

**RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO**

Senhores acionistas,  
Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Ampla Energia e Serviços S/A submete à apreciação dos senhores o Relatório de Administração e as Demonstrações Financeiras da Companhia, com os pareceres dos Auditores Independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração dados consolidados em relação ao mesmo período de 2011, exceto quando especificado em contrário. A Ampla Energia e Serviços S/A é uma companhia do Grupo Enel. A Enel é uma das maiores empresas de energia do Mundo. O Grupo produz, distribui e vende energia sustentável, respeitando as pessoas e o meio ambiente. A Enel fornece energia para mais de 60 milhões de clientes residenciais e corporativos em 40 Países, e cria valor para 1,3 milhão de investidores.

**AMBIENTE REGULATÓRIO**  
**Reajuste Anual Tarifário:** Em 09 de dezembro de 1996 foi firmado o Contrato de Concessão nº 005/1996 entre a União, por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, e a Ampla Energia e Serviços S/A. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela concessionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da concessão de que está é titular. O mencionado contrato estabelece, na Segunda Subcláusula da Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica, conforme a Quarta Subcláusula da Cláusula Sétima. O objetivo do Reajuste Tarifário Anual é restabelecer o poder de compra da receita da concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão. Acontece anualmente, na data de aniversário do contrato, exceto no ano de revisão tarifária. Para aplicação dessa fórmula, são calculados todos os custos não-generáveis da distribuidora (parcela A). Os outros custos, constantes da parcela B, são corrigidos pelo (GP-M, da Fundação Getúlio Vargas. A correção da parcela B ainda depende do fator X, índice fixado pela ANEEL na época da revisão tarifária. Sua função é repartir com o consumidor os ganhos de produtividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária. Dessa forma, e em cumprimento do contrato de concessão, a ANEEL aplica, para os anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas, o procedimento de reajuste tarifário anual (IRT). O Reajuste Tarifário da Ampla Energia de 2012, com vigência a partir do dia 15 de março de 2012, estabeleceu um incremento nas tarifas de 8,11%, sendo o efeito médio a ser percebido pelo mercado cativo da Companhia de 7,01%, tendo em vista a retirada da tarifa dos componentes financeiros oriundos do reajuste tarifário anual anterior. O contrato de concessão da distribuidora prevê a data de 15 de março para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) definir as novas tarifas a serem praticadas pela empresa no ano corrente. Com o objetivo contribuir com os esforços do Governo Federal de reduzir as despesas embutidas no custo da energia, a Companhia encaminhou proposta à ANEEL para que a ANEEL seja alterada para 30 de junho. Esta medida trará ainda benefícios para o consumidor, uma vez que, se aprovada, as alterações tarifárias deverão ocorrer entre os meses de junho/julho quando, historicamente, se registra menor consumo médio. Esta proposta foi colocada em audiência pública (que encontra aberta até a publicação deste relatório). Enquanto não ocorre a decisão definitiva sobre a postergação da data de Reajuste Tarifário da Ampla Energia para 30, e tendo em vista que ainda existem incertezas em relação à aplicação do Decreto 7.945/2013, publicado no dia 8 de março de 2013, que detalha a medida de aumento do índice de governo federal às distribuidoras, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adota, temporariamente, de 15 de março para o próximo dia 15 de abril o reajuste tarifário anual da Ampla, já que o decreto tem reflexo direto no reajuste tarifário da Ampla. Destse modo, o percentual de reajuste ainda será calculado pela ANEEL. As tarifas atuais permanecem vigentes até 14 de abril de 2013.

**PRINCIPAIS INDICADORES DESTAQUES DO PERÍODO**

	2012	2011	Var. %
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	10.472	9.964	5,1%
Receita Bruta (R\$ mil)	5.465.278	4.951.053	10,4%
Receita Líquida (R\$ mil)	3.690.989	3.312.371	11,4%
EBITDA (1) (R\$ mil)	883.038	762.477	15,8%
Margem EBITDA (%)	23,92%	23,02%	0,90 p.p.
EBIT (2) (R\$ mil)	706.408	580.245	21,7%
Margem EBIT (%)	19,14%	17,52%	1,62 p.p.
Lucro Líquido (R\$ mil)	493.376	210.352	134,5%
Margem Líquida (%)	13,37%	6,35%	7,02 p.p.
CAPEX (R\$ mil)	460.024	469.766	-2,1%
DEC (12 meses)	17,54	19,24	-8,8%
FEC (12 meses)	9,25	9,83	-5,9%
Índice de Arrecadação (12 meses)	97,89%	98,79%	-0,90 p.p.
Perdas de Energia (12 meses)	19,63%	19,66%	-0,03 p.p.
Nº de Consumidores Totais	2.712.359	2.643.510	2,6%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.138	1.187	-4,1%
MWh/Colaborador	8,971	8,326	7,7%
MWh/Consumidor	3,91	3,81	2,6%
PMSO (4)/Consumidor	171,49	190,53	-10,0%
Consumidor/Colaborador	2,383	2,227	7,0%

