

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 2012 e 2011
(valores expressos em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Ativo				
Circulante				
Caixa e Equivalentes de Caixa (Nota 7)	37.869	37.880	199.865	442.495
Títulos e Valores Mobiliários (Nota 8)	-	-	16.343	15.062
Contas a Receber de Clientes (Nota 9)	-	509	999.436	858.809
Estoques	-	-	15.993	20.510
Tributos a Recuperar ou Compensar (Nota 11)	2.835	14.210	92.432	73.337
Dividendos a Receber	1.028	71.580	77	2.215
Ativo Indenizatório – Concessão (Nota 10)	-	-	22.147	20.303
Outras Contas a Receber	-	6	28.180	39.460
	<u>41.732</u>	<u>124.185</u>	<u>1.374.473</u>	<u>1.472.191</u>
Não Circulante				
Títulos e Valores Mobiliários (Nota 8)	55.198	133.013	55.198	133.013
Contas a Receber de Clientes (Nota 9)	-	-	102.764	121.430
Outros Créditos com Partes Relacionadas (Nota 12)	36.472	64.888	36.472	64.888
Tributos Diferidos (Nota 16)	23.864	-	431.130	408.562
Tributos a Recuperar ou Compensar (Nota 11)	-	-	14.060	13.697
Depósitos Judiciais (Nota 20)	8.809	6.651	139.910	147.178
Ativo Indenizatório – Concessão (Nota 10)	-	-	2.435.306	1.987.103
Outras Contas a Receber	-	-	7.114	4.838
Investimentos em Controladas e Coligadas (Nota 13)	1.738.781	1.932.273	32.535	25.844
Intangível (Nota 15)	8.523	8.583	467.092	616.381
Imobilizado (Nota 14)	62	47	273.194	370.105
	<u>1.871.709</u>	<u>2.145.455</u>	<u>3.994.775</u>	<u>3.893.039</u>
Total do Ativo	<u><u>1.913.441</u></u>	<u><u>2.269.640</u></u>	<u><u>5.369.248</u></u>	<u><u>5.365.230</u></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

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2012 e 2011
(valores expressos em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Passivo				
Circulante				
Fornecedores	1.409	148	721.331	433.503
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures (Nota 17)	-	-	88.165	241.298
Salários e Encargos Sociais	636	338	116.471	120.632
Tributos e Contribuições Sociais (Nota 18)	1.988	14.531	95.441	129.800
Dividendos Propostos	426	72.048	580	72.048
Taxas Regulamentares (Nota 19)	-	-	123.700	174.941
Outros Passivos de Partes Relacionadas (Nota 12)	14	-	14.538	18.113
Passivo Atuarial (Nota 21)	-	-	130.960	115.908
Outros Passivos	257	210	48.823	19.177
	<u>4.730</u>	<u>87.275</u>	<u>1.340.009</u>	<u>1.325.420</u>
Não Circulante				
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures (Nota 17)	-	-	300.654	129.800
Tributos e Contribuições Sociais (Nota 18)	41	1.207	41	1.207
Tributos Diferidos (Nota 16)	-	-	38.239	144.142
Taxas Regulamentares (Nota 19)	-	-	189.184	147.841
Provisão para Contingências (Nota 20)	7.890	6.627	426.645	489.207
Passivo Atuarial (Nota 21)	-	-	1.169.457	949.795
Outros Passivos	-	-	4.239	3.287
	<u>7.931</u>	<u>7.834</u>	<u>2.128.459</u>	<u>1.865.279</u>
Patrimônio Líquido (Nota 22)				
Capital Social	1.017.700	1.017.700	1.017.700	1.017.700
Reservas de Capital	316	316	316	316
Reservas de Lucros	745.892	1.001.394	745.892	1.001.394
Ajuste de Avaliação Patrimonial	136.872	139.736	136.872	139.736
Dividendos Adicionais a Distribuir	-	15.385	-	15.385
	<u>1.900.780</u>	<u>2.174.531</u>	<u>1.900.780</u>	<u>2.174.531</u>
Total do Passivo	<u><u>1.913.441</u></u>	<u><u>2.269.640</u></u>	<u><u>5.369.248</u></u>	<u><u>5.365.230</u></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 DE RESULTADOS

Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011
(valores expressos em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Receita (Nota 24.1)	-	-	4.545.214	4.191.414
Receita das Vendas e Serviços	-	-	4.200.847	3.842.488
Receita de Construção – CPC 17	-	-	344.367	348.926
Custos (Nota 24.2)	-	-	(4.101.209)	(3.263.462)
Custo das Vendas e Serviços	-	-	(3.756.842)	(2.914.536)
Custo de Construção – CPC 17	-	-	(344.367)	(348.926)
Lucro Bruto	-	-	444.005	927.952
Despesas com Vendas (Nota 24.2)	-	-	(216.714)	(169.675)
Despesas Gerais e Administrativas (Nota 24.2)	(25.830)	(14.231)	(613.053)	(283.030)
Outras Receitas/Despesas, Líquidas (Nota 24.2)	(1.267)	-	(121.597)	(44.368)
Resultado de Equivalência Patrimonial (Nota 13)	(184.337)	325.914	8.149	7.953
Resultado Operacional	(211.434)	311.683	(499.210)	438.832
Receitas Financeiras (Nota 24.3)	8.813	14.437	280.089	132.177
Despesas Financeiras (Nota 24.3)	(79.609)	(2.233)	(151.687)	(116.959)
Resultado Financeiro	(70.796)	12.204	128.402	15.218
Resultado Antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social	(282.230)	323.887	(370.808)	454.050
Imposto de Renda e Contribuição Social (Nota 16)	-	-	-	-
Corrente	-	-	(18.890)	(124.043)
Diferido	23.864	-	131.332	(6.120)
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	(258.366)	323.887	(258.366)	323.887
Lucro (Prejuízo) por Ação Atribuível aos Acionistas da Companhia Durante o Exercício (expresso em R\$ por ação)				
Lucro Básico por Ação				
Ações Ordinárias Nominativas	-6,32	8,39	-6,32	8,39
Ações Preferenciais Nominativas	-6,95	8,39	-6,95	8,39
Lucro (Prejuízo) Diluído por Ação				
Ações Ordinárias Nominativas	-3,36	7,92	-3,36	7,92
Ações Preferenciais Nominativas	-3,69	8,72	-3,69	8,72

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 DAS MUTAÇÕES DO PATRIMONIO LÍQUIDO

Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011

(valores expressos em milhares de reais)

	Controladora/Consolidado							
	Reservas					Ajustes		
	Capital			Retenção	Dividendos	Avaliação	Lucro /Prejuízo	
	Social	Capital	Legal	de Lucros	Disposição AGO	Patrimonial	Acumulado	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2010	1.017.700	316	86.295	679.060	12.978	144.158	-	1.940.507
Reversão de Dividendos Prescritos	-	-	-	40	-	-	-	40
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	323.887	323.887
Realização do Custo Atribuído, Líquido de Impostos	-	-	-	-	-	(4.422)	4.422	-
Dividendos Adicionais Distribuídos	-	-	-	-	(12.978)	-	-	(12.978)
Destinação do Lucro								
Constituição de Reservas	-	-	16.194	219.805	-	-	(235.999)	-
Dividendos e JCP	-	-	-	-	15.385	-	(92.310)	(76.925)
Saldos em 31 de dezembro de 2011	1.017.700	316	102.489	898.905	15.385	139.736	-	2.174.531
Dividendos Adicionais Distribuídos	-	-	-	-	(15.385)	-	-	(15.385)
Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	-	-	(258.366)	(258.366)
Realização do Custo Atribuído, Líquido de Impostos	-	-	-	-	-	(2.864)	2.864	-
Absorção do Prejuízo	-	-	-	(255.502)	-	-	255.502	-
Saldos em 31 de dezembro de 2012	1.017.700	316	102.489	643.403	-	136.872	-	1.900.780

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 DO RESULTADO ABRANGENTE

Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011
(valores expressos em milhares de reais)

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Lucro/Prejuízo Líquido do Exercício	(258.366)	323.887	(258.366)	323.887
Outros Resultados Abrangentes do Exercício	-	-	-	-
Resultado Abrangente Total	<u>(258.366)</u>	<u>323.887</u>	<u>(258.366)</u>	<u>323.887</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 2012 e 2011

(valores expressos em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais				
Resultado Antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	(282.230)	323.887	(370.810)	454.050
Ajustes				
Depreciação e Amortização	1.531	1.535	165.894	155.700
Ganho ou Perda na Alienação de Ativo Imobilizado/Intangível	-	-	55.072	11.558
Resultado da Equivalência Patrimonial (Nota 13)	184.337	(325.914)	(8.149)	(7.953)
Atualização Ativo Financeiro - VNR	-	-	(154.266)	-
Impairment Títulos e Valores Mobiliários	77.815	-	77.815	-
Rendimentos não Realizados de Investimentos e Juros a Receber	-	(9.419)	(1.281)	(41.068)
Juros e Variações Monetárias	(5.440)	-	19.901	53.532
Constituição de Provisões	1.263	661	30.496	32.618
Provisão para Passivo Atuarial	-	-	58.786	78.990
Impairment Imobilizado	-	-	123.840	-
Variações nos Ativos e Passivos				
Ativo Indenizatório de Concessão	-	-	(26.684)	(78.935)
Contas a Receber	509	458	(215.019)	3.416
Outros Ativos	9.278	496	(5.937)	19.120
Depósitos Judiciais	(2.158)	(586)	7.268	(19.428)
Fornecedores	1.261	(109)	287.828	53.093
Salários e Encargos Sociais	298	(95)	(4.161)	(4.669)
Tributos a Pagar	(13.709)	4.622	(19.732)	(18.337)
Taxas Regulamentares	-	-	(9.898)	60.713
Outros Passivos	61	(177)	29.454	(17.674)
Passivo Atuarial	-	-	176.359	(114.791)
Caixa Proveniente das Operações	(27.184)	(4.641)	216.776	619.935
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	-	(814)	(34.682)	(128.295)
Juros Pagos	-	-	(21.682)	(25.888)
Caixa Líquido Proveniente das Atividades Operacionais	(27.184)	(5.455)	160.412	465.752
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimentos				
Aquisições de Bens do Ativo Imobilizado e Intangível	(15)	(27)	(53.594)	(74.387)
Aquisições de Bens para Concessão	-	-	(337.480)	(348.926)
Aumento de Capital	(12.000)	(40.057)	-	-
Juros Recebidos	-	-	23.371	157.778
Partes Relacionadas	24.000	17.096	24.000	16.759
Dividendos Recebidos	90.236	92.233	3.596	3.791
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimentos	102.221	69.245	(340.107)	(244.985)
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamento				
Amortização de Empréstimos	-	-	(266.539)	(104.407)
Ingressos de Empréstimos	-	-	280.601	127.520
Partes Relacionadas	-	-	-	(3.205)
Dividendos Pagos	(75.048)	(58.432)	(76.997)	(58.432)
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Financiamentos	(75.048)	(58.432)	(62.935)	(38.524)
Aumento/Redução Líquido de Caixa e Equivalentes de Caixa	(11)	5.358	(242.630)	182.243
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Exercício	37.880	32.522	442.495	260.252
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Exercício	37.869	37.880	199.865	442.495

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 DO VALOR ADICIONADO

Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011

(valores expressos em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Receitas				
Vendas Brutas de Produtos e Serviços	-	-	6.726.057	6.215.511
Receita com a Construção de Ativos	-	-	344.367	348.926
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	(93.058)	(31.119)
Insumos Adquiridos de Terceiros				
Custo das Mercadorias e Serviços Públicos Vendidos	-	-	(3.291.456)	(2.032.892)
Materiais, Energia, Serviços de Terceiros e Outros Operacionais	(4.227)	(4.277)	(322.587)	(604.913)
Gastos com a Construção de Ativos	-	-	(344.367)	(348.926)
Perdas de Ativos	(77.815)	-	(77.815)	-
Valor Adicionado Bruto	(82.042)	(4.277)	2.941.141	3.546.587
Depreciação, Amortização e Exaustão	(1.531)	(1.535)	(165.894)	(155.700)
Valor Adicionado Líquido Produzido pela Entidade	(83.573)	(5.812)	2.775.247	3.390.887
Valor Adicionado Recebido em Transferência				
Resultado de Equivalência Patrimonial	(184.337)	325.914	8.149	7.953
Dividendos de Investimento Avaliado ao Custo	-	2	-	2
Receitas Financeiras	8.813	14.435	280.089	132.175
Valor Adicionado Total a Distribuir	(259.097)	334.539	3.063.485	3.531.017
Distribuição do Valor Adicionado				
Pessoal	21.254	9.338	728.847	483.611
Impostos, Taxas e Contribuições	(22.248)	612	2.519.132	2.608.091
Financiadores				
Juros e Variações Cambiais	263	702	73.872	115.428
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	-	76.925	-	76.925
Lucro/Prejuízo Retido do Exercício	(258.366)	246.962	-258.366	246.962
Valor Adicionado Distribuído	(259.097)	334.539	3.063.485	3.531.017

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 e 2011
(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 diretas e indiretas (“Grupo”) tem como atividade preponderante a distribuição, transmissão e geração de energia elétrica. Além disso, atua no segmento de distribuição de gás natural canalizado.

Em 31 de dezembro de 2012, as principais controladas integrais consolidadas, investimentos de controle compartilhado que consolidam proporcionalmente e coligadas são:

Descrição	Percentual de Participação Integralizado – %			
	31 de dezembro 2012		31 de dezembro 2011	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Controladas				
Celesc Distribuição S.A. (Celesc D)	100,00	-	100,00	-
Celesc Geração S.A. (Celesc G)	100,00	-	100,00	-
Fundo Exclusivo Celesc (FIDC) ¹	-	100,00	-	100,00

¹ FIDC – Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios Mercantis

Descrição	Percentual de Participação Integralizado – %			
	31 de dezembro 2012		31 de dezembro 2011	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Controladas em Conjunto				
Companhia de Gás de Santa Catarina – SCGÁS	17,00	-	17,00	-
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia – ECTE	30,88	-	30,88	-
Campo Belo Energética S.A. (Campo Belo)	-	30,00	-	30,00
Painel Energética S.A. (Painel)	-	32,50	-	32,50
Rondinha Energética S.A. (Rondinha)	-	32,50	-	32,50
Companhia Energética Rio das Flores (Rio das Flores)	-	25,00	-	25,00
Xavantina Energética (Xavantina)	-	40,00	-	40,00
Bandeirante Energética (Bandeirante)	-	25,00	-	25,00
Coligadas (não consolidadas)				
Dona Francisca Energética S.A. – DFESA	23,03	-	23,03	-
Usina Hidrelétrica de Cubatão S.A. (Cubatão)	40,00	-	40,00	-

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 implementada 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 D assinou o Contrato de concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 56, o qual regulamenta a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica. 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 Distribuição S.A. concluiu que seu contrato de concessão está dentro do escopo do ICPC01 e, portanto, os bens vinculados à concessão estão bifurcados em ativo indenizável e ativo intangível. O reajuste tarifário ocorre no dia 07 de agosto e cada ano e a revisão tarifária periódica a cada quatro anos.

