



**ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012**

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS

**31 de dezembro de 2012
com Relatório dos Auditores
Independentes**

Índice

Demonstrações financeiras	
• Balancos patrimoniais	4
• Demonstrações de resultado	6
• Demonstrações do resultado abrangente	7
• Demonstrações das mutações no patrimônio líquido	8
• Demonstrações dos fluxos de caixa	9
• Demonstrações do valor adicionado	10
Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras	
1 Informações gerais	11
2 Concessões	12
3 Resumo das principais políticas contábeis	
3.1 Base de preparação	15
3.2 Conversão de moeda estrangeira	15
3.3 Caixa e equivalentes de caixa	16
3.4 Ativos financeiros	16
3.5 Clientes	17
3.6 Almoxarifado	17
3.7 Ativo financeiro – concessões do serviço público	17
3.8 Intangível	17
3.9 Imobilizado	17
3.10 Outros investimentos	18
3.11 Provisão para redução ao valor recuperável	18
3.12 Financiamentos e empréstimos	18
3.13 Fornecedores	18
3.14 Provisões	19
3.15 Benefícios pós emprego	19
3.16 Participação nos lucros	20
3.17 Capital social	20
3.18 Lucro por ação	20
3.19 Adiantamento para futuro aumento de capital	20
3.20 Encargos setoriais	20
3.21 Imposto de renda e contribuição social	21
3.22 Ajuste a valor presente de ativos e passivos	21
3.23 Compromissos com o meio ambiente	22
3.24 Subvenções governamentais	22
3.25 Reconhecimento da receita	22
3.26 Demonstrações de fluxo de caixa	23
3.27 Demonstrações do valor adicionado (DVA)	23
3.28 Reapresentação das cifras comparativas	23
3.29 Normas novas, alterações e interpretações de normas que foram emitidas e entraram em vigor no exercício de 2012	24
3.30 Exigências futuras – aplicação a partir de 1º de janeiro de 2013	25
3.31 Exigências futuras – aplicação a partir de 1º de janeiro de 2014	26
3.32 Ativos e passivos regulatórios	26
4 Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas	26
5 Caixa e equivalente de caixa	27

ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012

6	Clientes	28
7	Tributos e contribuições sociais	31
8	Direito de ressarcimento	32
9	Almoxarifado	32
10	Cauções e depósitos vinculados	32
11	Serviços em curso	33
12	Outros	33
13	Ativo financeiro – concessão de serviço público	33
14	Intangível	34
15	Imobilizado	36
16	Financiamentos e empréstimos	37
17	Fornecedores	41
18	Tributos e contribuições sociais	42
19	Obrigações estimadas	43
20	Obrigações de ressarcimento	43
21	Benefício pós-emprego	44
22	Encargos setoriais	51
23	Pesquisa e desenvolvimento	51
24	Provisão para contingências	52
25	Outros	56
26	Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC	57
27	Capital social	58
28	Prejuízo por ação	58
30	Receita Operacional líquida	60
30	Custo com energia elétrica	64
31	Custo de operação, custo do serviço prestado a terceiros e despesas operacionais	66
32	Resultado financeiro	69
33	Valor novo de reposição	69
34	Plano Nacional de universalização do acesso e uso de energia elétrica	69
35	Imposto de renda e contribuição social	70
36	Seguros	71
37	Transações com partes relacionadas	71
38	Remuneração de empregados e administradores	74
39	Remuneração do pessoal chave	74
40	Treinamento e desenvolvimento de pessoal	74
41	Leilão de energia	74
42	Questões ambientais	75
43	Compromissos operacionais de longo prazo	76
44	Instrumentos financeiros e gestão de riscos	76
45	Informações por segmento de negócios	82
46	Continuidade operacional	83
47	Eventos subsequentes	83

ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012

BALANÇOS PATRIMONIAIS

(Em milhares de reais)

	Notas	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Ativo				
Circulante				
Caixa e equivalentes de caixa	5	46.006	39.365	29.972
Clientes	6	224.884	197.019	165.419
Tributos e contribuições sociais	7	7.446	6.029	5.521
Direito de ressarcimento	8	6.128	7.108	9.364
Almoxarifado	9	5.693	5.838	6.489
Serviços em curso	11	19.407	12.657	19.657
Outros	12	15.272	10.346	7.745
		<u>324.836</u>	<u>278.362</u>	<u>244.167</u>
Não Circulante				
Realizável a Longo Prazo				
Clientes	6	162.023	189.915	154.782
Tributos e contribuições sociais	7	6.079	4.782	4.060
Cauções e depósitos vinculados	10	45.822	33.344	32.062
Ativo financeiro - concessões de serviço público	13	553.183	429.452	360.289
Outros	12	3.980	3.804	4.336
		<u>771.087</u>	<u>661.297</u>	<u>555.529</u>
Investimentos		168	168	168
Intangível	14	34.360	50.750	62.218
Imobilizado	15	26.739	24.243	23.977
		<u>832.354</u>	<u>736.458</u>	<u>641.892</u>
Total do Ativo		<u>1.157.190</u>	<u>1.014.820</u>	<u>886.059</u>

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012

BALANÇOS PATRIMONIAIS

(Em milhares de reais)

	Nota	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>01.01.2011</u>
Passivo e Patrimônio Líquido			Reapresentado (Nota 3.28)	Reapresentado (Nota 3.28)
Circulante				
Financiamentos e empréstimos	16	96.042	127.541	70.884
Fornecedores	17	125.576	80.831	90.825
Tributos e contribuições sociais	18	43.819	36.569	35.191
Obrigações estimadas	19	12.627	11.291	10.238
Obrigações de ressarcimento	20	34.198	30.311	25.861
Benefício pós-emprego	21	6.637	19.607	5.641
Encargos setoriais	22	2.421	11.536	7.274
Pesquisa e desenvolvimento	23	9.913	10.514	11.043
Outros	25	33.134	22.993	22.914
		<u>364.367</u>	<u>351.193</u>	<u>279.871</u>
Não Circulante				
Financiamentos e empréstimos	16	351.630	225.731	186.336
Provisão para contingências	24	94.026	86.880	77.088
Adiantamentos para futuro aumento de capital	26	176.514	97.354	7.485
Benefício pós-emprego	21	137.897	63.458	42.884
Pesquisa e desenvolvimento	3	16.343	10.781	20.511
Tributos e contribuições sociais	18	8.009	10.599	12.889
Outros	25	4.286	4.286	4.285
		<u>788.705</u>	<u>499.089</u>	<u>351.478</u>
Patrimônio Líquido				
Capital social	27	525.484	525.484	525.484
Prejuízos acumulados		(374.151)	(290.323)	(241.783)
Outros resultados abrangentes		(147.215)	(70.623)	(28.991)
		<u>4.118</u>	<u>164.538</u>	<u>254.710</u>
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		<u>1.157.190</u>	<u>1.014.820</u>	<u>886.059</u>

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	<u>Nota</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u> <u>(Reapresentado)</u>
Receita Operacional Líquida	29	889.567	714.479
Custo Operacional			
Custo com Energia Elétrica	30		
Energia elétrica comprada para revenda		(446.200)	(345.023)
Encargos de uso do sistema de transmissão		(59.274)	(41.966)
		<u>(505.474)</u>	<u>(386.989)</u>
Custo de Operação	31		
Pessoal, material e serviços de terceiros		(153.164)	(155.795)
Depreciação e amortização		(4.084)	(12.229)
Outros		(15.083)	(8.218)
		<u>(172.331)</u>	<u>(176.242)</u>
Custo de Construção	29	<u>(117.870)</u>	<u>(67.885)</u>
Lucro Bruto		93.892	83.363
Despesas Operacionais	31	<u>(197.883)</u>	<u>(149.871)</u>
Prejuízo do Serviço de Energia Elétrica		<u>(103.991)</u>	<u>(66.508)</u>
Resultado Financeiro	32	<u>9.529</u>	<u>17.968</u>
Prejuízo operacional antes da Lei 12.783/13		<u>(94.462)</u>	<u>(48.540)</u>
Ganho sobre a Lei 12.783/13	33	10.634	
Prejuízo do exercício		<u>(83.828)</u>	<u>(48.540)</u>
Prejuízo básico por ação	28	<u>(0,16)</u>	<u>(0,09)</u>
Prejuízo diluído por ação	28	<u>(0,07)</u>	<u>(0,09)</u>

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(Em milhares de reais)

	<u>2012</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Prejuízo do exercício	(83.828)	(48.540)	(44.121)
Outros componentes do resultado abrangente			
Perda atuarial com benefício pós-emprego	<u>(76.592)</u>	<u>(41.632)</u>	<u>(15.350)</u>
Total do resultado abrangente do exercício	<u>(160.420)</u>	<u>(90.172)</u>	<u>(59.471)</u>

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES NO PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)
 (Em milhares de reais)

	Capital Social	Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	TOTAL
Em 1º de janeiro de 2011	525.484	(241.783)	(14.810)	268.891
Ajustes de exercícios anteriores (Nota 3.28)			(14.181)	(14.181)
Saldo de abertura ajustado	525.484	(241.783)	(28.991)	254.710
Resultado abrangente do exercício				
Prejuízo do exercício		(48.540)		(48.540)
Perda atuarial com benefício pós-emprego			(41.632)	(41.632)
Total do resultado abrangente do exercício		(48.540)	(41.632)	(90.172)
Em 31 de dezembro de 2011	525.484	(290.323)	(70.623)	164.538
Resultado abrangente do exercício				
Prejuízo do exercício		(83.828)		(83.828)
Perda atuarial com benefício pós-emprego			(76.592)	(76.592)
Total do resultado abrangente do exercício		(83.828)	(76.592)	(160.420)
Em 31 de dezembro de 2012	525.484	(374.151)	(147.215)	4.118

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

**ELETOBRÁS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E DE 2011**

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	2012	2011
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Prejuízo do exercício	(83.828)	(48.540)
Ajustes de:		
Depreciação e amortização	5.533	13.231
Encargos financeiros - AFAC e Empréstimos	25.525	12.573
Encargos financeiros - Tributos e outros passivos	1.441	(100)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	78.132	28.904
Provisão para contingências	17.252	17.372
Provisão para perdas em estoque	(255)	1.573
Amortização de parcelamentos fiscais	(2.998)	(2.864)
Benefício pós emprego - Avaliação atuarial	(76.592)	(35.415)
Ativo financeiro - VNR Lei nº 12.783/13	(10.634)	
Outros	512	(586)
	37.916	34.688
Variações nos ativos e passivos		
Clientes	(73.483)	(89.829)
Tributos e contribuições sociais	(2.714)	(1.230)
Direito de ressarcimento	980	2.256
Almoxarifado	400	(922)
Outros ativos	(10.503)	5.147
Cauções e depósitos vinculados	(16.317)	(9.702)
Fornecedores	44.745	(9.994)
Tributos e contribuições sociais	5.530	71
Obrigações estimadas	1.336	1.053
Obrigações de ressarcimento	3.887	4.450
Encargos setoriais	(9.115)	4.262
Benefício pós-emprego	61.469	34.539
Outros passivos	3.311	(14.006)
	9.526	(73.905)
Caixa líquido aplicado nas atividades operacionais	(36.386)	(87.757)
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Aquisição do ativo financeiro - concessões de serviço público	(114.017)	(70.784)
Baixa de ativo financeiro - concessões de serviço público	920	1.622
Aquisição do intangível	(14.518)	(2.546)
Baixa do intangível	26.574	78
Aquisição de imobilizado	(5.420)	(4.942)
Baixas de imobilizado	1.452	374
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos	(105.009)	(76.198)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos		
Ingressos de financiamentos e empréstimos	144.382	114.144
Adiantamento para futuro aumento de capital	65.000	89.000
Amortização do principal de financiamentos e empréstimos	(55.095)	(24.519)
Amortização de encargos financeiros de financiamentos e empréstimos	(6.251)	(5.277)
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamentos	148.036	173.348
Aumento no caixa e equivalentes de caixa	6.641	9.393
Caixa e equivalente de caixa no início do exercício	39.365	29.972
Caixa e equivalente de caixa no fim do exercício	46.006	39.365
	6.641	9.393

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

ELETOBRÁS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E DE 2011

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Receitas		
Receitas operacionais	1.259.841	1.049.667
Ganhos sobre o valor novo de reposição	10.634	
Provisão p/créditos de liquidação duvidosa	<u>(78.132)</u>	<u>(28.904)</u>
	<u>1.192.343</u>	<u>1.020.763</u>
Insumos Adquiridos de Terceiros		
Custo com energia	(505.474)	(386.989)
Custo de construção	(117.870)	(67.885)
Serviços de terceiros	(79.683)	(78.838)
Material	(3.375)	(2.310)
Outros custos operacionais	<u>(43.557)</u>	<u>(35.053)</u>
	<u>(749.959)</u>	<u>(571.075)</u>
Valor Adicionado Bruto	442.384	449.688
Depreciação e amortização	<u>(5.533)</u>	<u>(13.231)</u>
Valor Adicionado Líquido Gerado	436.851	436.457
Receitas Financeiras	<u>79.412</u>	<u>69.003</u>
Valor Adicionado Total	<u>516.263</u>	<u>505.460</u>
Distribuição do Valor Adicionado		
Pessoal e encargos	129.265	142.851
Impostos, taxas e contribuições	396.927	356.910
Juros e demais encargos financeiros	69.883	51.035
Arrendamentos e aluguéis	4.016	3.204
Prejuízo do exercício	<u>(83.828)</u>	<u>(48.540)</u>
Valor Adicionado Distribuído	<u>516.263</u>	<u>505.460</u>

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS ("ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS" ou "Companhia"), sociedade por ações de economia mista, domiciliada na Avenida Fernandes Lima, 3349 – Farol, Maceió/AL, e, controlada pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, que detém 100% do seu capital social, é uma concessionária de serviço público de energia elétrica de capital fechado.

Seu objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica, bem como a geração de energia elétrica em sistema isolado, assim como serviços que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito e atividades associadas ao serviço público de energia, prestar serviços técnicos de sua especialidade e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, órgão vinculado ao Ministério de Minas e Energia – MME.

Para cumprir com as obrigações operacionais e administrativas, a Companhia conta com 1.317* empregados (1.339* em 31.12.2011), para atender a aproximadamente 949.669* consumidores (914.693* em 31.12.2011).

(*) Informações não auditadas.

As demonstrações financeiras foram preparadas no pressuposto da continuidade operacional normal dos negócios da Companhia. A administração da Companhia objetivando a melhoria dos resultados vem dando sequência às ações de implantação de ferramentas de gestão que visam a modernização e a redução de custos. Foi iniciado o Gerenciamento por Diretrizes, com reuniões mensais entre a Diretoria e as principais áreas de atuação da empresa, onde são acompanhados os principais indicadores de desempenho e seu alinhamento às metas empresariais, garantindo o ciclo do PDCA – Plan, Do, Check, Act (planejar, executar, verificar e agir). Para o ano de 2012, foi realizado planejamento estratégico com definição e priorização dos projetos de acordo com a sua relevância e resultados esperados (TIR, VPL e PAYBACK). Encontra-se em fase de elaboração o Planejamento Estratégico 2013, que terá como desafio principal interligar o Sistema de Gestão e Desempenho ao Contrato de Metas de Desempenho Operacional. Outras medidas visando a melhoria dos resultados da empresa vêm sendo tratadas, tais como intensificação das ações de combate a inadimplência, redução de despesas operacionais, e redução de perdas com destaque aos investimentos do Projeto Energia + cujo objetivo é de elaborar e implementar um plano de ação e de investimentos com recursos do financiamento através do BIRD para Eletrobras com custos diferenciados.

Dentro das Novas Regras de Governança consta o Contrato de Metas de Desempenho Empresarial – CMDE, que reporta desafios nas seguintes dimensões: econômico-financeira, operacional, e socioambiental. Nele estão estabelecidos metas e resultados objetivando maior eficiência, robustez e rentabilidade financeira, bem com as condições de acompanhamento e monitoramento a vigorar até 31 de dezembro de 2014, conforme descrito a seguir:

- Consolidação da gestão integrada e realização do saneamento e equilíbrio econômico financeiro;
- Aumento da eficácia e eficiência operacional, melhoria da qualidade dos serviços, redução das perdas de energia e inadimplência;
- Modernização da estrutura organizacional e sistema de gestão, melhoria e integração dos processos administrativos, capacitação e profissionalização do quadro gerencial e técnico-administrativo das empresas.

Durante o exercício de 2012, a Companhia efetuou diversos contratos de empréstimos para cobertura de déficit operacional com a sua holding Eletrobras, conforme descrito na Nota 16, e espera para o próximo exercício melhorar o fluxo de caixa de suas operações.

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 26 de março de 2013.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

2. CONCESSÕES

A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Alagoas junto a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL mediante o Contrato de Concessão nº 07/2001-ANEEL, e termos aditivos celebrados, respectivamente, em 15 de maio de 2005 e em 8 de junho de 2009, com vigência até 7 de julho de 2015.

Concessão	Municípios	Período de Concessão
Distribuição	102	02/2001 a 07/07/2015

a) Prorrogação das Concessões de Serviço Público de Energia Elétrica

Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória 579, regulamentada pelo Decreto 7.805, de 14 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. As medidas adotadas pelo Governo Federal visam, também, beneficiar os consumidores de energia elétrica através de redução de três componentes tarifários: custo de geração, custo de transmissão e encargos setoriais. Tal medida provisória foi convertida em 11 de janeiro de 2013 na Lei 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto nº 7.891/2013 emitido em 23 de janeiro de 2013.

Por meio da aludida Lei, o Governo pretendeu encerrar as discussões se as concessões de energia elétrica, tratadas nos artigos 17, & 5º, 19 e 22 da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, cujos prazos de vencimento ocorreriam a partir de 2015, poderiam ser prorrogadas por mais até 20 anos, conforme condições estabelecidas na referida Lei e nos respectivos Contratos de Concessão, ou se estas seriam licitadas.

Para o segmento de distribuição de energia elétrica, está prevista uma revisão tarifária extraordinária, a ocorrer em 05 de fevereiro de 2013, para estabelecimento das tarifas pelos consumidores.

A ANEEL divulgou, em 13 de setembro de 2012, os principais marcos para a implementação do disposto na MP nº 579/12 (atual Lei 12.783/2013), conforme abaixo:

Data	Evento
12/09/2012	Publicação da Medida Provisória 579/2012;
17/09/2012	Edição do Decreto de regulamentação – 7.805/2012;
15/10/2012	Prazo para manifestação de interesse de renovação de contratos de concessão pelas empresas;
01/11/2012	Aprovação das minutas dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão;
01/11/2012	Publicação das tarifas de geração e das receitas permitidas de transmissão;
04/12/2012	Prazo limite para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão;
11/12/2012	Aprovação dos valores da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST;
19/12/2012	Resolução homologatória provisória das cotas de energia para as distribuidoras;
01/01/2013	Início de validade das novas receitas permitidas das transmissoras, TUST e tarifas das geradoras;
20/01/2013	Resolução homologatória definitiva das cotas de energia para as distribuidoras;
05/02/2013	Revisão tarifária extraordinária das distribuidoras para percepção das tarifas pelos consumidores.

Para o segmento de distribuição de energia elétrica, está prevista uma revisão tarifária extraordinária, a ocorrer em 05 de fevereiro de 2013, para estabelecimento das tarifas pelos consumidores, houve

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

antecipação dessa data e em 24 de janeiro de 2013 as Distribuidoras passaram a aplicar as tarifas já com o efeito da Lei, refletindo assim uma redução média para o segmento de baixa tensão em 18% e para alta tensão 22%.

As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas por meio da aceitação das condições apresentadas pelo Poder Concedente, materializada pela assinatura de Termo Aditivo aos atuais contratos de concessão, nos termos da Lei nº 12.783/13, serão licitadas quando do encerramento do atual prazo (2015 – 2017), na modalidade leilão ou concorrência, por até trinta anos.

A Companhia não possui ativos vinculados à atividade de transmissão e geração.

Impactos no negócio distribuição em geral

1. Revisão tarifária extraordinária da Parcela A, com impactos a partir de 1º de março de 2013.
2. Redução ou eliminação de encargos regulatórios (CDE, CCC e RGR).
3. Potencial redução dos custos de geração e transmissão decorrente das concessões em fase de prorrogação.
4. Eliminação dos impactos de variação cambial da compra de energia de Itaipu para os consumidores, considerando que o Tesouro Nacional irá assumir esse custo.
5. Os componentes (2, 3 e 4) acima descritos fazem parte da Parcela A – custos não gerenciáveis pela concessionária, na redefinição da tarifa que é feita a cada aniversário do contrato de concessão (anualmente), portanto não são esperadas alterações nas margens dessas concessionárias.
6. Possível impacto no custo de compra de energia em função da alocação das cotas de garantia física de energia e potência das usinas hidrelétricas para o mercado regulado (cativo-distribuidoras), considerando a necessidade até então de compra de energia no mercado livre para cobrir a demandas dos consumidores.

Impactos no negócio distribuição afetados diretamente pela Lei 12.783/13:

1. Em 15 de outubro de 2012, as distribuidoras cujas concessões vencerão em 2015, tiveram o direito de manifestar o interesse na prorrogação da concessão por um período adicional de 30 anos.
2. Até o presente momento não ocorreu à assinatura do contrato de concessão para a distribuidora que manifestaram o interesse até 15 de outubro de 2012, o qual só ocorrerá quando do vencimento da atual concessão.
3. Não foram regulamentados pelo Poder Concedente, os critérios de prorrogação desses contratos, ou seja, não se sabe se haverá ou não custo adicional.
4. Não há garantias de que o Poder Concedente aprovará prorrogação de acordo com as novas condições automaticamente, dependendo de diversos critérios que serão analisados pelo Poder Concedente.
5. Há previsão de indenização dos ativos não amortizados na prorrogação da concessão, só não se tem ainda a determinação do valor.

Informações e Decisões da Companhia

Através da CT PR 113/2012, de 19.06.2012 a Companhia protocolou na ANEEL o pedido de renovação do contrato de concessão, pelo prazo previsto em Lei que venha a disciplinar a matéria. Considerando o disposto no § 2º do Art. 2º do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, que regulamenta a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, a Companhia ratificou através da correspondência CT PR 154/2012, de 24 de setembro de 2012, o interesse de prorrogação do Contrato de Concessão nº 07/2001, manifestando concordância integral com as condições de prorrogação estabelecidas na Legislação.

