Tractebel Energia
GDF SUEZ



Proposta da Administração para a Assembleia Geral Ordinária de 17.04.2013

PROPOSTA DA ADMINISTRAÇÃO PARA A ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA A REALIZAR-SE NO DIA 17 DE ABRIL DE 2013, EM ATENDIMENTO À INSTRUÇÃO DA COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS (CVM) Nº 481 DE 17 DE DEZEMBRO DE 2009 (ICVM 481/09).

Segundo o artigo 9º da ICVM 481/09 a Companhia deve fornecer, até 1 (um) mês antes da data da realização da Assembleia Geral Ordinária (AGO), os documentos e informações estabelecidos nos seguintes incisos:

- **Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis (Incisos I e II do artigo 9ª da ICVM 481/09)**

  As Demonstrações Contábeis Anuais Completas, que incluem o Relatório da Administração, foram arquivadas na CVM e BM&FBOVEPSA no dia 07 de fevereiro de 2013 e foram publicadas nos jornais Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e Diário Catarinense, no dia 28 de fevereiro de 2013. Tais documentos também estão disponíveis nos seguintes websites: da Companhia (www.tractebelenergia.com.br), da CVM (www.cvm.gov.br) e da BM&FBOVESPA (www.bmfbovespa.com.br).

- **Comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia, nos termos do item 10 do formulário de referência (Inciso III do artigo 9º da ICVM 481/09)**

  As informações referentes ao comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia estão disponíveis no anexo I do presente documento.

- **Relatório (Parecer) dos Auditores Independentes (Inciso IV do artigo 9º da ICVM 481/09)**

  O Relatório (Parecer) dos Auditores Independentes está contemplado nas Demonstrações Contábeis Anuais Completas da Companhia.

- **Parecer do Conselho Fiscal, inclusive votos dissidentes, se houver (Inciso V do artigo 9º da ICVM 481/09)**

  O Parecer do Conselho Fiscal está contemplado nas Demonstrações Contábeis Anuais da Companhia, ressaltando que não houve votos dissidentes.

- **Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas - DFP (§ 1º do artigo 9º - Inciso I)**

  O formulário Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) foi enviado pela Companhia no dia 07 de fevereiro de 2013, na mesma data da entrega do Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Anuais Completas. Esse documento pode ser acessado pelos websites da CVM (www.cvm.gov.br) e da BM&FBOVESPA (www.bmfbovespa.com.br)

- **Proposta de destinação do lucro líquido do exercício que contenha, no mínimo, as informações indicadas no anexo 9-1-II da ICVM 481/09 (§ 1º do artigo 9º - Inciso II)**

  As informações referentes ao anexo 9-1-II da ICVM 481/09 estão disponíveis no anexo II do presente documento.

- **Parecer do Comitê de Auditoria, se houver (§ 1º do artigo 9º - Inciso III)**

  A Companhia não possui Comitê de Auditoria.

- Dados relativos aos candidatos indicados ou apoiados pela Administração da Companhia ou pelos acionistas controladores para as eleições de membros do conselho de administração e fiscal da Companhia, conforme exigências contidas nos itens 12.6 a 12.10 do Formulário de Referência referenciado pela Instrução CVM 480/09, estão apresentados no anexo III do presente documento; e
- Informações relativas à remuneração dos administradores baseadas no item 13 do referido Formulário de Referência estão apresentadas no anexo IV deste documento.

Anexo I

Artigo 9ª ICVM 480/09 – Inciso III – Comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia, nos termos do item 10 do formulário de referência

10. Comentário dos Diretores

10.1 Comentários dos diretores sobre

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2012

O lucro líquido e o EBTIDA consolidado cresceram, respectivamente, 3,6% e 6,8% em relação aos resultados apurados no ano de 2011, aferindo novamente a eficiência operacional da Companhia.

Cabe ainda ponderar que ao longo do ano de 2012, em função das condições hidrológicas desfavoráveis no País houve uma redução de 24,9% na geração hidrelétrica da Companhia. Essa queda não necessariamente resultou em uma deterioração do resultado econômico-financeiro, visto que a Companhia participa da do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), onde compartilha os riscos da geração hidrelétrica com outros agentes. Tais condições foram responsáveis por uma maior necessidade de ativação do parque termelétrico do País, sendo que a geração desse tipo de energia pela Companhia apresentou uma evolução de 32,8%.

Tanto a hidrologia desfavorável quanto o maior despacho das usinas termelétricas fizeram com que os preços do mercado de curto prazo disparassem no final do ano de 2012, resultando em um preço médio superior em R$ 137,22 quando comparado a 2011. Essa ampliação do preço foi um dos fatores que contribuíram para que a Companhia obtivesse um incremento no resultado líquido positivo com as transações no mercado de curto prazo.

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira favoráveis da Companhia:

- Geração de lucro crescente - No ano de 2012, a Companhia mais uma vez apresentou crescimento consistente de seus resultados, mesmo diante da continuidade do cenário de crise econômica global, do acanhado crescimento da economia brasileira, das variações dos preços do mercado de curto prazo e das alterações regulatórias estabelecidas pelo Governo Federal. O lucro líquido consolidado do exercício de 2012 foi de R$ 1.499 milhões, representando um aumento pelo nono ano consecutivo.

- Forte geração de caixa operacional - O EBITDA consolidado, no conceito de lucro líquido mais imposto de renda e contribuição social, despesas financeiras líquidas e depreciação e amortização, no ano de 2012 alcançou R$ 3.108 milhões. A margem EBTIDA atingiu 63,3%.
- Baixo nível de endividamento - Essa posição favorece o aproveitamento das oportunidades de crescimento pela Companhia. A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2012 foi de 1,14 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,76 vezes.
- Ampliação dos limites possíveis de financiamento – A Companhia ampliou o compromisso contratual (*covenant*) relativo à 2ª emissão de debêntures de 2,5 vezes para 3,5 vezes a relação "Dívida bruta / EBITDA", com vistas a se preparar para a aquisição da Usina Hidrelétrica Jirau de sua controladora GDF SUEZ.
- Financiamento de projetos eólicos do Complexo Trairi – A Companhia, contando com a apresentação de uma sólida estrutura de garantias, viabilizou junto ao BNDES o financiamento das primeiras eólicas cujas vendas foram destinadas exclusivamente ao mercado livre, no montante total de R$ 358 milhões, equivalentes a 75% do total dos investimentos.
- Melhora da classificação de risco (*rating*) – A capacidade de honrar os seus compromissos financeiros foi novamente elevada pelas agências de classificação de risco de primeira linha. Em 27.04.2012, a Fitch Ratings elevou o *rating* Internacional da Companhia de "BBB-" para "BBB", bem como o *rating* Nacional de Longo Prazo e da Segunda Emissão de Debêntures de "AA+(bra)" para "AAA(bra)", ambos com perspectiva estável. Já em 27.09.2012 a Standard & Poor's elevou o *rating* de crédito corporativo de longo prazo da Companhia, na escala nacional Brasil, de 'brAA+' para 'brAAA', com perspectiva estável e, reafirmou o *rating* de crédito corporativo de curto prazo 'brA-1'.
- Reduzido nível de inadimplência – Essa condição é resultado do austero processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.
- Crescimento sustentado - Em agosto de 2012, a Usina Hidrelétrica Estreito atingiu 97,3% de sua energia assegurada total, com a entrada em operação da 7ª unidade geradora, contribuindo para o aumento da receita líquida da Companhia de R$ 191 milhões.
- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia - No ano de 2012 os dividendos propostos corresponderam novamente a 100% do lucro líquido distribuível Companhia.

- Manutenção da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA - A Companhia participa desse índice desde a sua primeira edição em 2005.
- Valorização do valor da cotação das ações da Companhia – Em 31.12.2012 o valor das ações da Companhia apresentou uma evolução de 18,9% - sem a inclusão dos proventos - enquanto o Ibovespa cresceu 7,4%. Cabe ainda destacar que as ações que compõe o índice do setor elétrico recuaram 11,7%, em função, substancialmente, das alterações regulatórias estabelecidas pelo Governo Federal, as quais não afetaram diretamente a Companhia.

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2011

Os principais fatores que justificaram a condição patrimonial e financeira favoráveis da Companhia em 2011 são os seguintes:

- Geração de lucro crescente e consistente - Em 2011, a Companhia manteve seu histórico de superação de resultados, mesmo diante de um cenário global de crises, mudanças e incertezas político-econômicas. O lucro líquido consolidado do exercício de 2011 foi de R$ 1.448 milhões.
- Forte geração de caixa operacional. O EBITDA consolidado no ano de 2011 alcançou R$ 2.910 milhões. A margem EBTIDA atingiu 67,2%.
- Baixo nível de endividamento - A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2011 foi de 1,25 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,99 vezes.
- Classificação de risco (*rating*) avaliado pela Fitch Ratings em "BBB-" em escala global ("*Investment Grade")* e "AA+" em escala nacional, e pela Standard & Poor's em brAA+ em escala nacional, com viés positivo. Conforme anteriormente mencionado, em nova classificação de risco feita em 2012, a Fitch Ratings elevou o *Rating* Internacional da Companhia de "BBB-" para "BBB", bem como o *Rating* Nacional de Longo Prazo e da Segunda Emissão de Debêntures de "AA+(bra)" para "AAA(bra)", e a Standard & Poor's também elevou o rating de crédito corporativo de longo prazo, na escala nacional Brasil, de 'brAA+' para 'brAAA'. Ainda em 2012, foi reafirmado o rating de crédito corporativo de curto prazo 'brA'.
- Reduzido nível de inadimplência de clientes.
- Crescimento sustentado - Em 2011 as quatro primeiras das oito unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Estreito iniciaram a operação comercial, contribuindo para o aumento da receita líquida da Companhia em R$ 87 milhões.

- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia - No ano de 2011 os dividendos corresponderam a 100% do lucro líquido distribuível.
- Manutenção da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA.
- As ações da Companhia, listadas no Novo Mercado da BM&FBOVESPA, apresentaram apreciação de 16,2%, frente a um recuo de 18,1% da Ibovespa.

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2010

A situação patrimonial e financeira no ano de 2010 também foi favorável para a Companhia, que apresentou:

- Geração de lucro crescente e consistente - O lucro líquido do exercício de 2010 foi de R$ 1.212 milhões, representando valores crescentes ao longo dos anos.
- Forte geração de caixa operacional - O EBITDA no ano de 2010 foi de R$ 2.612 milhões.
- Baixo nível de endividamento - As relações "Endividamento total / EBITDA" e "Endividamento líquido / EBITDA" em 31.12.2010 foram de 1,70 e 1,29 vezes, respectivamente.
- Baixo nível de inadimplência de clientes.
- Elevado nível de contratação de sua capacidade comercial no curto e no médio prazo.
- Remuneração aos acionistas sem a descapitalização financeira da Companhia - Os dividendos distribuídos, referentes ao ano de 2010, foram de 55% do lucro líquido distribuível, alinhado com a estratégia de distribuição e compatível com o plano de investimentos da Companhia.
- Manutenção da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA.

b. Estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas:

Estrutura de capital

A Administração entende que a Companhia possui estrutura de capital com nível baixo de alavancagem financeira, o que possibilita a execução de estratégia de crescimento nos próximos anos.

O negócio da Companhia apresenta uma elevada geração operacional de caixa, principalmente em função de sua elevada margem, resultado da característica intensiva em capital da atividade de geração de energia e dos rígidos controles de custos e despesas realizados pela Administração da Companhia.

Os principais componentes da estrutura de capital da Companhia são os seguintes:

Valores em R$ milhões	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2010
Dívida bruta [1]	3.535	3.649	4.444
(-) Caixa e equivalente de caixa	(1.180)	(782)	(1.083)
Dívida líquida	2.355	2.867	3.361
Dívida de longo prazo (% do total da dívida)	85,1%	88,6%	75,4%
Patrimônio líquido	5.463	5.450	5.073
Grau de alavancagem [2]	30,1%	34,5%	39,9%
Composição da estrutura de capital:			
- Capital próprio (patrimônio líquido/ passivo total)	44,5%	45,3%	40,6%
- Capital de terceiros (passivo circulante e não circulante / passivo total)	55,5%	54,7%	59,4%

O reduzido nível de endividamento e a baixa alavancagem garantem uma situação de liquidez confortável para a Companhia.

Possibilidade de resgate de ações

Não há intenção da Administração da Companhia em proceder qualquer resgate de ações. A Companhia mantém a estratégia de continuar buscando realizar novos investimentos para, no mínimo, manter sua participação no mercado que apresenta um cenário de crescimento de consumo de energia no Brasil para os próximos anos.

(i) hipóteses de resgate

Não há hipóteses de resgate de ações de emissão da Companhia além das legalmente previstas.

(ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

Da mesma forma não há hipóteses de resgate de ações de emissão da Companhia além das legalmente previstas.

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Os Administradores da Companhia, mediante análise dos indicadores de desempenho e da geração de fluxo de caixa, entendem que a Companhia, em situações normais de mercado, possui boas condições para honrar as obrigações de curto e médio prazo hoje existentes, bem como para continuar expandindo seus investimentos. Os Administradores entendem ainda que, em situações normais de mercado, a sólida geração de caixa confere à Companhia margem de conforto para honrar todas as obrigações de longo prazo existentes.

[1] Contempla os empréstimos, os financiamentos e as debêntures.
[2] Dívida líquida/(Dívida líquida + Patrimônio líquido)

A relação "Endividamento total / EBITDA" da Companhia, em 31.12.2012, era de 1,14 vezes (1,25 vezes em 2011 e 1,70 em 2010), e a relação "EBITDA / Despesas financeiras" era de 5,81 vezes (5,73 vezes em 2011 e 4,85 em 2010).

A classificação de risco *("rating")* da Companhia é feita por duas agências de *rating*, a Standard & Poor's e a Fitch Ratings.

Conforme já comentado, em abril de 2012, a Fitch Ratings elevou o *rating* Internacional da Companhia de 'BBB-' para 'BBB', bem como elevou o *rating* Nacional de Longo Prazo e da 2ª Emissão de Debêntures de 'AA+(bra)' para 'AAA(bra), ambos com perspectiva estável. Essa revisão foi motivada pelos seguintes destaques, expostos no documento elaborado por essa agência: (i) elevada e previsível geração operacional de caixa; (ii) sólido fluxo de caixa livre, apesar dos elevados dividendos; (iii) permanência de sólidos indicadores de crédito; (iv) perfil de crédito beneficiado por contratos de venda de energia de longo prazo; (v) forte posição de liquidez e flexibilidade financeira; e (vi) ambicioso plano de investimentos; Riscos de projeto parcialmente mitigados. Com isso os *ratings* da Companhia estão entre os melhores do seu setor de atuação.

Da mesma forma em 27.09.2012 a Standard & Poor's elevou o *rating* de crédito corporativo de longo prazo da Companhia, na escala nacional Brasil, de 'brAA+' para 'brAAA', com perspectiva estável. Nesta mesma data a agência também reafirmou o rating de crédito corporativo de curto prazo 'brA-1'. Segundo o relatório dessa agência, a elevação dos *ratings* reflete a expectativa de que a possível aquisição da UHE Jirau em 2013 ainda permitirá a Companhia se beneficiar de um perfil de risco financeiro intermediário, com uma dívida ajustada total sobre o EBITDA abaixo de 4x, mesmo se a compra de Jirau for 100% financiada por dívida.

d. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

Além da utilização de parte de sua geração de caixa, a principal fonte de financiamento para os projetos de investimento da Companhia é o BNDES, diretamente e/ou por meio de Bancos Repassadores do BNDES. Estas instituições financeiras usualmente oferecem taxa de juros e prazos de pagamento compatíveis com o retorno dos projetos de geração de energia.

Caso o projeto de investimento não seja elegível para financiamento via BNDES, a Companhia pode recorrer a outras fontes de financiamento incentivadas, como o Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), o Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO), e ao mercado de capitais, por meio da emissão de notas promissórias e/ou debêntures, ou outras fontes de financiamento, visando à manutenção de uma estrutura de capital e liquidez adequados. A Companhia avalia constantemente alternativas de financiamento de suas operações.

Nos últimos 3 (três) exercícios sociais, a Companhia utilizou como principal fonte de financiamento para os seus projetos o BNDES e Bancos Repassadores. Nesses contratos, de maneira geral, há uma relação "padrão" para a obtenção destas linhas de créditos, que se situa na faixa de 30% de capital próprio e 70% para itens financiáveis.

e. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Em que pese a Administração não preveja qualquer situação de deficiência de liquidez, a Companhia possui linhas de crédito (capital de giro, financiamento de longo prazo e fiança bancária) formalmente aprovadas perante instituições financeiras de primeira linha no montante de aproximadamente R$ 3,3 bilhões (R$ 3,7 bilhões em 2011).

Além disso, em razão dos elevados *ratings* atribuídos pelas agências de classificação de risco, a Companhia tem acesso rápido ao mercado de capitais para eventuais necessidades de levantamento de recursos financeiros.

f. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

As principais informações sobre as dívidas contratadas com Instituições Financeiras estão descritas a seguir:

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais condições contratadas dos empréstimos e financiamentos em 31.12.2012

	Condições de pagamento			
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**Saldo em R$ milhões**
Moeda nacional				
Tractebel Energia				
Bank of America Merrill Lynch	98% do CDI	07.2014	Principal: 07.2013, 01 e 07.2014	435
Controladas				
Itasa				
BNDES	TJLP + 4% a.a. [a]	09.2013	Mensais	9
Bancos (Repasse BNDES) [b]	TJLP + 3,85% a.a. [a]	09.2013	Mensais	11

	Condições de pagamento			
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**Saldo em R$ milhões**
CEE				
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. [a]	09.2029	Mensais	892
BNDES – Crédito Social [e]	TJLP	06.2018	Mensais	21
Bancos (Repasse BNDES) [b]	TJLP + 2,95% a.a. [a]	09.2029	Mensais	606
CESS				
BNDES	TJLP + 2,7% a.a. [a]	10.2023	Mensais	174
Bancos (Repasse BNDES) [b]	TJLP + 3,25% a.a. [a]	10.2023	Mensais	351
Hidropower (Banco do Brasil)	8,08% a.a. [c]	10.2017	Mensais	19
Areia Branca (BNDES)	TJLP + 2,5% a.a. [a]	06.2024	Mensais	55
Ibitiúva				
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a. [a]	01.2021	Mensais	29
BNDES (Subcrédito B) [d]	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	30
Beberibe (BNDES)	TJLP + 3,5% a.a. [a]	12.2023	Mensais	91
Pedra do Sal (BNDES)	TJLP + 1,92% a.a. [a]	12.2023	Mensais	62
Mundaú (BNDES)	TJLP + 2,51% [a]	07.2029	Mensais, após 08.2013 [f]	46
Guajiru (BNDES)	TJLP + 2,51% [a]	07.2029	Mensais, após 08.2013 [f]	56
Fleixeiras I (BNDES)	TJLP + 2,51% [a]	07.2029	Mensais, após 08.2013 [f]	56
Trairí (BNDES)	TJLP + 2,51% [a]	07.2029	Mensais, após 08.2013 [f]	47
Moeda estrangeira				
STN	*Libor* + 1,075% a.a.	04.2024	Semestrais	104
BNP Paribas *(Floating Rate Note)*	*Euribor* + 2,75%a.a.	11.2015	Anuais	112

[a] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é capitalizado, incorporando-se ao principal dos financiamentos.

[b] Os Bancos são os seguintes: Itaú Unibanco, Bradesco, Santander e Votorantim.

[c] Taxa fixa já considerando o bônus de adimplência de 15% para pagamento até a data de vencimento.

[d] Crédito destinado a financiar máquinas e equipamentos da Usina Ibitiúva.

[e] Crédito destinado a financiar exclusivamente projetos sociais e ambientais do empreendimento Estreito.

[f] Para os financiamentos dos projetos eólicos no Ceará, a amortização do pagamento de principal e o pagamento de juros iniciar-se-ão em agosto de 2013.

Informações adicionais sobre os contratos de empréstimos e financiamentos de valores mais relevantes da Companhia e de suas controladas

Os saldos em 31.12.2012 dos contratos abaixo listados se encontram na tabela do item f(i) anteriormente apresentado.

- Tractebel Energia

Bank of America Merrill Lynch

Em julho de 2011, a Companhia contratou um empréstimo junto ao Bank of America Merrill Lynch no valor original de US$ 274 milhões de dólares norte americano, equivalente a R$ 430 milhões.

Fez parte da transação negociada com o Bank of America Merrill Lynch a contratação de uma operação de *swap* com a sua subsidiária brasileira, para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra as oscilações do dólar norte americano, no valor de R$ 430 milhões, através da qual a Companhia manterá uma posição ativa correspondente à variação do dólar mais juros de 2,6236% a.a. e uma posição passiva equivalente a 98% do CDI.

A instituição financeira que concedeu o empréstimo garante o pagamento de todos os fluxos de caixa decorrentes da operação de *swap* caso a sua subsidiária brasileira eventualmente não honre com as obrigações contratadas. O vencimento do principal e a amortização dos juros do empréstimo e do *swap* ocorrerão exatamente nas mesmas datas.

A Companhia dispõe do direito de liquidar o principal e os encargos financeiros do empréstimo e da operação de *swap* em base líquida, caso necessário, e fará estas liquidações, simultaneamente, nos seus respectivos vencimentos.

Desta forma, os instrumentos financeiros e seus respectivos encargos são considerados um único instrumento financeiro e estão sendo apresentados em base líquida no balanço patrimonial e no resultado da Companhia, refletindo de forma mais apropriada os montantes e a indicação dos fluxos de caixa futuros, bem como os riscos de mercado e de liquidez a que estes fluxos de caixa estarão expostos.

Em consequência, o efeito no resultado financeiro da Companhia decorrente da contratação dos referidos instrumentos financeiros será o equivalente a 98% do CDI.

Secretaria do Tesouro Nacional (STN)

Em abril de 1997, a Companhia celebrou o "Contrato de Confissão e Consolidação de Dívida" com a União, por meio do qual a Companhia confessou a dívida no valor total de R$ 202 milhões, equivalente, em 01.08.1996, a US$ 199 milhões. Referida dívida correspondente a obrigações externas decorrentes de contratos de empréstimos, de médio e longo prazo, celebrados junto a credores externos, não depositados junto ao Banco Central do Brasil nos termos das Resoluções do Conselho Monetário Nacional (CMN), objeto de permuta por bônus emitidos pela União Federal, de acordo com as Resoluções do CMN.

Em garantia às obrigações assumidas nos termos do contrato de confissão de dívida, a Companhia (i) constituiu cauções em dinheiro, bônus de desconto (Discount Bond) e bônus ao par (Par Bond), equivalentes a US$ 22 milhões e US$ 16 milhões, respectivamente; e (ii) cedeu e transferiu à União Federal os créditos que forem feitos em sua conta corrente em virtude de depósitos provenientes das receitas próprias, até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos pela Companhia em cada vencimento de suas obrigações, nos termos do contrato de confissão de dívida.