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

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.

c) Empresa Catarinense de Transmissão de Energia – ECTE

A controlada em conjunto ECTE, detém contrato de concessão de transmissão de energia elétrica datado de 1º de novembro de 2000 com prazo de vigência de 30 anos.

d) 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	Rio dos Cedros/SC	24,60	7/11/2016
Bracinho – Rio Bracinho	Schroeder/SC	15,00	7/11/2016
Garcia – Rio Garcia	Angelina/SC	8,92	7/7/2015
Cedros – Rio dos Cedros	Rio dos Cedros/SC	8,40	7/11/2016
Salto – Rio Itajaí-Açu	Blumenau/SC	6,28	7/11/2016
Celso Ramos – Rio Chapecozinho	Faxinal do Guedes/SC	5,40	23/11/2021
Pery – Rio Canoas	Curitibanos/SC	4,40	9/7/2017
Caveiras – Rio Caveiras	Lages/SC	3,83	10/7/2018
Ivo Silveira – Rio Santa Cruz	Campos Novos/SC	2,60	7/7/2015
Pirai – Rio Pirai	Joinville/SC	0,78	(i)
São Lourenço – Rio São Lourenço	Mafra/SC	0,42	(i)
Rio do Peixe – Rio do Peixe	Videira/SC	0,52	(i)
Total da Capacidade Instalada		81,15	

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

Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal, com o objetivo de reduzir os custos de energia elétrica para consumidores, publicou a Medida Provisória – MP nº 579/2012. Em 14 de setembro de 2012, o Decreto Presidencial – DP nº 7.805 foi emitido, definindo alguns dos procedimentos operacionais para a implementação do que foi estabelecido na MP nº 579/2012. Esta MP permitiu aos concessionários com contratos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica vencendo entre 2015 e 2017, a possibilidade de antecipar as suas prorrogações mediante condições específicas nela estabelecidas. Em 11 de janeiro de 2013, a MP nº 579/2012 foi convertida na Lei nº 12.783/2013.

Conforme noticiado pelo Governo Federal, a medida deverá reduzir as tarifas de energia elétrica em 20,2%, em média (16,2% para consumidores residenciais e de 19,7% a 28% para os consumidores industriais) e baseia-se em dois pontos principais:

(a) Eliminação/redução de alguns dos encargos setoriais, que contribuirá para a redução das tarifas finais em 7% e;

(b) Definição de novas condições para a prorrogação de contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição, com datas de vencimento entre 2015 e 2017, com um impacto médio de 13,2% nas tarifas finais.

Para as concessionárias de distribuição, a MP nº 579/2012 prevê a redução das tarifas pela eliminação/redução de alguns dos encargos setoriais a partir de 1º de janeiro de 2013. É previsto também redução das tarifas devido a uma revisão tarifária extraordinária ocorrida a partir de fevereiro de 2013, com o objetivo de refletir a redução das tarifas de geração e transmissão e também pelos eventuais efeitos da realocação das quotas de energia das geradoras que tiverem os seus contratos prorrogados.

Para as concessionárias de geração, conforme MP nº 579/2012, a renovação das concessões está condicionado a aceitação dos seguintes critérios: mudança do sistema de precificação, passando do sistema de preços, para o sistema de receita permitida, com revisões periódicas; e alocação de toda garantia física de energia e potência das Usinas alcançadas pela MP nº 579/2012, em regime de cotas, para as Distribuidoras (Ambiente de Contratação Regulado – ACR).

Ademais, a MP nº 579/2012 estabelece que quando da renovação as concessões de distribuição, geração e transmissão haverá indenização dos ativos residuais pelo Valor Novo de Reposição – VNR. Os investimentos futuros deverão ser submetidos previamente à aprovação do agente regulador.

Concessão de Distribuição – Contrato de Concessão nº 056/1999

A controlada Celesc D, em atendimento às disposições da legislação, manifestou em 18 de setembro de 2012 seu pedido de prorrogação de sua concessão pelo prazo de 30 anos, a partir de julho de 2015. As condições de prorrogação só serão conhecidas quando o poder concedente divulgar a minutado termo aditivo ao contrato de concessão.

A redução da tarifa em função da MP nº 579/2012 não se espera trazer impactos relevantes para o segmento de distribuição, tendo em vista que as alterações afetarão somente o custo de compra e transporte de energia e encargos setoriais que são totalmente repassados ao consumidor por meio da tarifa.

Concessão de Geração – Contrato de Concessão nº 055/1999

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 MP nº 579/2012:

Central Geradora	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Data de Vencimento da Concessão
Palmeiras – Rio dos Cedros	Rio dos Cedros/SC	24,60	7/11/2016
Bracinho – Rio Bracinho	Schroeder/SC	15,00	7/11/2016
Garcia – Rio Garcia	Angelina/SC	8,92	7/7/2016
Cedros – Rio dos Cedros	Rio dos Cedros/SC	8,40	7/11/2016
Salto – Rio Itajaí-Açu	Blumenau/SC	6,28	7/11/2016
Pery – Rio Canoas	Curitibanos/SC	4,40	9/7/2017
Ivo Silveira – Rio Santa Cruz	Campos Novos/SC	2,60	7/7/2015
Total da Capacidade Instalada		70,20	

Conforme definido no DP nº 7.805/2012, o Ministério de Minas e Energia – MME divulgou em 1º de novembro de 2012 por meio da Portaria nº 578 de 31 de outubro de 2012, os valores das tarifas de geração de energia aplicáveis aos contratos acima e, por meio da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF de 1º de novembro de 2012 os valores das indenizações, bem como disponibilizando à Celesc G os novos termos aditivos dos contratos de concessão.

Somente em 6 de novembro de 2012, a Celesc G tomou conhecimento, por meio da divulgação das Notas Técnicas da metodologia utilizada para definição dos valores de tarifas iniciais de geração e dos valores de indenização a serem pagos aos concessionários de geração, e que subsidiaram, respectivamente, a Portaria MME nº 578, de 31 de outubro de 2012, e a Portaria Interministerial MME-MF nº 580, de 1º de novembro de 2012.

A tarifa proposta para as pequenas centrais hidrelétricas consideram os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, entre outros. No quadro abaixo seguem as tarifas divulgadas pelo poder concedente para os empreendimentos da Celesc Geração S.A.:

Central Geradora	Localidade	Potência para efeito de definição do GAG (MW)	Tarifa (R\$/kW .ano)
Palmeiras – Rio dos Cedros	Rio dos Cedros/SC	24,60	120,87788
Bracinho – Rio Bracinho	Schroeder/SC	15,00	130,44562
Garcia – Rio Garcia	Angelina/SC	8,92	172,65642
Cedros – Rio dos Cedros	Rio dos Cedros/SC	8,40	192,37890
Salto – Rio Itajaí-Açu	Blumenau/SC	6,28	192,48094
Pery – Rio Canoas	Curitibanos/SC	4,40	217,58880
Ivo Silveira – Rio Santa Cruz	Campos Novos/SC	2,60	226,23572

Para os empreendimentos acima o poder concedente não considerou direito a indenização, com exceção da PCH Pery, o qual foi definido uma indenização de R\$98,5 milhões.

Essas usinas representam 86,51% da potência instalada da Celesc Geração S.A. e possuem parte da sua energia contratada em Ambiente de Comercialização Livre – ACL após 2012.

A Administração 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 prorrogação do prazo de concessão. Por meio de Reunião Extraordinária realizada em 22 de novembro de 2012 o Conselho de Administração 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 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013.

Foi excluída da decisão a Usina Pery com questionamento através de Ação Ordinária com pedido de liminar na Justiça Federal, com objetivo de discutir o mérito relativo ao direito de prorrogação da concessão pelos 20 anos, conforme previsto no Artigo nº 26, §7º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, sendo o pedido acolhido e havendo suspensão do prazo de assinatura do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão. A União recorreu desta decisão por meio de Agravo de Instrumento cujo pedido de efeito suspensivo foi negado no Tribunal Regional Federal da 4ª Região (Porto Alegre).

Em 2012 foi lançada nova chamada pública para seleção de parceiros e projetos na área de geração de energia, contemplando outras fontes como: eólica, biomassa e térmicas, com a perspectiva de firmar parcerias em 2013, visando atender as diretrizes do plano diretor do grupo, cuja meta é atingir 1000 MW em empreendimentos de geração até 2030.

2. Base de Preparação

2.1. Declaração de Conformidade

a) Demonstrações Financeiras Consolidadas

As Demonstrações Financeiras 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*.

b) Demonstrações Financeiras Individuais

As Demonstrações Financeiras Individuais da Controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil e são divulgadas em conjunto com as Demonstrações Financeiras Consolidadas.

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.

As Demonstrações Financeiras Individuais da Controladora foram elaboradas de acordo com o BR GAAP e, para o caso do Grupo, essas práticas diferem das *IFRS* aplicáveis para demonstrações financeiras separadas em função da avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*) pelo método de equivalência patrimonial no BR GAAP, enquanto para fins de *IFRS* seria pelo custo ou valor justo.

Contudo, não há diferença entre o patrimônio líquido e o resultado consolidado apresentado pelo Grupo e o patrimônio líquido e resultado da companhia controladora em suas demonstrações financeiras individuais. Assim sendo, as Demonstrações Financeiras Consolidadas do Grupo e as demonstrações financeiras individuais da controladora estão sendo apresentadas lado a lado em um único conjunto de Demonstrações Financeiras.

A presente demonstração foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em 21 de março de 2013, 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

As Demonstrações Financeiras foram preparadas considerando o custo histórico como base de valor exceto para ativos financeiros disponíveis para venda e ativos e passivos financeiros mensurados ao valor justo em contrapartida com o resultado do exercício.

A preparação de Demonstrações Financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis do Grupo. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas, estão divulgadas abaixo.

Moeda Funcional e Moeda de Apresentação

As Demonstrações Financeiras Individual e Consolidada 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.

2.2.1 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, o Grupo faz estimativas com relação ao futuro. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais.

As estimativas e premissas que apresentam um risco significativo, com probabilidade de causar um ajuste relevante nos valores contábeis de Ativos e Passivos para o próximo exercício social 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. O Grupo usa seu julgamento para escolher diversos métodos e definir 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) líquido para os planos de pensão, está a taxa de desconto. Quaisquer mudanças nessas premissas afetarão o valor contábil das obrigações dos planos de pensão.

O Grupo determina a taxa de desconto apropriada ao final de cada exercício. 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 determinar 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. Informações adicionais estão divulgadas na Nota 21.

c) Imposto de Renda e Contribuição Social

O Grupo 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

O Grupo atualmente está envolvido em diversas ações de natureza tributária, trabalhista, cível e regulatória, como descrito na Nota 20. Provisões são reconhecidas para os casos que representem perdas prováveis (o Grupo 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 do Grupo 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.

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.

As principais práticas contábeis adotadas na elaboração das Demonstrações Financeiras são igualmente aplicáveis para as Demonstrações Financeiras da Controladora (CPC) e para o consolidado (*IFRS*) com exceção do descrito na Nota 3.2, letra “b”.

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 de propósito específico) nas quais o Grupo tem o poder de determinar as políticas financeiras e operacionais, geralmente acompanhada de uma participação de mais do que metade dos direitos a voto (capital votante). A existência e o efeito de possíveis direitos a voto atualmente exercíveis ou conversíveis são considerados quando se avalia se o Grupo controla outra 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.

b) Investimentos em Empresas com Controle Compartilhado

Nas empresas com controle compartilhado, as Demonstrações Financeiras são consolidadas proporcionalmente à participação da Companhia e o saldo dos investimentos pode ser reduzido por *impairment*.

Qualquer excesso do custo de aquisição de um investimento sobre o valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes da empresa controlada em conjunto na respectiva data de aquisição do investimento é registrado como ágio. Esse ágio é adicionado ao valor do respectivo investimento e a sua recuperação é analisada anualmente como parte integrante do investimento.

Sobre os dividendos recebidos destas empresas, estes são registrados reduzindo do valor dos investimentos; já os ganhos e perdas em transações com empresas com controle compartilhado são eliminados proporcionalmente à participação da Companhia, em contrapartida ao valor do investimento financeiro nessa mesma empresa com controle compartilhado.

c) Coligadas

Os investimentos em empresas coligadas encontram-se registrados pelo método da equivalência patrimonial. De acordo com esse método, as participações financeiras sobre empresas coligadas são reconhecidas no balanço consolidado ao custo e ajustadas periodicamente pelo valor correspondente à participação nos resultados líquidos destas em contrapartida a ganhos ou perdas em ativos financeiros e por outras variações ocorridas nos ativos líquidos adquiridos. Adicionalmente, as participações financeiras poderão igualmente ser ajustadas pelo reconhecimento de *impairment*.

A participação do Grupo nos lucros ou prejuízos de suas coligadas pós-aquisição é reconhecida na demonstração do resultado e sua participação na movimentação em reservas pós-aquisição é reconhecida nas reservas. As movimentações cumulativas pós-aquisição são ajustadas no valor contábil do investimento.

Quando a participação do Grupo nas perdas de uma coligada for igual ou superior a sua participação na coligada, incluindo quaisquer outros recebíveis, o Grupo não reconhece perdas adicionais, a menos que tenha incorrido em obrigações ou efetuado pagamentos em nome da coligada.

Os ganhos não realizados das operações entre o Grupo e suas coligadas são eliminados na proporção da sua participação societária, assim como as perdas não realizadas também são eliminadas, exceto quando houver evidências de uma perda *impairment* do ativo transferido.

Visando assegurar a consistência com as políticas adotadas pelo Grupo, podem ser alteradas as políticas contábeis das coligadas, quando necessário.

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 24).

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 resultantes da liquidação dessas transações e da conversão pelas taxas de câmbio do final do exercício, referentes a ativos e passivos monetários em moedas estrangeiras, são reconhecidos na demonstração do resultado.

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 mensurados ao valor justo por meio do resultado são mantidos para negociação ativa e frequente e classificados como ativos circulantes. 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 a 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.

