostas.

e) Perdas Possíveis – Não Provisionadas

O Grupo tem ações de natureza tributária, trabalhista, cíveis, envolvendo riscos de perda classificados pela administração como possíveis, com base na avaliação de seus consultores jurídicos, para as quais não há provisão constituída, conforme composição e estimativa a seguir:

Possível	Consolidado	
Descrição	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Tributárias (i)	2.383	2.055
Trabalhistas (ii)	5.443	681
Cíveis (iii)	54.428	24.079
Regulatórias (iv)	14.877	15.172
	77.131	41.987

i) Contingências Tributárias

Estão relacionadas às contingências de ordem tributárias na esfera federal relativas a recolhimento de PIS, COFINS e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL.

ii) Contingências Trabalhistas

Estão relacionadas, em sua maioria, às reclamações movidas por empregados e ex-empregados do Grupo e das empresas prestadoras de serviços relativas a questões de responsabilidade subsidiária/solidária, horas extras, indenização por acidente de trabalho, garantia contratual e verbas rescisórias e outras.

iii) Contingências Cíveis

Estão relacionadas a diversas ações cíveis movidas por pessoas físicas e jurídicas, relativas a questões de indenizações causadas por danos materiais, danos morais e lucros cessantes, acidente, processos licitatórios e outras.

iv) Contingências Regulatórias

Estão relacionadas as autuações pelo descumprimento de obrigações regulatórias, não adequação do sistema de medição para faturamentos relativos a pontos de medição de fronteira de consumidores livres, procedimentos de não conformidades com a legislação e com os regulamentos da ANEEL.

25. Passivo Atuarial

Obrigações Registradas	Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Planos Previdenciários	703.923	598.387
Plano Misto/Transitório (a)	703.923	598.387
Outros Benefícios a Empregados	499.196	461.102
Plano Celos Saúde (b)	316.689	196.867
Programa de Demissão Voluntária Incentivada – PDVI (c)	-	10.803
Programa de Demissão Voluntária – PDV 2012 (d)	151.060	223.750
Outros Benefícios (e)	31.472	29.682
Total	1.203.144	1.059.489
Circulante	170.853	172.275
Não Circulante	1.032.291	887.214

A Celesc D é patrocinadora da Fundação Celesc de Seguridade Social – Celos, entidade fechada de previdência complementar, sem fins lucrativos, que tem como objetivo principal a administração de planos de benefícios previdenciários para os seus participantes representados basicamente pelos empregados da Celesc D.

a) Planos Previdenciários

A partir de janeiro de 1997, foi implementado um novo plano de previdência complementar para os novos empregados com características de contribuição variável, denominado “Plano Misto”, contemplando a renda de aposentadoria programada, aposentadoria por invalidez e pensão por morte.

Para os participantes que pertenciam ao Plano Transitório foi elaborado um processo de migração dando oportunidade aos participantes do referido plano migrarem para o Plano Misto.

Este processo de migração se deu em dois períodos: de maio a agosto de 1999 e fevereiro de 2000. Mais de 98% dos empregados ativos optaram pela migração.

O Plano Misto tem características de benefício definido para a parcela de reserva matemática já existente na data da transição e para os benefícios concedidos, e características de contribuição definida para as contribuições posteriores a transição, relativos aos benefícios de aposentadoria programada a conceder. O plano anterior de benefício definido, denominado “Plano Transitório” continua existindo, cobrindo exclusivamente os participantes aposentados e seus beneficiários.

A Celesc D firmou, em 30 de novembro de 2001, o contrato para pagamento de 277 contribuições adicionais mensais, com incidência de juros de 6% ao ano e atualização pela variação do IGP-M, para cobertura do passivo atuarial do Plano Misto e Transitório.

Em outubro de 2010 por meio de termo aditivo houve a mudança do indexador de atualização do IGP-M para o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

b) Plano Celos Saúde

A Celesc D oferece plano de saúde (assistência médica, hospitalar e odontológica) aos seus empregados ativos, aposentados e pensionistas.

c) Programa de Demissão Voluntária Incentivada – PDVI

Por meio da Deliberação nº 243, de 09 de dezembro de 2002, a Celesc D aprovou o PDVI, o qual foi homologado pelo Governo do Estado de Santa Catarina visando à redução de custos operacionais.

Esse programa foi implementado a partir de janeiro 2003 e teve a adesão de 1.089 empregados. Em 31 de dezembro de 2014 a Celesc D havia quitado o débito com todos os beneficiários.

d) Programa de Demissão Voluntária – PDV

Por meio da Deliberação nº 168, de 15 de maio de 2012, a Celesc D aprovou o Plano de Adequação de Quadros, do qual faz parte o Plano de Demissão Voluntária – PDV.

Esse programa foi implementado a partir de novembro de 2012, inicialmente aderiram 734 empregados e até junho de 2013 houve a inclusão de mais 19 empregados. Desligaram-se da Celesc D 753 beneficiários.

Até 31 de dezembro de 2014 a Celesc D havia quitado o débito com 228 beneficiários.

e) Outros Benefícios

Trata-se de valores referentes ao auxílio deficiente, auxílio funeral, indenização por morte natural ou acidental e benefício mínimo ao aposentado.

25.1. Resultados da Avaliação Atuarial

a) Evolução do Valor Presente das Obrigações

Descrição	Plano Misto	Plano Transitório	Plano Celos Saúde	PDVI 2002	PDVI 2012	Plano Pecúlio	Outros Benefícios
Em 31 de dezembro de 2012	1.672.550	898.700	144.271	34.882	288.814	6.584	33.044
Custo do Serviço Corrente Bruto (com juros)	(357)	(4.066)	(19.070)	-	-	-	-
Juros sobre Obrigação Atuarial	142.834	75.951	10.262	2.156	20.978	571	2.793
Benefícios Pagos no Ano	(91.582)	(68.689)	(53.035)	(20.558)	(86.972)	(196)	(910)
Contribuições de Participante Vertida no Ano	5.491	4.791	26.805	-	-	-	-
Obrigações Ganho/Perda	(305.093)	(212.586)	123.234	(5.677)	930	1.412	(5.886)
Em 31 de dezembro de 2013	1.423.843	694.101	232.467	10.803	223.750	8.371	29.041
Custo do Serviço Corrente Bruto (com juros)	4.037	-	(24.759)	-	-	-	-
Juros sobre Obrigação Atuarial	154.168	73.846	23.089	601	20.290	925	3.196
Benefícios Pagos no Ano	(107.378)	(72.234)	(53.763)	(10.929)	(85.288)	(346)	(4.098)
Contribuições de Participante Vertida no Ano	-	-	29.229	-	-	-	-
Obrigações Ganho/Perda	86.313	11.519	148.526	(475)	(7.691)	399	1.927
Em 31 de dezembro de 2014	1.560.983	707.232	354.789	-	151.061	9.349	30.066