BNP Paribas (*Floating Rate Notes*)

Em novembro de 1999, a Companhia emitiu 40 milhões de Euros em *Floating Rate Notes* (*Notes*) no mercado internacional, em regime de colocação privada, com vencimento em novembro de 2007, tendo o Citibank N.A. London atuado como agente emissor e pagador das *Notes*. Essa dívida foi renegociadas na data do seu vencimento original, passando a ter prazo de oito anos, com vencimento em novembro de 2015, e remuneração pela taxa *EuroLibor*, acrescida de "*spread*" de 2,75% ao ano (a.a.) sobre o saldo devedor do principal, a serem pagos anualmente. Não há garantias oferecidas para este empréstimo.

- Controladas

Os seguintes financiamentos com o BNDES e os Bancos (Repasse BNDES) foram contratados na modalidade *Project Finance*. Para tal foram constituídas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) para a implantação dos respectivos projetos.

Itasa

Em março de 2001, a controlada em conjunto Itasa firmou com o BNDES e com Bancos (Repasse BNDES) Itaú Unibanco, Bradesco, Safra e Votorantim, contratos de financiamento no valor original de R$ 542 milhões, para a construção da Usina Hidrelétrica Itá. A liquidação antecipada desse financiamento ocorreu em 07.02.2013, pelo montante total de R$ 37 milhões, dos quais R$ 18 milhões correspondem à participação da Companhia nessa controlada.

Companhia Energética Estreito (CEE)

Em março de 2008, a subsidiária CEE assinou contrato de financiamento com o BNDES e com os Bancos (Repasse BNDES) Itaú Unibanco, Bradesco e Votorantim, no valor original de R$ 1.358 milhões, para a construção da Usina Hidrelétrica Estreito.

Companhia Energética São Salvador (CESS)

Em março de 2007, a controlada integral CESS contratou com o BNDES e Bancos (Repasse BNDES) Itaú Unibanco, Bradesco, Santander e Votorantim, financiamento, no valor inicial de R$ 570 milhões, para a construção da Usina Hidrelétrica São Salvador.

Mundaú, Guajiru, Fleixeiras I e Trairí

Em maio de 2012, as controladas indiretas Mundaú, Guajiru, Fleixeiras I e Trairí obtiveram financiamento junto ao BNDES destinado à implantação de seus parques eólicos do Complexo Trairí, no Estado do Ceará. O montante total financiado foi de R$ 358 milhões, dos quais R$ 205 milhões foram sacados até dezembro de 2012.

- Garantias

Empréstimo com o Bank of America Merrill Lynch

Para esse empréstimo há uma Nota Promissória no valor de US$ 274 milhões, correspondentes a R$ 559 milhões em 31.12.2012, em favor do Bank Of America N.A.

Contratos com o BNDES e Bancos (Repasse BNDES) anteriormente mencionados

Financiamentos de empreendimentos hidrelétricos: (a) penhor de direitos emergentes da concessão; (b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica; (c) conta reserva num montante equivalente a três meses do serviço da dívida ou fiança bancária; (d) conta reserva em valor correspondente a três meses das despesas contratuais de operação e manutenção, aplicável às usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades; e (e) caução da totalidade das ações.

Além dessas garantias, para CEE, há também o penhor dos dividendos a serem pagos pela Tractebel Energia à sua controladora, GSELA.

Financiamentos de projetos eólicos: (a) alienação fiduciária de bens e equipamentos; (b) totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (c) recebíveis e conta reserva; e (d). fiança corporativa da Tractebel Energia.***(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras***

São representadas pelas debêntures emitidas pela Companhia. Em 31.12.2012, a Companhia possuía a seguinte emissão vigente:

	Condições de pagamento				
Emissões	**Remuneração**	**Juros/atualização monetária**	**Principal**	**Quantidade**	**Valor em R$ milhões**
2ª Emissão Série Única	IPCA + 7% a.a.	Anualmente em 15.05	3 parcelas em 15.05 de 2012, 2013 e 2014	35.000	329

As debêntures de 2ª emissão não possuem garantia. No ano de 2012 a Companhia liquidou antecipadamente as debêntures relativas à emissão da Cana Brava – Série Única, no valor de R$ 8 milhões bem como realizou o pagamento da 1ª parcela das debêntures da 2ª emissão, no montante de R$ 184 milhões.

(ii.i) – Concessões a pagar

Além dos empréstimos, financiamentos e debêntures, a Companhia possui passivo financeiro relativo às concessões onerosas para o Uso do Bem Público (UBP) para a geração de energia elétrica nas seguintes usinas hidrelétricas: Cana Brava, Ponte de Pedra, São Salvador e Estreito. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e intenção das partes de executá-los integralmente.

Os valores contratuais estão ajustados a valor presente com base em taxas de desconto de referência na data da assunção da obrigação. A taxa de desconto utilizada para as concessões a pagar de Cana Brava, São Salvador e Estreito foi de 10% a.a. e da Ponte de Pedra foi de 8,28% a.a.

Alterações no contrato de concessão de UBP da UHE Estreito

No inicio de 2012, em atendimento a solicitação da Companhia, a Aneel aprovou a alteração do índice de atualização do contrato de concessão da UHE Estreito de IGP-M para IPCA com o objetivo de equalizar a obrigação com o índice de atualização dos preços de venda de energia dessa Usina no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Ademais, em função da elevação da garantia física dessa Usina de 584,9 MW médios para 641,08 MW médios, a parcela anual da UBP a ser paga também foi reajustada.

Os valores originais, atualizados pela variação anual do IGP-M (Cana Brava e Ponte de Pedra) e do IPCA (Estreito e São Salvador), a seguir indicados, são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores anuais.

	Valores em R$ milhões			
	Valor original		Valor atualizado	
Usinas e anos de pagamento	Pagamento Anual	Pagamento Total	Pagamento Anual	Pagamento Total
UHE Cana Brava				
Até 31.07.2023	1	7	2	25
De 01.08.2023 a 31.07.2033	61	613	211	2.106
		620		**2.131**
UHE Ponte de Pedra				
Até 30.09.2019	0,2	1	0,6	4
De 01.10.2019 a 30.09.2020	16	16	49	49
De 01.10.2020 a 30.09.2034	31	43	94	1.322
		453		**1.375**
UHE São Salvador				
Até 30.04.2037	20	**488**	44	**1.088**
UHE Estreito				
Até 31.12.2037	2	**49**	4	**109**

O valor presente da obrigação relativa às mencionadas concessões, registrado no balanço de 31.12.2012, é de R$ 1.429 milhões, sendo: R$ 509 milhões para Cana Brava, R$ 459 milhões para Ponte de Pedra, R$ 420 milhões para São Salvador e R$ 41 milhões para Estreito.

(ii.ii) - Outros passivos circulantes e não circulantes

Os demais passivos registrados pela Companhia são os seguintes: impostos e contribuições sociais a pagar, dividendos e juros sobre o capital próprios, fornecedores, provisão para remunerações e encargos, provisões fiscais, cíveis e trabalhistas, obrigações com benefícios de aposentadoria e demais obrigações.

Em resumo, o conjunto das dívidas com instituições financeiras (empréstimos, financiamentos e debêntures), das concessões a pagar e dos outros passivos circulantes e não circulantes resultam em um montante total de R$ 6.801 milhões, conforme informando no item 3.7 deste formulário.

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

A companhia não adota nenhuma política de subordinação entre as obrigações registradas no passivo exigível dos balanços patrimoniais que integram as demonstrações contábeis e, dessa forma, em caso de uma eventual situação de recuperação judicial, a Companhia adotará os preceitos da Lei nº 11.101/05 para compor a ordem de preferência em concurso universal de credores.

(iv) eventuais restrições impostas à Companhia, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário

A Companhia está sujeita aos seguintes compromissos contratuais (*covenants)* - índices e limites financeiros - estabelecidos em seus contratos de financiamentos e debêntures:

a) Empréstimos e financiamentos

Dívida	***Covenants***
Controladora	
Bank of America Merrill Lynch	EBITDA[3] /despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida consolidada/EBITDA ≤ 3,5
Controladas	
- BNDES e Bancos (Repasse BNDES) - Itasa	Patrimônio líquido / ativo total ≥ 40%
- CESS, Beberibe e Pedra do Sal	Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3
- CEE e Areia Branca	Índice de cobertura do serviço da dívida[4] ≥ 1,2

[3]EBITDA: Lucro operacional - resultado financeiro - depreciação e amortização.
[4]Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida

Dívida	*Covenants*
BNDES - Ibitiúva	(i) Índice de Endividamento Geral ≤ 0,80 (ii) Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3
Banco do Brasil – Hidropower	(i) Patrimônio líquido / ativo total ≥ 0,35 (ii) Margem EBITDA[5] (EBITDA/ROL) ≥ 0,80 (iii) EBITDA/ despesas financeiras ≥ 2,70 (iv) Dívida financeira total / EBITDA ≤ 4,0 (v) Ativo circulante / passivo circulante ≥ 1,2 (vi) Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3

A Companhia está cumprindo os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos anteriormente citados. A Tractebel Energia na condição de controladora e garantidora do financiamento da CEE com o BNDES precisa cumprir o seguinte índice financeiro: Dívida consolidada/EBITDA ≤ 3,5. Conforme anteriormente mencionado, a Companhia já tem o mesmo compromisso financeiro estabelecido no contrato de empréstimo com o Bank Of America Merrill Lynch.

Com referência aos projetos eólicos do Complexo Eólico Trairi, o compromisso financeiro corresponderá ao "Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3" e somente será exigido após o início da operação comercial de cada parque eólico.

Os empréstimos contratados junto ao BNDES são formalizados mediante a celebração de contratos de financiamento mediante abertura de linha de crédito e estão sujeitos às disposições aplicáveis aos contratos do BNDES.

Nos termos dessas disposições, adicionalmente aos *covenants* financeiros descritos na tabela anteriormente apresentada, os tomadores de empréstimo não podem, sem a prévia autorização do BNDES: (i) conceder preferência a outros créditos; (ii) realizar amortização de ações; (iii) emitir debêntures; (iv) emitir partes beneficiárias; (v) assumir novas dívidas, observadas as ressalvas expressamente previstas nas disposições aplicáveis aos contratos do BNDES; (vi) alienar ou onerar bens de seu ativo permanente; e (vii) distribuir dividendos superiores ao mínimo obrigatório, em algumas controladas. Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia.

b) Debêntures

Dívida – Tractebel Energia	*Covenants*
2ª Emissão	(i) EBITDA/Despesas Financeiras Consolidadas ≥ 2,0 (ii) Dívida Consolidada/EBITDA ≤ 3,5

Adicionalmente aos compromissos financeiros descritos na tabela, nos termos das escrituras de emissão das debêntures, a Companhia deve obedecer às restrições descritas a seguir, sob pena de vencimento antecipado das dívidas representadas pelas debêntures: (i) alteração no controle acionário direto ou indireto da Companhia; (ii) alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou

[5] Margem EBITDA: EBITDA / Receita operacional líquida (ROL)

qualquer outra forma de disposição, pela Companhia, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% da capacidade de geração de energia elétrica da Companhia, e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Companhia; e (iii) pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto na Lei das Sociedades por Ações, caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures.

Os *covenants* financeiros e restrições estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia.

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

A controlada CEE contratou com o BNDES e Bancos (Repasse BNDES) um financiamento suplementar para a construção da UHE Estreito, no valor de R$ 308 milhões, dos quais R$ 8 milhões ainda estão pendentes de liberação. A previsão da Companhia é que tais recursos sejam liberados até junho de 2013.

Em relação ao financiamento obtido junto ao BNDES para a construção dos parques eólicos do Complexo Trairi, está pendente de liberação o montante de R$ 153 milhões, de um total de R$ 358 milhões financiados. A previsão é que esses recursos sejam liberados durante o exercício de 2013.

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

A partir de 1º de janeiro de 2010, a Companhia passou a adotar todos os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) aplicáveis às suas operações, os quais estão aderentes às práticas contábeis internacionais (*International Financial Reporting Standards – IFRS)*.

Reclassificação de saldos contábeis:

A Companhia, partir do exercício de 2012, passou a apresentar as contas relativas aos tributos a pagar e diferidos passivo, líquidas das correspondentes contas ativas, quando os referidos tributos estão relacionados às mesmas entidades tributárias e há a intenção da Administração da Companhia de quitá-los pelo valor líquido.

De modo a manter a comparabilidade entre os balanços divulgados, os saldos anteriormente apresentados nas rubricas "Impostos e contribuições sociais a recuperar" e "Imposto de renda e contribuição social ativo", em 31.12.2011, nos montantes de, respectivamente, R$ 85 milhões e R$ 240 milhões (R$ 63 milhões e R$ 288 milhões em 31.12.2010), na controladora, e de R$ 86 milhões e R$ 241 milhões (R$ 65 milhões e R$ 299 milhões em 31.12.2010), no consolidado, foram reclassificados para as contas "Impostos e contribuições sociais a pagar" e "Imposto de renda e contribuição social diferido passivo", respectivamente.

h.1) Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e de 2011, preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2012**	**% da receita**	**2011**	**% da receita**	**2012 *versus* 2011 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**4.913**	**100**	**4.327**	**100**	**13,5**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda	(664)	13,5	(472)	10,9	40,7
Transações no âmbito da CCEE	(53)	1,1	(22)	0,5	140,9
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(330)	6,7	(287)	6,6	15,0
Custo de produção de energia elétrica	(1.058)	21,6	(1.057)	24,5	0,1
Custo dos serviços prestados	(26)	0,5	(23)	0,5	13,0
	(2.131)	**43,4**	**(1.861)**	**43,0**	**14,5**
LUCRO BRUTO	**2.782**	**56,6**	**2.466**	**57,0**	**12,8**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(19)	0,4	(17)	0,4	11,8
Despesas gerais e administrativas	(170)	3,5	(157)	3,6	8,3
(Constituição) reversão de provisões operacionais	(29)	0,5	97	(2,3)	(129,9)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(17)	0,4	20	(0,4)	(185,0)
	(235)	**4,8**	**(57)**	**1,3**	**312,3**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**2.547**	**51,8**	**2.409**	**55,7**	**5,7**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	88	(1,7)	133	(3,0)	(33,8)
Despesas financeiras	(535)	10,9	(508)	11,7	5,3
	(447)	**9,1**	**(375)**	**8,7**	**19,2**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.100**	**42,7**	**2.034**	**47,0**	**3,2**
Imposto de renda e contribuição social	(600)	12,2	(586)	13,5	2,3
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.500**	**30,5**	**1.448**	**33,5**	**3,6**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**2,30**		**2,22**	**-**	
EBITDA	**3.108**	**63,3**	**2.910**	**67,2**	**6,8**

Receita líquida de vendas

Entre os anos analisados houve uma ampliação da receita líquida de vendas de R$ 586 milhões, ou 13,5%, passando de R$ 4.327 milhões no ano de 2011 para R$ 4.913 milhões em 2012. Essa elevação decorreu, essencialmente, da combinação do seguinte: (i) R$ 301 milhões – aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 213 milhões – elevação da quantidade de energia vendida; (iii) R$ 210 milhões – acréscimo da receita das transações realizadas no ambiente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (iv) R$ 7 milhões – crescimento das vendas de crédito de carbono e de cinzas; (v) R$ 145 milhões – redução da exportação de energia.

A entrada em operação comercial ao longo de 2012 de unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Estreito (UHE Estreito) agregou receita adicional de R$ 191 milhões no ano, valor já considerado na segmentação mencionada no parágrafo anterior.

- Preço médio líquido de vendas

Em 2012, o preço médio líquido de venda de energia foi de R$ 132,66/MWh, ou 8,1% superior ao praticado no ano de 2011, que foi de R$ 122,68/MWh.

A elevação do preço médio foi resultante da atualização monetária dos contratos existentes bem como dos maiores preços praticados em novos contratos, especialmente, os de venda para comercializadoras.

- Volume de vendas

No acumulado de 2012, a quantidade de energia vendida foi de 34.559 GWh (3.934 MW médios), 575 GWh (55 MW médios), ou 1,7%, acima dos 33.984 GWh (3.879 MW médios) registrados em 2011. Desconsiderando-se a exportação de energia, que caiu de 824 GWh (94 MW médios) em 2011 para 26 GWh (3 MW médios) em 2012, o volume de venda de energia aumentou em 1.373 GWh (156 MW médios), ou 4,1%, entre os anos analisados. Dessa variação, 1.299 GWh (147 MW médios) resultaram da entrada em operação comercial das unidades da UHE Estreito.

O aumento da quantidade de energia vendida, sem considerar a exportação, foi reflexo do que segue: (i) ampliação de 1.653 GWh (188 MW médios) no suprimento de energia para distribuidoras; (ii) evolução de 984 GWh (112 MW médios) na energia vendida para consumidores livres; e (iii) decréscimo de 1.264 GWh (144 MW médios) nas vendas para comercializadoras.

A Companhia, ao longo de 2011 e 2012, em atendimento à solicitação de determinados consumidores livres, transferiu alguns contratos anteriormente firmados com os mesmos para empresas comercializadoras pertencentes ao mesmo grupo econômico da empresa. Ademais, a Companhia firmou novos contratos com comercializadoras que também repassam a energia adquirida exclusivamente para unidades industriais do mesmo grupo. Essas ações têm sido motivadas pela iniciativa de clientes de aprimorar a gestão de suas compras e alocações de energia no conjunto de suas unidades industriais.

Entretanto, na busca de uma análise mais realista sobre a evolução de vendas para consumidores livres, a Companhia, a partir de 2012, passou a apresentar as vendas para comercializadoras que destinam a energia comprada para as suas unidades produtoras como vendas para consumidores livres, e não mais como para comercializadoras. A título de informação, o montante reclassificado no ano de 2011 foi 678 GWh (77 MW médios), equivalente a R$ 83 milhões.

Custos da energia vendida e dos serviços prestados

Em 2012, os custos da venda de energia e serviços alcançaram R$ 2.131 milhões, 14,5%, ou R$ 270 milhões, superiores aos R$ 1.861 milhões registrados no ano de 2011. Essas variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda*:* incremento de R$ 192 milhões, correspondentes a 1.341 GWh (153 MW médios) no ano de 2012 em relação a 2011, motivado pelo plano da Companhia de comprar energia de curto e médio prazos para a criação de novos produtos para fornecimento no período de três, quatro e cinco anos e, em menor proporção, pelo reajuste anual de preços dos contratos já existentes.

- Transações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): entre os exercícios de 2012 e 2011, o aumento verificado foi de R$ 31 milhões. Maiores detalhes estão descritos a seguir no item 10.2.a. (i)- "Detalhamento das operações na CCEE" deste documento.

- Encargos de uso da rede elétrica e conexão*:* incremento de R$ 43 milhões entre os anos de 2012 e de 2011, refletindo, principalmente, os efeitos do reajuste anual da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e da entrada em operação comercial de três novas unidades geradoras da UHE Estreito.

- Custo de produção de energia elétrica e dos serviços prestados: elevação de R$ 4 milhões entre os exercícios analisados em função, essencialmente, da combinação das seguintes variações:

- **Combustíveis para produção de energia elétrica:** na comparação entre os anos em análise, esses custos apresentaram um declínio de R$ 69 milhões, refletindo a combinação dos seguintes fatos: (i) queda de R$ 84 milhões no consumo de carvão mineral próprio em razão da redução da exportação de energia; e (ii) elevação de R$ 15 milhões no consumo de biomassa, gás natural e óleo diesel devido ao aumento da geração nas usinas termelétricas.
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:** redução R$ 48 milhões entre os anos comparados, resultado da combinação do seguinte: (i) menor geração hidrelétrica em virtude da estiagem que atingiu o país; (ii) reajuste tarifário anual; e (iii) início da operação de novas unidades da UHE Estreito.

- **Pessoal:** aumento de R$ 19 milhões entre os anos analisados, decorrente, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados e de provisões adicionais relativas a novas adesões ao Programa de Demissão Voluntária (PDV).
- **Materiais e serviços de terceiros:** elevação de R$ 20 milhões entre os anos de 2011 e 2012, em função, basicamente, da maior demanda por serviços de manutenção e conservação das unidades geradoras da Companhia e, em menor proporção, por serviços de consultorias ambientais e de engenharia. Ao final de 2012, a Companhia incorreu em custos extraordinários de manutenção das unidades termelétricas, em especial, no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na Usina Termelétrica Alegrete, a qual foi demandada a gerar para atendimento às necessidades do Sistema Integrado Nacional em razão da redução da oferta de geração hidrelétrica no sistema elétrico brasileiro.

- **Depreciação e amortização:** ampliação de R$ 63 milhões entre os anos em análise, em razão, especialmente, da entrada em operação de novas unidades geradoras da UHE Estreito.

- **Outros custos**: aumento de R$ 19 milhões entre os anos verificados, em função do ajuste extraordinário dos tributos sobre compra de energia realizada no primeiro trimestre de 2012.

Lucro bruto

No ano de 2012 o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.782 milhões, 12,8 % acima do apresentado em 2011, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita líquida de vendas" e "Custos da energia vendida e dos serviços prestados".

Receitas (despesas) operacionais

- Despesas gerais e administrativas

No acumulado de 2012, as despesas gerais e administrativas foram de R$ 170 milhões, portanto, superiores em R$ 13 milhões aos R$ 157 milhões de 2011. Excluindo-se a doação extraordinária realizada pela Companhia no montante de R$ 5 milhões em 2012, essas despesas cresceram R$ 8 milhões entre os exercícios comparados, resultado, principalmente, das seguintes variações: (i) incremento de R$ 9 milhões de gastos com pessoal devido ao reajuste anual da remuneração e benefícios dos empregados e de provisões adicionais relativas a novas adesões ao Programa de Demissão Voluntária (PDV); (ii) aumento de R$ 4 milhões nos gastos e provisões relativas a serviços de consultorias e advogados; (iii) redução de R$ 3 milhões na depreciação e amortização causada pelo término da vida útil de determinados ativos; e (iv) redução de R$ 2 milhões nas despesas com aluguéis.

- (Constituição) reversão de provisões operacionais

A Companhia, no ano de 2012, registrou despesa líquida decorrente de provisões operacionais de R$ 29 milhões, ao passo que no ano anterior reconheceu receita líquida relativa à reversão de provisões de R$ 97 milhões, acarretando, portanto, impacto negativo no resultado entre os anos analisados de R$ 126 milhões. As principais provisões registradas em 2012 correspondem, principalmente, a (i) contingências de naturezas cíveis e tributárias no valor de R$ 13 milhões; e (ii) provisão para perda não recorrente resultante de efeitos de incorporação de ativo, a ser realizada pela Companhia, no valor de R$ 16 milhões. As reversões mais relevantes reconhecidas em 2011 foram: (i) de passivo atuarial, não recorrente, registrado no montante adicional de R$ 77 milhões; e (ii) de contingências de naturezas cíveis, trabalhistas e tributárias, no valor liquido de R$ 13 milhões.

- Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas

No ano de 2012, foi reconhecida uma despesa líquida de R$ 17 milhões, referente, substancialmente, à perda na baixa de ativos fixos e a penalidades assumidas com fornecedores, enquanto que em 2011 foi registrada receita líquida de R$ 20 milhões, decorrente da combinação do seguinte: (i) ganho não recorrente na alienação de investimento no montante de R$ 15 milhões; (ii) ganho extraordinário em ação judicial referente a PIS e Cofins de R$ 9 milhões; e (iii) perda na baixa de ativo imobilizado no valor de R$ 5 milhões. Os citados impactos derivaram um efeito negativo no resultado entre os anos comparados de R$ 37 milhões.

Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos (Resultado do serviço)

No acumulado de 2012, esse resultado foi de R$ 2.547 milhões, R$ 138 milhões ou 5,7% maior em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.409 milhões, resultado das variações acima descritas nos subitens "Lucro bruto" e "Receitas (Despesas) operacionais".

Resultado financeiro

- Receitas financeiras

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras caíram R$ 45 milhões, passando de R$ 133 milhões em 2011 para R$ 88 milhões em 2012. Essa variação é explicada, substancialmente, pelas seguintes reduções: (i) R$ 28 milhões na receita de aplicação financeira; (ii) R$ 7 milhões nos juros sobre créditos tributários; (iii) R$ 2 milhões nos juros sobre contas de energia; (iv) R$ 3 milhões decorrentes, essencialmente, de recuperação de valores de aplicações financeiras de instituição liquidada pelo Banco Central; e (v) R$ 5 milhões em outras receitas financeiras.

- Despesas financeiras

As despesas financeiras cresceram de R$ 508 milhões em 2011 para R$ 535 milhões em 2012, ou seja, R$ 27 milhões, resultante dos seguintes aumentos: (i) R$ 15 milhões nos juros; (ii) R$ 3 milhões na variação cambial; e (iii) R$ 9 milhões na variação monetária.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL)

No acumulado do ano, as despesas com IR e CSLL passaram de R$ 586 milhões, em 2011, para R$ 600 milhões em 2012, crescimento de R$ 14 milhões. Essa evolução é resultado, sobretudo, do aumento do lucro antes dos impostos e do crédito dos juros sobre o capital próprio. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro nos anos de 2011 e 2012 ficaram em 28,8% e 28,6%, respectivamente.

Lucro líquido do exercício

No exercício de 2012, o lucro líquido alcançou R$ 1.500 milhões, valor 3,6%, ou R$ 52 milhões, superior ao alcançado no ano de 2011, que foi de R$ 1.448 milhões. Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes – a provisão de R$ 10 milhões em 2012 e a reversão da provisão e os ganhos em ação judicial e na alienação de investimento, no montante total de R$ 67 milhões, em 2011 –, o lucro líquido entre os anos analisados teve um aumento de R$ 129 milhões, ou 9,3%.

Esse crescimento foi resultante, sobretudo, da combinação dos seguintes fatores já considerados ao longo deste relatório: (i) aumento do preço médio líquido de venda e da quantidade de energia vendida; (ii) elevação do resultado em decorrência do início da operação comercial de três novas unidades geradoras da UHE Estreito; (iii) crescimento dos custos com a compra de energia para revenda; (iv) crescimento das provisões para contingências; (v) redução das receitas financeiras; e (vi) redução da exportação de energia.

EBITDA e Margem EBITDA

No ano de 2012, o EBITDA atingiu R$ 3.108 milhões, 6,8% superior ao do ano anterior, que foi de R$ 2.910 milhões, enquanto a margem EBITDA sofreu redução de 3,9 p.p. – 63,3% em 2012 e 67,2% em 2011.

Excluindo-se os efeitos anuais não recorrentes – total de R$ 101 milhões em 2011, sendo R$ 77 milhões referentes à reversão de provisão, R$ 9 milhões oriundos de ganho em ação judicial e R$ 15 milhões relativos à alienação de investimento; e R$ 16 milhões em 2012 decorrentes de provisão –, o EBITDA cresceu 11,2%. Por outro lado, a margem EBTIDA sofreu redução entre os anos de 2011 e 2012 de 64,9% para 63,6%. A queda na margem EBITDA decorreu, principalmente, da combinação do seguinte: (i) elevação da compra de energia para revenda; e (ii) aumento do resultado positivo das transações no âmbito da CCEE, que parcialmente compensou o fator descrito no item (i).

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	**31.12.2012**	**31.12.2011**
Lucro líquido do exercício	1.500	1.448
(+) Imposto de renda e contribuição social	600	586
(+) Despesas financeiras, líquidas	447	374
(+) Depreciação e amortização	561	502
EBITDA	**3.108**	**2.910**
Margem EBITDA (%)	**63,3%**	**67,2%**

O EBITDA apresentado pela Companhia segue a orientação estabelecida na Instrução CVM nº 527/2012, que passou a reger a divulgação desse indicador não contábil. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Internacionais e as Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez.

Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas financeiras, o imposto sobre a renda e a contribuição social e a depreciação e amortização, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Consequentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e de 2010, preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2011**	**% da receita**	**2010**	**% da receita**	**2011 *versus* 2010 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**4.327**	**100**	**4.100**	**100**	**5,5**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda	(472)	10,9	(674)	16,4	(30,0)
Transações no âmbito da CCEE	(22)	0,5	(6)	0,1	266,7
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(287)	6,6	(269)	6,6	6,7
Custo de produção de energia elétrica	(1.057)	24,5	(921)	22,5	14,8
Custo dos serviços prestados	(23)	0,5	(18)	0,4	27,8
	(1.861)	**43,0**	**(1.888)**	**46,0**	**(1,4)**
LUCRO BRUTO	**2.466**	**57,0**	**2.212**	**54,0**	**11,5**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(17)	0,4	(14)	0,3	21,4
Despesas gerais e administrativas	(157)	3,6	(160)	3,9	(1,9)
(Constituição) reversão de provisões operacionais	97	(2,3)	66	(1,6)	47,0
Ganhos em ações judiciais	9	(0,2)	46	(1,1)	(80,4)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	11	(0,2)	-	-	-
	(57)	**1,3**	**(62)**	**1,5**	**(8,1)**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**2.409**	**55,7**	**2.150**	**52,4**	**12,0**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	133	(3,0)	131	(3,2)	1,5
Despesas financeiras	(508)	11,7	(560)	13,7	(9,3)
	(375)	**8,7**	**(429)**	**10,5**	**(12,6)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.034**	**47,0**	**1.721**	**42,0**	**18,2**
Imposto de renda e contribuição social	(586)	13,5	(509)	12,4	15,1
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.448**	**33,5**	**1.212**	**29,6**	**19,5**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**2,22**	**-**	**1,85**	**-**	
EBITDA	**2.910**	**67,2**	**2.612**	**63,7**	**11,4**

Receita líquida de vendas

Em 2011, a receita líquida de vendas foi de R$ 4.327 milhões, 5,5%, ou R$ 227 milhões, superior aos R$ 4.100 milhões apurados em 2010. Essa elevação decorreu essencialmente da combinação do: (i) acréscimo de R$ 331 milhões em função da elevação do preço médio de venda e aumento de R$ 123 milhões relativo à exportação de energia para a Argentina e Uruguai; (ii) aumento de R$ 87 milhões em consequência da entrada em operação da UHE Estreito, conforme explicado item 10.2.a.(i) - "Detalhamento das operações na CCEE" do documento; (iii) queda de R$ 172 milhões em razão da redução do resultado nas transações realizadas na CCEE; e (iv) redução de R$ 146 milhões em decorrência do menor volume de venda de energia, o que está relacionado com a diminuição da energia comprada para revenda.

- Preço médio líquido de vendas

O preço médio de venda de energia, excluída a exportação e líquido das deduções sobre a receita operacional bruta, passou de R$ 112,58/MWh em 2010 para R$ 122,68/MWh em 2011, representando uma elevação de 9,0%. O acréscimo do preço foi resultante da atualização monetária dos contratos existentes bem como dos maiores preços praticados nos novos contratos para os consumidores livres e comercializadoras de energia.

- Volume de vendas

Em 2011, o volume de vendas atingiu 33.984 GWh (3.879 MW médios), 0,4% superior aos 33.838 GWh (3.863 MW médios) vendidos no ano anterior. Desconsiderando-se a exportação de energia, que saltou de 135 GWh (15 MW médios) em 2010 para 824 GWh (94 MW médios) em 2011, haveria uma redução no volume de vendas de 1,6% entre os anos analisados. Essa contração decorreu da associação dos seguintes principais fatores: (i) redução de 751 GWh (86 MW médios) no suprimento de energia para distribuidoras, refletindo (i.i) o término de contratos bilaterais assinados anteriormente aos leilões no Ambiente de Contratação Regulada (ACR); (i.ii) o início do suprimento no ACR da energia da Usina Hidrelétrica São Salvador (UHE São Salvador); e (i.iii) a maior demanda de energia dos contratos existentes; (ii) decréscimo de 1.470 GWh (168 MW médios) nas vendas para comercializadoras; e (iii) elevação de 1.678 GWh (192 MW médios) na quantidade vendida para consumidores livres.

Custos da energia vendida e dos serviços prestados

Os custos da venda de energia e serviços alcançaram R$ 1.861 milhões em 2011, uma redução de 1,4% ou R$ 27 milhões, se comparado aos R$ 1.888 milhões registrados em 2010. Essas variações decorreram essencialmente do comportamento das principais rubricas a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda*:* queda de R$ 202 milhões, equivalentes a 1.883 GWh (215 MW médios) no ano de 2011 ante a 2010. Essa redução ocorreu em virtude do vencimento de contratos de compra de energia e do menor volume de novas contratações. Os preços médios de compra permaneceram praticamente estáveis entre os anos comparados. A redução do volume de compra foi parcialmente compensada com a geração decorrente do início da operação comercial da UHE Estreito, que agregou energia adicional para venda de 676 GWh (115 MW médios) no ano.

- Transações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): entre os exercícios de 2011 e 2010, os custos com estas transações cresceram R$ 16 milhões. Maiores detalhes estão descritos no item 10.2.a.(i) - "Detalhamento das operações na CCEE" do documento.

- Encargos de uso da rede elétrica e conexão*:* incremento de R$ 18 milhões em 2011 quando comparado a 2010. O aumento decorreu do reajuste da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), por conta do processo de revisão tarifária das transmissoras, e do início da cobrança dessa tarifa na UHE Estreito.

- Custo de produção de energia elétrica e dos serviços prestados: aumento de R$ 141 milhões entre os exercícios analisados em função, essencialmente, do que segue:

- **Combustíveis para produção de energia elétrica:** na comparação entre os anos de 2011 e 2010, esses custos cresceram R$ 48 milhões, resultante principalmente da: (i) elevação de R$ 78 milhões no custo relativo ao consumo de carvão mineral utilizado na geração de energia para exportação; (ii) queda de R$ 29 milhões no custo com gás natural, pelo mesmo motivo acima mencionado; e (iii) diminuição do consumo de biomassa em R$ 2 milhões.
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:** crescimento de R$ 26 milhões na comparação entre os anos de 2011 e 2010, resultado da elevação da geração hidrelétrica, do reajuste tarifário anual e do início da incidência desse encargo sobre a energia gerada com o início da operação da UHE Estreito.

- **Pessoal:** aumento de R$ 12 milhões entre os exercícios analisados, em razão, fundamentalmente, do reajuste anual da remuneração dos empregados e, em menor proporção, da ampliação do quadro de pessoal, em consonância com o crescimento dos negócios da Companhia.
- **Materiais e serviços de terceiros:** na comparação entre os anos de 2011 e 2010 houve aumento de R$ 13 milhões, em virtude, substancialmente, da maior demanda por serviços de manutenção e conservação das unidades geradoras da Companhia e, em menor escala, por serviços de consultorias ambientais e de engenharia nas unidades geradoras.
- **Depreciação e amortização:** ampliação de R$ 40 milhões na comparação entre os anos analisados, em razão, principalmente, do início da operação comercial da UHE Estreito e da conclusão de obras de revitalização de determinadas usinas.

Lucro bruto

No exercício de 2011, o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.466 milhões, 11,5 % superior ao apresentado em 2010, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita líquida de vendas" e "Custos da energia vendida e dos serviços prestados".

Receitas (despesas) operacionais

- Despesas gerais e administrativas

No ano de 2011, as despesas gerais e administrativas foram de R$ 157 milhões, decréscimo de R$ 3 milhões, ou 1,8%, em relação às de 2010, que foram de R$ 160 milhões. Essa variação decorreu principalmente da reversão da provisão de R$ 7 milhões relativa a serviços de consultoria que não serão cobrados pelo prestador do serviço, combinado com o acréscimo das despesas com pessoal e material no montante de R$ 5 milhões.

- (Constituição) reversão de provisões operacionais

O aumento das reversões de provisões, líquidas de constituições, no acumulado de 2011, foi de R$ 31 milhões, consequência da combinação do seguinte: (i) reversão no ano de R$ 18 milhões devido à decisão judicial em favor da Companhia em processo cujo objeto era a pressuposta falta de recolhimento de encargos previdenciários sobre determinadas verbas remuneratórias creditadas a empregados, e revisão de valores referentes às provisões para riscos tributários, administrativos e previdenciários; (ii) reversão de R$ 17 milhões em função do acordo judicial firmado com parte dos reclamantes, em ação onde se pleiteava o desbloqueio do teto previdenciário para fins de revisão dos valores de aposentadoria pagos pela fundação de previdência privada patrocinada pela Companhia; (iii) reversão de R$ 12 milhões de provisão atuarial para pagamento benefícios pós-emprego; (iv) complemento de provisão de R$ 6 milhões em ação relativa a liquidação de transações pendentes à época do racionamento de energia elétrica; (v) constituição de provisão para devedores duvidosos de R$ 6 milhões sobre valores a receber de comercializadora que foi excluída da CCEE por motivo de inadimplência.

- Ganhos em ações judiciais

Em 2010 a Companhia reconheceu um ganho não recorrente de R$ 46 milhões, em razão de decisão favorável em ação judicial que pleiteou o direito da Companhia apurar pelo regime cumulativo o PIS e a Cofins sobre receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente à alteração da legislação para o regime não cumulativo. Já em 2011, a Companhia reconheceu o complemento do ganho mencionado, no valor de R$ 9 milhões.

Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos (Resultado do serviço)

No exercício de 2011, o resultado obtido foi de R$ 2.409 milhões, 12,0% superior ao apresentado no ano de 2010, que foi de R$ 2.150 milhões, resultado das variações acima descritas nos subitens "Lucro bruto" e "Receitas (despesas) operacionais".

Resultado financeiro

- Receitas financeiras

No exercício de 2011 as receitas financeiras passaram de R$ 131 milhões para R$ 133 milhões, aumento de R$ 2 milhões. As principais variações devem-se a associação do que segue: (i) reconhecimento de juros de R$ 12 milhões, relativo à atualização de crédito de PIS e Cofins originário de decisão favorável à Companhia; (ii) recuo de R$ 3 milhões na renda de aplicações financeiras; (iii) redução de R$ 3 milhões na variação monetária sobre depósitos vinculados a litígios; e (iv) queda de R$ 3 milhões nos encargos sobre contas a receber.

- Despesas financeiras

Essas despesas reduziram de R$ 560 milhões em 2010 para R$ 508 milhões em 2011, ou seja, R$ 52 milhões. Essa baixa decorreu da combinação dos seguintes fatores: (i) queda de R$ 40 milhões nos juros sobre dívidas, em decorrência das amortizações e de pré-pagamento de dívidas parcialmente substituídas por empréstimos com juros inferiores aos anteriormente contratados; (ii) decréscimo de R$ 29 milhões na variação monetária sobre dívidas, consequência da liquidação de debêntures indexadas a índices de inflação, bem como da redução da variação dos índices de inflação; (iii) redução de R$ 6 milhões nos encargos sobre o passivo atuarial da Companhia; (iv) aumento de R$ 33 milhões na despesa com variação cambial sobre as dívidas em moeda estrangeira; e (v) crescimento de R$ 13 milhões nos juros sobre as concessões a pagar. Além desses efeitos, no ano de 2010 a Companhia reconheceu uma perda não recorrente de R$ 20 milhões, em decorrência de decisão desfavorável a anistia fiscal pretendida pela Companhia de juros e multa sobre débitos parcelados de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, cujo montante não tinha sido provisionado em virtude de a Companhia ter obtido decisão favorável em instâncias anteriores.

Imposto de Renda e Contribuição Social sobre Lucro Líquido

As despesas com IR e CSLL passaram de R$ 509 milhões em 2010 para R$ 586 milhões em 2011, crescimento de R$ 77 milhões. O acréscimo se deve, substancialmente, ao aumento do lucro antes dos tributos, deduzido do crédito de juros sobre o capital próprio realizado nos últimos trimestres de cada ano.

Lucro líquido do exercício

Refletindo os efeitos comentados ao longo deste documento, no exercício de 2011 o lucro líquido atingiu R$ 1.448 milhões, valor superior em R$ 236 milhões, ou 19,5%, ao registrado no ano de 2010, que foi de R$ 1.212 milhões. O crescimento do lucro decorreu essencialmente da combinação dos seguintes principais fatores: (i) elevação do preço médio líquido de venda; (ii) ampliação da exportação de energia no ano; (iii) resultado positivo obtido com o início da operação comercial da UHE Estreito; (iv) redução das compras de energia para revenda; (v) queda do resultado positivo nas transações realizadas no âmbito da CCEE; (vi) ganho não recorrente em ação judicial, (vii) aumento de reversões de provisões operacionais; (viii) decréscimo das despesas financeiras líquidas; e (ix) menor IR e CSLL sobre o lucro em função do aumento do valor do crédito de juros sobre o capital próprio.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente mencionados, em 2011 o EBITDA atingiu R$ 2.910 milhões, 11,4% superior ao do ano anterior, que foi de R$ 2.612 milhões. As margens EBITDA nos anos de 2011 e 2010 foram de 67,2% e 63,7%, respectivamente.

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	**31.12.2011**	**31.12.2010**
Lucro líquido do exercício	1.448	1.212
(+) Imposto de renda e contribuição social	586	509
(+) Despesas financeiras, líquidas	374	429
(+) Depreciação e amortização	502	462
EBITDA	**2.910**	**2.612**
Margem EBITDA (%)	**67,2%**	**63,7%**

O EBITDA apresentado pela Companhia segue a orientação estabelecida na Instrução CVM nº 527/2012, que passou a reger a divulgação desse indicador não contábil. (vide observações adicionais abaixo do quadro de reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA na análise do resultado dos anos de 2012 e 2011).

h.2) Comparação entre os balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2012, 31 de dezembro de 2011 e 31 de dezembro de 2010 preparados de acordo com o IFRS e os CPC:

A Companhia, partir do exercício de 2012, passou a apresentar as contas relativas aos tributos a pagar e diferidos passivo, líquidas das correspondentes contas ativas, quando os referidos tributos estão relacionados às mesmas entidades tributárias e há a intenção da Administração da Companhia de quitá-los pelo valor líquido.

De modo a manter a comparabilidade entre os balanços divulgados, no demonstrativo apresentado a seguir, os saldos anteriormente apresentados nas rubricas "Impostos e contribuições sociais a recuperar" e "Imposto de renda e contribuição social ativo", em 31.12.2011, nos montantes de, respectivamente, R$ 85 milhões e R$ 240 milhões (R$ 63 milhões e R$ 288 milhões em 31.12.2010), na controladora, e de R$ 86 milhões e R$ 241 milhões (R$ 65 milhões e R$ 299 milhões em 31.12.2010), no consolidado, foram reclassificados para as contas "Impostos e contribuições sociais a pagar" e "Imposto de renda e contribuição social diferido passivo", respectivamente.

	ATIVO							
Valores em R$ milhões	**31.12.2012**	**%**	**31.12.2011**	**%**	**31.12.2010**	**%**	**31.12.2012 *versus* 31.12.2011 (%)**	**31.12.2011 *versus* 31.12.2010 (%)**
ATIVO CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	1.180	9,6	782	6,5	1.083	8,7	50,9	(27,8)
Contas a receber de clientes	623	5,1	542	4,5	531	4,3	14,9	2,1
Estoques	45	0,4	43	0,4	46	0,4	4,7	(6,5)
Impostos e contribuições sociais a recuperar	65	0,5	64	0,5	27	0,2	1,6	137,0
Ativo disponível para venda	-	-	-	-	23	0,2		-
Depósitos vinculados	1	-	39	0,3	82	0,7	(97,4)	(52,4)
Outros ativos circulantes	71	0,6	56	0,5	50	0,3	26,8	12,0
	1.985	**16,2**	**1.526**	**12,7**	**1.842**	**14,8**	**30,1**	**(17,2)**
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Realizável a Longo Prazo								
Impostos e contribuições sociais a recuperar	128	1,0	162	1,3	220	1,8	(21,0)	(26,4)
Valores a receber por alienação de ativo	87	0,7	87	0,7	87	0,7	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferido	17	0,1	24	0,2	29	0,2	(29,2)	(17,2)
Depósitos vinculados	103	0,8	91	0,8	51	0,4	13,2	78,4
Depósitos judiciais	111	0,9	106	0,9	134	1,1	4,7	(20,9)
Outros ativos não circulantes	41	0,2	51	0,4	52	0,4	(19,6)	(1,9)
	487	**3,7**	**521**	**4,3**	**573**	**4,6**	**(6,5)**	**(9,1)**
Imobilizado	**9.683**	**79,2**	**9.885**	**82,2**	**9.976**	**79,8**	**(2,0)**	**(0,9)**
Intangível	**109**	**0,9**	**96**	**0,8**	**95**	**0,8**	**13,5**	**1,1**
	10.279	**83,8**	**10.502**	**87,3**	**10.644**	**85,2**	**(2,1)**	**2,5**
TOTAL	**12.264**	**100,0**	**12.028**	**100,0**	**12.486**	**100,0**	**2,0**	**(3,7)**

	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Valores em R$ milhões	31.12.2012	%	31.12.2011	%	31.12.2010	%	31.12.2012 *versus* 31.12.2011 (%)	31.12.2011 *versus* 31.12.2010 (%)
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	219	1,8	234	1,9	269	2,2	(6,4)	(13,0)
Dividendos e juros sobre o capital próprio	248	2,0	221	1,8	190	1,5	12,2	16,3
Empréstimos, financiamentos e debêntures	527	4,3	417	3,5	1.094	8,8	26,4	(61,9)
Concessões a pagar	49	0,4	46	0,4	42	0,3	6,5	9,5
Impostos e contribuições sociais a pagar	416	3,4	352	2,9	393	3,1	18,2	(10,4)
Provisão para remunerações e encargos	62	0,5	54	0,4	55	0,4	14,8	(1,8)
Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas	29	0,2	9	0,1	11	0,1	222,2	(18,2)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	32	0,3	36	0,3	26	0,2	(11,1)	38,5
Outros passivos circulantes	108	0,9	103	0,9	115	1,0	4,9	(10,4)
	1.690	**13,8**	**1.472**	**12,2**	**2.195**	**17,6**	**14,8**	**(32,9)**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.007	24,5	3.232	26,9	3.349	26,8	(7,0)	(3,5)
Concessões a pagar	1.380	11,3	1.220	10,1	1.093	8,8	13,1	11,6
Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas	146	1,2	133	1,1	143	1,1	9,8	(7,0)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	275	2,2	301	2,5	409	3,3	(8,6)	(26,4)
Imposto de renda e contribuição social diferido	179	1,5	167	1,5	147	1,2	7,2	13,6
Outros passivos não circulantes	124	1,0	53	0,4	77	0,6	134,0	(31,2)
	5.111	**41,7**	**5.106**	**42,5**	**5.218**	**41,8**	**0,1**	**(2,1)**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	2.446	19,9	2.446	20,3	2.446	19,6	-	-
Reservas de capital	92	0,8	92	0,8	92	0,7	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial	582	4,7	648	5,4	708	5,7	(10,2)	(8,5)
Reservas de lucros	2.340	19,1	2.262	18,8	1.827	14,6	3,4	23,8
	5.460		**5.448**		**5.073**			
Participação de acionista não controlador	3	-	2	-	-	-	-	-
	5.463	**44,5**	**5.450**	**45,3**	**5.073**	**40,6**	**0,2**	**15,3**
TOTAL	**12.264**	**100,0**	**12.028**	**100,0**	**12.486**	**100,0**	**2,0**	**(3,7)**

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2012 e 31.12.2011

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

O incremento de R$ 398 milhões decorreu, essencialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 2.359 milhões; (ii) captação de financiamento de R$ 244 milhões para a construção dos parques eólicos do Complexo Eólico Trairi e para obras da UHE Estreito; (iii) aplicação de R$ 335 milhões em ativos imobilizado e intangível; (iv) amortização de R$ 395 milhões de empréstimos, financiamentos e debêntures; (v) pagamento de parcelas de concessões a pagar no montante de R$ 49 milhões; e (vi) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 1.421 milhões.