(1) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (2) EBIT: Resultado do Serviço e (3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

**DESEMPENHO OPERACIONAL NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNID.)**

	2012	2011	Var. %
<b>Mercado Cativo</b>	<b>2.398.289</b>	<b>2.334.895</b>	<b>2,7%</b>
Residencial - Convencional	1.899.196	1.907.888	-0,5%
Residencial - Baixa Renda	269.357	200.063	34,0%
Industrial	4.682	4.731	-1,0%
Comercial	145.784	144.607	0,8%
Rural	63.088	61.686	2,3%
Sector Público	16.182	15.520	4,3%
<b>Clientes Livres</b>	<b>39</b>	<b>34</b>	<b>14,7%</b>
Industrial	28	27	3,7%
Comercial	11	7	57,1%
Residência	13	14	-7,1%
<b>SUBTOTAL - Consumidores Efetivos</b>	<b>2.398.341</b>	<b>2.334.543</b>	<b>2,7%</b>
Consumo Próprio	365	368	-0,8%
Consumidores Ativos sem Fornecedor	313.653	308.599	1,6%
<b>Total - Número de Consumidores</b>	<b>2.712.359</b>	<b>2.643.510</b>	<b>2,6%</b>

A Ampla Energia encerrou o ano de 2012 com 2.712.359 unidades consumidoras ("consumidores"), 2,6% superior ao número de consumidores registrado ao final de 2011. Esse crescimento representa um acréscimo de 68.849 novos consumidores à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda, conjuntamente), com mais 60.602 novos consumidores. Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Ampla Energia, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia. Esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 153 milhões nos últimos 12 meses. Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2012 com 2.398.341 consumidores, um incremento de 2,7% em relação ao ano de 2011. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecedor. A Companhia fechou 2012 com 39 clientes livres, um acréscimo de 5 novos clientes, que representa um incremento de 14,7% em relação ao número registrado no fechamento de 2011.

**VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)**

	2012	2011	Var. %
Mercado Cativo	8.968	8.591	4,4%
Clientes Livres	1.504	1.373	9,5%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>10.472</b>	<b>9.964</b>	<b>5,1%</b>

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Ampla Energia no ano de 2012 foi de 10.472 GWh, o que representa um incremento de 5,1% (+508 GWh) em relação ao ano de 2011, cujo volume foi 9.964 GWh. Essa variação é o efeito combinado de (i) um incremento observado no mercado cativo da Companhia de 4,4% (+377 GWh) em 2012 em relação a 2011 (8.968 GWh versus 8.591 GWh), impulsionado, ainda, por (ii) um maior volume de energia transportado para os clientes livres, cujo montante, em 2012, foi de 1.504 GWh, 9,5% superior ao registrado em 2011 (+131 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Ampla Energia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

**VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)**

	2012	2011	Var. %
Residencial - Convencional	3.915	3.365	16,3%
Residencial - Baixa Renda	417	720	-42,1%
Industrial	1.058	1.154	-8,3%
Comercial	2.052	1.921	6,8%
Rural	234	221	5,9%
Sector Público	1.292	1.210	6,8%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>8.968</b>	<b>8.591</b>	<b>4,4%</b>

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 4,4% no ano de 2012 quando comparado ao ano de 2011. As classes residencial baixa renda e industrial apresentaram retração no consumo, em decorrência, respectivamente, (i) da aplicação dos novos critérios para enquadramento dos clientes residenciais baixa renda e (ii) pela migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

**INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE**

	2012	2011	Var. %
DEC 12 meses (horas)	17,54	19,24	-8,8%
FEC 12 meses (vezes)	9,25	9,83	-5,9%
Perdas de Energia 12 meses (%)	19,63%	19,66%	-0,03 p.p.
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	97,89%	98,79%	-0,90 p.p.
MWh/Colaborador	8,971	8,326	7,7%
MWh/Consumidor	3,91	3,81	2,6%
PMSO/Consumidor	171,49	190,53	-10,0%