b) Evolução do Valor Justo dos Ativos

Descrição	Plano Misto	Plano Transitório	Plano Celos Saúde	PDVI 2002	PDVI 2012	Plano Pecúlio	Outros Benefícios
Em 31 de dezembro de 2012	1.185.284	377.531	19.978	-	-	8.662	-
Benefícios Pagos no Ano	(91.582)	(68.689)	(53.035)	(20.558)	(86.972)	(196)	(910)
Contribuições de Participantes Vertidas no Ano	5.491	4.791	26.805	-	-	-	-
Contribuições de Patrocinadora Vertidas no Ano	32.481	30.328	31.937	20.558	86.972	196	910
Juros sobre Ativo	101.900	32.094	1.499	-	-	752	(75)
Ganho/Perda sobre os Ativos	(47.814)	(42.258)	8.416	-	-	(1.684)	75
Em 31 de dezembro de 2013	1.185.760	333.797	35.600	-	-	7.730	-
Benefícios Pagos no Ano	(107.378)	(72.234)	(53.763)	-	-	(346)	-
Contribuições de Participantes Vertidas no Ano	-	-	29.229	-	-	-	-
Contribuições de Patrocinadora Vertidas no Ano	31.119	32.495	38.268	-	-	-	-
Juros sobre Ativo	129.622	35.484	4.281	-	-	864	-
Ganho/Perda sobre os Ativos	23.445	(27.819)	(15.513)	-	-	(277)	-
Em 31 de dezembro de 2014	1.262.568	301.723	38.102	-	-	7.971	-

c) Conciliação dos Ativos e Passivos Reconhecidos no Balanço

Descrição	Plano Misto	Plano Transitório	Plano Celos Saúde	PDVI 2002	PDVI 2012	Plano Pecúlio	Outros Benefícios
Valor presente da obrigações atuariais com cobertura	1.423.843	694.101	232.467	10.803	223.750	8.371	29.041
Benefícios Concedidos	1.146.538	694.089	212.398	10.803	223.750	1.362	27.383
Benefícios a Conceder	277.305	12	20.069	-	-	7.009	1.658
Valor justo dos ativos	(1.185.760)	(333.797)	(35.600)	-	-	(7.730)	-
Passivo / (Ativo) atuarial líquido total a ser provisionado em 31 de dezembro de 2013	238.083	360.304	196.867	10.803	223.750	641	29.041
Valor presente da obrigações atuariais com cobertura	1.560.983	707.232	354.789	-	151.061	9.349	30.091
Benefícios Concedidos	1.299.074	707.232	336.989	-	151.061	1.452	28.034
Benefícios a Conceder	261.909	-	17.800	-	-	7.897	2.057
Valor justo dos ativos	(1.262.568)	(301.723)	(38.102)	-	-	(7.971)	-
Passivo / (Ativo) atuarial líquido total a ser provisionado em 31 de dezembro de 2014	298.415	405.509	316.687	-	151.061	1.378	30.091

d) Custos Reconhecidos na Demonstração do Resultado do Exercício

Descrição	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Plano Transitório	33.571	39.791
Plano Misto	23.091	40.577
Plano Pecúlio	61	(180)
PDVI 2002	601	2.156
PDVI 2012	20.290	20.978
Plano Médico	(5.950)	(10.307)
Outros	3.197	2.868
	74.861	95.883

e) Hipóteses Atuariais e Econômicas

As premissas atuariais e econômicas utilizadas foram às seguintes:

Descrição	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Taxa de Desconto	10,93%	11,18%
Taxa Esperada de Retorno dos Ativos	10,93%	11,18%
Taxa de Crescimento Salarial	5,55%	5,55%
Taxa de Inflação Futura	4,50%	4,50%
Taxa de Crescimento dos Custos Médicos	10,77%	7,67%
Taxa ou Tábua de Rotatividade	0,60%	0,60%
Taxa de Crescimento Real dos Benefícios do Plano	0,00%	0,00%
Indexador de Reajuste de Salários	IPCA	IPCA
Indexador de Reajuste dos Benefícios	IPCA	IPCA
Fator de Determinação do Valor Real dos Salários	98,00%	97,50%
Fator de Determinação do Valor Real dos Benefícios	98,00%	97,50%

f) Hipóteses Biométricas

Descrição	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Mortalidade Geral	AT-1983	AT-1983
Mortalidade de Inválidos	AT- 1949	AT-1949
Entrada em Invalidez	Light Média agravada em 25%	Ligth Média agravada em 25%

g) Despesa Estimada para o Exercício de 2015

A estimativa da despesa para o exercício de 2015 está demonstrada a seguir:

Descrição	Despesa a ser Reconhecida em 2015
Plano Transitório	42.580
Plano Misto	35.463
Plano Pecúlio	132
PDV 2012	12.939
Plano Médico	11.609
Outros Benefícios	3.067
	105.790

26. Patrimônio Líquido

a) Capital Social

O Capital Social da Companhia atualizado, subscrito e integralizado, é de R\$1.017.700, representado por 38.571.591 ações nominativas, sem valor nominal, sendo 15.527.137 ações ordinárias (40,26%) com direito a voto e 23.044.454 ações preferenciais (59,74%), também nominativas. As ações preferenciais têm prioridade no recebimento de dividendos à base de 25%, não cumulativos.