Contas a receber de clientes

O crescimento de R$ 81 milhões deve-se, basicamente, ao aumento do preço de venda da energia e os valores a receber oriundos da energia vendida no ambiente regulado pela UHE Estreito, cujo início ocorreu em janeiro de 2012.

Depósitos vinculados

A redução de R$ 38 milhões deve-se à redução dos depósitos em garantia às transações realizadas na CCEE, dada à menor exposição da Companhia nas operações praticadas nesse mercado.

Outros ativos circulantes

O acréscimo de R$ 15 milhões deriva do maior volume de adiantamento a fornecedores e de valores a receber pela alienação de ativos e serviços prestados a terceiros.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Impostos e contribuições sociais a recuperar

O decréscimo de R$ 34 milhões decorre, substancialmente, da conjunção entre o seguinte (i) a constituição de créditos de PIS e Cofins sobre a aquisição de máquinas e equipamentos e, em menor proporção, sobre os gastos com construção de usinas, e (ii) a transferência de parte de créditos para o circulante em virtude de se tornarem aptos a compensação no ano seguinte.

Impostos de renda e contribuição social diferido - ativo

A redução de R$ 7 milhões decorreu, essencialmente, da compensação de lucros com prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social.

Depósitos vinculados

A ampliação de R$ 12 milhões foi derivada, basicamente, do complemento do depósito em garantia do financiamento para a UHE Estreito.

Depósitos judiciais

O acréscimo de R$ 5 milhões corresponde, principalmente, a atualização dos valores depositados, os novos depósitos feitos e os resgates realizados durante o período em análise.

Imobilizado

A redução de R$ 202 milhões decorre, substancialmente, à combinação do seguinte: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 354 milhões, dos quais R$ 113 milhões correspondem aos parques eólicos do Complexo Trairi, R$ 177 milhões à UHE Estreito e R$ 64 milhões a obras para manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração das usinas da Companhia; (ii) depreciação de R$ 546 milhões; e (iii) baixas de R$ 10 milhões.

Intangível

A evolução de R$ 13 milhões decorreu, substancialmente, do reconhecimento dos direitos sobre as licenças de operação da UHE Estreito, que correspondem aos custos necessários para a obtenção e manutenção da licença de operação dessa Usina.

Passivo circulante

Fornecedores

O decréscimo de R$ 15 milhões deve-se, substancialmente, a combinação do que segue: (i) reclassificação de parte de obrigações com encargos de uso da rede elétrica e da energia elétrica comprada para o passivo não circulante; (ii) e aumento do saldo de fornecedores de ativo imobilizado e de transações na CCEE.

Dividendos e juros sobre capital próprio

A ampliação de R$ 27 milhões decorre do maior crédito de juros sobre o capital próprio no mês de dezembro de 2012 em comparação com o mesmo mês de 2011.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O incremento de R$ 110 milhões ocorreu pelos seguintes fatores: (i) transferência de R$ 528 milhões do passivo não circulante, decorrente, principalmente, das parcelas do empréstimo com o Bank of America Merrill Lynch e das debêntures da 2ª emissão, que vencem em 2013; (ii) encargos financeiros apropriados de R$ 249 milhões; e (iii) pagamentos de principal e juros de R$ 667 milhões.

Concessões a pagar

A elevação de R$ 3 milhões deve-se, principalmente, à combinação da transferência do passivo não circulante no valor de R$ 52 milhões com os pagamentos realizados no exercício de R$ 49 milhões.

Impostos e contribuições sociais a pagar

O aumento de R$ 64 milhões decorre, substancialmente, do maior imposto de renda e contribuição social do exercício de 2012 em relação ao de 2011.

Provisão para remuneração e encargos

O acréscimo de R$ 8 milhões foi motivado, essencialmente, pela maior provisão para gastos com o Programa de Demissão Voluntária (PDV) em razão de novas adesões ao programa.

Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

O avanço de R$ 20 milhões refere-se, substancialmente, a transferência do não circulante em razão da expectativa de desembolsos para a liquidação de provisões ao longo do exercício de 2013.

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A redução de R$ 225 milhões é explicada pelos seguintes fatores: (i) transferência para o passivo circulante de R$ 528 milhões das dívidas que vencerão em 2013; (ii) recebimento de financiamentos do BNDES para aplicação na construção dos parques eólicos do Complexo Trairi e da UHE Estreito no valor de R$ 244 milhões; e (iii) encargos financeiros de R$ 59 milhões.

Concessões a pagar

O incremento de R$ 160 milhões decorre do seguinte: (i) juros e variação monetária de R$ 209 milhões; (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 52 milhões; e (iii) ajuste nos valores da concessão da UHE Estreito de R$ 3 milhões.

Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

O avanço de R$ 13 milhões refere-se, substancialmente, ao que segue: (i) constituição de novas provisões no valor de R$ 30 milhões, (ii) atualização das provisões existentes no montante de R$ 16 milhões; e (iii) transferência para o circulante de R$ 33 milhões relativos, essencialmente, às provisões com expectativa de liquidação no ano de 2013;

Obrigações com benefícios de aposentadoria

A redução de R$ 26 milhões deve-se, essencialmente, ao seguinte: (i) juros sobre o passivo atuarial, liquido do rendimento dos ativos dos Planos, de R$ 10 milhões; (ii) contribuição da patrocinadora de R$ 32 milhões; e (iv) reconhecimento da reversão do passivo em razão do ganho atuarial de R$ 8 milhões.

Imposto de renda e contribuição social diferidos - passivo

O aumento de R$ 12 milhões decorre, basicamente, da combinação (i) da constituição dos tributos diferidos sobre os ganhos com a operação de *swap* relativo ao financiamento com o Bank of América Merrill Lynch e sobre a depreciação acelerada incentivada de determinados custos de construção e aquisição de ativos; e (ii) da reversão resultante da depreciação do ajuste ao valor justo do ativo imobilizado reconhecido quando da primeira adoção dos pronunciamentos técnicos dos IFRS e CPC.

Outros

A elevação de R$ 71 milhões decorre, fundamentalmente, da transferência de obrigações relativas a encargos de uso da rede elétrica e a compra de energia elétrica, cuja expectativa é de que as liquidações ocorrerão no longo prazo.

Patrimônio líquido

O aumento de R$ 13 milhões decorreu da combinação do seguinte: (i) lucro líquido do exercício de 2012 de R$ 1.500 milhões; (ii) pagamento dos dividendos relativos a 2011 de R$ 517 milhões; e (iii) dividendos intercalares e juros sobre o capital próprio creditados relativos a 2012 de R$ 970 milhões.

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2011 e 31.12.2010

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

A redução de R$ 301 milhões decorre, essencialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 2.054 milhões; (ii) aplicação de R$ 347 milhões no ativo imobilizado; (iii) amortização de R$ 1.418 milhões de empréstimos, financiamentos e debêntures; (iv) captação de R$ 503 milhões em empréstimos e financiamentos utilizados, substancialmente, para a quitação antecipada da 4ª emissão de debêntures da Companhia e a construção da Usina Hidrelétrica Estreito; (v) pagamento de concessões a pagar de R$ 45 milhões; (vi) depósitos realizados para a garantia do pagamento dos serviços das dívidas no valor de R$ 31 milhões; e (v) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 1.002 milhões.

Contas a receber de clientes

O crescimento de R$ 11 milhões deve-se, basicamente, ao maior preço médio de venda de energia da Companhia, entre os exercícios comparados.

Impostos e contribuições sociais a recuperar

O acréscimo de R$ 37 milhões decorre, substancialmente, da transferência de valores do ativo não circulante em razão da redução do prazo legal para a compensação do PIS e da Cofins.

Ativo disponível para venda

Em 2011 foi concluído o processo de venda das ações da Usina Termelétrica Seival e os valores a receber foram recebidos.

Depósitos vinculados

A queda de R$ 43 milhões decorre da redução do depósito em garantia das transações realizadas na CCEE em razão da menor exposição da Companhia nesse mercado.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Impostos e contribuições sociais a recuperar

A redução de R$ 58 milhões decorre, principalmente, da combinação da transferência de parte dos créditos para o ativo circulante e da constituição de créditos de PIS e Cofins sobre a aquisição de máquinas e equipamentos e sobre os gastos com construções de usina.

Impostos de renda e contribuição social diferido - ativo

A diminuição do saldo em R$ 5 milhões foi originada, essencialmente, pelo maior montante de depreciação acelerada incentivada de determinada controlada no período, reduzido assim, o montante apresentado como ativo fiscal diferido líquido.

Depósitos vinculados

O acréscimo de R$ 40 milhões deve-se, substancialmente, a constituição da reserva financeira para garantia do pagamento dos encargos do financiamento contraído para a construção da Usina Hidrelétrica Estreito.

Depósitos judiciais

O decréscimo de R$ 28 milhões corresponde, principalmente, ao resgate de aplicação financeira vinculada inicialmente contratada para reduzir o custo da fiança bancária garantidora da ação judicial que contesta o valor da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) cobrada da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra.

Imobilizado

A redução de R$ 91 milhões decorre, substancialmente, das seguintes movimentações: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 398 milhões, dos quais R$ 252 milhões correspondem a valores aplicados na construção da Usina Hidrelétrica Estreito, R$ 100 milhões nas obras para manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração das usinas da Companhia, e R$ 46 milhões no Projeto Eólico Trairí; (ii) depreciação de R$ 488 milhões; e (iii) baixas de R$ 6 milhões.

Passivo circulante

Fornecedores

A redução de R$ 35 milhões deve-se, principalmente, à queda do saldo de fornecedores de imobilizado, no valor de R$ 19 milhões, em virtude do avanço das obras da UHE Estreito, e de fornecedores de energia elétrica comprada para revenda, no montante de R$ 16 milhões.

Dividendos e juros sobre capital próprio

O aumento de R$ 31 milhões decorre do maior crédito de juros sobre o capital próprio no mês de dezembro de 2011 em comparação com o mesmo mês de 2010. ***Empréstimos, financiamentos e debêntures***

O decréscimo de R$ 677 milhões ocorreu pelos seguintes fatores: (i) transferência do passivo não circulante de R$ 756 milhões; (iii) apropriação de juros e variações monetárias e cambiais no montante de R$ 253 milhões; e (iii) pagamentos de principal e juros no valor total de R$ 1.686 milhões.

Concessões a pagar

A elevação de R$ 4 milhões deve-se, principalmente, à combinação da transferência do passivo não circulante no valor de R$ 48 milhões com os pagamentos realizados no exercício de R$ 44 milhões.

Impostos e contribuições sociais a pagar

O decréscimo de R$ 41 milhões decorre, basicamente, da combinação entre a maior antecipação de pagamento de imposto de renda (IR) e contribuição social (CSLL) no ano de 2011 ante a 2010, e o maior IR e CSLL a pagar sobre o lucro 2011 em relação a 2010.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

O acréscimo de R$ 10 milhões é derivado do aumento do valor estimado de liquidação do passivo atuarial no ano de 2012.

Outros

A redução de R$ 12 milhões decorreu, basicamente, da combinação entre o decréscimo do saldo de adiantamento de clientes e o aumento no saldo de compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos a pagar.

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A queda de R$ 117 milhões é composta, substancialmente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) empréstimo contraído junto ao Bank Of América Merrill Lynch no valor de R$ 439 milhões; (ii) liberação de R$ 64 milhões pelo BNDES oriundos, fundamentalmente, do financiamento da construção da UHE Estreito; (iii) apropriação de juros e variações monetárias de R$ 120 milhões; (iv) perda de variação cambial de R$ 16 milhões; e (v) transferência para o passivo circulante de R$ 756 milhões de parcela de dívidas que vencerão em 2012.

Concessões a pagar

O incremento de R$ 127 milhões decorre da combinação entre a apropriação de juros e variação monetária no valor de R$ 175 milhões e a transferência para o passivo circulante de R$ 48 milhões.

Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

O decréscimo de R$ 10 milhões refere-se, substancialmente, ao que segue: (i) constituição de novas provisões no valor de R$ 27 milhões, (ii) atualização das provisões existentes no montante de R$ 16 milhões; e (iii) reclassificação do saldo para o imobilizado de R$ 8 milhões; e (iv) transferência para o circulante de R$ 45 milhões relativos, essencialmente, às provisões com expectativa de liquidação no ano de 2012 e aquelas pagas durante o exercício de 2011.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

A redução de R$ 108 milhões deve-se, essencialmente, ao que segue: (i) juros do passivo atuarial, líquido dos rendimento dos ativos dos Planos de R$ 19 milhões; (iii) contribuição da patrocinadora de R$ 35 milhões; e (iv) reconhecimento da redução do passivo em razão do ganho atuarial de R$ 82 milhões.

Imposto de renda e contribuição social diferidos - passivo

O aumento de R$ 20 milhões decorre, principalmente, a combinação da redução resultante da depreciação do ajuste ao valor justo do ativo imobilizado reconhecido quando da primeira adoção dos IFRS e CPC, bem como dos efeitos derivados da menor provisão para obrigações com benefícios de aposentadoria.

Patrimônio líquido

O acréscimo de R$ 377 milhões é decorrente, principalmente, do que segue: (i) lucro líquido do exercício findo em 31.12.2011 de R$ 1.448 milhões; (ii) destinação de R$ 912 milhões para a distribuição de dividendos intercalares e juros sobre o capital próprio; e (iii) pagamento de R$ 158 milhões de dividendos relativos ao ano de 2010.

10.2 Comentários dos diretores sobre:

a. Resultados das operações da Companhia, em especial:

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A composição da receita líquida da Companhia é a seguinte:

	31 de dezembro de							
Em R$ milhões	31.12.2012	%	31.12.2011 (Reclassificado)	%	31.12.2010	%	31.12.2012 *versus* 31.12.2011 (%)	31.12.2011 *versus* 31.12.2010 (%)
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS								
Suprimento de energia elétrica	3.183	64,7	2.859	66,1	2.980	72,7	11,3	(4,1)
Fornecimento de energia elétrica	1.399	28,5	1.209	27,9	817	19,9	15,7	48,0
Transações no âmbito da CCEE	298	6,1	88	2,0	260	6,3	238,6	(66,2)
Exportação de energia elétrica	8	0,2	153	3,5	30	0,7	(94,8)	410,0
Outras receitas	25	0,5	18	0,5	13	0,4	38,9	38,5
	4.913	**100,0**	**4.327**	**100,0**	**4.100**	**100,0**	**13,5**	**5,5**

A Companhia, ao longo de 2011 e 2012, em atendimento à solicitação de determinados consumidores livres, transferiu alguns contratos anteriormente firmados com os mesmos para empresas comercializadoras pertencentes ao mesmo grupo econômico da empresa. Ademais, a Companhia firmou novos contratos com comercializadoras que também repassam a energia adquirida exclusivamente para unidades industriais do mesmo grupo. Essas ações têm sido motivadas pela iniciativa de clientes de aprimorar a gestão de suas compras e alocações de energia no conjunto de suas unidades industriais.

Entretanto, na busca de uma análise mais realista sobre a evolução de vendas para consumidores livres, a Companhia, a partir de 2012, passou a apresentar as vendas para comercializadoras que destinam a energia comprada para as suas unidades produtoras como vendas para consumidores livres, e não mais como para comercializadoras. A título de informação, o montante reclassificado entre as rubricas, suprimento e fornecimento de energia elétrica, no ano de 2011 foi R$ 82 milhões.

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita líquida de vendas entre os exercícios findos em 31.12.2012 e 31.12.2011

Suprimento de energia elétrica

No período de 12 meses de 2012, a receita de suprimento de energia elétrica atingiu R$ 3.183 milhões, acréscimo de R$ 324 milhões, ou 11,3%, em relação à receita auferida em 2011, que foi de R$ 2.859 milhões. Essa ampliação é explicada pelas seguintes variações: (i) R$ 168 milhões - crescimento de 6,5% no preço médio líquido de venda para distribuidoras; (ii) R$ 57 milhões – ampliação do preço da energia vendida para comercializadoras em 17,0%; (iii) R$ 231 milhões – incremento de 1.653 GWh (188 MW médios), ou 9,1%, no volume vendido para distribuidoras; e (iv) R$ 132 milhões – redução de 1.264 GWh (144 MW médios) nas vendas para comercializadoras.

O aumento das vendas para distribuidoras deve-se, substancialmente, ao início do fornecimento da energia da UHE Estreito no ambiente regulado de comercialização de energia para distribuidoras, a partir de 1º de janeiro de 2012. No ano em análise, houve ainda uma redução no volume comercializado através de contratos bilaterais assinados anteriormente aos leilões de energia no ambiente regulado.

Durante o ano de 2011, a energia gerada pela UHE Estreito foi vendida, substancialmente, para consumidores livres.

Fornecimento de energia elétrica

Nos 12 meses de 2012, a receita de fornecimento de energia alcançou R$ 1.399 milhões, 15,6% além dos R$ 1.209 milhões auferidos no mesmo período de 2011. Essa ampliação está relacionada ao que segue: (i) R$ 114 milhões – acréscimo de 984 GWh (112 MW médios) na quantidade de venda de energia; e (ii) R$ 76 milhões – crescimento de 6,0% no preço médio líquido da energia vendida.

Transações no âmbito da CCEE

No ano em análise, houve uma ampliação de R$ 210 milhões na receita auferida na CCEE, passando de R$ 88 milhões em 2011 para R$ 298 milhões em 2012. Maiores explicações sobre essas operações e variações podem ser encontradas a seguir.

Os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados em uma fatura única, a receber ou a pagar, exigindo, portanto, o seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cabe ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando nos últimos anos uma mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos, sendo esta a razão para a criação do presente tópico.

Assim, ele nos permite realizar uma análise das oscilações dos principais elementos, a despeito de terem sido alocados ora na receita ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do chamado "risco de submercado"; (iii) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (iv) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (v), naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que, por sua vez, será liquidada ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

No acumulado de 2012, o resultado líquido na CCEE (receitas menos despesas) foi positivo em R$ 245 milhões, crescimento de R$ 179 milhões em relação ao também resultado positivo de R$ 66 milhões obtidos no mesmo período de 2011.

Essa elevação do resultado decorreu, em especial, da conjunção do que segue: (i) incremento da posição vendedora na CCEE; (ii) aumento da receita resultante da energia secundária, compensada quase que integralmente pelos custos decorrentes da redução da geração hidrelétrica nos últimos meses do ano, conforme anteriormente mencionado; (iii) ampliação do resultado negativo decorrente da exposição termelétrica, ainda que o volume de exposição em 2012 tenha sido inferior ao ano anterior; e (iv) queda do resultado positivo no MRE.

Cabe considerar que os expressivos aumentos do PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste, que passaram de R$ 29,55/MWh em 2011 para R$ 166,77/MWh em 2012, contribuíram significativamente para os efeitos positivos nos resultados decorrentes do aumento da posição vendedora na CCEE e da energia secundária, bem como para os impactos negativos advindos do crescimento do valor da exposição termelétrica e dos custos resultantes da redução da geração hidrelétrica.

Exportação de energia elétrica

No acumulado de 2012, a receita líquida de exportação de energia foi de R$ 8 milhões, redução de R$ 145 milhões em relação aos R$ 153 milhões registrados no ano de 2011. A queda verificada decorreu tanto pela menor demanda, principalmente por parte da Argentina, quanto pelo fato de as unidades termelétricas da Companhia estarem operando por ordem de mérito, em atendimento às necessidades energéticas do País. Cabe considerar que o volume de exportação de energia de cada usina do Sistema Elétrico Brasileiro é definido pelo ONS com base na disponibilidade das usinas e levando-se em consideração os menores custos declarados das mesmas.

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita líquida de vendas entre os exercícios findos em 31.12.2011 e 31.12.2010

Suprimento de energia elétrica

A receita de suprimento de energia - aquela originária da venda a distribuidoras e comercializadoras - alcançou R$ 2.859 milhões em 2011, valor 4,1% abaixo dos R$ 2.980 milhões obtidos em 2010. Essa queda foi motivada pela associação dos seguintes principais fatores: (i) redução de 751 GWh (86 MW médios) no volume de vendas para distribuidoras, equivalente a R$ 99 milhões, em razão da combinação do término de contratos assinados anteriormente aos leilões no ACR, do início do suprimento no ACR da UHE São Salvador e do acréscimo da energia vendida; (ii) decréscimo de 2.148 GWh (245 MW médios) na quantidade vendida para comercializadoras, correspondente a R$ 197 milhões, em função essencialmente da não renovação de contratos vencidos; e (iii) acréscimo de R$ 137 milhões e de R$ 38 milhões, em função do aumento de 5,7% e de 8,4% dos preços médios líquidos de venda para distribuidoras e comercializadoras, respectivamente, em consequência dos reajustes de preço pelos índices de inflação e das vendas por preços médios maiores do que os anteriormente praticados.

Fornecimento de energia elétrica

A receita de fornecimento de energia - aquela originária de vendas a consumidores livres - cresceu 48% na comparação entre os anos em análise, passando de R$ 817 milhões em 2010 para R$ 1.209 milhões em 2011. Essa expansão decorreu do que segue: (i) elevação de R$ 147 milhões em razão do aumento de 15,8% do preço médio líquido de venda; e (ii) venda adicional de 2.357 GWh (269 MW médios), equivalentes a R$ 245 milhões, advindo de novas contratações e da ampliação do consumo dos clientes industriais, absorvendo, assim, parte da energia descontratada junto às distribuidoras e comercializadoras, conforme já observado no item "Suprimento de energia elétrica".

Transações no âmbito da CCEE

No acumulado de 2011, a receita líquida auferida nas transações na CCEE foi de R$ 88 milhões, redução de R$ 172 milhões em relação aos R$ 260 milhões obtidos no ano de 2010. As explicações sobre essas operações e variações podem ser obtidas a seguir.

Conforme anteriormente mencionado, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados em uma fatura única, a receber ou a pagar, exigindo, portanto, o seu registro na rubrica de receita ou de despesa.

Em 2011 o resultado líquido positivo (receitas menos despesas) apurado foi de R$ 66 milhões (receita de R$ 88 milhões e despesa de R$ 22 milhões) ante aos R$ 254 milhões (receita de R$ 260 milhões e despesa de R$ 6 milhões) obtidos em 2010, representando um decréscimo de R$ 188 milhões entre os anos analisados.