Dita manifestação tinha natureza preliminar, visando resguardar o direito das empresas à prorrogação, face ao prazo decadencial previsto do Decreto nº 7.805/12. É fato, contudo, que os estudos para a decisão final quanto à pretensão de serem assinadas as prorrogações dependeriam de informações que somente vieram a ser publicadas nos dias 01 e 29 de novembro de 2012.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Valor novo de reposição – VNR

Nos termos da MP nº 579 de 2012, faz-se necessário o cálculo das indenizações do valor dos investimentos dos bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados.

A Companhia procedeu ao cálculo entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado, corrigido pelo IGPM e foram reconhecidos no resultado do exercício como receita R\$ 10.634. Na revisão tarifária que ocorrerá em agosto de 2013, o ativo financeiro será ajustado de acordo com base de remuneração homologada pela ANEEL.

A Companhia detém a seguinte concessão de distribuição afetada pela Lei nº 12.783/13.

Concessões de DISTRIBUIÇÃO

<u>Área de concessão</u>	<u>Valor residual antes da aplicação do VNR (31.12.2012)</u>	<u>Valor residual contabil com a aplicação do VNR (31.12.2012)</u>
Alagoas	449.576	460.210
Total	449.576	460.210

Impactos nas concessões pela aplicação da lei nº 12.783/13:

a) Revisão tarifária extraordinária da Parcela A, com impactos a partir de 1º de março de 2013

A partir de 24 de janeiro de 2013, a ANEEL publicou as novas tarifas de fornecimento da Revisão Tarifária Extraordinária, considerando exclusivamente a parcela A, cujo principal componente é a compra de energia, uso do sistema e encargos setoriais. As tarifas do Grupo A3 foram reduzidas em 24,34%, as do Grupo A4 em 22,10%, baixa tensão convencional em 18,00%, e baixa renda em 16,40%.

b) Redução ou eliminação de encargos regulatórios (CDE, CCC e RGR)

Os encargos CCC e RGR foram extintos e o CDE foi reduzido em 75%.

c) Possível impacto no custo de compra de energia em função da alocação das cotas de garantia física de energia e potencia das usinas hidrelétricas para o mercado regulado (cativo-distribuidoras)

O regime de cotas de garantia física de energia começou efetivamente a partir de janeiro de 2013. A tarifa média de compra das usinas que tiveram a concessão renovada ficou em R\$ 41,2 e em 2012 foi de R\$ 90,00, com isso estima-se uma redução média de 9,96% na compra de energia.

d) Impactos contábeis

Avaliação dos ativos reversíveis não amortizados no final da concessão – VNR (depreciado) para todos os contratos de concessão – prestação de serviço público.

A Companhia procedeu ao cálculo entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado, corrigido pelo IGPM e foram reconhecidos no resultado do exercício como receita R\$ 10.634. Na revisão tarifária que ocorrerá em agosto de 2013, o ativo financeiro será ajustado de acordo com base de remuneração homologada pela ANEEL.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

3. RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas abaixo. Essas políticas foram aplicadas de modo consistente nos exercícios apresentados salvo disposição em contrário.

3.1 – Base de preparação

As demonstrações financeiras foram preparadas considerando o custo histórico como base de valor e determinados ativos e passivos financeiros mensurados ao valor justo.

As demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs).

As demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com diversas bases de avaliação utilizadas nas estimativas contábeis. As estimativas contábeis envolvidas na preparação das Demonstrações Financeiras foram baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da administração da Companhia para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem a seleção de vidas úteis do ativo imobilizado e de sua recuperabilidade nas operações, avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo, análise do risco de crédito para determinação da provisão para crédito de liquidação duvidosa, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas Demonstrações Financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissa periodicamente, não superior a um ano (Nota 4).

a) Mudança nas políticas contábeis e divulgações

A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2012. Não há novos pronunciamentos ou interpretações de CPCs/IFRS vigente a partir de 2012 que poderiam ter um impacto significativo nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

3.2 – Conversão de moeda estrangeira

a) Moeda funcional e moeda de apresentação

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras são mensurados usando a moeda do principal ambiente econômico no qual a Companhia atua.

A moeda funcional da Companhia é o Real, mesma moeda de preparação e apresentação das demonstrações financeiras. Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira, são convertidos para a moeda funcional (o Real) usando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data da transação e os encerramentos dos exercícios são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

b) Transações e saldos

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

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Os ganhos e as perdas cambiais relacionadas com empréstimos, caixa e equivalentes de caixa são apresentados na demonstração de resultado como receita ou despesa financeira.

3.3 – Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata e sujeito a risco insignificante de mudança de valor, classificadas como empréstimos e recebíveis.

3.4 – Ativos financeiros

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

a) Ativo financeiro a valor justo por meio do resultado

Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são ativos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda no curto prazo. Os ativos dessa categoria são classificados como ativos circulantes. Os principais ativos financeiros reconhecidos pela Companhia são: caixa e equivalentes de caixa, clientes, cauções e depósitos vinculados e outras contas a receber.

b) Empréstimos e recebíveis

Os empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São apresentados como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes). Os empréstimos e recebíveis da Companhia compreendem "Clientes" (Nota 6) e "Caixa e equivalentes de caixa" (Nota 5).

Após reconhecimento inicial são mensurados pelo custo amortizado pelo método da taxa efetiva de juros. Os juros, atualização monetária, variação cambial, menos perdas do valor recuperável, quando aplicável, são reconhecidos no resultado quando incorridos. Após reconhecimento inicial são mensurados pelo custo amortizado pelo método da taxa efetiva de juros. Os juros, atualização monetária e variação cambial, quando aplicáveis, são reconhecidos no resultado quando incorridos.

c) Impairment de ativos financeiros

A Companhia avalia na data de cada balanço se há evidências objetiva de que um ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros está deteriorado. Um ativo ou grupo de ativos financeiros está deteriorado e as perdas por *impairment* são incorridos somente se há 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.

3.5 – Clientes

Engloba as contas a receber com fornecimento de energia elétrica faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência. São considerados ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis.

As contas a receber de clientes e outros estão apresentadas líquidas da provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD reconhecida com base em estimativas da administração em valor considerado suficiente para cobrir as prováveis perdas. Os principais critérios definidos pela Companhia estão demonstrados na Nota 6, item 3.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

3.6 – Almoxarifado

Os materiais e equipamentos em estoque, classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativo), estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização. As provisões para estoques de baixa rotatividade ou obsoletos são constituídas quando consideradas necessárias pela administração da Companhia.

3.7 – Ativo financeiro – concessões do serviço público

Refere-se à 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 caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contratos de concessão. Essa parcela de infraestrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado custo de capital regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa aos clientes.

3.8 – Intangível

Compreende o direito de uso da infra-estrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado).

A vida útil-econômica dos bens é estabelecida pela ANEEL, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável. A Companhia calcula e contabiliza as quotas de amortização com aplicação das taxas respeitando a vida útil estimada de cada bem, integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infra-estrutura de distribuição limitado ao prazo de concessão.

Os novos ativos são registrados inicialmente no ativo intangível, mensurados pelo custo de aquisição. Quando da sua entrada em operação são bifurcados entre ativo financeiro e intangível.

3.9 – Imobilizado

É avaliado ao custo de aquisição ou construção, acrescido de juros capitalizados durante o período de construção, quando aplicável. As depreciações são calculadas pelo método linear de acordo com as taxas fixadas pela ANEEL.

Os terrenos não são depreciados. A depreciação de outros ativos é calculada usando o método linear considerando os seus custos e seus valores residuais durante a vida útil estimada, como segue:

	<u>Anos</u>
Edificações	25-40
Máquinas	10-15
Veículos	3-5
Móveis, utensílios e equipamentos	3-8

Em função da adoção da Orientação Técnica OCPC 01, os valores registrados como ativo imobilizado referem-se basicamente a bens de uso administrativo. Os demais ativos geradores de receita e vinculados a concessão foram reclassificados para ativos financeiros e intangíveis.

3.10 – Outros investimentos

Representam investimentos em bens imóveis, ações e quotas de direitos sobre a comercialização de obra audiovisual, que não se destinam ao objetivo da concessão e estão registrados pelo custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

3.11 – Provisão para redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

A administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Quando tais evidências são identificadas e o valor contábil líquido excede o valor recuperável, é constituída provisão para deterioração, ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda.

Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto, que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa.

3.12 – Financiamentos e empréstimos

As obrigações em moeda nacional são atualizadas pela variação monetária e pelas taxas efetivas de juros, incorridos até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos financeiros, deduzidas dos custos de transação incorridos na captação dos recursos.

Os custos de empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção de ativos qualificados, nesse caso o ativo intangível correspondente ao direito de uso da infra-estrutura para a prestação do serviço público, estão incluídos no custo do intangível em curso até a data em que estejam prontos para o uso pretendido, conforme CPC 04 – Ativo Intangível e CPC 20 – Custos de Empréstimos. Todos os outros custos com empréstimos são reconhecidos no resultado do período, quando incorridos.

Os ganhos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável são deduzidos dos custos com empréstimos qualificados para capitalização.

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.

3.13 – Fornecedores

As contas a pagar aos fornecedores são obrigações a pagar por bens ou serviços que foram adquiridos no curso normal dos negócios, sendo classificadas como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano. Caso contrário, as contas a pagar são apresentadas como passivo não circulante. Elas são reconhecidas pelo valor justo.

3.14 – Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes dos efeitos tributários, a qual reflita as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

a) Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões judiciais são constituídas sempre que a perda for avaliada como provável, que ocasionaria uma provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e quando os montantes envolvidos forem mensuráveis com suficiente segurança, levando em conta a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, similaridade com processos anteriores, complexidade e no posicionamento de Tribunais.

3.15 – Benefícios pós-emprego

A Companhia instituiu e patrocina a Fundação CEAL de Assistência Social e Previdência (FACEAL), caracterizada como uma Entidade Fechada de Previdência Complementar (EFPC), para a administração dos programas de benefícios pós-emprego, relativos a complementações previdenciárias.

A Companhia tem planos de benefício definido e, também, de contribuição definida. Um plano de contribuição definida é um plano de pensão segundo o qual a Companhia faz contribuições fixas a entidade separada e não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições se o fundo não tiver ativos suficientes para pagar a todos os empregados os benefícios relacionados com o serviço do empregado no período corrente e anterior. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida. Em geral, os planos de benefício definido estabelecem um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores como idade, tempo de serviço e remuneração.

Neste regime, as contribuições destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a data da sua admissão no plano, bem como para amortização dos benefícios relativos ao tempo anterior de serviço.

Os benefícios previdenciários concedidos pela FACEAL são:

- Suplementação de aposentadoria por invalidez
- Suplementação de aposentadoria por tempo de serviço
- Suplementação de aposentadoria por idade
- Suplementação de pensão por morte
- Suplementação de aposentadoria especial e de ex-combatente
- Suplementação de abono anual

Esses benefícios são garantidos através de dois planos: o primeiro, mais antigo, tem a característica de Plano de Benefício Definido – BD, que garante renda vitalícia aos beneficiários. O outro, com a característica de Plano de Contribuição Definida – CD, implantado a partir de 2008, garante rendas por prazos definidos de acordo com a capitalização ocorrida no período de atividade.

Quanto ao programa diretamente gerenciado pela Companhia em benefício de antigos empregados não beneficiários da FACEAL, há a concessão de um pecúlio por morte e a cobertura de gastos com assistência médica, envolvendo uma população fechada.

O passivo reconhecido no balanço patrimonial com relação aos planos de pensão de benefício definido é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano, com os ajustes de custos de serviços passados não reconhecidos. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método da unidade de crédito projetada. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. Adicionalmente, são utilizadas outras premissas atuariais, tais como hipóteses biológicas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2012

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

Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em "Outros Resultados Abrangentes" durante o período esperado de serviço remanescente dos funcionários.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado, a menos que as mudanças do plano de pensão estejam condicionadas à permanência do empregado no emprego, por um período de tempo específico (o período no qual o direito é adquirido). Nesse caso, os custos de serviços passados são amortizados pelo método linear durante o período em que o direito foi adquirido.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia não tem nenhuma obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas.

3.16 – Participação nos lucros

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de participação nos resultados com base em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas.

3.17 – Capital Social

As ações ordinárias e as preferenciais são classificadas no patrimônio líquido. A Eletrobras é acionista majoritária da Companhia.

3.18 – Lucro por ação

O lucro por ação é calculado considerando o número médio ponderado de ações ordinárias em vigor durante o ano, de acordo com o pronunciamento CPC 41.

3.19 – Adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC)

Adiantamento de recursos recebidos do acionista controlador e destinados a capital, concedidos em caráter irrevogável. São classificados como passivo exigível não circulante e reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subsequentemente atualizados pela taxa SELIC (Nota 26).

3.20 – Encargos setoriais

Os encargos setoriais são definidos em legislação específica e suas quotas são fixadas pela ANEEL.

a) Reserva Global de Reversão (RGR)

Encargo do setor elétrico pago mensalmente pelas empresas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual.

b) Conta de Consumo de Combustível (CCC)

Parcela da receita tarifária paga pelas distribuidoras, nos sistemas interligados com dupla destinação: pagar as despesas com o combustível usado nas térmicas que são acionadas para garantir as incertezas hidrológicas; e subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados.

c) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

d) Programas de Eficientização Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)

São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

e) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

f) Encargo do Serviço do Sistema (ESS)

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

3.21 – Imposto de renda e contribuição social

A receita de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica está sujeita a impostos, taxas e contribuições que são apresentados como deduções da receita bruta na demonstração do resultado. A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável na alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para os lucros que excederem R\$ 240 no período de 12 meses, enquanto que contribuição social é calculada à alíquota de 9% sobre o lucro tributável reconhecido pelo regime de competência, portanto as inclusões ao lucro contábil de despesas, temporariamente não dedutíveis, ou exclusões de receitas, temporariamente não tributáveis, consideradas para apuração do lucro tributável corrente geram créditos ou débitos tributários diferidos. As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

3.22 – Ajuste a valor presente de ativos e passivo

Os ativos e passivos monetários de longo prazo e os de curto prazo, quando o efeito é considerado relevante em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto, são ajustados pelo seu valor presente.

O ajuste a valor presente é calculado levando em consideração os fluxos de caixa contratuais e a taxa de juros explícita, e em certos casos implícita, dos respectivos ativos e passivos. Dessa forma, os juros embutidos nas receitas, despesas e custos associados a esses ativos e passivos são descontados com o intuito de reconhecê-los em conformidade com o regime de competência de exercícios. Posteriormente, esses juros são realocados nas linhas de despesas e receitas financeiras no resultado por meio da utilização do método da taxa efetiva de juros em relação aos fluxos de caixa contratuais. As taxas de juros implícitas aplicadas foram determinadas com base em premissas e são consideradas estimativas contábeis.

3.23 – Compromissos com o meio ambiente

A capitalização de gastos referentes a demandas ambientais está consubstanciada nas previsões regulamentares do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, em atendimento às exigências dos órgãos públicos competentes para concessão das respectivas licenças que permitirão a execução dos projetos. O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA é o principal órgão na esfera federal e a Secretaria de Estado do Meio Ambiente – SEDAM na esfera estadual.

Na hipótese dos gastos decorrerem de questões ambientais, sem, no entanto, estarem relacionados a projetos de investimentos, o gasto é apropriado ao resultado como despesa operacional.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

O reconhecimento das obrigações assumidas obedece ao regime de competência, a partir do momento em que haja a formalização do compromisso, e são quitadas em conformidade com os prazos avençados entre as partes.

3.24 –Subvenções governamentais – subvenção da tarifa aos consumidores de baixa renda

As subvenções econômicas do subsídio da baixa renda a ser ressarcida pelo fundo da CDE administrado pela Eletrobras são reconhecidas no resultado pelo regime de competência.

3.25 –Reconhecimento da receita

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços no curso normal das atividades da Companhia. A receita é apresentada líquida dos impostos.

a) Receita não faturada

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, e à receita de utilização da rede de distribuição não faturada, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

b) Receita de construção

A Interpretação Técnica ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

c) Receita financeira

A receita financeira é reconhecida conforme o prazo decorrido pelo regime de competência, usando o método da taxa efetiva de juros. Quando uma perda (*impairment*) é identificada em relação a contas a receber, a Companhia reduz o valor contábil para seu valor recuperável, que corresponde ao fluxo de caixa futuro estimado, descontado à taxa efetiva de juros original do instrumento. Subsequentemente, à medida que o tempo passa, os juros são incorporados às contas a receber, em contrapartida de receita financeira. Essa receita financeira é calculada pela mesma taxa efetiva de juros utilizada para apurar o valor recuperável, ou seja, a taxa original do instrumento.

3.26 –Demonstrações dos fluxos de caixa

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o pronunciamento CPC 03 - Demonstração dos Fluxos de Caixa.

3.27 –Demonstrações do valor adicionado (DVA)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras e como informação suplementar às demonstrações financeiras, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRSs.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	31.12.2011		
	<u>Original</u>	<u>Ajuste</u>	<u>Ajustado</u>
Receita operacional líquida	752.797	(38.318)	714.479
Custo com Energia Elétrica			
Energia elétrica comprada para revenda	(376.468)	31.445	(345.023)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(46.060)	4.094	(41.966)
	<u>(422.528)</u>	<u>35.539</u>	<u>(386.989)</u>
Custo de Operação	(175.782)	(460)	(176.242)
Custo de Construção	(67.885)		(67.885)
Lucro Bruto	<u>(243.667)</u>	<u>(460)</u>	<u>(244.127)</u>
Despesas Operacionais	<u>(149.871)</u>		<u>(149.871)</u>
Prejuízo do Serviço de Energia Elétrica	(63.269)	(3.239)	(66.508)
Resultado Financeiro	<u>17.968</u>		<u>17.968</u>
Prejuízo do exercício	<u>(45.301)</u>	<u>(3.239)</u>	<u>(48.540)</u>

3.29 - Normas novas, alterações e interpretações de normas que foram emitidas e entraram em vigor no exercício de 2012

- IFRS 7 – “Instrumentos Financeiros: Divulgações”. As alterações referem-se a divulgações adicionais sobre transferência de ativos financeiros. Essas alterações promoverão maior transparência na divulgação das transações de transferência e melhor entendimento do usuário sobre a exposição aos riscos associados a transferências de ativos financeiros, bem como sobre os efeitos desses riscos na posição patrimonial e financeira da entidade;
- Alteração ao IFRS1 – “Primeira Adoção”, sobre remoção de datas fixas e hiperinflação. Inclui duas alterações: 1) substitui referências à data fixa de 1º de janeiro de 2004 pela data de transição ao IFRS; e 2) fornece orientações sobre como uma entidade deve retornar a apresentação de relatórios financeiros de acordo com as normas internacionais após um período que a entidade não pôde cumprir com as disposições do IFRS, porque a sua moeda funcional esta sujeita a hiperinflação severa;
- Alteração ao IAS 12 – “Impostos sobre a Renda” sobre tributos diferidos. A alteração introduz uma exceção ao princípio existente para mensurar o imposto diferido ativo ou passivo sobre propriedade para investimento mensurado a valor justo.

3.30 - Exigências futuras – aplicação a partir de 1º de janeiro de 2013

- IAS 1 – “Apresentação das Demonstrações Financeiras”. A principal alteração é a separação dos outros componentes do resultado abrangente em dois grupos: os que serão realizados contra o resultado e os que permanecerão no patrimônio líquido. A alteração da norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013. O impacto previsto na sua adoção é somente de divulgação;

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

- IAS 19 – “Benefícios a Empregados”, alterada em junho de 2011. Essa alteração foi incluída no texto do CPC 33(R1) – “Benefícios a Empregados”. A norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013. Os principais impactos previstos para a sua adoção são os seguintes: (i) reconhecimento imediato dos custos dos serviços passados; e ii) a reposição dos juros do passivo e do retorno esperado dos ativos por uma única taxa de juros líquida;
- IFRS 1- “Adoção inicial”, alteração sobre empréstimos do governo. Essa alteração trata da maneira como um adotante inicial deve contabilizar um empréstimo do governo com taxa abaixo do mercado, na transição para o IFRS;
- IFRS 7 – “Instrumentos financeiros: Divulgações”, alteração sobre compensação de ativos e passivos. Os principais impactos da alteração são relacionados à inclusão de novas divulgações para facilitar a comparação entre entidades que elaboram demonstrações financeiras em IFRS e aquelas que elaboram demonstrações financeiras em US GAAP;
- IFRS 10, 11 e 12, alteração sobre orientação durante a transição. A alteração refere-se a exceções adicionais durante a transição aos IFRS 10, 11 e 12, limitando a exigência de informações comparativas apenas para o período comparativo precedente;
- Aprimoramentos anuais 2011 – tratam de seis questões do ciclo de revisão 2009-2011 e incluem alterações nas seguintes normas: IFRS1 – “Adoção Inicial”, IAS 1- “Apresentação das Demonstrações Financeiras”, “IAS 16 – “Imobilizado”, IAS 32 – “Instrumentos Financeiros: Apresentação” e IAS 34 – “Relatórios Financeiros Intermediários”;
- IFRS 13 – “Mensuração do Valor Justo” – o objetivo é aprimorar a consistência e reduzir a complexidade da mensuração ao valor justo, fornecendo uma definição mais precisa e uma única fonte de mensuração do valor justo e suas exigências de divulgação para uso em IFRS;

3.31 - Exigências futuras – aplicação a partir de 1º de janeiro de 2014

- Alterações ao IAS 32 – “Instrumentos Financeiros: Apresentação”, sobre compensação de ativos e passivos – traz esclarecimentos adicionais à orientação de aplicação contidas no IAS 32, sobre as exigências para compensar ativos e passivos financeiros no balanço patrimonial.

Não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam, na opinião da Administração, ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio divulgado pela Companhia.