Quando os títulos classificados como disponíveis para venda são vendidos ou sofrem perda impairment, os ajustes acumulados do valor justo reconhecidos no patrimônio são incluídos na demonstração do resultado como "resultado financeiro".

Os valores justos dos investimentos com cotação pública são baseados nos preços atuais de compra. Caso o mercado de um ativo financeiro (e de títulos não registrados em Bolsa) não estiver ativo, o Grupo estabelece o valor justo por meio de técnicas de avaliação. Essas técnicas incluem o uso de operações recentes contratadas com terceiros, a referência a outros instrumentos substancialmente similares, a análise de fluxos de caixa descontados e os modelos de precificação de opções com o máximo de informações geradas pelo mercado e o mínimo de informações geradas pela administração da própria entidade.

Com essa análise 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 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 do prejuízo 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 consolidada do resultado.

b) Ativos Classificados como Disponíveis para Venda

Para os títulos da dívida, o Grupo usa os critérios mencionados no item (a) acima para avaliar a 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, estimativa de energia fornecida não faturada e fornecimento de gás natural no decurso normal das atividades do Grupo.

As contas a receber de clientes são reconhecidas ao valor faturado e deduzidas da provisão 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 provisão a diferença entre o valor contábil e o valor recuperável.

No que se refere às contas a receber decorrentes de parcelamentos de créditos derivados da venda de energia, estas estão registradas acrescidas de encargos financeiros, calculados até a data da negociação conforme determina a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Os valores vencidos estão deduzidos como provisão para perdas conhecidas ou estimadas.

3.7. Estoques

Os estoques são compostos por materiais destinados à manutenção das operações, contabilizados pelo custo médio das compras no ativo circulante.

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 encargo de Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente é calculado com base nas leis tributárias vigentes. A administração avalia, periodicamente, as posições assumidas pelo Grupo nas declarações de impostos de renda com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações, estabelecendo provisões, quando apropriado, baseadas em valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

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. Entretanto, não ocorrerá sua contabilização se resultar do reconhecimento inicial de um ativo ou passivo em uma operação que não seja uma combinação de negócios, a qual, na época da transação, não afetou o resultado contábil, nem o lucro tributável (prejuízo fiscal). O Imposto de Renda e a Contribuição Social Diferidos são calculados com base na legislação tributária vigente na data do balanço devendo ser aplicadas quando o respectivo tributo diferido ativo for realizado ou quando o tributo diferido passivo for liquidado.

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.

Os impostos de renda diferidos são reconhecidos sobre as diferenças temporárias decorrentes dos investimentos em controladas e coligadas, exceto quando o momento da reversão das diferenças temporárias seja controlado pelo Grupo, e desde que seja provável que a diferença temporária não será revertida em um futuro previsível.

Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são compensados quando há um direito legalmente exequível de compensar os ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes e quando os impostos de renda diferidos ativos e passivos se relacionam com os impostos de renda incidentes pela mesma autoridade tributável sobre a entidade tributária ou diferentes entidades tributáveis onde há intenção de liquidar os saldos numa base líquida.

3.9. Depósitos Judiciais

Os depósitos são atualizados monetariamente e apresentados como dedução do valor de um correspondente passivo constituído quando não houver possibilidade de resgate dos depósitos, a menos que ocorra desfecho favorável da questão para a entidade.

3.10. Imobilizado

O imobilizado compreende, principalmente, reservatórios, barragens, adutoras, edificações, obras civis e benfeitorias. É reconhecido inicialmente ao valor justo e posteriormente mantido ao seu custo histórico, menos depreciação acumulada. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis a aquisição de um ativo. 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.

Itens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear no resultado do exercício baseado na vida útil econômica estimada de cada componente. A depreciação inicia-se a partir da data em que são instalados e que estão disponíveis para uso, ou em caso de ativos construídos internamente, do dia em que a construção é finalizada e o ativo está disponível para utilização. Os terrenos não são depreciados.

As vidas úteis estimadas para o exercício corrente são as seguintes:

Administração	Celesc G
	Percentuais (%)
Edificações	4,0
Equipamento Geral	10,0
Veículos	20,0

	Celesc G
Geração	Percentuais (%)
Edificações	2,0 a 4,0
Turbina Hidráulica	2,5
Gerador	3,3
Reservatórios, Barragens e Adutoras	2,0

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.

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.
- 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

As infraestruturas de distribuição de energia elétrica e fornecimento de gás natural utilizadas pelo Grupo, sujeitas a acordos de concessão de serviço, são consideradas para ser controladas pelas entidades concedentes quando:

- a) a entidade concedente controla ou regulamenta quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem devem ser prestados e o seu preço;
- b) a entidade concedente controla, por meio da titularidade, usufruto ou de outra forma qualquer, participação residual significativa na infraestrutura no final do prazo de concessão.

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".

Anualmente é efetuada a identificação de indício de *impairment* do ágio e contabilizado pelo seu valor de custo menos as perdas acumuladas por *impairment*, que não são revertidas em períodos subsequentes.

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 15.

Os gastos associados ao desenvolvimento ou 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. Os gastos diretos incluem a remuneração dos funcionários da equipe de desenvolvimento de *softwares* e a parte adequada das despesas gerais relacionadas.

Os gastos com o desenvolvimento de *softwares* reconhecidos como ativos são amortizados usando-se o método linear ao longo de suas vidas úteis.

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.

É importante ressaltar que este não é um ativo financeiro 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 nº 12.783/2013), o ativo financeiro de concessão de distribuição é mensurado pelo VNR (valor novo de reposição), 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 (valor novo de reposição) 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.

3.14. Fornecedores

As contas a pagar aos fornecedores são obrigações a pagar por fornecimento de energia, gás natural, 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 empréstimos são classificados como Passivo Circulante, a menos que a Companhia tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço.

3.16. 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.

3.17. Benefícios a Empregados e Ex-empregados

a) Obrigações de Pensão

O passivo relacionado aos planos de pensão de benefício definido é o valor presente da obrigação de benefício definida na data do balanço menos o valor de mercado dos ativos do plano, ajustados por ganhos ou perdas atuariais e custos de serviços passados. A obrigação do benefício definido é

calculada anualmente por atuários independentes usando-se o método de crédito unitário projetado. A estimativa de saída futura de caixa é descontada ao seu valor presente, usando-se as taxas de juros de títulos públicos cujos prazos de vencimento se aproximam dos prazos do passivo relacionado.

Os ganhos e perdas atuariais acumulados, apurados anualmente, que se situam dentro do limite de 10% do valor presente da obrigação de benefícios definidos (“corredor”), não são reconhecidos no passivo e resultado da Companhia ao final de cada exercício, momento em que são originados. Os ganhos e perdas excedentes ao limite do corredor são reconhecidos no resultado durante o tempo médio remanescente de vida dos participantes do plano de benefício.

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. Essas obrigações são avaliadas anualmente por atuários independentes e qualificados.

A Companhia oferece também outros 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.

c) 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.

3.18. 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).

3.19. 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 seja distribuído 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.

3.20. 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.

3.21. 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 e fornecimento de gás natural 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) Distribuição de Gás Natural Canalizado

Trata-se da contabilização da receita proveniente da distribuição de gás natural canalizado.

e) 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.

f) 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.

g) Receita de Dividendos

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

3.22 Novas normas e interpretações

As seguintes novas normas, alterações e interpretações de normas foram emitidas pelo IASB mas não estão em vigor para o exercício de 2012. A adoção antecipada dessas normas, embora encorajada pelo IASB, não foi permitida, no Brasil, pelo CPC.

IAS 19 – "Benefícios a Empregados" alterada em junho de 2011. Os principais impactos das alterações são: (i) eliminação da abordagem de corredor, (ii) reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais em outros resultados abrangentes conforme ocorram, (iii) reconhecimento imediato dos custos dos serviços passados no resultado, e (iv) substituição do custo de participação e retorno esperado sobre os ativos do plano por um montante de participação líquida, calculado através da aplicação da taxa de desconto ao ativo (passivo) do benefício definido líquido. A norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013.

O efeito estimado pela Administração em avaliação preliminar da adoção inicial destas modificações no exercício de 2013, é uma redução do Patrimônio líquido da Companhia em 1º de janeiro de 2013 no valor de R\$123.447 (líquido de impostos de renda e contribuição social diferidos).

IFRS 9 – "Instrumentos Financeiros". Estabelece duas categorias de mensuração principais para os ativos financeiros. O Grupo está avaliando o impacto total do IFRS 9. Aplicável a partir de 1º de janeiro de 2015.

IFRS 10 – "Demonstrações Financeiras Consolidadas". Define que existe apenas uma base de consolidação, ou seja, o controle. Adicionalmente, a IFRS 10 inclui uma nova definição de controle que contém três elementos: (a) poder sobre uma investida; (b) exposição, ou direitos, a retornos variáveis da sua participação na investida e (c) capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor dos retornos ao investidor. Aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013. A Companhia avaliou e concluiu que não há impactos na adoção dessa norma.

IFRS 11 – "Acordos em Conjunto". Aborda como um acordo de participação onde duas ou mais partes têm controle conjunto deve ser classificada. Há dois tipos de acordos em conjunto: (i) operações em conjunto - que ocorre quando um operador possui direitos sobre os ativos e obrigações contratuais e como consequência contabilizará sua parcela nos ativos, passivos, receitas e despesas; e (ii) controle compartilhado - ocorre quando um operador possui direitos sobre os ativos líquidos do contrato e contabiliza o investimento pelo método de equivalência patrimonial. O método de consolidação proporcional não será mais permitido com controle em conjunto. A Administração está avaliando os impactos da adoção dessa norma. Aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013.

IFRS 12 – "Divulgações de Participações em Outras Entidades". Esta norma trata da divulgação aplicável a entidades que possuem participações em controladas, acordos de participação, coligadas e/ou entidades estruturadas não consolidadas. A Administração está avaliando os impactos da adoção dessa norma. Aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013.

IFRS 13 – "Mensuração de Valor Justo". Define valor justo, explica como mensurá-lo e determina o que deve ser divulgado sobre essa forma de mensuração. A Administração está avaliando os impactos da adoção dessa norma. Aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013.

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

4. Gestão de Risco Financeiro

4.1. Fatores de Risco Financeiro

As atividades do Grupo o expõem a diversos riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco de moeda, 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 do Grupo.

4.2. Risco de Mercado

4.2.1. Risco Cambial

O Grupo não possui contas a receber, empréstimos ou financiamentos nem contas a pagar em moeda estrangeira.

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

Este risco é oriundo da possibilidade do Grupo 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 do Grupo. O Grupo não tem pactuado contratos de derivativos para fazer face a este risco.

4.3. Risco de Crédito

Surge da possibilidade do Grupo 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 do Grupo e agregada pelo departamento de Finanças. Este departamento monitora as previsões contínuas das exigências de liquidez do Grupo para assegurar que ele tenha caixa suficiente para atender às necessidades operacionais.

O excesso de caixa mantido pelas entidades operacionais, além do saldo exigido para administração do capital circulante, é transferido para o Grupo de Tesouraria. Este 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 abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos do Grupo, 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		
	Menos de um ano	Entre um e cinco anos	Acima de cinco anos
Em 31 de dezembro de 2012			
Empréstimos – Saldo Balanço	88.165	258.018	42.636
Empréstimos – Não descontados	91.569	311.818	62.270
Fornecedores	721.331	-	-
Em 31 de dezembro de 2011			
Empréstimos – Saldo Balanço	241.298	110.031	19.769
Empréstimos – Não descontados	252.246	137.362	30.810
Fornecedores	433.503	-	-

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.

No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as últimas simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico – ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

4.5.2. Risco de Não Renovação das Concessões

O Grupo 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 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.

Conforme descrito na nota explicativa 1.1.1., 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

Apresentamos a seguir quadro demonstrativo de análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros, que descreve os riscos que podem gerar prejuízos materiais para a Companhia, com cenário mais provável (cenário I) segundo avaliação efetuada pela administração, 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 2012:

Premissas	Efeitos das Contas sobre o Resultado	Saldo	Cenário Provável (Cenário I)	(Cenário II)	(Cenário III)
CDI² (%)			7,87	9,84	11,81
	Títulos e Valores Mobiliários Circulante	16.343	1.286	1.608	1.929
	Contas a Receber Não Circulante	102.764	8.088	10.109	12.131
	Empréstimos e Financiamentos (-)	(388.819)	(30.600)	(38.250)	(45.900)
IGP-M³ (%)			7,82	9,78	11,73
	Ativo Indenizatório (concessões em serviço)	2.088.265	163.302	204.128	244.953

4.6. Gestão de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade do Grupo 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, o Grupo 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 companhias do setor, o Grupo 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), subtraído do montante de Caixa e Equivalente de Caixa. O capital total é apurado por meio da soma do Patrimônio Líquido com a dívida líquida.

² Curva de juros futuros – BM&F DI 1 FUT V13 – (fechamento 14/03/2013)

³ IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Total dos empréstimos (Nota 17)	388.819	371.098
Menos: caixa e equivalentes de caixa (Nota 7)	<u>(199.865)</u>	<u>(442.495)</u>
Dívida líquida	<u>188.954</u>	<u>(71.397)</u>
Total do patrimônio líquido	<u>1.900.780</u>	<u>2.174.531</u>
Total do capital	<u>2.089.734</u>	<u>2.103.134</u>
Índice de alavancagem financeira - %	9,04	(3,39)

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 o Grupo para instrumentos financeiros similares.

O Grupo aplica o CPC 40 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 abaixo apresenta os ativos do Grupo mensurados pelo valor justo em 31 de dezembro de 2012. O Grupo não possui passivos mensurados a valor justo nessa data base.

<u>Descrição</u>	<u>Nível 1</u>	<u>Nível 3</u>	<u>Saldo total</u>
Ativos			
Ativos Financeiros ao Valor Justo por Meio do Resultado			
Títulos Públicos	16.343	-	16.343
Ações	-	54.981	54.981
Ativos Financeiros Disponíveis para Venda			
Ativo Indenizatório (concessões)	-	2.457.453	-
Outros	-	217	217
Total do Ativo	<u>16.343</u>	<u>2.512.651</u>	<u>71.541</u>

A tabela a seguir apresenta os ativos do Grupo mensurados pelo valor justo em 31 de dezembro de 2011. O Grupo não possui passivos mensurados a valor justo nessa data base.