A redução do resultado líquido positivo apresentado entre os exercícios em análise decorreu, em especial, da combinação dos seguintes principais fatores: (i) crescimento da posição compradora na CCEE em decorrência, principalmente, do aumento da exposição termelétrica, resultado da menor demanda por essa fonte de energia pelo sistema elétrico brasileiro, compensado parcialmente (ii) pelo maior volume de energia secundária - geração hidrelétrica superior à média da energia assegurada do sistema; e (iii) pelo acréscimo da receita no MRE em consequência da ampliação do volume de geração de energia hidrelétrica.

Os efeitos mencionados nos itens (i) e (ii) foram atenuados pela redução do PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Este último apresentou médias de R$ 69,99/MWh em 2010 e R$ 29,55/MWh em 2011.

Exportação de energia elétrica

No acumulado de 2011, a exportação de energia, para a Argentina e o Uruguai, atingiu R$ 153 milhões, ampliação de R$ 123 milhões em relação ao total exportado em 2010, que foi de R$ 30 milhões.

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia nos anos de 2012, 2011 e 2010 estão abaixo mencionados. Informações complementares sobre os mesmos estão detalhadas nos itens 10.1. h e 10.2. a (i) anteriormente descritos.

Ano de 2012 - (i) ampliação do preço médio líquido de venda e da quantidade de energia vendida; (ii) elevação do resultado em decorrência do início da operação comercial de três novas unidades da UHE Estreito; (iii) redução da exportação de energia verificada em 2012; (iv) crescimento dos custos com a compra de energia para revenda; (v) incremento do resultado positivo nas transações realizadas no âmbito da CCEE; (vi) aumento de provisões operacionais; e (vii) crescimento das despesas financeiras líquidas em função da conjunção de menores rendas com aplicações financeiras e dos maiores juros e variações, monetárias e cambiais, sobre as dívidas.

Ano de 2011 - (i) elevação do preço médio líquido de venda e da exportação de energia; (ii) resultado positivo obtido com o início da operação comercial da UHE Estreito; (iii) redução do volume de compras de energia para revenda; (iv) queda do resultado positivo nas transações realizadas no âmbito da CCEE; (v) aumento de reversões de provisões operacionais; e (vi) decréscimo dos juros e variação monetária sobre os empréstimos e financiamentos, em função das amortizações das dívidas; (vii) crescimento da despesa com a variação cambial sobre as dívidas, em consequência da desvalorização do real frente às moedas estrangeiras que atualizam os empréstimos.

Ano de 2010 - (i) aumento da quantidade e preço médio de energia vendida; (ii) elevação do resultado positivo obtido com transações realizadas na CCEE; (iii) resultado decorrente do início da operação comercial de novas usinas; (iv) crescimento das compras de energia para revenda; (v) impacto negativo no resultado financeiro em decorrência da elevação dos índices de inflação e do menor ganho com variação cambial; e (vi) elevação de ganho atuarial relativo à amortização do excedente ao limite de 10% sobre o total do passivo dos Planos ("corredor"), conforme sistemática prevista nas normas contábeis.

b. Variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

As receitas de venda da Companhia são suportadas por contratos com cláusulas de reajuste de preço, em grande parte, pelo IPCA e pelo IGP-M. A receita da Companhia não está exposta a taxas de câmbio e não foi afetada pela introdução de novos produtos e serviços.

As variações das receitas da Companhia em decorrência de modificação de preço e alteração de volume estão explicadas no item 10.2.a (i).

c. Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia.

c.1) Inflação e variação de preços nos custos de venda da energia elétrica

Energia elétrica comprada para revenda - Estas transações normalmente são realizadas através de contratos de médio e longo prazo, os quais possuem seus preços reajustados, na sua grande parte, pelo IGP-M e IPCA. Já os contratos de curto prazo geralmente têm os seus preços definidos através de negociações bilaterais, muitos dos quais vinculados ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) da CCEE. O impacto médio referente ao reajuste de preço pelos índices de inflação no exercício de 2012 foi de cerca de R$ 29 milhões e nos anos de 2011 e 2010 foi de aproximadamente R$ 10 milhões.

Combustível para a produção de energia elétrica - O preço do gás consumido na UTE Willian Arjona é denominado em dólar norte americano, equivalente em reais, e reajustado anualmente pela variação do *Producer Price Index* (*PPI*), um indicador do governo americano para commodities de uso industrial. Os preços do carvão não reembolsável pela CDE são negociados quando da contratação da aquisição ou da renovação do contrato e tem como indexador fórmulas paramétricas cujos principais componentes são o INPC e índices setoriais específicos, na sua maioria, publicados pela Fundação Getulio Vargas (FGV). Os índices de correção não resultaram em efeitos relevantes no custo da Companhia, o qual foi afetado, substancialmente, pela variação das quantidades consumidas nos exercícios de 2012, 2011 e 2010.

Encargos de uso de rede elétrica e conexão - São calculados pela multiplicação do montante de uso da rede, em kW, pela tarifa estabelecida anualmente pela Aneel, com base no rateio dos custos totais de conexão e transmissão observados, e esperados, para todo sistema, e nos índices de reajustes dos contratos de transmissão e conexão vigentes - em maioria IGPM e IPCA. O efeito da variação desses indicadores de inflação no custo da Companhia foi de aproximadamente R$ 14 milhões, R$ 11 milhões e R$ 6 milhões em 2012, 2011 e 2010, respectivamente.

Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - O valor corresponde a 6,75 % sobre a quantidade de energia elétrica produzida, valorada por uma Tarifa Anual de Referência (TAR) definida pela Aneel, com base no custo de aquisição de energia pela distribuidora, revisto a cada quatro anos. A TAR vigente para o exercício de 2012 foi reajustada em 6,64% em relação a que era praticada no exercício de 2011, o que gerou um impacto no custo da Companhia de cerca de R$ 8 milhões. Já nos exercícios de 2011 e 2010 os efeitos decorrentes dos reajustes de 5,63% e 4,16% foram de R$ 8 milhões e 4 milhões, respectivamente.

c.2) Impactos do câmbio, da inflação e da taxa de juros no resultado financeiro da Companhia

Exposição ao câmbio

A parcela dos empréstimos exposta à variação da cotação de moeda estrangeira - dólar norte americano e euro - em 31.12.2012 era de R$ 215 milhões (R$ 212 milhões em 31.12.2011 e R$ 214 milhões em 31.12.2010), correspondente a 6,1% (5,8% em 31.12.2011 e 4,7% em 31.12.2010) do somatório consolidado dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia. Esses empréstimos tem vencimento concentrados no ano de 2015 para da dívida denominada em euro e de 2024 para a designada em dólar norte americano.

O resultado financeiro da Companhia em decorrência da variação cambial no exercício de 2012 foi impactado negativamente em R$ 21 milhões (R$ 18 milhões em 2011 e efeito positivo de R$ 15 milhões em 2010), ou seja, em aproximadamente 1,0% do resultado operacional da Companhia (correspondente a 0,9% em 2011 e 2010).

Em decorrência do baixo nível de endividamento em moeda estrangeira e dos vencimentos longos dos empréstimos, o risco de impactos relevantes no resultado financeiro e no caixa da Companhia é relativamente baixo.

Exposição ao risco de taxa de juros e índices flutuantes

A Companhia está exposta à taxa de juros e índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, CDI, IPCA e IGP-M. Os impactos dos juros e da variação monetária no resultado financeiro da Companhia nos exercícios de 2012, 2011 e 2010 foram os seguintes:

(Valores em R$ milhões)	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Concessões a pagar	Total
Exercício Social findo em 31.12.2012			
- Juros	236	121	357
- Variação monetária	19	86	105
Exercício Social findo em 31.12.2011			
- Juros	239	105	344
- Variação monetária	35	67	102
Exercício Social findo em 31.12.2010			
- Juros	278	92	370
- Variação monetária	43	88	131

10.3 Comentários dos Diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras da Companhia e em seus resultados

a. Introdução ou alienação de segmento operacional

Em 2011 ocorreu o início da operação comercial de quatro unidades geradoras da UHE Estreito e, em 2012, três novas unidades entraram em operação, restando, assim, apenas o início da operação comercial da oitava unidade, previsto para o primeiro semestre de 2013.

A contribuição dessa Usina para o acréscimo de receita líquida de vendas da Companhia foi de R$ 191 milhões no ano de 2012 (R$ 87 milhões em 2011), enquanto que para o EBITDA foi de R$ 119 milhões (R$ 66 milhões em 2011). Já no lucro líquido houve um efeito negativo no ano de 2012 de R$ 5 milhões (R$ 13 milhões positivo em 2011), advindo, principalmente, dos impactos no resultado financeiro da controlada.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia nos anos de 2012, 2011 e 2010 são as seguintes:

b.1) Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012

Complexo Trairi – atualização em relação às informações de 2011

Em maio de 2012, foi concedido pelo BNDES o financiamento de R$ 358 milhões, destinado à implantação dos quatro parques eólicos do Complexo Trairi, no Ceará, dos quais R$ 205 milhões foram sacados até dezembro de 2012. A capacidade instalada e comercial do parque é 115,4 MW e de 58,2 MW médios, respectivamente. O início de sua operação comercial está previsto para o segundo semestre de 2013, quando as usinas iniciarão a geração de caixa e de resultado operacional. A Companhia não tem como prática a divulgação de projeções de resultados de seus projetos e, sim, somente projeções de investimentos, conforme pode ser observado no item 11 – Projeções, deste formulário.

Aquisição projeto eólico Santa Mônica

Em outubro de 2012, a TBLP, controlada da Companhia, assinou contrato de aquisição, pelo montante de R$ 7 milhões, do projeto eólico Santa Mônica, localizado no Ceará, próximo aos parques eólicos do Complexo Trairi.

Esse projeto é composto por duas usinas com capacidade instalada total de 58,8 MW e capacidade comercial de 26,5 MW médios. Ainda não há previsão quanto à data de implantação do empreendimento.

Aquisição de projetos eólicos – "Campo Largo"

A Companhia, através da TBLP, assinou, em janeiro de 2013, o contrato de compra da totalidade do capital social da CLWP Brasil Ltda. (CLWP) pelo valor de R$ 23 milhões, que será integralmente pago desde que satisfeitas determinadas condições previstas em contrato. A CLWP é detentora de sete projetos de geração eólica, localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé, no Estado da Bahia, com capacidade instalada conjunta aproximada de 206 MW e capacidade comercial estimada de 105 MW médios.

Os controladores anteriores da CLWP também estão desenvolvendo projetos eólicos de mais 150 MW de capacidade instalada, na mesma região, sobre os quais a Companhia tem uma opção de compra no valor de R$ 16 milhões, condicionada à obtenção de licenciamento ambiental, já em fase adiantada de aprovação.

Aquisição do projeto eólico Flecheiras

Em fevereiro de 2013, a Companhia adquiriu o projeto eólico Flecheiras, localizado no Estado do Ceará e, também, próximo a outros parques já em construção pela Companhia. A capacidade instalada e comercial prevista para o projeto é de 18,9 MW e 8,9 MW médios, respectivamente. O valor da aquisição foi de R$ 1 milhão.

Todos os projetos adquiridos, no ano de 2012 e no início de 2013, anteriormente mencionados, ainda se encontram em fase de estudos internos de avaliação quanto às suas implantações. Os valores pagos correspondem, substancialmente, ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos.

b.2) Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011

Conclusão da alienação do Projeto Seival

Em junho de 2011, a Companhia concluiu o processo iniciado em 2010 de venda da totalidade das ações que detinha no capital social da Seival Participações S.A. (Seival), após o cumprimento de todas as condições precedentes estabelecidas no contrato de venda, dentre as quais a anuência prévia da Aneel e a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

A Seival era detentora de 99,99% do capital social da Usina Termelétrica Seival Ltda., empresa que detém os direitos, inclusive as autorizações da Aneel e a licença de instalação, para implantar e explorar uma usina termelétrica a carvão, em Candiota (RS), com potência instalada de até 540 MW. Até a data da venda a empresa não desenvolveu qualquer atividade operacional.

O valor total corrigido da venda foi de R$ 39 milhões, resultando assim, em um ganho de capital no valor de R$ 15 milhões reconhecido no resultado da Companhia.

A Companhia continua o desenvolvimento de outros projetos termelétricos a carvão mineral na região de Candiota (RS), em consonância com sua estratégia de crescimento no setor elétrico brasileiro.

Projetos de geração de energia eólica – Complexo Trairi e Porto do Delta

No mês de março de 2011, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a implantação de cinco projetos eólicos para venda de energia elétrica no mercado livre, quatro no Estado do Ceará (CE) – Complexo Trairi - e um no Estado do Piauí (PI) – Porto do Delta. Os projetos totalizavam 145,4 MW de capacidade instalada, com investimento total estimado em R$ 625 milhões. Parte significativa da capacidade comercial dessas usinas foi vendida para consumidores livres em contratos de médio e de longo prazo.

Com referência ao Porto do Delta, cuja capacidade instalada é de 30 MW, a Companhia ainda aguardava a liberação da licença de instalação.

b.3) Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010

Aquisição da Companhia Energética Estreito (CEE), anteriormente denominada SUEZ Energia Renovável (SER)

Em agosto de 2010, a Companhia concluiu o cumprimento de todas as condições precedentes estabelecidas no Contrato de Compra e Venda assinado em dezembro de 2009, quais sejam as anuências da Aneel, do BNDES e dos Bancos financiadores (Repasse BNDES). Neste mesmo mês, após a ratificação da transação na AGE, realizada em 19.10.2010, por unanimidade dos acionistas minoritários que votaram a matéria, a Companhia concluiu o processo de aquisição das ações ordinárias de emissão da CEE de propriedade da sua controladora GDF SUEZ Latin America Participações Ltda.

A CEE é detentora de participação de 40,07% e no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado para a implantação e exploração do Aproveitamento Hidrelétrico Estreito, que possui capacidade instalada de geração de 1.087 MW e energia assegurada de 641,08 MW médios. Os demais consorciados do Ceste são: Companhia Vale do Rio Doce (30%), Estreito Energia S.A. - Grupo Alcoa (25,49%) e Intercement Brasil S.A. – entidade do Grupo Camargo Corrêa - (4,44%), sendo a liderança exercida pela CEE.

A Companhia comercializou, no 5º Leilão de Energia Nova, por um período de 30 anos que se iniciará em 01.01.2012, 256 MW médios a que faz jus por sua participação no Ceste, junto a empresas distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

O custo total da aquisição de R$ 799 milhões foi composto da seguinte forma: (i) R$ 604 milhões correspondentes ao valor original na data da assinatura do contrato; (ii) R$ 25 milhões referentes à atualização monetária pelo IPCA e aos juros remuneratórios à taxa de 6% ao ano *pro-rata temporis*, até a data da aquisição; e (iii) R$ 170 milhões relativos aos adiantamentos para futuro aumento de capital que foram aplicados na construção da Usina, atualizados pelo IPCA e com juros remuneratórios de 6% ao ano *pro-rata temporis*, realizados pela GSELA entre a data da assinatura do contrato e a da aquisição.

O preço original de R$ 604 milhões foi definido com base em avaliação econômico-financeira feita por Instituição Financeira de notória especialização com base na metodologia de fluxo de caixa descontado.

Incorporação da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA) pela Energia América do Sul Ltda. (EAS) e da EAS pela Tractebel Energia S.A.

Em 30.10.2010, foi aprovada pelos acionistas em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) a incorporação da PPESA pela sua controladora EAS, e desta pela sua controladora, a Tractebel Energia S.A., nos termos dos Protocolos de Incorporação e Instrumentos de Justificação para Incorporação. O objetivo da incorporação foi a redução da estrutura organizacional, diminuindo custos, aumentando o valor para os acionistas, racionalizando e otimizando os investimentos e facilitando a unificação, padronização e racionalização da administração geral dos negócios das sociedades envolvidas.

c. Eventos ou operações não usuais

Os principais eventos não usuais que impactaram no resultado da Companhia foram os seguintes:

Ano de 2012 – reconhecimento da provisão para perda resultante de efeitos de incorporação de ativo, no valor de R$ 16 milhões, e de despesa líquida, no montante de R$ 17 milhões, relativa à perda na baixa de ativos fixos substituídos e a penalidades assumidas com fornecedores.

Ano de 2011 – registro do complemento do ganho judicial registrado em 2010, no valor de R$ 9 milhões, relativo ao processo IN 468 informado no item 4.3 deste Formulário de Referência, da perda na baixa de ativo imobilizado, no montante de R$ 5 milhões, resultante da substituição de ativos e do ganho de R$ 15 milhões em razão de alienação de investimento (citado no item 10.3 – b2).

Ano de 2010 – a Companhia registrou receita no valor de R$ 46 milhões decorrente do trânsito em julgado de ação judicial que pleiteou o direito de incidir o PIS/Cofins pelo regime cumulativo sobre as receitas originadas de contratos assinados anteriormente à alteração da legislação para o regime não cumulativo, relativo ao processo identificado como IN 468 informado no item 4.3 deste Formulário de Referência.

10.4 Comentários dos diretores sobre

a. Mudanças significativas nas práticas contábeis

Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards - IFRS) e do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC)

Ano de 2012:

Durante o exercício de 2012, somente a emenda ao IAS 12 (Tributos diferidos: realização de ativos correspondentes) teve vigência iniciada nesse exercício. A referida modificação na norma não resultou em efeitos nas demonstrações contábeis da Companhia.

Para aquelas normas emitidas pelo IASB que ainda não entraram em vigor, e não tiveram sua adoção antecipada pela Companhia, a avaliação da Companhia, é de que somente a alteração na IAS 19 (Benefícios a empregados), cuja adoção é obrigatória a partir de 01.01.2013, resultará em impacto no balanço patrimonial da Companhia na data da sua adoção, conforme a seguir exposto:

Revisão da IAS 19 (Benefícios a empregados) - a revisão da norma elimina a abordagem do "corredor" que permite o diferimento do reconhecimento dos ganhos ou perdas atuariais no resultado. De acordo com o IAS 19 revisado, os ganhos ou perdas atuariais avaliados anualmente pelos atuários deverão ser reconhecidos na rubrica "Outros resultados abrangentes", no Patrimônio Líquido. Até 31.12.2012, a Companhia vinha adotando o método do "corredor" para o reconhecimento dos ganhos ou perdas atuariais no seu resultado. A partir de 01.01.2013, em consequência da extinção desse método, os ganhos ou perdas atuariais não registrados pela Companhia serão reconhecidos no seu passivo, em contrapartida do Patrimônio Líquido. Em 31.12.2012, o montante referente ao ganho atuarial não reconhecido era de R$ 60 milhões (R$ 39 milhões líquidos de impostos), o qual será contabilizado em 01.01.2013, resultando na redução do passivo e no aumento do patrimônio líquido da Companhia.

Cabe ainda destacar o início da vigência da norma IFRS 11 (Acordos com controle compartilhado), que aborda aspectos relativos à definição do tratamento contábil de entidades com controle compartilhado e operações compartilhadas, eliminando o uso da consolidação proporcional às empresas com operações compartilhadas (*joint operations*) não afetará a Companhia em relação ao investimento na controlada Itasa, visto que as características e essência econômica da participação da Companhia nos negócios e nas operações da Itasa justificam uma operação conjunta com outras entidades. Deste modo, não haverá nenhum efeito no balanço patrimonial e no resultado consolidado da Companhia em decorrência da adoção da nova prática contábil.

Ano de 2011:

As novas normas IFRS e CPC e as alterações dos pronunciamentos existentes e as interpretações de norma, com vigência a partir de 01.01.2011, também não resultaram em qualquer efeito nas demonstrações contábeis da Companhia.

Ano de 2010:

As informações contábeis consolidadas apresentadas a partir de 2010 foram preparadas em conformidade com o IFRS, emitidos pelo International Accounting Standards Board (IASB), os quais estão em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil, baseadas nos pronunciamentos emitidos pelo CPC e aprovados pela CVM.

Durante os anos de 2009 e 2010, a CVM aprovou diversos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas, emitidos pelo CPC, que alteraram determinadas práticas contábeis anteriormente adotadas no Brasil, com vigência a partir de 01.01.2010, retroativa a 01.01.2009 ("data da transição"), para fins de comparação, as quais já contemplaram a adoção destes normativos.

b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Anos de 2012 e 2011

Não houve efeitos significativos decorrentes de alterações de práticas contábeis nestes anos.

Anos de 2010

Em 2010 a Companhia adotou pela primeira vez os pronunciamentos do IFRS e dos CPC e ajustou o balanço de abertura na data de 01.01.2009, de modo a permitir a comparabilidade entre os números, conforme estabelecido nas normas. Os pronunciamentos cuja aplicação afetou as informações contábeis da Companhia a partir da data da sua adoção são os apresentados a seguir.

CPC 15 - Combinação de negócios: o Pronunciamento tem o objetivo de aumentar a relevância, a confiabilidade e a comparabilidade das informações que a entidade fornece em suas demonstrações contábeis acerca de combinação de negócios (operação ou evento por meio do qual um adquirente obtém o controle de um ou mais negócios) e sobre seus efeitos. Para esse fim, este pronunciamento estabelece princípios e exigências da forma como o adquirente: (i) reconhece e mensura os ativos identificáveis adquiridos, os passivos assumidos e as participações societárias de não controladores na adquirida; (ii) reconhece e mensura o ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) da combinação de negócios ou o ganho proveniente de compra vantajosa; e (iii) determina as informações que devem ser divulgadas para possibilitar que os usuários das demonstrações contábeis avaliem a natureza e os efeitos financeiros da combinação de negócios.

A Companhia, para fins de elaboração das demonstrações contábeis consolidadas, adotou antecipadamente as regras estabelecidas pelo IFRS 3 - *Business combination*, pronunciamento consistente com o CPC 15, para as combinações de negócios incluídas no escopo deste pronunciamento, realizadas pela Companhia a partir de 01.01.2008. Até esta data as combinações de negócios foram contabilizadas de acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas, segundo as regras estabelecidas pela Instrução CVM 247/96.

A Companhia optou pela isenção prevista no CPC 37 R1 (Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade) e não adotou os requerimentos do CPC 15 retroativamente a 01.01.2008.

CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes: o objetivo deste Pronunciamento é estabelecer que sejam aplicados critérios de reconhecimento e bases de mensuração apropriados a provisões e a passivos e ativos contingentes, e que seja divulgada informação suficiente nas notas explicativas para permitir que os usuários entendam a sua natureza, oportunidade e valor.

Os valores relativos a depósitos judiciais relacionados a provisões tributárias, cíveis e trabalhistas anteriormente apresentados no balanço patrimonial em conta redutora da respectiva provisão, no passivo, conforme disposto na Deliberação CVM nº 489/05, a qual foi revogada pela adoção do CPC 25, passaram a ser apresentados em conta do ativo da Companhia.