3.32 Ativos e passivos regulatórios

As diferenças entre os valores estimados incluídos no cálculo da tarifa de energia elétrica e os efetivamente incorridos pela Companhia, reconhecidos antes da aplicação da CPC 00 – Estrutura Conceitual, como ativos e passivos regulatórios não são reconhecidos neste pronunciamento, por não atenderem à definição de ativos e passivos.

Os registros contábeis foram efetuados de modo a não influenciarem no resultado o balanço societário, conforme Resolução nº 396/2010 da ANEEL.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	31.12.2012	3.12.2011	01.01.2011
Ativo circulante			
Encargos a recuperar na tarifa - TUSD/Irrigantes	11.741	8.912	8.004
Conta de compensação da variação de custos da "Parcela A"	5.075	5.102	16.782
Outros	10.874	11.786	1.702
	27.690	25.800	26.488
Passivo circulante			
Conta de compensação da variação de custos da "Parcela A"	6.228	10.277	4.986
Outros	27.572	29.238	17.397
	33.800	39.515	22.383

4. JULGAMENTOS, ESTIMATIVAS E PREMISSAS CONTÁBEIS SIGNIFICATIVAS

A preparação das demonstrações financeiras da Companhia requer que a administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na database das demonstrações financeiras. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco significativo de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro, são discutidas a seguir:

a) Perda por redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento para os próximos cinco anos e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

b) Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

A Companhia reconhece provisão para causas tributárias, cíveis e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos Tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de Tribunais.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A administração da Companhia revisa suas estimativas e premissas em bases anuais.

c) Provisões para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída de acordo com os procedimentos e critérios definidos pela administração que inclui a análise criteriosa das faturas de energia elétrica vencidas, para cobrir eventuais perdas na realização de valores a receber, com base em critérios definidos pela administração da Companhia.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

d) 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.

A Eletrobras 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 dever ser necessárias para liquidar as obrigações de planos de pensão. Ao determinar a taxa de desconto apropriada, a Eletrobras considera as taxas de juros de títulos privados de alta qualidade, sendo estes mantidos na moeda em que os benefícios serão pagos e que tem prazos de vencimento próximo 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.

e) Valor novo de reposição

Nos termos da MP nº 579 de 2012, faz-se necessário o cálculo das indenizações do valor dos investimentos dos bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados.

A Companhia procedeu ao cálculo entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado, corrigido pelo IGPM e foram reconhecidos no resultado do exercício como receita R\$ 10.634. Na revisão tarifária que ocorrerá em agosto de 2013, o ativo financeiro será ajustado de acordo com base de remuneração homologada pela ANEEL.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Fundos de caixa	13	14	9
Recursos em contas bancárias	11.700	12.761	14.423
Ordens de pagamento emitidas	24	5	2
Numerário em trânsito	2.524	1.561	1.497
Aplicação em mercado aberto	31.745	25.024	14.041
	46.006	39.365	29.972

O aumento desta rubrica é decorrente, principalmente de aplicações em fundos de Extra Mercado dos recursos recebidos para investimentos.

As aplicações financeiras correspondem a operações realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional e contratadas em condições e taxas normais de mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e com remuneração diária pela taxa extramercado.

Agente Financeiro	Referência	Vencimento	Taxa %	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Caixa Econômica	Extra Mercado	Disponível	Renda variável	28.830		
Banco do Brasil S.A.	BB Extra Mercado	Disponível	Renda variável	2.915	25.024	14.041
				31.745	25.024	14.041

A exposição da aplicação financeira a risco de taxa de juros está divulgada na Nota 44.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

6. CLIENTES

As contas a receber de consumidores estão compostas da seguinte forma:

a) Consumidores e concessionários – circulante

	31.12.2012			Total	31.12.2011	01.01.2011
	Saldos Vincendos	Vencidas até 90 dias	Vencidas há mais de 90 dias			
Fornecimento Faturado						
Privado						
Residencial	27.433	34.071	13.531	75.035	55.725	46.364
Industrial	15.195	2.370	44.776	62.341	59.440	47.176
Comercial	21.166	11.275	17.860	50.301	36.060	30.582
Rural	8.052	1.502	29.049	38.603	36.508	34.528
	<u>71.846</u>	<u>49.218</u>	<u>105.216</u>	<u>226.280</u>	<u>187.733</u>	<u>158.650</u>
Público						
Poder Público						
Federal	1.156	713	1.139	3.008	2.909	2.951
Estadual	1.640	1.105	1.057	3.802	2.988	2.749
Municipal	1.866	1.976	1.649	5.491	3.769	7.188
	<u>4.662</u>	<u>3.794</u>	<u>3.845</u>	<u>12.301</u>	<u>9.666</u>	<u>12.888</u>
Iluminação Pública	4.091	1.656	4.203	9.950	11.439	16.875
Serviço Público	7.418	3.421	1.192	12.031	15.691	9.409
	<u>16.171</u>	<u>8.871</u>	<u>9.240</u>	<u>34.282</u>	<u>36.796</u>	<u>39.172</u>
Fornecimento não faturado	26.480			26.480	37.108	38.116
Serviço taxado	1.644			1.644	830	483
Parcelamento de débitos	50.915	6.092	21.558	78.565	62.150	58.127
Acréscimo moratório	1.383	1.140	102.814	105.337	92.306	72.973
Energia Livre	3.267			3.267	3.267	3.267
Programa de redução do consumo de energia elétrica	3.950			3.950	3.950	4.398
Arrecadação em classificação e outros	18.383			18.383	12.738	5.506
	<u>194.039</u>	<u>65.321</u>	<u>238.828</u>	<u>498.188</u>	<u>436.878</u>	<u>380.692</u>
CCEE (a)				0	3.305	1.824
Encargos de uso do sistema	3.001			3.001	1.827	1.122
	<u>197.040</u>	<u>65.321</u>	<u>238.828</u>	<u>501.189</u>	<u>442.010</u>	<u>383.638</u>
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa			(276.305)	(276.305)	(244.991)	(218.219)
	<u>197.040</u>	<u>65.321</u>	<u>(37.477)</u>	<u>224.884</u>	<u>197.019</u>	<u>165.419</u>

b) Consumidores e concessionários – não circulante

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Fornecimento faturado			
Industrial	7.848	7.509	7.124
Parcelamento de débitos	237.710	220.471	183.809
	<u>245.558</u>	<u>227.980</u>	<u>190.933</u>
Não circulante	(83.535)	(38.065)	(36.151)
	<u>162.023</u>	<u>189.915</u>	<u>154.782</u>

c) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Está reconhecida, em valor considerado suficiente pela administração, para cobrir as possíveis perdas na realização de créditos, cuja recuperação é considerada improvável.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Para a constituição da provisão para créditos de liquidação duvidosa, o saldo a receber dos clientes com débitos relevantes é analisado de forma individual, considerando a experiência da administração em relação às perdas efetivas com consumidores, a existência de garantias reais, a renegociação do débito e à situação do devedor, se em concordata e/ou falência.

Os seguintes critérios para constituição do PCLD para os débitos de baixa tensão foram adotados:

Consumidores de baixa tensão:

- consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias;
- consumidores da classe comercial vencidos há mais de 90 dias;
- consumidores das classes: industrial, rural, poder público, iluminação pública e serviço público, vencidos há mais de 90 dias. Além disso, foi constituída provisão de 100% para os consumidores industriais que se encontram em processo de falência.

Consumidores de alta tensão:

Para os consumidores considerados relevantes foram provisionados todos os valores, após análise individualizada (garantias reais, devedor costumaz, renegociação de dívida, histórico de perdas, processos de concordata ou falência, idade de cada consumidor, etc). Foram considerados os seguintes critérios para constituição:

- consumidores da classe residencial vencidos há mais de 60 dias;
- consumidores da classe comercial vencidos há mais de 60 dias;
- consumidores das classes: industrial, rural, poder público, iluminação pública e serviço público, vencidos há mais de 60 dias.

Parcelamentos:

Nos parcelamentos, a reversão do débito está sendo feita de forma gradativa até o pagamento da 3ª parcela, assim no recebimento da 4ª parcela ocorrerá a reversão do montante ainda registrado na PCLD.

Renda não faturada:

O entendimento da Administração é que os valores apresentados nas Demonstrações Financeiras tenham liquidez e que os riscos futuros sejam mínimos de realizações, desta forma se faz necessário estabelecer um valor adicional de provisão para cobrir perdas prováveis, mesmo que ainda não reconhecidas.

A seguir a movimentação na provisão para créditos de liquidação duvidosa de clientes:

	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>01.01.2011</u>
Saldo no início do exercício	(283.056)	(254.370)	(216.051)
Provisões constituídas	(85.293)	(33.056)	(46.807)
Baixa de títulos considerados incobráveis	8.509	4.370	8.488
Saldo no fim do exercício	<u>(359.840)</u>	<u>(283.056)</u>	<u>(254.370)</u>
Circulante	(276.305)	(244.991)	(218.219)
Não circulante	(83.535)	(38.065)	(36.151)
	<u>(359.840)</u>	<u>(283.056)</u>	<u>(254.370)</u>

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

Os saldos da provisão por classe de consumidores e devedores diversos estão demonstrados a seguir:

	31.12.2012		31.12.2011		01.01.2011	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Consumidores	276.305	83.535	245.375	38.065	218.219	36.151
Residencial	17.403		11.908		10.540	
Industrial	104.307		95.017		79.438	
Comercial	32.827		25.106		20.635	
Rural	64.461		64.790		56.534	
Poder Público	8.298		7.205		8.471	
Iluminação Pública	5.797		9.552		13.137	
Serviço Público	1.605		277		898	
Falidos e Concordatários			514		486	
Parcelamentos	32.476	83.535	23.405	38.065	20.356	36.151
Programa de redução do consumo de energia elétrica	3.950		3.950		3.950	
Energia livre	3.267		3.267		3.267	
Encargo de uso da rede elétrica	1.100		384		507	
Renda não faturada	814					
Devedores diversos (Nota 13)	3.091	5.118	1.743	5.118	1.527	5.118
	279.396	88.653	247.118	43.183	219.746	41.269

d) Parcelamentos de créditos de energia elétrica

Representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de consumidores inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia, conforme demonstrado a seguir:

	31.12.2012		31.12.2011		01.01.2011	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Residencial	13.163	3.850	12.999	6.547	11.084	3.848
Industrial	25.277	37.945	21.430	41.270	19.192	48.356
Comercial	13.827	11.190	8.030	8.828	7.917	4.156
Rural	1.193	2.152	894	504	1.149	414
Poder Público	16.665	60.252	10.988	51.261	10.699	24.329
Iluminação Pública	223	3.073	134	2.956	666	2.196
Serviço Público	8.217	127.096	7.675	116.614	7.420	107.634
	78.565	245.558	62.150	227.980	58.127	190.933
(-) Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(32.476)	(83.535)	(23.405)	(38.065)	(20.356)	(36.151)
	46.089	162.023	38.745	189.915	37.771	154.782

Foram firmados com a Companhia de Abastecimento D'Água e Saneamento de Alagoas – CASAL três parcelamentos nº 002/2004 de 9 de janeiro de 2004 com 120 parcelas, nº 006/2008 de 28 de dezembro de 2008 com 240 parcelas e nº 02905/2012 de 06 de fevereiro de 2012 com 24 parcelas.

	31.12.2012		31.12.2011		01.01.2011	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Termo de Confissão de dívida nº 004/2004	4.305	3.523	4.305	3.523	4.305	5.637
Termo de Confissão de dívida nº 006/2008	2.698	111.783	2.698	111.783	2.444	101.071
Termo de Confissão de dívida nº 2905/2012	5.105	1.702				
	12.108	117.008	7.003	115.306	6.749	106.708

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

A Companhia estima a realização do parcelamento de créditos de energia elétrica da seguinte forma:

	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>01.01.2011</u>
2012			16.979
2013	34.579	26.742	23.276
2014	23.154	15.348	13.746
2015	10.423	16.321	11.791
2016	18.100	16.689	14.490
Após 2016	<u>151.454</u>	<u>145.371</u>	<u>120.506</u>
	<u>237.710</u>	<u>220.471</u>	<u>183.809</u>

7. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

Ref.	<u>31.12.2012</u>		<u>31.12.2011</u>		<u>01.01.2011</u>	
	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>
ICMS - Lei Complementar nº 102/2002	(1) 4.137	6.641	2.784	5.192	2.746	4.436
Imposto de renda	(2) 450		1.782			
Contribuição social	(2) 2		584			
ICMS antecipado	450		496		201	
(-)AVP	(342)	(562)	(247)	(410)	(233)	(376)
Retenções Lei nº 10.833/03	1.933				884	
INSS	560		495		357	
Imposto de renda retido na fonte	418				78	
Imposto de renda estimado	90				991	
Contribuição social estimada	47				405	
Outros	151		135		92	
	<u>7.446</u>	<u>6.079</u>	<u>6.029</u>	<u>4.782</u>	<u>5.521</u>	<u>4.060</u>

- (1) Com base na Lei Complementar nº 102/2002, a Companhia vem registrando ICMS a recuperar no Controle de Apropriação de Crédito do ICMS do Ativo Permanente - CIAP, decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado, intangível. Tais créditos ficam disponíveis para serem compensados com o pagamento de ICMS sobre o faturamento mensal na razão de 1/48. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia estima a realização do ativo de acordo com a despesa esperada da seguinte forma:

	<u>31.12.2012</u>
2013	4.137
2014	2.214
2015	2.214
2016	2.213
	<u>10.778</u>

- (2) O imposto de renda e a contribuição social antecipados correspondem aos montantes recolhidos, quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei 9.430, de 27/12/1996, além das antecipações de aplicações financeiras e órgãos públicos e retenção na fonte referente a serviços prestados.

8. DIREITO DE RESSARCIMENTO

Em cumprimento da Lei Federal nº 10.438/2002 e da Resolução ANEEL nº 246/2002, a Companhia criou no exercício de 2003 o Programa de Tarifa Social. Este programa beneficia as famílias inscritas no Cadastro Único do Ministério do Desenvolvimento Social e Combate à Fome que tenham renda familiar mensal per capita de até meio salário mínimo ou até três salários mínimos quando houver, entre seus membros, portador de doença ou patologia cujo tratamento necessite de equipamentos que dependam do consumo de energia. Também são beneficiados os indígenas, quilombolas e aqueles que recebem o Benefício de Prestação Continuada (BCP). Os valores das subvenções são apurados mensalmente e após homologação pela ANEEL os recursos financeiros são liberados pela Eletrobras.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

A composição do saldo está apresentada abaixo:

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Saldo no início do exercício	7.108	9.364	9.099
Valores homologados	39.093	41.348	54.281
Valores recebidos	(40.073)	(43.604)	(54.016)
Saldo no fim do exercício	6.128	7.108	9.364

9. ALMOXARIFADO

O almoxarifado é demonstrado ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor. O método de avaliação do almoxarifado é o da média ponderada móvel. O valor líquido de realização é o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, menos os custos estimados de conclusão e os custos estimados necessários para efetuar a venda.

Estão classificados neste grupo os materiais e equipamentos em almoxarifado.

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Almoxarifado	5.238	5.778	4.425
Destinados a alienação	1	60	10
Emprestados	454		2.054
Resíduos e sucatas	1.359	1.573	
(-) Provisão para perdas em estoque	(1.359)	(1.573)	
	5.693	5.838	6.489

10. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Cauções de depósitos vinculados - CCEE (a)	16.591	4.563	4.484
Depósitos vinculados a litígios (b)	29.231	28.781	27.578
	45.822	33.344	32.062

(a) Refere-se a caução de garantia para compras futuras de energia elétrica no âmbito da CCEE;

(b) Refere-se a depósitos judiciais e bloqueios de processos da Justiça do Trabalho e da Justiça Civil.

11. SERVIÇOS EM CURSO

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Recuperação de transformador de força		2.084	1.700
P&D - Pesquisa e desenvolvimento	8.915	5.314	1.908
PEE - Programa de eficiência energética	10.337	4.664	15.387
Outros	155	595	662
	19.407	12.657	19.657

Nesta rubrica estão contabilizados os gastos realizados com pesquisas e desenvolvimento e eficiência energética, enquanto os projetos não são encerrados.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

12. OUTROS

	<u>31.12.2012</u>		<u>31.12.2011</u>		<u>01.01.12</u>
	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Circulante</u>
Serviços prestados a terceiros	1.432		1.001		965
Recomposição tarifária extraordinária		4.257		4.257	
Empréstimos CEAL/SEINFRA		3.417	251	3.241	1.003
FINSOCIAL Precatório Proc. Nº 92.000.1248-5					142
Rendas a receber (a)	6.255		3.202		478
Contribuição de iluminação pública	9.832		7.985		6.244
Outros	844	1.424	(350)	1.424	440
	<u>18.363</u>	<u>9.098</u>	<u>12.089</u>	<u>8.922</u>	<u>9.272</u>
(-) PCLD	<u>(3.091)</u>	<u>(5.118)</u>	<u>(1.743)</u>	<u>(5.118)</u>	<u>(1.527)</u>
	<u>15.272</u>	<u>3.980</u>	<u>10.346</u>	<u>3.804</u>	<u>7.745</u>

a) Rendas a receber refere-se a valores a receber em decorrência do uso mútuo de postes pelas empresas de telefonia e internet.

13. ATIVO FINANCEIRO – CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

O contrato de concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica nº07/2001, de 15 de julho de 2001, celebrado entre a União (Poder Concedente – Outorgante) e a Companhia (Concessionário – Operador) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica pela Companhia.

Ao final da concessão os ativos vinculados à infra-estrutura devem ser revertidos ao Poder Concedente mediante pagamento de uma indenização. Essa indenização refere-se ao ativo financeiro a receber pela Companhia no âmbito da concessão, decorrente da aplicação do modelo financeiro.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, a administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição elétrica, abrangendo:

- (a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
- (b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) será classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: (a) parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e (b) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	Em serviço			Em curso			Total
	Valor histórico	Obrigações especiais	Valor líquido	Valor histórico	Obrigações especiais	Valor líquido	
Saldo em 01.01.2010	317.456	(78.333)	239.123	80.972	(36.487)	44.485	283.608
Adições	17.150	5.848	22.998	88.945	(34.658)	54.287	77.285
Baixas	(604)		(604)				(604)
Saldo em 31.12.2010	334.002	(72.485)	261.517	169.917	(71.145)	98.772	360.289
Adições			-	75.866	(5.081)	70.785	70.785
Transferências	71.029	(12.231)	58.798	(71.053)	12.255	(58.798)	-
Baixas	(1.622)		(1.622)			-	(1.622)
Saldo em 31.12.2011	403.409	(84.716)	318.693	174.730	(63.971)	110.759	429.452
Adições	4.185	6.480	10.665	107.356	(4.004)	103.352	114.017
Valor novo de reposição	10.634		10.634				10.634
Transferências	105.174	(26.724)	78.450	(105.935)	27.485	(78.450)	-
Baixas			-		(920)	(920)	(920)
Saldo em 31.12.2012	523.402	(104.960)	418.442	176.151	(41.410)	134.741	553.183

14. INTANGÍVEL

Com a adoção da ICPC 01, os ativos fixos tangíveis das concessões foram reclassificados para a rubrica de intangíveis das concessões – ICPC 01.

Este grupo é formado por intangível – Concessão que corresponde ao direito de uso da concessão (bens do Imobilizado os quais foram bifurcados), conforme demonstrado a seguir:

	Em serviço			31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
	Custo	Amortização	Obrigações Especiais			
Em Serviço						
Direito uso da concessão	494.701	(383.027)	(85.074)	26.600	40.764	51.256
Em Curso						
Direito uso da concessão	9.929		(2.169)	7.760	9.986	10.962
	504.630	(383.027)	(87.243)	34.360	50.750	62.218

A movimentação do intangível está demonstrada a seguir:

	01.01.2011	31.12.2011	Adições	Baixas	Transferências	(-)	
						Amortização	31.12.2012
Em serviço							
Ativo Intangível	468.415	485.081		(12.611)	22.231		494.701
Amortização acumulada	(307.945)	(347.675)				(35.352)	(383.027)
Obrigações especiais	(149.261)	(162.967)		(13.963)	(5.487)		(182.417)
Amortização das obrigações especiais	40.047	66.325				31.018	97.343
	51.256	40.764		(26.574)	16.744	(4.334)	26.600
Em curso							
Ativo Intangível	21.505	16.971	12.907		(19.949)		9.929
Obrigações especiais	(10.543)	(6.985)	1.611		3.205		(2.169)
	10.962	9.986	14.518		(16.744)		7.760
	62.218	50.750	14.518		(26.574)	(4.334)	34.360

Os critérios utilizados para amortização do ativo intangível preveem de forma estimada o período da vida útil de cada bem contido na infraestrutura de distribuição. Assim, esses bens são amortizados individualmente, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da concessão.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro de indenização.

O detalhamento da rubrica de Direito e Uso de Concessão está demonstrada a seguir:

DISTRIBUIÇÃO	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Intangível em Serviço	494.701	485.081	468.415
(-) Amortização	(383.027)	(347.675)	(307.945)
(-) Obrigações especiais	(182.417)	(162.967)	(149.261)
Amortização das obrigações especiais	97.343	66.325	40.047
	26.600	40.764	51.256
Intangível em Curso	9.929	16.971	21.505
(-) Obrigações especiais	(2.169)	(6.985)	(10.543)
	7.760	9.986	10.962
Total	34.360	50.750	62.218

A ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Esta estimativa é revisada periodicamente e aceito pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

A administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados de forma linear, respeitando a vida útil limitada ao prazo de vencimento da concessão.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro de indenização.

Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

Estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infra-estrutura, usando-se uma taxa média, a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

Provisão do valor de recuperação dos ativos (impairment)

A Companhia avaliou o valor de recuperação dos seus ativos com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da administração sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos.