Descrição	Nível 1	Nível 3	Saldo total
Ativos			
Ativos Financeiros ao Valor Justo por Meio do Resultado			
Títulos Públicos	15.062	-	15.062
Ações	-	132.796	132.796
Ativos Financeiros Disponíveis para Venda			
Ativo Indenizatório (concessões)	-	2.007.406	-
Outros	-	217	217
Total do Ativo	15.062	2.140.419	148.075

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço.

Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem prontos e regularmente disponíveis a partir da Bolsa de Valores, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais. O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pelo Grupo é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado em que está disponível e utilizando o mínimo possível das estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2. Se uma ou mais informações relevantes não estiverem baseadas em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 3.

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.

5. Instrumentos Financeiros por Categoria

A tabela a seguir apresenta os Instrumentos Financeiros por Categoria em 31 de dezembro de 2012.

Descrição	Consolidado			
	Ativos ao Valor Justo por Meio do Resultado	Empréstimos e Recebíveis	Disponível para Venda	Total
Ativo				
Caixa e Equivalentes	-	199.865	-	199.865
Títulos Públicos	16.343	-	-	16.343
Ações	54.981	-	-	54.981
Ativo Indenizável (Concessões)	-	-	2.457.453	2.457.453
Contas a Receber de Clientes	-	1.576.664	-	1.576.664
Outros	-	-	217	217
	71.324	1.776.529	2.457.670	4.305.523
Passivo				
Fornecedores	-	721.331	-	721.331
Empréstimos	-	388.819	-	388.819
	-	1.110.150	-	1.110.150

A tabela a seguir apresenta os Instrumentos Financeiros por Categoria em 31 de dezembro de 2011.

Descrição	Consolidado			
	Ativos ao Valor Justo por Meio do Resultado	Empréstimos e Recebíveis	Disponível para Venda	Total
Ativo				
Caixa e equivalentes	-	442.495	-	442.495
Títulos Públicos	15.062	-	-	15.062
Ações	132.796	-	-	132.796
Ativo Indenizável (Concessões)	-	-	2.007.406	2.007.406
Contas a Receber de Clientes	-	1.361.645	-	1.361.645
Outros	-	-	217	217
	147.858	1.804.140	2.007.623	3.959.621
Passivo				
Empréstimos	-	371.098	-	371.098
Fornecedores	-	433.503	-	433.503
	-	804.601	-	804.601

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 2012	31 de dezembro 2011
Contas a Receber de Clientes		
Grupo 1 – Clientes com Arrecadação no Vencimento	920.429	726.718
Grupo 2 – Clientes com média de atraso entre 1 e 90 dias	145.624	182.841
Grupo 3 – Clientes com média de atraso superior a 91 dias	510.611	452.086
	1.576.664	1.361.645

- Grupo 1 - Clientes com arrecadação no vencimento.
- Grupo 2 - Clientes com média de atraso entre 1 e 30 dias no último ano.
- Grupo 3 - Clientes com média de atraso entre 31 e 90 dias no último ano.
- Grupo 4 - Clientes com média de atraso superior a 90 dias no último ano.

Todos os demais ativos financeiros que o Grupo 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	31 de dezembro	31 de dezembro	31 de dezembro
	2012	2011	2012	2011
Recursos em Banco e em Caixa	1.216	192	53.458	31.036
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata ⁴	36.653	37.688	146.407	411.459
	37.869	37.880	199.865	442.495

8. Títulos e Valores Mobiliários

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro	31 de dezembro	31 de dezembro	31 de dezembro
	2012	2011	2012	2011
Mantidos para Negociação				
Títulos Públicos	-	-	16.343	15.062
Ações Casan ⁵	54.981	132.796	54.981	132.796
Disponível para Venda				
Outros Investimentos	217	217	217	217
	55.198	133.013	71.541	148.075
Circulante	-	-	16.343	15.062
Não Circulante	55.198	133.013	55.198	133.013

⁴ As Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata 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.

⁵ Companhia Catarinense de Águas e Saneamento – Casan

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 2012, com base no fluxo de caixa descontado, foi reconhecido no resultado financeiro da Companhia a provisão com perdas do valor justo, nos montantes R\$55.735, resultando no valor justo de R\$54.981 em 31 de dezembro de 2012.

9. Contas a Receber de Clientes

a) Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

Descrição	Saldos a Vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Consolidado	
				31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Consumidores					
Residencial	191.119	61.491	71.909	324.519	303.686
Industrial	306.738	42.721	300.694	650.153	637.392
Comércio, Serviços e Outros	139.535	24.847	64.159	228.541	198.928
Rural	29.747	5.289	9.003	44.039	41.224
Poder Público	26.984	3.319	32.616	62.919	62.266
Iluminação Pública	14.625	420	14.773	29.818	28.511
Serviço Público	11.615	52	948	12.615	10.919
	720.363	138.139	494.102	1.352.604	1.282.926
Suprimento a Outras Concessionárias					
Concessionárias e Permissionárias	53.225	2.207	2.630	58.062	58.292
Transações no âmbito da CCEE (i)	150.653	-	-	150.653	-
Outros Créditos	(3.812)	5.278	13.879	15.345	20.427
	200.066	7.485	16.509	224.060	78.719
	920.429	145.624	510.611	1.576.664	1.361.645
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – PCLD (ii)	-	-	-	(474.464)	(381.406)
				1.102.200	980.239
Circulante				999.436	858.809
Não Circulante				102.764	121.430

i) Transações no âmbito da CCEE

Valor refere-se a venda de energia no mercado livre, por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

ii) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – PCLD

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

Descrição	Consolidado	
	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Consumidores		
Residencial	71.900	69.184
Industrial	189.444	178.177
Têxtil (b.1)	96.131	18.231
Comércio, Serviços e Outras	60.215	55.533
Rural	5.682	5.154
Poder Público	32.417	33.484
Iluminação Pública	13.779	13.209
Serviço Público	934	925
Concessionárias e Permissionárias	488	1.454
Outros	3.474	6.055
	474.464	381.406

b) Movimentação da PCLD:

Descrição	Consolidado
	Montante
Saldo em 31 de dezembro de 2011	381.406
Provisão Constituída no Período	105.401
Baixas de Contas a Receber	(12.343)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	474.464

b.1) Provisão Têxtil

No ano de 2009 a Celesc Distribuição S.A. efetuou 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. e TEKA – Tecelagem Kuehnrich

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, demonstrando capacidade de pagamento do débito que possui com a Celesc D. Dessa forma, a Companhia constituiu provisão para este parcelamento apenas no valor de R\$3.992. O total do parcelamento desta Companhia é de R\$42.992.

Ainda em 2012, a Tecelagem Kuehnrich – 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 constitui provisão da totalidade do parcelamento que a TEKA possui com a Celesc D, no montante de R\$57.020.

10. Ativo Indenizatório – Concessão

	Consolidado	
	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Em Serviço	2.155.044	1.727.727
Ativo de Concessão — Distribuição de Energia (a)	2.088.265	1.664.261
Ativo de Concessão — Transmissão de Energia	66.779	63.466
Em Curso	302.409	279.679
Ativo de Concessão — Distribuição de Energia (a)	302.409	279.679
Total	2.457.453	2.007.406
Circulante	22.147	20.303
Não Circulante	2.435.306	1.987.103

Os contratos de concessão de distribuição e transmissão de energia elétrica do Grupo estão dentro dos critérios de aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC12), que trata de contabilidade de concessões.

Os ativos de concessão referem-se a créditos a receber do Poder Concedente (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 transmissão e distribuição de energia elétrica, pelos investimentos efetuados em infraestrutura e não recuperados por meio da tarifa. Estes ativos financeiros são classificados como "recebíveis".

a) Ativo de Concessão – Distribuição de Energia

	Ativo Indenizatório
Saldo em 31 de dezembro de 2011	1.943.940
Adições	283.441
Baixas	(33.352)
Transferências Provenientes do Intangível (ii)	40.379
Atualização (i)	154.266
Saldo em 31 de dezembro de 2012	2.390.674

(i) Conforme mencionado na nota explicativa nº 3.12, com a introdução da Medida Provisória 579, a Companhia mudou prospectivamente sua política contábil e reconheceu no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 o montante de R\$154 milhões, referente a valorização do ativo financeiro de concessão de distribuição pelo VNR.

(ii) A alteração das taxas anuais de depreciação estabelecida pela Resolução Normativa nº 474 alterou o valor do ativo indenizável. Essa alteração reduziu a taxa média de depreciação dos ativos de 5,19% para 4,74% e consequentemente aumentou o valor estimado da parcela dos investimentos que não serão amortizados até o término do prazo de concessão. Desse modo, a Companhia registrou o impacto do aumento do ativo indenizável no montante de R\$40.719, em contrapartida à rubrica de ativos intangíveis de concessão.

11. Tributos a Recuperar ou Compensar

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
ICMS ⁶	-	-	47.753	46.556
PIS e COFINS ⁷	-	-	2.154	372
IRPJ e CSLL ⁸	2.573	14.210	53.968	38.121
Outros	262	-	2.617	1.985
	2.835	14.210	106.492	87.034
Circulante	2.835	14.210	92.432	73.337
Não Circulante	--	-	14.060	13.697

12. Transações com Partes Relacionadas

a) Transações e Saldos

Descrição	Controladora	
	Dividendos a Pagar	Outros Créditos de Partes Relacionadas
Em 31 de dezembro de 2011		
Governo do Estado de SC	15.725	-
Empréstimo para o Tesouro Estadual (i)	-	9.532
Rede Subterrânea (ii)	-	4.262
SCPAR (iii)	-	51.094
	15.725	64.888
Em 31 de dezembro de 2012		
Governo do Estado de SC	-	4.262
Rede Subterrânea (ii)	-	32.210
SCPAR (iii)	-	36.472
	-	36.472

⁶ Impostos sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – ICMS

⁷ Programa de Integração Social – PIS e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS

⁸ Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL

Controladora	
Descrição	Receitas Financeiras
Em 31 de dezembro de 2011	
Governo do Estado de SC	
Empréstimo para o Tesouro Estadual (i)	1.725
SCPAR(iii)	7.241
	8.966
Em 31 de dezembro de 2012	
Governo do Estado de SC	
Empréstimo para o Tesouro Estadual (i)	324
SCPAR(iii)	5.274
	5.598

Consolidado						
Descrição	Tributos a Recolher	Tributos a Compensar	Dividendos a pagar	Contas Receber por Vendas	Outros Créditos de Partes Relacionadas	Outros Passivos de Partes Relacionadas
Em 31 de dezembro de 2011						
Governo do Estado de SC	47.236	46.491	15.725	7.673	-	-
Empréstimo para o Tesouro Estadual (i)	-	-	-	-	9.532	-
Rede Subterrânea (ii)	-	-	-	-	4.262	-
SCPAR (iii)	-	-	-	-	51.094	-
Celos	-	-	-	-	-	18.113
	47.236	46.491	15.725	7.673	64.888	18.113
Em 31 de dezembro de 2012						
Governo do Estado de SC	45.386	47.753	-	8.710	-	-
Empréstimo para o Tesouro Estadual (i)	-	-	-	-	-	-
Rede Subterrânea (ii)	-	-	-	-	4.262	-
SCPAR (iii)	-	-	-	-	32.210	-
Celos	-	-	-	-	-	14.538
	45.386	47.753	-	8.710	36.472	14.538

Consolidado			
Descrição	Tributos Deduções da Receita ⁹	Receita de Vendas ¹⁰	Receitas Financeiras
Em 31 de dezembro de 2011			
Governo do Estado de SC	1.282.021	46.226	-
Empréstimo para o Tesouro Estadual (i)	-	-	1.725
SCPAR (iii)	-	-	7.241
	1.282.021	46.226	8.966
Em 31 de dezembro de 2012			
Governo do Estado de SC	1.357.841	49.889	-
Empréstimo para o Tesouro Estadual (i)	-	-	324
SCPAR (iii)	-	-	5.274
	1.357.841	49.889	5.598

⁹ As operações com tributos referem-se ao ICMS sobre as operações de venda de energia e são realizadas conforme a legislação específica.

¹⁰ A Receita de Vendas refere-se a venda de energia ao Governo do Estado efetuadas em termos iguais aos utilizados nas transações com partes independentes, considerando que o preço da energia é definido pela ANEEL por meio da resolução referente ao reajuste tarifário anual da Companhia.

(i) Empréstimo para o Tesouro Estadual

Os valores contabilizados referem-se a empréstimos concedidos pela Celesc ao Tesouro Estadual do Governo do Estado de Santa Catarina entre os anos de 1985 e 1986, corrigido por OTN, BTN e UFIR até a extinção em 2000, e após, atualizados até 31 de dezembro de 2010 mediante a aplicação de juros de 10% ao ano, capitalizados mensalmente, conforme contrato firmado com o Estado de Santa Catarina, em 22 de abril de 1988.

Em 31 de janeiro de 2011, a Companhia firmou termo de acordo de extinção de débitos com o Governo do Estado de Santa Catarina, cuja liquidação dos empréstimos cedidos pela Companhia ao Tesouro Estadual do Governo do Estado de Santa Catarina dar-se mediante a compensação de dividendos a serem propostos com base nos lucros futuros. E o saldo devedor será corrigido à taxa de 10% a.a. capitalizado mensalmente.

O saldo em 31 de dezembro de 2010, no montante de R\$36.702, foi liquidado com as retenções de dividendos dos exercícios de 2009 e 2010, nos valores de R\$14.039 e R\$14.855 respectivamente, e o saldo remanescente atualizado de R\$9.532 foi liquidado durante o exercício de 2012 com a retenção de dividendos referentes ao exercício de 2011. Esta operação não afetou o fluxo de caixa da Companhia.

(ii) 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 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.