Os indicadores DEC e FEC medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Ampla. Eles refletem: DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora); a duração média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido. Medido em horas por período (no caso, nos horas nos últimos 12 meses). FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora); a frequência média em que os consumidores

da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido. Medido em vezes por período (no caso, vezes nos últimos 12 meses). A Ampla Energia encerrou o ano de 2012 com DEC de 17,54 horas, índice 8,8% melhor ao registrado no ano de 2011 de 19,24 horas. O FEC alcançou o patamar de 9,25 vezes, o que representa uma melhoria de 5,9% em relação a 2011, o que foi em 9,83 vezes. A Ampla Energia investiu R\$ 67 milhões em qualidade do sistema no ano de 2011. As perdas de energia TAM - Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 19,63% em 2012, uma redução de 0,03 p.p. em relação às perdas registradas em 2011, de 19,66%. Em 2012, foram investidos no combate às perdas o montante de R\$ 186 milhões. Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou 2012 em 97,89%, percentual inferior (-0,90 p.p.) em relação ao encerramento de 2011, de 98,79%. Os indicadores MWh/colaborador e MWh/consumidor refletem a produtividade da Companhia, em termos de geração de valor pela força de trabalho (colaboradores) e em termos de geração de valor pela base comercial (consumidores). A Ampla Energia encerrou o ano de 2012 com o indicador de MWh/colaborador de 8,971, índice 7,7% superior que o valor de 2011, de 8,326. O indicador de MWh/consumidor alcançou o patamar de 3,91, o que representa um incremento de 2,6% em relação a 2011, que encerrou em 3,81. O indicador PMSO/consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R\$171,49/consumidor em 2012, o que representa uma redução de 10% em relação ao ano anterior, que fechou em R\$190,53/consumidor.

**DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL) E MARGENS (%)**

	2012	2011	Var. %
Recetta Operacional Bruta	5.465.278	4.951.053	10,4%
Deduções à Receita Operacional	(1.774.289)	(1.638.682)	8,3%
Recetta Operacional Líquida	3.690.989	3.312.371	11,4%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(2.984.581)	(2.732.126)	9,2%
<b>EBITDA</b>	<b>883.038</b>	<b>762.477</b>	<b>15,8%</b>
Margem EBITDA	23,92%	23,02%	0,90 p.p.
EBIT	706.408	580.245	21,7%
Margem EBIT	19,14%	17,52%	1,62 p.p.
Resultado Financeiro	58.488	(220.936)	-126,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(271.520)	(148.957)	82,3%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>493.376</b>	<b>210.352</b>	<b>134,5%</b>
Margem Líquida	13,37%	6,35%	7,02 p.p.
Lucro por Lote de Mil Ações (R\$/lote de mil ações)	0,126	0,054	134,7%

**Recetta Operacional Bruta:** A receita operacional bruta da Ampla Energia alcançou, em 2012, R\$ 5.465 milhões, um crescimento de 10,4% em relação ao ano de 2011, de R\$ 4.951 milhões (+R\$ 514 milhões). Esse incremento é o efeito líquido dos seguintes fatores:

	2012	2011	Var. %
Fornecimento de Energia	4.616.520	4.067.982	13,5%
Baixa Renda	71.348	77.825	-8,3%
<b>Fornecimento de Energia Total</b>	<b>4.687.868</b>	<b>4.145.807</b>	<b>13,1%</b>
Suprimento de Energia Elétrica	59.608	49.554	20,3%
Recetta pela Disponibilidade da Rede Elétrica	252.127	235.997	6,8%
Recetta - IFRIC 12	403.646	448.631	-10,0%
Outras Recettas	62.029	71.064	-12,7%
<b>Total - Recetta Operacional Bruta</b>	<b>5.465.278</b>	<b>4.951.053</b>	<b>10,4%</b>

**Variações relevantes:** Fornecimento de Energia Elétrica (aumento de R\$ 549 milhões): Este incremento está associado ao aumento do volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia de 4,4%, o qual foi, ainda, impulsionado pela aplicação do efeito do reajuste tarifário de 7,01%, aplicado a partir de 15 de março de 2012. Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, em 2012, alcançou o montante de R\$ 5.062 milhões, o que representa um incremento de 12,4% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 4.502 milhões (+R\$ 559 milhões). A IFCO nº 01 estabeleceu que o concessionário de energia elétrica deve 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 – Recettas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando realizados por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza recettas 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 (contabilizando-se o mesmo valor na receita e na despesa), considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada 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. **Deduções à Recetta Operacional:** As deduções da recetta apresentaram incremento de 8,3% em relação ao ano anterior, alcançando +R\$ 1.774 milhões em 2012, contra +R\$ 1.639 milhões no ano de 2011 (+R\$ 136 milhões). Esse incremento é o efeito das seguintes variações:

	2012	2011	Var. %
ICMS	(1.178.219)	(1.082.223)	8,9%
PIS	(51.811)	(40.395)	28,3%
COFINS	(238.645)	(185.250)	28,8%
ISS	(2.245)	(2.136)	5,1%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	(67.046)	(68.543)	-2,2%
Subvenções CCC e CDE	(194.265)	(227.692)	-14,7%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(32.422)	(24.194)	34,0%
<b>Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros</b>	<b>(9.836)</b>	<b>(8.249)</b>	<b>16,8%</b>
<b>Total - Deduções da Recetta</b>	<b>(1.774.289)</b>	<b>(1.638.682)</b>	<b>8,3%</b>

**ICMS, PIS e COFINS (aumento de R\$ 161 milhões):** Esta variação reflete o crescimento da base de cálculo para apuração destes tributos. O percentual sobre a base de cálculo continua em linha com o ano de 2011. Subvenção CCC e CDE (redução de R\$ 33 milhões): A partir de maio de 2012, através da Resolução nº 1.291 de 15/05/2012, a quota mensal do encargo CCC reduziu R\$ 7 milhões em 2012, enquanto o encargo CDE teve aumento de sua quota mensal de R\$ 7,9 milhões para R\$ 8,9 milhões no ano de 2012, conforme Resolução Homologatória nº 1.242 de 13/12/2011. **Custos do Serviço e Despesas Operacionais:** Os custos e despesas operacionais em 2012 alcançaram +R\$ 2.985 milhões, um incremento de 9,2% em relação ao ano de 2011, de +R\$ 2.732 milhões (+R\$ 253 milhões). Este incremento é o efeito das seguintes variações:

	2012	2011	Var. %
Custos e despesas não gerenciais	-	-	-
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.434.233)	(1.179.081)	21,6%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(8.341)	(7.392)	12,8%
Encargos de Uso de Serviço do Sistema	(438.797)	(402.357)	9,1%
<b>Total - Não gerenciais</b>	<b>(1.881.371)</b>	<b>(1.589.830)</b>	<b>18,4%</b>
Custos e despesas gerenciais	-	-	-
Pessoal	(151.747)	(143.245)	5,9%
Material e Serviços de Terceiros	(285.911)	(260.077)	2,2%
Custo na Desativação de Bens	(57.795)	(8.774)	554,3%
Depreciação e Amortização	(176.630)	(182.232)	-3,1%
Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa	(77.253)	(41.136)	87,8%
Provisão para Contingências	74.387	(22.087)	8,7%
Custo de Construção (IFRIC 12)	(403.646)	(448.631)	-10,0%
<b>Outras Despesas Operacionais</b>	<b>(44.615)</b>	<b>(37.114)</b>	<b>20,2%</b>
<b>Total - Gerenciais</b>	<b>(1.103.210)</b>	<b>(1.143.296)</b>	<b>-3,5%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional</b>	<b>(2.984.581)</b>	<b>(2.732.126)</b>	<b>9,2%</b>