CPC 26 - Apresentação das Demonstrações Contábeis*:* este Pronunciamento tem como objetivo a definição da base para a apresentação das demonstrações contábeis e para assegurar a sua comparabilidade, tanto com as de períodos anteriores da mesma entidade quanto com as demonstrações contábeis de outras entidades. Nesse cenário, este Pronunciamento estabelece requisitos gerais para a apresentação das demonstrações contábeis, diretrizes para a sua estrutura e os requisitos mínimos para seu conteúdo.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos cujas expectativas de realização ocorrem nos doze meses seguintes à apresentação das demonstrações contábeis eram registrados no ativo circulante, conforme previsto na Instrução CVM 371/2002. Em observância ao CPC 26 estes impostos diferidos passaram a ser reconhecidos integralmente no ativo não circulante da Companhia.

CPC 27 - Ativo Imobilizado: o objetivo do Pronunciamento é estabelecer o tratamento contábil para ativos imobilizados, de forma que os usuários das demonstrações contábeis possam discernir a informação sobre o investimento da entidade em seus ativos imobilizados, bem como suas mutações. Os principais pontos a serem considerados na contabilização do ativo imobilizado são o reconhecimento dos ativos, a determinação dos seus valores contábeis e os valores de depreciação e perdas por desvalorização a serem reconhecidas em relação aos mesmos.

Em atendimento à orientação prevista nos pronunciamentos relativos ao assunto, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado das usinas da Companhia que apresentavam valor contábil substancialmente inferior ou superior ao seu valor justo.

Esse procedimento foi fortemente incentivado pelo CPC e pela CVM através do ICPC 10 (Esclarecimentos sobre o CPC 27 e o CPC 28) e a Companhia entende que representa a adoção das melhores práticas de governança corporativa na elaboração de demonstrações contábeis.

O ajuste a valor justo do ativo, líquido de imposto de renda e contribuição social diferidos, teve como contrapartida a conta do patrimônio líquido denominada "Ajustes de avaliação patrimonial". A depreciação sobre o referido ajuste não resultará em efeitos na base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem na base de distribuição de dividendos.

A Companhia manteve as vidas úteis de seus ativos até então adotadas, uma vez que as mesmas são estimadas e definidas pela Aneel e são praticadas pela indústria e aceitas pelo mercado como adequadas, procedimento este suportado pela OCPC 05 (Orientação sobre Contratos de Concessão).

CPC 30 - Receita: o Pronunciamento tem o objetivo de estabelecer o tratamento contábil de receitas provenientes de certos tipos de transações e eventos, e determinar quando reconhecê-la. A receita é reconhecida quando for provável que benefícios econômicos futuros fluam para a entidade e esses benefícios possam ser confiavelmente mensurados.

De acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas a apresentação da receita da Companhia na demonstração do resultado segregava a receita operacional bruta, as deduções sobre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida.

O citado CPC define que, para fins de divulgação na demonstração do resultado, a receita inclui somente os ingressos brutos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela entidade quando originários de suas próprias atividades.

As quantias cobradas por conta de terceiros, tais como os tributos sobre vendas e os recursos destinados à pesquisa e desenvolvimento determinados pela Aneel, não são benefícios econômicos que fluam para a entidade e não resultam em aumento do patrimônio líquido; portanto, não devem ser apresentados como receita.

Ainda de acordo com o CPC, a Companhia deve divulgar em nota explicativa uma conciliação entre a receita bruta para finalidades fiscais e a receita apresentada na demonstração do resultado.

CPC 33 - Benefícios Pós-emprego: o objetivo deste Pronunciamento é estabelecer a contabilização e a divulgação dos benefícios concedidos aos empregados. Para tanto, este Pronunciamento requer que a entidade reconheça: (i) um passivo quando o empregado prestou o serviço em troca de benefícios a serem pagos no futuro; e (ii) uma despesa quando a entidade se utiliza do benefício econômico proveniente do serviço recebido do empregado em troca de benefícios a esse empregado.

Em conformidade com as práticas contábeis anteriores previstas na Instrução CVM 371/00, as perdas atuariais acumuladas que se situavam dentro do limite de 10% do valor presente da obrigação de benefícios definidos ("corredor"), não vinham sendo reconhecidas no resultado da Companhia, mas divulgadas em Nota Explicativa.

As perdas excedentes ao limite deste corredor vinham sendo reconhecidas no resultado durante o tempo médio remanescente de vida dos participantes do plano de benefício. Este procedimento não foi modificado pela nova prática contábil estabelecida no CPC 33.

Entretanto, conforme isenção prevista no CPC 37 R1 (Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade), as perdas atuariais que não estavam registradas no passivo, por estarem dentro do limite do corredor, foram registradas pela Companhia no seu balanço de abertura, em contrapartida da conta de lucros acumulados, no patrimônio líquido.

A Companhia optou por manter a abordagem do corredor para o reconhecimento no seu resultado dos ganhos e perdas atuariais apurados a partir da data da primeira adoção. Conforme anteriormente mencionado, a partir de 01.01.2013, esta abordagem do corredor não será mais permitida. Desta forma, os ganhos e as perdas atuarias, anuais, passarão a ser reconhecidos diretamente no patrimônio líquido da Companhia, na conta "Outros resultados abrangentes".

Interpretação do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (ICPC) 08 - Contabilização da Proposta de Pagamento de Dividendos: o Pronunciamento prevê que o valor dos dividendos em montante acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei, não aprovado em assembleia geral, deva ser apresentado e destacado no patrimônio líquido. Pela prática contábil anterior estes dividendos complementares eram deduzidos do patrimônio líquido e reconhecidos no passivo da Companhia.

c. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Anos de 2012, 2011 e 2010

Não houve ressalva no Relatório (Parecer) dos Auditores Independentes da Companhia relativo às Demonstrações Conteis dos exercícios findos em 31.12.2012, 31.12.2011 e 31.12.2010.

Apresentamos a seguir a ênfase padrão constante dos relatórios dos auditores independentes emitidos em 2012, 2011 e 2010, em razão da adoção dos IFRS, em atendimento às exigências do Comunicado Técnico IBRACON nº 04/2010, aplicável às demonstrações contábeis individuais de todas as Companhias que têm investimentos em controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto avaliados pelo método da equivalência patrimonial.

"Conforme descrito na nota explicativa 2, as demonstrações contábeis individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Tractebel Energia S.A. essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações contábeis separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas e controladas em conjunto pelo método da equivalência patrimonial, enquanto que para fins de IFRS seria custo ou valor justo."

Conforme mencionado no Comunicado Técnico do IBRACON acima mencionado e de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 43(R1) "Adoção Inicial dos Pronunciamentos Técnicos", não deve haver divergência entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado constante das demonstrações financeiras consolidadas elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e aquelas elaboradas de acordo o IFRS, restringindo-se a diferença às demonstrações financeiras individuais, em decorrência da avaliação dos investimentos em controladas ou em empreendimentos controlados em conjunto, que de acordo com a legislação brasileira vigente devem ser avaliados pelo método de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais, assim como pela eventual manutenção de saldos no diferido dessas demonstrações financeiras individuais, conforme permitido pela Lei 11.941, que alterou a Lei das Sociedades por Ações.

Ainda segundo o citado Comunicado Técnico do IBRACON, foi empreendido um esforço para que as demonstrações contábeis elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil sejam iguais àquelas preparadas de acordo com as normas internacionais (IFRS). Como as diferenças acima mencionadas remanescentes são pontuais, a CVM requereu a adição de um parágrafo no relatório do auditor independente para enfatizar esse assunto, nos casos em que exista tal diferença, de forma a alertar os usuários das demonstrações contábeis que essas diferenças entre as demonstrações contábeis individuais elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as demonstrações contábeis separadas preparadas de acordo com as IFRS se restringem à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto pelo método da equivalência patrimonial e à manutenção do diferido nas demonstrações financeiras individuais.

10.5 Políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros

As políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia são aquelas consideradas relevantes para definir sua condição financeira e os seus resultados operacionais, e requerem julgamentos mais difíceis, complexos e subjetivos, levando a administração à necessidade de fazer estimativas que tem impactos sobre eventos futuros ou incertos. A adoção de determinadas políticas e estimativas contábeis críticas em regra requer que a Administração da Companhia se baseie em julgamentos sobre os efeitos de certas transações que afetam os seus ativos, passivos, receitas e despesas.

A conclusão de determinadas transações que envolvem as estimativas e julgamentos, efetuados pela administração, pode afetar o patrimônio e a condição financeira da Companhia, bem como seus resultados operacionais, já que os valores efetivamente obtidos podem diferir significativamente dos julgamentos efetuados pela Companhia. A seguir apresentamos as principais políticas e estimativas contábeis críticas utilizadas pela Companhia:

As práticas contábeis críticas são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da administração, frequentemente como resultado da necessidade de se fazer estimativas que têm impacto sobre questões que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a possível solução futura dessas incertezas, esses julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das demonstrações contábeis, a Companhia adotou determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores que considera como razoáveis e relevantes. Ainda que essas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações frequentemente requer o uso de julgamentos quanto aos efeitos de questões inerentemente incertas sobre o valor contábil dos seus ativos e passivos.

Os resultados reais podem ser distintos dos estimados sob variáveis, premissas ou condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e premissas utilizadas nas estimativas, e alguns impactos relacionados às mudanças nessas estimativas, incluímos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir:

a) Obrigações com benefícios de aposentadoria

A Companhia reconhece suas obrigações com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando as seguintes práticas: (i) os compromissos decorrentes dos planos de benefício de pensão são determinados atuarialmente usando o método da unidade de crédito projetada.

A taxa de desconto usada para o cálculo do valor presente dos compromissos é definida na data do balanço patrimonial, com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com vencimentos similares aos esperados para os pagamentos dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos do plano de pensão são avaliados a valor de mercado na data do balanço patrimonial.

Nos cálculos atuariais, os consultores atuariais também utilizam fatores subjetivos, como tábuas de mortalidade e previsão de crescimento salarial, de desligamento, e de rotatividade.

As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser materialmente diferentes dos resultados reais devido a mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas utilizadas.

b) Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam as vidas úteis estimadas dos bens - limitadas ao prazo da concessão ou autorização das suas usinas, quando aplicável. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica de cada unidade. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação do custo dos ativos de longa duração, quando os mesmos são necessários.

c) Teste de redução do valor recuperável dos ativos de longa duração

Existem regras específicas para avaliar a recuperação dos ativos de vida longa, especialmente, os ativos imobilizados. No encerramento do exercício, a Companhia realiza uma análise para determinar se há evidência de que o montante dos ativos de vida longa não será recuperável. Se tal evidência é identificada, a Companhia procede ao teste de avaliação de recuperação dos ativos.

O processo de revisão da recuperação de ativos é subjetivo e requer julgamentos significativos através da realização de análises. As alterações dessas premissas poderiam obrigar a Companhia a reconhecer perdas por desvalorização em períodos futuros. Em 31.12.2012 a Companhia, baseada em suas análises, não identificou necessidade de constituir qualquer provisão para a recuperação dos ativos de longa duração.

d) Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

É definida com base em avaliação e qualificação dos riscos cuja probabilidade de perda é considerada provável. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis.

10.6 Controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis:

a. Grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

A Companhia atende aos padrões de governança corporativa do Novo Mercado e avalia que seus controles internos são suficientes, dado o tipo de atividade e o volume de transações que opera.

Adicionalmente, face à complexidade das atividades e inovações tecnológicas, a Administração da Companhia está empenhada no aprofundamento, revisão e melhoria contínua de seus processos, e na criação de novas ferramentas para revisão e controles internos. Desde 2006, a Companhia formalmente revisa e testa seus sistemas de controles internos, inicialmente para atender à Lei Sarbanes-Oxley e atualmente para atender a um programa específico de sua controladora principal, o Grupo GDF SUEZ. Eventuais falhas detectadas nos sistemas de controles internos são registradas e corrigidas em planos de ação cuja implantação é verificada pelos auditores independentes, contratados especificamente para essa finalidade.

b. Deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente

As deficiências e recomendações sobre os controles internos, apontadas pelos auditores independentes, contratados especificamente para este fim e não aqueles responsáveis pela auditoria das demonstrações contábeis da Companhia - são analisadas pelo Diretor Presidente e pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores durante a reunião anual de certificação do programa de controle interno da Companhia. Os planos de ações para as correções necessárias são registrados e sua implantação é verificada pelos auditores independentes (*Follow-up*). Não há nenhuma deficiência significativa apontada no relatório dos auditores independentes relativo aos exercícios sociais de 2012, 2011 e 2010 que possa resultar em impactos significativos para a Companhia.

Adicionalmente os auditores independentes (externos) responsáveis pelas Demonstrações Contábeis da Companhia também realizam seus testes de controles internos, inclusive revisando alguns dos testes realizados para fins do programa de controles internos da Companhia. Não foram detectadas deficiências relevantes no relatório dos auditores independentes, responsáveis pelas Demonstrações Contábeis da Companhia, referente aos exercícios sociais de 2011 e 2010. Até a data do arquivamento deste documento, a Carta de Recomendações relativas à auditoria das demonstrações contábeis do exercício findo em 31.12.2012 ainda não tinha sido emitida.

10.7 Comentários dos diretores caso a Companhia já tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários

a) Como os recursos resultantes da oferta foram utilizados.

A Companhia não obteve nos anos de 2012, 2011 e 2010 recursos resultantes de oferta publica de distribuição de valores mobiliários.

b) Se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não aplicável.

c) Caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável.

10.8 Descrição pelos diretores dos itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia

a. Os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items)

Informações prestadas juntamente com o item 10.9 deste formulário.

b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não aplicável.

10.9 Comentários dos diretores em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8

a. como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras da Companhia;

b. natureza e o propósito da operação

c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor da Companhia em decorrência da operação

Apresentamos a seguir as informações em conjunto com as requeridas no item 10.8 anteriormente solicitadas.

Arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos

A Companhia, segundo sua avaliação, não possui contratos de arrendamento financeiro e, sim, somente contratos de arrendamento classificados como operacionais. Tal classificação é baseada nos fato de não haver a possibilidade de transferência da propriedade do ativo para o arrendatário no final do prazo do contrato, nem a opção de compra do ativo.

- Sede da Companhia

A Companhia assinou contrato para a utilização do imóvel em que foi instalada a sua nova sede social. O prazo estabelecido é de dez anos, com possibilidade de renovação, e os valores contratados são atualizados anualmente pela variação anual do IPCA. Em 31.12.2012 o valor nominal histórico dos compromissos futuros era de R$ 37 milhões.

- Terrenos para usinas eólicas

Os projetos eólicos da Companhia possuem contratos de arrendamento de terrenos utilizados na instalação e edificação das torres dos aerogeradores, subestação e instalações de transmissão associadas. Os contratos têm parcelas fixas e/ou variáveis e atualização por índices de inflação ou percentuais sobre a receita operacional bruta das empresas. Os prazos dos contratos normalmente são equivalentes ao das autorizações concedidas pela Aneel para a geração de energia.

Os pagamentos mínimos futuros estimados, a valor nominal de 31.12.2012, são como segue:

Ano	Valores em R$ milhões
2013	2
2014 a 2017	10
2018 em diante	34
	46

Carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

Não aplicável.

Contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

- Contratos Bilaterais de Compra e Venda de Energia Elétrica

A tabela a seguir apresenta o balanço energético da Companhia, na data base de 31.12.2012, considerando a sua energia assegurada e os contratos de compra e venda em vigor para os próximos seis anos.

Balanço de Energia

(em MW médio)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Preço Bruto no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido p/ 31.12.2012 (R$/MWh)
Recursos Próprios	3.657	3.681	3.681	3.681	3.681	3.681			
+ Compras para Revenda	540	333	215	205	200	200			
Recursos Totais (A)	**4.197**	**4.014**	**3.896**	**3.886**	**3.881**	**3.881**			
Vendas reguladas*	1.660	1.660	1.650	1.507	1.154	1.154			
2004-EE-2007-08	10	10	-	-	-	-	70,9	dez-04	103,1
2005-EE-2008-08	143	143	143	-	-	-	81,6	abr-05	115,2
2005-EE-2009-08	353	353	353	353	-	-	94,0	out-05	130,3
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	157,9
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	173,3
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	181,2
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	jun-07	162,6
Proinfa	44	44	44	44	44	44	147,8	jun-04	226,6
1º Leilão de Reserva	13	13	13	13	13	13	158,1	ago-08	190,5
+ Vendas Bilaterais	2.471	2.303	1.798	1.373	1.187	788			
Vendas Totais (B)	**4.131**	**3.963**	**3.448**	**2.880**	**2.341**	**1.942**			
Saldo (A - B)	**66**	**51**	**448**	**1.006**	**1.540**	**1.939**			
Preço **líquido** médio de venda (R$/MWh) *1:	133,1	133,0	132,6						
Preço **líquido** médio de compra (R$/MWh) *2:	123,8	130,5	133,7						

* XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX ⇨ ano de realização do leilão
YY ⇨ EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW ⇨ ano de início de fornecimento
ZZ ⇨ duração do fornecimento (em anos)

*1: Preço de venda líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), referido a 31.12.2012, ou seja, não considera a inflação futura.
*2: Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, referido a 31.12.2012, ou seja, não considera a inflação futura.

- Contrato de conexão

A Companhia mantém contrato de conexão com a Eletrosul e Furnas, com vigência até a data de extinção das concessões das unidades geradoras da Companhia. Para a UHE Ponte de Pedra, a Companhia possui contrato com a Eletronorte. As controladas Beberibe e Pedra do Sal possuem contratos de conexão com a Companhia Energética do Ceará e Companhia Energética do Piauí, respectivamente.

Em 31.12.2012, o valor nominal dos compromissos futuros decorrentes dos contratos de conexão é de R$ 244 milhões.

- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST)

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia e suas controladas CESS, CEE e Itasa mantêm contratos com o ONS. Os contratos normalmente têm vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Companhia.

Em 31.12.2012, o valor nominal dos compromissos futuros provenientes destes contratos totaliza R$ 6.801 milhões.

- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)

Para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, são mantidos contratos de uso do sistema de distribuição com as distribuidoras de energia das regiões onde essas usinas estão instaladas. Os contratos normalmente têm vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Companhia.

Em 31.12.2012, o valor nominal dos compromissos futuros derivados destes contratos totaliza R$ 334 milhões.

- Contrato de compra de gás

No ano de 2001, a Tractebel Energia e a MSGÁS celebraram o contrato destinado à regular o fornecimento de gás natural à UTE William Arjona. O suprimento deste insumo à MSGÁS é, por sua vez, regulado pelo contrato firmado entre aquela concessionária e a Petrobras, ocorrendo a partir de ramal de distribuição conectado ao GASBOL.

Em 2006 a Petrobras condicionou a renovação de seu contrato com a MSGÁS à majoração dos preços que vinham sendo praticados, o que não foi aceito pela Tractebel Energia.

Em razão do reajuste proposto não estar adequado às condições estabelecidas no contrato, a Companhia ajuizou uma ação contra a Petrobras e MSGÁS objetivando a continuidade do suprimento de gás. Esta ação segue no aguardo de julgamento dos recursos ingressados, tanto pela Companhia como pela Petrobras, inclusive para a ampliação do prazo do contrato referente ao período em que não houve suprimento de gás.

Em novembro de 2009, a Companhia obteve, no Superior Tribunal de Justiça (STJ), nos autos de um Recurso Especial, decisão transitória favorável determinando à MSGÁS e à Petrobras a continuidade do fornecimento de gás para a UTE William Arjona. A Petrobras interpôs Agravo Regimental contra essa decisão - cujo pedido de liminar foi indeferido - que aguarda julgamento.

O fornecimento de gás permaneceu vigente até meados do ano de 2012 quando a Petrobras obteve um efeito suspensivo em Medida Cautelar, que lhe permitiu suspender o fornecimento do gás.

No final de 2012, sobreveio decisão do STJ dando pela intempestividade do Recurso Especial apresentado pela Petrobras, o que leva à perda dos efeitos da decisão suspensiva na Medida Cautelar e à perda do seu objeto, já requeridos pela Companhia, que pende de decisão do próprio STJ.

No mês de janeiro de 2013, a Companhia ingressou com um pedido junto ao Presidente do STJ requerendo a perda da eficácia da decisão que garantiu a Petrobras suspender, no ano de 2012, o fornecimento de gás para a UTE William Arjona.

Esse pedido foi aceito pelo STJ e teria vigência até que ocorresse uma decisão por parte do próprio STJ sobre outro pedido da Companhia que trata da extinção de Medida Cautelar obtida pela Petrobras em determinado recurso especial.

Com essa decisão o fornecimento de gás para essa Usina foi retomado, ainda que o processo sobre a defasagem do preço de gás - alegado pela Petrobras - continue vigente e no aguardo dos desfechos comentados no parágrafo anterior. Porém, recentemente, a Ministra Relatora do referido processo restabeleceu o direito da Petrobras de não fornecer gás, até o julgamento final do Agravo Regimental, do qual é a relatora.

O preço atual, em moeda corrente nacional, é composto por três parcelas, sendo uma relativa ao fornecimento de gás, outra relativa ao transporte do gás e a terceira relativa à margem distribuidora, reajustado anualmente no mês de maio através do *Producer Price Index* (*PPI*), um indicador do governo americano para commodities de uso industrial.

A quantidade contratada com a MSGÁS é de até 1.350.000 m³/dia e, em caso de não haver necessidade de consumo por parte da UTWA, a Companhia tem a obrigação de pagar o valor referente à margem da distribuidora, conforme valor estabelecido no contrato.

O custo mensal máximo para a companhia, caso a totalidade do volume acima mencionado seja consumida, é de R$ 14 milhões. O custo anual mínimo relativo à margem da distribuidora, caso a MSGÁS esteja apta a realizar o fornecimento, é de R$ 9 milhões.

Em 31.12.2012 o valor mínimo a realizar do contrato até a data estimada de seu término do contrato, considerando a postergação do seu prazo em razão do período em que o contrato ficou sob judice, ou seja, 26.12.2013 e, caso ocorra a disponibilidade de gás, é equivalente a margem da distribuidora.

- Contrato de venda de créditos de carbono – *Certified Emission Reductions* (CER)

A controlada Lages possui contrato de venda créditos de carbono ao Prototype Carbon Fund (PCF), cujo volume representa cerca de 40% do total estimado de CER a serem gerados até 2014. A quantidade de CER a ser transferida anualmente ao PCF é de 88.000 até 2013, de 88.000 em 2014 e 134.000 em 2015. O saldo remanescente em 31.12.2012 é 310.000 CER, equivalente a R$ 6 milhões na mesma data.

As eólicas do Projeto Trairí, ainda em construção, obtiveram autorização para comercialização de créditos de carbono no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo da ONU. Até 31.12.2012 não havia nenhum contrato firmado de venda desse crédito.

- Contratos de construção não terminada

A Companhia possui os seguintes contratos de construção em andamento para a implantação das novas usinas.

Usina Hidrelétrica Estreito*:* o Consórcio Estreito, no qual a Companhia participa com 40,07%, possui contratos vinculados à implantação da UHE Estreito, cujo montante remanescente em 31.12.2012 é de R$ 266 milhões, dos quais R$ 106 milhões correspondem à participação da Companhia no consórcio.

Complexo Eólico Trairi: a EEN e suas controladas mantêm contratos vinculados à implantação de parques eólicos do Complexo Trairi. Os compromissos futuros referentes aos referidos contratos, na data base de 31.12.2012, são de R$ 317 milhões.