(iii) 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. Salientamos que as prestações referentes ao 1º Termo Aditivo estão sendo pagas regularmente pela SCPAR.

b) Remuneração do Pessoal Chave da Administração

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

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Administradores				
Honorários	6.152	3.428	6.955	6.141
Participação nos Lucros e/ou Resultados	-	-	343	573
Encargos Sociais	1.650	863	1.851	1.496
Outros	170	-	247	93
	7.972	4.291	9.396	8.303

13. Investimentos em Controladas e Coligadas

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Controladas				
Celesc D	1.342.956	1.484.444	-	-
Celesc G	247.966	306.346	-	-
	1.590.922	1.790.790	-	-
Controladas em Conjunto				
SCGÁS	78.876	77.293	-	-
ECTE	36.448	38.346	-	-
	115.324	115.639	-	-
Coligadas				
DFESA	32.535	25.844	32.535	25.844
Cubatão	3.353	3.253	3.353	3.253
(-) Provisão para Perda em Investimento	(3.353)	(3.253)	(3.353)	(3.253)
	32.535	25.844	32.535	25.844
	1.738.781	1.932.273	32.535	25.844

a) Informações sobre Investimentos

Descrição	Controladora					
	Milhares de Ações da Companhia	Participação da Companhia		Patrimônio Líquido Ajustado	Total de Ativos	Lucro/Prejuízo Líquido Ajustado
		Capital Social	Capital Votante			
Em 31 de dezembro de 2012						
Celesc D	630.000	100%	100%	1.342.956	4.665.693	(135.659)
Celesc G	43.209	100%	100%	247.966	292.821	(70.380)
ECTE	13.001	30,88%	30,88%	118.013	303.362	40.574
SCGÁS	45.476	17%	51%	199.761	320.539	23.609
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	141.270	372.994	35.385
Cubatão	1.600	40%	40%	1.649	5.620	(7)
Em 31 de dezembro de 2011						
Celesc D	630.000	100%	100%	1.484.444	4.497.271	287.410
Celesc G	43.209	100%	100%	306.346	395.301	13.805
ECTE	13.001	30,88%	30,88%	124.158	233.504	30.008
SCGÁS	45.476	17%	51%	176.147	311.553	43.988
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	112.215	370.508	34.532
Cubatão	1.600	40%	40%	1.656	5.530	(27)

Descrição	Consolidado					
	Milhares de Ações da Companhia	Participação da Companhia		Patrimônio Líquido Ajustado	Total de Ativos	Lucro/Prejuízo Líquido Ajustado
		Capital Social	Capital Votante			
Em 31 de dezembro de 2012						
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	141.270	372.994	35.385
Cubatão	1.600	40%	40%	1.649	5.620	(7)
Em 31 de dezembro de 2011						
DFESA	153.382	23,03%	23,03%	112.215	370.508	34.532
Cubatão	1.600	40%	40%	1.656	5.530	(27)

b) Movimentação dos Investimentos

Descrição	Celesc D	Celesc G	ECTE	SCGÁS	DFESA	Controladora
						Total
Saldo em 31 de dezembro de 2011	1.484.444	306.346	38.346	77.293	25.844	1.932.273
Integralizações	-	12.000	-	-	-	12.000
Dividendos Creditados	(5.829)	-	(11.440)	(957)	(1.458)	(19.682)
Amortização Ágio	-	-	-	(1.471)	-	(1.471)
Resultado de Equivalência Patrimonial	(135.659)	(70.380)	9.542	4.011	8.149	(184.337)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	1.342.956	247.966	36.448	78.876	32.535	1.738.781

14. Imobilizado

a) Composição do saldo

	Consolidado					
	Terrenos	Reservatórios Barragens e Adutoras	Prédios e Construções	Máquinas e Equipamentos	Outros	Obras em Andamento
Saldo em 31 de dezembro de 2011	20.441	172.540	7.669	44.460	9.428	115.567
Custo do Imobilizado	20.441	189.288	14.577	67.080	9.949	115.567
Depreciação Acumulada	-	(16.748)	(6.908)	(22.622)	(521)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2011	20.441	172.540	7.669	44.460	9.428	115.567
Adições	-	-	245	191	6.119	34.684
Baixas	-	-	-	-	(6.853)	(1.033)
Depreciação	-	(2.651)	(308)	(3.298)	(167)	-
Transferências	-	(7)	452	998	209	(1.652)
Provisão para perdas (i)	(10.834)	(89.072)	(2.880)	(20.922)	(132)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2012	9.607	80.810	5.178	21.429	8.604	147.566
Custo do Imobilizado	9.607	100.209	12.394	47.345	9.293	147.567
Depreciação Acumulada	-	(19.399)	(7.216)	(25.918)	(688)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2012	9.607	80.810	5.178	21.429	8.604	147.566

(i) Provisão para Perdas

Em 2012 foi constituída Provisão para Perdas com Ativo Imobilizado (*Impairment*) no valor de R\$123,8 milhões, contabilizada na Demonstração do Resultado do Exercício na linha Outras Receitas / Despesas 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.

A provisão é resultado da não renovação das concessões do parque gerador da Celesc G (Bracinho, Garcia, Ivo Silveira, Palmeiras, Rio dos Cedros e Salto) conforme decisão em Reunião Extraordinária do Conselho de Administração realizada em 22 de novembro de 2012, mencionada na nota explicativa nº 1.1.1.

O fluxo foi descontado pelo custo do capital próprio, o qual, em termos reais, foi de 4,57% em 2013, e chega a 7,18% em 2021, gerando uma taxa média de 6,08%.

Os valores de provisão constituída por Unidade Geradora de Caixa – UGC estão descritos na tabela abaixo:

Unidades Geradoras de Caixa – UGCs	Provisão
Usina Palmeiras	35.112
Usina Bracinho	23.662
Usina São Lourenço	5.166
Usina Celso Ramos	8.937
Usina Garcia	10.452
Usina Rio dos Cedros	12.519
Usina Salto	222
Usina Piraí	966
Usina Caveiras	14.892
Usina Ivo Silveira	10.437
Usina Rio do Peixe	1.475
Total	123.840

15. Intangível

Descrição	31 de dezembro 2011	Adições	Amortizações	Controladora
				31 de dezembro 2012
Contrato de Concessão ECTE	8.583	-	(60)	8.523

Descrição	Contratos de Concessão		Softwares Adquiridos	Ágios	Outros	Consolidado
	Celesc D	SCGÁS				Total
Saldo em 31 de dezembro de 2011	523.590	33.040	2.746	57.005	-	616.381
Custo Total	941.444	67.261	2.746	61.592	-	1.073.043
Amortização Acumulada	(417.854)	(34.221)	-	(4.587)	-	(456.662)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	523.590	33.040	2.746	57.005	-	616.381
Adições	46.451	5.588	59	-	12.296	64.394
Baixas	(13.670)	(111)	(7)	-	(45)	(13.833)
Amortizações	(152.039)	(4.829)	-	(2.602)	-	(159.470)
Transferência	(40.379)	-	-	-	-	(40.379)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	363.953	33.688	2.797	54.403	12.251	467.092
Custo Total	933.846	72.738	2.802	61.592	12.251	1.083.224
Amortização Acumulada	(569.893)	(39.050)	(5)	(7.189)	-	(616.132)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	363.953	33.688	2.797	54.403	12.251	467.092
Taxa Média de Amortização %	15	10				

Os ágios gerados na aquisição da SCGÁS e da ECTE estão sendo amortizados pelo prazo de concessão de prestação de serviços públicos das referidas empresas (Nota 3.11.2).

a) Contratos de Concessão

Em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01, 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 e gás natural, líquidos das participações de consumidores (obrigações especiais), quando aplicáveis.

Referente à Celesc D 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 pelo órgão regulador 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.

16. Resultado com Imposto de Renda Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

a) Composição do Imposto de Renda e da Contribuição Social diferidos

Descrição	Consolidado					
	Diferido Ativo		Diferido Passivo		Diferido Líquido	
	31 de	31 de	31 de	31 de	31 de	31 de
	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro	dezembro
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Provisão para Contingências	114.597	116.921	47	-	114.550	116.921
Provisão para Perdas em Ativos	93.628	32.543	-	-	93.628	32.543
Benefício Pós-Emprego	271.453	191.647	-	-	271.453	191.647
Custo Atribuído	-	-	70.510	72.389	(70.510)	(72.389)
Outras Provisões	107.088	67.451	123.318	71.753	(16.230)	(4.302)
	586.766	408.562	193.875	144.142	392.891	264.420

	Consolidado	
	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Ativo	431.130	408.562
Passivo	(38.239)	(144.142)
Tributo Diferido Líquido	392.891	264.420

b) Apresentação dos Impostos e Contribuições Sociais Diferidos

Em 2012 a Companhia passou a apresentar os tributos diferidos ativos líquidos dos passivos quando os referidos tributos correspondem às mesmas entidades tributárias e há a intenção da administração da Companhia de liquidá-los pelo valor líquido.

c) Conciliação do IRPJ e da CSLL Corrente e Diferido

A reconciliação 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 dezembro 2012	31 de dezembro 2011	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Lucro antes do IRPJ e a CSLL	(282.230)	323.887	(370.810)	454.050
Alíquota Nominal Combinada do IRPJ e da CSLL	34%	34%	34%	34%
IRPJ e SCLL	(95.958)	110.122	(126.075)	154.377
Adições e Exclusões Temporárias				
Valor Justo	-	-	-	-
Adições e Exclusões Permanentes				
Equivalência Patrimonial	62.674	(110.811)	2.770	(2.573)
Benefício Fiscal	-	-	5.714	485
Incentivo Fiscal	-	-	689	977
Juro Sobre Capital Próprio — JCP	785	-	-	(27.000)
Multas Indedutíveis	-	-	7.387	175
Participação dos Administradores	351	118	351	236
Outras Adições (Exclusões)		(2.179)	(3.278)	3.486
	(23.864)	(2.750)	(112.442)	130.163
Corrente	-	-	(18.890)	(124.043)
Diferido	23.864	2.750	131.332	(6.120)
	23.864	2.750	112.442	(130.163)
Alíquota Efetiva	8,46%	0,85%	30,32%	28,67%

17. Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Descrição	Taxa Anual de Juros e Comissões - %	Consolidado	
		31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
BNDES	TJLP + 4,50	706	4.008
Empréstimos Bancários (a)	106% CDI /IRP+10,692	119.343	103.376
Eletrobrás (b)	5,00	189.261	151.092
Finame (c)	4,5 a 8,7	38.168	27.713
Debêntures (d)	CDI+ 1,30	41.341	21.484
FIDC – Celesc I (e)	CDI +0,95	-	63.425
		388.819	371.098
Circulante		88.165	241.298
Não Circulante		300.654	129.800

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

a) Empréstimos Bancários

Visando atender as necessidades da Celesc D, o Conselho de Administração autorizou na reunião do dia 17 de outubro de 2012 a captação de recursos para Capital de Giro no valor de R\$110,0 milhões a taxa de 7,55% a.a. com 12 (doze) meses de carência e 6 (seis) meses para pagamento. Este contrato tem como garantia os recebíveis e estão sendo anuídos pela ANEEL.

b) Eletrobrás

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 Eletrobrás. Em geral, estes contratos possuem carência de 24 meses, amortização em 60 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

O empréstimo contratado destinou-se a suprir parte da insuficiência de recursos da Celesc D, destinando-se a compra de máquinas e equipamentos. Neste caso cada aquisição de equipamento constitui um contrato. A totalidade dos recursos deverá ser aplicada nos anos 2011 e 2012 e possui taxas de juros de 4,5% a.a. a 8,7% a.a.. O valor contratado pode chegar a R\$50 milhões, amortizados em 96 meses a partir de agosto de 2011. Em caso de inadimplência, a garantia esta vinculada aos recebíveis do contratante e estão anuídos pela ANEEL.

d) Debêntures

Emissão em série única de 75 debêntures realizada pela ECTE, em 16 de março de 2011, no valor de R\$75.000, com prazo de vigência de 5 anos a contar da data de emissão. A espécie das debêntures é simples, não conversível em ações, escriturais e nominativas.

A título de remuneração sobre o valor nominal das debêntures, incidem juros remuneratórios correspondentes a 100% (cem por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia (*over* extra grupo), calculadas e divulgadas pela CETIP (“Taxa DI”), no Informativo Diário, disponível em sua página na internet (<http://www.cetip.com.br>), acrescida de uma sobretaxa (*spread*) de 1,30% ao ano, com base em 252 dias úteis.

O valor nominal unitário das debêntures será amortizado a partir do 6º (sexto) mês, contado da data de emissão, em parcelas mensais e consecutivas, conforme cronograma disposto na escritura de emissão das debêntures, iniciando em 16 de setembro de 2011.

O valor atualizado em 31 de dezembro de 2012 é de R\$133.855, sendo consolidado proporcionalmente na Companhia pelo montante de R\$41.341, que representa 30,88493% do saldo total.

e) Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC

O FIDC é uma modalidade de fundo de investimento cujos ativos são compostos de direitos creditórios. A Celesc D ofereceu como recebíveis, os direitos creditórios referentes ao consumo futuro de energia elétrica de unidades consumidoras pré-selecionadas, todas com perfil de adimplência.

Os maiores compradores das quotas oferecidas pela Celesc D foram fundos de investimento, que adquiriram 179 quotas, somando R\$179 milhões. Os outros investidores foram entidades de previdência privada, com R\$11 milhões e uma instituição financeira, com R\$10 milhões, totalizando R\$200 milhões, captados em 2007. Cada quota foi comercializada a R\$1 milhão, no sistema *bookbuilding*, coordenado pelo BB Investimentos, em conjunto com o ABC Banking Corporation.

De acordo com as práticas contábeis no Brasil, o FIDC foi consolidado e a parcela do passivo referente às quotas adquiridas por terceiros são apresentadas como dívida no passivo.

Este Fundo de Investimento em Direitos Creditórios foi totalmente liquidado em Dezembro de 2012.

17.1. Composição dos Vencimentos de Longo Prazo

Os montantes não circulantes têm a seguinte composição, por ano de vencimento:

Descrição	Consolidado	
	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Um a cinco anos	258.018	110.031
Acima de cinco anos	42.636	19.769
	300.654	129.800

18. Tributos e Contribuições Sociais

a) Composição

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
ICMS	-	-	45.386	47.823
PIS e COFINS	-	7.473	23.053	32.729
REFIS (i)	1.786	2.960	1.786	2.960
IRPJ e CSLL	-	5.257	15.799	31.592
INSS Parcelamento	-	-	3.150	10.522
Outros	243	48	6.308	5.381
	2.029	15.738	95.482	131.007
Circulante	1.988	14.531	95.441	129.800
Não Circulante	41	1.207	41	1.207

(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 leais), 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 2011	2.960	2.960
(-) Amortizações no Período	(1.174)	(1.174)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	1.786	1.786
 Circulante	 1.745	 1.745
Não Circulante	41	41

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. Enquanto o processo de consolidação não é concluído, a Companhia está quitando as parcelas prefixadas pela Receita Federal do Brasil – RFB.