O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão, tendo como principais premissas:

- Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira; e
- Taxa média de desconto obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

O valor recuperável destes ativos supera seu valor contábil, e, portanto, não há perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

15. IMOBILIZADO

	31.12.2012			31.12.2011	01.01.2011	% Taxas de depreciação
	Valor histórico	Depreciação	Valor líquido			
Em serviço						
Imobilizado	10.201	(671)	9.530	436	433	20,00
Edificações, obras civis e benfeitorias	6.814	(5.015)	1.799	2.025	2.297	2,66
Máquinas e equipamentos	10.878	(4.249)	6.629	4.635	4.608	4,16
Veículos	9.032	(5.176)	3.856	4.829	4.221	14,29
Móveis e utensílios	8.425	(6.564)	1.861	1.260	1.369	6,25
Terrenos	527		527	527	526	
	<u>45.877</u>	<u>(21.675)</u>	<u>24.202</u>	<u>13.712</u>	<u>13.454</u>	
Em curso						
Imobilizado	1.748		1.748	9.974	9.568	
Máquinas e equipamentos	169		169	546	660	
Veículos	110		110		268	
Móveis e utensílios	510		510	11	27	
	<u>2.537</u>	<u>-</u>	<u>2.537</u>	<u>10.531</u>	<u>10.523</u>	
	<u>48.414</u>	<u>(21.675)</u>	<u>26.739</u>	<u>24.243</u>	<u>23.977</u>	

A movimentação do imobilizado está demonstrada a seguir:

	01.01.2011	31.12.2011	Adições	Baixas	Transferências	(-) Depreciação	31.12.2012
Em serviço	33.155	33.915		(1.452)	13.414		45.877
(-) Depreciação acumulada	(19.701)	(20.203)				(1.472)	(21.675)
Em serviço	10.523	10.531	5.420		(13.414)		2.537
	<u>23.977</u>	<u>24.243</u>	<u>5.420</u>	<u>(1.452)</u>	<u>-</u>	<u>(1.472)</u>	<u>26.739</u>

A Companhia calcula e contabiliza as quotas de depreciação para seus bens com aplicação das taxas, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 474, de 07 de fevereiro de 2012. As principais taxas anuais por atividade são:

Comercialização/Administração	Taxa anual de depreciação (%)
Edificações	3
Veículos	14,29
Equipamentos de informática	16,67

16. FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

Os empréstimos e financiamentos obtidos são reconhecidos pelo valor justo no recebimento dos recursos, líquido dos custos da transação e passam a ser mensurados pelo custo amortizado, sendo acrescido de encargos, juros e variações monetárias e/ou cambiais, incorridos. As obrigações com empréstimos e financiamentos estão demonstradas a seguir:

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

a) Composição

		31.12.2012			31.12.2011			31.12.2010		
		Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Moeda nacional										
Empresas do grupo										
Eletrobras	(1)	84.704	336.555 ^F	421.259	109.842	201.071	310.913	59.244	152.842	212.086
Instituições financeiras										
BNDES	(2)	195	^F	195	187	187	374	271	270	541
BIC	(4)	3.486	^F	3.486	6.067	3.034	9.101	5.821	7.000	12.821
Banco do Brasil	(4)				5.000		5.000	130		130
		3.681		3.681	11.254	3.221	14.475	6.222	7.270	13.492
Outros										
Faceal	(3)	7.619	14.084 ^F	21.703	6.385	20.494	26.879	5.342	25.331	30.673
		96.004	350.639	446.643	127.481	224.786	352.267	70.808	185.443	256.251
Moeda estrangeira										
Lloyds Bank	(5)	38	991 ^F	1.029	60	945	1.005	76	893	969
		38	991	1.029	60	945	1.005	76	893	969
Total geral		96.042	351.630	447.672	127.541	225.731	353.272	70.884	186.336	257.220

b) Detalhamento dos Financiamentos e empréstimos

(1) Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras

**Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012**

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

		31.12.2012									
		Taxa de juros (% a.a)	Circulante		Sub-total	Não circulante	Total	31.12.2011	01.01.2011		
			Encargos de dívidas	Principal							
Programa de Obras Realizadas											
Contrato	Data de assinatura										
ECF-1575/97-RGR	05/11/97	6,50+2,00	11	262	273	1.622	1.895	2.161	2.205		
ECF-1595/97-RGR	13/11/97	5,00+1,00	1	66	67	289	356	413	426		
ECF-1517/97-RGR	05/11/97	5,00+1,00	1	25	26	110	136	157	163		
ECF-1693/98-RGR	14/05/98	6,50+2,00	7	227	234	1.024	1.258	1.434	1.463		
ECF-1760/98-RGR	01/07/98	6,50+2,00	9	300	309	1.360	1.669	1.905	1.943		
ECF-1862/99-RGR	23/03/99	6,50+2,00	1	23	24	101	125	144	148		
ECF-1891/99-RGR	31/05/99	6,50+2,00		12	12		12	45	53		
ECF-1895/99-RGR	05/07/99	6,50+2,00		7	7		7	21	25		
ECF-1957/99-RGR	27/12/99	5,00+2,00	12	480	492	2.105	2.597	3.005	3.102		
ECF-1971/00-RGR	05/05/00	5,00+1,00	26	1.122	1.148	5.438	6.586	7.540	7.769		
ECF-2053/00-RGR	21/08/00	5,00+1,00	2	318	320	171	491	762	832		
ECF-1958/00-RGR	08/11/00	5,00+2,00			0		0	130	177		
ECF-2070/00-RGR	18/04/01	5,00+2,00	2	195	197	255	452	623	659		
ECF-2129/02-RGR	24/04/02	5,00+2,00	6	479	485	773	1.258	1.659	1.767		
ECF-2263/02-RGR	09/12/02	5,00+2,00	8	614	622	992	1.614	2.135	2.267		
ECFS-004/04-RGR	27/05/04	5,00+1,00	16	575	591	3.364	3.955	4.444	4.559		
ECF-2335/04-RGR	12/05/04	5,00+2,00	4	423	427	456	883	1.242	1.334		
ECF-2336/04-RGR	12/08/04	5,00+2,00	11	1.108	1.119	1.193	2.312	3.252	3.494		
ECF-2337/04-RGR	12/08/04	5,00+2,00	22	1.852	1.874	2.849	4.723	6.296	6.694		
ECF-2510/05-RGR	27/10/05	5,00+1,00	30	1.825	1.855	4.634	6.489	8.041	8.425		
ECFS-107/05-RGR	14/12/05	5,00+1,00	20	692	712	4.420	5.132	5.721	5.858		
ECF-2511/05-RGR	19/01/06	5,00+2,00	1	66	67	127	194	249	264		
ECF-2519/05-RGR	19/01/06	5,00+2,00	14	854	868	2.167	3.035	3.761	3.940		
ECF-2565/06-RGR	27/07/06	5,00+2,00	5	333	338	768	1.106	1.387	1.459		
ECF-2567/06-RGR	20/06/06	5,00+2,00	6	411	417	949	1.366	1.717	1.803		
ECF-2581/06-RGR	31/07/06	5,00+2,00	19	1.174	1.193	2.890	4.083	5.082	5.328		
ECFS-171/07-RGR	28/02/07	5,00+1,00	31	947	978	6.771	7.749	8.553	8.737		
ECF-2632/07-RGR	04/10/07	5,00+2,00	6	341	347	866	1.213	1.503	1.574		
ECF-2638/07-RGR	04/10/07	5,00+2,00	23	1.382	1.405	3.508	4.913	6.088	6.378		
ECF-2646/07-RGR	22/10/07	5,00+2,00	11	691	702	1.753	2.455	3.041	3.187		
ECF-2649/07-RGR	22/10/07	5,00+2,00	22	1.359	1.381	3.449	4.830	5.985	6.271		
ECFS-196/07-RGR	07/11/07	5,00+1,00	24	733	757	5.243	6.000	6.622	6.765		
ECFS-242/08-RGR	04/12/08	5,00+1,00	41	1.227	1.268	8.970	10.238	11.280	11.330		
			392	20.123	20.515	68.617	89.132	106.398	110.399		
Programa de Obras em Curso											
ECF-2543/06-RGR	04/04/06	5,00+2,00	12	732	744	1.857	2.601	3.216	1.985		
ECF-2647/07-RGR	22/10/07	5,00+2,00	17	1.044	1.061	2.650	3.711	3.202	866		
ECF-2922/11-RGR	05/04/11	5,00+2,00	141		141	22.679	22.820				
ECF-2940/11-RGR	28/07/11	5,00+2,00	97		97	15.506	15.603				
ECFS-2650/07-RGR	13/11/07	5,00+2,00	10	1.082	1.092	4.329	5.421	4.448	4.223		
ECFS-250/09-RGR	21/08/09	5,00+1,00	43	1.274	1.317	9.411	10.728	11.810	11.764		
ECFS-2867/10-RGR	12/08/10	5,00+2,00	104	5.002	5.106	17.315	22.421	10.114	10.134		
ECFS-2881/10-RGR	18/01/11	5,00+2,00	117	1.035	1.152	19.657	20.809	5.763			
ECFS-2825/11-RGR	12/05/10	5,00+1,00	11	67	78	3.744	3.822	1.241			
ECFS-326/12-RGR	04/06/11	5,00+1,00	6		6	1.175	1.181				
ECFS-311/10-RGR	09/11/10	5,00+1,00	27	684	711	6.155	6.866	6.867	3.800		
			585	10.920	11.505	104.478	115.983	46.661	32.772		
Outros Programas											
ECF-891/12-RO	03/10/12	SELIC+0,05	77	15.170	15.247		15.247				
ECF-2901/10 -BIRD	05/05/11	BIRD	194		194	69	263				
ECF-2987/11-RO	13/04/12	SELIC+0,05				15.000	15.000				
ECF-2761/09-RO	11/08/09	SELIC						1.377	9.840		
ECF-2860/10-RO	30/05/10	SELIC+0,05	59	3.068	3.127	8.495	11.622	14.271	14.158		
ECF-2876/10-RO	24/10/10	SELIC+0,05	1						14.817		
ECF-2880/10-RO	30/11/10	SELIC+0,05	62	3.250	3.312	9.000	12.312	15.119	15.000		
ECF-2900/10-RO	28/12/10	SELIC+0,05	77	3.020	3.097	12.080	15.177	15.220	15.100		
ECF-2917/11-RO	19/03/11	SELIC+0,05	76	3.000	3.076	12.000	15.076	15.119			
ECF-2971/11-RO	16/11/11	SELIC+0,05	232	5.309	5.541	40.199	45.740	45.865			
ECF-2976/11-RO	16/12/11	SELIC+0,05	258	11.887	12.145	23.775	35.920	35.662			
ECF-2950/11-RO	30/09/11	SELIC+0,05	60	5.452	5.512	6.292	11.804				
ECF-3027/12-RO	24/10/11	SELIC+0,05	173	1.260	1.433	36.550	37.983	15.221			
			1.269	51.416	52.684	163.460	216.144	157.854	68.915		
			2.246	82.459	84.704	336.555	421.259	310.913	212.086		

Estes recursos foram destinados a obras diversas, como obras de subtransmissão, iluminação pública, distribuição, eletrificação rural, combate a perdas, recuperação do sistema elétrica; bem como para capital de giro e devolução do programa luz para todos.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

(2) Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES

Refinanciamento de empréstimo para aplicação na expansão do sistema elétrico, incidindo spread de 8% ao ano sobre a TJLP. A amortização realizada em 240 parcelas mensais a partir de 01.01.1994.

31.12.2012									
Contrato	Data de Assinatura	Saldo	Taxa de Juros (%a.a.)	Moeda	Index.	P.R.*	Objetivo	31.12.2011	01.01.2011
Rolagem BNDES	01/01/94	195	TJLP+8	R\$	-	24	Expansão do sistema	374	541

* Prestações Restantes

(3) Fundação CEAL de Assistência Social e Previdência - FACEAL

Na condição de patrocinadora da Fundação, a Companhia atualizou a consolidação e repactuação da dívida acumulada até o exercício de 1996, junto àquela Fundação, decorrente de contribuições não liquidadas tempestivamente até então. O novo contrato assinado em 31.07.2005 prevê o pagamento da dívida em 120 parcelas e encargos com base na variação do INPC e juros de 1% ao mês sobre o saldo corrigido. A Companhia mantém o pagamento das parcelas rigorosamente atualizado.

31.12.2012									
Contrato	Data de Assinatura	Saldo	Taxa de Juros (%a.a.)	Moeda	Index.	P.R.*	Objetivo	31.12.2011	01.01.2011
FACEAL	31/07/05	21.703	12,68	R\$	INPC	43	Dívida	26.879	30.673

* Prestações Restantes

(4) Instituições financeiras

Banco da Indústria e Comércio - empréstimos contratados com o objetivo de capital de giro, amortizado em 36 parcelas mensais com vencimento final em 17/06/2013, atualizado pela taxa de juros de 5,91% a.a. + CDI.

Banco do Brasil – empréstimo contratado com o objetivo de capital de giro, sob a forma de conta garantida, atualizado pelo CDI/OVER, que se encerrou em 31.12.2012.

31.12.2012									
Contrato	Data de Assinatura	Saldo	Taxa de Juros (%a.a.)	Moeda	Index.	P.R.*	Objetivo	31.12.2011	01.01.2011
Banco do Brasil	26/06/07		CDI	R\$	-	1	Conta garantida	5.000	130
BIC	25/05/10	3.486	CDI+5,91	R\$	-	18	Conta garantida	9.101	12.821
		3.486						14.101	12.951

* Prestações Restantes

(5) Lloyd Bank

A reestruturação da dívida em moeda estrangeira, junto a Secretaria do Tesouro Nacional, de médio e longo prazo referente aos financiamentos sob amparo da Lei nº 4.131/1962 está demonstrada no quadro a seguir.

Nos bônus Discount Bond e Par Bond existem garantias depositadas nos valores de R\$ 68 e R\$ 95 em 31.12.2012 (em 31.12.2011 R\$ 62 e R\$ 87), respectivamente, contabilizados em outros ativos realizáveis em longo prazo.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

31.12.2012										
Contrato	Data de Assinatura	Saldo	Taxa de Juros		Moeda	Index.	P.R.*	Objetivo	31.12.2011	01.01.2011
			(%a.a.)							
Debt Conv.	31/12/97		7/8 de 1		US\$	dólar	1	Refinanciamento	25	67
C. Bond	31/12/97	57		4	US\$	dólar	5	Refinanciamento	88	110
Discount Bond	31/12/97	399	13/16 de 1		US\$	dólar	1	Refinanciamento	367	325
Par Bond	31/12/97	<u>573</u>		4	US\$	dólar	1	Refinanciamento	<u>525</u>	<u>467</u>
		1.029							1.005	969

* Prestações Restantes

c) Composição dos financiamentos e empréstimos por indexador

	31.12.2012			31.12.2011			01.01.2011		
	Varição no Período (%)	Valor	Part. (%)	Varição no Período (%)	Valor	Part. (%)	Varição no Período (%)	Valor	Part. (%)
Moeda nacional									
INPC	4,11	21.703	4,85	6,08	26.880	7,61	2,57	30.672	11,92
FINEL	1,39	4.815	1,08	1,00	5.534	1,57	0,63	5.689	2,21
RGR		201.634	45,04		148.471	42,03		137.482	53,45
SELIC/RO	(28,94)	214.809	47,98	(2,53)	156.906	44,42	0,09	68.915	26,79
Outros		<u>3.681</u>	<u>0,82</u>		<u>14.476</u>	<u>4,10</u>		<u>13.493</u>	<u>5,25</u>
		446.642	99,77		352.267	99,72		256.251	99,62
Moeda estrangeira									
Dólar	16,76	<u>1.030</u>	<u>0,23</u>	12,58	<u>1.005</u>	<u>0,28</u>	(1,65)	<u>969</u>	<u>0,38</u>
		447.672	100,00		353.272	100,00		257.220	100,00

d) Vencimento das parcelas não circulante dos financiamentos e empréstimos

	31.12.2012			31.12.2011	01.01.2011
	Moeda Nacional	Moeda Estrangeira	Total		
2012					38.815
2013				59.131	39.069
2014	94.817	19	94.836	56.772	35.322
2015	88.145		88.145	47.416	28.103
2016	64.946		64.946	24.833	16.437
2017	51.199		51.199	11.883	10.099
2018	32.621		32.621	8.779	8.235
Após 2018	18.912	971	19.883	16.917	10.256
	350.640	990	351.630	225.731	186.336

e) Mutações dos financiamentos e empréstimos

	31.12.2012		31.12.2011		01.01.2011	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Saldo no início do exercício	127.541	225.731	70.884	186.336	7.512	147.823
Ingressos	35.170	109.212	65.398	48.746	64.946	56.460
Encargos	8.998	822	8.607	1.024	5.729	466
Varição monetária	1.239	305	1.157	916	1.119	2.333
Transferências	(15.560)	15.560	11.291	(11.291)	15.179	(15.179)
Amortizações	(61.346)		(29.796)		(23.601)	(5.567)
	96.042	351.630	127.541	225.731	70.884	186.336

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

17. FORNECEDORES

	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>01.01.2011</u>
Encargos de uso do sistema de transmissão	7.525	6.158	5.788
Fornecedores de energia elétrica	46.850	32.597	35.513
Energia livre (*) (a)	3.174	2.953	2.743
Câmara de comercialização de energia elétrica - CCEE (**) (b)	30.279	6.994	515
Materiais e serviços (c)	37.748	32.129	46.266
	<u>125.576</u>	<u>80.831</u>	<u>90.825</u>

a) Energia Livre

Durante o período de racionamento houve comercialização de energia elétrica não contratada denominada energia livre. Entendendo-se como tal a energia ofertada no sistema elétrico não proveniente dos contratos iniciais, ou equivalentes, e nos contratos bilaterais. Através do Despacho nº 2.517, de 26 de agosto de 2010 a ANEEL fixou os montantes finais do Repasse de Energia Livre.

A composição do saldo está demonstrada a seguir:

	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>01.01.2011</u>
CCEE	2.125	1.977	1.867
Cemig	1.049	976	876
	<u>3.174</u>	<u>2.953</u>	<u>2.743</u>

b) CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Curto prazo - refere-se a créditos da comercialização de energia a curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, informados a partir da medição e registro da energia fornecida no sistema elétrico interligado. O saldo refere-se à contabilização de novembro (liquidado em janeiro/2013) e fatura de dezembro.

Mecanismo de Compensação de Sobra e Déficit – MCSD – Estabelecido pelo art. 29 do Decreto nº 5.163/2004, viabiliza a redução ou compensação dos valores de CCEARs (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado). O saldo refere-se à provisão da fatura de competência dezembro.

EER- Encargos de Energia de Reserva – Através do Decreto nº 6.353, de 16.01.2008, foi regulamentada a contração da EER. Conforme definição da CCEE “como a energia destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, provenientes de energia elétrica oriunda de empreendimentos de geração especificamente destinados a essa finalidade”. O saldo refere-se à contabilização da fatura de competência dezembro.

A composição do saldo está demonstrada a seguir:

	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2010</u>
CCEE curto prazo	20.769		424
CCEE MCSD	9.434	6.560	
Encargo de energia de reserva	76	434	91
	<u>30.279</u>	<u>6.994</u>	<u>515</u>

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

c) Materiais e Serviços

Corresponde às obrigações com fornecedores de materiais e prestadores de serviços contratados, de modo a realizar operações e manutenções do sistema de distribuição de energia elétrica para atender a área de concessão.

18. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

Ref.	31.12.2012		31.12.2011		01.01.2011	
	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>
ICMS	22.704		18.255		16.879	
ISS	990		729		919	
INSS e outras contribuições sociais	4.002		3.222		2.763	
FGTS	953		902		698	
PASEP	683		611		647	
COFINS	3.147		2.814		2.978	
Retenções	7.720		6.707		7.096	
IRPJ sobre empréstimos e terceiros	563		402		251	
Parcelamento INSS					172	
Programa excepcional - PAEX	(1) 3.057	8.009	2.927	10.599	2.788	12.889
	43.819	8.009	36.569	10.599	35.191	12.889

(1) Parcelamento excepcional – PAEX

O débito consolidado do PAEX está sendo pago em 120 e 130 parcelas mensais e consecutivas, iniciado em setembro de 2006, e atualizado pela variação da TJLP, das quais já foram liquidadas 76 parcelas. As regras do programa estabelecem como condição de permanência no mesmo a obrigatoriedade do pagamento regular de impostos e contribuições.

	31.12.2012			31.12.2011			01.01.2011		
	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>	<u>Total</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>	<u>Total</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>	<u>Total</u>
PAEX 120 meses	262	483	745	248	706	954	231	887	1.118
PAEX 130 meses	2.795	7.526	10.321	2.679	9.893	12.572	2.557	12.002	14.559
	<u>3.057</u>	<u>8.009</u>	<u>11.066</u>	<u>2.927</u>	<u>10.599</u>	<u>13.526</u>	<u>2.788</u>	<u>12.889</u>	<u>15.677</u>

A adesão ao Parcelamento Excepcional – PAEX, em 13/09/2006, teve como fatores determinantes às condições vantajosas determinadas pela Medida Provisória nº 351 de 29/06/2006, dentre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexado (SELIC - Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para TJLP – Taxa de Juros em Longo Prazo), os valores declarados correspondem a débitos de tributos e contribuições sociais à Secretaria da Receita Federal – SRF, conforme demonstrado a seguir:

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	31.12.2012			31.12.2011			01.01.2011		
	120 meses	130 meses	Total	120 meses	130 meses	Total	120 meses	130 meses	Total
PIS/PASEP		603	603		603	603		603	603
COFINS	1.430	19.474	20.904	1.430	19.474	20.904	1.430	19.474	20.904
	1.430	20.077	21.507	1.430	20.077	21.507	1.430	20.077	21.507
Período 29/09/06 à 30/09/11									
Atualizações - TJLP	301	2.918	3.219	351	3.135	3.486	353	3.090	3.443
Amortização	(986)	(12.674)	(13.660)	(827)	(10.640)	(11.467)	(665)	(8.608)	(9.273)
	745	10.321	11.066	954	12.572	13.526	1.118	14.559	15.677

19. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

Contabilização da estimativa das obrigações em potencial referentes a férias e encargos devidas aos empregados, sem prejuízo da remuneração mensal, na vigência do contrato de trabalho, e dos encargos sociais incidentes sobre as obrigações trabalhistas, provisionadas e contabilização dos impostos calculados sobre a receita gerada pelo valor novo de reposição.