A composição acionária, em número de ações dos acionistas com mais de 5% de qualquer espécie ou classe, está representada conforme o quadro a seguir:

Acionista	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
Estado de Santa Catarina	7.791.010	50,18	191	-	7.791.201	20,20
Angra Partners Volt Fundo de Investimento em Ações	5.140.868	33,11	437.807	1,90	5.578.675	14,46
Celos	1.340.274	8,63	230.800	1,00	1.571.074	4,07
Fundo de Investimentos Geração Futuro	257.600	1,66	1.624.700	7,05	1.882.300	4,88
Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobras	4.233	0,03	4.142.774	17,98	4.147.007	10,75
TP Partners Public Equities Fund, LP	-	-	1.605.402	6,97	1.605.402	4,16
MCAP Poland FIA	-	-	2.878.400	12,49	2.878.400	7,46
Outros	993.152	6,39	12.124.380	52,61	13.117.532	34,02
Total	15.527.137	40,26	23.044.454	59,74	38.571.591	100

Em reunião do Conselho de Administração realizada em 24 de março de 2015, e em Reunião do Conselho Fiscal no dia 25 de março de 2015, foi aprovado o aumento de capital social até o limite autorizado no Estatuto Social limitado a \$1.340.000.000,00 (um bilhão e trezentos e quarenta milhões de reais), representado por ações nominativas, sem valor nominal, divididas em ordinárias e preferenciais, mediante a:

(i) capitalização da parcela de lucro retido no montante de R\$322.300 oriundo da reserva de retenção de lucros.

b) Ajuste de Avaliação Patrimonial

O quadro a seguir demonstra o efeito líquido no montante de R\$(20.485) em 31 de dezembro de 2014 e R\$190.313 em 31 de dezembro de 2013, no Patrimônio Líquido:

Ajuste de Avaliação Patrimonial	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
<i>Deemed Cost</i> – Celesc G	72.975	104.935
Ajuste Passivo Atuarial – Celesc D (CPC 33)	(93.460)	85.378
	(20.485)	190.313

c) Lucro Diluído por Ação

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2014 e de 2013 foi baseado no lucro líquido do período e o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os períodos apresentados.

Em 31 de dezembro de 2014 e de 2013, as quantidades de ações da Companhia não sofreram alterações. Não houve transações envolvendo ações ordinárias ou potenciais ações ordinárias entre a data do balanço patrimonial e data da conclusão das Demonstrações Financeiras.

Nos períodos findos em 31 de dezembro de 2014 e de 2013 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação que gerassem impacto diluidor no lucro por ação.

Composição do Lucro Básico e Diluído

	Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Média ponderada de ações (milhares):		
Ações ordinárias nominativas - ON	15.527	15.527
Ações preferenciais nominativas - PN	23.044	23.044
Lucro básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da Companhia (R\$):		
Ações ordinárias nominativas - ON	12,5515	4,8653
Ações preferenciais nominativas - PN	13,8066	5,3518
Lucro básico e diluído atribuído aos acionistas da Companhia (R\$):		
Ações ordinárias nominativas - ON	194.888	75.544
Ações preferenciais nominativas - PN	318.167	123.330
	513.055	198.874

d) Reserva Legal e de Retenção de Lucros

A Reserva Legal é constituída anualmente como destinação de 5% do Lucro Líquido do Exercício e não poderá exceder a 20% do Capital Social. A Reserva Legal tem por fim assegurar a integridade do Capital Social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízo e aumentar o capital.

A Reserva de Retenção de Lucros refere-se à retenção do saldo remanescente de Lucros Acumulados, a fim de atender ao projeto de crescimento dos negócios estabelecido em seu plano de investimentos, conforme orçamento de capital aprovado e proposto pelos administradores da Companhia, para ser deliberado na Assembleia Geral dos Acionistas.

e) Juros sobre o Capital Próprio – JCP

A proposta de dividendos consignada nas demonstrações financeiras da Companhia, sujeita à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral é calculada nos termos da Lei Federal nº 9.249 de 26 de dezembro de 1995, em especial no que tange ao disposto nos artigos 196 e 197, é assim demonstrada:

	Controladora	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Lucro líquido do Exercício	513.055	198.874
(-) Constituição de Reserva Legal	(25.653)	(9.944)
(=) Base de Cálculo dos Dividendos	487.402	188.930
Juros sobre Capital Próprio	-	49.215
(-) IRRF	-	(2.979)
(=) JCP a Pagar	-	46.236
Dividendos Propostos	146.221	7.464
Total dos Dividendos e Juros sobre Capital Próprio do Exercício	146.221	53.700
Mínimo Obrigatório (25%)	121.851	47.232
Parcela Excedente ao Mínimo Obrigatório a ser aprovada em AGO	24.370	6.468

27. Seguros

As coberturas de seguros, em 31 de dezembro de 2014, foram contratadas pelos montantes a seguir indicados, consoante apólices de seguros:

Empresa	Ramo	Ativos Cobertos	Vigência	Consolidado
				Segurado
Celesc D	Seguro Garantia	Bens e Direitos Concessionários	08.11.2011 à 31.12.2015	400.000
Celesc D	Riscos Nomeados	Prédio Sede	01.01.2014 à 31.12.2014	52.360
Celesc D	Transporte Nacional	Transporte Mercadorias	01.01.2014 à 31.12.2014	3.500
Celesc D	Riscos Nomeados	Subestações	14.05.2013 à 14.05.2015	20.000
Celesc G	Incêndio/Raio/Explosão	Usinas e Subestações	08.06.2014 à 08.06.2015	18.768
Celesc G	Queda de Aeronave	Usinas e Subestações	08.06.2014 à 08.06.2015	9.384
Celesc G	Vendaval	Usinas e Subestações	08.06.2014 à 08.06.2015	9.384
Celesc G	Danos Elétricos	Usinas e Subestações	08.06.2014 à 08.06.2015	18.768

28. Informações por Segmento de Negócios

A administração definiu os segmentos operacionais da Companhia, com base nos relatórios utilizados para a tomada de decisões estratégicas, revisados pela Diretoria Executiva.

A apresentação dos segmentos é consistente com os relatórios internos fornecidos à Diretoria Executiva da Companhia, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos.

As informações por segmento de negócios, revisadas pela Diretoria Executiva correspondente aos períodos findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013, são as seguintes:

Descrição	Controladora	Celesc D	Celesc G	31 de dezembro de 2014	
				Ajustes de Consolidação	Total
Receita Operacional Líquida - ROL	-	6.097.117	151.090	(1.964)	6.246.243
Custo das Vendas	-	(5.190.793)	(36.238)	1.964	(5.225.067)
Resultado Operacional Bruto	-	906.324	114.852	-	1.021.176
Despesas com Vendas	-	(153.531)	(660)	-	(154.191)
Despesas Gerais e Administrativas	(29.098)	(283.271)	(6.720)	-	(319.089)
Outras Receitas/Despesas Líquidas	16	173.301	27.275	-	200.592
Resultado de Equivalência Patrimonial	524.620	-	(885)	(485.218)	38.517
Resultado das Atividades	495.538	642.823	133.862	(485.218)	787.005
Receitas Financeiras	19.737	208.346	13.132	-	241.215
Despesas Financeiras	(2.220)	(188.974)	(2.511)	-	(193.705)
Resultado Financeiro, líquido	17.517	19.372	10.621	-	47.510
Lucro antes IRPJ e CSLL	513.055	662.195	144.483	(485.218)	834.515
IRPJ e CSLL	-	(278.577)	(42.883)	-	(321.460)
Lucro do Período	513.055	383.618	101.600	(485.218)	513.055
Informações Suplementares					
Total dos Ativos	2.477.806	5.570.591	436.788		
Total dos Passivos	134.348	3.919.227	85.454		