19. Taxas Regulamentares

Descrição	Consolidado	
	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Programa de Eficiência Energética – PEE	156.818	159.159
Encargo de Capacidade Emergencial – ECE	53.329	53.921
Conta de Consumo de Combustível – CCC	12.609	23.590
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	68.828	63.111
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	17.323	15.448
Encargos do Consumidor a Recolher	2.376	1.901
Reserva Global de Reversão – RGR	71	4.181
Outros	1.530	1.471
	312.884	322.782
 Circulante	 123.700	 174.941
Não Circulante	189.184	147.841

20. 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	Depósitos Judiciais		Provisões para Contingências	
	31 de dezembro	31 de dezembro	31 de dezembro	31 de dezembro
	2012	2011	2012	2011
Contingências:				
Tributária	2.182	24	1.263	-
Regulatórias	6.627	6.627	6.627	6.627
	8.809	6.651	7.890	6.627

Descrição	Depósitos Judiciais		Provisões para Contingências	
	31 de dezembro	31 de dezembro	31 de dezembro	31 de dezembro
	2012	2011	2012	2011
Contingências:				
Tributária	3.722	3.080	29.525	11.376
Trabalhistas	61.322	78.821	44.822	108.907
Cíveis	28.461	19.212	316.734	322.232
Regulatórias	46.405	46.065	35.564	46.692
	139.910	147.178	426.645	489.207

A movimentação da provisão está demonstrada a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	Depósitos Judiciais	Provisões para Contingências	Depósitos Judiciais	Provisões para Contingências
Saldo em 31 de dezembro de 2010	6.065	6.065	127.750	478.451
Adições	-	562	45.176	41.540
Baixas	586	-	(25.748)	(30.784)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	6.651	6.627	147.178	489.207
Adições	2.158	1.263	30.542	55.251
Baixas	-	-	(37.810)	(117.813)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	8.809	7.890	139.910	426.645

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, as quais, quando aplicáveis, são amparadas 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 externos.

A natureza das contingências pode ser sumariada como segue:

a) Contingências Tributárias

Estão relacionadas as contingências de ordem tributárias nas esferas federal, estadual e municipal.

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.

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. Também foram constituídas provisões de diversas ações cíveis movidas por pessoas físicas e jurídicas, nas quais a Celesc D é ré, relativas a questões de indenizações causadas por falha na rede de energia elétrica, desapropriação e outras.

d) Contingências Regulatórias

A Celesc D foi autuada 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 Celesc D 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:

Descrição	Consolidado	
	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Contingências:		
Tributárias	2.173	1.385
Trabalhistas	2.188	1.149
Cíveis	15.870	14.635
Regulatória	15.171	9.133
	35.402	26.302

21. Passivo Atuarial

	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Obrigações Registradas		
Planos Previdenciários	619.758	608.009
Plano Misto/Transitório (a)	619.758	608.009
Outros Benefícios a Empregados	680.659	457.694
Plano Celos Saúde (b)	306.356	351.928
Programa de Demissão Voluntária Incentivada – PDVI (c)	47.070	73.254
Programa de Demissão Voluntária – PDV 2012 (d)	288.814	-
Plano Pecúlio (e)	5.375	4.679
Outros Benefícios (f)	33.044	27.833
	1.300.417	1.065.703
Circulante	130.960	115.908
Não Circulante	1.169.457	949.795

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

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. 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 contribuição definida para as contribuições posteriores a transição. O plano anterior de benefício definido, denominado “Plano Transitório” continua existindo, cobrindo quase que exclusivamente 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 de Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M para o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

b) Plano Celos Saúde

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

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. Até 31 de dezembro de 2012 a Celesc D havia quitado o débito com 870 beneficiários (780 em 31 de dezembro de 2011).

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 e teve a adesão de 734 empregados.

e) Plano Pecúlio

Trata-se de valores de referência de indenização por morte natural ou accidental.

f) Outros Benefícios

Trata-se de valores referentes ao Auxílio Deficiente, Auxílio Funeral e Benefício Mínimo a Aposentadoria.

21.1. Resultados da Avaliação Atuarial

a) Evolução do Valor Presente das Obrigações

Descrição	Plano Misto	Plano Transitório	Plano Celos Saúde	PDVI 2002	PDV 2012	Plano Pecúlio	Outros Benefícios
Saldo em 31 de dezembro de 2010	1.146.815	738.453	101.197	89.555	-	12.024	-
Custo Inicial	-	-	-	-	-	-	27.833
Custo do Serviço Corrente	1.879	949	5.577	-	-	-	-
Juros sobre Obrigações Atuariais	117.677	74.542	8.602	7.966	-	1.253	-
Perdas (Ganhos) Atuariais	95.745	(25.836)	51.958	(1.270)	-	826	-
Benefícios Pagos	(67.912)	(64.329)	(59.295)	(32.875)	-	(232)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2011	1.294.204	723.779	108.039	63.376	-	13.871	27.833
Custo Inicial	-	-	-	-	288.814	-	-
Custo do Serviço Corrente	2.605	-	5.315	-	-	-	-
Juros sobre Obrigações Atuariais	132.541	70.971	8.109	5.285	-	1.410	2.799
Perdas (Ganhos) Atuariais	298.323	152.326	76.022	(3.423)	-	(8.698)	4.183
Benefícios Pagos	(55.123)	(48.376)	(53.214)	(30.356)	-	-	(1.771)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	1.672.550	898.700	144.271	34.882	288.814	6.583	33.044

b) Evolução do Valor Justo dos Ativos

Descrição	Plano Misto	Plano Transitório	Plano Celos Saúde	PDVI 2002	Plano Pecúlio	Outros Benefícios
Saldo em 31 de dezembro de 2010	845.331	334.352	27.362	-	6.829	-
Retorno Esperado s/ os Ativos	87.698	33.528	3.049	-	707	-
Perdas (Ganhos) Atuariais	74.798	(12.052)	8.821	-	(232)	-
Contribuições do Empregador	32.493	26.504	22.709	32.875	-	-
Contribuições dos Empregados	4.112	4.150	23.007	-	-	-
Benefícios Pagos	(67.912)	(64.329)	(59.295)	(32.875)	(232)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2011	976.520	322.153	25.653	-	7.072	-
Retorno Esperado s/ os Ativos	98.528	31.337	1.950	-	713	-
Perdas (Ganhos) Atuariais	133.350	39.921	(2.085)	-	877	-
Contribuições do Empregador	27.590	28.430	23.586	30.356	-	-
Contribuições dos Empregados	4.419	4.066	24.088	-	-	1.771
Benefícios Pagos	(55.123)	(48.376)	(53.214)	(30.356)	-	(1.771)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	1.185.284	377.531	19.978	-	8.662	-

c) Conciliação dos Ativos e Passivos Reconhecidos no Balanço

Descrição	Plano Misto	Plano Transitório	Plano Celos Saúde	PDVI 2002	PDV 2012	Plano Pecúlio	Outros Benefícios
Saldo em 31 de dezembro de 2011	187.824	420.185	351.928	73.254	-	4.678	27.833
Valor Presente das Obrigações	1.294.204	723.779	108.039	63.376	-	13.871	27.833
Valor Justo dos Ativos	(976.520)	(322.153)	(25.653)	-	-	(7.072)	-
Ganhos e Perdas Não Reconhecidos ¹¹	(129.860)	18.559	269.542	9.878	-	(2.121)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2012	192.434	427.324	306.356	47.070	288.814	5.375	33.044
Valor Presente das Obrigações	1.672.550	898.700	144.271	34.882	288.814	6.583	33.044
Valor Justo dos Ativos	(1.185.284)	(377.531)	(19.978)	-	-	(8.662)	-
Ganhos e Perdas Não Reconhecidos ¹¹	(294.832)	(93.845)	182.063	12.188	-	7.454	-

d) Custos Reconhecidos na Demonstração do Resultado do Exercício

Descrição	Plano Misto	Plano Transitório	Plano Celos Saúde	PDVI 2002	PDV 2012	Plano Pecúlio	Outros Benefícios
Saldo em 31 de dezembro de 2011	27.746	37.813	(23.125)	7.966	-	546	27.833
Custos Iniciais	-	-	-	-	-	-	27.833
Custos dos Serviços Correntes	1.879	949	5.577	-	-	-	-
Juros Sobre Obrigações Atuariais	117.677	74.542	8.602	7.966	-	1.253	-
Retorno Esperado Sobre os Ativos	(87.698)	(33.528)	(3.049)	-	-	(707)	-
Contribuição dos Participantes	(4.112)	(4.150)	(23.007)	-	-	-	-
Amort. De Perdas Atuariais Líquidas	-	-	(11.248)	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2012	32.230	35.568	(21.985)	4.105	288.814	718	2.799
Custos Iniciais	-	-	-	-	288.814	-	-
Custos dos Serviços Correntes	2.605	-	5.315	-	-	-	-
Juros Sobre Obrigações Atuariais	132.541	70.971	8.109	5.285	-	1.410	2.799
Retorno Esperado Sobre os Ativos	(98.528)	(31.337)	(1.950)	-	-	(713)	-
Contribuição dos Participantes	(4.419)	(4.066)	(24.088)	-	-	-	-
Amort. De Perdas Atuariais Líquidas	31	-	(9.371)	(1.180)	-	21	-

e) Hipóteses Atuariais e Econômicas

¹¹ A Celesc D utiliza o método do corredor para o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais (esta política contábil é somente válida até o exercício findo em 31 de dezembro de 2012 – vide nota explicativa nº 21.2. Mudanças no Pronunciamento de Benefícios a Empregados).

As premissas atuariais e econômicas utilizadas foram às seguintes:

Descrição	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Taxa de Desconto	8,68	10,25
Taxa Esperada de Retorno dos Ativos	8,68	10,25
Taxa de Crescimento Salarial	5,55	5,55
Taxa de Inflação Futura	4,5	4,5
Taxa de Crescimento dos Custos Médicos	7,64	7,64
Taxa de Crescimento dos Custos Médicos Faixa Etária	7,64	7,64
Taxa ou Tábua de Rotatividade	0,80	0,80
Taxa de Crescimento Real dos Benefícios do Plano	0,00	0,00
Indexador de Reajuste de Salários	INPC	INPC
Indexador de Reajuste dos Benefícios	IPCA	IPCA
Fator de Determinação do Valor Real dos Salários	98	98
Fator de Determinação do Valor Real dos Benefícios	98	98

f) Hipóteses Biométricas

Descrição	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Mortalidade Geral	AT-1983	AT-1983
Mortalidade de Inválidos	AT-1949	AT-1949
Entrada em Invalidez	Ligth Média agravada em 40%	Ligth Média agravada em 40%

21.2. Mudanças no Pronunciamento de Benefícios a Empregados

Conforme mencionado na nota explicativa nº 3.22, em 2012 a CVM editou a Deliberação nº 695/2012, que aprovou o documento de revisão do CPC referente ao pronunciamento CPC 33 – Benefícios a Empregados.

Este pronunciamento técnico é aplicável a exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2013, com aplicação retrospectiva, de acordo com o pronunciamento CPC 23 – Políticas contábeis, mudança de estimativa e retificação de erro. Desta forma, a deliberação CVM nº 600/2009 foi revogada.

Os principais impactos decorrentes da aplicação dessa norma são: a eliminação do critério do corredor e o cálculo da estimativa do retorno dos ativos utilizando a mesma taxa de desconto utilizada no cálculo do passivo atuarial. Para a Companhia, a aplicação dessa norma requererá a descontinuação do método do corredor e consequente registro da perda atuarial não registrada em contrapartida a outros resultados abrangentes.

A Celesc D apresenta abaixo os impactos esperados quando da adoção retroativa do referido pronunciamento em seu balanço patrimonial para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012. Vale ressaltar que os impactos abaixo são meramente demonstrativos e somente serão registrados quando da aplicação do referido pronunciamento para fins de comparabilidade (a partir de 1º de janeiro de 2013).

	CPC 33 – CVM 600/2009	Ajuste	CPC 33 – CVM 695/2012
Balanco Patrimonial			
Obrigações com Entidade de Previdência Privada – Passivo	1.300.417	186.972	1.487.389
Outros Resultados Abrangentes – Patrimônio Líquido	-	(186.972)	(186.972)

O aumento no passivo é decorrente do registro do corredor em contrapartida a outros resultados abrangentes. Adicionalmente haverá o registro dos tributos diferidos ativos em contrapartida de um crédito na rubrica de outros resultados abrangentes.

A estimativa da despesa para o exercício de 2013 está demonstrada a seguir:

Planos	Despesa a ser reconhecida em 2013 ¹²
Plano Transitório	43.857
Plano Misto	44.996
Plano Pecúlio	-180
PDVI 2002	2.156
PDV 2012	20.978
Plano Médico	13.782
Outros Benefícios	2.793
	<u>128.381</u>

22. 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.

Do total do capital subscrito no exercício de 2012, 19,47% está representado por investidores estrangeiros, detendo um volume de 7.509.327 ações, na grande maioria preferenciais.

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:

Acionistas	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total	
	Qtde	%	Qtde	%	Qtde	%
Estado de Santa Catarina	7.791.010	50,18	191	0,00	7.791.201	20,20
PREVI	5.140.864	33,11	437.807	1,90	5.578.671	14,46
Celos	1.090.874	7,03	230.800	1,00	1.321.674	3,43
Fundo de Investimentos Geração Futuro	499.600	3,22	3.023.835	13,12	3.523.435	9,13
Eletrobrás	4.233	0,03	4.142.774	17,98	4.147.007	10,75
Fundo de Investimentos Tarpon	-	-	4.792.118	20,80	4.792.118	12,42
Investimento	-	-	2.719.200	11,80	2.719.200	7,05
MCAP Poland FIA	-	-	7.697.729	33,40	8.698.285	22,55
Outros	1.000.556	6,44	-	-	-	-
	15.527.137	40,26	23.044.454	59,74	38.571.591	100,00

¹² As despesas projetadas para o próximo exercício foram apuradas de acordo com a Deliberação CVM nº 695/2012.

i) Composição do Lucro Básico e Diluído:

	Controladora	
	2012	2011
Média ponderada de ações (em milhares):		
Ações Ordinárias Nominativas – ON	15.527	15.527
Ações Preferenciais Nominativas – PN	23.044	23.044
Lucro/prejuízo básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da Companhia (em R\$):		
Ações Ordinárias Nominativas – ON	(6,32)	7,92
Ações Preferenciais Nominativas – PN	(6,95)	8,72
Lucro/prejuízo básico e diluído atribuído aos acionistas da Companhia (em R\$):		
Ações Ordinárias Nominativas – ON	(98.143)	123.031
Ações Preferenciais Nominativas – PN	(160.224)	200.855
	(258.366)	323.887

b) 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.

Porém em 2012, parte do valor desta Reserva foi revertida para absorção do Prejuízo do Exercício no montante de R\$258.366 mil, em observância ao artigo 189 e 196 da Lei nº 6404/1976.