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Férias	9.108	8.254	7.484
Encargos sobre férias	3.519	3.037	2.754
	12.627	11.291	10.238

20. OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

		31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Contribuição de iluminação pública	(a)	16.256	13.807	11.171
Devolução recursos CDE-PLpT	(b)	17.942	16.504	14.690
		34.198	30.311	25.861

a) Contribuição de iluminação pública – CIP

Tributo que incide sobre a prestação do serviço de iluminação pública, efetuada pelos Municípios, no âmbito do seu território, instituído pelo Art. 149-A da Constituição Federal. Estas contribuições são cobradas nas contas de energia e quando arrecadadas são repassadas as Prefeituras Municipais.

b) Devolução de recursos CDE – PLpT

Refere-se a valores recebidos e não utilizados no Programa Luz para Todos através do ECFS-171/2007 – 3º Tranche, cuja devolução é feita através de confissão de dívida entre a Companhia e a Eletrobras.

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Saldo no início do exercício	16.504	14.690	9.155
Variação monetária	1.438	1.814	5.535
Saldo no fim do exercício	17.942	16.504	14.690

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

21. BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

		31.12.2012		31.12.2011		01.01.2011	
		Não		Não		Não	
		Circulante	circulante	Circulante	circulante	Circulante	circulante
Avaliação atuarial CVM 600	(a)	3.327	127.931	16.912	51.200	2.937	28.800
Contribuição suplementar da patrocinadora	(b)	3.310	9.966	2.695	12.258	2.704	14.084
		6.637	137.897	19.607	63.458	5.641	42.884

A Companhia instituiu um programa de benefícios complementares aos concedidos pelo Regime Geral da Previdência Social, cuja administração cabe à Fundação CEAL de Assistência Social e Previdência - FACEAL, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, caracterizada como entidade fechada de previdência complementar, instituída e patrocinada pela Companhia, conforme exigências da legislação brasileira.

Os benefícios previdenciários concedidos pela FACEAL nos termos do regulamento são:

- Suplementação de aposentadoria por invalidez
- Suplementação de aposentadoria por tempo de serviço
- Suplementação de aposentadoria por idade
- Suplementação de pensão por morte
- Suplementação de aposentadoria especial e de ex-combatente
- Suplementação de abono anual

Esses benefícios são garantidos através de dois planos: o primeiro, mais antigo, que tem a característica de Plano de Benefício Definido – Plano BD, que garante renda vitalícia aos beneficiários. O outro, com a característica de Plano de Contribuição Definida – Plano CD, iniciado a partir de 2008, garante rendas por prazos definidos de acordo com a capitalização ocorrida no período de atividade.

Quanto ao programa diretamente gerenciado pela Companhia em benefício de antigos empregados não beneficiários da FACEAL, há a concessão de um pecúlio por morte e a cobertura de gastos com assistência médica, envolvendo uma população fechada. A avaliação desse programa especial foi efetuada com base no valor presente da reserva matemática correspondente aos benefícios em favor dessa população. Tendo em vista a anterioridade da população e sua característica fechada, a Tábua de Mortalidade adotada nesse programa especial foi a AT-83.

Os ativos dos planos CD e BD são mantidos separadamente daqueles da Companhia e são contabilizados e controlados pela FACEAL.

Os registros contábeis e as notas explicativas, decorrentes dos cálculos atuariais, foram consignados com base no laudo atuarial emitido por atuário independente.

21.1 Plano CD

O plano CD, por sua vez, oferece basicamente os mesmos benefícios do Plano BD, abaixo descrito, entretanto sem paralelo direto com os salários da atividade. Constitui um plano de acumulação de poupanças durante a fase da vida ativa na companhia, com reversão em renda de aposentadoria.

Esse regime contributivo estabelece aportes mensais por parte de empregados e da empresa, com base em plano de custeio atuarial pré-concebido. Considerada a característica desse plano, o regime é mantido em permanente equilíbrio, com cotizações individuais balizadas pelo valor dos ativos financeiros, não gerando a obrigação pós-emprego.

Em 31 de dezembro de 2012, as contribuições feitas pela Companhia, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 6.554 (31.12.2011 - R\$ 6.670).

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

21.2 Plano BD

Em resumo, no plano BD, os benefícios são concedidos com base no salário de atividade. O programa garante a concessão de um patamar mínimo de renda.

O perfil populacional dos participantes do Plano BD está abaixo demonstrado:

DADOS POPULACIONAIS	2012	2011
1. Participantes ativos		
1.1. Participantes - nº	26	28
1.2. Idade Média	48	48,1
1.3. Serviço Creditado (total)	21,6	20,6
1.4. Tempo para Aposentadoria	11,8	13
1.5 Salário Médio em R\$	2.600,37	2.615,16
2. Aposentados		
2.1. Participantes Aposentados - nº	333	338
2.2. Idade Média	68	67
2.3. Benefício Médio em R\$	1.521,15	1.420,03
3. Pensionistas		
3.1. Participantes Pensionistas - nº	166	160
3.2. Idade Média	61,3	59,7
3.3. Benefício Médio em R\$	563,18	531,16
População Total	525	526

21.2.1 Termos de compromissos

Dívidas contratadas

A Companhia, em razão de insuficiência de cobertura das obrigações decorrentes de direitos relativos ao tempo de serviço já completado pelos beneficiários até a data deste balanço, subscreveu, com a entidade de previdência privada administradora do programa, um Contrato de Dívidas cujos saldos devedores na data de 31/12/2012, 31/12/2011 e 01/01/2011 eram respectivamente R\$ 13.276, R\$ 14.953 e R\$16.788.

Essa dívida está sendo amortizada em 100 parcelas, a partir de setembro de 2008, sendo compensada com os resultados atuariais do programa a cada ano.

21.3 Efeitos do Plano BD e Assistência Saúde

21.3.1 Hipóteses Atuariais e Econômicas

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

Hipóteses Econômicas		
	2012	2011
Taxa anual de juro atuarial real (i)	3,22%	5,38%
Taxa anual de inflação projetada	4,89%	4,50%
Taxa anual real de evolução salarial	2,00%	2,00%
Taxa anual real de evolução custos médicos	3,50%	1,00%
Taxa real de evolução de benefícios	0,00%	0,00%
Taxa real de evolução de benefícios do regime geral	0,00%	0,00%
Fator de capacidade (benefícios e salários)	98%	100%
Hipóteses Atuariais		
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-83	AT-83
Tábua de invalidez	Light fraca	Light fraca
% de casados na data de aposentadoria	95%	95%
Diferença de idade entre homens e mulheres	4 anos	4 anos

A taxa global de retorno esperada corresponde à média ponderada dos retornos esperados das várias categorias de ativos de cada plano. A avaliação do retorno esperado realizada pela Administração tem como base as tendências históricas de retorno e previsões dos analistas de mercado para o ativo durante a vida da respectiva obrigação. O atual retorno dos ativos do plano BD foi de R\$ 33.403 (R\$ 15.567 em 2011, R\$ 14.342 em 2010).

(i) Taxa de juros de longo prazo

A definição dessa taxa considerou a prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios, no chamado conceito de *Duration*.

21.3.2 Movimentação dos planos de benefícios

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

Descritivo	31.12.2012		
	Plano BD	Saúde	Total
Alterações nas obrigações			
Obrigações com benefícios projetados no início do exercício	89.457	68.112	157.569
Custo do serviço	(404)		(404)
Contribuição de participantes	472		472
Custo dos juros	9.041	1.760	10.801
Benefícios pagos/adiantados	(7.431)	(3.805)	(11.236)
Perdas atuariais	20.978	65.191	86.169
Obrigações com benefícios projetados no fim do exercício	112.113	131.258	243.371
Alterações nos ativos financeiros			
Valor justo dos ativos no início do exercício	160.062		160.062
Retorno esperado dos investimentos	15.889		15.889
Contribuições patronais	4.148	3.805	7.953
Contribuições de participantes do plano	507		507
Benefícios pagos/adiantados	(7.431)	(3.805)	(11.236)
Perdas atuariais	17.514		17.514
Valor justo dos ativos no fim do exercício	190.689		190.689
Estado de cobertura no final do exercício	78.576	(131.258)	(52.682)
Restrição ao Reconhecimento de Ativos	(78.576)		(78.576)
Termo de consolidação de dívidas	(13.276)		(13.276)
Obrigações reconhecidas no final do exercício	(13.276)	(131.258)	(144.534)
Custo Periódico Líquido (resultado)			
Custo do serviço corrente	(404)		(404)
Custo dos juros	9.041	1.760	10.801
Retorno esperado dos ativos financeiros	(15.889)		(15.889)
Total do Custo Periódico Líquido	(7.252)	1.760	(5.492)

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

Descritivo	31.12.2011		
	Plano BD	Saúde	Total
Alterações nas obrigações			
Obrigações com benefícios projetados no início do exercício	104.430	31.737	136.167
Custo do serviço	49		49
Custo dos juros	9.406	2.534	11.940
Benefícios pagos/adiantados	(6.953)	(1.081)	(8.034)
(Ganhos) ou perdas atuariais	(17.475)	34.922	17.447
	89.457	68.112	157.569
Alterações nos ativos financeiros			
Valor justo dos ativos no início do exercício	147.009		147.009
Retorno esperado dos investimentos	13.977		13.977
Contribuições patronais	3.944	1.082	5.026
Contribuições de participantes do plano	495		495
Benefícios pagos/adiantados	(6.953)	(1.082)	(8.035)
Ganhos atuariais	1.590		1.590
	160.062		160.062
Estado de cobertura no final do exercício			
	70.605	(68.112)	2.493
Restrição ao Reconhecimento de Ativos	(70.605)		(70.605)
Termo de consolidação de dívidas	(28.056)		(28.056)
Dívida financeira	13.103		13.103
	(14.953)	(68.112)	(83.065)
Custo Periódico Líquido (resultado)			
Custo do serviço corrente	(28)		(28)
Custo dos juros	9.406	2.534	11.940
Retorno esperado dos ativos financeiros	(13.977)		(13.977)
	(4.599)	2.534	(2.065)

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

Descritivo	01.01.2011		
	Plano BD	Saúde	Total
Alterações nas obrigações			
Obrigações com benefícios projetados no início do exercício	88.558	18.852	107.410
Custo do serviço	78		78
Custo dos juros	7.799	1.683	9.482
Benefícios pagos/adiantados	(6.583)	(1.547)	(8.130)
Perdas atuariais	14.578	12.749	27.327
Obrigações com benefícios projetados no fim do exercício	104.430	31.737	136.167
Alterações nos ativos financeiros			
Valor justo dos ativos no início do exercício	139.098		139.098
Retorno esperado dos investimentos	11.575		11.575
Contribuições patronais	65	1.547	1.612
Contribuições de participantes do plano	87		87
Benefícios pagos/adiantados	(6.583)	(1.547)	(8.130)
Perdas atuariais	2.767		2.767
Valor justo dos ativos no fim do exercício	147.009		147.009
Estado de cobertura no final do exercício			
Restrição ao Reconhecimento de Ativos	(42.580)	(31.737)	(42.580)
Termo de consolidação de dívidas	(31.769)		(31.769)
Dívida financeira	14.982		14.982
Obrigações reconhecidas no final do exercício	(16.788)	(31.737)	(48.526)
Custo Periódico Líquido (resultado)			
Custo do serviço corrente	(10)		(10)
Custo dos juros	7.799	1.683	9.482
Retorno esperado dos ativos financeiros	(11.575)		(11.575)
Total do Custo Periódico Líquido	(3.786)	1.683	(2.103)

As principais categorias de ativos do plano no final do período de relatório e que impactam o retorno dos ativos do plano são apresentadas a seguir:

Descritivo	2012	2011	2010
Valores disponíveis imediatos	70	198	165
Realizáveis previdenciários	20	14.395	15.528
Investimentos em ações		162.847	
Investimentos em fundos	184257		146.659
Empréstimos e financiamentos	3.080	3.354	3.995
Outros	4.223	4.223	4.224
(-) Exigíveis previdenciários	(820)	(24.828)	(23.404)
(-) Exigíveis de investimentos	(141)	(127)	(158)
Total dos ativos	190.689	160.062	147.009

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

21.3.3 Resumo dos impactos reconhecidos em outros resultados abrangentes

Outros Resultados Abrangentes (ORA)

acumulados	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Plano Previdenciário	34.351	22.951	16.242
Programa de Saúde	112.864	47.672	12.749
Total	147.215	70.623	28.991

Ganhos atuariais reconhecidos em ORA no exercício

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Ganhos atuariais do exercício			
Plano Previdenciário	11.400	6.709	2.601
Programa de Saúde	65.192	34.923	12.749
Total	76.592	41.632	15.350

21.3.4 Contribuições patronais esperadas para o próximo exercício

A Companhia espera contribuir com R\$ 547 para o plano de benefícios definidos durante o próximo exercício.

21.3.5 Efeitos da variação de um ponto percentual nas taxas de tendência dos custos médicos

Variação nas taxas de custos médicos	2012
Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Aumento 1%	2.336
Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Redução 1%	1.916
Efeito na obrigação de benefício definido - Aumento 1%	28.257
Efeito na obrigação de benefício definido - Redução 1%	(23.175)

21.3.6 O histórico dos ajustes pela experiência do plano de benefício definido está apresentado a seguir:

	2012	2011	2010	2009
Valor presente da obrigação de benefícios definidos	112.113	89.457	104.430	88.558
Valor justo dos ativos do plano	(190.689)	(160.062)	(147.009)	139.098
Superávit	(78.576)	(70.605)	(42.579)	50.540
Ajustes pela experiência nos passivos do plano	20.979	(17.475)	14.578	(3.631)
Ajustes pela experiência nos ativos do plano	17.514	1.590	2.767	727

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

22. ENCARGOS SETORIAIS

		<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>01.01.2011</u>
Quota para RGR	(a)		3.305	2.147
Quota para CCC		1.724	2.848	2.508
Quota para CDE		539	473	425
Proinfa				827
Variação da quota RGR	(b)		4.769	1.232
Taxa de fiscalização		158	141	135
		<u>2.421</u>	<u>11.536</u>	<u>7.274</u>

- a) A variação da quota RGR decorre da extinção do encargo estabelecida pelo Despacho nº 34, de 10 de janeiro de 2013;
- b) A variação da quota RGR no exercício de 2011 corresponde à diferença a menor apurada nos recolhimentos da Reserva Global de Reversão - RGR, referente aos exercícios de 2010 e 2011; No exercício de 2012 com a extinção da quota, foi revertido todo o valor provisionado.

23. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

	<u>31.12.2012</u>		<u>31.12.2011</u>		<u>01.01.2011</u>	
	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>
P&D - FNDCT	136		238		237	
P&D - MME	68		119		119	
Ressarcimento ICMS	199		343		987	
P&D - Recursos a aplicar	5.095	10.473	4.715	8.797	4.000	7.326
PEE - Recursos a aplicar	4.415	5.871	5.099	1.984	5.700	13.185
	<u>9.913</u>	<u>16.344</u>	<u>10.514</u>	<u>10.781</u>	<u>11.043</u>	<u>20.511</u>

Programa de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento

São programas de reinvestimentos exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar 1% de sua receita operacional líquida para esses programas, conforme Resolução nº 300/2005.

Ressarcimento ICMS

Provisão dos recursos para custear o ressarcimento de Estados e Municípios que tiverem perda de receita, decorrente da arrecadação de Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação - ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados para geração de energia elétrica, nos vinte e quatro meses seguintes à interligação dos respectivos Sistemas Isolados ao Sistema Interligado Nacional - SIN, conforme determinação da ANEEL através da Resolução Normativa nº 410, de 24 de agosto de 2010, com vigência até 31 de dezembro de 2012.

O saldo não aplicado dos Programas é atualizado mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento, deduzidos dos valores aplicados nas ODS, até o momento efetivo do encerramento do projeto, com base na taxa SELIC, conforme Resolução ANEEL nº 300/2008.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

24. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

As provisões para contingências são baseadas na estimativa da opinião dos nossos consultores jurídicos das possíveis indenizações por ações cíveis, tributárias e trabalhistas que se acham em tramitação em diversas instâncias de decisão judicial.

	Ref.	Probabilidade de perda provável		
		31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Trabalhistas	(1)	19.281	23.213	20.523
Cíveis	(2)	37.890	28.401	21.464
Tributárias	(3)	36.855	35.266	35.101
		94.026	86.880	77.088

	Ref.	Probabilidade de perda possível		
		31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Trabalhistas	(1)	18.761	15.248	6.268
Cíveis	(2)	94.217	87.534	44.957
Tributárias	(3)	1.083	1.052	1.008
		114.061	103.834	52.233

a) Mutações das provisões para contingências:

	01.01.2011	31.12.2011	Constituição	Pagamento / reversão	31.12.2012
Trabalhistas	20.523	23.213	2.048	(5.980)	19.281
Cíveis	21.464	28.401	9.665	(176)	37.890
Tributárias	35.101	35.266	1.589		36.855
	77.088	86.880	13.302	(6.156)	94.026

b) Quantidade de processos judiciais em andamento:

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Juizados especiais	1.607	1.307	994
Justiça do trabalho	988	1.030	858
Justiça estadual	1.462	1.258	1.123
Justiça federal	54	52	53
Outros	727	715	688
	4.838	4.362	3.716

(1) Trabalhistas

Nesse agrupamento, a Companhia figura nos processos basicamente na qualidade de Ré, vez que geralmente o que se discute na Justiça do Trabalho são diversas ações movidas contra a Companhia por ex-empregados, empregados do quadro atual e terceirizados, envolvendo principalmente: adicional de periculosidade, diferença de adicional de periculosidade, diferença salariais, férias, férias proporcionais, gratificação de função, horas extras, verbas rescisórias, plano Bresser, multa compensatória de 40% sobre saldo dos expurgos inflacionários depositados em conta vinculada de ex-obreiros, indenização por danos morais decorrentes de acidentes de trabalho e reintegração de demitidos.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Provável	19.281	23.213	20.523
Possível	18.761	15.248	6.268
Remota	1.765	1.534	1.373
	39.807	39.995	28.164

PLANO BRESSER

O Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado de Alagoas, na qualidade de substituto processual, aforou reclamação trabalhista em favor dos empregados da Companhia, visando o recebimento de supostas diferenças salariais, ocorridas em virtude da implantação do denominado "Plano Bresser" (Decreto-Lei nº 2.335/87).

O pedido teve amparo perante a Egrégia Segunda Junta de Conciliação e Julgamento de Maceió-AL, decisão esta confirmada pelo Tribunal Regional do Trabalho da 19ª Região, estando a decisão transitado em julgado.

Ocorre que, na execução da sentença, o Juízo da 2ª Vara do Trabalho de Maceió entendeu a época que não deveria haver limitação a data-base da categoria, o que extraordinariamente oneraria a execução.

Daí o risco avaliado de perda ser provável quanto a avaliação de perda limitada a data base, pois o julgamento da limitação da data-base da categoria dar-se-á com a continuidade da execução.

Conforme a OJ/TST (SDI i) Nº 262, não ofende "à coisa julgada a limitação à data-base da categoria, na fase executória, da condenação ao pagamento de diferenças salariais decorrentes de planos econômicos".

O pagamento de diferenças salariais foi limitado à data base através da Súmula 322 do TST que estabelece: os reajustes salariais decorrentes dos chamados "gatilhos" e URPs, previstos legalmente como antecipação, são devidos tão somente até a data-base de cada categoria.

Ressalta-se que entre as medidas judiciais cabíveis, foram apresentados Embargos à Execução, o que permitiria o exame da limitação dos cálculos à data base da categoria, procedimento também adotado pela Advocacia Geral da União.

Acrescente-se a isso o fato de a União ter ingressado no feito como assistente, o que reforça a defesa da Companhia na busca pela limitação à data base, bem como a decisão datada de 15 de março de 2011, do TRT da 19ª Região, proc. 251900.68.5.19.1989.0002, da Companhia de Abastecimento de Águas e Saneamento de Alagoas – CASAL, que houve a limitação à data base. A Companhia tem constituída provisão para contingências em relação a esse assunto, no montante de R\$ 3.583.

(2) Cíveis

Nas ações cíveis o maior número de processos diz respeito à recuperação de crédito (cobrança, execução etc.), estando à Companhia no pólo ativo da demanda, e a responsabilidade civil (indenizações por danos materiais, morais etc.), quando a Companhia figura no pólo passivo da relação processual.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	Ref.	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Probabilidade de perda Provável				
Indenização	(a)	17.206	12.731	10.110
Repetição de indébito	(d)	57	57	58
Execução fiscal/embargos	(e)	417	397	8
Juizados especiais	(f)	16.801	12.010	7.843
Outros	(g)	3.409	3.206	3.445
		<u>37.890</u>	<u>28.401</u>	<u>21.464</u>
Probabilidade de perda Possível				
Indenização	(a)	13.869	15.998	16.621
Ação civil pública	(b)	54.277	54.778	12.791
Revisional de contratos	(c)	35	11	21
Repetição de indébito	(d)	56	61	61
Execução fiscal/embargos	(e)	393	402	402
Juizados especiais	(f)	1.491	1.597	1.587
Outros	(g)	24.096	14.687	13.474
		<u>94.217</u>	<u>87.534</u>	<u>44.957</u>
Probabilidade de perda Remota				
Indenização	(a)	4.325	6.296	6.141
Ação civil pública	(b)	10	10	26
Repetição de indébito	(d)	1.221	1.321	1.321
Execução fiscal/embargos	(e)	3.114	3.237	658
Juizados especiais	(f)	350	310	288
Outros	(g)	1.320	29.527	26.999
		<u>10.340</u>	<u>40.701</u>	<u>35.433</u>

(a) Indenização: agrupamento dos processos que envolvem pedido de indenização por danos morais ou materiais. Os fatos geradores mais comuns são: acidentes nos sistemas de transmissão de energia elétrica do Sistema Elétrico de Potência, com ou sem óbito; defeitos na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica, com danificação de aparelhos elétricos dos consumidores; interrupção indevida do fornecimento de energia elétrica; inclusão indevida do consumidor nos cadastros de inadimplentes.