- Modernização das Usinas Hidrelétricas Passo Fundo e Salto Santiago

Em dezembro de 2012, a companhia assinou contrato com a Voith Hydro Ltda. para a modernização das usinas hidrelétricas de Passo Fundo e Salto Santiago. O valor total do contrato é de R$ 384 milhões, dos quais R$ 56 milhões referem-se à modernização da UHE Passo Fundo, a ser realizada até o ano de 2015, e R$ 328 milhões à modernização da UHE Salto Santiago, a qual deve ser efetivada até o ano de 2017.

- Contratos de recebimentos futuros de financiamentos

A Companhia possui, em 31.12.2012, R$ 213 milhões relativos a recebimento futuros relacionados aos financiamentos contratados para o Complexo Eólico Trairi e para a UHE Estreito.

b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não existem outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia.

10.10 Principais elementos do plano de negócios da Companhia:

a. Investimentos, incluindo:

i. Descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Ao final do ano de 2012 a Companhia tinha em andamento as obras para a fase final da construção da UHE Estreito e dos parques eólicos do Complexo Eólico Trairi no Ceará.

Os investimentos totais na UHE Estreito, até 31.12.2012, foram de R$ 2.198 milhões, dos quais R$ 846 milhões com capital próprio (somados o valor da aquisição, de R$ 799 milhões, e os recursos próprios aplicados em 2012, no montante de R$ 47 milhões) e R$ 1.352 milhões com recursos financiados pelo BNDES.

Nos parques eólicos do Complexo Eólico Trairi o total de gastos, até 31.12.2012, foi de R$ 169 milhões, sendo R$ 135 milhões provenientes de investimentos com recursos da controladora e R$ 34 milhões oriundos de financiamento com o BNDES. Cabe considerar que parte substancial do financiamento com o BNDES foi recebido no final de 2012 e será aplicado ao longo da execução da obra.

Os investimentos realizados em 2012 e os previstos para o período de 2013 a 2015, na data base de 31.12.2012, são os seguintes:

Valores em R$ milhões	Realizado 2012	Previsto 2013	Previsto 2014	Previsto 2015
Financiamento com:				
- Capital de terceiros	245	205	-	-
- Capital próprio	109	989	203	169
	354	**1.194**	**203**	**169**

No ano de 2012, a Companhia investiu o equivalente a R$ 273 milhões na construção de novas usinas, anteriormente citadas, sendo R$ 160 milhões na UHE Estreito e R$ 113 milhões nos parques eólicos em construção na Região Nordeste.

Adicionalmente, no mesmo ano, a Companhia investiu R$ 81 milhões em projetos de manutenção e revitalização do seu parque gerador, de forma a manter o alto grau de disponibilidade das usinas.

Os valores anteriormente mencionados não consideram a capitalização dos juros sobre o financiamento durante a fase de construção dos empreendimentos.

Os principais projetos e investimentos previstos para 2013 são: (i) a continuação da construção dos parques eólicos do Complexo Eólico Trairi; (ii) a aquisição de novos projetos eólicos; (iii) a previsão de reserva financeira para a aquisição do controle da Energia Sustentável do Brasil, empresa que detém 60% da UHE Jirau; e (iv) o prosseguimento do programa de revitalização e manutenção do parque gerador da Companhia.

Ademais, para os anos de 2014 e 2015, os investimentos previstos consideram a continuidade do programa de manutenção de longo prazo das usinas existentes e a modernização das Usinas Passo Fundo e Salto Santiago.

ii. Fontes de financiamento dos investimentos

Os projetos setoriais geralmente possuem financiamento da ordem de 60% a 70% do investimento total e o restante normalmente é coberto com recursos próprios. O BNDES é o financiador da maioria dos projetos da Companhia.

iii. Desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não há desinvestimentos relevantes em andamento e não há previsão para desinvestimentos relevantes a serem realizados pela Companhia.

a. ***Aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia***

Em consonância com o modelo de negócios do Grupo Econômico GDF SUEZ no Brasil, a controladora GSELA participa dos leilões e desenvolve os projetos hidrelétricos, mitiga os principais riscos, e então transfere os projetos para a Tractebel Energia. O momento da transferência é determinado pelo estágio do perfil de risco de cada projeto.

Neste contexto, a GDF SUEZ, através da controlada Energia Sustentável do Brasil, está implantando a UHE Jirau, em construção em Porto Velho, Estado de Rondônia (RO), com potência nominal de 3.750 MW – já contemplando a ampliação do projeto da Usina para 50 unidades geradoras – na qual a GDF SUEZ detém participação de 60%.

Ainda conforme o modelo de negócios, o Comitê de Partes Relacionadas da Tractebel Energia negociará a aquisição com a GDF SUEZ - GSELA. Desta forma, há a perspectiva de o projeto ser transferido para a Tractebel Energia quando os principais riscos de desenvolvimento tiverem sido mitigados.

b. *Novos produtos e serviços, indicando: (i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas; (ii) montantes totais gastos pela Companhia em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços; (iii) projetos em desenvolvimento já divulgados; e (iv) montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviços*

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável.

ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável.

iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

Cabe mencionar que a Tractebel Energia, na condição de empresa geradora de energia elétrica, autorizada à produção independente, está obrigada a aplicar anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida ajustada em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Os referidos recursos têm a seguinte destinação: (i) 40% para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) 40% para projetos de pesquisa e desenvolvimento desenvolvidos pela Companhia, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel; e (iii) 20% para o Ministério MME. Os recursos do P&D têm a finalidade de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

No final do ano de 2012, a Companhia e suas controladas tinham saldo de R$ 66 milhões para investimentos em projetos próprios, dos quais R$ 56 milhões já estavam comprometidos com projetos em andamento e o montante remanescente ainda não está vinculado a projetos em avaliação pela Aneel.

Parte substancial do valor já comprometido refere-se a um projeto de pesquisa e desenvolvimento direcionado à geração fotovoltaica (FV) de 3MWp[6], no qual a Companhia é a empresa proponente, que conta com outras 11 empresas do setor elétrico – chamadas de cooperadas – e com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) atuando como entidade Executora. Estima-se um investimento de cerca de R$ 56 milhões, dos quais aproximadamente R$ 35 milhões serão aportados pela Tractebel Energia.

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Tractebel Energia visa à inovação tecnológica no setor energético e a capacitação técnico-científica de pesquisadores brasileiros, abrangendo temas de investimento, tais como: fontes alternativas de geração de energia elétrica, gestão de bacias e reservatórios, meio ambiente, manutenção e eficiência energética, entre outros.

10.11 Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

Não há outros fatores que influenciem de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens.

[6] Watt-pico (Wp): medida de potência energética associada à geração fotovoltaica.

Anexo II

Artigo 9ª ICVM 481/09 – § 1º Inciso II – Proposta de destinação do lucro líquido do exercício que contenha, no mínimo, as informações indicadas no anexo 9-1-II da ICVM 481/09:

Destinação do lucro líquido do exercício

1) Informar o lucro líquido do exercício	R$ 1.499,5 milhões (controladora)
2.a) Informar o montante global dos dividendos, incluindo dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados	R$ 1.546,4 milhões
2.b) Informar o valor por ação dos dividendos, incluindo dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados	R$ 2,3690660667 por ação ordinária
3) Informar o percentual sobre o lucro líquido do exercício distribuído	100% do lucro líquido distribuível ajustado [7]
4) Informar o montante global e o valor por ação de dividendos distribuídos com base em lucro de exercícios anteriores	Não aplicável
5) Informar, deduzidos os dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados:	
a) O valor bruto de dividendos e juros sobre capital próprio, de forma segregada, por ação de cada espécie e classe	O lucro líquido do exercício ajustado para fins de distribuição, relativo ao resultado da Companhia no ano de 2012, foi totalmente declarado através de dividendos intercalares e juros sobre capital próprio nas seguintes RCA: 26.07.2012, 25.10.2012 e 07.02.2013.

[7] Lucro Líquido distribuível corresponde ao lucro líquido do exercício, deduzido dos incentivos fiscais e, ajustado pela realização do ajuste de avaliação patrimonial (custo atribuído do ativo imobilizado na adoção inicial do IFRS/CPC), reconhecida na conta "Lucros Acumulados".

b) A forma e o prazo de pagamento dos dividendos e juros sobre capital próprio	Não aplicável
c) Eventual incidência de atualização e juros sobre dividendos e juros sobre capital próprio	Não aplicável
d) Data da declaração de pagamento dos dividendos e juros sobre capital próprio considerada para identificação dos acionistas que terão direito ao seu recebimento	Não aplicável

6) Caso tenha havido declaração de dividendos ou juros sobre capital próprio com base em lucros apurados em balanços semestrais ou em períodos menores	
a) Informar o montante dos dividendos ou juros sobre capital próprio já declarados	R$ 1.270,2 milhões de dividendos intercalares, relativos aos 1º e 2º semestres de 2012, e R$ 276,2 milhões de crédito de juros sobre o capital próprio
b) Informar a data dos respectivos pagamentos	A data de início de pagamento dos dividendos intercalares do 1º semestre ocorreu em 27.09.2012 e a dos dividendos intercalares do 2º semestre em 27.03.2013. Os Juros sobre o capital próprio serão pagos em data posteriormente definida pela Diretoria Executiva da Companhia e comunicada através de aviso aos acionistas

7) Fornecer tabela comparativa indicando os seguintes valores por ação de cada espécie e classe:	
a) Lucro líquido do exercício e dos 3 exercícios anteriores	2012 = R$ 2,2972269586 2011 = R$ 2,2177768582 2010 = R$ 1,8562434964
b) Dividendo e juros sobre capital próprio distribuído nos últimos 3 exercícios	2012 = R$ 2,3690660667 2011 = R$ 2,1897556102 2010 = R$ 1,0178134249
8) Havendo destinação de lucros à reserva legal	
a) Identificar o montante destinado à reserva legal	Não aplicável, pois o montante constituído atingiu o limite legal de 20% sobre o Capital Social integralizado.
b) Detalhar a forma de cálculo da reserva legal	Não aplicável para 2012, quando aplicável correspondia a 5% do lucro líquido do exercício.
9) Caso a companhia possua ações preferenciais com direito a dividendos fixos mínimos	Não aplicável
10) Em relação ao dividendo obrigatório	
a) Descrever a forma de cálculo prevista no estatuto	O estatuto social da companhia prevê que em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% (trinta por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da Assembleia Geral. - A Companhia levantará balanço semestral podendo, o Conselho de Administração, declarar dividendos intercalares com base no mesmo.

	- A Companhia poderá levantar balanço e distribuir dividendos intercalares em períodos menores, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital de que trata o §1.º do artigo 182 da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976. - O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. - A Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração, poderá creditar ou pagar aos acionistas juros remuneratórios sobre o capital próprio, observando, para tanto, a legislação aplicável. As importâncias pagas ou creditadas pela Companhia a título de juros sobre o capital próprio poderão ser imputadas, nos termos da legislação aplicável, ao valor dos dividendos obrigatórios. - Prescreve em 3 (três) anos a ação para pleitear dividendos, os quais, não reclamados oportunamente, reverterão em benefício da Companhia.

b) Informar se ele está sendo pago integralmente	Sim
c) Informar o montante eventualmente retido	Não aplicável

11) Havendo retenção do dividendo obrigatório devido à situação financeira da companhia	
a) Informar montante da retenção	Não aplicável
b) Descrever, pormenorizadamente, a situação financeira da companhia, abordando, inclusive, aspectos relacionados à análise de liquidez, ao capital de giro e fluxos de caixa positivos	Não aplicável
c) Justificar a retenção dos dividendos	Não aplicável

12) Havendo destinação do resultado para reserva de contingências	
a) Identificar o montante destinado à reserva	Não aplicável
b) Identificar a perda considerada provável	Não aplicável
c) Explicar porque a perda foi considerada provável	Não aplicável
d) Justificar a constituição da reserva	Não aplicável
13) Havendo destinação do resultado para reserva de lucros a realizar	
a) Informar o montante destinado à reserva de lucros a realizar	Não aplicável
b) Informar a natureza dos lucros não-realizados que deram origem à reserva	Não aplicável
14) Havendo destinação do resultado para reservas estatutárias	
a) Descrever as cláusulas estatutárias que estabeleceram a reserva	Não aplicável
b) Identificar o montante destinado à reserva	Não aplicável
c) Descrever como o montante foi calculado	Não aplicável
15) Havendo retenção de lucros prevista em orçamento de capital	
a) Identificar o montante da retenção	Não aplicável
b) Fornecer cópia do orçamento de capital	Não aplicável
16) Havendo destinação de resultado para a reserva de incentivos fiscais	
a) Informar o montante destinado à reserva	R$ 18,8 milhões

b) Explicar a natureza da destinação	A reserva é constituída mediante destinação da parcela do resultado do exercício equivalente ao benefício fiscal concedido pela Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam). Esse benefício corresponde à redução de 75% no imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração das atividades desenvolvidas pela Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra.

Anexo III

Dados relativos aos candidatos indicados ou apoiados pela administração ou pelos acionistas controladores para as eleições de membros do conselho de administração e fiscal da Companhia, conforme exigências contidas nos itens 12.6 a 12.10 do formulário de referência referenciado pela Instrução CVM 480/09

Os dados relativos aos candidatos apoiados por seus acionistas controladores para a substituição de um dos membros do Conselho de Administração e para a composição do Conselho Fiscal são os apresentados nos quadros a seguir:

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Substituição de membro do Conselho de Administração

Nome	Idade	Órgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF ou Passaporte	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Indicado pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Willem Frans Alfons Van Twembeke	47	Pertence apenas ao Conselho de Administração	17.04.2013	Até a AGO de 2014
EH959555	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	17.04.2013	Sim
-				

Composição do Conselho Fiscal

Nome	Idade	Órgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF ou Passaporte	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Indicado pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Paulo de Resende Salgado	67	Conselho Fiscal	17.04.2013	Até a AGO de 2014
161.008.917-00	Economista	43 - C.F. (Efetivo) Indicado pelo controlador	17.04.2013	Sim
-				
Carlos Guerreiro Pinto	70	Conselho Fiscal	17.04.2013	Até a AGO de 2014
047.615.457-04	Administrador	43 - C.F.(Efetivo) Indicado pelo controlador	17.04.2013	Sim
-				
Flávio Marques Lisboa Campos	62	Conselho Fiscal	17.04.2013	Até a AGO de 2014
118.388.096-00	Engenheiro	46 - C.F.(Suplente) Indicado pelo controlador	17.04.2013	Sim
-				
Manoel Eduardo Bouzan de Almeida	60	Conselho Fiscal	17.04.2013	Até a AGO de 2014
269.006.377-87	Contador	46 - C.F.(Suplente) Indicado pelo controlador	17.04.2013	Sim
-				

Willem Frans Alfons Van Twembeke - EH959555

Nascido em 22.08.1965, possui mestrados em engenharia eletromecânica pela Universidade Católica de Leuven (Bélgica) e em engenharia com especialização em ciência nuclear pelo Rensselaer Polytechnic Institute (NY, EUA), possui ainda MBA pela Universidade Católica de Leuven (Bélgica). Ingressou no Grupo em 1991 na Tractebel Energy Engineering. Em 1997 foi transferido para a América do Sul, onde ocupou diferentes cargos executivos no Chile e no Peru. No período de 2001 a 2004 exerceu o cargo de presidente executivo da Electroandina, no Chile, e no período de 2004 a 2006 exerceu o cargo de presidente executivo da EnerSur, Gás Natural de Lima y Callao e Suez Energy, no Peru. Em 2006 retornou a Bruxelas como vice-gerente geral de negociação e gestão de portfólio na Electrabel até janeiro de 2010, nesse período exerceu também os cargos de presidente do conselho de administração das empresas Europan Energy Portfolio Management (Holanda), Electrabel Energeia Hellas (Grécia) e GDFSUEZ Energy Trading Romênia (Romênia), também foi membro do conselho de administração da ACEA Electrabel Trading (Itália). Retornando à América Latina, passou a execer o cargo de Diretor de Operações na GDF SUEZ Energy Latin America (Chile) no período de fevereiro de 2010 a abril de 2011, exercendo também os cargos de presidente do conselho de administração da Gas Natural Licuado de Mejillones (Chile) e membro do conselho de administração da ECL (Chile). Atualmente é presidente executivo da GDFSUEZ Energy Asia (Tailândia), exercendo ainda os cargos de presidente do conselho de administração das empresas Glow Energy (Tailândia) e Uch Power Limited (Paquistão) e membro do conselho de administração das empresas Paiton Energy (Indonésia), PTT-NGD (Tailândia) e Senoko Energy (Singapura).

Paulo de Resende Salgado - 161.008.917-00

Nascido em 02.07.1945, é formado em Ciências Econômicas pela Universidade Cândido Mendes do Rio de Janeiro, possui pós-graduação pela Fundação Getulio Vargas (FGV) em Executivo Financeiro, MBA em Programa de Desenvolvimento Gerencial e Capital Market FGV-AID-EUA. Foi Vice-Presidente Residente do Citibank, Superintendente de Investimento no Banco Econômico de Investimentos S.A., Diretor de Underwriting e Privatização no Banco Nacional S.A., onde participou do projeto de privatização da Light e da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN). Atuou, também, como Diretor da Nacional Energética S.A. e da IVEN S.A, e como Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. e como Consultor Econômico da Agenda Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários Ltda.

Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carlos Guerreiro Pinto - 047.615.457-04

Nascido em 17.06.1942, é formado em Administração de Empresas pela Sociedade Unificada de Ensino Superior Augusto Motta (SUAM), é Pós-Graduado em Administração de Empresas pelo Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPEAD), concluiu Curso de Gerência Financeira pelo Centro de Treinamento do Citibank N.A. e é certificado em Parceria para o Desenvolvimento Empresarial pela Fundação Dom Cabral. Foi responsável pela estruturação da área de Open Market do Banco Nacional, sendo também designado Diretor da Área de Risco de Negócios. Adicionalmente, atuou como Presidente da Sinal Corretora de Valores. Exerceu as funções de Diretor Fiscal, nomeado pela Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS), reguladora das empresas de planos privados de saúde, no período de março/2010 a novembro/2011, como auditor nas operadoras colocadas em regime especial de Direção Fiscal. Atualmente é Consultor Convidado da Fundação Getúlio Vargas, prestando serviços de consultoria em Gestão no Instituto Estadual do Ambiente – INEA e na SEA – Secretaria Estadual do Ambiente do Estado do Rio de Janeiro.

Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Flávio Marques Lisboa Campos - 118.388.096-00

Nascido em 17.11.1950, é Engenheiro Civil, graduado em 1973, pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Atualmente é o CEO América Latina da Tractebel Engineering Latin America (Tractebel Engineering – GDF SUEZ Group). Foi Diretor Geral e CEO da Leme Engenharia Ltda. de 2002 a 2010, tendo exercido as seguintes atividades nesta empresa: 1994 a 2002 – Diretor Geral e Executivo; 1992 a 1994 - Diretor de Desenvolvimento de Negócios, atuando na coordenação de estratégias de comercialização, prospecção e viabilização de negócios, negociações de contratos com clientes e administração das despesas de desenvolvimento; 1988 a 1992 - Diretor Técnico, atuando nas áreas de Geração Elétrica e Barragens, Sistemas Elétricos e Projetos Industriais, com destaque para supervisão técnica e elaboração dos contratos de vários projetos; e de 1976 a 1988 – atuando na área técnica com Chefe do Setor de Engenharia Hidráulica e Gerente de diversos projetos de grande porte. Trabalhou como Engenheiro Civil de 1972 a 1976 nas empresas Elektrowatt Ingenieros Consultores, Guatemala City, Guatemala, Elektrowatt Engineering Services, Zurick, Switzerland e Eletroprojetos S.A. – Estudos de Engenharia. Atualmente participa da Diretoria da Associação Brasileira da Infra-Estrutura e Indústrias de Base (ABDIB) e, também, é membro dos seguintes conselhos: Conselho Diretor da Sociedade Mineira de Engenheiros e do Conselho Diretor da Associação Brasileira de Consultores de Engenharia (ABCE).

Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manoel Eduardo Bouzan de Almeida - 269.006.377-87

Nascido em 03.04.1952, é Bacharel em Ciências Contábeis, formado em 1978 na Faculdades Integradas Simonsen, no Rio de Janeiro. Trabalhou no ramo da indústria de 1969 a junho de 1995 exercendo diversas funções administrativas, chegando ao cargo de gerente administrativo e contábil. No segundo semestre de 1995 foi convidado para exercer as funções de contador no projeto energético de Serra da Mesa, da empresa Serra da Mesa S.A., permanecendo até junho de 1998, onde se transferiu para o Grupo Tractebel (Atualmente GDF SUEZ), para trabalhar na *holding* como contador, onde permaneceu até a sua aposentadoria, no final de junho de 2011.

Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

12.7 Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração:

Não aplicável.

12.9 Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores:

a. Administradores da Companhia

Não há qualquer das relações descritas acima entre qualquer dos indicados para compor o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal e os demais administradores da Companhia.

b. (i) administradores da Companhia e (ii) administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia

Não há qualquer das relações descritas acima entre qualquer dos indicados para compor o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal e os administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia.

c. (i) administradores da Companhia ou de suas controladas, diretas ou indiretas e (ii) controladores diretos ou indiretos da Companhia

Não há qualquer das relações descritas acima entre qualquer dos indicados para compor o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal e os acionistas controladores, diretos ou indiretos, da Companhia.

d. (i) administradores da Companhia e (ii) administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da Companhia

Não há qualquer das relações descritas acima entre qualquer dos indicados para compor o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal e os administradores das sociedades controladoras, diretas e indiretas, da Companhia.

12.10 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores (Indicados pelo Acionista Controlador) e controladas, controladores e outros

a. Sociedade controlada, direta ou indiretamente, pela Companhia

As pessoas indicadas pela controladora para substituir um dos membros do Conselho de Administração e para compor o Conselho Fiscal não exerceram, nos 3 últimos exercícios sociais, qualquer função executiva em sociedades controladas, direta ou indiretamente, pela Companhia.

b. Controlador direto ou indireto da Companhia

As pessoas indicadas para compor o Conselho Fiscal não exerceram, nos 3 últimos exercícios sociais, qualquer função executiva em sociedade controladora, direta ou indiretamente, da Companhia. Já o indicado para substituir um dos membros do Conselho de Administração exerceu até janeiro de 2010 o cargo de vice-gerente geral de negociação e gestão de portfólio na Electrabel (Bélgica).

c. ***Caso seja relevante, fornecedor, cliente, devedor ou credor da Companhia, de sua controlada ou controladoras ou controladas de alguma dessas pessoas***

Não houve, nos 3 (três) últimos exercícios sociais, qualquer das relações descritas acima entre qualquer das pessoas indicadas pela controladora para substituir um dos membros do Conselho de Administração e para compor o Conselho Fiscal.

Informações complementares:

Em atendimento às regras do novo Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, informamos, adicionalmente aos dados anteriormente mencionados, que o Sr. Willem Van Twembeke - indicado para substituir um dos membros do Conselho de Administração – ocupou, em outras sociedades ou entidades que não as controladoras ou controladas da Companhia, os seguintes cargos nos últimos 3 (três) anos.

- Até janeiro de 2010 - Presidente do Conselho de Administração das empresas Europian Energy Portfolio Management (Holanda), Electrabel Energeia Hellas (Grécia) e GDF SUEZ Energy Trading Romênia (Romênia); e membro do Conselho de Administração da ACEA Electrabel Trading (Itália).