23. Seguros

As coberturas de seguros, em 31 de dezembro de 2012, foram contratadas pelos montantes a seguir indicados, consoante apólices de seguros:

				Consolidado
Empresa	Ramo	Ativos Cobertos	Vigência	Segurado
Celesc D	Seguro Garantia	Bens e Direitos Concessionária	08.11.2011 à 31.12.2013	400.000
Celesc D	Riscos Nomeados	Prédio Sede	01.01.2012 à 31.12.2012	52.360
Celesc D	Transporte Nacional	Transporte Mercadorias	01.01.2012 à 31.12.2012	3.500
Celesc D	Riscos Nomeados	Subestações	14.05.2012 à 13.05.2013	20.000
SCGÁS	Resp. Civil Geral	Rede de Distribuição	18.10.2011 à 18.11.2013	10.000
ECTE	Resp. Civil Geral	Diversos	07.07.2012 à 07.07.2013	2.500
ECTE	Riscos Nomeados	Incêndio, raio, explosão e vendaval	21.04.2012 à 21.04.2013	35.000
ECTE	Veículos	Casco	15.03.2012 à 15.03.2013	Valor Mercado 100% tabela FIPE
Celesc G	Incêndio/Raio/Explosão	Usinas e Subestações	08.06.2012 à 08.06.2013	18.768
Celesc G	Queda de Aeronave	Usinas e Subestações	08.06.2012 à 08.06.2013	9.384
Celesc G	Vendaval	Usinas e Subestações	08.06.2012 à 08.06.2014	9.384
Celesc G	Danos Elétricos	Usinas e Subestações	08.06.2012 à 08.06.2015	18.768

As premissas de risco adotadas, em razão de sua natureza, não fazem parte do escopo da auditoria das demonstrações financeiras, consequentemente, não foram examinadas pelos nossos auditores independentes.

24. 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 correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012 e 2011, são as seguintes:

Em 31 de dezembro 2012					
Descrição	Celesc Distribuição	Celesc Geração	SCGÁS	Outros	Total
Receita	4.348.617	68.493	105.254	22.850	4.545.214
Custo das Vendas	(3.979.562)	(26.270)	(94.421)	(956)	(4.101.209)
Lucro Bruto	369.055	42.223	10.833	21.894	444.005
Despesas com Vendas	(213.216)	(2.341)	(1.157)	-	(216.714)
Despesas Gerais e Administrativas	(563.331)	(16.773)	(3.067)	(29.882)	(613.053)
Outras Receitas/Despesas Líquidas	6.820	(125.763)	(618)	(2.036)	(121.597)
Participação nos Lucros de Controladas	-	(79)	-	8.228	8.149
Resultado Operacional	(400.672)	(102.733)	5.991	(1.796)	(499.210)
Receitas Financeiras	269.170	2.581	225	8.113	280.089
Despesas Financeiras	(68.843)	(1.892)	(138)	(80.814)	(151.687)
Resultado antes IRPJ e CSLL	(200.345)	(102.044)	6.078	(74.497)	(370.808)
IRPJ e CSLL	64.686	31.664	(2.064)	18.156	112.442
Lucro/Prejuízo Líquido do Exercício	(135.659)	(70.380)	4.014	(56.341)	(258.366)
Informações Suplementares					
Total dos Ativos	4.665.693	292.821	54.491	284.865	
Total dos Passivos	3.322.737	44.855	21.491	8.007	

Em 31 de dezembro 2011					
Descrição	Celesc Distribuição	Celesc Geração	SCGÁS	Outros	Total
Receita	4.031.621	51.810	92.420	15.563	4.191.414
Custo das Vendas	(3.168.381)	(21.411)	(76.471)	1.620	(3.263.462)
Lucro Bruto	863.240	30.399	15.949	17.183	927.952
Despesas com Vendas	(165.732)	(2.673)	(1.270)	-	(169.675)
Despesas Gerais e Administrativas	(256.943)	(7.965)	(2.801)	(15.321)	(283.030)
Outras Receitas/Despesas Líquidas	(41.545)	(250)	(1.388)	(4)	(44.368)
Participação nos Lucros de Controladas	-	(153)	-	8.106	7.953
Lucro Operacional	399.020	19.358	10.490	9.964	438.832
Receitas Financeiras	113.138	2.228	1.943	14.869	132.177
Despesas Financeiras	(109.607)	(700)	(1.691)	(4.962)	(116.959)
Lucro antes IRPJ e CSLL	402.551	20.886	10.742	19.871	454.050
IRPJ e CSLL	(115.140)	(7.082)	(3.265)	(4.676)	(130.163)
Lucro/Prejuízo Líquido do Exercício	287.411	13.804	7.477	(15.195)	323.887
Informações suplementares					
Total dos ativos	4.497.271	395.301	52.963	419.696	
Total dos passivos	3.012.828	88.956	21.224	67.890	

24.1. Receita Operacional Consolidada

	Consolidado	
	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Receita Operacional Bruta - ROB		
Fornecimento de Energia Elétrica (a)	5.854.383	5.433.543
Fornecimento de Gás Natural (a)	127.108	106.201
Suprimento de Energia Elétrica (a)	151.855	148.002
Disponibilização da Rede Elétrica	358.449	318.119
Arrendamento e Aluguéis	41.094	34.953
Renda de Prestação de Serviços	7.068	8.495
Energia de Curto Prazo	150.586	-
Outras Receitas Operacionais	12.143	8.420
Receita Financeira sobre o Ativo Indenizatório	23.371	157.778
Receita de Construção	344.367	348.926
	7.070.424	6.564.437
Deduções da Receita Operacional Bruta		
ICMS	(1.357.841)	(1.282.021)
PIS	(113.727)	(101.287)
COFINS	(510.649)	(466.541)
Reserva Global de Reversão - RGR	(43.504)	(29.021)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(207.878)	(185.372)
Conta Consumo Combustíveis - CCC	(239.155)	(261.355)
Pesquisa e Desenvolvimento - P & D	(20.223)	(18.195)
Programa Eficiência Energética - PEE	(19.976)	(18.010)
Outros Encargos	(12.257)	(11.221)
	(2.525.210)	2.373.023
Receita Operacional Líquida	4.545.214	4.191.414

a) Fornecimento de Energia Elétrica e Gás Natural

Descrição	Consolidado em 31 de dezembro					
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
	nº de Consumidores(i)		MWh (i)		Receita Bruta	
Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica						
Residencial	1.936.800	1.870.084	4.636.738	4.407.118	1.945.343	1.812.183
Industrial	91.316	85.918	4.909.434	5.043.089	1.844.266	1.801.542
Comercial, Serviços e Outros	222.283	213.589	3.283.846	2.995.041	1.394.039	1.216.362
Rural	230.123	229.109	1.173.357	1.104.602	286.443	261.172
Poder Público	19.906	18.790	374.278	357.713	165.941	146.276
Iluminação Pública	490	445	528.907	501.981	120.899	109.996
Serviço Público	2.458	2.302	295.095	274.839	97.452	86.012
Suprimento de Energia	64	54	1.525.077	1.681.434	151.855	148.002
	2.503.440	2.420.291	16.726.732	16.365.817	6.006.238	5.581.545
Fornecimento de Gás Natural						
	nº de Consumidores(i)		M³ mil (i)		Receita Bruta	
Industrial	227	213	539.618	529.137	98.312	79.953
Veicular	117	115	115.162	121.788	24.638	22.811
Comercial	262	223	5.900	5.543	1.774	1.427
Residencial	3.715	2.356	522	396	228	148
Comprimido	18	17	12.424	12.755	2.156	1.862
	4.339	2.924	673.626	669.619	127.108	106.201

(i) Informações não auditadas

24.2. Custos e Despesas Operacionais Consolidadas

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

Descrição	Consolidado em 31 de dezembro 2012				
	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas com Vendas	Outras Despesas/ Receitas Líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada para Revenda (a)	3.136.770	-	-	-	3.136.770
Pessoal (b)	304.740	413.999	40.223	41.442	800.404
Administradores	1	9.349	47	-	9.397
Despesa Atuarial	-	58.741	-	-	58.741
Entidade de Previdência Privada	17.632	5.541	2.238	-	25.411
Material	16.553	6.868	8	-	23.429
Custo de Construção	344.367	-	-	-	344.367
Gás Natural e Insumos p/ Operação de Gás	82.153	-	-	-	82.153
Custos e Serviços de Terceiros	60.962	70.128	56.852	575	188.517
Depreciação e Amortização	126.460	36.644	-	-	163.104
Provisões Líquidas	-	2	97.679	61.625	159.306
Taxa de Fiscalização ANEEL	2	-	-	11.537	11.539
Comp. Fnc. p/ Utilização Recursos Hídricos	-	-	-	1.064	1.064
Outros Custos e Despesas	11.569	11.781	19.667	5.354	48.371
	4.101.209	613.053	216.714	121.597	5.052.573

Descrição	Consolidado 31 de dezembro 2011				
	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas com Vendas	Outras Despesas/ Receitas Líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada para Revenda (a)	2.320.806	-	-	-	2.320.806
Pessoal (b)	300.754	119.254	42.861	12.657	475.526
Administradores	-	8.256	47	-	8.303
Despesa Atuarial	-	78.990	-	-	78.990
Entidade de Previdência Privada	17.416	5.867	2.413	-	25.696
Material	23.727	6.703	6	-	30.436
Custo de Construção	348.926	-	-	-	348.926
Gás Natural e Insumos p/ Operação de Gás	61.012	-	-	-	61.012
Custos e Serviços de Terceiros	62.500	65.404	57.037	618	185.559
Depreciação e Amortização	127.714	26.455	-	-	154.169
Provisões Líquidas	-	660	31.119	9.872	41.651
Taxa de Fiscalização ANEEL	100	-	-	10.396	10.496
Comp. Fnc. p/ Utilização Recursos Hídricos	-	-	-	-	-
Outros Custos e Despesas	507	(28.559)	36.192	10.825	18.965
	3.263.462	283.030	169.675	44.368	3.760.535

a) Energia Elétrica Comprada para Revenda

Descrição	Consolidado			
	31 de dezembro 2012	GWh (i)	31 de dezembro 2011	GWh (i)
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás	425.155	4.471	365.544	4.500
Tractebel Energia S.A.	364.404	2.700	362.733	2.954
Furnas Centrais Elétricas S.A.	169.816	1.685	155.287	1.579
Cemig Geração e Transmissão S.A.	148.681	1.034	134.364	1.020
Termoelétricas Petrobrás S.A.	167.442	1.322	108.509	1.317
Companhia Energética de São Paulo – CESP	112.969	930	114.111	1.019
Copel Geração e Transmissão S.A.	109.519	950	118.199	1.082
Cia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF	75.819	711	81.751	810
Cia de Ger. Term. de E.E. – Eletrobrás CGTEE	43.561	383	52.539	232
Lages Bioenergética Ltda	38.339	194	35.450	193
Foz do Chapecó Energia AS	29.900	200	-	-
Companhia Energética Estreito	28.438	197	-	-
Companhia Energética Potiguar S.A	48.676	134	9.724	134
Enguia Gen BA, CE e PI Ltda	21.929	136	4.851	153
Porto do Pecem Geração de Energia S.A	20.094	210	-	-
Brentech Energia S.A	16.894	51	3.331	50
Usinas Xavantes S.A	12.017	37	1.223	37
Usina Termelétrica de Anápolis Ltda	10.818	33	249	33
Açucareira Zílio Lorenzeti S.A	10.300	67	10.087	67
Centrais Elétricas Norte do Brasil S.A	9.415	95	11.989	129
Rio PCHI S.A	7.903	52	7.361	52
Arembepe Energia S.A.	69.542	242	17.114	241
Energética Camaçari Muricy S.A. – ECM	66.813	242	17.116	241
Centrais Elétricas de Pernambuco S.A.	108.143	278	19.276	277
Energética SUAPE II SA.	14.627	204	-	-
Companhia Energética de Petrolina – CEP	41.502	200	13.885	200
Serra do Facão Energia S.A.	13.969	93	-	-
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	10.808	103	10.582	118
MPX Comercialização de Energia Ltda	8.732	90	-	-
Outros	147.763	1.607	118.581	1.455
	2.353.988	18.651	1.773.856	17.893
Encargo de Uso da Rede Elétrica	447.532	-	406.972	-
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	236.790	(158)	61.898	(278)
Proinfra ¹³	98.460	422	78.080	429
	782.782	264	546.950	151
	3.136.770	18.915	2.320.806	18.044

(i) Informações não auditadas

b) Pessoal

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Pessoal				
Remunerações	14.569	5.510	235.967	251.211
Encargos Sociais	-	-	106.366	103.410
Participação nos Lucros e Resultados	-	-	11.076	17.231
Benefícios Assistenciais	-	-	28.492	26.740
Provisões e Indenizações	-	85	102.546	76.707
Programa de Demissão Voluntária – PDV 2012	-	-	290.382	-
Entidade de Previdência Privada	-	-	25.366	-
Outros	129	65	209	227
	14.698	5.660	800.404	475.526

¹³ Programa de Incentivo a Fontes Alternativas

24.3. Resultado Financeiro

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Receitas Financeiras				
Renda de Aplicações Financeiras	2.904	4.951	21.240	31.986
Juros sobre Contas a Receber	324	1.725	324	49.469
Acréscimos Moratórios s/ Faturas de Energia	-	-	56.937	-
Variações Monetárias	18	95	12.361	18.542
Incentivo Financeiro Fundo Social	-	-	16.800	15.600
Deságio Fornecedor	-	-	867	-
Desvalorização Cambial s/ Energia Vendida	-	-	6.115	4.872
Rendas de Dividendos	506	2	506	2
Ganho com Valor Justo	-	7.357	-	7.357
Receita Financeira - VNR	-	-	154.266	-
Receita FIDC	-	-	1.366	-
(-) PIS/COFINS sobre Receita Financeira	(213)	-	(213)	-
Outras Receitas Financeiras	5.274	307	9.520	4.349
	8.813	14.437	280.089	132.177
Despesas Financeiras				
Encargos de Dívidas	-	-	(25.404)	(34.266)
Variações Monetárias sobre Empréstimos	-	-	(969)	(12.380)
Var. Mon. e Acresc. Mor. Energia Comprada	-	-	(12.169)	-
Amortização do Ágio	-	(60)	-	(1.531)
Atualização Refis	-	(278)	(18.684)	(278)
Perda do Valor Justo	(77.815)	-	(77.815)	-
Atualização P&D e Eficiência Energética	-	-	-	(21.748)
Outras Despesas Financeiras	(1.794)	(1.895)	(16.646)	(46.756)
	(79.609)	(2.233)	(151.687)	(116.959)