(b) Ação Civil Pública: agrupamento das ações que envolvem a suposta coação ilegal de autoridade revestida nas atribuições do poder concedente (interrupção do fornecimento de energia elétrica, negativa de ligação de consumidor ao Sistema Elétrico de Potência etc.) e as ações de interesse público, que induzem à participação do Ministério ou Defensoria Pública (defesa de direitos coletivos difusos).

(c) Revisional de Contratos: agrupamento das ações propostas pelos consumidores que entendem existir algum problema ou erro com o contrato firmado com a concessionária.

(d) Repetição de Indébito: agrupamento de ações propostas com consumidores que alegam ter pago à concessionária mais do que era efetivamente devido, e através das referidas ações, pedem a devolução do pagamento supostamente indevido.

(e) Execução fiscal/Embargos: agrupamento das ações propostas pelas Fazendas Públicas (Municipal, Estadual e Federal) objetivando cobrar da concessionária eventuais dívidas, em geral de natureza tributária.

(f) Juizados especiais: ações cíveis tramitando no Juizado Especial no montante estimado de R\$ 13.917, sendo R\$ 12.010 avaliados como de perda provável. Referem-se a: cancelamento de dívida, declaração de nulidade, indenização por danos morais, indenização por danos materiais, renegociação de dívida, repetição de indébito, revisão de consumo.

(g) Outros: agrupamento das demais ações não incluídas nos tópicos nominados especificamente seja na esfera administrativa (PROCON, Procuradorias etc.), seja na esfera judicial.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

(3) Tributárias

	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>01.01.2011</u>
Causas tributárias	36.855	35.266	35.101
	<u>36.855</u>	<u>35.266</u>	<u>35.101</u>

ICMS Baixa Renda

Apesar da demanda em epígrafe se tratar ainda de lide administrativa, sem interferência do Judiciário, destacamos sua importância.

- Auto de Infração nº 99.78026-002 – a SEFAZ notificou a Companhia para a falta de recolhimento do ICMS da subclasse Baixa Renda, porém, relativa ao período de 2003 a 2005, sendo argüida perante a autoridade administrativa preliminar de decadência, desta vez, referente ao período de janeiro a maio de 2003. Defesa apresentada em 29.07.2007. A 2ª Câmara do Conselho acolheu a preliminar de decadência referente ao período de janeiro a junho/2003, conforme Acórdão nº P-289/2011 de 01.12.2011.
- Interpusemos Recurso Especial Administrativo junto a SEFAZ, porém o resultado do julgamento foi mantido, não existindo mais qualquer recurso administrativo.
- Diante da situação apresentada, ajuizamos Ação Anulatória de Lançamento Fiscal com pedido de antecipação de tutela, que tomou o número 0703653-52.2011.8.02.0001 e tramita na 17ª Vara Cível de Maceió - AL. A antecipação de tutela foi negada, decisão contra a qual interpusemos recurso de agravo de instrumento.
- Agravo de instrumento nº 2012.001209-5 de 23/08/2012, determinando suspensão da exigibilidade do crédito tributário.

Em 31 de dezembro de 2012, a Companhia possui provisão constituída no montante de R\$ 36.855 em relação a esse assunto.

Imposto sobre transmissão causa mortis e doação

Imposto cobrado pela Secretaria Executiva da Fazenda quando do recebimento de bens, a título de doações, feitas por consumidores.

- Auto de Infração nº 062052, lavrado em 22/11/2004, referente aos meses de janeiro, junho, setembro, outubro, novembro e dezembro de 1998, resultando no Processo nº 1500.33881/2004. Como não existe previsão legal para os exercícios de 1999 a 2003, conforme Decisão nº 15.723/08, conclui-se que o mesmo se aplica ao exercício de 1998, portanto, este foi considerado como improcedente. Foi obtida Decisão Administrativa nº 18.617/12, concluindo-se pela extinção do crédito tributário em face da decadência. Atualmente, o processo está aguardando julgamento do Conselho de Contribuintes, sendo o valor atualizado até 31 de dezembro de 2012 de R\$ 734.
- Auto de Infração nº 062057, lavrado em 22/11/2004, referente ao período de fevereiro a dezembro de 1999; janeiro, março, abril, junho, julho, agosto, novembro e dezembro de 2000; exercício de 2001; de fevereiro a dezembro de 2003; janeiro, fevereiro, março, abril, junho, julho, agosto e setembro de 2004, que resultou no processo nº 1500.34028/2004. Através da defesa apresentada em 17/12/2004, o auto foi considerado parcialmente procedente por falta de previsão legal de alíquota para os exercícios de 1999 a 2003, sendo considerado apenas o ano de 2004. Nova defesa foi apresentada ao Conselho de contribuinte em 17/10/2008. A Companhia efetuou depósito em juízo em 02/07/2010. A exigibilidade do crédito tributário está suspensa em razão do depósito judicial realizado. O processo está pendente de prolação de sentença, sendo o valor atualizado do depósito em 31 de dezembro de 2012 de R\$ 349.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Em 31 de dezembro de 2012, os consultores jurídicos da Companhia classificaram essa lide como de possibilidade de perda possível.

25. OUTROS

	31.12.2012		31.12.2011		01.01.2011	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Consumidores	(a) 908	3.305	667	3.305	676	3.305
Contribuição patrocinadora	933		967		706	
Cauções em garantia	784		418		835	
Programa de redução consumo de energia elétrica	2.409		2.409		2.409	
Folha de pagamento	(b) 7.821		7.929		5.652	
Multas ANEEL e ARSAL	(c) 8.471		6.021		7.331	
Encargos tarifários	450		517		522	
Provisões operacionais	7.857					
Provisão fatura auxílio alimentação	1.888		2.724		1.254	
Outros	1.613	981	1.341	981	3.529	980
	33.134	4.286	22.993	4.286	22.914	4.285

a) Consumidores

Referem-se a pagamento em duplicidade de contas de energia pelos consumidores, e participação financeira do consumidor em obras.

b) Folha de pagamento

O detalhamento desta conta está assim composto:

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Folha de pagamento	3.110	4.059	2.652
Tributos e contribuições retidos na fonte	2.049	1.862	1.458
Consongações	2.662	2.008	1.542
	7.821	7.929	5.652

c) Multas ARSAL e ANEEL

A Companhia foi autuada pela ANEEL em decorrência de procedimentos irregulares ocasionados por descumprimento às resoluções vigentes que regulam o setor. As multas estão assim detalhadas (*):

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011	Descrição
AI 079/2009			3.426	Fiscalização Técnico Comercial, valor pago em 12.05.2011
AI 001/2004	1.873	1.727	1.156	Fiscalização Técnico Comercial estornado em 2010
AI 001/2009			753	Fiscalização Técnico Comercial, valor pago em 08.10.2011
AI 002/2009			31	Metas universalização e LPT, valor pago em 03.06.2011
AI 001/2010			443	Certificação do processo de apuração e cálculo dos indicadores de Continuidade individuais e coletivos, valor
AI 002/2010	649	649	1.195	Fiscalização dos indicadores de continuidade (DIC*, FIC* e DMIC*) dos anos de 2006, 2007 e 2008- Pagamento parcela em 12 vezes com início em dezembro/12
AI 118/2010			327	Metas mensais dos índices INS, lab e ICO, referente aos meses de set, out, e nov de 2009, valor pago em 03.06.2011
AI 001/2011	2.968	2.733		Fiscalização Técnico Comercial ano 2011
AI 002/2011	980	912		Metas mensais dos índices INS, lab e ICO, referente ao exercício de 2010
AI 002/2012	2.001			Fiscalização Técnico Comercial ano 2012
	8.471	6.021	7.331	

*DIC – Duração de interrupção individual por unidade consumidora, FIC – Frequência de interrupção individual por unidade consumidora.

(*) Para todos os autos a Companhia apresentou recursos administrativos, cujas penalidades foram mantidas pelo Órgão Regulador.

26. ADIANTAMENTOS PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL - AFAC

Referem-se a aporte de recursos pela Eletrobras para cobertura de déficit operacional e são atualizados monetariamente até a efetiva capitalização no montante de R\$ 176.514 (2011 – R\$ 186.354), ficando assim a composição:

Adiantamentos	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Saldo corrigido Res. 105/2004 de 16.02.2004	2.242	2.066	1.852
Saldo corrigido Res. 394/2005 de 25.05.2005	2.266	2.089	1.871
Saldo corrigido Res. 1706/2005 de 23.08.2005	2.616	2.411	2.160
Saldo corrigido Res. 896/2005 de 04.10.2005	1.939	1.788	1.602
Resolução 309/2011 de 14.04.2011	102.451	89.000	
Resolução 581/2012 de 09.07.2012	40.000		
Resolução 760/2012 de 30.08.2012	15.000		
Resolução 968/2012 de 06.12.2012	10.000		
	176.514	97.354	7.485

27. CAPITAL SOCIAL

Na Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 17 de dezembro de 2010, foi aprovado o aumento do capital social no valor de R\$ 525.484 mil com os créditos de adiantamento para futuro aumento de capital das Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras.

A composição acionária após a integralização do capital social passou a ser:

	31.12.2012					
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total	
	Quant.*	(%)	Quant.*	(%)	Quant.*	(%)
Eletrobras	516.593	100,00	8.891	100,00	525.484	100,00

* - quantidades em milhares de ações

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

As ações ordinárias, na forma nominativa e escritural, têm direito de voto, na proporção de um voto por ação, ou o direito ao voto múltiplo, nos casos e na forma previstos em lei. As ações preferenciais, conforme estatuto social é assegurado um dividendo mínimo prioritário e cumulativo de 10% ao ano, calculado sobre o valor do capital integralizado, relativo a essa classe de ações.

28. PREJUÍZO POR AÇÃO

a) Básico

O prejuízo básico por ação é calculado mediante a divisão do prejuízo atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias emitidas, excluindo as ações ordinárias compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria.

	01.01.2011		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo atribuível aos acionistas da Companhia	(43.301)	(820)	(44.121)
Média ponderada da quantidade de ações básicas	516.593	8.891	525.484
10% a mais para dividendos		889	889
Prejuízo básico por ação	<u>(0,08)</u>	<u>(0,09)</u>	<u>(0,08)</u>

	31.12.2011		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo atribuível aos acionistas da Companhia	(47.569)	(971)	(48.540)
Média ponderada da quantidade de ações básicas	516.593	8.891	525.484
10% a mais para dividendos		889	889
Prejuízo básico por ação	<u>(0,09)</u>	<u>(0,11)</u>	<u>(0,09)</u>

	31.12.2012		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo atribuível aos acionistas da Companhia	(82.151)	(1.677)	(83.828)
Média ponderada da quantidade de ações básicas	516.593	8.891	525.484
10% a mais para dividendos		1.927	1.927
Prejuízo básico por ação	<u>(0,16)</u>	<u>(0,19)</u>	<u>(0,16)</u>

b) Diluído

O prejuízo diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação, para presumir a conversão de todas as ações ordinárias potenciais diluídas. A Companhia tem apenas uma categoria de ações ordinárias potenciais diluídas: AFAC. De acordo com o cálculo efetuado pela administração, as ações potenciais são antidiluidoras, pois sua conversão em ações ordinárias e preferenciais diminui o prejuízo por ação, portanto, o prejuízo por ação diluído é igual ao prejuízo por ação básico apresentado acima.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	01.01.2011		
	Ordinárias	Preferencias	Total
Prejuízo atribuível aos acionistas da Companhia	(43.301)	(820)	(44.121)
Média ponderada da quantidade de ações básicas	353.841	6.090	359.931
Média ponderada da quantidade de ações diluidoras	500.459	8.613	509.072
10% a mais para dividendos		1.470	1.470
Prejuízo básico por ação	<u>(0,05)</u>	<u>(0,06)</u>	<u>(0,12)</u>

	31.12.2011		
	Ordinárias	Preferencias	Total
Prejuízo atribuível aos acionistas da Companhia	(47.569)	(971)	(48.540)
Média ponderada da quantidade de ações básicas	516.594	8.891	525.485
Média ponderada da quantidade de ações diluidoras	544.633	889	545.522
10% a mais para dividendos	(0,04)	(0,10)	(0,09)
Prejuízo básico por ação			

	31.12.2012		
	Ordinárias	Preferencias	Total
Prejuízo atribuível aos acionistas da Companhia	(82.151)	(1.677)	(83.828)
Média ponderada da quantidade de ações básicas	516.594	8.891	525.485
Média ponderada da quantidade de ações diluidoras	603.358	10.384	613.742
10% a mais para dividendos		1.927	1.927
Prejuízo básico por ação	<u>(0,07)</u>	<u>(0,09)</u>	<u>(0,07)</u>

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

29. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

DESCRIÇÃO	Nº de Consumidores*		MWh*		R\$	
	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011
Fornecimento e suprimento	(a)					
Residencial	870.668	840.275	1.094.798	1.018.464	478.950	402.215
Industrial	2.671	2.677	584.373	474.217	160.822	136.690
Comercial	56.367	52.179	633.334	563.924	263.711	226.603
Rural	10.326	10.033	210.218	153.175	44.434	31.666
Poder Público	8.345	8.285	138.799	131.717	50.479	47.212
Iluminação Pública	200	194	155.555	136.148	35.046	29.902
Serviço Público	1.092	1.050	185.652	172.747	45.690	39.721
Total	949.669	914.693	3.002.729	2.650.392	1.079.132	914.009
Receita de remuneração de ativo financeiro					10.075	8.805
Energia de curto prazo					13.889	8.593
					1.103.096	931.407
Outras receitas						
Tarifa social de consumidores de baixa renda	(b)				25.166	41.348
Receita de construção	(c)				117.870	67.885
Outros	(d)				13.709	9.027
Total					156.745	118.260
Total receita operacional bruta					1.259.841	1.049.667
Deduções						
Tributos e contribuições sobre a receita						
ICMS sobre venda de energia elétrica					(217.016)	(190.294)
COFINS					(86.592)	(72.739)
PASEP					(18.799)	(15.792)
					(322.407)	(278.825)
Encargos do consumidor						
Quota para Reserva Global de reversão - RGR	(e)				(2.491)	(10.830)
Encargo do consumidor - PEE					(3.506)	(3.211)
Encargo do consumidor - CDE	(f)				(6.464)	(5.679)
Encargo do consumidor - CCC	(g)				(29.686)	(31.453)
Encargo do consumidor - P&D					(3.506)	(3.211)
Outros encargos					(2.214)	(1.979)
					(47.867)	(56.363)
Total das deduções					(370.274)	(335.188)
Total da receita operacional líquida					889.567	714.479

*Informações não auditadas.

a) Fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica

O consumo próprio não está contemplado na quantidade de MWh gerado (2012 - 4.243* e 2011 - 4.149*) e também no quantitativo de consumidores (2012 - 153* e 2011 - 150*).

*Informações não auditadas.

(1) Análise de mercado

No exercício de 2012, foram incorporados ao sistema, 34.976* novas unidades consumidoras, que correspondem a um crescimento de 3,8%* em relação a 2011, alcançando um total de 949.669* clientes (sem consumo próprio). O mercado cativo cresceu 13,3%* em 2012 em comparação com 2011, somando 3.003* gigawatts-hora. Este resultado foi influenciado por ações de recadastramento dos pontos de iluminação pública, pela entrada de nova unidade industrial, pela entrada de novas cargas comerciais e pelo baixo nível de precipitação pluviométrica e aumento da temperatura, o que faz aumentar o consumo de irrigação e de equipamentos de refrigeração.

*Informações não auditadas.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

(2) Perdas elétricas no sistema

As perdas elétricas totais (técnicas + não técnicas) no sistema de distribuição da Companhia foram de 1.156.657 MWh*, correspondendo a 27% de toda energia requerida. Em valores relativos, essas perdas passaram de 29,95%* em 2011 para 27,00%* neste ano, com um decréscimo de 3%*. Este resultado é fruto de 34.312* inspeções com autuação de unidades consumidoras recuperando 50.580 MWh e energia agregada de 766.819 MWh*.

*Informações não auditadas.

(3) Reajuste tarifário

Exercício de 2011 – Através da Resolução Homologatória nº 1.193, de 23 de agosto de 2011, com vigência a partir de 28 de agosto de 2011 a 27 de agosto de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, homologou o reajuste tarifário de 5,16% (cinco vírgula dezesseis por cento), sendo 5,74% (cinco vírgula setenta e quatro por cento) relativos aos componentes econômicos, e -0,58% (negativo zero vírgula cinquenta e oito por cento) relativos aos componentes financeiros adicionais o que levou a um efeito médio de 1,15% (um vírgula quinze por cento). Fixando também as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE (R\$ 1.687) e do Encargo de Serviço do Sistema – ESS e Quota anual da CCC (R\$ 34.181), e atualizando a da Receita Anual às demais Instalações de Transmissão.

Exercício de 2012 – Através da Resolução Homologatória nº 1.337, de 21 de agosto de 2012, com vigência a partir de 28 de agosto de 2012 a 27 de agosto de 2013, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, homologou o reajuste tarifário de 9,19% (nove vírgula dezenove por cento), sendo 7,83% (sete vírgula oitenta e três por cento) relativos aos componentes econômicos, e 1,37% (um vírgula trinta e sete por cento) relativos aos componentes financeiros adicionais o que levou a um efeito médio de 10,24% (dez vírgula vinte e quatro por cento). Fixando também as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e do Encargo de Serviço do Sistema – ESS (R\$ 14.769) e Quota anual da CCC (R\$ 20.695), e atualizando a da Receita Anual às demais Instalações de Transmissão.

Quadro demonstrativo (não auditado):

Participação no IRT	Período 28/08/2012 a 27/08/2013		Período 28/08/2011 a 27/08/2012	
	R\$	Participação na Receita (%)	R\$	Participação na Receita (%)
Receita Anual	796.001		693.954	
Encargos setoriais	74.318	(1,47)	79.497	1,76
Custos com Transporte de Energia	56.017	0,90	45.742	0,48
Compra de Energia	378.507	6,30	302.158	0,73
	508.842	5,73	427.397	2,97
Remuneração bruta de capital - Parcela	349.468	2,10	306.388	2,77
Receita requerida total econômico	858.310	7,83	733.785	5,74
Componentes financeiros	10.706	1,25	(9.870)	(1,35)
CVA e neutralidade	(7.515)	(0,88)	(17.144)	(2,34)
Subsídios tarifários	8.542	1,00	22.775	3,10
Total dos componentes financeiros	11.733	1,37	(4.239)	(0,59)
Receita requerida total	870.043	9,20	729.546	5,15
Efeito tarifário médio para os consumidores cativos		10,24		1,15

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

b) Tarifa social de consumidores de baixa renda

As subvenções econômicas do subsídio da baixa renda a ser ressarcida pelo fundo da CDE administrado pela Eletrobras são reconhecidas no resultado pelo regime de competência.

A Resolução Normativa nº 472, de 24 de janeiro de 2012, estabelece que as concessionárias de distribuição, desde a realização das respectivas revisões periódicas do 2º Ciclo, o custeio da aplicação da TSEE é misto, sendo parte com recursos da CDE e parte com recursos provenientes das tarifas dos consumidores da própria área de concessão, mediante a consideração, no processo tarifário de cada concessionária, de componente financeiro específico denominado "Previsão Subsídio Baixa Renda", cujo valor é revertido no processo tarifário subsequente e substituído pelo montante definitivo do subsídio apurado a partir dos dados validados pela ANEEL no período de referência.

Conforme Art. 13, a DMR das concessionárias de distribuição referente ao período de dezembro de 2011 até o mês anterior ao respectivo reajuste ou revisão tarifária de 2012, deve ser custeada com recursos da CDE em relação ao valor que exceder 1% (um por cento) da receita econômica da concessionária, além dos descontos concedidos às famílias indígenas e quilombolas a que se refere o § 2o do art. 5o.

A redução nesta rubrica refere-se a novas regras homologadas pela ANEEL por meio da Resolução nº 945/10 e Resolução Normativa nº 426/2011, no tocante ao recadastramento dos consumidores, bem como o Despacho nº 155/2013 que determina o registro contábil da parcela da subvenção a ser ressarcida no processo de reajuste/revisão tarifária.

c) Receita e custo de construção

O ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Procedimentos Técnicos CPC 17 – Contrato de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (ii) toda receita de construção esta relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. Os saldos de receita e custo de construção correspondem a R\$ 117.870 em 2012 (2011 – R\$ 67.885), respectivamente.

d) Outras receitas

	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>
Renda da prestação de serviços	519	51
Arrendamentos e alugueis	3.472	3.103
Serviço taxado	3.872	2.659
Cobranças diversas - consumidores	3.627	791
Taxa de administração cobrança CIP	2.053	1.706
Outras	166	717
	<u>13.709</u>	<u>9.027</u>

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

e) Quota para reserva global de reversão

É um encargo pago mensalmente pelas empresas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão dos serviços públicos de energia elétrica. As quotas dos exercícios de 2012 e 2011 foram fixadas através dos Despachos nºs 2.999, de 27 de setembro de 2012 e 3.690, de 12 de setembro de 2011 respectivamente. Com a extinção deste encargo através do Despacho nº 34 da ANEEL, de 10 de janeiro de 2013, houve a reversão dos valores contabilizados de variação da quota dos exercícios de 2010 a 2012, calculados na Prestação Anual de Contas – PAC.

f) Encargo do consumidor – CDE

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também foram definidos pela ANEEL, através das Resoluções Homologatórias nºs 1.243, de 13 de dezembro de 2011 e 1.093, de 07 de dezembro de 2010.

g) Encargo do consumidor – CCC

Parcela da receita tarifária paga pelas distribuidoras, nos sistemas interligados com dupla destinação: pagar as despesas com o combustível usado nas térmicas que são acionadas para garantir as incertezas hidrológicas; e subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados. Os valores a serem pagos também foram definidos pela ANEEL, através das Resoluções homologatórias nºs 1.337, de 21 de agosto de 2012 e 1.193, de 23 de agosto de 2011.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

30. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

(1) Energia elétrica comprada para revenda

	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>
Arembepe	1.614	345
Borborema	2.319	1.410
Camaçari Murici	1.617	373
Candeias Energia	5.190	1.696
Cemig	12.036	11.635
Cdsa	878	884
Ceee	4.489	4.535
Cesp	23.618	24.328
Cgtee	2.852	2.571
Chesf	47.132	47.619
Copel	21.560	21.414
Duke Energy	17.624	17.763
Eletronorte	48.147	48.602
Eletrosul	1.245	414
Emae	1.780	1.856
Energest	1.405	1.420
Epesa	1.625	464
Epassa	4.785	2.529
Estreito	1.858	
Foz do Chapecó Energia	1.955	
Furnas	74.646	73.572
Geradora de Energia do Norte	5.361	1.789
Light	5.212	5.273
Maracanaú	1.532	1.594
Tevisa	3.121	
Tractabel	7.159	6.826
Petrobrás	5.740	4.107
Proinfa	13.433	9.474
CCEE curto prazo	34.100	1.016
CCEE disponibilidade ACR	7.005	2.549
Contratação energia de reserva	7.197	2.818
MCS D	95.990	67.253
(-) Crédito PIS/COFINS	(38.477)	(31.445)
Outros	20.452	14.163
	<u>446.200</u>	<u>345.023</u>

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

A seguir, demonstramos o montante de energia elétrica comercializada pela Companhia.