- Fevereiro de 2010 a abril de 2011 - Diretor de Operações na GDF SUEZ Energy Latin America (Chile); Presidente do Conselho de Administração da Gás Natural Licuado de Mejillones (Chile); e Membro do Conselho de Administração da ECL (Chile).

- Maio de 2011 em diante - Presidente Executivo da GDF SUEZ Energy Asia (Tailândia), exercendo ainda os cargos de Presidente do Conselho de Administração das empresas Glow Energy (Tailândia) e Uch Power Limited (Paquistão) e membro do Conselho de Administração das empresas Paiton Energy (Indonésia), PTT-NGD (Tailândia) e Senoko Energy (Singapura).

Tractebel Energia
GDF SUEZ

Anexo IV

Informações relativas à remuneração dos administradores baseadas no item 13 do referido formulário de referência

13. REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

13.1 Descrição da política ou prática de remuneração do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e não Estatutária, do Conselho Fiscal, dos Comitês Estatutários e dos Comitês de Auditoria, de Risco, Financeiro e de Remuneração, abordando os seguintes aspectos:

a. Objetivos da política ou prática de remuneração

A política de remuneração para o Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal é baseada nas práticas de mercado, e visa atrair e reter profissionais compatíveis com as necessidades da Companhia. Considera os conhecimentos exigidos, a complexidade das atividades e os resultados esperados de cada cargo.

b. Composição da remuneração

(i) Descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um

O valor da remuneração global anual dos administradores (membros do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal) é definido anualmente pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia.

Sua composição é estabelecida pelo Conselho de Administração, conforme abaixo:

Conselho de Administração

O valor anual estabelecido para cada Conselheiro é pago em 13 parcelas mensais, e eventuais parcelas variáveis podem ser consideradas no montante global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas.

O presidente do Conselho recebe remuneração maior que os demais membros, e de acordo com os resultados apresentados, também recebe uma parcela variável com base nos resultados alcançados pela Companhia, considerando indicadores financeiros, metas e seus resultados operacionais. Também o membro eleito pelos empregados recebe um bônus calculado com base no número de remunerações mensais pagas aos empregados como Participação nos Lucros ou Resultados.

Diretoria Estatutária

A remuneração dos membros da Diretoria é dividida entre parcela fixa e parcela variável, e seu valor anual é aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas.

Os benefícios oferecidos pela Companhia compõem a remuneração indireta, tais como: assistência à recuperação da saúde, seguro de vida e previdência complementar.

A parcela variável considera:

- indicadores financeiros do ano (Evolução do EBTIDA da Companhia, geração de caixa livre, resultado líquido da Companhia, solidariedade com os resultados do grupo econômico controlador, etc.), que representam em média 40% do valor do bônus anual,

- indicadores individuais e operacionais (cumprimento de metas, resultados industriais e/ou financeiros), que representam em média 40% do valor do bônus anual;

- questões comportamentais e gerenciais, que representam em média 20% do valor do bônus anual.

O valor do bônus pode variar entre 20% e 60% da remuneração anual fixa, de acordo com o cargo do executivo, seus desafios e metas estabelecidas. O pagamento ocorre no primeiro semestre do ano seguinte, após o fechamento do exercício base.

Diretoria Não Estatutária

A Companhia não tem Diretoria não estatutária instalada.

Conselho Fiscal

O pró-labore dos membros do Conselho Fiscal é fixado pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia que os eleger e não pode ser inferior, para cada membro em exercício, a 10% da média da remuneração mensal dos Diretores, sem considerar os benefícios e remuneração variável.

Comitês

A Companhia possui comitês que participam direta ou indiretamente do processo decisório da Companhia, e não existe uma remuneração adicional para os seus membros, exceto para o Líder do Comitê Estratégico, que recebe uma remuneração adicional mensal igual à dos membros do Conselho de Administração (onde também participa como Conselheiro).

- **Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas**

Para o Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas, o Conselho de Administração poderá estabelecer remuneração complementar aos seus membros, bem como deferir a eles outras vantagens e proteções para a preservação da sua independência e autonomia.

Em 27.04.2011, na 111° Reunião do Conselho de Administração, este Comitê foi instalado para análise de um projeto específico, sendo que os conselheiros envolvidos receberam um bônus equivalente a uma remuneração fixa mensal no exercício de 2011.

Este comitê foi novamente instalado em 04.05.2012 para analisar uma transação específica, conforme já comentado no item 12.1. O referido comitê foi desinstalado nesta mesma data, após a aprovação desta matéria no Conselho de Administração. No ano de 2012 não ocorreu nenhum pagamento a título de remuneração para os participantes desse do Comitê.

(ii) Proporção de cada elemento na remuneração total

A remuneração do Conselho de Administração é fixa para todos os seus integrantes, exceto para o Presidente do Conselho e para o Conselheiro eleito pelos empregados da Companhia, que também recebem remuneração variável. A remuneração variável do Presidente do Conselho pode alcançar até 80% da remuneração fixa e a do conselheiro eleito pelos empregados a até 40% da sua remuneração fixa. Já a remuneração do Conselho Fiscal é fixa em sua totalidade.

A remuneração fixa da Diretoria Estatutária é estabelecida com base no mercado, e seu valor é pago em 13 parcelas mensais. A parcela variável pode variar de 20% a 60% da remuneração anual fixa.

A participação da remuneração fixa, remuneração variável e dos benefícios reconhecidos, em relação à remuneração total, estão representadas nos percentuais a seguir:

	2012	2011	2010 [a]
Conselho de Administração			
Remuneração fixa	88%	86%	89%
Remuneração Variável	9%	12%	11%
Benefícios	3%	2%	-
Conselho fiscal			
Remuneração fixa	100%	100%	100%
Remuneração Variável	-	-	-
Benefícios	-	-	-
Diretoria Estatutária			
Remuneração Fixa	54%	68%	55%
Remuneração Variável	41%	26%	40%
Benefícios	5%	6%	5%

(a) Nota: a Companhia reconheceu, em 2010, a parte do Bônus pago relativo ao exercício de 2009, não provisionado naquele ano.

(iii) Metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

A remuneração dos Administradores da Companhia é monitorada periodicamente com base em pesquisas de mercado, contratadas junto a consultorias especializadas de primeira linha, com o objetivo de permitir comparações entre o valor pago aos executivos por empresas de porte e faturamento semelhantes, com maior participação das que atuam no setor elétrico brasileiro, bem como com a observância da consistência interna no grupo econômico controlador, GDF SUEZ.

A definição dos valores das parcelas fixas da Diretoria Estatutária é estabelecida considerando-se como base a mediana de mercado obtida em pesquisas como as citadas anteriormente, de acordo com a natureza e responsabilidades de cada cargo.

Da mesma forma, a parcela variável é estabelecida considerando-se as práticas de mercado para cada cargo, e seu pagamento considera os resultados financeiros e operacionais obtidos pela Companhia, tais como lucro líquido, EBITDA, bem como o cumprimento de metas específicas, negociadas previamente, e aspectos gerenciais e comportamentais.

O reajuste da remuneração dos administradores é anual, no mês de janeiro, e leva em consideração, além das questões de mercado citadas anteriormente, que podem recomendar alterações salariais, a inflação do período passado desde o último reajuste.

(iv) Razões que justificam a composição da remuneração

A política de remuneração para o Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal é baseada nas práticas de mercado, e visa atrair e reter profissionais compatíveis com as necessidades da Companhia.

O Conselho Fiscal tem sua remuneração estabelecida no valor mínimo equivalente a 10% da remuneração média da Diretoria Executiva. Este Conselho não tem remuneração variável.

A Diretoria Estatutária tem sua remuneração monitorada periodicamente com base no Mercado. A remuneração variável depende do cumprimento de metas coletivas e individuais, dos resultados da companhia e da contribuição de forma solidária em ate 10% do resultado do grupo econômico controlador.

O Conselho de Administração tem sua remuneração seguindo padrões de mercado para empresas similares.

c. Principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

No posicionamento da remuneração dos administradores em relação ao mercado, são utilizados indicadores quantitativos e qualitativos, grau de contribuição aos resultados, desempenho geral e experiência.

d. Como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

O pró-labore (remuneração fixa) e os benefícios são estabelecidos em função de pesquisas de mercado e não são alterados durante o exercício, pois são definidos para cada ano dentro dos limites aprovados pela Assembleia Geral dos Acionistas.

A remuneração variável está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e considera:

- indicadores financeiros do ano (Evolução do EBITDA da Companhia, geração de caixa livre, resultado líquido da Companhia, solidariedade com os resultados do grupo econômico controlador, etc.), que representam em média 40% do valor do bônus anual,

- indicadores individuais e operacionais (cumprimento de metas, resultados industriais e/ou financeiros), que representam em média 40% do valor do bônus anual;

- questões comportamentais e gerenciais, que representam em média 20% do valor do bônus anual.

e. Como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses da Companhia de curto, médio e longo prazo

O valor da remuneração variável anual dos executivos depende do cumprimento dos objetivos de curto prazo da Companhia.

Para objetivos de médio e longo prazo a Companhia ainda não tem estabelecido para seus executivos incentivos diretos de alinhamento. Entretanto, o grupo econômico da qual a Companhia faz parte tem uma política de opção de compra de ações do Grupo, em Paris, a valores pré-estabelecidos, e um programa de doação de ações no futuro caso os resultados estabelecidos para que estas doações venham a se concretizar.

De um modo geral, estas "*free shares*" e opções de compras não são de valores relevantes em relação à remuneração anual dos executivos da Companhia, conforme detalhamento no item 13.16 – deste Formulário de Referência.

f. Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não há pagamentos realizados por subsidiárias, e nos casos de empresas com controle compartilhado com sócios não participantes do grupo econômico, quando existirem remuneração por participação em seus conselhos, os valores percebidos são devolvidos para a Companhia. O Grupo Controlador não faz nenhum tipo de pagamento a Diretoria da Tractebel Energia, exceto os citados na letra "e", de cunho corporativo e com objetivo de reforçar o sentimento de fazer parte de um grupo mundial.

g. Existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da Companhia

Não se aplica à Companhia.

13.2 Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal[8]:

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31.12.2013 - Valores Anuais em Reais				
	Conselho de Administração	**Diretoria Estatutária**	**Conselho Fiscal**	**Total**
Nº de membros ("b")	**17,00**	**7,00**	**3,00**	**27,00**
Remuneração fixa anual	**4.351.088,24**	**6.861.390,01**	**378.003,60**	**11.590.481,85**
Salário ou pró-labore	3.293.885,01	4.955.630,03	315.003,00	8.564.518,04
Benefícios direto e indireto	-	518.183,57	-	518.183,57
Participações em comitês	203.774,35	-	-	203.774,35
Outros	853.428,88	1.387.576,41	63.000,60	2.304.005,89
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais.	Encargos sociais.	Encargos sociais.	
Remuneração variável	**966.104,81**	**5.379.142,36**	**-**	**6.345.247,17**
Bônus	738.612,24	4.202.454,97	-	4.941.067,21
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	227.492,57	1.176.687,39	-	1.404.179,96
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais.	Encargos sociais.	-	-
Pós-emprego	**135.096,17**	**587.372,78**	**-**	**722.468,95**
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	-	-	-	-
Observação	17 membros para todo o ano.	7 membros para todo o ano	3 membros para todo o ano	-
Total da remuneração	**5.452.289,22**	**12.827.905,15**	**378.003,60**	**18.658.197,97**

[8] A companhia reconheceu, em 2010, a parte do Bônus pago relativo ao exercício a 2009, não provisionado naquele ano.

Tractebel Energia
GDF SUEZ

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2012 - Valores Anuais em Reais				
	Conselho de Administração	**Diretoria Estatutária**	**Conselho Fiscal**	**Total**
Nº de membros ("b")	**17,00**	**7,00**	**3,00**	**27,00**
Remuneração fixa anual	**4.182.705,00**	**6.530.705,19**	**351.739,12**	**11.065.149,31**
Salário ou pró-labore	3.186.271,82	4.744.042,54	293.115,93	8.223.430,29
Benefícios direto e indireto	-	431.819,64	-	431.819,64
Participações em comitês	175.723,41	-	-	175.723,41
Outros	820.709,77	1.354.843,01	58.623,19	2.234.175,97
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais.	Encargos sociais	Encargos sociais.	
Remuneração variável	**431.390,22**	**4.957.760,54**		**5.389.150,76**
Bônus	329.805,98	3.880.467,00	-	4.210.272,98
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	101.584,24	1.077.293,54	-	1.178.877,78
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais.	Encargos sociais.	-	-
Pós-emprego	**126.258,10**	**548.946,52**	**-**	**675.204,62**
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	-	-	-	-
Observação	17 membros durante todo o ano	7 membros durante todo o ano	3 membros durante todo a ano	-
Total da remuneração	**4.740.353,32**	**12.037.412,25**	**351.739,12**	**17.129.504,69**

Tractebel Energia
GDF SUEZ

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2011 - Valores Anuais em Reais				
	Conselho de Administração	**Diretoria Estatutária**	**Conselho Fiscal**	**Total**
Nº de membros ("b")	**17,00**	**6,92**	**3,00**	**26,92**
Remuneração fixa anual	**3.571.462,29**	**7.199.493,87**	**329.133,96**	**11.100.090,12**
Salário ou pró-labore	2.735.451,12	4.547.771,51	274.278,30	7.557.500,93
Benefícios direto e indireto	-	556.279,77	-	556.279,77
Participações em comitês	178.347,49	-	-	178.347,49
Outros	657.663,68	2.095.442,59	54.855,66	2.807.961,93
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais.	R$ 1.372.724,09 de encargos sociais e R$ 722.718,50 de indenizações.	Encargos sociais.	
Remuneração variável	**521.599,01**	**2.770.888,35**		**3.292.487,36**
Bônus	409.624,37	2.205.539,92	-	2.615.164,29
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	111.974,64	565.348,43	-	677.323,07
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais.	Encargos sociais.	-	-
Pós-emprego	**82.857,22**	**543.855,62**	**-**	**626.712,84**
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	-	-	-	-
Observação	17 membros durante todo o ano	7 membros durante 11 meses e 6 membros durante 1 mês	3 membros durante todo o ano	-
Total da remuneração	**4.175.918,52**	**10.514.237,84**	**329.133,96**	**15.019.290,32**

O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2010 - Valores Anuais em Reais				
	Conselho de Administração	**Diretoria Estatutária**	**Conselho Fiscal**	**Total**
Nº de membros ("b")	**17,00**	**7,00**	**3,00**	**27,00**
Remuneração fixa anual	**3.434.233,09**	**6.120.017,32**	**308.227,68**	**9.862.478,09**
Salário ou pró-labore	2.580.367,62	4.198.109,57	246.582,14	7.025.059,33
Benefícios direto e indireto	-	289.309,58	-	289.309,58
Participações em comitês	167.018,85	-	-	167.018,85
Outros	686.846,62	1.632.598,17	61.645,54	2.381.090,33
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais.	Encargos sociais.	Encargos sociais.	-
Remuneração variável	**431.144,13**	**4.392.489,00**	**-**	**4.823.683,13**
Bônus	344.915,30	3.162.592,08	-	3.507.507,38
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	86.228,83	1.229.896,92	-	1.316.125,75
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais.	Encargos sociais.	-	-
Pós-emprego	**-**	**601.809,46**	**-**	**601.809,46**
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	-	-	-	-
Observação	17 membros durante todo o ano	7 membros durante todo o ano	3 membros durante todo a ano	
Total da remuneração	**3.865.377,22**	**11.114.315,78**	**308.227,68**	**15.287.920,68**

O

13.3 Em relação à remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente:

Eventuais remunerações variáveis do Conselho de Administração podem ser consideradas no montante global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas. Não há remuneração variável para membros do Conselho de Fiscal. As informações são apresentadas na tabela abaixo:

Previsto para o Exercício Social de 2013

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número de membros remunerados	17,0	7,0
Bônus		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	966.104,81	5.379.142,36
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	966.104,81	3.430.695,00
Participação no resultado		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-

Reconhecido nos 3 (três) últimos exercícios:

Diretoria Estatutária (Valores em Reais)	2012	2011	2010
Número de membros remunerados	7	6,92	6
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	3.918.423,11	4.597.081,74	2.479.348,74
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	1.959.211,56	2.159.848,16	2.479.348,74
Valor efetivamente reconhecido no resultado	4.957.760,54	2.770.888,35	4.392.489,00
Participação no resultado			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-

A Companhia reconheceu, em 2010, a parte do Bônus pago relativo ao exercício a 2009, não provisionado naquele ano.

Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações

Conselho Administração (Valores em Reais)	2012	2011	2010
Número de membros remunerados	17	17	17
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	766.968,16	715.380,71	669.952,52
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	383.484,08	536.535,53	502.464,39
Valor efetivamente reconhecido no resultado	431.390,22	521.599,01	431.144,13
Participação no resultado			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-

Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações

13.4 Em relação ao plano de remuneração baseado em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente:

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possui nenhum plano em vigor de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia.

13.5 Quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pela Companhia, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, na data de encerramento do último exercício social

A Companhia não tem programa de incentivo baseado em cotas ou ações da Tractebel Energia. Entretanto, sem ônus e sem vinculação com os seus resultados, os administradores da Companhia, assim como os seus empregados, podem participar de programa estabelecido pelo grupo controlador, cujos valores não apresentam percentual significativo em relação remuneração anual.

Os membros do Conselho de Administração e da Diretoria detinham, em 31.12.2012, 364.340 ações de emissão da Tractebel Energia, conforme abaixo distribuído.

Acionista	Ações	(%)
Conselho de Administração	364.340	0,055817
Diretoria	-	-
Conselho Fiscal	-	-
Total	**364.340**	**0,055817**

Conforme orientação da CVM, quando um membro da Diretoria fizer parte do Conselho de Administração, os seus valores mobiliários são divulgados exclusivamente no montante detido pelos membros do Conselho de Administração.

A cotação da ação da Companhia em 31.12.2012 era de R$ 33,35 por ação. **(Vide informações adicionais sobre o item 13.5 no quadro 13.16).**

13.6 Em relação à remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possui nenhum plano de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia.

13.7 Em relação às opções em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária ao final do último exercício social

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possui nenhum plano em vigor de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia.

13.8 Em relação às opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possui nenhum plano em vigor de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia.

13.9 Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens "13.6" a "13.8", tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possui nenhum plano em vigor de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia.

13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	3	7
Nome do Plano	Plano CD	Plano CD
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	2	5
Condições para se aposentar antecipadamente	-	1
Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	1.050.503,20	4.889.201,61
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	119.730,15	452.358,35
Se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	Não Aplicável	Não Aplicável

13.11 Remuneração Média dos Administradores

	Conselho de Administração			Diretoria Estatutária			Conselho Fiscal		
(Valores em Reais)	**31.12.2012**	**31.12.2011**	**31.12.2010**	**31.12.2012**	**31.12.2011**	**31.12.2010**	**31.12.2012**	**31.12.2011**	**31.12.2010**
Nº de membros	17,00	17,00	17,00	7	6,92	7,00	3,00	3,00	3,00
Valor da maior remuneração	1.251.844,13	1.277.946,79	1.096.008,72	3.117.711,49	2.474.262,40	2.520.668,02	117.246,37	109.711,32	102.742,56
Valor da menor remuneração	114.357,85	107.008,45	100.211,36	953.659,43	917.887,30	675.442,12	117.246,37	109.711,32	102.742,56
Valor médio da remuneração	278.844,31	245.642,27	227.375,13	1.719.630,32	1.519.398,53	1.587.759,40	117.246,37	109.711,32	102.742,56

Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.

Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.

13.12 Arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria e quais as consequências financeiras para a Companhia

A Companhia não tem arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria.

13.13 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado da Companhia referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto

A remuneração total dos membros do Conselho de Administração que têm contratos de trabalho vinculados aos controladores diretos e indiretos da Companhia correspondem a 69%, 66% e 74%, nos anos de 2012, 2011 e 2010, respectivamente. Na Diretoria Executiva, o contrato de trabalho do Diretor Presidente é mantido com a controladora. Sua remuneração é integralmente paga pela Tractebel Energia e representa 48%, 35% e 41% da remuneração total da Diretoria em 2012, 2011 e 2010, respectivamente. No Conselho Fiscal não há membros que possam ser considerados como partes relacionadas aos controladores da Companhia.

13.14 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado da Companhia como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados

Não houve pagamento de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal por qualquer razão que não a função que ocupam.

13.15 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal da Companhia, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos

A Tractebel Energia tem membros do seu Conselho de Administração e Diretoria Executiva que compõem o Conselho de Administração e Diretoria da sociedade sob controle comum Itá Energética S.A. (Itasa). Os valores reconhecidos no resultado da referida controlada relativo ao pagamento da remuneração destes Administradores, os quais são deduzidos de seus bônus anuais, são os apresentados no quadro a seguir.

(Valores em Reais)	2012	2011	2010
Conselho de Administração da Tractebel Energia			
Número de membros remunerados	4	4	4
Valor	638.400,00	596.400,00	541.800,00
Diretoria Estatutária da Tractebel Energia			
Número de membros remunerados	3	3	3
Valor	364.800,00	340.800,00	310.700,02
Total	**1.003.200,00**	**937.200,00**	**852.500,02**

Os valores recebidos pelos Diretores da Tractebel Energia como membros do Conselho de Administração da Itasa são deduzidos dos seus bônus anuais.

13.16 Outras informações que a Companhia julga relevantes

O Grupo Controlador mantém um programa de opção de compra de ações da controladora GDF SUEZ na Bolsa de Valores de Paris - França para seus principais executivos no mundo, estabelecido com base em suas principais responsabilidades, e de prêmio em ações por desempenho ou bônus, que pode ser concedido, dentro das condições estabelecidas, a todos os empregados.

No quadro abaixo apresentamos a média de atribuições de ações do Grupo Controlador aos membros da Diretoria Executiva da Companhia:

	Plano de 2012	Plano de 2011
b) Ações por desempenho (*Performance Shares*)		
Quantidade	3.214	2.256
Valores em reais em 31.12.2012	134.969,78	94.739,21
c) Ações gratuitas (*free shares*)		
Quantidade	35	25
Valores em reais em 31.12.2012	1.469,80	1.049,86

Notas:

- O valor da ação da GDF SUEZ, na Bolsa de Paris, em 31.12.2012, fechou em € 15,48 (€ 21,12 euros em 31.12.2011), correspondente a R$ 41,99 (R$ 51,45 em 31.12.2011).

- O número de ações por desempenho (*Performance Shares*) é reduzido na medida em que determinados índices financeiros da controladora GDF SUEZ não são atingidos. As ações somente são transferidas aos diretores após cinco anos de sua emissão, e a quantidade final depende dos resultados financeiros do grupo controlador neste período.

- A ações gratuitas concedidas em um ano somente são disponibilizadas para o executivo quatro anos após sua concessão e, caso determinadas metas não sejam cumpridas, o número de ações pode ser reduzido ou até eliminado.

- Em 2010, com a fusão do grupo GDF SUEZ com a International Power (IPR), não foram atribuídos incentivos baseados em ações da GDF SUEZ.