31 de dezembro de 2013

Descrição	Controladora	Celesc D	Celesc G	Ajustes de Consolidação	Total
Receita Operacional Líquida - ROL	-	4.780.203	94.074	(1.900)	4.872.377
Custo das Vendas	-	(4.020.841)	(33.606)	1.900	(4.052.547)
Resultado Operacional Bruto	-	759.362	60.468	-	819.830
Despesas com Vendas		(213.625)	(805)	-	(214.430)
Despesas Gerais e Administrativas	(34.360)	(303.977)	(8.309)	-	(346.646)
Outras Receitas/Despesas Líquidas	-	(109.711)	(28.955)	-	(138.666)
Resultado de Equivalência Patrimonial	191.277	-	148	(166.486)	24.939
Resultado das Atividades	156.917	132.049	22.547	(166.486)	145.027
Receitas Financeiras	67.369	193.466	6.634	-	267.469
Despesas Financeiras	(1.548)	(110.191)	(4.446)	-	(116.185)
Resultado Financeiro, líquido	65.821	83.275	2.188	-	151.284
Lucro antes IRPJ e CSLL	222.738	215.324	24.735	(166.486)	296.311
IRPJ e CSLL	(23.864)	(66.066)	(7.507)	-	(97.437)
Lucro do Período	198.874	149.258	17.228	(166.486)	198.874
Informações Suplementares					
Total dos Ativos	2.200.098	4.960.358	325.152		
Total dos Passivos	62.636	3.421.602	49.513		

28.1. Receita Operacional Consolidada

Descrição	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Receita Operacional Bruta – ROB		
Fornecimento de Energia Elétrica (a)	6.190.399	5.108.971
Suprimento de Energia Elétrica (a)	282.015	160.081
Disponibilização da Rede Elétrica	241.828	204.132
Arrendamento e Aluguéis	24.913	50.751
Renda de Prestação de Serviços	2.190	3.638
Energia Elétrica de Curto Prazo	553.018	574.439
Receita de Ativos e Passivos Regulatórios	452.896	-
Outras Receitas Operacionais	9.469	12.573
Doações e Subvenções (i)	415.917	309.863
Receita de Construção	346.924	303.456
	8.519.569	6.727.904
Deduções da Receita Operacional Bruta		
ICMS	(1.410.881)	(1.151.904)
PIS	(126.563)	(104.369)
COFINS	(582.963)	(480.731)
ISS	(1)	(116)
Reserva Global de Reversão – RGR	(1.957)	(5.015)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(98.215)	(58.059)
Conta Consumo Combustíveis – CCC	-	(12.609)
Pesquisa e Desenvolvimento – P & D	(26.373)	(21.747)
Programa Eficiência Energética – PEE	(26.373)	(20.977)
	(2.273.326)	(1.855.527)
Receita Operacional Líquida – ROL	6.246.243	4.872.377

(i) Valor repassado pela Eletrobras, referente ao ressarcimento dos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no artigo 13, inciso VII, da Lei Federal nº 10.438, de 26 de abril

**Celesc**

Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

de 2002, redação dada pela MP nº 605, de 23 de janeiro de 2013, e em cumprimento ao disposto no artigo 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. O montante da receita contabilizada como Subvenção e Repasse da CDE em 2014 foi de R\$399.638. As demais se referem ao Programa de Baixa Renda no montante de R\$16.279.

a) Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica

A composição da receita bruta de fornecimento e suprimento de energia elétrica por classe de consumidores é a seguinte:

Descrição	Número de Consumidores (i)		MWh (i)		Receita Bruta	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Residencial	2.080.657	2.006.227	5.323.112	4.865.018	2.124.060	1.696.057
Industrial	100.347	96.804	4.803.472	4.682.435	1.822.071	1.585.676
Comercial	241.018	231.215	3.713.157	3.375.770	1.508.466	1.230.432
Rural	233.041	230.866	1.328.437	1.205.260	324.843	257.235
Poder Público	21.334	20.795	432.813	390.058	171.721	142.610
Iluminação Pública	579	542	570.894	543.439	135.081	108.793
Serviço Público	2.779	2.609	320.754	306.743	104.157	88.168
Total do Fornecimento	2.679.755	2.589.058	16.492.639	15.368.723	6.190.399	5.108.971
Suprimento de Energia	84	53	1.576.023	1.576.468	282.015	160.081
Total	2.679.839	2.589.111	18.068.662	16.945.191	6.472.414	5.269.052

(i) Informações não auditadas

28.2. Custos e Despesas Operacionais Consolidadas

Os custos e despesas operacionais consolidados são compostos pelas seguintes naturezas de gastos:

Descrição	31 de dezembro de 2014				
	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas com Vendas	Outras Despesas/ Receitas líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada para Revenda (a)	4.319.525				4.319.525
Pessoal (b)	291.689	112.401	42.202	16.463	462.755
Administradores	-	6.418	-	-	6.418
Despesa Atuarial	-	74.861	-	-	74.861
Entidade de Previdência Privada (b)	16.032	6.129	2.119	-	24.280
Material	15.408	5.572	3	-	20.983
Custo de Construção	346.924	-	-	-	346.924
Custos e Serviços de Terceiros	68.752	67.879	80.949	397	217.977
Depreciação e Amortização	183.779	32.434	-	-	216.213
Provisões Líquidas	(26.514)	-	5.292	(238.958)	(260.180)
Taxa de Fiscalização ANEEL	-	-	-	6.874	6.874
Comp. Fnc. p/ Utilização Recursos Hídricos	-	-	-	1.002	1.002
Outros Custos e Despesas	9.472	13.395	23.626	13.630	60.123
	5.225.067	319.089	154.191	(200.592)	5.497.755