25. Informações Complementares da Celesc D

25.1. Balanço Patrimonial

Ativo	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
	1.257.087	1.344.899
Circulante		
Caixa e Equivalentes de Caixa	127.357	369.430
Títulos e Valores Mobiliários	16.343	15.062
Contas a Receber de Clientes	984.036	844.386
Estoques	14.748	19.239
Tributos a Recuperar	88.841	58.228
Outros Créditos	25.762	38.554
Não Circulante	3.408.606	3.152.372
Ativo Indenizável – Concessão	2.390.674	1.943.940
Contas a Receber de Clientes	100.442	121.376
Tributos Diferidos	406.785	408.099
Tributos a Recuperar	13.995	13.632
Depósitos Judiciais	130.734	140.305
Outros Créditos	2.023	1.430
Intangível	363.953	523.590
Total do Ativo	4.665.693	4.497.271

	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Passivo		
Circulante	1.286.463	1.256.551
Fornecedores	697.676	410.377
Empréstimos e Financiamentos	81.064	235.162
Salários, Provisões Trabalhistas e Encargos Sociais	114.777	118.920
Tributos e Contribuições Sociais	77.640	100.745
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	-	64.671
Taxas Regulamentares	122.685	174.071
Previdência Privada	14.538	18.113
Passivo Atuarial	130.960	115.908
Outros Passivos	47.123	18.584
Não Circulante	2.036.274	1.756.277
Empréstimos e Financiamentos	257.046	107.929
Tributos Diferidos	-	66.002
Taxas Regulamentares	189.184	147.841
Passivo Atuarial	1.169.457	949.795
Provisão para Contingências	418.112	482.235
Outros Passivos	2.475	2.475
Patrimônio Líquido	1.342.956	1.484.443
Capital Social Realizado	1.053.590	1.053.590
Reservas de Lucro	289.366	430.853
Total do Passivo	4.665.693	4.497.271

25.2. Demonstração do Resultado do Exercício – DRE

	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Receita Operacional Líquida	4.348.617	4.031.621
Receita de Serviço de Energia Elétrica	4.010.560	3.691.923
Receita de Construção	338.057	339.698
Custos Operacionais	(3.979.562)	(3.168.381)
Custo de Serviço de Energia Elétrica	(3.641.505)	(2.828.683)
Custo de Construção	(338.057)	(339.698)
Lucro Operacional Bruto	369.055	863.240
Despesas Operacionais	(769.727)	(464.220)
Despesas com Vendas	(213.216)	(165.732)
Despesas Gerais e Administrativas	(563.331)	(256.943)
Outras Despesas Operacionais	6.820	(41.545)
Resultado do Serviço	(400.672)	399.020
Resultado Financeiro	200.327	3.531
Receitas Financeiras	269.170	113.138
Despesas Financeiras	(68.843)	(109.607)
Lucro Antes do IRPJ e da CSLL	(200.345)	402.551
IRPJ e CSLL		
Corrente	-	(107.019)
Diferido	64.686	(8.121)
Lucro/Prejuízo Líquido do Exercício	(135.659)	287.411

25.2.1. Receita Operacional

Descrição	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Receita Operacional Bruta – ROB	6.830.058	6.373.810
Fornecimento de Energia Elétrica (a)	5.809.063	5.405.716
Suprimento de Energia Elétrica (a)	111.606	117.604
Disponibilização da Rede Elétrica	360.580	320.947
Outras Receitas Operacionais	60.166	51.700
Energia Curto Prazo	150.586	-
Receita Financeira s/ o Ativo Indenizável	-	138.145
Receita de Construção	338.057	339.698
Deduções da Receita Operacional Bruta	(2.481.441)	(2.342.189)
ICMS	(1.334.937)	1.264.560
PIS	(110.258)	99.077
COFINS	(494.289)	456.354
Reserva Global de Reversão – RGR	(42.666)	28.231
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(207.878)	185.372
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	(239.154)	261.355
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	(20.025)	18.010
Programa de Eficiência Energética – PEE	(19.976)	18.010
Outros Encargos	(12.258)	11.220
Receita Operacional Líquida – ROL	4.348.617	4.031.621

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	
	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011
Residencial	1.936.800	1.870.084	4.636.738	4.407.118	1.945.343	1.812.183
Industrial	91.302	85.907	4.620.152	4.853.384	1.801.562	1.775.474
Comercial	222.281	213.588	3.268.301	2.983.779	1.391.423	1.214.603
Rural	230.123	229.109	1.173.357	1.104.602	286.443	261.172
Poder Público	19.906	18.790	374.278	357.713	165.941	146.276
Iluminação Pública	490	445	528.907	501.981	120.899	109.996
Serviço Público	2.458	2.302	295.095	274.839	97.452	86.012
Total do Fornecimento	2.503.360	2.420.225	14.896.828	14.483.416	5.809.063	5.405.716
Suprimento de Energia	47	49	1.260.283	1.307.749	111.606	117.604
Total	2.503.407	2.420.274	16.157.111	15.791.165	5.920.669	5.523.320

(i) Informações não auditadas

25.2.2. Custos e Despesas Operacionais

31 de dezembro 2012					
Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas Vendas	Outras Despesas/ Receitas líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.581.153	-	-	-	2.581.153
Pessoal	298.602	389.418	39.497	41.443	768.960
Encargos de Uso da Rede Elétrica	447.532	-	-	-	447.532
Administradores	-	698	-	-	698
Despesa Atuarial	-	58.741	-	-	58.741
Entidade Previdência Privada	17.607	5.490	2.218	-	25.315
Material	16.109	6.578	8	-	22.695
Proinfra	98.461	-	-	-	98.461
Custo de Construção	338.057	-	-	-	338.057
Custos e Serviços de Terceiros	57.022	62.683	56.759	575	177.039
Depreciação e Amortização	115.410	36.628	-	-	152.038
Provisões e reversões	(4.085)	(20.447)	95.338	(64.121)	6.685
Taxa de Fiscalização ANEEL	-	-	-	10.872	10.872
Outros Custos e Despesas	13.694	23.542	19.396	4.411	61.043
	3.979.562	563.331	213.216	(6.820)	4.749.289

31 de dezembro 2011					
Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas Vendas	Outras Despesas/ Receitas líquidas	Total
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.915.570	-	-	-	1.915.570
Pessoal	293.671	106.723	42.193	12.657	455.244
Encargos de Uso da Rede Elétrica	405.122	-	-	-	405.122
Administradores	-	2.309	-	-	2.309
Despesa Atuarial	-	78.990	-	-	78.990
Entidade Previdência Privada	17.416	5.867	2.413	-	25.696
Material	23.111	6.482	3	-	29.596
Custo de Construção	339.698	60.476	-	-	339.698
Custos e Serviços de Terceiros	58.092	-	56.816	618	176.002
Depreciação e Amortização	116.615	26.417	-	-	143.032
Provisões Líquidas	-	-	28.446	9.872	38.318
Taxa de Fiscalização ANEEL	-	-	-	9.742	9.742
Outros Custos e Despesas	(914)	(30.321)	35.861	8.656	13.282
	3.168.381	256.943	165.732	41.545	3.632.601

26. Informações Complementares da Celesc G

26.1. Balanço Patrimonial

		31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Ativo			
Circulante		14.521	27.232
	Caixa e Equivalentes de Caixa	7.514	21.444
	Contas a Receber de Clientes	6.500	5.640
	Estoques	12	68
	Tributos a Recuperar	417	-
	Outros Créditos	78	-
Não Circulante		278.300	368.069
	Tributos a Recuperar	65	65
	Depósitos Judiciais	80	-
	Investimentos	20.203	13.510
	Intangível	2.720	2.713
	Imobilizado	255.232	351.781
Total do Ativo		292.821	395.301

		31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Passivo			
Circulante		15.808	16.568
	Fornecedores	4.369	4.234
	Salários, Provisões Trabalhistas e Encargos Sociais	-	118
	Tributos e Contribuições Sociais	10.097	7.939
	Dividendos Propostos	-	2.830
	Taxas Regulamentares	206	186
	Partes Relacionadas	-	-
	Provisões para Contingências	-	-
	Outros Passivos	1.136	1.261
Não Circulante		29.047	72.388
	Tributos Diferidos	28.404	72.388
	Provisão para Contingências	643	-
Patrimônio Líquido		247.966	306.345
	Capital Social Realizado	112.000	100.000
	Reservas de Lucro	-	65.826
	Ajuste de Avaliação Patrimonial	136.872	140.519
	Lucro/Prejuízo Acumulados	(906)	-
Total do Passivo		292.821	395.301

26.2. Demonstração do Resultado do Exercício – DRE

	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Receita Operacional Líquida - ROL	68.493	51.810
Receita	68.493	51.810
Custos Operacionais	(26.270)	(21.411)
Custo de Serviço de Energia Elétrica	(26.270)	(21.411)
Lucro Operacional Bruto	42.223	30.399
Despesas Operacionais	(144.956)	(11.041)
Despesas com Vendas	(2.341)	(2.673)
Despesas Gerais e Administrativas	(16.773)	(7.965)
Outras Despesas Operacionais	(125.763)	(250)
Resultado da Equivalência Patrimonial	(79)	(153)
Resultado do Serviço	(102.733)	19.358
Resultado Financeiro	689	1.528
Receitas Financeiras	2.581	2.228
Despesas Financeiras	(1.892)	(700)
Lucro Antes do IRPJ e da CSLL	(102.044)	20.886
IRPJ e CSLL		
Corrente	(12.321)	(8.956)
Diferido	43.985	1.874
Lucro/Líquido Líquido do Exercício	(70.380)	13.804

26.2.1. Receita Operacional

Descrição	31 de dezembro 2012	31 de dezembro 2011
Receita Operacional Bruta – ROB	83.606	58.224
Fornecimento de Energia Elétrica (a)	43.358	27.827
Suprimento de Energia Elétrica (a)	37.398	27.927
Energia Elétrica de Curto Prazo (a)	2.850	2.470
Deduções da Receita Operacional Bruta	(15.113)	(6.414)
ICMS	(7.404)	(4.088)
PIS	(1.252)	(362)
COFINS	(6.151)	(1.673)
Reserva Global de Reversão – RGR	(306)	(291)
Receita Operacional Líquida – ROL	68.493	51.810

a) Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica

Descrição	Número de Consumidores (i)		MWh (i)		Receita Bruta	
	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011
Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica						
Industrial	14	11	289	190	40.742	26.068
Comercial, Serviços e Outros	2	1	15	11	2.616	1.759
Suprimento de Energia	17	5	265	373	37.398	27.927
Energia de Curto Prazo	-	-	53	61	2.850	2.470
Total	33	17	622	635	83.606	58.224

(i) Informações não auditadas

26.2.2. Custos e Despesas Operacionais

Descrição	31 de dezembro 2012				
	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas com Vendas	Outras Despesas	Total
Energia Elétrica Comprada para Revenda	9.159	-	-	-	9.159
Encargos de Uso da Rede Elétrica	2.131	-	-	-	2.131
Pessoal	4.822	7.909	-	-	12.731
Administradores	-	341	-	-	341
Material	314	212	-	-	526
Custos e Serviços de Terceiros	2.450	1.966	-	-	4.416
Depreciação e Amortização	6.256	-	-	-	6.256
Provisões e Reversões	-	-	2.341	124.483	126.824
Compensação Financeira Recursos Hídricos	1.064	-	-	-	1.064
Outros Custos e Despesas	74	6.345	-	1.280	7.699
	26.270	16.773	2.341	125.763	171.147

31 de dezembro 2011					
Descrição	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas Gerais e Administrativas	Despesas com Vendas	Outras Despesas	Total
Energia Elétrica Comprada para Revenda	114	-	-	-	114
Encargos de Uso da Rede Elétrica	2.828	-	-	-	2.828
Pessoal	6.488	4.882	-	-	11.370
Administradores	-	1.373	-	-	1.373
Material	509	130	-	-	639
Custos e Serviços de Terceiros	2.855	1.199	-	-	4.054
Depreciação e Amortização	6.859	-	-	-	6.859
Provisões Líquidas	-	-	2.673	-	2.673
Taxa Fiscalização ANEEL	-	-	-	250	250
Compensação Financ. Recursos Hídricos	1.180	-	-	-	1.180
Outros Custos e Despesas	578	381	-	-	959
	21.411	7.965	2.673	250	32.299

27. Reajuste Tarifário da Celesc D

A ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 1.322 de 31 de julho de 2012 homologou o resultado da terceira Revisão Tarifária Periódica – RTP da Celesc D.

O reposicionamento tarifário da Celesc D é de 3,99% sendo o efeito médio percebido pelo consumidor de -0,32%. O valor das tarifas a ser praticado pela Celesc D a partir de 07 de agosto de 2012 a 06 de agosto de 2013, pode ser observado na tabela a seguir:

Subgrupo/Classe	Efeito Médio
A1 (230 kV ou mais)	-12,57%
A2 (88 a 138 kV)	-8,04%
A3 (69 kV)	-9,86%
A3a (30 a 44 kV)	6,86%
A4 (2,3 a 25 kV)	5,03%
B1 (Baixa Tensão – Residencial e Baixa Renda)	-4,81%
B2 (Baixa Tensão – Rural)	0,26%
B3 (Baixa Tensão – Demais Classes)	0,26%
B4 (Baixa Tensão – Iluminação Pública)	0,26%

Fonte: ANEEL

28. Eventos Subsequentes

28.1. Empréstimos

Visando atender as necessidades da Celesc D, o Conselho de Administração autorizou na reunião do dia 17 de Janeiro de 2013 a captação de recursos para Capital de Giro da Celesc D no valor de R\$89,0 milhões a taxa de 7,55% a.a. com 15 (quinze) meses de carência e 9 (nove) meses para pagamento.

28.2. Captação de Recursos para Investimentos

Em 28 de Fevereiro de 2013, o Conselho de Administração autorizou a captação de recursos no montante de R\$300,0 milhões para investimentos na Rede de Distribuição, na forma da Resolução ICVM nº 476 (captação de recurso com oferta pública de valores mobiliários) , com a instituição financeira que ofereça garantia firme de colocação.

28.3. Revisão Tarifária Extraordinária – RTE

A ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 1416, de 24 de Janeiro de 2013 estabeleceu o resultado da Revisão Tarifária Extraordinária da Celesc D. Os consumidores residenciais serão favorecidos com redução de 18,48% na sua tarifa e os consumidores industriais terão redução em média de 20,03%.