**Variações relevantes:** Energia Elétrica comprada para revenda (aumento de R\$ 255 milhões): Este acréscimo deve-se (i) às liquidações no mercado de curto prazo, em um cenário de elevação expressiva no PLD, para atendimento à demanda do mercado cativo da Companhia, tendo em vista o incremento do consumo deste mercado no 4T12, (ii) ao reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos, (iii) a uma maior tarifa média (mWh) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos, especialmente de térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada e (iv) aumento do custo variável pago às térmicas despachadas para garantir o nível mínimo dos reservatórios. **Encargo do Uso da Rede Elétrica/Encargo do Sistema - ESS (aumento de R\$ 36 milhões):** Este aumento decorre do reajuste contábil aplicado nos contratos de transmissão autorizado pela Resolução Homologatória nº 1.173, que reajustou as Recettas Anuais Permitidas das Transmissoras (RAMP) em média 4,5%, associado, ainda, ao incremento do volume de energia transportada sobre quais incidem os encargos e, também, ao maior despacho pelo ONS de usinas térmicas no período, tendo em vista a redução do nível dos reservatórios nacionais. **Custo na Desativação de Bens (aumento de R\$ 49 milhões):** Variação, não recorrente, decorrente do registro de aproximadamente R\$ 36 milhões em 2012, associado à perda de valor de itens do ativo imobilizado. **Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (aumento de R\$ 36 milhões):** o aumento desta despesa decorre de ajuste na provisão para créditos de liquidação duvidosa e visa contemplar o montante de créditos que a Companhia julga ser de recebimento improvável. **Provisão para Contingências (redução de R\$ 96 milhões):** Durante o exercício de 2012 foi concluído processo junto à Enertade, de forma irretratável e irrevogável, resultando na reversão da provisão que estava constituída, impactando o resultado da Companhia em R\$ 102 milhões. Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciais da Companhia, em 2012, alcançaram o montante de +R\$ 700 milhões, o que representa um incremento de 0,7% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de +R\$ 695 milhões (aumento de R\$ 5 milhões). **EBITDA e Margem EBITDA:** Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Ampla Energia no ano de 2012, atingiu o montante de R\$ 883 milhões, o que representa um incremento de 15,8% em relação ao ano de 2011, cujo montante foi de R\$ 762 milhões (+R\$ 121 milhões). A margem EBITDA da Companhia em 2012 foi de 23,92%, o que representa uma evolução de 0,90 p.p. em relação a 2011, de 23,02%. De acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, a divulgação do cálculo do EBITDA e do EBIT deve ser acompanhada da conciliação dos valores que os compõem, constantes das demonstrações contábeis da companhia. De acordo com o artigo 10 da referida instrução, a mesma produz efeito nas divulgações a partir de 1º de janeiro de 2013. Assim, segue abaixo a conciliação dos cálculos acima citados:

	2012	2011	Var. %
Lucro Líquido do Período	493.376	210.352	134,5%
(+) Tributo sobre Lucro (Nota Explicativa 32)	271.520	148.957	82,3%
(-) Resultado Financeiro (Nota Explicativa 31)	(58.488)	220.936	-126,5%
(-) EBIT	706.408	580.245	21,7%
(+) Depreciações e Amortizações (Nota Explicativa 30)	176.630	182.232	-3,1%
(-) EBITDA	883.038	762.477	15,8%

**BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011**

ATIVO	BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011			PASSIVO	BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011		
	Notas	31/12/2012	31/12/2011		Notas	31/12/2012	31/12/2011
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>				<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	20.813	59.488	Fornecedores	16	450.433	317.8







Estudos técnicos de viabilidade indicam a recuperação dos valores de imposto de renda e da contribuição social, nos parâmetros determinados pelo Pronunciamento Técnico CPC 32 - Tributos sobre o lucro ("CPC 32"), os quais correspondem às melhores estimativas da Administração, cuja expectativa de realização de créditos fiscais está apresentada a seguir:

Ano de realização	31/12/2012
2013	47.036
2014	40.511
2015	40.183
2016	40.080
2017 a 2019	119.943
2020 a 2022	101.504
Total	389.337

As projeções utilizadas para estabelecer o prazo de realização estão sujeitas a alterações periódicas.

**13. DEPÓSITOS VINCULADOS A LITÍGIOS (DEPÓSITOS JUDICIAIS):**

	31/12/2012	31/12/2011
Trabalhistas	118.709	107.831
Cíveis	30.396	34.401
Fiscais	1.307	3.414
Total	150.412	145.646

**14. ATIVO INDEZENIZÁVEL (CONCESSÃO):** O Contrato de Concessão de Distribuição nº 05/96 - ANEL, de 9 de dezembro de 1996 celebrado entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a Ampla Energia e Serviços S.A. (Concessionária - Operador), respectivamente, regulamenta a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica pelas Companhias, onde: a) O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados; b) O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver à infraestrutura nas mesmas condições em que recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão; c) Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização; e d) O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido. 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 ICPC 01 (R1) e do OCP 05, os quais tornem 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 em 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) 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, que estava originalmente representada pelo ativo imobilizado e intangível da Companhia 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. A Lei nº 12.783/13, dentre outras deliberações, determinou que a indenização a ser paga pelo poder concedente pela reversão dos bens afetados ao serviço público de distribuição de energia será baseada no VNR não amortizado até o término da concessão. Considerando a natureza prospectiva do referido assunto, o montante do novo posicionamento por parte do órgão regulador imposto pela Lei nº 12.783/13, a Administração da Companhia propôs ao recalculo do ativo indenizável levando em consideração o VNR dos bens ao final da concessão. O efeito da atualização do cálculo ao final do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 foi reconhecido em contrapartida ao resultado do exercício na forma de resultado financeiro no montante de R\$ 307.410. A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (concessão) está assim apresentada:

Saldo em 31 de dezembro de 2010	416.918
Transferências do ativo intangível	129.500
Receita financeira - ativo indenizável	15.118
Saldo em 31 de dezembro de 2011	561.536
Transferências do ativo intangível	163.117
Receita financeira - ativo indenizável	307.410
Saldo em 31 de dezembro de 2012	1.032.063

**15. INTANGÍVEL**

	31/12/2012		31/12/2011	
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido
Em serviço				
Direito de uso da concessão	3.943.725	(1.639.572)	(252.569)	2.051.584
Software	86.111	(78.452)	-	9.659
Em curso				
Direito de uso da concessão	586.460	-	(38.761)	547.699
Software	24.133	-	-	24.133
Total	4.642.429	(1.718.024)	(291.330)	2.633.075

O ativo intangível em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica. A movimentação dos saldos do intangível está demonstrada a seguir:

	31/12/2012		31/12/2011		Valor líquido
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	
Saldo em 31 de dezembro de 2010	3.787.813	(1.360.413)	(279.008)	2.871.152	2.431.336
Adições	-	-	-	-	448.631
Baixas	(22.434)	14.932	(7.502)	-	(7.502)
Amortização	-	(190.910)	13.451	(177.459)	-
Transferências	337.438	-	(107)	337.331	337.331
Transferências para o ativo indenizável	(129.500)	-	-	(129.500)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2011	3.973.317	(1.536.391)	(265.664)	406.897	394.244
Adições	(4.787)	3.766	-	(1.021)	-
Baixas	-	(185.389)	13.460	(171.939)	-
Amortização	-	-	(365)	226.058	365
Transferências	226.423	-	-	226.058	226.058
Transferências para o ativo indenizável	(163.117)	-	-	(163.117)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2012	4.031.836	(1.718.024)	(252.569)	2.061.243	1.808.674

A agência reguladora ANEL 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. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens do setor elétrico. 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 de distribuição. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados individualmente, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da concessão. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será amortizado de forma não linear. A Resolução Normativa ANEL nº 474, de 7 de fevereiro de 2012, estabeleceu novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2012, determinando alteração na vida útil-econômica dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição. Anteriormente à edição desta resolução, a vida útil média do conjunto de ativos da Companhia era em torno de 22 anos, e passou a ser em torno de 25 anos (o que corresponde a um acréscimo de 3 anos em relação à vida útil econômica média anterior). Considerando esse aumento da vida útil, houve uma diminuição da amortização e o consequente aumento da parcela residual da infraestrutura que a Companhia espera receber como indenização ao final do período da Concessão. Como consequência, houve uma redistribuição da infraestrutura que é classificada no ativo intangível e no ativo financeiro, em decorrência da adoção da ICPC 01 (R1) e da OCP 05. A Companhia realizou os cálculos para determinar a nova estimativa de valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da Concessão e do montante atribuído ao ativo intangível. Considerando os aspectos econômicos, regulatórios e o melhor entendimento técnico-contábil, essa remuneração da infraestrutura resultou, em 31 de dezembro de 2012, na reclassificação de R\$ 102.020 do conta de ativo intangível para o ativo indenizável, sem alterar os demais procedimentos contábeis decorrentes da adoção da ICPC 01 e da OCP 05. **Obrigações especiais vinculadas à concessão de serviço público de energia elétrica:** As obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica representam os valores 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 no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. Em conformidade com o ofício nº 1.314/2007-SFF/ANEL, de 27 de junho de 2007, que determina que tal registro seja iniciado somente a partir da segunda revisão tarifária da Companhia, a amortização começou a ser registrada em abril de 2009, haja vista que a referida revisão foi realizada em março de 2009. As obrigações vinculadas à concessão estão sendo amortizadas desde o 2º ciclo às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura, com base em uma taxa média de 4,43%. Ao final da concessão, o valor residual das obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica será deduzido do ativo financeiro de indenização e retirado do seu ativo, de forma que fique evidente a contabilização dos ativos pertencentes à União, que ficaram, durante o contrato de concessão, sob administração da concessionária. **Programa de Descontos de Imposto de Renda:** Em 26 de abril de 2002, foi sancionada a Lei Federal nº 10.438 que dispõe acerca de diversos aspectos importantes para o setor de energia elétrica, tais como a criação do PROINFRA, a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e discorre, ainda, sobre a universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica e estabelece que seu atendimento seja regulamentado por Resoluções editadas pela ANEL. Em 29 de abril de 2003, foi editada a Resolução ANEL nº 223, que estabelece as condições gerais para elaboração do plano de universalização de energia elétrica e que foi alterada pela Resolução Normativa nº 368/2009, acrescento o Art. 18-B que trata das condições de antecipação de obras com recursos aportados pelo consumidor, visando ao atendimento de unidades consumidoras ou aumento de carga, sem ônus para os interessados. Pela Resolução, a Companhia tinha o ano de 2013 como limite para que atendesse todas as solicitações de pedidos de ligação com extensão de rede, sendo elaborado um cronograma anual por município. A Companhia avaliou a recuperação do valor contábil dos ativos intangíveis utilizando o conceito do Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) - Redução ao valor recuperável de ativos ("CPC 01").