**Celesc**

Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

31 de dezembro de 2013					
Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas com Vendas	Outras Despesas/ Receitas Líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada para Revenda (a)	3.215.769	-	-	-	3.215.769
Pessoal (b)	282.711	108.776	36.127	12.609	440.223
Administradores	-	7.116	-	-	7.116
Despesa Atuarial	-	95.883	-	-	95.883
Entidade de Previdência Privada (b)	15.997	4.794	1.945	-	22.736
Material	12.341	5.486	3	-	17.830
Custo de Construção	303.456	-	-	-	303.456
Custos e Serviços de Terceiros	66.322	75.232	69.986	582	212.122
Depreciação e Amortização	175.653	32.618	-	-	208.271
Provisões Líquidas	(28.169)	-	16.519	103.857	92.207
Taxa de Fiscalização ANEEL	-	-	-	8.975	8.975
Comp. Fnc. p/ Utilização Recursos Hídricos	-	-	-	1.068	1.068
Outros Custos e Despesas	8.467	16.741	89.850	11.575	126.633
	4.052.547	346.646	214.430	138.666	4.752.289

a) Energia Elétrica Comprada para Revenda

Descrição	31 de dezembro 2014	GWh (i)	31 de dezembro 2013	GWh (i)
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras	503.985	4.125	497.068	4.403
Tractebel Energia S.A.	411.629	2.733	390.060	2.728
Centrais Elétricas de Pernambuco S.A.	319.302	277	136.017	277
Petrobrás S.A. – Ute Governador Leon	238.547	1.453	218.033	1.317
Companhia Energética de Petrolina – CEP	164.338	200	111.955	200
SJC Bioenergia Ltda.	7.317	37	-	-
Serra do Facão Energia S.A.	15.848	93	15.089	93
Energética Camacari Muricy S.A. – ECM	145.585	180	115.249	241
Furnas Centrais Elétricas S.A.	216.500	1.591	184.757	1.585
Arembepe Energia S.A.	163.602	180	105.331	241
Cemig Geração e Transmissão S.A.	159.203	961	152.809	984
Companhia Energética Potiguar	120.101	134	67.761	134
Companhia Energética de São Paulo – CESP	121.613	913	116.508	920
Copel Geração e Transmissão S.A.	120.422	911	115.264	916
Energética Suape II S.A.	121.107	203	78.503	203
Eletrobras Termonuclear S.A.	107.282	721	83.863	724
Enguia Gen Ba Ltda - Jaguarari	40.679	136	40.300	136
Porto do Pecem Geração de Energia	82.247	472	65.126	472
Usina Xavantes S.A - Aruanã	73.481	37	21.675	37
Lages Bioenergética Ltda.	43.293	193	41.643	193
Foz do Chapecó Energia AS	33.937	199	32.298	199
Brentech Energia S.A.	29.258	50	17.473	50
Companhia Energética Estreito	32.335	197	30.649	197
Usina Termelétrica de Anápolis Ltda.	13.420	33	15.093	33
Candeias Energia S.A.	18.777	33	15.344	33
UTE Porto do Itaquí Geração de Energia	50.498	242	35.002	242
Geradora de Energia do Norte S.A.	18.617	37	10.043	37
Borborema Energética S.A.	11.276	18	8.991	18
Santa Cruz Power Corp. Usinas Hidro	-	-	10.836	50
Linhares Geração S.A.	12.856	33	10.654	33
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	19.495	37	9.799	37
Termelétrica Viana S.A.	11.209	18	9.643	18
Açucareiro Zillo Lorenzetti S.A.	12.170	67	8.989	67
Centrais Elétricas Norte do Brasil	13.547	108	8.467	78
Rio PCHI S.A.	8.930	52	8.429	52
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	8.083	50	8.270	50
Empresa Energética Porto das Pedras	8.504	50	8.088	50
Energest S.A.	8.080	55	7.732	56
Maracanau Geradora de Energia S.A.	9.065	18	7.721	18
Santa Fé Energia S.A.	6.504	38	6.178	38
Cia de Ger. Term. de E.E. – Eletrobras CGTEE	33.096	381	31.251	380
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	12.095	104	11.479	104
Santo Antônio Energia S.A.	78.040	724	29.375	301
Conta no Ambiente de Contratação Regulada	(376.704)	-	-	-
Outros	86.398	969	81.849	947
	3.335.567	19.063	2.980.664	18.892
Energia Elétrica Comprada para Revenda - CP	1.107.937	1.070	405.579	(23)
Conta no Ambiente de Contratação Regulada	(582.919)	-	-	-
Encargo de Uso da Rede Elétrica	335.635	-	285.777	-
Proinfa	123.305	414	113.256	407
Recuperação de Despesas	-	-	(569.507)	-
	983.958	1.484	235.105	384
	4.319.525	20.547	3.215.769	19.276

(i) Informações não auditadas

Lei Federal nº 12.783/13, Decretos nº 7.945/13, 8.203/14 e 8.221/14 – Aporte CDE/CCEE

A Lei Federal nº 12.783/13, o Decreto nº 7.945/13 alterado pelo Decreto nº 8.203/14 e posterior Decreto nº 8.221/14, promoveram algumas alterações sobre a contratação de energia e os objetivos do encargo setorial Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e também instituíram (i) o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição de custos relacionados a risco hidrológico, exposição involuntária, ESS – Segurança Energética e CVA ESS e Energia para o período de 2013 e janeiro de 2014, e (ii) o repasse através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE às concessionárias de distribuição de custos relacionados à exposição involuntária e despacho das usinas termelétricas a partir de fevereiro de 2014.

O montante total reconhecido como consequência destas regulamentações foi de R\$1.025,9 no exercício de 2014.

Os efeitos destes itens foram registrados como redução de custo com energia elétrica na rubrica Energia de Curto Prazo em contrapartida a outros créditos na rubrica Outros Créditos a Receber – Conta ACR e Subsídio Decreto nº 7.891/2013, de acordo com o CPC 07/IAS 20 – Subvenção e Assistência Governamentais.

b) Pessoal e Entidade de Previdência Privada

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Pessoal				
Remunerações	18.294	17.955	241.858	242.965
Encargos Sociais	152	98	94.491	91.561
Participação nos Lucros e Resultados	-	-	14.640	12.009
Benefícios Assistenciais	-	50	32.088	26.787
Provisões e Indenizações	99	166	79.351	66.901
Outros	276	-	327	-
Entidade de Previdência Privada	-	-	24.280	22.736
	18.821	18.269	487.035	462.959