	MWh (não auditado)	
	31.12.2012	31.12.2011
Energia Contrato Leilão - CCEAR 2005	1.917.632	1.869.438
Energia Contrato Leilão - CCEAR 2006	970.629	916.382
Energia Contrato Leilão - CCEAR 2007	768.052	802.123
Energia Contrato Leilão - CCEAR 2008	144.921	131.663
Energia Contrato Leilão - CCEAR 2009	149.275	136.299
Energia Contrato Leilão - CCEAR 2010	221.978	187.568
Energia Contrato Leilão - CCEAR 2011	56.787	68.970
Energia Contrato Leilão - CCEAR 2012	77.145	
Proinfa	72.600	65.763
CCEE	92.942	
	4.471.961	4.178.206

O impacto maior nas compras de energia em 2012 deveu-se ao despacho térmico ocasionado pela baixa vazão dos reservatórios das hidrelétricas, cujos despachos aumentaram substancialmente a partir de setembro. No período de setembro a dezembro de 2011, o PLD (Preço das liquidações das diferenças) médio foi de R\$ 36,60, e em 2012 no mesmo período foi de R\$ 311,90. Nas compras registradas no ano, a diferença entre a energia contratada e a requerida ficou em 1,6% (66.577 MWh), levando a Companhia a ficar dentro dos 3% regulatórios para reconhecimento na tarifa.

(2) Encargos de uso do sistema de distribuição

	31.12.2012	31.12.2011
Partes relacionadas	25.965	21.149
Encargo Serviço do Sistema- ESS	11.175	1.800
(-) Crédito PIS/COFINS	(4.822)	(4.094)
Terceiros	26.956	23.111
	59.274	41.966

De acordo com o Despacho nº 1.618, de 23 de abril de 2008, deverá ser realizada a transferência de receita para atividade de distribuição, adotando para fins de valoração uma única Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD média.

Devido ao baixo nível dos reservatórios e o consequente despacho das térmicas sem ordem de mérito, a despesa com o Encargo por Razão de Segurança Energética elevou-se significativamente.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

31. CUSTO DE OPERAÇÃO, CUSTO DE SERVIÇO PRESTADO A TERCEIROS E DESPESAS OPERACIONAIS

DESCRIÇÃO	31.12.2012			
	Custo de Operação	Custo de Construção	Despesas Operacionais	Total
Pessoal	(a) (106.187)		(49.366)	(155.553)
Administradores	(74)		(291)	(365)
Material	(2.948)		(427)	(3.375)
Serviço de terceiros	(b) (43.955)		(35.728)	(79.683)
Custo de construção		(117.870)		(117.870)
Taxa de fiscalização			(1.773)	(1.773)
Depreciação e amortização	(4.084)		(1.449)	(5.533)
Arrendamentos e aluguéis	(3.127)		(889)	(4.016)
Seguros	(15)		(707)	(722)
Tributos	(1.714)		(370)	(2.084)
Doações	(161)		(48)	(209)
(-) Recuperação de despesas	1.389			1.389
Custos implantação MCPSE	(8.078)			(8.078)
Provisões líquidas	(c)		(95.129)	(95.129)
Outros	(3.377)		(11.706)	(15.083)
Total	(172.331)	(117.870)	(197.883)	(488.084)

DESCRIÇÃO	31.12.2011			Total
	Custo de Operação	Custo de Serviço Prestado a Terceiros	Despesas Operacionais	
Pessoal	(111.530)		(52.870)	(164.400)
Administradores			(173)	(173)
Material	(1.985)		(325)	(2.310)
Serviço de terceiros	(42.280)		(36.558)	(78.838)
Custo de construção		(67.885)		(67.885)
Taxa de fiscalização			(1.649)	(1.649)
Depreciação e amortização	(12.229)		(1.002)	(13.231)
Arrendamentos e aluguéis	(2.682)		(522)	(3.204)
Seguros	(23)		(656)	(679)
Tributos	(1.531)		(277)	(1.808)
Doações	(106)		(20)	(126)
(-) Recuperação de despesas	1.327			1.327
Custos implantação MCPSE	(2.628)			(2.628)
Provisões líquidas			(47.849)	(47.849)
Outros	(2.575)		(7.970)	(10.545)
Total	(176.242)	(67.885)	(149.871)	(393.998)

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

a) Pessoal

Em maio de 2012 houve reajuste salarial de 6,60% (2011 - 6,51%).

b) Serviço de terceiros

O aumento nesta rubrica foi decorrente de gastos com manutenção e conservação do sistema operacional da Companhia decorrente da melhoria contínua no atendimento dos consumidores, e do crescimento da área atendida.

c) Provisões líquidas

	31.12.2012	31.12.2011
Trabalhistas	7.762	11.110
Perdas em estoque	(255)	1.573
Cíveis	9.490	6.262
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	78.132	28.904
	95.129	47.849

O aumento de R\$ 47.289 nesta rubrica foi decorrente de mudança de critérios dos cálculos, aprovados pela diretoria através da Resolução 018/2013, de 24 de janeiro de 2013, com impacto de R\$ 18.115; constituição de perdas sobre parcelamento da classe industrial de R\$ 20.000 e aumento da inadimplência dos consumidores com contas de energia (baixa tensão - classe residencial e alta tensão classe -industrial) e inadimplência dos parcelamentos.

32. RESULTADO FINANCEIRO

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	31.12.2012	31.12.2011
Receitas		
Renda de aplicações financeiras	2.513	1.326
Variação monetária - parcelamento	7.988	8.181
Variação monetária - depósito judicial	1.198	(417)
Variação monetária - conta de energia	16.176	10.685
Variação monetária - outras	333	1.763
Acréscimo moratórios conta de energia	42.774	39.653
Juros sobre parcelamentos	8.236	7.642
Outras	194	170
	79.412	69.003
Despesas		
Encargos de dívidas (líq. transferências p/intangível e financeiro)	(31.011)	(26.755)
Variação monetária - fornecedores	(1.875)	(240)
Variação monetária - financiamentos e empréstimos	(1.430)	(2.400)
Variação monetária - taxa de câmbio	(109)	(113)
Variação monetária - AFAC	(14.160)	(869)
Variação monetária - PEE e P&D	(683)	(1.296)
Variação monetária - energia livre	(343)	(315)
Variação monetária - outros	57	(35)
Variação monetária - FACEAL	(2.199)	(2.634)
Juros ICMS baixa renda	(1.588)	(1.170)
Juros e taxa de administração - FACEAL	(988)	(1.095)
Outras despesas financeiras - multas ANEEL/ARSAL	(2.984)	(2.739)
Outras despesas financeiras - devolução aos consumidores	(4.856)	(6.037)
Outras despesas financeiras - IOF	(2.766)	(2.285)
Outras despesas financeiras - multas moratórias	(383)	(404)
Outras	(4.565)	(2.648)
	(69.883)	(51.035)
	9.529	17.968

Variação monetária em conta de energia - Em cumprimento a Resolução 414/2010 de 09 de setembro de 2010 que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada, e em seu Art. 136, determina que seja facultada a cobrança de atualização monetária com base na variação do IGP-M. Esta cobrança começou a ser contabilizada a partir de maio de 2011, retroativa a janeiro de 2011.

Encargos de dívidas - Do valor provisionado estão incluídos os valores da capitalização dos contratos com a Eletrobras que é nosso maior credor, pois oferece taxas de juros menores que praticados no mercado e na maioria não incorporam os juros ao saldo do contrato durante o período de carência (24 meses) além da repactuação dos ECF's 2987, 2971, 2917, 2860, 2976, 2900 que deveriam ser amortizados em 2012 e tiveram seus prazos de carência dilatados. (2012 - R\$ 31.011 e 2011 - R\$ 26.755), estão também incluídos os valores da capitalização dos contratos com a Eletrobras que estão no período de carência (2011 - R\$ 743 e 2010 - R\$ 448).

Variação monetária dos Adiantamentos para futuro aumento de capital (AFAC) - atualização pela taxa SELIC dos adiantamentos concedidos pela Eletrobras, ainda não capitalizados no período de um ano, conforme Resoluções de liberações dos recursos.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

33. VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO

O cálculo de projeção do valor novo de reposição levou em consideração os bens do ativo imobilizado em serviço, passivos de remuneração com data base em 31/12/2012. A atualização dos bens considerou a base blindada em 31/07/2009 e as adições e baixa do período incremental (junho/09 a dezembro/12).

Base Blindada: os valores dos bens considerados nesta base e amortização foram atualizados pela variação do IGP-M até 31/12/2012. Na base blindada forma subtraídas as baixas ocorridas no período

Índice de aproveitamento: O Índice de Aproveitamento é definido como um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica. O valor utilizado foi o aprovado no 2º CRTP, devidamente atualizado para 31/12/2012.

Base Incremental: os valores das adições e baixas dos bens inseridos em serviços após a base blindada foram atualizados até o mês de 31/12/2012 pelo IPCA.

Obrigações Especiais: as obrigações especiais foram atualizadas pelos mesmos índices da base blindada e incremental e subtraídas do novo valor de reposição para efeito de cálculo do ativo financeiro.

34. PLANO NACIONAL DE UNIVERSALIZAÇÃO DO ACESSO E USO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Resolução ANEEL nº 223, de 29.04.2003, alterada pela Resolução nº 52, de 25.03.2004, estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica, visando ao atendimento de novas unidades consumidoras, ou aumento de carga, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26.04.2002, e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.

A Lei nº 10.762, de 11.11.2003, alterou a prioridade de atendimento aos municípios, dando ênfase aos com menor índice de eletrificação e limitou esse atendimento a apenas novas unidades, ligadas em baixa tensão (inferior a 2,3 kV), com carga instalada de até 50 kW.

a) Programa Luz para Todos

O Decreto Presidencial nº 4.873, de 11.11.2003, instituiu o Programa Luz para Todos, destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

Com a publicação do Decreto nº 7.324, de 05/10/2010, o Programa Luz para Todos foi estendido até dezembro de 2011 para que os contratos de financiamento firmados e que estivessem em tramitação fossem concluídos. Posteriormente, através dos Decretos nºs 7.520 e 7.656, de 08/07/2011 e 23/12/2011, respectivamente, o programa foi estendido até 2014.

Em 2012, a Companhia eletrificou 2.644 domicílios rurais, beneficiando uma população estimada em 13.220 pessoas, totalizando 90.873 domicílios eletrificados no Estado de Alagoas, no período de 2004/2012.

Para garantir o andamento do Programa, a Companhia vem realizando vários investimentos no sistema de Transmissão e Distribuição, onde já foram reformados 1.208,59 km de linhas de Distribuição (Reforço de Rede). Além disso, foram instalados Reguladores de Tensão e Banco de Capacitores. As obras de Reforço de Rede trazem vários benefícios como à melhoria da qualidade do fornecimento e confiabilidade, além da redução das perdas no Sistema Elétrico da Eletrobras Distribuição Alagoas.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	Não Auditado							
	1ª	2ª	3ª	4ª	5ª	6ª	7ª	8ª
	Tranche ECFS	Tranche ECFS	Tranche ECFS	Tranche ECFS	Tranche ECFS	Tranche ECFS	Tranche ECFS	Tranche ECFS
	004/04, de	107/05, de	171/07, de	196/07, de	242/08, de	250/09, de	311/10, de	326/12, de
	27/05/04	14/12/05	28/02/07	07/11/07	04/12/08	21/08/09	09/11/10	04/06/12
Recursos								
Eletrobras CDE	20.482	37.574	51.084	34.989	58.926	60.996	35.463	18.273
Eletrobras RGR	5.120	9.394	12.771	8.747	14.731	13.071	7.599	3.916
Empresa	12.863	8.288	11.269	7.718	12.998	13.071	7.599	3.916
	<u>38.465</u>	<u>55.256</u>	<u>75.124</u>	<u>51.454</u>	<u>86.655</u>	<u>87.138</u>	<u>50.661</u>	<u>26.105</u>
Ingressos de recursos								
Eletrobras CDE	26.673	24.662	45.976	31.490	53.033	42.698	31.917	9.136
Eletrobras RGR	6.668	6.165	11.494	7.873	13.258	9.150	6.839	1.958
	<u>33.341</u>	<u>30.827</u>	<u>57.470</u>	<u>39.363</u>	<u>66.291</u>	<u>51.848</u>	<u>38.756</u>	<u>11.094</u>
Gastos incorridos								
CDE, RGR e Empresa	33.813	55.134	67.658	36.262	66.320	74.757	25.174	15.200
Ingressos (devoluções) a realizar								
Recursos devidos	25.602	46.968	63.855	29.069	73.657	74.067	43.062	11.094
Recursos recebidos	33.341	30.827	57.470	39.363	66.291	51.848	38.756	11.094
	<u>(7.739)</u>	<u>16.141</u>	<u>6.385</u>	<u>(10.294)</u>	<u>7.366</u>	<u>22.219</u>	<u>4.306</u>	<u>0</u>
Nº de ligações								
Ligações executadas	15.434	10.954	13.147	7.500	14.164	12.184	11.000	1.644
Avanço físico (%)	95,23	83,57	81,83	81,98	70,57	71,00	70,00	31,00
Ligações em execução								3.008
Ligações totais (acum.)	15.434	26.388	39.535	47.035	61.199	73.383	84.383	86.027

35. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem os impostos diferidos. 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 promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço dos países em que as controladas e coligadas da Companhia atuam e geram lucro tributável. 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. Estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

Encontram-se registrados, na Parte "B" do Livro de Apuração do Lucro Real – LALUR, prejuízos fiscais, sem prazos de prescrição, compensáveis com lucros a serem auferidos futuramente, conforme legislação vigente.

A Companhia tem, ao longo dos anos, apurados valores decorrentes da base de cálculo negativa de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido. No quadro abaixo está demonstrado a posição desses créditos, sendo que a Companhia não está provisionando tais créditos fiscais em função do histórico de prejuízo:

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>01.01.2011</u>
Prejuízos fiscais	398.117	345.238	276.635
Base negativa de contribuição social	369.860	387.712	321.915
	<u>767.977</u>	<u>732.950</u>	<u>598.550</u>

36. SEGUROS

A Companhia possui um programa de gerenciamento de riscos com o objetivo de delimitá-los, contratando no mercado coberturas compatíveis com o seu porte e operação. As coberturas foram contratadas por montantes considerados suficientes pela administração para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza da sua atividade, os riscos envolvidos em suas operações.

A Companhia mantém a cobertura de seguros contra incêndio e para veículos, levando em conta o grau de risco, por montante considerado suficiente para cobrir eventuais perdas sobre seus ativos e/ou responsabilidades, conforme estabelecidas pelas Leis nº 8.666/93, nº 8.987/95 e nº 10.520/02, Decreto nº 5.450/05 e demais legislações aplicáveis:

a) Riscos nomeados - seguro com a Itaú Seguros para cobertura de avarias, perdas e danos materiais de origem súbita, imprevista e acidental a equipamentos, maquinismos, ferramentas, móveis e utensílios, e demais instalações que constituem o estabelecimento segurado (prédios e subestações), com vigência de 03/04/2012 a 03/04/2013, no valor de R\$ 359 mil.

b) Veículos - seguro com Porto Seguro Cia de Seguros Gerais e Allianz Seguro para cobertura da frota: danos materiais, danos corporais, morte, invalidez permanente, casco de avarias, perdas e danos materiais de origem súbita, com assistência 24 horas e garantias aos vidros, a preços de cobertura 100% da Tabela FIPE, com vigência de 01/11/2012 a 01/11/2013, no valor total de R\$ 140.

c) Seguro de vida - seguro contratado com a Itaú Seguros para os funcionários, com coberturas: Indenização especial por morte acidental (I.E.A); Invalidez permanente ou parcial por acidente (I.P.A); Invalidez funcional permanente total por doença e garantia de inclusão de cônjuges, com vigência de 01/06/2012 a 01/06/2013, pago mensalmente através de averbações e emissão de endossos.

37. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia efetuou transações com partes relacionadas, como compra de energia elétrica, operações de empréstimos e financiamentos, pessoal cedido e encargos de uso da rede de distribuição. Todas as outras transações são efetuadas em similaridade com o praticado no mercado.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011
	Ativo (Passivo)	Ativo (Passivo)	Receitas (Despesas)	Receitas (Despesas)
ELETROBRAS				
Emprést. e financiamentos - encargos	(421.259)	(310.913)	(28.845)	(19.725)
Adiantamento para aumento de	(176.514)	(97.354)	(14.160)	(869)
Suprimento de energia			(13.433)	(9.474)
Pessoal cedido a empresa	50			
Pessoal cedido a CEAL			(864)	(458)
	<u>(597.723)</u>	<u>(408.267)</u>	<u>(57.302)</u>	<u>(30.526)</u>
CHESF				
Suprimento de energia	(5.023)	(7.175)	(47.132)	(47.619)
Encargos de uso do sistema	(1.599)	(236)	(14.157)	(13.504)
Pessoal cedido a empresa	140	64		
Pessoal cedido a CEAL			(347)	(304)
	<u>(6.482)</u>	<u>(7.347)</u>	<u>(61.636)</u>	<u>(61.427)</u>
FURNAS				
Suprimento de energia e uso da rede	(6.389)	(9.082)	(74.646)	(73.572)
Encargos de uso do sistema	(2.381)	(516)	(5.484)	(4.719)
	<u>(8.770)</u>	<u>(9.598)</u>	<u>(80.130)</u>	<u>(78.291)</u>
CGTEE				
Suprimento de energia	(364)	(188)	(2.852)	(2.571)
ELETRONORTE				
Suprimento de energia e uso da rede	(5.160)	(6.019)	(48.147)	(48.602)
Encargos de uso do sistema	(369)	(302)	(3.326)	(2.926)
	<u>(5.529)</u>	<u>(6.321)</u>	<u>(51.473)</u>	<u>(51.528)</u>
CELG				
Encargos de uso do sistema	(9)		(96)	
ELETROSUL				
Suprimento de energia	(128)	(46)	(1.245)	(464)
Encargos de uso do sistema	(319)	(67)	(2.903)	(2.430)
Pessoal cedido a empresa	5	(23)	(179)	(607)
	<u>(442)</u>	<u>(136)</u>	<u>(4.327)</u>	<u>(3.501)</u>
AMAZONAS ENERGIA				
Rateio TV Lume	(700)		(945)	(205)
Pessoal cedido a empresa	(28)		(356)	(279)
	<u>(728)</u>		<u>(1.301)</u>	<u>(484)</u>
BOA VISTA ENERGIA				
Pessoal cedido a empresa			(234)	(48)
			<u>(234)</u>	<u>(48)</u>
DISTRIBUIÇÃO PIAUÍ				
Pessoal cedido à ED PIAUÍ	249	140		
	<u>249</u>	<u>140</u>		
	<u>(619.798)</u>	<u>(431.717)</u>	<u>(259.351)</u>	<u>(228.376)</u>

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

Os principais negócios entre as partes relacionadas são:

a) Contrato de conexão do sistema de transmissão (CUST)

Chesf – Contrato nº 090/2002, de 31.12.2002 – Termo aditivo nº 11 de 21.12.11, com vigência até a extinção da concessão, corrigido anualmente pela regulamentação da ANEEL.

b) Contrato de conexão do sistema de transmissão (CCT)

Contratos com a Chesf, com vigência a partir da assinatura, permanecendo até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.

CONTRATO	SUBESTAÇÃO
CCT nº 14/02/2000 – 4º termo aditivo em 22.10.2012	Maceió Chesf
CCT nº 2000/027/00 – 6º termo aditivo em 22.10.2012	Angelim, Penedo, Rio Largo, Xingó e Zebú
CCT nº 001/2007 – termo aditivo em 22.10.2012	Abaixadora, Angelim, Moxotó, Penedo, Xingó e Zumbi
CCT nº 006/2010 – 4º termo aditivo em 22.10.2012	Penedo e Maceió
CCT 055/2010, de 04.10.2012	Arapiraca III-ART
CCT 007/2012, em 16.05.2012	ZEBUÚ II e ZBD
CCT nº 008/2012, em 15.05.2012	ZEBUÚ II

c) Contratação no Ambiente Regulado (CCAR), promovidos e regulamentados pela ANEEL

CONCESSIONÁRIA	CONTRATO	PRODUTO
CHESF	CT nº 74/2004	2005/2012
	CT nº 451/2004	2006/2013
	CT nº 762/2004	2007/2014
	CT nº 1149/2005	2008/2015
ELETRONORTE	CT nº 176/2004	2005/2012
	CT nº 556/2004	2006/2013
	CT nº 855/2004	2007/2014
	CT nº 1217/2005	2008/2015
	CT nº 1013/2005	2008/2015
FURNAS	CT nº 278/2004	2005/2012
	CT nº 661/2004	2006/2013
	CT nº 917/2004	2007/2014
	CT nº 2806/2005	2010/2039
	CT nº 1793/2005	2010/2039
	CT nº 6058/2007	2012/2026
CGTEE	CT nº 1115/2005	2008/2015
	CT nº 2683/2005	2010/2024
ELETROSUL	CT nº 2747/2005	2010/2039
	CT nº 4460/2006	2011/2040
	CT nº 5994/2007	2012/2041

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2012

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

ATIVO	31.12.2012	
	Órgãos Federais	TOTAL
Consumidores e revendedores	3.008	3.008
Total	3.008	3.008

RESULTADO	31.12.2012	
	Órgãos Federais	TOTAL
	RECEITA	
Outras receitas	14.165	14.165
Total	14.165	14.165

38. REMUNERAÇÃO DE EMPREGADOS E ADMINISTRADORES

A maior e menor remuneração, para empregados da Companhia, tomando-se por base o mês de dezembro de 2012, foi de R\$ 25.542,99 e R\$ 1.266,43 (em 2011, R\$ 23.099,43 e R\$ 1.118,04, respectivamente). O salário médio e a remuneração média foram de respectivamente, de R\$ 3.014,58 e R\$ 4.663,45 (em 2010, R\$ 1.943,29 e R\$ 3.800,89, respectivamente).