**16. FOMECEDORES**

	31/12/2012	31/12/2011
Suprimento de energia elétrica		
Furnas Centrais Elétricas	17.515	18.185
Itaipu (Eletrobras)	52.105	34.562
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - Chesf	11.256	12.348
Companhia Energética de São Paulo - Cesp	7.644	7.938
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte	3.662	5.204
Encargo de uso da rede	18.892	18.570
Contrato de uso do sistema de distribuição - Light	17.442	16.461
Câmara de comercialização de energia elétrica - SPOT	39.740	13.265
MCS-D Mecanismo de Compensação de Sobras e Débitos	17.190	17.190
Entrada Comercializadora de Energia S.A.	39.756	3.618
Contrato de comercialização de energia em ambiente regulado - CCEAR's	69.734	32.718
Materiais e serviços	153.387	137.807
Total	450.433	317.865

**17. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS:** As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional são:

	31/12/2012		31/12/2011	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
BNDES (Fime) (a)	7	2.214	1.884	12
BNDES (Capex) (b)	-	-	153	3.446
BNDES (Capex 2011) (c)	280	10.210	75.942	161
BNDES (Capex 2011) (c)	341	19.324	86.846	313
BNDES (Capex 2011) (c)	379	19.324	86.846	346
Eletrobras (d)	3	2.940	16.804	4
Eletrobras (e)	2	536	10.169	1
Bradesco S.A. 3º contrato (f)	-	-	41	5.340
Bradesco S.A. 4º, 5º e 6º contratos (f)	795	20.000	3.260	40.000
Banco Alfa S.A. (f)	-	-	2.951	50.000
União dos Bancos Brasileiros S.A. (f)	-	-	94	5.320
HSBC Bank Brasil S.A. 1º Contrato (f)	-	-	127	15.000
HSBC Bank Brasil S.A. 2º Contrato (f)	-	-	506	60.000
Banco do Brasil S.A. (f)	612	100.000	992	100.000
Banco Itaú S.A. (f)	-	-	6	6.675
Total de empréstimos e financiamentos	2.419	174.548	278.491	8.967

	31/12/2012		31/12/2011	
	Início	Vencimento	Garantias	Encargos financeiros
BNDES (Fime) (a)	20/08/2009	15/01/2015	Mensal	Fiança Bancária
BNDES (Capex) (b)	03/11/2006	15/06/2012	Mensal	Recebeíveis e Conta Reserva
BNDES (Capex 2011) (c)	15/08/2011	15/06/2021	Mensal	Recebeíveis
BNDES (Capex 2011) (c)	15/08/2011	15/06/2018	Mensal	Recebeíveis
Eletrobras (d)	01/06/2004	30/05/2021	Mensal	Recebeíveis e Nota Promissória
Eletrobras (e)	21/05/2011	30/09/2018	Mensal	Recebeíveis e Nota Promissória
Bradesco S.A. 3º contrato (f)	28/12/2007	03/12/2012	Semestral	CDI + 1,05%
Bradesco S.A. 4º, 5º e 6º contratos (f)	01/02/2008	07/01/2013	Semestral	CDI + 1,15%
Banco Alfa S.A. (f)	10/01/2007	30/07/2012	Semestral	Nota Promissória
União dos Bancos Brasileiros S.A. (f)	26/11/2007	30/10/2012	Semestral	CDI + 0,95%
HSBC Bank Brasil S.A. 1º Contrato (f)	03/12/2007	03/12/2012	Semestral	Nota Promissória
HSBC Bank Brasil S.A. 2º Contrato (f)	04/12/2007	30/10/2013	Boletim	Nota Promissória
Banco Itaú S.A. (f)	28/07/2007	28/12/2012	Semestral	CDI + 1,37%

a) BNDES Fime: Financiamento contratado junto ao Banco Safra com repasse de recursos do BNDES para aquisição de equipamentos nacionais. b) BNDES Capex: Financiamento, no montante total previsto de R\$ 301.425, para o plano de investimento da Companhia no período de 2009/2008, contratado junto ao sindicato liderado pelo Unibanco, com repasse de recursos do BNDES. c) BNDES Capex 2011: Financiamento, no montante total previsto de R\$ 331.397, para o plano de investimento da Companhia no período de 2010/2011, contrato junto ao sindicato liderado pelo Itaú, com repasse de recursos do BNDES. d) Eletrobras: Empréstimo contratado para cobertura financeira dos custos diretos das obras do programa de eletrificação rural, que integra o programa de universalização do acesso e uso de energia elétrica - Luz Para Todos, do Ministério das Minas e Energia, com recursos originários da RGR e CDE. e) Eletrobras: Empréstimo contratado para cobertura financeira dos custos das obras de reconstrução da rede de distribuição e subtransmissão da Região Serrana do Rio de Janeiro, que foram afetadas devido às chuvas no 1º trimestre de 2011. Esta operação tem recursos originários da RGR. f) Empréstimos contratados para atender à necessidade de capital de giro da Companhia. Nos financiamentos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e nas operações de capital de giro, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações durante a vigência dos contratos, as quais foram adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2012:

Contratos	31/12/2012		31/12/2011	
	Divida financeira líquida/EBITDA (máximo)	Limite	Divida financeira líquida/PL + divida financeira líquida (máximo)	Limite
BNDES	0,50	3,50	0,50	3,50
BNDES	0,60	3,60	0,60	3,60
Capital de giro	2,50	3,50	2,50	3,50
Capital de giro	3,00	3,00	3,00	3,00
EBITDA/despesas financeiras líquidas (mínimo)	1,00	1,00	1,00	1,00
Total	6,245	1,717	7,962	12,657

A curva de amortização dos empréstimos e financiamentos do passivo não circulante se apresenta da seguinte forma:

	31/12/2012	31/12/2011
2013	-	165.351
2014	55.824	45.884
2015	53.940	44.000
2016	53.811	43.871
2017	53.423	43.483
2018	32.633	25.181
Após 2018	28.860	21.270
Total	278.491	389.640

Indexador	31/12/2012	31/12/2011
IPCA	5,84%	6,50%
IGP-M	7,82%	5,10%
TJLP	5,75%	6,00%
CDI	8,40%	11,64%
SELIC	8,49%	11,62%

Mutação de empréstimos e financiamentos:

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2010	247.319	355.834	603.153
Ingressos	70.000	273.850	343.850
Encargos	68.587	-	68.587
Transferência de prazo	240.044	(240.044)	-
Amortizações de principal	(305.877)	-	(305.877)
Pagamento de juros	(71.214)	-	(71.214)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	248.599	389.640	638.499
Ingressos	-	67.362	67.362
Encargos	49.962	-	49.962
Transferência de prazo	178.511	(178.511)	-
Amortizações de principal	(243.856)	-	(243.856)
Pagamento de juros	(56.509)	-	(56.509)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	176.967	278.491	455.458

**18. DEBENTURES**

	31/12/2012		31/12/2011	
	Encargos	Principal	Encargos	Principal
1ª série - 4ª emissão	-	-	9.384	185.000
1ª série - 5ª emissão	-	-	576	115.330
2ª série - 5ª emissão	459	53.519	107.038	530
1ª série - 6ª emissão	328	-	117.000	590
2ª série - 6ª emissão	8.290	-	197.913	7.911
1ª série - 7ª emissão	274	-	100.000	-
2ª série - 7ª emissão	9.872	-	309.031	-
(-) Custo a amortizar	-	(1.122)	(4.334)	-
Total sem efeito de swap	19.223	52.397	826.648	18.991
Repactuação de operações de swap	-	123	2.308	-
Total de debêntures	19.223	52.520	828.956	18.991

Mutação de debêntures:

	31/12/2012		31/12/2011	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2010	202.779	442.020	644.799	-
Captação	-	300.000	300.000	-
Amortização do principal	(185.000)	-	(185.000)	-
Encargos provisionados	78.536	-	78.536	-
Encargos pagos	(77.982)	-	(77.982)	-
Variação monetária	-	13.691	13.691	-
Transferência de prazos	300.330	(300.330)	-	-
Custo de transação amortizado	(1274)	(687)	(971)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2011	318.399	454.684	773.073	-
Captação	-	400.000	400.000	-
Amortização do principal	(300.330)	-	(300.330)	-
Encargos provisionados	75.713	-	75.713	-
Encargos pagos	(75.482)	-	(75.482)	-
Variação monetária	-	27.937	27.9	