28.3. Resultado Financeiro

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de	31 de	31 de	31 de
	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro
	2014	2013	2014	2013
Receitas Financeiras				
Renda de Aplicações Financeiras	2.969	1.983	50.274	32.976
Acréscimos Moratórios s/ Faturas de Energia Elétrica	-	-	54.059	50.478
Variações Monetárias	1.556	-	6.038	5.873
Incentivo Financeiro Fundo Social	-	-	16.050	19.650
Deságio Fornecedor	-	-	-	52
Desvalorização Cambial s/ Energia Vendida	-	-	5.149	7.604
Renda de Dividendos	5	896	5	896
Juros sobre Capital Próprio	14.439	49.166	14.439	3.432
Reversão de Juros sobre Capital Próprio	(14.439)	(49.166)	(14.439)	(3.432)
Ganho com Valor Justo - Casan	16.035	-	16.035	-
Receita Financeira de VNR	-	-	89.253	70.338
Reversão da provisão para perdas de Ativo Financeiro	(1.336)	66.245	(1.336)	66.245
Outras Receitas Financeiras	508	(1.755)	5.688	13.357
	19.737	67.369	241.215	267.469
Despesas Financeiras				
Encargos de Dívidas	-	-	(48.048)	(30.635)
Variações Monetárias e Acréscimos Moratórios Energia Comprada	-	-	(16.564)	(17.098)
Variações Monetárias	-	-	(4.031)	(4.167)
Amortização do Ágio	(1.971)	(1.528)	(1.971)	(1.528)
Atualização P&D e Eficiência Energética	-	-	(22.028)	(17.474)
Juros sobre Capital Próprio	-	(49.215)	(11.835)	(49.215)
Reversão de Juros sobre Capital Próprio	-	49.215	11.835	49.215
Despesa Financeira de VNR	-	-	(50.716)	(6.276)
Juros e Custas com Debêntures	-	-	(34.446)	(19.681)
Outras Despesas Financeiras	(249)	(20)	(15.901)	(19.326)
	(2.220)	(1.548)	(193.705)	(116.185)
Resultado Financeiro				
	17.517	65.821	47.510	151.284

29. Informações Complementares da Celesc D

29.1. Balanço Patrimonial

Ativo	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Circulante	5.007.858	1.572.563
Caixa e Equivalentes de Caixa	287.715	583.995
Ativo Indenizatório (Concessão)	2.890.451	-
Contas a Receber de Clientes	1.005.378	776.223
Estoques	8.638	11.948
Tributos a Recuperar	49.473	91.680
Ativo Financeiro Parcela A	450.566	-
Subsídio Decreto nº 7.891/2013	240.635	31.801
Outros Créditos	75.002	76.916
Não Circulante	369.293	3.387.795
Ativo Indenizatório (Concessão)		2.682.713
Contas a Receber de Clientes	6.398	7.170
Tributos Diferidos	130.068	316.517
Tributos a Recuperar	18.595	10.335
Depósitos Judiciais	127.956	134.908
Outros Créditos	2.003	2.960
Intangível	84.273	233.192
Total do Ativo	5.377.151	4.960.358

**Celesc**

Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

Passivo	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Circulante	1.689.730	1.450.872
Fornecedores	687.537	555.279
Empréstimos e Financiamentos	322.586	199.686
Debêntures	4.120	4.631
Salários, Provisões Trabalhistas e Encargos Sociais	119.727	108.575
Tributos e Contribuições Sociais	131.987	142.617
Dividendos Propostos	91.109	35.449
Taxas Regulamentares	110.852	172.565
Previdência Privada	15.106	14.263
Passivo Atuarial	170.828	172.275
Outros Passivos	35.886	45.532
Não Circulante	2.036.049	1.970.730
Empréstimos e Financiamentos	233.879	178.953
Debêntures	298.768	298.402
Taxas Regulamentares	182.537	108.716
Passivo Atuarial	1.032.291	887.214
Provisão para Contingências	286.099	494.970
Outros Passivos	2.475	2.475
Patrimônio Líquido	1.651.364	1.538.756
Capital Social Realizado	1.053.590	1.053.590
Ajustes de Avaliação Patrimonial	(93.460)	85.378
Reservas de Lucro	691.234	399.788
Total do Passivo	5.377.151	4.960.358

29.2. Demonstração de Resultados

Descrição	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Receita Operacional Líquida – ROL	6.097.117	4.780.203
Receita de Serviço de Energia Elétrica	5.750.193	4.476.747
Receita de Construção	346.924	303.456
Custos Operacionais	(5.190.793)	(4.020.841)
Custo de Serviço de Energia Elétrica	(4.843.869)	(3.717.385)
Custo de Construção	(346.924)	(303.456)
Resultado Operacional Bruto	906.324	759.362
Despesas Operacionais	(263.501)	(627.313)
Despesas com Vendas	(153.531)	(213.625)
Despesas Gerais e Administrativas	(283.271)	(303.977)
Outras Despesas Operacionais	173.301	(109.711)
Resultado das Atividades	642.823	132.049
Resultado Financeiro	19.372	83.275
Receitas Financeiras	208.346	193.466
Despesas Financeiras	(188.974)	(110.191)
Lucro Antes do IRPJ e da CSLL	662.195	215.324
IRPJ e CSLL	(278.577)	(68.540)
Diferido	(278.577)	(21.142)
Corrente	-	(44.924)
Lucro do Período	383.618	149.258

29.2.1. Receita Operacional

Descrição	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Receita Operacional Bruta – ROB		
Fornecimento de Energia Elétrica (a)	6.143.059	5.063.731
Suprimento de Energia Elétrica (a)	165.932	119.082
Ativos e Passivos Financeiros	452.896	-
Disponibilização da Rede Elétrica	243.792	206.032
Energia de Curto Prazo	553.018	549.707
Arrendamento e Aluguéis	24.913	50.751
Renda de Prestação de Serviços	-	3.638
Serviço Taxado	-	12.249
Outras Receitas Operacionais	11.659	324
Doações e Subvenções	415.917	309.863
Receita de Construção	346.924	303.456
	8.358.110	6.618.833
Deduções da Receita Operacional Bruta		
ICMS	(1.410.881)	(1.145.465)
PIS	(124.713)	(102.774)
COFINS	(574.437)	(473.385)
ISS	-	(116)
Reserva Global de Reversão – RGR	-	(3.498)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(98.215)	(58.059)
Conta Consumo Combustíveis – CCC	-	(12.609)
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	(26.373)	(21.747)
Programa Eficiência Energética – PEE	(26.373)	(20.977)
Outros Encargos	(1)	-
	(2.260.993)	(1.838.630)
Receita Operacional Líquida – ROL	6.097.117	4.780.203

a) Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica

A composição da receita bruta de fornecimento e suprimento de energia elétrica por classe de consumidores é a seguinte:

Descrição	Número de Consumidores (i)		MWh (i)		Receita Bruta	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Residencial	2.080.657	2.006.227	5.323.112	4.865.018	2.124.060	1.696.057
Industrial	100.336	96.798	4.585.985	4.490.935	1.788.641	1.551.249
Comercial	241.017	231.214	3.621.825	3.316.687	1.494.556	1.219.619
Rural	233.041	230.866	1.328.437	1.205.260	324.843	257.235
Poder Público	21.334	20.795	432.813	390.058	171.721	142.610
Iluminação Pública	579	542	570.894	543.439	135.081	108.793
Serviço Público	2.779	2.609	320.754	306.743	104.157	88.168
Total do Fornecimento	2.679.743	2.589.051	16.183.820	15.118.140	6.143.059	5.063.731
Suprimento de Energia	44	48	1.323.036	1.328.932	165.932	119.082
Total	2.679.787	2.589.099	17.506.856	16.447.072	6.308.991	5.182.813

(i) Informações não auditadas

29.2.2. Custos e Despesas Operacionais

31 de dezembro de 2014

Descrição	Custo de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas Vendas	Outras Despesas/Receitas Líquidas	Total
Energia Elétrica Comp. Revenda	4.319.140	-	-	-	4.319.140
Pessoal	285.171	88.867	41.982	16.463	432.483
Despesa Atuarial	-	74.861	-	-	74.861
Entidade de Previdência Privada	16.032	6.129	2.119	-	24.280
Material	15.220	5.546	3	-	20.769
Custo de Construção	346.924	-	-	-	346.924
Custo e Serviços de Terceiros	65.087	63.947	80.567	397	209.998
Depreciação e Amortização	133.656	31.731	-	-	165.387
Provisões Líquidas	-	-	5.292	(208.871)	(203.579)
Taxa de Fiscalização ANEEL	-	-	-	6.203	6.203
Outros Custos de Despesas	9.563	12.190	23.568	12.507	57.828
	5.190.793	283.271	153.531	(173.301)	5.454.294

31 de dezembro de 2013

Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas Vendas	Outras Despesas/Receitas Líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada para Revenda	3.214.069	-	-	-	3.214.069
Pessoal	277.082	84.641	35.793	12.609	410.125
Administradores	-	10	-	-	10
Despesa Atuarial	-	95.883	-	-	95.883
Entidade Previdência Privada	15.997	4.794	1.945	-	22.736
Material	12.249	5.457	3	-	17.709
Custo de Construção	303.456	-	-	-	303.456
Custos e Serviços de Terceiros	64.136	66.541	69.589	582	200.848
Depreciação e Amortização	125.391	31.878	-	-	157.269
Provisões Líquidas	-	-	16.519	76.857	93.376
Taxa de Fiscalização ANEEL	-	-	-	8.711	8.711
Outros Custos e Despesas	8.461	14.773	89.776	10.952	123.962
	4.020.841	303.977	213.625	109.711	4.648.154

30. Informações Complementares da Celesc G

30.1. Balanço Patrimonial

Ativo	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Circulante	157.067	62.996
Caixa e Equivalentes de Caixa	145.158	50.505
Contas a Receber de Clientes	11.479	12.180
Estoques	72	10
Tributos a Recuperar	301	301
Outras contas a receber	57	-
Não Circulante	279.721	262.156
Tributos a Recuperar	137	83
Depósitos Judiciais	89	72
Investimentos	37.397	31.668
Imobilizado	232.294	221.068
Intangível	9.804	9.265
Total do Ativo	436.788	325.152



Passivo	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Circulante	64.946	29.492
Fornecedores	1.680	2.503
Tributos e Contribuições Sociais	35.875	20.185
Taxas Regulamentares	2.356	2.056
Outros Passivos	905	27
Dividendos Propostos	24.130	4.721
Não Circulante	20.508	20.021
Tributos Diferidos	15.412	13.633
Provisão para Contingências	2.528	2.945
Taxas Regulamentares	2.568	3.443
Patrimônio Líquido	351.334	275.639
Capital Social Realizado	128.000	128.000
Reservas de Lucro	150.359	42.704
Ajuste de Avaliação Patrimonial	72.975	104.935
Total do Passivo	436.788	325.152

30.2. Demonstração de Resultados

Descrição	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Receita Operacional Líquida – ROL	151.090	94.074
Receita	151.090	94.074
Custos Operacionais	(36.238)	(33.606)
Custo de Serviço de Energia Elétrica	(36.238)	(33.606)
Resultado Operacional Bruto	114.852	60.468
Despesas Operacionais	(19.010)	(37.921)
Despesas com Vendas	(660)	(805)
Despesas Gerais e Administrativas	(6.720)	(8.309)
Provisões, Líquidas	30.087	(27.000)
Outras Despesas Operacionais	(2.812)	(1.955)
Resultado da Equivalência Patrimonial	(885)	148
Resultado das Atividades	133.862	22.547
Resultado Financeiro	10.621	2.188
Receitas Financeiras	13.132	6.634
Despesas Financeiras	(2.511)	(4.446)
Lucro Antes do IRPJ e da CSLL	144.483	24.735
IRPJ e CSLL	(42.883)	(7.507)
Corrente	(41.104)	(22.277)
Diferido	(1.779)	14.770
Lucro do Período	101.600	17.228

30.2.1. Receita Operacional

Descrição	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Receita Operacional Bruta – ROB		
Fornecimento de Energia Elétrica (a) - Industrial	33.430	34.427
Fornecimento de Energia Elétrica (a) - Comercial	13.910	10.813
Suprimento de Energia Elétrica (a)	24.844	40.999
Energia Elétrica de Curto Prazo (a)	91.239	24.732
	163.423	110.971
Deduções da Receita Operacional		
ICMS	-	(6.439)
PIS	(1.850)	(1.595)
COFINS	(8.526)	(7.346)
Reserva Global de Reversão – RGR	(1.957)	(1.517)
	(12.333)	(16.897)
Receita Operacional Líquida – ROL	151.090	94.074

a) Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica

Descrição	Número de Consumidores (i)		MWh (i)		Receita Bruta	
	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013	31 de dezembro 2014	31 de dezembro 2013
Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica						
Industrial	11	6	217.487	191.500	33.430	34.427
Comercial, Serviços e Outros	1	1	91.332	59.083	13.910	10.813
Suprimento de Energia	40	5	106.648	151.946	24.844	40.999
Energia de Curto Prazo (CCEE)	-	-	146.339	95.590	91.239	24.732
Total	52	12	561.806	498.119	163.423	110.971

(i) Informações não auditadas.

30.2.2. Custos e Despesas Operacionais

Descrição	31 de dezembro de 2014				
	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas de Vendas	Outras Despesas	Total
Energia Elétrica Comprada para Revenda	385	-	-	-	385
Pessoal	6.518	4.713	220	-	11.451
Material	188	26	-	-	214
Custos e Serviços de Terceiros	3.665	943	382	-	4.990
Depreciação e Amortização	50.123	698	-	-	50.821
Compensação Financeira Recursos Hídricos	-	-	-	1.002	1.002
Provisões Líquidas	(26.514)	-	-	(30.087)	(56.601)
Taxa Fiscalização ANEEL	-	-	-	671	671
Outros Custos e Despesas	1.873	340	58	1.139	3.410
	36.238	6.720	660	(27.275)	16.343

31 de dezembro de 2013

Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas de Vendas	Outras Despesas	Total
Energia Elétrica Comprada para Revenda	3.600	-	-	-	3.600
Pessoal	5.629	5.866	334	-	11.829
Material	92	29	-	-	121
Custos e Serviços de Terceiros	2.186	884	397	-	3.467
Depreciação e Amortização	50.262	739	-	-	51.001
Compensação Financeira Recursos Hídricos	-	-	-	1.068	1.068
Provisões Líquidas	(28.169)	-	-	27.000	(1.169)
Taxa Fiscalização ANEEL	-	-	-	264	264
Outros Custos e Despesas	6	791	74	623	1.494
	33.606	8.309	805	28.955	71.675

31. Lei Federal nº 12.973 de 13 de Maio de 2014

Em 11 de novembro de 2013, o Governo Federal emitiu a MP nº 627, que altera a legislação tributária federal relativa ao Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas – IRPJ, à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL, ao Programa de Integração Social – PIS e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS e outras providências, e Instrução Normativa – IN nº 1397, de 16 de setembro de 2013, alterada pela IN nº 1422 de 19 de dezembro de 2013.

Em 13 de maio de 2014 a Medida Provisória nº 627 foi convertida na Lei Federal nº 12.973, confirmando a revogação do Regime Tributário de Transição – RTT a partir de 2015, com opção de antecipar seus efeitos para 2014.

A Administração, concluiu a análise dos potenciais efeitos que poderiam advir da aplicação dessa Lei e concluiu que a sua adoção antecipada não teria impactos relevantes em suas Demonstrações Financeiras, decidindo pela adoção antecipada, da referida Lei, dentro dos prazos previstos para a opção, na Celesc.

A Administração, no entanto, não efetuou a adoção antecipada para a Celesc D e Celesc G.

32. Evento Subsequente

32.1. Bandeiras Tarifárias

O Governo Federal, por meio do Decreto nº 8.401 de 04 de fevereiro de 2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

O Decreto nº 8401/2015 estabelece que as bandeiras tarifárias deverão considerar as variações dos custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetam os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

A ANEEL, por meio da Nota Técnica nº 28 de 05 de fevereiro de 2015, regulamenta que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelos agentes de distribuição deverão ser revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, sendo repassados pela CCEE aos agentes de distribuição, considerando a diferença entre os custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e as receitas obtidas conforme cobertura tarifária vigente.

As bandeiras tarifárias passam a ser acionadas conforme o seguinte critério:

I - bandeira tarifária verde: será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário – CVU da última usina a ser despachada for inferior ao valor de R\$200,00 MWh;

II - bandeira tarifária amarela: será acionada nos meses em que o valor do CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior a R\$200,00 MWh e inferior ao valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, atualmente de R\$388,48 MWh; e

III - bandeira tarifária vermelha: será acionada nos meses em que o valor do CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior ao valor-teto do PLD, de R\$388,48 MWh.

O sistema de Bandeiras Tarifárias permite adaptar de maneira dinâmica o repasse dos custos extras da geração de energia aos consumidores via tarifa. Anteriormente, todo esse custo era repassado para a tarifa no reajuste anual ou nas revisões extraordinárias. O Governo entende ainda que a correta sinalização dos preços poderá sensibilizar a sociedade e os consumidores sobre sua responsabilidade no uso racional de recursos naturais limitados e dos impactos ambientais e econômicos resultantes do uso não eficiente da energia.

A Celesc D aplicou para seus consumidores nos meses de janeiro a março de 2015 a bandeira tarifária vermelha.

32.2. Revisão Tarifária Extraordinária – RTE

Em 27 de fevereiro de 2015, a ANEEL autorizou os índices de reajuste da tarifa referentes à RTE, para 58 concessionárias em todo o País. Os novos valores tarifários começaram a vigorar a partir de 2 de março e variam conforme a realidade de cada distribuidora.

A RTE está prevista no Contrato de Concessão de Distribuição e na Lei Geral das Concessões e é o mecanismo utilizado para promover o equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias diante de custos extras, quando não previstos nos processos ordinários de reajuste e, portanto, sem previsão de cobertura tarifária.

Para os clientes da Celesc D, o Índice de Reposicionamento Tarifário a ser aplicado tem efeito médio de 24,8%, variando de 21,31% para os consumidores residenciais atendidos em baixa tensão a 29,90% para o Grupo A1 (indústria), atendido em tensão maior ou igual a 230 kV.

Na Celesc D o índice de reajuste para cada nível de tensão, considerando a bandeira verde, é:

Nível de Tensão	Efeito Médio	Nº de consumidores
A1 (230kV ou mais)	29,90%	1
A2 (88kV a 138kV)	29,06%	44
A3 (69kV)	28,68%	25
A3a (30kV a 44kV)	28,68%	8
A4 (2,3 kV a 25kV)	24,64%	10.429
BT (menor que 2,3kV)	21,31%	2.779.792

Os valores da RTE da Celesc D tem o objetivo de cobrir o aumento do custo da compra de energia da Usina Itaipu, que sofreu variação de 46,14% no último mês de janeiro; a elevação em 1.292% dos encargos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, devido ao fim dos subsídios do Governo Federal aos programas sociais de universalização da energia elétrica e fomento à geração de energia alternativa; e também dos custos com a aquisição de energia em leilões de ajuste, necessários para atender o acréscimo da demanda.