39. REMUNERAÇÃO DO PESSOAL CHAVE

O pessoal-chave da administração inclui os conselheiros. A remuneração referente a salários e encargos pago ou a pagar está demonstrada a seguir:

	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>
Honorários de conselheiros	365	172
Encargos sociais	73	34
	<u>438</u>	<u>206</u>

40. TREINAMENTO E DESENVOLVIMENTO DE PESSOAL (Não auditado)

	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2011</u>
Empregados treinados (nº)	2.696	1.722
Homem hora treinados (h)	54.574	51.645
Média hora de treinamentos (h)	2,10	3,60
Índice de empregados treinados (%)	205,18	130,95
Força de trabalho treinada (%)	105,35	65,38
Investimento total (R\$ mil)	1.071	1.305
Valor médio investido por empregado (R\$)	397,44	757,58

41. LEILÃO DE ENERGIA

Em 2012, a Companhia não participou dos leilões A-5 e A-3 de energia elétrica. Em setembro, participamos do MCSD trocas livres, onde foram cedidos 67,8 MW médios, reduzindo o nível contratual de CCEAR da Companhia com o mercado.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	2012	2013	2014	2015	2016	Após 2016
Contrato de Compra e Venda de Energia - CCEAR						
Valores em MWH (não auditado)	4.379.019	4.336.466	4.799.827	5.144.003	2.421.305	5.841.328
Tarifa média de compra 2005/08	99,16	90,16	98,67	101,19	100,81	98,24
Valores (R\$ mil)	434.224	390.976	473.599	520.522	244.092	573.852

42. QUESTÕES AMBIENTAIS

A Companhia executa as atividades de acordo com os princípios estabelecidos pela Política Nacional, Estadual e Municipal de Meio Ambiente, cumprindo a legislação ambiental e complementando-a com normas internas, através do Processo Local de Meio Ambiente, cujas ações destacam-se :

- Integrando as políticas relativas ao meio ambiente e ao bem estar social aos planos, processos e atividades da Empresa;
- Buscando a integração com outros setores ou instituições;
- Promovendo um relacionamento transparente com os diversos segmentos da sociedade envolvidos nas etapas de programação e operação de empreendimentos;
- Apoiando programas de conservação de energia e de eficiência energética como estratégia para reduzir as necessidades de expansão da oferta;
- Racionalizando o uso de recursos naturais e a redução de impactos socioambientais;
- Assegurando a fiscalização na redução de gás estufa – com resultado de redução de 18,47% na emissão de gases efeito estufa (CO₂);
- Treinamento e acompanhamento do pessoal para a execução do serviço de podas de árvores;
- Prevenção de queimadas.
- Criação de ouvidoria ambiental, permitindo ao cliente a manifestação da sua satisfação/insatisfação com as ações ou omissões da Companhia em relação ao meio ambiente, por meio de denúncia, desvio ético, elogio, reclamação, solicitação ou sugestão.

O licenciamento ambiental é um instrumento que regulariza a instalação de empreendimentos, seguindo as diretrizes de proteção ambiental, são eles:

- Licença de operação nº 016/2012, abrangendo a linha de transmissão em 69KV – Penedo/São Sebastião;
- Licença de operação nº 017/2012, abrangendo as subestações e linhas de transmissão em 69KV – antigas linhas de transmissão e subestações;
- Licença de operação nº 56/2012, abrangendo a linha de transmissão em 69KV – Inhapi/Santana do Ipanema;
- Licença de operação nº 078/2012, abrangendo a linha de transmissão em 69KV – Pinheiro/Centro;
- Licença de operação nº 079/2012, abrangendo a linha de transmissão em 69KV – entre a seccionadora Pólo Cloroquímico/Subestação Nova Unicidade de PVC da BRASKEM (Marechal Deodoro);
- Licença de operação nº 125/2012, abrangendo a linha de transmissão em 69KV – Trapiche/Centro;
- Licença de operação nº 126/2012, abrangendo a linha de transmissão em 69KV – Delmiro Gouveia/Inhapi;
- Licença de operação nº 326/2012, abrangendo a linha de transmissão em 69KV Arapiraca I/Arapiraca II.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

43. COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia, relacionados a contratos de compra de energia elétrica são:

Gerador de energia		Empresa do Grupo Eletrobras	Outras
2014	Volume MW	2.473.498	1.704.708
	Preço MWh	91,21	91,21
	Total	225.608	155.486

Gerador de energia		Empresa do Grupo Eletrobras	Outras
2015	Volume MW	2.722.979	1.876.648
	Preço MWh	92,31	92,31
	Total	251.358	173.233

Gerador de energia		Empresa do Grupo Eletrobras	Outras
2016	Volume MW	3.346.302	2.306.239
	Preço MWh	99,51	99,51
	Total	332.991	229.494

Gerador de energia		Empresa do Grupo Eletrobras	Outras
2017	Volume MW	3.384.156	2.332.324
	Preço MWh	99,07	99,07
	Total	335.268	231.063

Gerador de energia		Empresa do Grupo Eletrobras	Outras
2018	Volume MW	3.076.924	2.968.113
	Preço MWh	99,13	99,13
	Total	305.015	294.229

44. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

44.1 – GESTÃO DE RISCO FINANCEIRO

Risco de crédito

A política da Companhia considera o risco de crédito a que está disposta a se sujeitar no curso de seus negócios, bem como no acompanhamento dos prazos concedidos. São procedimentos adotados a fim de minimizar eventuais problemas de inadimplência em seu contas a receber de clientes.

A Companhia não realiza análise de crédito previamente ao início do fornecimento de energia, pois como distribuidora de energia elétrica, é regida por contrato de concessão, bem como pela regulamentação do setor elétrico e obrigada a fornecer energia a todos os clientes localizados na sua área de concessão.

Para recuperação da inadimplência a Companhia atua por meio de:

- i. Programas de renegociação dos débitos pendentes;
- ii. Negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito;
- iii. Suspensão do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente;
- iv. Contratação de empresa especializada na cobrança de contas em atraso e
- v. Cobrança judicial.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

Risco de liquidez

É o risco da Companhia não dispor de recursos líquidos suficientes para honrar seus compromissos financeiros, em decorrência de descompasso de prazo ou de volume entre os recebimentos e pagamentos previstos. Para administrar a liquidez do caixa são estabelecidas premissas de desembolsos e recebimentos futuros, sendo monitoradas diariamente pela Diretoria financeira.

Os eventuais saldos de caixa auferidos pela Companhia, além dos programados para administração do capital circulante, são transferidos para contas correntes com incidência de juros, depósitos a prazo e depósitos de curto prazo, escolhendo instrumentos dentro das limitações legais que requer a concessão, com vencimentos apropriados ou liquidez suficiente para fornecer margem, conforme determinado pelas previsões acima mencionadas. Abaixo, posição da conta de fornecedores, encargos setoriais e financiamentos e empréstimos:

	Menos de 1	Entre 1 e 2	Entre 2 e 5	Acima de 5
Em 31 de dezembro de 2012	ano	anos	anos	anos
Financiamentos e empréstimos	13.466	9.775	5.691	991
Fornecedores	123.463			
Obrigações de ressarcimento	34.198			
Obrigações estimadas	12.627			
Adiantamento para futuro aumento de capital	176.514			
Em 31 de dezembro de 2011				
Financiamentos e empréstimos	15.444	12.468	14.609	847
Fornecedores	78.718			
Obrigações de ressarcimento	30.311			
Obrigações estimadas	11.291			
Adiantamento para futuro aumento de capital	97.354			
Em 31 de dezembro de 2010				
Financiamentos e empréstimos	14.071	14.071	25.201	793
Fornecedores	90.825			
Obrigações de ressarcimento	25.861			
Obrigações estimadas	10.238			
Adiantamento para futuro aumento de capital	7.485			

Risco com taxa de juros

O risco associado é oriundo da possibilidade da Companhia incorrer em perdas por causa de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos.

Esse risco é mitigado pelo fato da Companhia concentrar a captação de seus empréstimos com a Eletrobrás, a juros fixos, conforme divulgado na Nota 16.

44.2 – GESTÃO DE CAPITAL

Os objetivos da Companhia ao administrar sua estrutura de capital, são os de salvaguardar a capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e qualidade nas obrigações previstas no contrato de concessão, além de manter o equilíbrio necessário para a redução dos seus custos.

A Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial). Subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

Os índices de alavancagem financeira em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011 podem ser assim sumariados:

	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Financiamentos e empréstimos	447.672	353.272	257.220
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(46.006)	(39.365)	(29.972)
Dívida líquida	401.666	313.907	227.248
Total do patrimônio líquido	6.231	180.833	254.710
Total do Capital	407.897	494.740	481.958
Índice de alavancagem financeira	98%	63%	47%

1. Instrumentos financeiros por categoria

Ativo financeiro (Circulante/não circulante)	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Empréstimos e recebíveis			
Clientes	386.907	386.934	320.201
Ativo financeiro - concessões de serviço público	553.183	429.452	360.289
	940.090	816.386	680.490
Mantidos até o vencimento			
Caixa e equivalentes de caixa	46.006	39.365	29.972
	46.006	39.365	29.972
Passivo financeiro (Circulante/não circulante)			
Mensurados ao custo amortizado			
Financiamentos e empréstimos	447.672	353.272	257.220
Fornecedores	125.576	80.831	90.825
	573.248	434.103	348.045

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos (especulativos ou não especulativos).

A Companhia opera com diversos instrumentos financeiros, dentre os quais se destacam: disponibilidades, incluindo aplicações financeiras, contas a receber de clientes, ativo financeiro indenizável (concessão), contas a pagar a fornecedores e empréstimos e financiamentos que se encontram registrados em contas patrimoniais, por valores compatíveis de mercado em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011, conforme segue:

1.1- Ativos financeiros – estão classificados nos seguintes grupos:

a) Caixa e equivalentes de caixa – mantidos para a negociação a curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado;

b) Clientes – são registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização. Os créditos renegociados são registrados assumindo a intenção de mantê-los até o vencimento, pelos seus valores prováveis de realização, similares aos valores justos;

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

c) Ativos financeiros da concessão – são ativos financeiros que representam o direito incondicional de Receber uma determinada quantia ao final do prazo da concessão.

1.2- Passivos financeiros – estão classificados nos seguintes grupos:

a) Fornecedores – são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo;

b) Financiamentos e empréstimos – são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva. Nessa classificação de passivo financeiro destacam-se os empréstimos e financiamentos obtidos junto as instituições financeiras, e aos fundos setoriais, em especial a Reserva Global de Reversão – RGR. Os valores de mercado dos empréstimos e financiamentos obtidos são similares aos seus valores contábeis, fazendo que seja próximo ao seu valor presente.

A Companhia finalizou o exercício de 2012 com contratos passivos, entre empréstimos e financiamentos, que totalizam R\$ 447.672 (R\$ 353.272 em 31 de dezembro de 2011), conforme demonstrado a seguir:

	31.12.2012		31.12.2011		01.01.2011	
	Valor	Part. (%)	Valor	Part. (%)	Valor	Part. (%)
Moeda nacional						
INPC	21.703	4,85	26.880	7,61	30.672	11,92
FINEL	4.815	1,08	5.534	1,57	5.689	2,21
RGR	201.634	45,04	148.471	42,03	137.482	53,45
SELIC/RO	214.809	47,98	156.906	44,42	68.915	26,79
Outros	3.681	0,82	14.476	4,10	13.493	5,25
	446.642	99,77	352.267	99,72	256.251	99,62
Moeda estrangeira						
Dólar	1.030	0,23	1.005	0,28	969	0,38
	447.672	100,00	353.272	100,00	257.220	100,00

d) Demais passivos financeiros – são mensurados pelo custo amortizado, e seus valores justos são similares aos seus valores contábeis.

44.3- 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 PCLD, esteja próxima de seus valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado, mediante o desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

Ativo financeiro (Circulante/não circulante)	Nível 1		
	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Empréstimos e recebíveis			
Cliente	386.907	386.934	320.201
Ativo financeiro - concessões de serviço público	553.183	429.452	360.289
	940.090	816.386	680.490

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração.

O total de recebíveis demonstrados acima é representado por faturas de energia elétrica a vencer ou vencidos não incluídos na PCLD, estes foram classificados de acordo com a taxa de inadimplência apurada pela área comercial da Companhia conforme descrito abaixo:

Nível 1 – Nível de inadimplência compreendido até 20% do total de recebíveis;

44.4- QUALIDADE DOS CRÉDITOS DOS ATIVOS FINANCEIROS

Recebíveis por grupo	31.12.2012	31.12.2011	01.01.2011
Grupo I			
Residencial	65.350	50.526	40.351
Serviço público	8.862	15.907	8.895
	74.212	66.433	49.246
Grupo II			
Industrial	31.558	28.547	17.428
Comercial	37.096	26.308	23.351
Poder público	21.224	12.183	16.800
Rural	8.943	5.718	5.632
Iluminação pública	5.499	4.437	4.424
	104.320	77.193	67.635
Grupo III			
Fornecimento não faturado	25.281	37.108	38.116
Acréscimo moratório	2.749	2.625	2.078
	28.030	39.733	40.194
Total de recebíveis	206.562	183.359	157.075

O total de recebíveis demonstrados acima é representado por faturas de energia elétrica a vencer ou vencidos não incluídos na PCLD, estes foram classificados de acordo com a taxa de inadimplência apurada pela área comercial da Companhia conforme descrito abaixo:

Grupo I – Nível de inadimplência compreendido até 20% do total de recebíveis;

Grupo II - Nível de inadimplência compreendido acima de 20,01% do total de recebíveis; e,

Grupo III – Energia vendida e não faturada em função do calendário de faturamento. Estes são reclassificados nos demais grupos na medida em que são efetuadas leituras periódicas.

44.5- Risco de não renovação das concessões

A Companhia detém a concessão para exploração dos serviços de planejamento, construção e exploração da produção, transformação, transporte, distribuição e comercialização de energia, regulamentadas pela ANEEL com vigência até 2 de julho 2015. A expectativa da administração é que a concessão seja prorrogada. Caso não seja deferida pelo poder concedente ou mesmo ocorra mediante a imposição de custos adicionais para a Companhia (concessão onerosa), ou estabelecimento de um preço teto, os atuais níveis de rentabilidade e atividade podem ser alterados.

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

44.6 - Risco quanto à escassez de energia

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 na 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 um novo programa de racionamento.

45. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

	31.12.2012			31.12.2011
	COMERCIALIZAÇÃO	DISTRIBUIÇÃO	TOTAL	TOTAL
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA				
Distribuição de energia elétrica	371.648	849.318	1.220.966	999.292
Fornecimento de energia elétrica	371.648		371.648	356.539
Receita de operação e manutenção		731.448	731.448	574.868
Receita de construção		117.870	117.870	67.885
Outras receitas operacionais	48.913	596	49.509	50.375
(-) Deduções à receita operacional	(65.012)	(305.262)	(370.274)	(335.188)
(-) Tributos	(64.928)	(257.479)	(322.407)	(278.825)
ICMS	(73.304)	(143.712)	(217.016)	(190.294)
PIS / PASEP / COFINS	8.376	(113.767)	(105.391)	(88.531)
(-) Encargos setoriais		(47.753)	(47.753)	(56.298)
(-) Outros - inclusive ISS	(84)	(30)	(114)	(65)
TOTAL RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	355.549	544.652	900.201	714.479
Custos e despesas operacionais				
Pessoal / material / serviços	(82.271)	(146.811)	(229.082)	(233.346)
Pessoal	(31.765)	(114.259)	(146.024)	(152.198)
Material	(1.089)	(2.286)	(3.375)	(2.310)
Serviços de terceiros	(49.417)	(30.266)	(79.683)	(78.838)
Participação nos lucros	(2.908)	(6.986)	(9.894)	(12.375)
Energia comprada p/ revenda	(446.200)		(446.200)	(345.023)
Encargos sobre uso da rede elétrica	(59.274)		(59.274)	(41.966)
Despesas de construção		(117.870)	(117.870)	(67.885)
Depreciação e amortização	(688)	(4.845)	(5.533)	(13.231)
Amortização intangível - distribuição	(688)	(4.845)	(5.533)	(13.231)
Doações e contribuições	(172)	(37)	(209)	(126)
Provisões operacionais	(87.090)	(8.039)	(95.129)	(47.849)
Outras despesas operacionais	(15.089)	(15.278)	(30.367)	(19.186)
TOTAL DAS DESPESAS OPERACIONAIS	(693.692)	(299.866)	(993.558)	(780.987)
RESULTADO OPERACIONAL	(338.143)	244.786	(93.357)	(66.508)
Receitas (despesas) financeiras				
Receitas de financiamentos e empréstimos	16.224		16.224	15.823
Renda de aplicações financeiras	738	1.775	2.513	1.326
Encargos de dívidas	(1.039)	(29.972)	(31.011)	(26.755)
Acréscimo moratório sobre energia comprada	42.774		42.774	39.653
Variações monetárias líquidas	(892)	(2.143)	(3.035)	(6.556)
Outras despesas financeiras, líquidas	(5.272)	(12.664)	(17.936)	(5.523)
RESULTADO FINANCEIRO	52.533	(43.004)	9.529	17.968
RESULTADO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(285.610)	201.782	(83.828)	(48.540)
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO	(285.610)	201.782	(83.828)	(48.540)

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

46. CONTINUIDADE OPERACIONAL

A Companhia no exercício de 2012 apurou prejuízo de R\$ 85.455, acumulando um prejuízo de R\$ 375.778. A Administração vem adotando medidas para a continuidade dos objetivos estratégicos com foco na governança corporativa e no estabelecimento de contratos de gestão, com destaque a parceria com o Banco Mundial em projetos de infraestrutura, melhorias operacionais e combate às perdas de energia elétrica.

Destacam-se também o avanço no Programa Luz para Todos; o combate a inadimplência; a melhoria da qualidade do serviço e das condições de fornecimento com ampliação de subestações e de rede de distribuição; e o combate a perdas com redução de 3% das perdas totais.

A insuficiência de capital de giro tem sido suportada pela holding Eletrobras, mediante ingresso de recursos destinados a futuro aumento de capital.

As demonstrações financeiras foram preparadas no pressuposto de continuidade operacional dos negócios da Companhia de acordo com o CPC 21.

47. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (RT)

A ANEEL aprovou as novas regras para o 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (RT) das tarifas de energia elétrica, conforme Resolução Normativa nº 435 de 24 de maio de 2011, onde define a estrutura dos procedimentos de regulação tarifária – PRORET, que consolida a regulamentação a cerca dos processos tarifários. A companhia teve a primeira revisão tarifária em agosto de 2005 e a segunda em agosto de 2009. A próxima revisão será em agosto de 2013.

O conjunto de mudanças aprovadas impacta diretamente numa parcela da tarifa – Parcela B, que reflete os custos relativos à atividade de distribuição, como, os custos operacionais e os investimentos. Essa a parcela representa 40% da conta de energia do consumidor. A Parcela A é menos gerenciável e se refere aos custos com compra e transmissão de energia elétrica, além dos encargos setoriais.

A revisão tarifária acontece a cada quatro anos. É neste momento que os custos são reavaliados, revertendo-se para a modicidade tarifária os ganhos médios de eficiências por elas obtidos.

b) Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE

A ANEEL concedeu prorrogação do prazo para implantação do MCPSE para a data de 30 de junho de 2013, através do Ofício nº 216/2012 - SFF/ANEEL, de 08 de março de 2012.

c) Conversão em Lei da Medida Provisória nº 579.

Em 11 de janeiro de 2013 a Medida Provisória nº 579 que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências foi convertida na Lei 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto 7.891/2013 emitido em 23 de janeiro de 2013 (Nota 2.a).

Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2012

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

Maceió, 31 de dezembro de 2012

Marcos Aurélio Madureira da Silva
Diretor-Presidente

Ronaldo Ferreira Braga
Diretor Financeiro

Pedro Mateus de Oliveira
Diretor de Planejamento e Expansão

Luis Hiroshi Sakamoto
Diretor de Gestão

Cícero Vladimir de Abreu Cavalcante
Diretor de Operação

Luiz Armando Crestana
Diretor Comercial

Nélisson Sergio Hoewell
Diretor de Assuntos Regulatórios e Projetos Especiais

Maria dos Praseres L. P. Moreira
Departamento de Contabilidade
CRC 2.731/AI

**ATENÇÃO: ESTA FOLHA DEVERÁ ACOMPANHAR O TRABALHO
E NÃO DEVERÁ SER DESTACADA DO MESMO**

**CONTROLE DO DPT - DADOS DO USUÁRIO
WORD 97**

Cliente - **CEAL**
Nº do registro -
Tipo de trabalho/idioma – **Demonstrações Financeiras**
Nome do arquivo - **CEAL—DFs 07.03.12.docx**
Diretório disquete - f:\users\area-DPT\CEAL

DADOS DO USUÁRIO

Departamento - AUD - Recife
Sócio - José Vital
Sócio substituto -
Revisão a frio -
Gerente - Rosana Mota
Nº de cópias p/cliente -
Encaminhar para -

CONTROLE DE GRAVAÇÃO/CHEQUE/REVISÃO

Gravação/data/tempo -
1ª revisão - Elbia/08.03.13
2ª revisão -
3ª revisão -

Observações: