Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis 1

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores 2

2.3 - Outras informações relevantes 4

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras 5

3.2 - Medições não contábeis 6

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras 7

3.4 - Política de destinação dos resultados 9

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido 10

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas 11

3.7 - Nível de endividamento 12

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento 13

3.9 - Outras informações relevantes 14

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco 15

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco 28

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes 30

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores 53

4.5 - Processos sigilosos relevantes 54

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto 55

4.7 - Outras contingências relevantes 58

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados 59

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado 60

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado 71
5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado 79
5.4 - Outras informações relevantes 80

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM 83
6.3 - Breve histórico 84
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas 87
6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial 96
6.7 - Outras informações relevantes 97

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas 98
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais 106
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais 107
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total 128
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades 129
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior 171
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades 172
7.8 - Relações de longo prazo relevantes 173
7.9 - Outras informações relevantes 174

8. Grupo econômico

8.1 - Descrição do Grupo Econômico 175
8.2 - Organograma do Grupo Econômico 179
8.3 - Operações de reestruturação 180
8.4 - Outras informações relevantes 181

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros 183
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados 184

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia 185

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades 188

9.2 - Outras informações relevantes 191

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais 195

10.2 - Resultado operacional e financeiro 232

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras 240

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor 244

10.5 - Políticas contábeis críticas 251

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor 254

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios 255

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras 256

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras 257

10.10 - Plano de negócios 263

10.11 - Outros fatores com influência relevante 267

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas 268

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas 274

12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa 275

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais 282

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76 284

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração 285

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem 286

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal 287

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração 296

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores 297

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros 298

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores 344

12.12 - Outras informações relevantes 345

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária 348

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 354

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 357

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária 359

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão 360

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária 361

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária 362

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária 363

13.9 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8 - Método de precificação do valor das ações e das opções 364

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários 365

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal 366

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria 367

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores 368

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam 369

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor 370

13.16 - Outras informações relevantes 371

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos 372

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos 375

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados 376

Índice

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos 378

15. Controle

15.1 / 15.2 - Posição acionária 379

15.3 - Distribuição de capital 388

15.4 - Organograma dos acionistas 389

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte 390

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor 391

15.7 - Outras informações relevantes 392

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas 393

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas 395

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado 403

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social 406

17.2 - Aumentos do capital social 407

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações 408

17.4 - Informações sobre reduções do capital social 409

17.5 - Outras informações relevantes 410

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações 411

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública 412

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto 417

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados 418

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos 419

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação 421

Índice

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros 422

18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor 423

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros 424

18.10 - Outras informações relevantes 425

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor 428

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria 429

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social 430

19.4 - Outras informações relevantes 431

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários 432

20.2 - Outras informações relevantes 433

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações 435

21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas 436

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações 440

21.4 - Outras informações relevantes 441

22. Negócios extraordinários

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor 442

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor 443

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais 444

22.4 - Outras informações relevantes 445

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Manoel Arlindo Zaroni Torres**
Cargo do responsável	Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Eduardo Antonio Gori Sattamini**
Cargo do responsável	Diretor de Relações com Investidores

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	
Cargo do responsável	

Os diretores acima qualificados, declaram que:

a. reviram o formulário de referência

b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19

c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	385-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
CPF/CNPJ	49.928.567/0002-00
Período de prestação de serviço	10/05/2007 a 15/04/2012
Descrição do serviço contratado	a) Auditoria das Demonstrações Contábeis conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, referentes aos exercícios sociais findos entre 31 de dezembro de 2007 e 2011; b) Revisão especial das Informações Trimestrais (ITR) relativas aos trimestres findos entre 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2007 e 2011; c) Realização de procedimentos previamente acordados de auditoria sobre os Índices Financeiros (covenants) relativos ao contrato de financiamento e debêntures dos exercícios findos entre 31 de dezembro de 2007 a 2011; e d) Revisão das Declarações Integradas de Informações Econômico-Fiscais de Pessoa Jurídica (DIPJ) referentes aos exercícios findos entre 31 de dezembro de 2007 e 2011.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Não aplicável.
Justificativa da substituição	Em razão da rotatividade de auditores, prevista no artigo 31 da Instrução CVM nº 308/99, foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração a contratação da empresa KPMG Auditores Independentes (KPMG) para a prestação dos serviços de auditoria independente, pelo prazo de 3 (três) anos, a partir da revisão do primeiro trimestre - ITR de 2012.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	O auditor não apresentou qualquer discordância quanto à substituição.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Paulo Roberto Marques Garrucho	07/05/2009 a 15/04/2012	373.525.127-72	Avenida Presidente Wilson, nº 231, 22º, 25º e 26º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 20030-905, Telefone (21) 39810500, Fax (21) 39810600, e-mail: pgarrucho@deloitte.com

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG Auditores Independentes
CPF/CNPJ	57.755.217/0024-15
Período de prestação de serviço	16/04/2012
Descrição do serviço contratado	a) Auditoria das Demonstrações Contábeis elaboradas de acordo com as práticas contábeis brasileiras e "International Financial Reporting Standards – IFRS", referente ao exercício social findo em 31.12.2012 e aos exercícios sociais a findarem em 31 de dezembro de 2013 e 2014; b) Revisão das Informações Trimestrais (ITR) relativas aos trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2012 e aos trimestres a findarem em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2013 e 2014; c) Asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais (covenants) em contratos de financiamentos e de debêntures do exercício social findo em 31 de dezembro de.2012 e dos exercícios sociais a findarem em 31 de dezembro de 2013 e 2014; e d) Revisão das Declarações Integradas de Informações Econômico-Fiscais de Pessoa Jurídica (DIPJ), referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 e aos exercícios sociais a findarem em 31 de dezembro de 2013 e 2014.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Os honorários dos auditores independentes contratados relativos ao ano de 2012 para a realização dos serviços de auditoria na Tractebel Energia e suas controladas são de R$ 379.000,00. Este montante é composto da seguinte forma: (a) auditoria das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2012 e revisão das informações trimestrais de 2012 – R$ 266.500,00; (b) asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais de 31 de dezembro de 2012 – R$ 42.500,00; e (c) revisão das Declarações Anuais de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica (DIPJ) do exercício de 31 de dezembro de 2012 - R$ 70.000,00. Os preços contratados serão reajustados anualmente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a partir da data de assinatura do contrato.
Justificativa da substituição	Não houve substituição deste auditor.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não houve substituição deste auditor.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Claudio Henrique Damasceno Reis	16/04/2012	002.867.907-50	Avenida Rio Branco, 404, sala 1203 torre I, Centro, Florianópolis, SC, Brasil, CEP 88015-200, Telefone (48) 30296500, Fax (48) 30296515, e-mail: chreis@kpmg.com.br

2.3 - Outras informações relevantes

2.3 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Conforme o disposto no artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a Tractebel Energia informa que os auditores independentes da Companhia e de suas controladas no exercício de 2012, KPMG Auditores Independentes (KPMG) e nos exercícios de 2011 e 2010, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (Deloitte), não prestaram serviços não relacionados à auditoria independente nos respectivos exercícios sociais.

Outras informações

A Companhia substituiu a Deloitte pela KPMG para a prestação dos serviços de auditoria a partir da revisão das Informações Trimestrais de 31.03.2012, em atendimento ao artigo 31 da Instrução CVM 308/9, que estabelece que o Auditor Independente não pode prestar serviços de auditoria para um mesmo cliente, por prazo superior a cinco anos consecutivos.

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes sobre este item "2".

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Exercício social (31/12/2012)	Exercício social (31/12/2011)	Exercício social (31/12/2010)
Patrimônio Líquido	5.462.840.480,90	5.450.258.706,05	5.072.683.742,94
Ativo Total	12.264.415.512,65	12.028.565.468,05	12.486.335.481,88
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	4.912.498.684,53	4.326.951.313,66	4.100.380.599,04
Resultado Bruto	2.781.565.054,24	2.466.328.127,85	2.212.308.494,44
Resultado Líquido	1.499.922.894,56	1.448.106.313,67	1.211.648.448,70
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	652.742.192	652.742.192	652.742.192
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	8,369063	8,349786	7,771343
Resultado Líquido por Ação	2,297879	2,218497	1,856244

3.2 - Medições não contábeis

3.2 Medições não contábeis

A medida não contábil usualmente apresentada pela Companhia em seus relatórios financeiros é o EBITDA (lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, das despesas financeiras líquidas e da depreciação e amortização).

Conciliação entre o lucro líquido e o EBITDA consolidado:

	Exercício social encerrado em		
Valores em R$ milhões	**31.12.2012**	**31.12.2011**	**31.12.2010**
Lucro líquido do exercício	1.500	1.448	1.212
(+) Imposto de renda e contribuição social	600	587	509
(+) Despesas financeiras, líquidas	447	374	429
(+) Depreciação e amortização	561	501	462
EBITDA	**3.108**	**2.910**	**2.612**

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.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

3.3 Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

- **Demonstrações financeiras consolidadas de 31.12.2012**

A autorização para conclusão das Demonstrações Contábeis da Companhia ocorreu no dia 07.02.2013 em reunião do Conselho de Administração da Companhia. Os eventos subsequentes às demonstrações contábeis consolidadas de 31.12.2012 foram os seguintes:

Contratação de financiamento

Em janeiro de 2013, a Companhia assinou um contrato de financiamento no montante de R$ 143 milhões, correspondentes a US$ 70 milhões, junto ao Nordic Investment Bank, com as seguintes principais condições:

- Juros: IPCA + 3,55% a.a;
- Prazo de amortização: 10 anos;
- Início da amortização: outubro de 2015;
- Custos de captação: R$ 0,9 milhão, equivalentes a US$ 0,4 milhão;
- Compromissos contratuais (*covenants*): Controladora - Dívida Total / EBITDA ≤ 3,5; Consolidado - Dívida Total / EBITDA ≤ 4,5; e Relação EBITDA / Despesas Financeiras ≥ 2,0;
- Garantias: não há garantia.

Aquisição de projetos eólicos

A Companhia 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. Esse montante corresponde, 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.

A CLWP é detentora de sete projetos de geração eólica, localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé, no estado da Bahia, com potência instalada conjunta aproximada de 206 MW.

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

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Em fevereiro de 2013, a Companhia adquiriu o projeto eólico Flecheiras, localizado no Estado do Ceará e 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.

Os projetos anteriormente mencionados ainda se encontram em fase de estudos internos de avaliação quanto às suas implantações.

- **Demonstrações financeiras consolidadas de 31.12.2011**

A autorização para conclusão das Demonstrações Contábeis da Companhia ocorreu no dia 07.02.2012 em reunião do Conselho de Administração da Companhia. Não houve eventos subsequentes às demonstrações contábeis consolidadas de 31.12.2011.

- **Demonstrações financeiras consolidadas de 31.12.2010**

A autorização para conclusão das Demonstrações Contábeis da Companhia ocorreu no dia 04.02.2011 em reunião do Conselho de Administração da Companhia. O evento subsequente às demonstrações contábeis consolidadas de 31.12.2010 foi o seguinte:

Combinação de negócios entre a GDF SUEZ S.A. e a International Power PLC (IP)

Em 04.02.2011 a Companhia comunicou a seus acionistas e ao mercado em geral, através de Fato Relevante, que os Conselhos de Administração da GDF SUEZ S.A., da qual a Tractebel Energia é subsidiária indireta, e da International Power PLC (IPR) anunciaram que a combinação entre certos ativos da GDF SUEZ, relacionados às atividades internacionais de energia da GDF SUEZ (fora da Europa) e certos ativos no Reino Unido e na Turquia, incluindo a participação indireta da GDF SUEZ na Tractebel Energia (coletivamente "Ativos Internacionais de Energia da GDF SUEZ"), de um lado, e a IPR, de outro lado ("Combinação"), foi consumada.

Na Combinação, a GDF SUEZ, por meio de sua subsidiária Electrabel e outras de suas subsidiárias, subscreveram novas ações de emissão da IPR, representativas de 70% do capital votante e total da IPR (a qual assim se tornou uma subsidiária indireta da GDF SUEZ), para subsequentemente integralizá-las por meio da contribuição dos Ativos Internacionais de Energia da GDF SUEZ à IPR.

A Combinação tem como objetivo, entre outros, melhorar substancialmente a posição estratégica tanto da IPR quanto da GDF SUEZ, por meio da criação da líder mundial em geração independente de energia.

Não obstante, a Combinação não deverá modificar ou afetar, de nenhuma forma, a estrutura do mercado de eletricidade brasileiro considerando que a IPR não desempenhava nenhuma atividade de geração, transmissão ou distribuição de eletricidade ou qualquer outra atividade no Brasil ou em qualquer outra jurisdição na América Latina. A Combinação não constituiu alienação de controle em relação à Tractebel Energia, a qual continua sendo uma subsidiária indireta da GDF SUEZ.

3.4 - Política de destinação dos resultados

3.4 Política de destinação dos resultados

	Exercício Social Encerrado em		
	31.12.2012	**31.12.2011**	**31.12.2010**
a. Regras sobre retenção de lucros	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Além das reservas previstas na legislação societária, a Companhia não possui outras reservas reguladas no Estatuto. Do lucro líquido do exercício findo em 31.12.2012, foram retidos R$46.892.416,86.	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Além das reservas previstas na legislação societária, a Companhia não possui outras reservas reguladas no Estatuto. Do lucro líquido do exercício findo em 31.12.2011, foram retidos R$ 18.290.650,84.	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Além das reservas previstas na legislação societária, a Companhia não possui outras reservas reguladas no Estatuto. Do lucro do exercício findo em 31.12.2010, foram retidos R$ 547.278.682,70, dos quais R$ 543.575.263,05 com base em orçamento de capital para futuros investimentos.
b. Regras sobre distribuição de dividendos	Dividendo mínimo estatutário de 30% do lucro líquido ajustado; Intenção de pagamento de dividendo mínimo de 55% do lucro líquido ajustado	Dividendo mínimo estatutário de 30% do lucro líquido ajustado; Intenção de pagamento de dividendo mínimo de 55% do lucro líquido ajustado	Dividendo mínimo estatutário de 30% do lucro líquido ajustado; Intenção de pagamento de dividendo mínimo de 55% do lucro líquido ajustado
c. Periodicidade das distribuições de dividendos	Semestral	Semestral	Semestral
d. Restrições à distribuição de dividendos	Não há qualquer restrição	Não há qualquer restrição	Não há qualquer restrição

A Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, localizada em área de atuação da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam), tem direito à redução de 75% do imposto de renda incidente sobre o lucro da exploração, pelo prazo de 10 (dez) anos contados a partir do ano-calendário de 2006.

De acordo com a legislação, o valor do benefício não pode ser distribuído aos acionistas, motivo pelo qual é registrado em uma reserva de incentivo fiscal, no patrimônio líquido, que somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízo ou aumento do capital social. O descumprimento dessa exigência implicará na perda do incentivo e na obrigação de recolhimento do imposto que deixou de ser pago, acrescido das penalidades cabíveis.

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2012	Exercício social 31/12/2011	Exercício social 31/12/2010
Lucro líquido ajustado	1.546.389.377,36	1.429.345.876,95	1.207.945.029,05
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	100,000000	100,000000	55,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	28,307423	26,571979	23,885748
Dividendo distribuído total	1.546.389.377,36	1.429.345.876,95	664.369.766,00
Lucro líquido retido	46.892.416,86	18.290.650,84	547.278.682,70
Data da aprovação da retenção	17/04/2013	21/03/2012	05/04/2011

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Outros						
Ordinária	693.759.005,17	27/09/2012	258.670.941,52	15/05/2012	286.100.160,49	15/10/2010
Ordinária	576.430.372,19	27/03/2013				
Ordinária			258.670.941,52	29/06/2012		
Ordinária			658.013.993,91	06/10/2011		
Ordinária					158.269.605,51	27/05/2011
Juros Sobre Capital Próprio						
Ordinária	276.200.000,00	14/05/2013	253.990.000,00	10/02/2012	220.000.000,00	27/05/2011

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

3.6 Dividendos declarados a conta de lucros retidos ou reservas constituídas nos 3 últimos exercícios sociais

Nos últimos 3 (três) exercícios sociais, não foram declarados pela Companhia dividendos a conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores.

3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Montante total da dívida, de qualquer natureza	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2012	6.801.575.031,75	Índice de Endividamento	1,24506000	

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento

Exercício social (31/12/2012)					
Tipo de dívida	**Inferior a um ano**	**Um a três anos**	**Três a cinco anos**	**Superior a cinco anos**	**Total**
Garantia Real	69.721.012,28	110.623.576,71	105.528.238,89	1.261.990.702,50	1.547.863.530,38
Quirografárias	1.620.950.817,75	1.187.915.328,64	411.193.037,61	2.033.652.317,37	5.253.711.501,37
Total	1.690.671.830,03	1.298.538.905,35	516.721.276,50	3.295.643.019,87	6.801.575.031,75
Observação					

3.9 - Outras informações relevantes

3.9 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Dividendos intercalares

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 30.07.2013, aprovou distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30.06.2013, no valor de R$ 768 milhões (R$ 1,1759130707 por ação), correspondentes a 100% do lucro líquido ajustado do primeiro semestre de 2013.

As ações da Companhia serão negociadas ex-dividendos intercalares, a partir de 19.08.2013.

O início do pagamento dos dividendos ocorrerá em data a ser posteriormente definida pela Diretoria Executiva e comunicada através de Aviso aos Acionistas, com base nos dados cadastrais existentes no Itaú Unibanco em 16.08.2013. O registro contábil dos referidos dividendos ocorreu no mês de julho de 2013.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

4.1 Descrição - Fatores de risco

Os potenciais compradores dos títulos e valores mobiliários da Tractebel Energia devem considerar de forma cuidadosa os riscos específicos relacionados à Companhia e aos próprios títulos e valores mobiliários. Devem ser considerados, à luz das circunstâncias financeiras e dos objetivos do investimento, os fatores de risco abaixo relacionados.

Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um desses fatores de risco. O preço de mercado dos títulos mobiliários pode se reduzir em razão de qualquer um desses fatores de risco, ocasionando perdas totais ou parciais ao investidor. Há outros fatores de riscos adicionais que a Companhia atualmente considera improváveis que ocorram ou dos quais atualmente a Companhia não tem conhecimento, que podem acarretar efeitos similares aos dos riscos a seguir relacionados. Os riscos podem materializar-se de forma individual ou cumulativamente.

A ordem de apresentação dos riscos, dentro de cada categoria, procura levar em conta, de forma decrescente, a relevância, embora tal ordem possa variar em decorrência da severidade quando da eventual ocorrência de determinado risco. A ordem de apresentação não possui relação com a probabilidade relativa de ocorrência de nenhum dos riscos descritos nesse documento.

Ademais, não obstante a subdivisão desta seção "4. Fatores de Risco" e da seção "5. Riscos de Mercado", determinados fatores de risco que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens desta seção "4. Fatores de Risco" e da seção "5. Riscos de Mercado".

Fatores de risco que possam influenciar a decisão de investimento, em especial, aqueles relacionados:

a. Riscos relacionados à Companhia.

As concessões e autorizações da Companhia, que a autorizam a gerar energia elétrica a partir dos aproveitamentos hidrelétricos de suas Usinas Hidrelétricas (UHE), estão sujeitas a extinção em alguns casos.

Nos termos dos Contratos de Concessão firmados entre a Companhia e o Poder Concedente, por meio da Aneel, foram outorgadas à Companhia diversas concessões referentes aos aproveitamentos hidrelétricos a partir dos quais a Companhia produz a maior parte da energia elétrica por ela comercializada. Tais concessões poderão ser prorrogadas por um período adicional correspondente ao respectivo prazo de concessão caso a Companhia, tendo cumprido todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão, solicite tal prorrogação até 36 meses antes da data de seu vencimento. A prorrogação da concessão ocorrerá a critério do Poder Concedente, ainda que a Companhia tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitado a prorrogação tempestivamente.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Assim, não há garantia de que as concessões atualmente outorgadas à Companhia serão prorrogadas pelo Poder Concedente. Além disso, a prorrogação de uma concessão provavelmente terá como contrapartida o pagamento, pela Companhia, de valores a título de Uso de Bem Público (UBP) para produção e comercialização de energia elétrica ou alguma outra imposição de restrição.

Os Contratos de Concessão dispõem que cada concessão poderá ser extinta antes do seu vencimento (i) em caso de encampação pelo Poder Concedente por motivo de interesse público; (ii) em caso de caducidade da concessão (nos termos dos Contratos de Concessão) ou (iii) no caso de descumprimento pela Companhia de suas obrigações previstas nos Contratos de Concessão e na legislação e regulamentação aplicáveis, caso em que será declarada a extinção da concessão. A Companhia também pode requerer a extinção das concessões em caso de descumprimento pelo Poder Concedente de suas obrigações, mas para tanto é necessária uma ação judicial específica.

A indenização a que a Companhia tem direito no caso de extinção da concessão pode não ser suficiente para recuperar o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer dos Contratos de Concessão seja rescindido em virtude de descumprimento das obrigações da Companhia, o valor efetivo de compensação a ser pago pelo Poder Concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou outras penalidades.

Assim, o término antecipado dos Contratos de Concessão, em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo, teria efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no preço de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Da mesma forma, de acordo com a legislação em vigor, no caso de descumprimento pela Companhia dos termos das autorizações que permitem o funcionamento de suas Usinas Termelétricas (UTE), a respectiva autorização pode ser cassada. Esse fato, em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo teria efeito substancial adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais, e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

A construção, expansão e operação das usinas hidrelétricas e termelétricas envolvem riscos significativos que podem levar à perda de receita ou aumento de despesas.

A construção, manutenção, expansão e operação de instalações e equipamentos para a geração de energia envolvem vários riscos, incluindo:

- Incapacidade de obter permissões e aprovações governamentais;
- Indisponibilidade de equipamentos;
- Indisponibilidade dos sistemas de distribuição e/ou transmissão;
- Interrupção do fornecimento;
- Interrupção no trabalho;
- Greve e outras disputas trabalhistas;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- Agitações sociais;
- Interferências hidrológicas e meteorológicas;
- Problemas inesperados de engenharia e de natureza ambiental;
- Atrasos na construção e na operação, ou custos excedentes não previstos;
- Mudanças nos subsídios atualmente existentes;
- Necessidade de altos investimentos de capital; e
- Indisponibilidade de financiamentos adequados.

A Companhia não contrata seguro contra alguns destes riscos, incluindo determinados riscos hidrológicos. A ocorrência destes ou outros problemas poderá afetar adversamente a capacidade da Companhia de gerar energia em quantidade compatível com suas projeções ou com suas obrigações perante seus clientes, o que pode ter um efeito relevante adverso em sua situação financeira e no seu resultado operacional, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Parte substancial dos resultados operacionais da Companhia depende de condições hidrológicas favoráveis.

De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema (ONS), mais de 85% do efetivo suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) é gerado por usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidrelétrica, incluindo as da Companhia, está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do País.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da energia assegurada, poderá resultar na exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, cujos preços tendem a ser elevados, podendo afetar negativamente os resultados financeiros futuros da Companhia, bem como o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Entretanto, quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que distribui o risco hidrológico por todas as usinas vinculadas a esse mecanismo.

A Companhia pode não conseguir executar integralmente sua estratégia de negócio.

A capacidade da Companhia de cumprir a sua estratégia de negócios depende de uma série de fatores, incluindo a habilidade de:

- Crescimento com disciplina financeira;
- Maximização da eficiência da carteira de clientes; e
- Eficiência operacional.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A Companhia não pode garantir que quaisquer desses objetivos serão integralmente realizados. Um elemento crítico da estratégia da Companhia é a capacidade de expandir o Parque Gerador em termos e condições rentáveis para ela por meio de novos projetos, pela aquisição de concessões já outorgadas (inclusive ao seu Acionista Controlador), ou por apresentação de propostas bem sucedidas para novas concessões.

Além disso, uma vez obtidas novas concessões, a Companhia tem ainda que buscar novos financiamentos para a construção dos empreendimentos ou para investimentos em obras de adição e substituição. Caso a Companhia não consiga executar integralmente a sua estratégia de negócios pelo fato de a mesma implicar em custos de construção ou de investimentos posteriores muito altos se comparados aos retornos subsequentes, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia pode sujeitá-la ao pagamento de custos de recuperação ambiental e indenizações.

As atividades do setor de energia podem causar impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação federal impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente.
Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais podem obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso para os negócios e o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Remuneração das geradoras eólicas contratadas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

De acordo com as regras do Proinfa, a remuneração da venda de energia elétrica por usinas eólicas depende da geração verificada no ano anterior, exceto para o primeiro ano de operação comercial no qual a receita é baseada na energia contratada. Durante o período de financiamento, há garantia de recebimento para um montante de, no mínimo, 70% da energia contratada. Desta forma, as receitas das geradoras eólicas contratadas no Proinfa são dependentes da geração, que, por sua vez, depende da intensidade e regularidade dos ventos no site das geradoras.

A energia contratada representa a expectativa de geração com base no histórico de ventos no local. A não ocorrência das condições esperadas poderá resultar no comprometimento de sua geração, impossibilitando que, durante os 20 (vinte) anos de vigência do contrato, a geração média se aproxime do valor contratado.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Em 31.12.2012, as usinas eólicas Beberibe e Pedra do Sal, possuíam 7,82 MW médios e 5,66 MW médios, respectivamente, de energia contratada no Proinfa.

Remuneração de Pequena Central Hidrelétrica (PCH) contratadas no Proinfa e não participantes do MRE

De acordo com as regras do Proinfa, a remuneração da venda de energia elétrica por PCH não participantes do MRE depende da geração verificada no ano anterior, exceto para o primeiro ano de operação comercial no qual a remuneração é baseada na energia contratada. Durante o período de financiamento, há garantia de recebimento para um montante de, no mínimo, 70% da energia contratada.

Dessa forma, as receitas das PCH não participantes do MRE são dependentes da geração, que, por sua vez, depende da energia natural afluente no aproveitamento hidrelétrico no qual a PCH está localizada. A energia contratada representa a expectativa de geração com base no histórico de energia afluente no aproveitamento hidrelétrico.

A não ocorrência das condições esperadas poderá resultar no comprometimento de sua geração, impossibilitando que, durante os 20 (vinte) anos de vigência do contrato, a geração média se aproxime do valor contratado.

Em 31.12.2012, as PCH José Gelazio e Rondonópolis, possuíam 9,24 MW médios e 10,10 MW médios, respectivamente, de energia contratada no Proinfa, sendo que tais usinas não participam do MRE.

A Companhia é responsável por quaisquer perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração de energia oriunda de suas Usinas ou interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico e os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir estas perdas e danos.

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia, na qualidade de prestadora de serviços públicos, tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos diretos e indiretos resultantes da inadequada prestação de serviços, tais como (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação de suas usinas, que acarretem indisponibilidade forçada, interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a qualquer agente identificado do setor elétrico.

O valor das indenizações no caso do item (ii) acima deverá ser rateado na seguinte proporção: 60% para os agentes de distribuição, 20% para os agentes de geração e 20% para os agentes de transmissão e tal fato poderá acarretar efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia.

A Companhia mantém coberturas de seguros dentro das práticas de mercado, visando proteger os seus empreendimentos e negócios. A Companhia acredita que suas apólices, contratadas junto a renomadas seguradoras, refletem as condições usuais de mercado para os tipos de seguros

4.1 - Descrição dos fatores de risco

contratados e abrangem coberturas em escopo e montantes considerados suficientemente adequados pela sua administração e por consultores de seguros.

Todavia, há determinados tipos de perdas e eventos que possa não estar cobertos pelas apólices de seguros contratadas, tais como guerra, terrorismo, caso fortuito ou de força maior, dentre outros. Caso ocorra qualquer dos eventos não cobertos nos termos dos contratos de seguro ou que excedam os limites de seguro contratados, a Companhia poderá incorrer em custos adicionais para a sua recomposição e reforma e, por consequência, poderá sofrer prejuízos e/ou ter seus resultados impactados de forma negativa.

Adicionalmente, a Companhia não pode garantir que, mesmo na hipótese da ocorrência de um sinistro coberto por suas apólices, o pagamento do seguro será suficiente para cobrir os danos decorrentes de tal sinistro.

Caso as diretrizes de administração exijam a diminuição da cobertura dos seguros abaixo dos níveis atuais ou caso a Companhia não seja capaz de contratar, no futuro, seguros em termos comparáveis aos atuais, o resultado das operações da Companhia poderá ser adversamente afetado se houver a ocorrência de sinistros.

Risco de suprimento de carvão

As usinas termelétricas que usam carvão mineral produzido no Brasil utilizam a Conta de Desenvolvimento Energética (CDE) para subvencionar até 100% do custo do combustível até o ano de 2015. A partir de 2016 o volume de reembolso do custo de combustível ficará atrelado ao nível de eficiência energética de cada planta. A Companhia está buscando ajustar suas usinas às novas regras de reembolso para mitigar eventuais efeitos da redução do benefício.

De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão deve ser contratada por essas usinas a fim de garantir o cumprimento da geração de referência, tal como definida anualmente pelo ONS, bem como assegurar a continuidade da atividade de produção de carvão mineral nacional.

A Companhia mantém monitoramento constante das suas disponibilidades de carvão e reavalia sistematicamente o melhor dimensionamento dos estoques, de acordo com as previsões de consumo para os semestres seguintes. Nesse sentido, tem buscado ampliar as fontes de fornecimento desse insumo energético, estimulando a participação de outros produtores além dos fornecedores atuais.

Periodicamente, a Companhia efetua, em conjunto com o ONS, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), na qualidade de gestora da CDE, a Aneel e o Ministério de Minas e Energia (MME), as reavaliações necessárias para garantia dos níveis adequados de compras.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A Companhia dispõe de contratos de suprimento de carvão para as suas usinas termelétricas nos Estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina. No Rio Grande do Sul, a mineração é a céu aberto, havendo, portanto, maior flexibilidade para ampliar quantidades de fornecimento além do mínimo contratual. Em Santa Catarina, a mineração é subterrânea e as solicitações de incremento do fornecimento exigem aviso prévio. Nesse caso, há a possibilidade de compra de carvão do Rio Grande do Sul para atender parte dos requisitos, sendo que essa opção já foi utilizada previamente. A importação de carvão de outros países é possível de ser feita com flexibilidade, mas anula o direito de utilização de reembolso da CDE.

A Companhia pode vir a arcar com custos adicionais associados ao plano de previdência que mantém para seus empregados.

Os Planos de Benefício Definido (BD) patrocinado pela Companhia representa um risco com certo grau de incerteza, dado que os custos são calculados atuarialmente, utilizando-se de premissas atualizadas de mercado. No ano de 2004, a Companhia constituiu o Plano de Contribuição Definida (CD) na PREVIG, com adesão maciça de seus empregados. Ao final do ano de 2012 menos de 2% dos seus empregados ativos continuam no Plano BD. No exercício social encerrado em 31.12.2012, o montante do passivo reconhecido relativo aos benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R$ 307 milhões, dos quais R$ 247 milhões correspondiam ao passivo líquido avaliado pelos atuários e R$ 60 milhões referiam-se a ganhos atuariais não reconhecidos. Do montante total do passivo atuarial, R$ 119 milhões correspondem a dívidas contratadas. Caso a Companhia tenha que vir a contabilizar perdas atuariais em decorrência de eventual mudança de premissas atuariais, taxas de desconto ou de prática contábil, sua posição patrimonial e financeira poderá ser adversamente afetada. De acordo com as novas práticas contábeis, obrigatórias a partir de 01.01.2013, os ganhos e perdas atuariais resultantes da avaliação atuarial devem ser reconhecidos anualmente no patrimônio líquido. Em consequência, em 01.01.2013, as obrigações com benefícios de aposentadoria registradas no balanço patrimonial da Companhia foram reduzidas em R$ 60 milhões em razão do reconhecimento do ganho atuarial acima mencionado.

Decisões adversas em um ou mais processos judiciais em que a Companhia é parte podem afetá-la adversamente.

A Companhia é ré em diversas ações judiciais, tanto na esfera cível, trabalhista, previdenciária e tributária entre outras questões. Para determinados processos, a estimativa das obrigações potenciais e os valores efetivos dos processos podem ser superiores aos valores provisionados. A Companhia não pode assegurar que uma decisão adversa referente a qualquer processo judicial existente ou a ser iniciado futuramente não terá um efeito adverso significativo para a Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Parte dos bens da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais.

De acordo com a legislação em vigor, grande parte dos ativos de geração da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de decisões judiciais, sendo que tais bens poderão regressar ao Poder Concedente finda ou extinta a concessão, de acordo com a legislação vigente. Essas limitações podem reduzir significativamente os valores disponíveis aos acionistas e credores da Companhia em caso de liquidação, além de poderem ter um efeito negativo na capacidade da Companhia em obter financiamentos.

b. Riscos relacionados ao seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle

Os interesses de nosso Acionista Controlador podem ser conflitantes com os interesses de nossos investidores.

O Acionista Controlador tem poderes para, entre outras coisas, eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração e determinar o resultado de deliberações que exijam aprovação de acionistas, inclusive em operações com partes relacionadas, reorganizações societárias, alienações de ativos, parcerias e pagamento de quaisquer dividendos futuros, observadas as exigências de pagamento do dividendo obrigatório, impostas pela Lei das Sociedades por Ações e pelo Estatuto Social da Companhia. O Acionista Controlador poderá ter interesse em realizar aquisições, alienações de ativos, parcerias, na obtenção de financiamentos ou operações similares que podem ser conflitantes com os interesses dos investidores e causar um efeito material adverso para a Companhia.

c. Riscos relacionados **a***os acionistas da Companhia*

A volatilidade e falta de liquidez do mercado de valores mobiliários brasileiro poderão limitar a capacidade de venda dos valores mobiliários da Companhia pelo preço e no momento desejado

Não há garantias de que haverá um mercado de negócios ativo e líquido para os valores mobiliários da Companhia. Mercados de negócios ativos e líquidos, normalmente, resultam em menor volatilidade de preço e maior eficácia em efetuar as ordens de compra e venda dos investidores. O preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia poderá variar significativamente em decorrência de inúmeros fatores, alguns dos quais estão fora de seu controle, como eventual falta de atividade e de liquidez. Em caso de queda do preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia, o investidor poderá perder parte ou todo o seu investimento.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A Companhia pode vir a precisar de capital adicional no futuro, que poderá ser captado com a emissão de valores mobiliários, o que poderá resultar em uma diluição da participação do investidor em suas ações.

A Companhia poderá vir a precisar captar recursos adicionais no futuro por meio de emissões públicas ou privadas de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações para financiar suas iniciativas de crescimento. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer captação de recursos por meio da distribuição pública de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações pode ser realizada sem o direito de preferência aos seus acionistas, o que pode consequentemente resultar na diluição da participação destes investidores no capital social.

d. Riscos relacionados às controladas e coligadas da Companhia

Os riscos relacionados às controladas e coligadas são os mesmos relacionados à Companhia e;

A participação da Companhia em Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) cria riscos adicionais, incluindo possíveis problemas no relacionamento financeiro e comercial com seus parceiros.

A Companhia investe em sociedades de propósitos específicos em conjunto com outras empresas e construtoras brasileiras. Os riscos inerentes às SPE incluem a potencial falência dos parceiros destas SPE e a possibilidade de interesses econômicos ou comerciais divergentes ou incompatíveis entre a Companhia e seus parceiros.

Caso um parceiro da SPE não cumpra suas obrigações ou fique financeiramente impossibilitado de arcar com sua parcela dos aportes de capital necessários, a Companhia poderá ser obrigada a efetuar investimentos adicionais ou a prestar serviços adicionais para compensar a falta de aportes por seu parceiro. Ainda, os sócios de uma SPE poderão ser responsabilizados por obrigações desta Sociedade em determinadas áreas, incluindo questões fiscais, trabalhistas, proteção ao meio ambiente e consumidor. Tais eventos poderão impactar adversamente os negócios e a condição financeira da Companhia.

e. Riscos relacionados aos fornecedores da Companhia

A Companhia e suas controladas podem figurar como responsáveis principais ou solidárias das dívidas trabalhistas de terceirizados

Caso as empresas terceirizadas que prestam serviços à Companhia e às suas controladas não atendam às exigências da legislação trabalhista, a Companhia e suas controladas podem ser consideradas solidárias ou subsidiariamente responsáveis pelas dívidas trabalhistas destas empresas, podendo, assim, ser autuadas e/ou obrigadas a efetuar o pagamento de multas impostas pelas autoridades competentes. Na hipótese de a Companhia vir a ser responsabilizada por tais demandas, suas atividades pode sofrer um efeito adverso.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Eventuais atrasos ou falhas na prestação de serviços pelas construtoras contratadas pela Companhia e no fornecimento de máquinas e equipamentos podem ter um efeito adverso em sua imagem e em seus negócios.

A Companhia terceiriza os serviços de construção de que necessita para desenvolver seus empreendimentos e adquire de terceiros as máquinas e equipamentos necessários. Deste modo, o prazo e a qualidade dos empreendimentos dos quais a Companhia participa dependem certas vezes de fatores que estão fora do seu controle. A terceirização da construção pode influenciar na identificação de atrasos e falhas, e, consequentemente, na sua correção. Eventuais falhas, atrasos ou defeitos na prestação dos serviços pelas construtoras contratadas pela Companhia bem como no fornecimento das máquinas ou equipamentos adquiridos podem ter um efeito negativo em sua imagem e impactar negativamente os negócios e as operações da Companhia.

f. Riscos relacionados aos clientes da Companhia

A deterioração da conjuntura econômica poderá causar impacto negativo sobre o mercado consumidor, afetando os negócios da Companhia.

O negócio da Companhia poderá ser prejudicado por alterações na conjuntura econômica nacional ou mundial, incluindo inflação, taxas de juros, disponibilidade de crédito, evolução do consumo e custos e efeitos de iniciativas governamentais para administrar a conjuntura econômica. Quaisquer das referidas alterações poderiam prejudicar o consumo direto de energia elétrica, bem como a demanda de produtos nos mercados doméstico e externo, afetando a atividade econômica de nossos clientes livres e reduzindo por consequência, a necessidade de energia elétrica, prejudicando, dessa forma, os resultados financeiros da Companhia.

g. Riscos relacionados aos setores da economia nos quais a Companhia atue

O setor elétrico é vulnerável a fatores naturais, como enchentes e escassez de chuvas, que afetam a capacidade geradora de energia, e às restrições do sistema interligado de transmissão de energia no País, que impedem o maior aproveitamento do potencial de geração de energia brasileiro.

A baixa média pluviométrica nos anos imediatamente anteriores a 2001, aliada à falta de expansão da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional, devido a entraves legais e regulatórios verificados no programa de expansão da capacidade termelétrica, não compatíveis com os aumentos na demanda que se verificavam, resultaram na redução acentuada dos níveis dos reservatórios nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do País e, consequentemente, em um racionamento de energia em âmbito nacional

Diante dessa condição adversa, em 15.05.2001, o Governo Federal implantou um programa de redução do consumo de energia, que ficou conhecido como Programa de Racionamento. O Programa de Racionamento estabeleceu índices de redução de consumo de energia para consumidores industriais, comerciais e residenciais que variavam de 15% a 25%, e durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Caso o Brasil passe por mais um período de potencial ou efetiva escassez de energia elétrica, o Governo Federal poderá ativar políticas e medidas que poderão ter efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

h. Riscos relacionados à regulação dos setores em que a Companhia atue

Eventuais alterações na regulamentação do setor elétrico podem afetar de maneira adversa as empresas do setor de energia elétrica, inclusive os negócios e os resultados da Companhia.

A atividade da Companhia é regulamentada e supervisionada pela Aneel e pelo MME. Historicamente, a Aneel, o MME e outros órgãos fiscalizadores exercem um grau substancial de influência sobre os negócios da Companhia, inclusive sobre as modalidades e os termos e condições dos contratos de venda de energia que esta está autorizada a celebrar, bem como sobre os níveis de produção de energia. Nos últimos anos, o Governo Federal implantou novas políticas para o setor de energia. Por exemplo, em 15.03.2004, foi aprovada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes e as regras aplicáveis à venda de energia elétrica no Brasil.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada perante o Supremo Tribunal Federal (STF), por meio de ações diretas de inconstitucionalidade. Em 11.10.2006, o STF indeferiu as medidas cautelares das ações diretas de inconstitucionalidade, por 7 (sete) votos a 4 (quatro), declarando que, em princípio, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não viola a Constituição Federal.

No entanto, o mérito das ações diretas de inconstitucionalidade ainda não foi julgado, sendo que, em 06.01.2009, a Procuradoria Geral da República deu parecer favorável pela improcedência do pedido. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja declarada inconstitucional, os agentes do setor elétrico, incluindo a Companhia, poderão ser adversamente afetados.

O efeito integral das reformas introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e sua continuidade, o resultado final da ação perante o STF e reformas futuras na regulamentação do setor elétrico são difíceis de prever, sendo que as mesmas poderão ter um impacto negativo sobre os negócios da Companhia e seus resultados operacionais.

Adicionalmente, em 18.11.2004, o MME editou a Portaria n.º 303, na qual a metodologia de cálculo da Garantia Física das usinas termelétricas foi alterada, sendo que a nova Garantia Física foi observada a partir de 2008. Desde 01.01.2008, as UTE da Companhia contam com 852,8 MW médios, seguindo a aplicação da nova metodologia proposta pela Portaria acima referida. A Companhia não pode assegurar que novas medidas como esta não sejam tomadas no futuro, e, desta forma, está sujeita a possíveis reduções em sua Garantia Física, o que pode afetar de forma negativa seus resultados operacionais.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleceu, através da Resolução 003/2013, a repartição entre os consumidores e geradores dos custos de despacho térmico fora da ordem de mérito. A mesma Resolução definiu também a incorporação dos mecanismos de aversão ao risco hidrológico no cálculo do PLD.

As principais atividades comerciais, a execução da estratégia de crescimento e a condução das atividades da Companhia podem ser afetadas de forma adversa por ações governamentais, dentre as quais:

- Alteração na legislação aplicável aos negócios da Companhia;
- Descontinuidade e/ou mudanças nos programas de concessão federal e estaduais;
- Imposição de critérios mais rigorosos para a qualificação em licitações futuras; e
- Atraso na implementação de reajustes anuais de preços.

A Companhia não pode assegurar as ações que serão tomadas pelo Governo Federal no futuro e em que medida tais ações poderão afetar os resultados operacionais da Companhia. Caso a Companhia seja obrigada a proceder de maneira substancialmente diferente daquela estabelecida em seu plano de negócio, os resultados financeiros e operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

A Aneel pode impor penalidades à Companhia ou intervir nas concessões ou autorizações outorgadas à Companhia por descumprimento de obrigações previstas nos Contratos de Concessão, nas autorizações e nas leis e regulamentos setoriais.

A Aneel pode impor penalidades à Companhia por descumprimento de qualquer disposição dos Contratos de Concessão e autorizações da Companhia. Dependendo da gravidade do inadimplemento, tais penalidades podem incluir:

- Advertências;
- Multas, por infração, de até 2% da receita da Companhia no ano encerrado imediatamente antes da data da respectiva violação;
- Embargos à construção de novas instalações ou equipamentos;
- Restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- Suspensão temporária da participação em processos de licitação para novas concessões; e
- Caducidade da concessão.

A Aneel pode, ainda, e sem prejuízo das penalidades descritas acima, intervir temporariamente nas concessões outorgadas à Companhia para assegurar a adequada exploração do parque gerador e o cumprimento das leis e regulamentos aplicáveis.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Qualquer das penalidades descritas acima, bem como a intervenção da Aneel nas concessões ou autorizações outorgadas à Companhia, poderia ter um efeito relevante e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Em 11.09.2012 foi publicada a medida provisória (MP) nº 579, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, que aborda aspectos relativos às concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e à redução de encargos setoriais visando a modicidade tarifária. Essa lei estabeleceu novas condições para a renovação de concessões outorgadas antes da Lei nº 8.987/95 – Lei das Concessões – e não licitadas, cujos vencimentos estavam previstos para os anos de 2015 a 2017.

As concessões da Companhia não sofreram nenhum impacto direto advindo da nova legislação, no tocante à renovação das concessões, dado que a aquisição dessas concessões se deu por meio de processos licitatórios realizados após a publicação da Lei nº 8.987/95. No entanto, indiretamente, poderá ser afetada pelo impacto destas ações governamentais nos seus negócios.

i. Riscos relacionados aos países estrangeiros onde a Companhia atue

A Companhia não possui atividades em países estrangeiros.

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco

4.2 Expectativas da Companhia de redução ou aumento na exposição a riscos relevantes acima mencionados

A Companhia tem como prática a análise constante dos riscos aos quais está exposta e que possam afetar seus negócios, situação financeira e os resultados das suas operações de forma adversa. A Companhia está constantemente monitorando mudanças no cenário macroeconômico e setorial que possam influenciar suas atividades, através de acompanhamento dos principais indicadores de desempenho. A Companhia possui elevado grau de controle sobre seus riscos visando evitar qualquer tipo de efeito adverso nas suas atividades.

Atualmente, a Companhia não identifica cenário de aumento ou redução dos mencionados riscos no item "4.1", exceto no que diz respeito aos conflitos de interesses entre o Acionista Controlador e os minoritários, descritos no item 4.1 "b", pelas razões a seguir:

Para mitigação desse risco foi criado o Comitê Independente Especial para Transações com Partes Relacionadas, composto, em sua maioria, por membros independentes do Conselho de Administração e complementado por executivos da Companhia. O Comitê é responsável pela negociação das transações que envolvam a Companhia ou sociedade sob seu controle com parte relacionada e apresentação de recomendações ao Conselho de Administração da Tractebel Energia. O modelo prevê que, doravante: (i) a GDF SUEZ continuará desenvolvendo projetos hidrelétricos e transferindo à Tractebel Energia após mitigação dos principais riscos; (ii) a Tractebel Energia vai continuar adquirindo apenas projetos que agreguem valor à Companhia.

Não obstante o acima exposto, no que se refere ao item 4.1(a), vale notar que a Companhia está sujeita a: (i) risco relacionado à não renovação de autorizações e concessões vincendas em alguns anos, que poderá ser aumentado ou diminuído dependendo do tratamento a ser dado ao vencimento de concessões de outras empresas geradoras a vencer no futuro próximo; (ii) riscos relacionados a construção/expansão do parque gerador da Companhia, que pode ser aumentado em razão de indisponibilidades como: de financiamentos adequados, de sistemas de transmissão ou distribuição, de permissões e autorizações governamentais, de mão de obra qualificada e de equipamentos, entre outros; (iii) riscos relacionados à hidrologia, que pode ser aumentado na hipótese de condições hidrológicas desfavoráveis; (iv) riscos de não sermos bem sucedidos na execução da nossa estratégia de negócio, que pode ser aumentado na hipótese de uma mensuração falha; e (v) riscos de suprimentos de carvão em termos e condições favoráveis, que pode ser aumentado em razão de alguma alteração na legislação aplicável;

No que se refere ao item 4.1(b), além do exposto acima, em relação à estratégia da Companhia para mitigação do risco de conflitos de interesses entre o Acionista Controlador e os minoritários, vale notar, também, que este risco pode ser aumentado caso, eventualmente, nosso Acionista Controlador venha a adotar estratégias de negócios diversas daquelas históricas ou ora conhecidas.

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco

Relativamente ao item 4.1(c), frisamos que o risco de aumento de capital que cause diluição dos atuais acionistas está intrinsecamente ligado à necessidade de capital adicional pela Companhia no futuro e às condições dos mercados de capitais, podendo ser aumentado de acordo com tais necessidades e condições, as quais a Companhia não pode por ora prever. Além disso, o risco de falta de liquidez das ações pode ser incrementado na hipótese de uma deterioração do mercado de capitais brasileiro.

No caso dos itens 4.1 (d), 4.1(e) e 4.1(f) que são riscos relacionados a parceiros, clientes e fornecedores da Companhia, os riscos podem ser aumentados em virtude da: (i) deterioração da situação econômica do país, do segmento ou especificamente do agente; (ii) de problemas na gestão destes parceiros, clientes ou fornecedores; ou (iii) por desconhecimento de aspectos, fatos ou intenções de parceiros, clientes ou fornecedores, que afetem os interesses da Companhia, durante o período de vigência dos contratos.

No que se refere ao item 4.1(g) o risco está relacionados às condições climáticas, que pode ser aumentado na hipótese de condições hidrológicas desfavoráveis, seja através de escassez de chuvas ou enchentes e outros desastres naturais, principalmente nas regiões onde a Companhia possua unidade geradora.

Relativamente ao item 4.1(h), vale notar que a Companhia está sujeita a riscos: (i) ligados ao sistema regulatório ao qual esse segmento de negócio está submetido, e (ii) relacionados à imposição de leis e normas regulamentares novas afetando nossos negócios. Esses riscos fogem da nossa capacidade mitigatória, razão pela qual qualquer alteração substancial pode nos onerar ou desonerar de nossos níveis atuais.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

4.3 Processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que a Companhia ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros: (i) que não estejam sob sigilo, e (ii) que sejam relevantes para os negócios da Companhia ou de suas controladas

A Companhia e suas controladas são parte em processos judiciais e administrativos tributários, trabalhistas e cíveis. A política para provisionamento adotada pela Companhia leva em conta a natureza do processo, a relevância dos pedidos e decisões em processos semelhantes.

(I) Trabalhistas

Na esfera judicial, em 31.12.2012, a Companhia possuía 323 (trezentas e vinte e três) ações trabalhistas em andamento – 152 (cento e cinquenta e duas) na Tractebel Energia e 171 (cento e setenta e uma) no âmbito do Consórcio Estreito Energia (UHE Estreito), sobre o qual a Companhia tem participação de 40,07% do total das ações. Do total das ações, 117 (cento e dezessete) estavam em fase inicial e ainda não haviam sido julgadas em primeira instância, 109 (cento e nove) em fase recursal, 72 (setenta e duas) já estavam em fase de execução, sendo a decisão de condenação da Companhia definitiva, e 25 (vinte e cinco) pendiam de arquivamento ou encontravam-se suspensas.

Do total de ações, 97 (noventa e sete) eram ações movidas por ex-empregados; 1 (uma) por sindicato; 34 (trinta e quatro) por órgãos públicos e 191 (cento e noventa e uma) por empregados de empresas terceirizadas. Os principais pedidos formulados nas ações individuais referem-se, substancialmente, a responsabilidade solidária ou subsidiária por verbas trabalhistas de terceiros, reconhecimento de vínculo empregatício, pagamento de horas extraordinárias, enquadramento salarial e complementação ou revisão de benefício previdenciário.

O potencial passivo trabalhista da Companhia perfazia, em 31.12.2012, R$ 47 milhões, dos quais R$ 10 milhões correspondem ao valor de risco de perda provável, portanto, provisionados, R$ 7 milhões ao valor de risco de perda possível e R$ 30 milhões correspondem ao valor de risco de perda remoto. Do valor considerado como perda provável, R$ 3 milhões encontram-se depositados judicialmente, seja para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

(II) Tributários

Os processos de naturezas tributárias nos quais a Companhia é parte envolvida são os seguintes:

Processo n° 2005.72.00.00.7202-7	
Juízo	1ª Vara Federal de Florianópolis (SC)
Instância	Superior Tribunal de Justiça (STJ) 2ª Turma
Data de instauração	05.07.2005
Partes no processo	**Autor**: Tractebel Energia **Réu**: Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 373 milhões
Principais fatos	A Companhia, em julho de 2005, impetrou Mandado de Segurança contra as exigências previstas na Instrução Normativa da Secretaria da Receita Federal (SRF) nº 468/2004 (IN 468), para que as receitas decorrentes dos contratos assinados até 31.10.2003 fossem submetidas à tributação não cumulativa de PIS e Cofins a partir da primeira alteração de preço, descaracterizando assim, o conceito do "preço predeterminado", previsto no artigo 10 da Lei nº 10.833/2003. A IN 468 foi revogada em 04.07.2006 pela IN 658/2006 (IN 658), em face do advento do artigo 109 da Lei nº 11.196/2005, o qual estabeleceu que o preço predeterminado não fosse alterado caso o reajuste de preço ocorresse em função do custo de produção ou da variação do índice que refletisse a variação ponderada dos custos dos insumos utilizados. Contudo, apesar da ressalva incorporada à IN 658 decorrente da referida lei, as exigências questionadas para a Companhia foram mantidas. Em outubro de 2006, o Tribunal Regional Federal (TRF), assegurou à Companhia o direito de recolher as contribuições do PIS e da Cofins segundo o regime de tributação cumulativa, tal como previsto na Lei nº 10.833/2003, e sem as restrições ilegais e inconstitucionais da IN 468, propiciando à Companhia suspender os depósitos judiciais iniciados em junho de 2005. No entanto, a decisão do TRF não contemplou a IN 658, fazendo com que a Companhia apresentasse recurso especial ao STJ. A União Federal, por sua vez, interpôs recurso especial em face da decisão do TRF, o qual não foi admitido, motivo pelo qual, em abril de 2010, foi certificado formalmente o trânsito em julgado do acórdão proferido pelo TRF em relação à IN 468. Por esta razão, em julho de 2010, foi deferido o pedido de expedição de alvará para levantamento dos depósitos judiciais realizados no período de junho de 2005 a junho de 2006, ficando pendente de liberação o indébito dos valores recolhidos anteriormente a junho de 2005 e os depósitos realizados no período de julho de 2006 - mês de publicação da IN 658 - a outubro de 2006 – mês da decisão do TRF. As restrições para a repetição de indébito e para o resgate dos depósitos judiciais foram impostas pela Receita Federal do Brasil (RFB) sob o argumento de que o Mandado de Segurança em questão não havia transitado em julgado.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

<table>
<tr><th colspan="2">Processo n° 2005.72.00.00.7202-7 - Continuação</th></tr>
<tr><td>Principais fatos - Continuação</td><td>
Considerando que o Recurso Especial interposto pela Companhia não foi conhecido pelo STJ, em virtude da ausência de interesse recursal, haja vista que o TRF acolheu integralmente o pedido da Companhia de permanecer na sistemática da cumulatividade, tal processo, teve o seu trânsito em julgado no mês de junho de 2012, não havendo mais quaisquer discussões envolvendo as referidas Instruções Normativas (468 e 658).

Como não há mais discussão a respeito das referidas IN, após esta decisão, não há mais qualquer risco contingente relacionado a esta ação.

Em relação ao montante depositado em juízo, referente aos depósitos judiciais efetivados de julho a outubro de 2006, foi publicado, em 12.07.2012, o deferimento do pedido de levantamento efetuado pela Companhia autorizando a expedição de alvará para liberação de tais depósitos, em razão do STJ ter concluído que a concessão da ordem pelo TRF, abranger também o período regido pela IN 658.

Porém, em 10.08.2012 a União Federal pleiteou a suspensão da ordem de expedição do alvará para levantamento dos referidos depósitos judiciais, para possibilitar o exame da situação dos contratos vinculados à decisão judicial. Intimada a se manifestar a Companhia requereu o indeferimento do pedido da União Federal, tendo sido mantida a ordem de expedição do alvará.

Contra a decisão que manteve esta ordem, a União Federal interpôs um recurso jurídico denominado “Agravo de Instrumento”, no qual obteve liminar, sendo que a questão será examinada no julgamento do recurso após o pleno contraditório das contrarrazões. O montante do depósito atualizado em 31.12.2012 é de R$ 46 milhões.

A Companhia também protocolou, em 11.09.2012, o pedido de habilitação do crédito reconhecido por decisão judicial transitado em julgado relativo ao indébito dos valores recolhidos anteriormente a junho de 2005, cujo pedido foi deferido em 27.12.2012. O montante atualizado, em 31.12.2012, de R$ 69 milhões foi compensado no início de 2013.

Os valores envolvidos (base 31.12.2012), desde o advento da IN 468, são os seguintes, em R$ milhões:
<table>
<tr><td>Recolhimento novembro de 2004 a maio de 2005</td><td>69</td><td>Compensado</td></tr>
<tr><td>Depósitos junho de 2005 a junho de 2006 (IN 468)</td><td>109</td><td>Levantado</td></tr>
<tr><td>Depósitos julho de 2006 a outubro de 206 (IN 658)</td><td>46</td><td>Pendente</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>Chance de perda</td><td>Inexistente. Processo transitou em Julgado em favor da Companhia em 2012</td></tr>
<tr><td>Análise do impacto em caso de perda</td><td>Não aplicável. Conforme mencionado, há R$ 46 milhões depositados judicialmente, sob a égide da IN 658/2006, que a Companhia aguarda a autorização para o seu levantamento.</td></tr>
<tr><td>Valor provisionado (se for o caso)</td><td>Não aplicável.</td></tr>
</table>

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 2004.72.00.00.0134-0	
Juízo	2ª Vara Federal de Florianópolis (SC)
Instância	Primeira
Data de instauração	23.12.2003
Partes no processo	**Autor**: Tractebel Energia **Réu**: Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 8 milhões
Principais fatos	Em 23.12.2003, a Companhia recebeu Notificação Fiscal de Lançamento de Débito (NFLD) nº 35.078.951-7, decorrente de pressuposta falta de recolhimento dos encargos previdenciários sobre verbas remuneratórias creditadas a empregados. O objeto da notificação foi contestado pela Companhia, sob a alegação de que as importâncias pagas em decorrência dos acordos coletivos de trabalho tinham natureza indenizatória. A Companhia obteve êxito no julgamento de primeira instância, onde foi declarada nula a NFLD, e o Instituto Nacional do Seguro Social (INSS) foi condenado a restituir os depósitos convertidos em renda. A União Federal interpôs recurso no STJ, sendo que tal recurso não foi acatado, conforme decisão publicada em 14.04.2011. Em face do exposto, a União Federal ingressou com novo recurso, que também foi negado por unanimidade e, assim, houve o Trânsito em Julgado, conforme decisão publicada em 13.12.2011, com a respectiva baixa do montante provisionado. Em março de 2012, foi expedido o alvará e efetuado o levantamento dos depósitos judiciais, no montante de R$ 5,0 milhões. A Companhia aguarda, ainda, a expedição de alvará para levantamento do depósito recursal administrativo, na execução de sentença, no valor de R$ 5,4 milhões cujo precatório será pago em 2013.
Chance de perda	Inexistente
Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável
Valor provisionado (se for o caso)	Não há valores em razão de já ter ocorrido o Trânsito em Julgado da ação em favor da Companhia.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 5009212.90.2010.404.7200	
Juízo	2º Vara Federal de Florianópolis
Instância	2º Grau TRF 4ª Região - 1ª Turma
Data de instauração	14.10.2010
Partes no processo	**Réu:** Tractebel Energia **Autor:** Receita Federal do Brasil (RFB)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 14 milhões
Principais fatos	A Companhia recebeu Notificação Fiscal de Lançamento de Débito (NFLD) sob o nº 35.330.263-5 pelo não recolhimento de contribuição adicional ao Seguro de Acidente do Trabalho (SAT) nas competências de abril de 1999 a março de 2004, em razão da suposta ausência de comprovação de fator de risco relacionado com o ambiente de trabalho. A Companhia defende que não há respaldo na legislação citada na referida notificação para as mencionadas competências, e que somente pode ser cobrado o adicional de contribuição caso o empregado tivesse direito à aposentadoria especial, o que não é o caso no período em referência. Em 08.08.2008, O Conselho de Recursos da Previdência Social (CRPS) julgou improcedente o recurso da Companhia. Após esse julgamento, a Companhia interpôs Recurso Especial à Câmara Superior de Recursos Fiscais. Em julho de 2009, a RFB emitiu Oficio informando que parte do valor da notificação estava prescrito. O CRPS julgou improcedente o Recurso Especial da Companhia, que diante dessa situação interpôs, em outubro de 2010, medida judicial visando à discussão de mérito, realizando, na mesma data, o depósito em juízo no valor de R$ 12 milhões. Em 20.07.2011, sobreveio sentença indeferindo o pedido da Companhia, a qual apelou ao TRF da 4ª Região, onde aguarda o julgamento do recurso.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia teria um desembolso de R$ 14 milhões, valor integralmente depositado judicialmente.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 14 milhões

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 11516.003040/2006-13	
Juízo	Delegacia da Receita Federal de Julgamento – Florianópolis (SC)
Instância	Primeira Administrativa – 4ª Turma
Data de instauração	31.03.2009
Partes no processo	**Réu:** Tractebel Energia **Autor:** União Federal – Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 173 milhões
Principais fatos	Em 1998 foi publicada a Lei nº 9.718/98 ampliando a base de cálculo do PIS e da Cofins que, até então, incidiam apenas sobre o faturamento das empresas. A Companhia questionou judicialmente a constitucionalidade da referida Lei, logrando êxito na demanda, o que lhe permitiu compensar as contribuições calculadas sobre as receitas diversas das decorrentes de faturamento, relativamente ao período de apuração de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, para o PIS, e de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, para a Cofins. A principal receita computada no cálculo do valor a compensar diz respeito à rubrica contábil denominada "Receita de Subvenção da Conta de Consumo de Combustível" ("Subvenção CCC"). Em 2009, a RFB intimou a Companhia a recolher o valor de R$ 136 milhões referente ao período de abril de 2004 a janeiro de 2007, já incluídos os juros e multas, alegando que a "subvenção CCC" representa faturamento e, portanto, era devida a sua inclusão na base de cálculo do PIS e da Cofins no período mencionado. Na avaliação da administração e dos consultores jurídicos da Companhia, os argumentos da RFB não procedem e podem ser facilmente contestados, porquanto o conceito atribuído à sistemática da "Subvenção da CCC", para fins de contabilização de combustíveis fósseis consumidos pelos agentes geradores de energia elétrica não era compatível com a natureza jurídica de receita. Dessa forma, a Companhia efetuou a manifestação de inconformidade com a intimação na esfera administrativa e, se necessário, efetuará na esfera judicial. Mesmo que a "Subvenção CCC" tivesse a natureza de receita, que não tem, não representaria "faturamento" que era a única receita passível de tributação pelo PIS e pela Cofins. De fato, até 2005 o combustível adquirido com recursos da "Subvenção CCC" e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) era contabilizado por ocasião de seu consumo nas usinas como "custo de operação" em contrapartida com uma receita de "Subvenção". A Aneel alterou o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica para modificar o conceito que vinha sendo utilizado inadequadamente e, a partir de 2006, o lançamento contábil passou a ser "custo de operação" em contrapartida de uma conta retificadora para neutralizar o resultado. Essa alteração está fortemente fundamentada em Notas Técnicas emitidas por aquela Agência. Em face da síntese acima apresentada, é de entendimento da Administração que o risco de perda no processo é remoto. O processo encontra-se aguardando o julgamento da Delegacia de Julgamento de Florianópolis. O montante atualizado em 31.12.2012 é de R$ 173 milhões.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 11516.003040/2006-13 - continuação	
Chance de perda	Remoto
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso de R$ 173 milhões em caso de perda.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

Processo n° 10983.721353/2010-64	
Juízo	Delegacia da Receita Federal de Julgamento – Florianópolis (SC)
Instância	Primeira Administrativa
Data de instauração	30.12.2010
Partes no processo	**Autor:** Delegacia da Receita Federal do Brasil em Florianópolis **Réu:** Tractebel Energia
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 374 milhões
Principais fatos	Em 30.12.2010, a RFB expediu auto de infração, sob a alegação de que a Companhia efetuou nos anos-calendários de 2005, 2006 e 2007, exclusões não autorizadas na apuração de imposto de renda e contribuição social, referentes a valores de Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC). O Decreto-Lei nº 1.506, de 23.12.1976, instituiu importante benefício fiscal ao setor elétrico brasileiro, isentando a RIC da incidência do imposto de renda. Assim, sobre as imobilizações em curso realizadas com capital próprio ou empréstimos passaram a incidir juros de até 10% a.a., acrescidos ao ativo diferido vinculado às respectivas obras em andamento, cuja contrapartida era registrada no resultado do período e constituía receita isenta de imposto de renda. Em 12.12.1985, o então Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) expediu a Portaria nº 250/1985, alterando a contabilização até então adotada e a remuneração das imobilizações em curso (juros de até 10% a.a.), objeto de benefício da isenção do imposto de renda, por força do Decreto-lei nº 1.506/1976, até então registrada no resultado, passou a receber duas classificações contábeis distintas: a) a parcela referente às obras realizada com capital próprio passou a ser lançada no patrimônio líquido e, portanto, sem efeito no resultado do período; e b) a parcela referente às obras realizadas com empréstimos passou a ser lançada a crédito do ativo diferido para posterior amortização no resultado, concomitantemente com os valores contratuais lançados a débito, também, do ativo diferido. Com esse procedimento a parcela da receita isenta decorrente de obras realizadas com empréstimos, que anteriormente era contabilizada no resultado no momento de sua apuração, passou a ser reconhecida no resultado, com exclusão para fins de apuração do lucro real, somente quando: i) o ativo em construção que lhe dera origem entrasse em operação ou (ii) ocorresse a baixa do respectivo bem.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo nº 10983.721353/2010-64 - continuação	
Principais fatos - continuação	Este novo procedimento contábil permaneceu até 31.12.1995, sendo alterado pela Portaria nº 526, de 22.11.1995, do DNAEE que, entre outras providências, determinou a transferência dos saldos existentes no ativo diferido, relativamente à remuneração das imobilizações em curso, para o imobilizado e extinguiu o cálculo e contabilização da RIC correspondente à parcela das obras realizadas com capital de terceiros, permanecendo apenas a remuneração sobre a parcela das obras realizada com capital próprio. A isenção garantida pelo mencionado Decreto-Lei foi revogada pela Lei nº 9.718, de 27.11.1998, o que levou a Companhia a suspender seu cálculo e sua contabilização a partir de 01.01.1999. Dessa forma, os valores de RIC que estão sendo glosados pela autoridade fiscal referem-se a receitas anteriormente diferidas, calculadas ao amparo do referido Decreto-Lei e, portanto, beneficiados pela isenção do imposto de renda, que estão sendo reconhecidas no resultado durante a operação das usinas que lhe deram origem. Em 24.02.2012, a Companhia tomou ciência do Acórdão da Delegacia da Receita Federal de Julgamento em Florianópolis, onde seus membros, depois da análise de mérito da questão, julgaram, por unanimidade, procedente a impugnação. Esta decisão só será definitiva após sua confirmação pela instância administrativa superior, ou seja, o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF). Em razão desta decisão, a Companhia passou a avaliar o risco de perda da ação como remoto. O relator do processo no Conselho foi sorteado e será o representante dos contribuintes. A Administração da Companhia e seus assessores jurídicos entendem que os argumentos utilizados para impugnar o lançamento do crédito fiscal propiciam uma expectativa otimista de êxito ao final da demanda. O montante atualizado dessa autuação em 31.12.2012 é de R$ 374 milhões.
Chance de perda	Remoto
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso de R$ 374 milhões em caso de perda.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processos n° 3.137.813-4; 3.139.698-7; 3.142.450-8 e 3.143.382-0	
Juízo	Tribunal de Impostos e Taxas (TIT)
Instância	2º Grau - Administrativa
Data de instauração	10.12.2010
Partes no processo	**Autor:** Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (SEFAZ/SP) **Réu:** Tractebel Energia e Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 53 milhões
Principais fatos	A Companhia e sua controlada TBLC foram autuadas pela Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, sob a alegação de que as notas fiscais de venda de energia elétrica a consumidores livres são emitidas no mês seguinte ao fato gerador. Pelo entendimento do fisco, essa prática posterga em um mês o recolhimento do imposto devido ao Estado. A medição da energia utilizada pelo cliente é realizada pela distribuidora à qual o mesmo está conectado. Posteriormente, a distribuidora remete as informações para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entidade responsável pelos ajustes dessa medição, a fim de possibilitar a contabilização da energia comercializada pelo agente. O procedimento de medição é concluído até o oitavo dia do mês seguinte ao fornecimento, portanto, somente após tal medição é possível faturar a energia consumida pelo cliente. Em relação aos dois processos atribuídos à controlada TBLC foi apresentado recurso ao Tribunal de Impostos e Taxas que reduziu o montante e a multa em um dos processos e manteve os valores originalmente atribuídos ao outro. Após esta decisão a TBLC ingressou com pedido de retificação e a admissibilidade do Recurso Especial nos dois processos. Para um deles foi negado o provimento ao pedido, bem como indeferido o recurso e para o outro ainda se espera o julgamento na esfera administrativa. Em relação ao processo cujo recurso na esfera administrativa não foi aceito, a TBLC aguarda o processo de execução por parte da Secretaria da Fazenda para que possa realizar o embargo na esfera judicial. Existem, também, dois processos aplicados à Tractebel Energia, sendo que em ambos houve a redução do valor da multa, porém a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo ingressou com recurso contra esta redução. Diante desta situação, a Companhia interpôs um pedido de retificação do julgado e recurso especial com o objetivo de obter decisão integral favorável ao cancelamento das inscrições descritas nos autos, os quais estão no aguardo de admissibilidade por parte do juízo. Apesar do êxito parcial das defesas apresentadas pela Companhia, a administração e seus consultores entendem que a totalidade dos lançamentos está comprometida por erro de apuração e embasamento legal, onde a possibilidade de ganho supera o risco de perda. Os referidos autos de infração estão sendo contestados pela Companhia juntamente com seus advogados. Ainda que eventualmente se mantenham parcialmente os autos de infração, a administração e seus advogados entendem que o passivo contingente seria inferior a 10% do lançado pela fiscalização, que adotou critérios de apuração sem embasamento legal, o que reduziria o valor anteriormente informado.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processos n° 3.137.813-4; 3.139.698-7; 3.142.450-8 e 3.143.382-0 - continuação	
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso de R$ 5,3 milhões em caso de perda (10% dos R$ 53 milhões anteriormente mencionados).
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

Processo n° 11516.001259/2007-69	
Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF)
Instância	Primeira
Data de instauração	19.04.2007
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia **Réu:** Receita Federal do Brasil em Florianópolis (RFB)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 30 milhões
Principais fatos	Em junho de 2008, a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento em Florianópolis, relativamente à parte do auto de infração emitido pela RFB, em virtude da utilização de base negativa de Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) no ano-calendário de 2003, originada de operação de incorporação. Nesse auto, o fisco também exigiu o pagamento de tributos quitados em atraso pela Companhia sem a incidência de multa, através de compensação com créditos tributários existentes, com fundamento no instituto da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do Código Tributário Nacional (CTN). Os valores referentes à base negativa de CSLL são provenientes de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998 e utilizados em data posterior à modificação introduzida na legislação tributária através da Medida Provisória (MP) nº 2.158-35, de 2001, que vedou a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação, fusão ou cisão de empresas. Como a incorporação se deu muito antes da vedação imposta pela referida MP, quando ainda era possível aproveitar a base negativa de CSLL da sucedida, a Companhia entende que a nova regra não alcança a incorporação levada a efeito. Os valores foram integrados ao seu patrimônio, na qualidade de sucessora, o que lhe garante o direito de utilizá-los. Tais argumentos foram acatados pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis. No que respeita a quitação de tributos vencidos sem a incidência de multa e com a utilização de créditos tributários, antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização, a Companhia entende que tal situação se enquadra no instituto da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do CTN. Contudo, tal entendimento não foi acatado pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis. O processo encontra-se em tramitação no CARF, por parte da RFB, e com recurso voluntário da Companhia versando exclusivamente acerca da questão da não incidência da multa de mora.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso de R$ 30 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

(III) Cíveis

A Companhia possui diversas ações cíveis que versam sobre questões contratuais com fornecedores, benefícios de aposentadoria, tarifa de uso do sistema de transmissão, questões ambientais e outras ações de desapropriação e indenização impetradas por pessoas físicas e jurídicas atingidas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas.

Processo n° 9800031820	
Juízo	2ª Vara da Justiça Federal de Florianópolis (SC)
Instância	Supremo Tribunal Federal (STF)
Data de instauração	13.05.1998
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	**Autor:** Ministério Público Federal (SC) **Réus:** Tractebel Energia, União Federal, Eletrobras Geração S.A. (Eletroger), Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul), Aneel, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Cisão da Eletrosul e alienação do controle acionário da Gerasul
Principais fatos	Em maio de 1998, o Ministério Público Federal (MPF) propôs referida ação civil pública questionando: (i) a reorganização societária da Eletrobras e da Eletrosul, que resultou na criação da Gerasul (antiga denominação da Companhia); e (ii) a alienação do controle acionário da Gerasul, isto é, a sua privatização. Há pareceres jurídicos e decisões do Tribunal de Contas da União que julgaram a lisura do processo de reorganização societária da Eletrosul e privatização da Gerasul. Em novembro de 2001 foi proferida sentença de procedência na ação, de conseguinte, anulando a cisão da Eletrosul e todos os atos decorrentes. As partes, no que foram sucumbentes, interpuseram recursos de apelação para o TRF da 4ª Região, os quais foram julgados favoráveis à Companhia, ou seja, a decisão de primeiro grau foi reformada. O MPF, em 2006, ingressou com recurso especial e extraordinário. Em dezembro de 2008 o STJ negou seguimento ao recurso especial interposto pelo MPF, sendo mantida a decisão do TRF da 4ª Região. Os autos foram remetidos ao STF para julgamento do recurso extraordinário interposto pelo MPF.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Não há como prever as consequências de uma eventual e remota decisão desfavorável à Companhia e aos demais réus neste processo, de forma que a Companhia considera a possibilidade de perda da demanda remota. Os efeitos de uma decisão dessa natureza são complexos e difíceis de determinar, e envolveriam múltiplas demandas por perdas e danos envolvendo a União Federal, o BNDES, a Aneel, a Eletrobras, a Eletrosul, a Companhia, a GDF SUEZ e terceiros, incluindo os investidores, em valores mobiliários emitidos pela Companhia, os quais podem ser adversamente afetados.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n.° 023010570317	
Juízo	4ª Vara Cível da Comarca de Florianópolis (SC)
Instância	Segunda
Data de instauração	12.11.2001
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	**Autor:** Companhia de Interconexão Energética (Cien) **Réus:** Tractebel Energia, Eletrosul e Aneel
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contrato de compra e venda de energia elétrica celebrado em 05.05.1998, pela Companhia com a Cien, com interveniência da Eletrobras, de Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas) e da Eletrosul. O valor envolvido é de R$ 20 milhões.
Principais fatos	Trata-se de ação ordinária de indenização ajuizada pela Cien requerendo o direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato de venda de energia, bem como a rescisão do mesmo por suposto descumprimento de cláusula contratual. A Tractebel Energia apresentou contestação em março de 2002, sendo que em setembro de 2006 foi decidido que a Aneel deveria ingressar no processo como ré, o que deslocaria a competência da Justiça Comum para a Justiça Federal. Após longa tramitação foi fixada a competência da Justiça Comum para julgar o processo. Em 19.11.2012 foi proferida sentença julgando improcedente o pedido da Cien. A Cien se opôs a essa sentença, via Embargos de Declaração, que não foram acolhidos, e interpôs Recurso de Apelação para o Tribunal de Justiça de Santa Catarina (TJSC), já contrarrazoado pela Companhia.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de R$ 22 milhões e rescisão contratual. Essa eventual rescisão não resultaria em impactos negativos nos negócios da Companhia, uma vez que a Cien já não tem fornecido energia para a Companhia devido à indisponibilidade de energia para honrar o contrato em referência, conforme comprovado pela Aneel.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 22 milhões

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n.° 200472070055816	
Juízo	1ª Vara da Justiça Federal de Tubarão (SC)
Instância	Segunda
Data de instauração	22.10.2004
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	**Autor:** Ministério Público Federal de Santa Catarina (MPF-SC) **Réus:** Tractebel Energia, Aneel, Fundação de Amparo Técnico ao Meio Ambiente (FATMA), IBAMA e União Federal
Valores, bens ou direitos envolvidos	Suposto dano ambiental causado por poluição emanada do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), cujo valor, neste momento, não é passível de mensuração.
Principais fatos	O MPF-SC pretende a imposição de auditoria ambiental no CTJL. Os riscos nesta ação estão associados com o fato de que o Estudo de Impacto Ambiental (EIA-RIMA) do CTJL é datado de 1986. Por outro lado, a Companhia cumpre todas as exigências constantes do EIA-RIMA no que se refere aos níveis de emissão de gases, possui Licença de Operação em vigor expedida pela FATMA e o CTJL é licenciado pela ISO 14001, o que minimiza consideravelmente os riscos. Nesta ação a Companhia teve seu recurso especial julgado procedente no STJ, ficando dispensada do adiantamento das despesas da perícia, cujo valor proposto pelos peritos foi de aproximadamente R$ 2 milhões. Contudo, a decisão de primeira instância condenou a Companhia a arcar com os custos da perícia, no valor acima. Em dezembro de 2009 a Companhia apresentou recurso de apelação ao TRF da 4ª Região, sendo que o julgamento desse recurso ocorreu em novembro de 2011. Neste julgamento o TRF da 4ª Região reformou a decisão de primeiro grau, entendendo, os desembargadores, que o pedido do autor é infundado, visto que a Companhia atende toda a legislação ambiental vigente. Os recursos do MPF-SC foram julgados improcedentes pela instância superior e a ação transitou em julgado em favor da Companhia tendo sido definitivamente arquivado ao final do ano de 2012.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável, uma vez que o processo transitou em julgado.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n.° 001061166589	
Juízo	1ª Vara Cível da Comarca de Campo Grande (MS)
Instância	Superior Tribunal de Justiça (STJ)
Data de instauração	04.05.2009
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia **Réus:** Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul (MSGÁS) e Petróleo Brasileiro S.A.(Petrobras)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contratos relativos ao fornecimento de gás natural à Usina Termelétrica Willian Arjona (UTE Willian Arjona). Informações adicionais sobre o contrato estão descritas no item 7.3.e.i deste formulário.
Principais fatos	Em novembro de 2000, a Companhia e a MSGÁS celebraram contrato destinado a regular o fornecimento de gás natural à UTE Willian Arjona. O suprimento deste insumo pela MSGÁS é, por sua vez, regulado pelo contrato firmado entre aquela concessionária e a Petrobras, ocorrendo a partir de ramal de distribuição conectado ao Gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL). Foi pactuado que o prazo de vigência de tais contratos seria de cinco anos contados a partir de 23.05.2001, sendo admitida sua prorrogação por período adicional de até cinco anos. Em fevereiro de 2006, antes do vencimento do prazo de vigência, apesar da Companhia e a MSGÁS desejarem renovar o contrato, a Petrobras condicionou a renovação de seu contrato com a MSGÁS à majoração dos preços que vinham sendo praticados, fazendo com que as negociações entre a MSGÁS e a Petrobras e, consequentemente, a Companhia não lograssem êxito, vindo a cessar. Em razão da ameaça de interrupção do suprimento de gás natural à UTE Willian Arjona, a Companhia, em maio de 2006 ajuizou medida cautelar contra a MSGÁS e a Petrobras a fim de assegurar a continuidade do fornecimento de combustível nas quantidades necessárias e suficientes à adequada operação da usina. Nesta mesma data, foi deferida liminar determinando que as rés se abstivessem de promover o corte no fornecimento de gás natural à UTE Willian Arjona. Em junho de 2006, Companhia ajuizou ação ordinária em face da MSGÁS e da Petrobras visando à renovação do referido contrato. Em agosto de 2008, a ação ordinária ajuizada pela Companhia foi julgada procedente, determinando que os contratos de fornecimento e suprimento de gás natural, celebrados entre a Companhia e a MSGÁS, e entre a MSGÁS e a Petrobras, bem como seus respectivos aditivos, fossem renovados por período adicional de cinco anos, com início em 23.05.2006. Em novembro de 2009, a Companhia obteve uma decisão transitória favorável, determinando à MSGÁS e à Petrobras a continuidade do fornecendo gás para a UTE William Arjona. Nessa decisão foi considerado o seguinte: (i) o período em que houve a interrupção do fornecimento de gás à UTE William Arjona em decorrência do presente litígio deveria ser acrescido ao final dos contratos, que terão encerramento proporcionalmente prorrogado; e (ii) o preço e a quantidade de gás deverão ser aqueles contratados e reajustados conforme os parâmetros estabelecidos no Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT).

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n.° 001061166589 - continuação	
Principais fatos - continuação	O fornecimento permaneceu vigente até meados do ano de 2012 quando a Petrobras obteve um efeito suspensivo que lhe permitiu novamente suspender o fornecimento do gás. No final de 2012, sobreveio decisão do STJ dando pela intempestividade do recurso apresentado pela Petrobras no processo existente entre as partes, o que leva à perda dos efeitos da decisão suspensiva e à perda de objeto, já requeridos pela Companhia, o qual ainda 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 terá vigência até que ocorra 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.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Majoração dos preços do gás natural utilizado na UTE William Arjona e, consequentemente do custo da geração de energia. Eventual perda implicaria em compra de gás natural pelo preço que for estabelecido pela Petrobras, valor desconhecido pela Companhia neste momento.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n.° 7442-81.2007.4.01.3500	
Juízo	2ª Vara da Justiça Federal de Goiânia (GO)
Instância	Primeira
Data de instauração	24.07.2007
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	**Autor**: Ministério Público Federal (GO) **Réu**: Tractebel Energia, Aneel, Ibama e Agência Goiana do Meio Ambiente (AGMA).
Valores, bens ou direitos envolvidos	Áreas atingidas pelo reservatório da Usina Hidrelétrica Cana Brava (UHE Cana Brava), especialmente no que se refere à área indígena. O valor envolvido é de R$ 4 milhões.
Principais fatos	O MPF propôs Ação Civil Pública alegando a suposta ocorrência dos seguintes problemas relacionados à UHE Cana Brava: (1) Ausência de prévia supressão da vegetação na área inundada pelo reservatório; (2) Ocorrência de danos ambientais decorrentes da ausência de supressão de vegetação; (3) Não houve resgate da fauna na época do enchimento do reservatório; (4) Houve expansão de doenças epidemiológicas na região e nos Municípios direta ou indiretamente afetados pela UHE Cana Brava como raiva, malária, esquistossomose, dengue e leishmaniose; (5) Foram causados danos à comunidade indígena Avá-Canoeiro, materiais e morais, decorrente do alagamento de parte da área indígena; (6) O licenciamento ambiental deveria ter sido conduzido pelo Ibama e não pela Agência Goiana de Meio Ambiente. Com base nos fatos sintetizados acima, o MPF formulou os seguintes pedidos: (1) elaboração de estudos detalhados para quantificar a vegetação submersa na área do reservatório da UHE Cana Brava; (2) retirada de toda a biomassa que, a critério técnico, não for considerada necessária à proteção da ictiofauna, para melhorar a qualidade da água e os usos múltiplos do reservatório (inclusive navegação); (3) elaboração de um relatório detalhado acerca do resgate da fauna, a ser submetido à análise do Ibama; (4) implantação de medidas que visem a assegurar o controle da expansão de doenças epidemiológicas em toda região direta ou indiretamente afetada pelo empreendimento; (5) implementação de programa de mitigação e compensação sócio-ambiental aos impactos causados à terra e à comunidade indígena Ava-canoeiro; (6) transferência do processo de licenciamento ambiental para o Ibama; (7) indenização dos danos ambientais decorrentes da não supressão de vegetação;

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n.° 7442-81.2007.4.01.3500 - continuação	
Principais fatos - continuação	(8) indenização dos danos causados ao patrimônio sócio-ambiental da comunidade indígena Avá-Canoeiro; (9) indenização à comunidade indígena por danos morais coletivos, em valor a ser arbitrado judicialmente. A Companhia contestou a ação civil pública apresentando, em síntese, os seguintes argumentos: (1) existência de litispendência e conexão com as Ações Populares n.º 2004.35.00.004291-3 e n.º 2006.35.00.016335-1, na 2ª Vara Federal de Goiás. Ressalte-se que tais ações já foram extintas; (2) ausência de legitimidade passiva da ré Tractebel Energia; (3) falta de interesse de agir relacionada ao pedido de elaboração de relatório do resgate da fauna, uma vez que este já foi elaborado; (4) Falta de interesse de agir com relação à implementação de medidas e programas de saúde pública, uma vez que estes foram implementados; (5) Falta de interesse de agir com relação ao pedido de adoção de medidas mitigadoras e compensatórias à comunidade indígena, uma vez que há proposta do empreendedor aguardando resposta da Fundação Nacional do Índio (FUNAI); (6) Impossibilidade jurídica do pedido de indenização por danos morais coletivos; (7) A Lei nº 3.824/60, que exige a supressão da vegetação existente nas áreas a serem inundadas pelos reservatórios deve ser interpretada considerando a evolução técnica, no sentido de que seja suprimido o que seja tecnicamente recomendado com a finalidade de garantir a manutenção da qualidade ambiental; (8) A supressão da vegetação da área inundada pelo reservatório foi feita adequadamente, com base em autorização concedida pelo órgão ambiental, que conta com presunção de legalidade; (9) A não supressão de toda a vegetação não causou danos ambientais. Não há navegação no rio, as hidrelétricas emitem poucos gases de efeito estufa e a qualidade da água no reservatório é boa; (10) Foi realizado adequadamente o resgate da fauna; (11) Não houve expansão de doenças epidemiológicas na região. Dados oficiais demonstram que as informações da petição inicial não estão corretas; (12) De fato houve impactos sobre a área indígena Avá-Canoeiro, contudo, constatado esse fato, o empreendedor se propôs a tomar as providências necessárias no sentido de promover a justa mitigação e compensação destes. Foi feita uma reunião com o MPF e a FUNAI para discutir os encaminhamentos necessários. Foram acordadas e tomadas medidas emergenciais e foi acertada a elaboração de um estudo com base em Termo de Referência elaborado pela FUNAI. O Estudo foi realizado, mas após a sua realização, a FUNAI pediu um novo estudo diferente. Como o novo estudo visa não apenas compensar os impactos, mas estudar toda a reserva indígena, que é obrigação da FUNAI, a Companhia não concordou com a sua elaboração. A Companhia aguarda uma resposta da FUNAI sobre isso, estando disposta a melhorar o estudo feito, mas não a realizar o novo estudo pedido pela FUNAI.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n.° 7442-81.2007.4.01.3500 - continuação	
Principais fatos – continuação	O estudo prevê as medidas adequadas para compensar a reserva indígena e pode ser implementado imediatamente, desde que haja concordância da FUNAI, visto que apenas 0,67% da área indígena foi afetada. A compensação pelo impacto causado pela UHCB sobre a terra indígena já foi feita por Furnas, que ultrapassam R$ 2 milhões para a população de seis índios. Não foram causados danos morais; e (13) A competência para o licenciamento ambiental é feita com base no critério da amplitude do impacto ambiental, nos termos do art. 10 da Lei nº 6.938/81. Como o impacto do empreendimento não tem âmbito nacional ou regional, estando restrito aos limites do Estado de Goiás, a competência é da AGMA e não do Ibama. Em 2008, atendendo ao pedido de conexão formulado na contestação da Companhia, o Juiz Federal da 3ª Vara determinou a redistribuição do processo para a 2ª Vara Federal. A Companhia, em 2009, requereu a juntada do documento "Levantamento Epidemiológico do Índice de Morbidade e Mortalidade na Região da UHCB", evidenciando que o reservatório não causou o aumento de qualquer forma de doença na região. Em sede de liminar, o Juiz Federal da 2ª Vara determinou a transferência do processo de licenciamento para o Ibama; que a Companhia apresente estudos técnicos acerca da vegetação submersa; a implementação de um plano de ação para controlar a expansão de doenças na região; que a Companhia apresente uma proposta de compensação para a comunidade indígena e apresente relatório sobre a malha viária atingida. A Companhia interpôs Agravo de Instrumento contra essa decisão, que ainda não foi julgado. Em fevereiro de 2011 o processo foi suspenso por seis meses, a pedido do autor, o Ministério Público Federal.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	A ação será julgada procedente em relação à área indígena, que efetivamente foi atingida pelo reservatório. Nesse aspecto, a Companhia, antes mesmo do ajuizamento da ação, já estava buscando acordo com a FUNAI. No entanto, nunca obteve resposta daquele órgão. Por tal motivo, há provisionamento de valor na ação. A transferência da Licença de Operação da AGMA para o Ibama não traz reflexos para a Companhia. Em relação aos demais pedidos, a possibilidade de perda, apesar de remota, traz impactos financeiros que não são passíveis de valoração neste momento.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 4 milhões

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n.° 023.95.024520-4	
Juízo	5ª Vara Cível de Florianópolis (SC)
Instância	Superior Tribunal de Justiça
Data de instauração	25.03.1995
Tipo de ação	Declaratória
Partes no processo	**Autor**: Carlos Fernando Hausen Beck e outros **Rés**: Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS) e Eletrosul. A Tractebel Energia figura como assistente das rés, em razão da cisão parcial da Eletrosul e de ser patrocinadora da ELOS
Valores, bens ou direitos envolvidos	Requerem os autores declaração de nulidade da opção exercida de limitação a três vezes o maior valor teto do salário de benefício do INSS ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções feitas pelos autores que limitavam o salário de suas contribuições. O valor envolvido, em 31.12.2012 é de R$ 10 milhões.
Principais fatos	Refere-se à ação ajuizada contra a ELOS e a Eletrosul, por meio da qual alguns participantes da fundação, autores na ação, requerem a declaração de nulidade ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções (opção que exerceram de limitação da complementação de suas aposentadorias a três vezes o teto da Previdência Social) por eles exercidas no sentido de limitar as contribuições para a fundação aos seus salários de contribuição, que resultou na redução dos seus benefícios de aposentadoria. A Companhia figura como assistente das rés em razão da cisão parcial da Eletrosul, com a criação da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul), denominação anterior da Tractebel Energia. A decisão de primeiro grau, confirmada pelo TJSC em Acórdão que aguarda julgamento de embargos, é contrária aos interesses da ELOS e Eletrosul e da Companhia. Em 2011, a Companhia firmou acordo com 53 dos 64 autores da ação sob sua responsabilidade, que estabeleceu: (i) o pagamento, a partir de novembro de 2010, de complementação de aposentadoria em valor correspondente a 75% daquele que receberiam os autores nos termos da sentença, ou seja, sem limitação; (ii) a constituição de Reserva Matemática junto a ELOS para satisfazer esse aumento de benefício; e (iii) pagamento a cada autor, em parcela única, correspondente a 10% do valor da Reserva Matemática individual que deverá aportar para a ELOS. O valor desses 10%, adicionado aos honorários do advogado dos autores, importou em um pagamento de 2 milhões. O Valor correspondente à Reserva Matemática que a Companhia assumiu perante à ELOS foi de aproximadamente R$ 11 milhões. Em relação aos demais autores que não celebraram acordo a ação continua seu trâmite normal.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Em decorrência do acordo acima mencionado, a Companhia assumiu um compromisso de pagamento de R$ 13 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 11 milhões.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n.° 2006.34.00.017169-6	
Juízo	16ª Vara Federal do Distrito Federal
Instância	Primeira
Data de instauração	02.06.2006
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	**Autor**: Tractebel Energia. (Autor original era a Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA), incorporada pela Tractebel Energia em 30.12.2010) **Réus**: Aneel e outros
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contrato relativo à Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST). O valor envolvido é de R$ 50 milhões.
Principais fatos	Refere-se à ação ajuizada pela PPESA, incorporada pela Companhia em 30.12.2010, visando reduzir o valor a recolher da TUST ao montante equivalente ao cobrado da UHE Itiquira. A partir de junho de 2006 a Companhia passou a recolher a TUST de forma reduzida e a provisionar a diferença entre o valor cobrado e o pago, os quais estão garantidos por fiança bancária da Companhia.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	A perda resultaria em um desembolso de R$ 65 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 65 milhões

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n.° 1986-82.2009.8.06.0049	
Juízo	Vara Única da Comarca de Beberibe
Instância	Primeira
Data de instauração	20.01.2010
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	**Autor**: Agropecuária Beraba Ltda. **Réus**: Eólica Beberibe S.A. (controlada indireta da Companhia)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contrato de Arrendamento de imóvel utilizado pela Usina Eólica Beberibe para a implantação de cinco torres eólicas com conversores de energia, torres de medição de vento e uma subestação elevadora.
Principais fatos	Trata-se de ação de rescisão de contrato e reintegração de posse ajuizada pela Agropecuária Beraba, requerendo (i) a rescisão do Contrato de Arrendamento da área onde está instalada parte da Usina Eólica Beberibe, (ii) a imediata desocupação da área e (iii) o pagamento de R$ 16 milhões referente a penalidades contratuais, multa rescisória de cinco vezes o valor da última anuidade paga, parcelas vincendas e honorários advocatícios. O autor alega que a Companhia não pagou o total do valor de reajuste avençado para a anuidade de 2009, o que acarretaria a rescisão contratual. Em sua defesa, a Companhia sustenta que o reajuste relativo à anuidade 2009 foi corretamente feito de acordo com o que previa o contrato. A inflação anual foi de 6% e o autor requer reajuste de 300%, o que contraria o contrato e a própria legislação brasileira. A perícia já foi concluída e as partes aguardam o julgamento da ação.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	O valor pleiteado pelo autor é de R$ 16 milhões. Além disso, a perda resultaria em inativação de parte da Usina Eólica Beberibe, trazendo impactos financeiros que não são passíveis de valoração neste momento.
Valor provisionado (se for o caso)	A Companhia considera que esta ação não se sustenta e, portanto, não constituiu qualquer provisão.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n.° 8189-65.2012.8.06.0175/0	
Juízo	Vara Única da Comarca de Trairi (CE)
Instância	Primeira
Data de instauração	02.02.2012
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	**Autor:** Ministério Público do Estado do Ceará (MP-CE) **Réus:** Central Eólica Trairí S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Implantação da Eólica Trairí.
Principais fatos	O MP questiona a regularidade ambiental da instalação da Central Eólica Trairí, almejando a anulação da Licença de Instalação expedida pelo órgão ambiental (SEMACE), com consequente vedação à implantação do empreendimento. O pedido é embasado no fato da eólica estar sendo construída em dunas, consideradas Áreas de Preservação Permanente (APP). A Central Eólica Trairí foi regularmente autorizada pela Aneel e a Companhia obteve tempestivamente todas as autorizações e licenças, inclusive ambientais, necessárias à sua implantação. Além disso, a legislação permite a instalação de empreendimentos de utilidade pública, sustentáveis e de baixo impacto ambiental em APP, o que é o caso das eólicas. O empreendimento atualmente segue sua implantação normal. A ação está em fase inicial, tendo sido contestada pela Companhia.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Não há como prever neste momento as consequências financeiras de uma eventual e remota decisão desfavorável à Companhia no processo, de forma que a Companhia considera a possibilidade de perda da demanda remota.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

(IV) Arbitragem

Processo s/n.° 04/11	
Juízo Arbitral	Câmara de Arbitragem Empresarial - CAMARB
Instância	Primeira
Data de instauração	28.02.2011
Tipo de ação	Arbitragem
Partes no processo	**Autor**: Hidrelétrica Areia Branca S.A. (controlada indireta da Companhia) **Réus**: EMPA S.A. Serviços de Engenharia e ENERG Power Ltda. (empresas que formaram o Consórcio Construtor da PCH Areia Branca)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 32 milhões
Principais fatos	Refere-se à arbitragem iniciada pela Companhia contra as empresas que formaram o consórcio responsável pela construção da PCH Areia Branca, requerendo reembolso dos custos incorridos com reparo de ruptura da ombreira direita da barragem da PCH Areia Branca, lucros cessantes pelo atraso na entrada em operação da usina e multas por descumprimento contratual. O contrato para a implantação da usina foi celebrado em fevereiro de 2007. Em novembro de 2009 a Companhia verificou a ocorrência de ruptura na ombreira direita da barragem e notificou as rés para que elas adotassem medidas urgentes para corrigir o problema e evitar o agravamento da situação. Ante à inércia das rés e negativa em reconhecer sua responsabilidade, a Companhia arcou com os custos de reparo e decidiu pela instauração da arbitragem, contratualmente prevista. Os árbitros e peritos já foram nomeados e a Companhia aguarda o proferimento da sentença arbitral, com a decisão final sobre a demanda.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	R$ 2 milhões, referentes ao pleito efetuado pela EMPA/ENERG.
Valor provisionado (se for o caso)	A Companhia não constituiu qualquer provisão, pois os gastos já foram realizados, tratando-se de cobrança de valor.

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores

4.4 Processos judiciais, administrativos ou arbitrais, que não estejam sob sigilo, em que a Companhia ou suas controladas sejam parte e cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas

Não há processos judiciais, administrativos ou arbitrais, em que a Companhia ou suas controladas sejam parte e cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5 Análise do impacto em caso de perda dos processos sigilosos relevantes e que não tenham sido divulgados nos itens 4.3 e 4.4 acima, informando valores envolvidos

Não há processos sigilosos relevantes em que a Companhia ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados nos itens anteriormente comentados.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

4.6 Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estão sob sigilo e que em conjunto são relevantes, em que a Companhia ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros

Tributários	
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 56 milhões
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável
Chance de perda	Possível
Prática do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Em 08.08.2006, a Companhia recebeu Autos de Infração lavrados pela delegacia da RFB, em decorrência de ter efetuado compensações de débitos de IR e CSLL, através de Pedido de Ressarcimento ou Restituição via Declaração de Compensação (PER/DCOMP), sem a incidência de multas, em consonância com o instituto da denúncia espontânea previsto no artigo 138 do CTN. Desta forma, a RFB homologou parcialmente os pedidos de compensação e a Companhia apresentou Manifestação de Inconformidade, as quais se encontram pendentes de julgamento. A Companhia defende que não se pode cogitar que a administração tributaria possa imputar multa contra a Companhia que possuía créditos fiscais a compensar e que declarou os seus débitos através do instituto da denúncia espontânea. Para garantir seu direito nesta situação, a Companhia apresentou impugnações administrativas e, quando necessário, judiciais. O CTN contém dispositivo que permite o recolhimento de tributos em atraso sem a aplicação de multa de mora, através de "denuncia espontânea", desde que efetuadas antes de quaisquer procedimentos administrativo ou medida de fiscalização. Ocorre que a RFB não vem acatando os recolhimentos efetuados fora do prazo sem a correspondente multa de mora. Em 18.05.2012, a RFB cientificou a Companhia de Acórdão proferido pelo CARF, conferindo decisão favorável à Companhia, por unanimidade de votos. A discussão envolvia o valor de R$ 495 mil. Apesar do valor não ser muito expressivo, a decisão é importante como novo precedente administrativo, o que poderá dispensar a busca do judiciário para garantia do direito legal da Companhia nos novos processos.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Cíveis – Ações Civis Públicas	
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valores pleiteados em conjunto nas 11 (onze) ações, R$ 220 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 2 milhões
Chance de perda	Remota
Prática do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Referem-se a 8 (oito) ações civis públicas, cujos municípios, sob o argumento de inadimplência, requerem que a Companhia repasse recursos monetários para que eles realizem o reflorestamento em APP de 100 metros no entorno dos reservatórios das usinas e a 3 (três), que solicitam que a Companhia construa escada para peixes e eclusa e faça a "destoca" dos reservatórios. As usinas atingidas por essas ações são: UHE Salto Santiago e UHE Salto Osório. A concessão para a implantação e operação de tais usinas é anterior a 1980. Nessa época, a legislação ambiental não exigia, por parte do empreendedor, a compra da APP no entorno do reservatório artificial formado. E justamente por isso tal exigência não constou do contrato de concessão e a União Federal somente declarou de utilidade pública as áreas necessárias para o reservatório artificial. Além de inexistir a obrigação de compra da APP no entorno dos reservatórios, pois quando da construção das usinas não havia previsão legal para tanto, a propriedade das áreas no entorno dos reservatórios permaneceu sendo de terceiros, não podendo tais municípios exigir o depósito de valores em sua conta para a atividade de reflorestamento nessas áreas, que depende diretamente da autorização dos proprietários, os quais não figuram como parte nas ações. A Companhia, antes mesmo do ajuizamento das ações, já realizava o reflorestamento nas áreas de sua propriedade, de acordo com projeto aprovado pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAP), órgão ambiental licenciador. As ações, no entendimento da Companhia, não se sustentam no âmbito legal. A Companhia entende que tais ações devem ser entendidas como conexas, pois a primeira decisão proferida em qualquer uma delas influenciará as demais. Além disso, todas as ações são patrocinadas pelo mesmo advogado. Em quatro das oito ações que versam sobre reflorestamento foram concedidas liminares obrigando a Companhia a elaborar e apresentar nos juízos de origem projetos de reflorestamento. Em duas delas já foram proferidas sentenças condenando a Companhia a elaborar e executar os projetos. Dessas duas decisões foram interpostos recursos de apelação para o Tribunal de Justiça do Paraná, onde a sentença foi mantida. A Tractebel Energia recorreu da decisão de segundo grau ao STJ e aguarda o julgamento deste recurso extraordinário. As demais ações estão tendo o seu curso normal.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Cíveis – Ações regressivas	
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valores pleiteados em conjunto nas 04 (quatro) ações, R$ 20 milhões
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 7 milhões
Chance de perda	Provável
Prática do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Refere-se a 04 Ações Regressivas movidas pela Eletrosul contra a Companhia, objetivando a cobrança de valores pagos por ela, Eletrosul, em 19 ações judiciais movidas por empregados aposentados da Eletrosul. De acordo com o entendimento da Eletrosul, a Justificação de Cisão supostamente apontaria tais empregados como sendo de responsabilidade da Companhia. Ocorre que a Eletrosul nunca trouxe ao conhecimento da Companhia a existência dessas 19 ações, optando por apresentar, por sua exclusiva responsabilidade, as defesas e recursos que entendeu pertinente. Após o trânsito em julgado das ações e tendo sido a Eletrosul condenada em todas, pretende agora obter o ressarcimento dos valores despendidos. As ações estão em fase inicial e foram tempestivamente contestadas pela Companhia.

Em 31.12.2012, a Companhia e suas controladas não tinham processos judiciais, na esfera trabalhista, repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estivessem sob sigilo e que em conjunto fossem relevantes, além dos processos judiciais ou administrativos mencionados nos itens acima.

4.7 - Outras contingências relevantes

4.7 Outras Contingências Relevantes

Não há outras contingências relevantes além dos processos judiciais ou administrativos mencionados nos itens "4.3" e "4.6" já comentados.

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados

4.8 Regras do país de origem do emissor estrangeiro e regras do país no qual os valores mobiliários da Companhia estrangeiro estão custodiados, se diferente do país de origem

Não aplicável à Companhia.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

5.1 Descrição, quantitativa e qualitativamente, dos principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros

1º. O Governo Federal e outras entidades da administração pública têm exercido influência significativa sobre a economia brasileira. Condições políticas e econômicas no Brasil podem influenciar adversamente as atividades da Companhia.

O Governo Federal intervém frequentemente na economia brasileira e ocasionalmente realiza mudanças significativas na política e regulamentação econômica. As ações do Governo Federal para controlar a inflação e dar efeito a outras políticas incluem controle sobre preços e salários, desvalorizações da moeda, controles sobre o fluxo de capital e limites nas importações, entre outras medidas. Os negócios, condições financeiras e os resultados das operações da Companhia poderão ser adversamente afetados por mudanças de políticas públicas, sejam elas executadas em âmbito federal, estadual ou municipal, referentes às tarifas públicas e controles sobre o câmbio, bem como por outros fatores, tais como:

- Instabilidade econômica e social;
- Flutuações cambiais;
- Expansão ou contração da economia brasileira, de acordo com as taxas de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB);
- Inflação;
- Taxas de juros;
- Liquidez do mercado doméstico financeiro e de capitais;
- Política fiscal, monetária e alteração da legislação tributária; e
- Outros desenvolvimentos políticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetem o Brasil.

A futura evolução da economia brasileira, assim como das políticas do Governo Federal poderá afetar adversamente os negócios da Companhia e os seus resultados. Como esse é um risco genérico, que impacta nos riscos individuais que estão elencados na sequência, a mensuração quantitativa está mencionada, quando for o caso, em cada um dos riscos apresentados a seguir.

2º. A deterioração das condições políticas, econômicas e de mercado em outros países pode afetar negativamente a economia brasileira e os negócios da Companhia.

A economia brasileira e as companhias brasileiras têm sido, em diferentes intensidades, impactadas pelas condições políticas, econômicas e de mercado de outros países, bem como pelas reações dos investidores com relação a essas condições. A oferta de crédito a empresas brasileiras é influenciada pelas condições econômicas e de mercado no Brasil e, em graus variáveis, pelas condições de mercado de outros países, principalmente das economias emergentes.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Acontecimentos ou condições de outros países já afetaram significativamente a disponibilidade de crédito na economia brasileira e resultaram em consideráveis saídas de recursos e queda no volume de investimentos estrangeiros no Brasil.

Não há como garantir que acontecimentos em outros países, bem como as medidas a serem adotadas pelos governos desses países não afetarão a oferta de crédito no mercado local e internacional de modo adverso, causando efeitos negativos na economia brasileira e nos resultados da Companhia.

Considerando que a Companhia atua em setor que exige investimentos significativos, caso o seu acesso ao mercado de capitais e de crédito seja limitado, a Companhia poderá enfrentar dificuldades para cumprir seu plano de investimentos e manter sua parcela de mercado, afetando de forma negativa suas projeções de resultados e condição financeira.

Os investimentos previstos para os próximos anos, informados durante o primeiro trimestre de 2013, encontram-se demonstrados no quadro abaixo:

Em R$ milhões	**2013**	**2014**	**2015**
Financiado com dívida	153	-	-
Financiado com capital próprio	543	749	230
Total	**696**	**749**	**230**

Além dos valores acima, novos investimentos em expansão da capacidade geradora em projetos ainda não aprovados poderiam ser afetados.

3º ***O impacto de uma potencial falta de eletricidade e o consequente racionamento de energia elétrica poderá ter um efeito adverso sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia.***

A energia hidrelétrica é a maior fonte de eletricidade no Brasil, representando atualmente cerca de 75% da capacidade disponível no Sistema Integrado Nacional.

O setor elétrico é vulnerável a fatores naturais, como enchentes e escassez de chuvas, que afetam a capacidade geradora de energia, e às restrições do sistema interligado de transmissão de energia no País, que impedem o maior aproveitamento do potencial de geração de energia brasileiro.

A baixa média pluviométrica nos anos imediatamente anteriores a 2001, aliada à falta de expansão da capacidade instalada do Sistema Integrado Nacional em particular devido a entraves legais e regulatórios verificados no programa de expansão da capacidade termelétrica, não compatíveis com os aumentos na demanda que se verificavam, resultaram na redução acentuada dos níveis dos reservatórios nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do País e, consequentemente, no racionamento de energia.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Diante dessa condição adversa, em 15.05.2001, o Governo Federal implantou um programa de redução do consumo de energia, que ficou conhecido como Programa de Racionamento. O Programa de Racionamento estabeleceu índices de redução de consumo de energia para Consumidores Livres, comerciais e residenciais, que variavam de 15% a 25%, e durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002. Caso o Brasil passe por mais um período de potencial ou efetiva escassez de energia elétrica, o Governo Federal poderá ativar políticas e medidas que poderão ter efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Embora os reflexos, na Companhia, de um racionamento sejam virtualmente impossíveis de se calcular, principalmente pelos efeitos adversos adicionais que causam no crescimento econômico do país, a título de sensibilidade foi simulada uma redução de 10% na energia assegurada e, consequentemente, nas vendas contratadas da Companhia para o ano de 2012. Como resultado do cálculo, o impacto poderia significar redução na receita líquida de venda anual de cerca de R$ 540 milhões. Neste valor não foram considerados eventuais efeitos de redução dos custos e despesas operacionais.

4º *O crescimento da Companhia por meio de licitações pode ser adversamente afetado por futuras ações governamentais ou políticas relacionadas a concessões de usinas de geração de energia no Brasil.*

Em seus editais, o Poder Concedente impõe certos requisitos a todos os participantes de licitações para novas concessões, incluindo indicadores da estabilidade financeira do participante e/ou de seus acionistas. A Companhia não pode assegurar que será capaz de satisfazer todos os requisitos necessários para adquirir novas concessões ou participar de novos processos licitatórios. As concessões de uso de bem público, como é o caso das usinas hidrelétricas, podem estar sujeitas a níveis variados de sensibilidade política. As regras para a licitação de concessões de usinas de geração estão sujeitas à alteração, tanto no âmbito federal quanto estadual. A Companhia não pode assegurar que os processos licitatórios relativos a novas usinas de geração de energia irão de fato ocorrer. Caso referidos processos licitatórios não venham a ocorrer, venham a ser insignificantes ou venham a ser em termos que não sejam economicamente viáveis ou atrativos para a Companhia e o Acionista Controlador, a expansão e diversificação do atual Parque Gerador poderão ser comprometidos de maneira adversa.

Este risco não produz efeito nos valores reportados atualmente pela Companhia, uma vez que a mesma não incorpora em suas informações dados relativos a eventuais projetos futuros. O referido risco diz respeito apenas à possibilidade, ou não, da expansão e diversificação futura dos negócios da Companhia.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

5º Novas regras para a venda de energia elétrica e condições de mercado poderão, no futuro, afetar os preços de venda de energia elétrica praticados pela Companhia.

Até 31.12.2012, a Companhia havia vendido 541 MW médios de energia nos leilões de energia existente do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A partir de 2015, com o início da descontratação dos volumes atuais, a Companhia poderá redirecionar o volume de venda de energia do ACR.

A legislação em vigor permite que as distribuidoras que venham a contratar com a Companhia nos leilões de energia existente do ACR reduzam suas quantidades contratadas até o limite de 4%, sem qualquer ônus, expondo a Companhia ao risco de não contratar o respectivo volume reduzido nas mesmas condições com outro cliente ou a preços adequados. Ademais, é possível que haja redução da energia contratada com a Companhia devido à saída de potenciais consumidores livres das distribuidoras. Se a Companhia não puder contratar a capacidade excedente com preços adequados poderá ter um efeito material adverso na condução dos seus negócios, e sua receita e seus resultados operacionais poderão ser afetados negativamente no futuro, bem como o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

A título de informação, estão demonstrados abaixo os patamares de energia descontratada, em 31.12.2012, no curto e médio prazo, que estão sujeitos às variações dos preços no mercado:

Ano	MW médio	%
2013	66	2%
2014	51	1%
2015	448	12%
2016	1.006	26%
2017	1.540	40%
2018	1.939	50%

6º A inflação e certas medidas do Governo Federal para combatê-la podem afetar adversamente a economia brasileira e o mercado brasileiro de valores mobiliários, bem como a condução dos negócios da Companhia.

O Brasil apresenta um histórico de altos índices de inflação. Nos anos de 2012, 2011, e 2010 os índices de inflação foram de 5,84%, 5,91% e 6,50%, respectivamente, de acordo com o Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA).

As dívidas da Companhia e de suas controladas estão expostas a taxas de juros variáveis, tais como TJLP, *Libor*, *Euribor* e Taxa DI. Em 31.12.2012, o valor total de empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia (circulante e não circulante) era de R$ 3.535 milhões – incluindo a dívida em moeda estrangeira -, sendo a quase totalidade sujeita a taxas de juros variáveis (R$ 3.464 milhões). Além disso, a Companhia possui um montante de concessões a pagar de R$ 1.429 milhões que estão atreladas aos índices de inflação IPCA e IGP-M, os mesmos indexadores utilizados nos contratos de venda de energia das respectivas usinas sob concessão.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

A elevação das taxas de juros tem como resultado o aumento dos custos e pagamentos do serviço da dívida da Companhia. Neste caso, os negócios da Companhia, suas condições financeiras e o resultado de suas operações poderão ser afetados negativamente em consequência de maiores despesas financeiras.

Medidas do Governo Federal para o combate da inflação, combinadas com a especulação sobre possíveis medidas governamentais futuras, podem contribuir para incertezas na economia brasileira e para aumentar a volatilidade no mercado de capitais brasileiro. Ações futuras do Governo Federal, incluindo definição das taxas de juros ou intervenções no mercado de câmbio para ajustar ou recuperar o valor do real, poderão ter efeitos relevantes e adversos na economia brasileira e/ou nos negócios da Companhia.

Caso o Brasil apresente altas taxas de inflação no futuro, apesar da indexação dos contratos de venda de energia, há o risco da Companhia não conseguir reajustar os preços dos seus contratos de compra e venda de energia elétrica para compensar os efeitos da inflação em sua estrutura de custos operacionais e/ou financeiros. Pressões inflacionárias também podem afetar a capacidade da Companhia de se antecipar a políticas governamentais de combate à inflação que possam causar danos aos seus negócios.

Em decorrência do histórico de volatilidade dos índices de preço (inflação), a Companhia preparou uma análise de sensibilidade sobre suas dívidas indexadas a inflação, com as seguintes premissas disponíveis no mercado (Fonte: Focus do Banco Central do Brasil):

			Sensibilidade		
Índices	**Variação 2012**	**Cenário provável**	**Provável**	**Cenário Δ 25%**	**Cenário Δ 50%**
IPCA	5,84%	5,53%	-0,31 p.p.	1,38 p.p.	2,77 p.p.
IGP-M	7,82%	5,40%	-2,42 p.p.	1,35 p.p.	2,70 p.p.

A sensibilidade provável foi calculada com base na variação entre os índices relativos a 2012 e os previstos no cenário provável. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base na variação de 25% e 50% sobre o cenário provável.

Os efeitos adicionais a serem causados no resultado financeiro consolidado da Companhia, caso os cenários se materializem, são os seguintes:

	Sensibilidade		
(Valores em R$ milhões)	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
Debêntures	1	(2)	(5)
Concessões a pagar	25	(20)	(40)

Especificamente quanto ao risco de aceleração inflacionária, vale ressaltar que a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor tem clausula de reajuste inflacionário – IGP-M ou IPCA o que representa um *hedge* natural de longo prazo para dívidas e obrigações ajustadas pela inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária – no caso do CDI.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

7º Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.

As empresas do setor elétrico, em particular as geradoras, estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, às emissões atmosféricas e às intervenções em áreas especialmente protegidas. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a condução de suas atividades. Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, ou estarem sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores).

O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou desde logo promover ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros. As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais. As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico, inclusive da Companhia, causando atrasos em cronogramas de implantação de projetos e gerando, consequentemente, efeitos adversos nos negócios e resultados da Companhia.

Qualquer ação neste sentido por parte das agências governamentais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

A título de sensibilidade, foram estimadas as implicações da adoção de novos impostos ou contribuições da ordem de 1% da Receita Líquida de Vendas da Companhia para cobrir compensações ambientais. Tomando-se por base a receita de 2012 poderia haver um aumento nos custos anuais da ordem de R$ 49 milhões.

A Companhia tem provisionado o valor de R$ 8 milhões, relativo a 13 (treze) ações civis públicas ambientais, classificadas como riscos prováveis. Os objetos dessas ações estão divididos da seguinte forma: (i) três ações cujo objeto versa sobre a implantação de eclusa, escada para peixes e "destoca" – ato de retirar ou arrancar o toco de uma árvore com as raízes – dos reservatórios das usinas hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago; (ii) oito ações que requerem a implantação de reflorestamento e constituição de Área de Preservação Permanente (APP), de 100 metros, no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas antes citadas; (iii) uma ação relativa aos supostos danos causados pelo enchimento do reservatório da UHE Cana Brava; e (iv) uma ação decorrente do despejo de cinzas da UTE Charqueadas.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Em duas das oito ações relativas à implantação de APP foram proferidas decisões, às quais condenam a Companhia a apresentar projeto de reflorestamento e implantar APP de 100 metros no entorno do reservatório da UHE Salto Santiago. A Companhia recorre dessas decisões. As demais ações prosseguem seus trâmites normais na justiça.

8º *Alterações na legislação tributária do Brasil poderão afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia.*

O Governo Federal pode realizar alterações no regime fiscal que poderão afetar os participantes do mercado de energia, a Companhia, as distribuidoras e os consumidores industriais. Essas alterações podem incluir mudanças nas alíquotas e, ocasionalmente, a cobrança de tributos temporários, cuja arrecadação é associada a determinados propósitos governamentais específicos. Algumas dessas medidas, se tomadas, poderão resultar em aumento da carga tributária da Companhia, que poderá, por sua vez, influenciar sua lucratividade e afetar adversamente os preços de sua energia vendida e de seu resultado. Não há garantias de que a Companhia será capaz de manter seus preços, o fluxo de caixa projetado ou a sua lucratividade se ocorrerem alterações significativas nos tributos aplicáveis às suas operações e ao mercado de energia elétrica.

A título de sensibilidade, foram estimadas as implicações da adoção de novos impostos ou contribuições da ordem de 2% sobre a Receita Líquida de Vendas da Companhia. Tomando-se por base a receita do ano de 2012 poderia haver um aumento nos tributos anuais da ordem de R$ 98 milhões, com impacto de R$ 64 milhões no resultado, líquido dos efeitos de imposto de renda e contribuição social.

9º Crescimento da concorrência no segmento de Consumidores Livres.

Geradoras e comercializadoras concorrem diretamente entre si no segmento de fornecimento de energia elétrica a consumidores livres. Essa concorrência poderá dificultar o crescimento e/ou a renovação de contratos existentes da Companhia no mercado de venda de energia para consumidores livres e, consequentemente, suas receitas, resultados operacionais e capacidade de pagamento poderão ser adversamente afetados.

A comercialização de energia com consumidores livres representou 28% da receita líquida total de vendas da Companhia de 2012 e 2011 e de 20% sobre a receita de 2010. Em termos de valores, essa receita líquida representou R$ 1.399 milhões, R$ 1.209 milhões e R$ 817 milhões na mesma ordem de anos apresentada acima.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

10º Oscilações do valor do real frente ao valor do dólar norte americano (dólar) e de outras moedas podem afetar negativamente a capacidade de pagamento da Companhia.

Em 31.12.2012, a Companhia possuía uma dívida total consolidada em moeda estrangeira de R$ 216 milhões, sendo 48% denominados em dólar e 52% em euros. A Companhia não possui *hedge* para cobertura dessa dívida em moeda estrangeira.

Adicionalmente, alguns dos custos da Companhia, associados principalmente à aquisição de parte dos equipamentos e tecnologia relacionados ao seu Parque Gerador, estão vinculados à moeda estrangeira. A desvalorização do valor do real em relação ao dólar aumentará o serviço de dívida da Companhia e encarecerá os custos de parte da importação da tecnologia e dos bens necessários para a operação de seus negócios, com um consequente efeito adverso sobre seus resultados e sua condição financeira.

Além disso, a desvalorização acentuada do real em relação ao dólar poderá gerar inflação e medidas governamentais para combater eventuais surtos inflacionários, entre os quais a elevação da taxa básica de juros. Tais medidas podem gerar efeitos relevantes e adversos na economia brasileira e/ou nos negócios da Companhia.

A Companhia preparou uma análise de sensibilidade sobre as dívidas em moeda estrangeira, com base nas seguintes premissas disponíveis no mercado (Fonte: Focus do Banco Central do Brasil):

		Cenário	Cenários		
Cotação das moedas	**31.12.2012**	**provável**	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
Dólar	2,04	+2,45%	2,09	2,61	3,14
Euro	2,70	+2,22%	2,76	3,45	4,14

A sensibilidade foi calculada da mesma forma anteriormente mencionada. Os efeitos adicionais a serem causados no resultado financeiro consolidado da Companhia, caso os cenários se materializem, são os seguintes:

	Sensibilidade		
(Valores em R$ milhões)	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
Dólar	(2)	(26)	(52)
Euro	(3)	(28)	(56)

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

11º ***Efeitos das flutuações das taxas de juros.***

A elevação das taxas básicas de juros estabelecidas pelo Banco Central do Brasil poderá ter impacto negativo no resultado da Companhia, na medida em que pode inibir o crescimento econômico e, consequentemente, a demanda por energia, e também porque suas atividades exigem intensos investimentos de capital. Tais investimentos são, em sua maioria, financiados com recursos de terceiros e remunerados com taxas de juros pós-fixadas.

Diante desse cenário, não há garantia de que serão concedidos financiamentos à Companhia e nem de que os custos de eventual financiamento serão satisfatórios. Na hipótese de elevação das taxas de juros, haverá aumento nos custos do serviço da dívida da Companhia e das despesas financeiras deles originadas, o que poderá causar impacto negativo nos negócios da Companhia, na sua condição financeira e nos resultados de suas operações.

A Companhia preparou uma análise de sensibilidade sobre os empréstimos, financiamentos, debêntures, com base nas seguintes premissas disponíveis no mercado (Fonte: Focus do Banco Central do Brasil):

			Cenários		
Variação dos índices	**Variação 31.12.2012**	**Cenário provável**	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
CDI	6,90%	7,25%	+ 0,35 p.p.	1,81 p.p.	3,63 p.p.
TJLP	5,50%	5,00%	- 0,50 p.p.	1,25 p.p.	2,50 p.p.

O cálculo da sensibilidade foi preparado do mesmo modo anteriormente citado. Os impactos adicionais que seriam causados no resultado financeiro consolidado da Companhia, caso os cenários se concretizem, são os seguintes:

	Sensibilidade		
(Valores em R$ milhões)	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
CDI	(1)	(6)	(13)
TJLP	12	(29)	(59)

A Companhia possui seu disponível alocado em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa (“Fundo”), o qual possui em sua política a alocação de seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco. Em 31.12.2012 o “Fundo” possuía 100% de sua carteira em ativos com risco de crédito do governo brasileiro, todos de liquidez diária e pós-fixados, atrelados à variação da Selic.

De acordo com o planejamento financeiro da Companhia, tais recursos serão utilizados no curto prazo, reduzindo substancialmente o risco de quaisquer efeitos significativos nos seus rendimentos em decorrência de uma eventual redução da taxa básica de juros da economia brasileira.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Quanto ao risco de taxas de juros flutuantes, vale ressaltar que a maior parte das dívidas da Companhia está vinculada à TJLP. Esta taxa, apesar de ser considerada uma taxa "flutuante", vinha sendo mantida no patamar de 6% há vários anos, o que prestava a esta taxa um caráter *quasi*-fixo. Em julho de 2012, a TJLP foi reduzida para 5,5% com vistas a estimular os investimentos produtivos e o crescimento da atividade econômica do País. A partir de janeiro de 2013 a TJLP foi reduzida para 5%.

12º Movimentos sociais contrários à expansão do parque gerador através da construção de grandes empreendimentos hidrelétricos podem sujeitar empresas do setor elétrico, inclusive a Companhia, a interrupções na implantação e / ou operação de suas usinas.

Movimentos sociais organizados, contrários à expansão do parque gerador brasileiro através de grandes empreendimentos hidrelétricos, podem interromper ou causar atrasos significativos no curso da implantação e/ou operação de projetos hidrelétricos, por meio de reivindicações de reassentamento coletivo e/ou individual, concessão de benefícios, compensações ou indenizações, dentre outros, além dos planejados e esperados por empresas do setor elétrico, inclusive a Companhia. Qualquer ação neste sentido por parte de tais movimentos sociais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

Quando da implantação de novos projetos de geração a Companhia tem realizado todos os investimentos relativos às condicionantes impostas na liberação das licenças ambientais quanto aos reassentamentos, compensações ou indenizações. Além disso, para as usinas em operação a Companhia tem investido, de forma efetiva e proativa, para a melhoria das condições de vida das comunidades onde atua. Exemplo disso é a prioridade que dá para a contratação de recursos humanos e fornecedores locais.

A Companhia também colabora com o desenvolvimento sustentável das regiões nas quais se insere por meio de iniciativas e programas adicionais que sejam capazes de gerar resultados econômicos, avanços sociais e preservação ambiental. Dessa forma, o cálculo de eventual impacto financeiro adicional para esse risco torna-se extremamente difícil, dada a impossibilidade de se prever que tipo de ações ou reinvindicações poderiam surgir dos referidos movimentos sociais organizados. Entretanto, como referência, eventuais atrasos na conclusão das obras em decorrência dos citados eventos resultariam na redução mensal da Receita Líquida de Vendas de aproximadamente R$ 7 milhões por 100 MW médios de energia assegurada que não seria gerada em consequência dos atrasos.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

13º) Descumprimento, da(s) contraparte(s), de disposições constantes dos contratos de venda e compra de energia firmados pela Companhia e operações na CCEE.

Esse risco pode se caracterizar por: (i) dificuldades financeiras dos clientes da Companhia; (ii) não contabilização integral dos contratos de compra da Companhia devido à inadimplência da contraparte no aporte de garantias financeiras na CCEE; (iii) pressão de redução dos custos pelos clientes em relação às garantias dadas nos contratos de venda de energia; (iv) interpretação divergente dos contratos ou da regulação vinculada a eles; (v) deterioração da situação financeira dos Estados, que podem afetar o caixa das distribuidoras estatais; e, (vi) diferença entre os preços dos contratos bilaterais e o preço de curto prazo (spot) ou o preço da distribuidora local. Qualquer evento nesse sentido pode afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia, com consequências como: perda de receita, frustração de Caixa, aumento da incerteza no mercado livre, deterioração do *rating* e aumento dos custos de financiamento (em caso de inadimplência significativa dos clientes).

As situações de inadimplência no âmbito da CCEE têm sido tratadas de forma global pelos agentes e órgãos reguladores do setor, no sentido de se mitigar seus eventuais impactos.

No limite, caso houvesse uma inadimplência geral de 3% da Receita Líquida de Vendas da Companhia, o impacto no ano seria de cerca de R$ 147 milhões, tomando-se por base o ano de 2012.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

5.2 Política de Gerenciamento de riscos de mercado.

A política de gerenciamento de riscos de mercado engloba, entre outras ações:

- Controle permanente do portfólio, avaliando-se o saldo disponível de energia para contratação, o controle do lastro, o nível dos preços praticados no mercado, bem como a evolução do ambiente competitivo;
- Monitoramento contínuo do equilíbrio estrutural entre oferta e demanda do sistema elétrico brasileiro, bem como da expansão do parque gerador nacional a fim de antecipar-se a situações que possam impactar a estratégia de comercialização de energia da Companhia;
- Diversificação da base de clientes, monitorando o comportamento dos setores industriais dos quais os mesmos fazem parte;
- Acompanhamento das alterações regulatórias que tenham impacto para a Companhia, mantendo contato permanente com instituições representativas do Setor;
- Avaliação permanente do cenário econômico e político nacional;
- Busca por financiamentos em moeda local, salvo se houver receita em moeda estrangeira;
- Utilização de índices de reajuste dos contratos de venda de energia idênticos aos de reajuste de custos e despesas; e
- Preferência por financiamentos atrelados à TJLP, quando possível, cujas taxas são relativamente estáveis e baixas para estímulo a novos investimentos.

Além disso, a Companhia faz monitoramento constante do seu parque gerador, investindo na atualização do mesmo, mantendo as certificações NBR ISO 9.001 - Gestão da Qualidade e 14.001 - Gestão Ambiental, e OHSAS 18001 - Segurança e Saúde Ocupacional.

No que se refere aos riscos financeiros, a Companhia possui Política de Investimentos e Derivativos que tem por finalidade definir critérios para a aplicação de recursos financeiros disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos.

a. Riscos para os quais se busca proteção

A Companhia avalia a necessidade e a pertinência, e conforme o caso busca proteção via contratação de seguros para cobertura de lucros cessantes e indisponibilidade do lastro (garantia física das usinas), para as plantas próprias da Tractebel Energia que apresentem este risco. A Companhia busca também cobertura para acidentes e desastres de grandes proporções por causas naturais e humanas, como acidentes da natureza (enchentes, vendavais, terremotos, descargas elétricas, etc.) e do trabalho, envolvendo a implantação de projetos, a operação das usinas e a administração da Companhia, para os casos que avaliam necessários.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

Riscos operacionais e lucros cessantes

A Companhia é participante da apólice de seguro internacional de danos à propriedade e interrupção de negócios - *Property Damaged Business Interruption* (PDBI) - do programa de seguros de sua controladora GDF SUEZ. A vigência do seguro é até 31.05.2013 e o valor da cobertura é de R$ 14.514 milhões, conforme a seguir demonstrado.

(Valores em R$ milhões)	Consolidado	
Tipo de usina	**Danos materiais**	**Lucro cessante**
Usinas hidrelétricas	9.595	222
Usinas termelétricas	2.927	974
Usinas complementares (eólicas, biomassa e PCH)	695	101
	13.217	**1.297**

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 705 milhões, por evento.

Riscos de engenharia

O Ceste possui seguro de risco de engenharia para as unidades da UHE Estreito que ainda não haviam entrado em operação comercial durante período de negociação da apólice da Tractebel Energia. A cobertura total para danos materiais é de R$ 2.405 milhões, correspondente a R$ 964 milhões quando levando em consideração a participação da Companhia no consórcio.

Outras coberturas

A Companhia possui ainda seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, seguro de responsabilidade de conselheiros, diretores e administradores, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus diretores e empregados.

b. Estratégia de proteção patrimonial (hedge)

A Política de Investimentos e Derivativos da Companhia estabelece o seguinte:

- A utilização de derivativos fica restrita à proteção de riscos (*hedge*), ficando vedadas operações de alavancagem e vendas a descoberto;
- O ativo objeto e seus derivativos devem ter o mesmo fator de risco;
- As operações de derivativos de juros e/ou moeda, quando utilizadas para a proteção de financiamentos corporativos, devem manter correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos;
- A contraparte em operações com derivativos deverá apresentar um dos seguintes *ratings* mínimos:

  - AA- (Standard & Poor's ou Fitch ratings) ou Aa3 (Moody's) em escala nacional; ou
  - A+ (Standard & Poor's ou Fitch ratings) ou A1 (Moody's) em escala internacional.
- A Diretoria Executiva deverá aprovar toda e qualquer contratação de operações com uso de derivativos, ficando a cargo do Conselho de Administração aprovar a contratação daquelas em que o volume do contrato ou a posição líquida em risco for superior à R$ 20 milhões;

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

- O acompanhamento da evolução do risco das operações com derivativos será realizado pela Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, com periodicidade mínima mensal e subsequente apresentação à Diretoria Executiva. Os casos em que a posição líquida em risco ultrapassar R$ 20 milhões deverão ser reportados ao Conselho de Administração.

*c. **Instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)***

Em julho de 2011 a Companhia contratou um empréstimo junto ao Bank of America Merrill Lynch no valor de US$ 274 milhões (equivalentes a R$ 430 milhões). As principais condições contratadas são as seguintes:

- Juros: 2,6236% a.a. fixos;
- Vencimento do principal: 20.07.2013, 20.01.2014 e 20.07.2014;
- Amortização dos juros: trimestralmente com início em 20.10.2011 e término em 20.07.2014; e
- Compromissos contratuais (*covenants*): EBITDA/despesas financeiras consolidadas > 2,0 e Dívida consolidada/EBITDA < 3,5.

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 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.

A Companhia não possui outros instrumentos utilizados para proteção patrimonial além do *swap* anteriormente citado.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

d. Parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

A Companhia produz relatório mensal no qual são monitorados diversos riscos financeiros, como:

- Análise da posição de caixa e investimentos de curto prazo, onde é informado o percentual alocado em risco público (títulos federais, etc.) e privado (CDBs, etc.). Esse monitoramento é feito para verificar a adequação à Política de Investimentos e Derivativos;
- Projeção da relação entre endividamento total e EBITDA consolidado da Companhia, principal compromisso financeiro contratual (*covenant)* em vários instrumentos de dívida, para mitigar o risco de desenquadramento futuro;
- Índices de desempenho financeiro (KPIs financeiros) também constam do relatório para monitoramento mensal ou trimestral, como os principais índices utilizados pelas agências de *rating* (para mitigar o risco de um rebaixamento na nota de qualidade de crédito da Companhia), o prazo médio da dívida e o custo médio da dívida.

A Companhia também monitora e informa trimestralmente ao mercado o perfil, custo e composição de seu endividamento (indexadores, moedas, curto *versus* longo prazo etc.).

No que se refere à administração do portfólio de energia, o monitoramento dos riscos envolve o acompanhamento, análise e prospecção das seguintes variáveis:

- Cronograma de manutenção de usinas e fatores de indisponibilidade apurados;
- Estoque de combustíveis;
- Tarifas das distribuidoras e tarifas dos leilões regulados;
- Custo marginal de operação, preço de liquidação das diferenças, diferença de preços entre submercados e margem no mercado de curto prazo;
- Armazenamento dos reservatórios, energia natural afluente, expansão da oferta, carga do sistema, restrições de transmissão;
- Preços contratados pela Companhia, volumes contratados, flexibilidades contratuais, consumo dos clientes, EBTIDA, etc. e,
- Inadimplência na CCEE, exposição mensal ao PLD e média móvel de apuração de lastro.

Cada operação de venda é avaliada, quanto à sua adequação à política de comercialização da Companhia, em termos de margem, risco de crédito e limites de responsabilidade.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

e. Se a Companhia opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos

A Política de Investimentos e Derivativos da Companhia não permite operações com instrumentos financeiros diversos de proteção patrimonial, portanto, a Companhia não possui este tipo de instrumento financeiro.

f. Estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

Para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação de riscos dos seus negócios, a Tractebel Energia possui o Comitê de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe promover internamente a conscientização do tratamento do risco, definir metas e diretrizes para o seu gerenciamento, promover e sugerir melhorias nos processos de sua avaliação, classificá-los e definir os procedimentos de seu controle.

A atuação do Comitê é de abrangência corporativa e tem como foco os riscos empresariais.

Conforme organograma geral da Tractebel Energia há sete Comitês, todos coordenados por Diretores. Destes, os Comitês: Financeiro, de Energia e de Planejamento Tributário, contribuem para a análise e gerenciamento do risco de mercado.

O Comitê Financeiro tem por atribuições:

- Submeter à Diretoria Executiva a política de aplicações de recursos financeiros, a política de antecipação de pagamentos a fornecedores e a política de postergações/antecipações de recebimento dos créditos (faturas de energia, etc.);
- Orientar as aplicações de recursos financeiros;
- Aprovar o "*ranking*" de bancos com os quais a Companhia irá trabalhar;
- Recomendar à Diretoria Executiva a contratação de operações de reestruturação de passivo e de captação de recursos; e
- Identificar riscos de descasamentos nas operações ativas e passivas e, se pertinente, propor à Diretoria operações hedge.

O Comitê é composto pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores (DF), Gerente da Unidade Organizacional Finanças, Gerente de Gestão de Recursos e Tesouraria e Gerente de Gestão de Contratos, sendo coordenado pelo DF e secretariado pela Unidade Organizacional Finanças.

No que diz respeito aos riscos relacionados à utilização de instrumentos financeiros, os mesmos são monitorados pelo Comitê Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõem estratégias operacionais, sistema de controle, limites de posição e limites de crédito com os demais parceiros do mercado, os quais são considerados na gestão dos riscos pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

O Comitê de Energia tem por atribuições:

- Aprovar a Política de Comercialização e Administração do Risco de Mercado, mantendo-a atualizada de acordo com a evolução do mercado e dos aspectos regulatórios;
- Aprovar os Preços de Transferência a serem usados nas operações e avaliação das exposições do portfólio de contratos, estabelecer limites e autorizações, devendo assegurar a implementação de uma política de comercialização transparente e controlada;
- Aprovar as estratégias para participação em leilões de compra e venda de energia;
- Aprovar os contratos padrões de venda de energia;
- Analisar e propor soluções mitigadoras para os processos relacionados com a comercialização de energia, que envolvam riscos apontados pelo Comitê de Riscos da Tractebel Energia e,
- Reunir-se quinzenalmente para avaliar os negócios e a situação do mercado de energia elétrica.

O Comitê é composto pelos Gerentes de cada uma das seguintes Unidades Organizacionais: Comercialização de Energia, Planejamento da Oferta de Energia, Assuntos Regulatórios e de Mercado, Administração de Contratos de Energia e Contabilização e pelos Diretores de Planejamento e Controle (DC) e de Comercialização de Energia (DE), sendo coordenado pelo DC e secretariado pela Unidade Organizacional Assuntos Regulatórios e de Mercado.

Quando houver necessidade de discussão de estratégias e políticas para comercialização de energia de empreendimentos em implantação será solicitada a participação de representante da Diretoria de Implantação.

O Comitê de Planejamento Tributário tem por atribuições:

- Interpretar a legislação tributária para definir procedimentos específicos, quando necessário;
- Decidir sobre contestações administrativas e judiciais;
- Apresentar sugestões para obtenção de benefícios junto às autoridades fiscais; e,
- Participar das decisões sobre novos projetos, identificando as oportunidades de economia fiscal.
- O Comitê é composto pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores (DF) e pelos Gerentes das seguintes Unidades Organizacionais: Governança Tributária, Contabilidade, Assuntos Jurídicos, Planejamento e Controle Financeiro, Finanças, e pelos empregados responsáveis pelos Processos Tributários e pela empresa de consultoria tributária, sendo coordenado pelo DF e secretariado pela Unidade Organizacional de Governança Tributária (GTR).

Enquanto o Comitê de Gerenciamento de Riscos tem visão corporativa, os Comitês de Energia, Tributário e Financeiro tem visão específica.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

Ainda dentro do objetivo de monitorar e gerenciar os riscos, a Companhia tem várias áreas formais com funções relacionadas ao monitoramento de risco de mercado, destacando-se o controle de portfólio, o acompanhamento da exposição mensal e da média móvel de lastro, a prospecção de preços de curto e longo prazos e a definição de estratégias para mitigação de riscos operacionais e de mercado. As atividades comerciais da Companhia seguem a Política de Comercialização e Administração de Risco de Mercado, onde cada operação é individualmente analisada com relação aos resultados e aos riscos.

g. Adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

O Comitê de Gerenciamento de Riscos da Companhia tem as seguintes atribuições:

- Promover a conscientização do tratamento do risco na Companhia;
- Definir metas e diretrizes para o processo de gerenciamento de risco empresarial;
- Promover e sugerir melhorias no processo de avaliação de riscos gerenciados pelas Unidades Organizacionais;
- Classificar os riscos da Companhia;
- Definir os procedimentos de controle de riscos.

A atuação do Comitê é de abrangência empresarial e, deste modo, dispõe de representantes das áreas estratégicas da Companhia.

Participam do Comitê, representantes das áreas responsáveis pelo planejamento financeiro, regulação e mercado, planejamento da oferta de energia, finanças, comercialização, auditoria, implantação de projetos e produção de energia. A coordenação geral do Comitê é do Diretor de Planejamento e Controle, secretariado pela Unidade Organizacional Planejamento e Controle Financeiro.

No processo de análise de riscos empresariais cada risco identificado é classificado quanto à sua probabilidade de ocorrência, significância (ou severidade) e grau de controle. Da análise, desenvolve-se um plano de ação mitigatório para cada um dos riscos. O gerente do departamento em cuja área de abrangência o risco se origina é o "dono do risco" e será responsável pela implantação do plano de ação. Importante notar que, quando da análise dos riscos, é feita também uma avaliação das eventuais oportunidades associadas.

Como resultado do processo de análise, se obtém uma matriz de riscos e oportunidades empresariais, submetida à aprovação da Diretoria Executiva e apresentada ao Conselho de Administração, e posteriormente ao Acionista Controlador.

Periodicamente, os planos de ação, previstos na matriz de riscos empresariais, são monitorados pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos e submetidos à apreciação da Diretoria.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

A Companhia possui um Sistema de Controles Internos que foi inicialmente implantado para atender à Lei norte-americana Sarbanes-Oxley, voltada às companhias de capital aberto que orienta a criação de mecanismos confiáveis de auditoria e segurança das informações, a fim de assegurar a veracidade do conteúdo dos relatórios financeiros.

Atualmente na Tractebel Energia a verificação da efetividade do Sistema de Controles Internos é realizada através do Programa de Controles Internos do Grupo Controlador GDF SUEZ, denominado "INCOME", o qual é certificado anualmente pela Administração.

Dentro deste Programa, a cada ano os processos operacionais da Companhia são revisados, os riscos envolvidos analisados e as atividades de controles estabelecidos são testadas para certificar que as operações ocorreram corretamente, que os riscos identificados foram mitigados e que a legislação aplicável foi atendida.

5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado

5.3 Em relação ao último exercício social, indicação de alterações significativas nos principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta ou na política de gerenciamento de riscos adotada

Não houve alteração significativa nos principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta ou em sua política de gerenciamento de riscos no último exercício social.

5.4 - Outras informações relevantes

5.4 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Política de Investimentos e Derivativos

a) Finalidade

Definir critérios para a aplicação de recursos financeiros disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos.

b) Contexto

A garantia de liquidez para o funcionamento da Companhia e das suas subsidiárias e a segurança das operações são os norteadores básicos da Política de Investimentos e Derivativos.

c) Alocação de Recursos

As aplicações financeiras disponíveis da Companhia e das suas subsidiárias devem obedecer à seguinte alocação, considerando o consolidado dos valores aplicados por cada empresa:

- No mínimo 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais;
- No máximo 10% dos recursos em Títulos Privados.

d) Risco Bancário

Visando respaldar e complementar a análise e julgamento de Risco Bancário, a Companhia utilizará as classificações de risco divulgadas pelas agências Standard & Poor's, Fitch ratings ou Moody's, empresas de consultoria especializadas nessa área.

e) Seleção dos Bancos

Com base na classificação das agências Standard & Poor's, Fitch ratings ou Moody's os Bancos deverão ser selecionados de acordo com os seguintes critérios:

- Bancos com Patrimônio Líquido mínimo de R$ 1 bilhão; e
- Rating mínimo AA- (Standard & Poor's e Fitch ratings) ou Aa3 (Moody's) em escala nacional.

5.4 - Outras informações relevantes

f) Limite Operacional para cada Banco

O limite máximo para operar com um determinado Banco (considerando o respectivo grupo financeiro, quando for o caso) será de 5% da disponibilidade de caixa consolidada da Companhia e das suas subsidiárias, excluindo-se desse limite às aplicações financeiras restritas como, por exemplo, CDB vinculados a Contas-Reserva.

Observações:

- Operações compromissadas com lastro em debêntures de Companhia de Arrendamento Mercantil (Leasing) do mesmo conglomerado financeiro do Banco devem ser consideradas como CDB do próprio Banco, para fins de limite de crédito.
- Os limites determinados no item "e" não se aplicam quando se tratar de aplicações em Títulos do Tesouro Nacional, cujo risco é o Governo Federal e não o Banco.

g) Prazo da Operação

Operações com risco de crédito privado, independentes de seu prazo, visarão majoritariamente liquidez diária.

h) Registro no CETIP/SELIC

Sempre que couber, as operações financeiras deverão ser confirmadas através do seu registro na Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos (CETIP) ou no Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), com o correspondente depósito dos títulos que servirem de lastro para a operação.

i) Limites para utilização de derivativos financeiros

- A utilização de derivativos fica restrita à proteção de riscos (*hedge*), ficando vedadas operações de alavancagem e vendas a descoberto;
- O ativo objeto e seus derivativos devem ter o mesmo fator de risco;
- As operações de derivativos de juros e/ou moeda, quando utilizadas para a proteção de financiamentos corporativos, devem manter correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos;
- A contraparte em operação com derivativos deverá apresentar um dos seguintes ratings mínimos:

  - AA- (Standard & Poor's e Fitch ratings) ou Aa3 (Moody's) em escala nacional; ou
  - A+ (Standard & Poor's e Fitch ratings) ou A1 (Moody's) em escala internacional.

5.4 - Outras informações relevantes

- A Diretoria Executiva deverá aprovar toda e qualquer contratação de operações com uso de derivativos, ficando a cargo do Conselho de Administração aprovar a contratação daquelas em que o volume do contrato ou a posição líquida em risco for superior à R$ 20 milhões;
- O acompanhamento da evolução do risco das operações com derivativos será realizado pela Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, com periodicidade mínima mensal e subsequente apresentação à Diretoria Executiva. Os casos em que a posição líquida em risco ultrapassar R$ 20 milhões deverão ser reportados ao Conselho de Administração.

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM

Data de Constituição do Emissor	29/01/1998
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	28/05/1998

6.3 - Breve histórico

6.3 Breve histórico

Histórico

A Eletrosul foi criada em 1968 como terceira subsidiária regional da Eletrobras destinada ao abastecimento energético dos Estados do Paraná, de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul (tendo sua área de atuação ampliada, em 1980, com a inclusão do Estado do Mato Grosso do Sul). A Eletrosul e as demais empresas da Eletrobras foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização (PND), por meio do Decreto n.º 1.481, de 03.05.1995. Em 23.12.1997, a Eletrosul foi parcialmente cindida, sendo que o patrimônio relativo à atividade de geração de energia elétrica foi vertido para a constituição de uma nova sociedade, denominada Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul). O patrimônio vertido à Gerasul, à época da cisão, representava cerca de 70% do patrimônio líquido cindido.

Após a cisão de 1997, a Eletrosul continuou responsável exclusivamente pelas atividades relacionadas à transmissão de energia elétrica e a Gerasul passou a atuar exclusivamente na geração e comercialização de energia elétrica, ficando as duas companhias sob o controle da Eletrobras.

Em janeiro de 1998, o controle acionário da Gerasul passou a ser da Eletrobras Geração S.A. (Eletroger), companhia que teve origem na cisão parcial do patrimônio da Eletrobras. Em abril do mesmo ano, a Eletroger incorporou sua controlada Gerasul, passando a utilizar a denominação social até então utilizada pela incorporada.

Em 28.05.1998, a Companhia foi registrada como companhia aberta na CVM sob n.º 1732-9.

Em leilão realizado em 15.09.1998, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA), que atualmente pertencente ao Grupo Econômico GDF SUEZ, adquiriu o controle acionário da Gerasul, representado, na época, por 227.095.639.468 ações ordinárias, correspondentes a 50,01% do capital social votante da Gerasul, pelo preço de R$ 946 milhões (Valor histórico), posteriormente aumentou sua participação na Companhia tendo atingido o percentual máximo de 78,30% em abril de 2005.

Em fevereiro de 2002, a Gerasul alterou sua razão social, passando a ser denominada Tractebel Energia S.A.

6.3 - Breve histórico

Novo Mercado

Em 16.11.2005, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento de listagem da BM&FBOVESPA, destinado à negociação de ações emitidas por companhias que se comprometam, voluntariamente, com a adoção de práticas de governança corporativa além das exigidas pela legislação aplicável. Em dezembro do mesmo ano, realizou uma oferta secundária de 71 milhões de ações para promover maior valorização e liquidez de suas ações em atendimento aos requisitos do Novo Mercado, tendo GDF SUEZ reduzido sua participação na Companhia de 78,30 % para os atuais 68,71%.

A Companhia participa da carteira do Índice de Sustentabilidade (ISE) da BM&FBOVESPA desde o seu 1º ano de listagem do Novo Mercado.

Linha do tempo – 1998 a 2012

1998 - 2001	2002 - 2004	2005 - 2006	2007 - 2008	2009 - 2010	2011 - 2012
1998 – 15/09 . Aquisição da Gerasul através de leilão (3.719 MW de capacidade instalada) **1999** . Início da operação da UTE William Arjona (80 MW com óleo diesel) **2000** . Início da operação da Usina Hidrelétrica Itá (UHE Itá) -1.450 MW . Assinatura do 1º contrato de venda de energia com consumidor final **2001** . Operação da UTE William Arjona com gás natural (120 MW)	**2002** . Início da operação da UHE Machadinho (1.140 MW) . Início da operação da UHE Cana Brava (450 MW) . Expansão da UTE William Arjona em 70 MW, totalizando 190 MW . Empresa passa a chamar-se Tractebel Energia S.A. **2003** . Início da operação da Usina de Cogeração Lages com biomassa de madeira (28 MW e 25 t/h de vapor) **2004** . Certificação de sete usinas nas normas NBR ISO 9001 e ISO 14001 . Consolidação da participação no mercado livre com venda superior a 700 $MW_{médios}$	**2005** . Novo Mercado da BM&FBOVESPA . Índice de Sustentabilidade da BM&FBOVESPA (ISE) . 200 $MW_{médios}$ das UHE Itá e Machadinho vendidos no 1º leilão de energia nova . 150 $MW_{médios}$ vendidos no 2º leilão de energia existente . 381 $MW_{médios}$ vendidos no 4º leilão de energia existente **2006** . Certificação de mais seis usinas nas normas NBR ISO 9001 e ISO 14001, contemplando todas as 13 usinas da Companhia. 493 $MW_{médios}$ das UHE Itá e Cana Brava vendidos no 2º leilão de energia nova . 148 $MW_{médios}$ da UHE São Salvador vendidos no 3º leilão de energia nova	**2007** Aquisição da Companhia Energética São Salvador . Aquisição da participação da Celesc em Machadinho . Certificação CODIS - Programa de Controle Interno do Grupo GDF SUEZ nos padrões da Lei Sarbanes-Oxley **2008** . Incorporação da Companhia Energética Meridional (CEM) . Aquisição da UHE Ponte de Pedra (176 MW) . Aquisição das PCHs Rondonópolis (26,6 MW) e Engenheiro José Gelazio da Rocha (23,7 MW) . Aquisição das Usinas Eólicas Beberibe (25,6 MW) e Pedra do Sal (18 MW) e da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Areia Branca (19,8 MW) . Fusão entre a GDF (Gaz de France) e da SUEZ sem impactos para a Companhia	**2009** . Início da operação da UHE São Salvador (243,2 MW) . Aquisição da UHE Estreito (40,07% de 1.087 MW) **2010** . Início da operação da PCH Areia Branca (19,8 MW) . Início da operação da UTE Destilaria Andrade (18,28 MW) – biomassa bagaço de cana . Obtenção de *rating* BRAA+ do Fitch . Certificação de 15 usinas nas normas NBR ISO 9001, ISO 14001 e BS OHSAS 18001 . Incorporação da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA) . Criação de política de governança para transações com partes relacionadas.	**2011** . Início da operação da UHE Estreito (40,07% de 1.087 MW) . Autorização para investimentos em cinco projetos eólicos (145,4 MW) . Obtenção do *1º investment grade* da sua história (BBB- pela *Fitch Ratings*) **2012** . Elevação do rating internacional (BBB- para BBB) e do rating em moeda nacional de longo prazo da 2ª emissão de debêntures da TBLE [AA+(bra) para AAA(bra)] ambos pela Fitch Ratings e em moeda local, de 'brAA+' para 'brAAA', pela Standard & Poors

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

6.5 Principais eventos societários, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, pelos quais a Companhia ou qualquer de suas controladas ou coligadas passaram

Principais eventos societários no ano de 2010

Evento	**Alienação do Projeto Seival**
Principais condições do negócio	A Seival Participações S.A. (Seival) foi adquirida pela Companhia, em novembro de 2007, através da controlada Delta Energética S.A. (Delta), pelo valor de R$ 24 milhões. Essa Sociedade detém 99,99% das quotas do capital social da Usina Termelétrica Seival Ltda. (UTE Seival), sediada na cidade de Charqueadas (RS) e constituída como uma SPE para implantar e explorar uma central geradora termelétrica a vapor, utilizando como combustível carvão mineral com até 540 MW de potência instalada (Projeto Seival). Inicialmente a aquisição da UTE Seival tinha o objetivo de agilizar o projeto de exportação de energia ao Uruguai que, por razões regulatórias, foi retirado da estratégia de curto e médio prazo da Companhia. O projeto da UTE Seival detém autorização da Aneel, licenças prévias e de instalação e o terreno no Município de Candiota (RS), para a implantação da Usina. Em 30.05.2010 a Companhia assinou uma Carta Proposta para a venda do Projeto Seival, compreendendo a UTE Seival e, sua controladora, a Seival. O valor estabelecido nesta Carta Proposta foi de até R$ 38 milhões. Na mesma data a Delta recebeu a título de adiantamento o valor de R$ 24 milhões. Em 22.11.2010 foi assinado o Contrato de Venda da totalidade das ações Delta detinha no capital da Seival. O valor remanescente, de R$ 14 milhões, e as devidas atualizações, foram recebidos em 2011. Vide informações complementares nos principais eventos societário relativos ao ano de 2011 apresentados a seguir.
Sociedades envolvidas	Delta, Seival e UTE Seival
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Evento	Conclusão da aquisição da Companhia Energética Estreito (CEE) iniciada no ano de 2009
Principais condições do negócio	No mês de julho de 2010 foram atendidas todas as condições suspensivas estabelecidas no contrato de Compra e Venda das ações da CEE e a ratificação da aquisição foi aprovada por unanimidade dos acionistas minoritários representados na AGE da Companhia, realizada em 19.10.2010, na qual o acionista controlador da Companhia, a GESELA, se absteve de votação. A ratificação da aquisição ensejaria aos acionistas inscritos até 21.12.2009 nos registros da Companhia e que viessem a dissentir das deliberações na AGE, o direito de retirada, conforme tratado na Lei das Sociedades por Ação, porém o exercício deste direito pelos minoritários não ocorreu.
Sociedades envolvidas	GSELA, controladora da Companhia, CEE e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Evento	**Incorporação da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA) pela Energia América do Sul Ltda. (EAS) e desta pela Companhia**
Principais condições do negócio	O Conselho de Administração da Companhia aprovou a proposta de incorporação da PPESA pela sua controladora EAS, e desta também pela sua controladora, a Tractebel Energia, nos termos dos "Protocolos de Incorporação e Instrumentos de Justificação para Incorporação". O objetivo da incorporação proposta 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. A matéria foi submetida à apreciação da AGE, realizada no dia 19.10.2010, e aprovada por unanimidade dos acionistas que votaram na Assembleia. Na mesma AGE foi aprovada a contratação da BDO Auditores Independentes para avaliar os patrimônios líquidos da PPESA e EAS a serem incorporados. Em 30.12.2010 foi realizada nova AGE que aprovou a incorporação da PPESA pela EAS e da EAS pela Tractebel Energia, autorizando a Diretoria Executiva a praticar todos os atos necessários à consecução da operação de incorporação. A EAS possuía 99,99% do capital social da PPESA e a Tractebel Energia detinha 99,99% do capital social da EAS.
Sociedades envolvidas	EAS, PPESA e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

- **Principais eventos societários no ano de 2011**

Evento	Projetos eólicos na Região Nordeste
Principais condições do negócio	O Conselho de Administração, em reunião realizada em 22.03.2011, aprovou a implantação de 5 (cinco) parques eólicos: Central Eólica Mundaú S.A. (Mundaú), Central Eólica Fleixeiras I S.A. (Fleixeiras I), Central Eólica Trairí S.A. (Trairí), Central Eólica Guajiru S.A. (Guajiru) e Eólica Porto das Barcas S.A. (Porto das Barcas), com capacidades instaladas de 30 MW, de 30 MW, 25,4 MW, 30 MW e 30 MW, respectivamente. Os quatro primeiros projetos mencionados integram o Projeto Trairí e serão instalados no Município de Trairí, Estado do Ceará (CE) e o último no Município de Parnaíba, Estado do Piauí (PI). Esses parques proporcionarão um incremento de 145,4 MW de energia renovável não convencional ao parque gerador da Companhia, sendo que parcela significativa da energia a ser gerada pelas usinas está vendida para consumidores livres em contratos de médio e de longos prazos. Em agosto de 2011 a Companhia decidiu concentrar em uma *holding* controlada pela TBLP, denominada Energias Eólicas do Nordeste S.A. (EEN) – anteriormente denominada Trairí Energia Eólicas S.A., as cinco empresas que desenvolverão os referidos projetos eólicos. As autorizações para que as empresas se estabeleçam como produtores independentes de energia foram concedidas pela Aneel. A contratação das empresas responsáveis pelo fornecimento dos equipamentos e pela montagem das torres e aerogeradores foi concluída e os trabalhos de construção civil nos parques eólicos do Ceará foram iniciados.
Sociedades envolvidas	Tractebel Energia, TBLP, EEN, Porto das Barcas, Trairí, Mundaú, Fleixeiras I e Guajiru
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Evento	Alienação do Projeto Seival
Principais condições do negócio	Em 06.06.2011, após o cumprimento de todas as condições precedentes, incluindo a anuência prévia da Aneel e aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), a Delta concluiu a venda da totalidade do capital social de Seival. Ato contínuo foi registrado, nesta data, o recebimento de R$ 14 milhões, corrigido pelo IGP-M/FGV (*pro rata temporis*), valor esse referente à parcela final da venda, conforme condições contratuais. O preço total corrigido da transação atingiu R$ 38 milhões.
Sociedades envolvidas	Delta, Seival e UTE Seival
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

- **Principais eventos societários no ano de 2012**

Evento	Projetos eólicos na Região Nordeste – continuação de 2011
Principais condições do negócio	Com referência ao projeto eólico localizado no Piauí, o Porto do Delta, a Companhia, em virtude do atraso na liberação da licença de instalação., decidiu transferir, em fevereiro de 2012, a controlada indireta Porto das Barcas, proprietária do projeto, da *holding* EEN para a TBLP, visando facilitar a obtenção e liberação da linha de crédito negociada junto ao BNDES, para financiamento dos parques eólicos do Complexo Eólico Trairi, cujas licenças de instalação já foram emitidas.
Sociedades envolvidas	Porto das Barcas, EEN e TBLP
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	**Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.**
Quadro societário antes e após a operação	**Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.**

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Evento	**Aquisição do projeto eólico Santa Mônica**
Principais condições do negócio	Em 22.10.2012, a Companhia assinou o contrato de aquisição do projeto eólico Santa Mônica, localizado no Estado do Ceará. O montante total da aquisição foi de R$ 7 milhões. O projeto é composto por duas usinas com capacidade instalada total de 58,8 MW e capacidade comercial de 26,5 MW médios. O referido projeto se encontra em fase de estudos internos de avaliação quanto à sua implantação.
Sociedades envolvidas	TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

Evento	**Extinção e posterior incorporaçaõ da Machadinho Energética S.A. (Maesa)**
Principais condições do negócio	Em 04.12.2012, o Conselho de Administração da Tractebel Energia aprovou a cisão da Maesa e consequente incorporação da sua participação no patrimônio da investida. Tal decisão foi ratificada em Assembleia Geral Extraordinária ocorrida em 20.02.2013. O patrimônio líquido incorporado foi de R$ 16 milhões. Não houve qualquer aumento de capital em decorrência dessa incorporação. A Maesa tinha sido constituída com a finalidade de contratar financiamento para a construção da parcela de responsabilidade de seus acionistas. Com a quitação do financiamento os acionistas decidiram pela sua extinção mediante cisão e incorporação de suas participações no patrimônio da empresa.
Sociedades envolvidas	Maesa e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	**Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.**
Quadro societário antes e após a operação	**Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.**

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

- **Principais eventos societários no ano de 2013**

Evento	**Aquisição da CLWP Brasil Ltda. (CLWP)**
Principais condições do negócio	A Companhia assinou, em 24.01.2013, o contrato de compra da totalidade do capital social da CLWP Brasil Ltda. (CLWP). Em junho de 2013, após satisfeitas determinadas condições do contrato, foi concluída a aquisição pelo valor de R$ 22 milhões. A CLWP é detentora de 7 projetos de geração eólica, nos municípios de Umburanas e Sento Sé no estado da Bahia, com potência instalada conjunta e capacidade comercial de 206 MW e 105 MW médios, respectivamente.
Sociedades envolvidas	TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

Evento	**Aquisição de Central Eólica Cacimbas Ltda. (atual denominação da Flecheiras Geração e Comercialização de Energia Elétrica Ltda.)**
Principais condições do negócio	Em 06.02.2013, a Companhia adquiriu o projeto eólico que fica localizado próximo aos parques eólicos do Projeto Trairí, no Ceará, pelo valor de R$ 1 milhão. A capacidade instalada e comercial prevista para o projeto é de 18,9 MW e 8,9 MW médios, respectivamente.
Sociedades envolvidas	TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Evento	Conclusão da aquisição do projeto eólico Santa Mônica
Principais condições do negócio	No mês de agosto de 2013, após satisfeitas determinadas condições, ocorreu a conclusão do processo de aquisição do projeto Santa Mônica pelo valor de R$ 7 milhões. O projeto é composto por duas usinas com capacidade instalada total de 58,8 MW e capacidade comercial de 26,5 MW médios.
Sociedades envolvidas	TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

Evento	Alienação do Projeto Porto das Barcas
Principais condições do negócio	O Projeto Porto das Barcas foi inicialmente adquirido pela EEN e fazia parte do conjunto de 5 (cinco) parques eólicos: Central Eólica Mundaú S.A. (Mundaú), Central Eólica Fleixeiras I S.A. (Fleixeiras I), Central Eólica Trairí S.A. (Trairí), Central Eólica Guajiru S.A. (Guajiru) e Eólica Porto das Barcas S.A. (Porto das Barcas), com capacidades instaladas de 30 MW, de 30 MW, 25,4 MW, 30 MW e 30 MW, respectivamente. Em fevereiro de 2012, em virtude do atraso na liberação da licença de instalação, a Companhia decidiu transferir controlada indireta Porto das Barcas, proprietária do projeto, da holding EEN para a TBLP, visando facilitar a obtenção e liberação da linha de crédito negociada junto ao BNDES, para financiamento dos parques eólicos do Complexo Eólico Trairi, cujas licenças de instalação já foram emitidas. Em 12.12.2013 a Companhia decidiu alienar a totalidade das ações detidas pela TBLP no capital social da Porto das Barcas, pelo montante de R$ 1,5 milhão. A parcela remanescente de R$ 750 mil será recebida em 01.12.2014, após o cumprimento das condições precedentes constantes no contrato relacionado.
Sociedades envolvidas	Porto das Barcas, TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Evento	Incorporação da Companhia Energética São Salvador (CESS) pela Tractebel Energia
Principais condições do negócio	O Conselho de Administração da Companhia aprovou a proposta de incorporação da CESS por sua controladora, a Tractebel Energia, nos termos do "Protocolo de Incorporação" e "Instrumento de Justificação". A incorporação foi proposta em virtude das diretrizes estratégicas da Companhia de simplificação e racionalização administrativa e financeira da estrutura organizacional. A matéria foi submetida à apreciação da AGE, realizada no dia 30.12.2013, que aprovou a incorporação da CESS pela Tractebel Energia.
Sociedades envolvidas	CESS, Tractebel Energia e TBLP
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

6.6 Pedidos de Falência

Não há protocolado nenhum pedido requerendo a falência e/ou a recuperação judicial ou extrajudicial da Tractebel Energia e de suas controladas.

6.7 - Outras informações relevantes

6.7 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Tractebel Energia retorna ao Ibovespa

A Companhia informou ao mercado via comunicado arquivado na CVM em 07.01.2014, que tomou conhecimento que a BM&FBOVESPA divulgou nota em 06.01.2014 sobre a nova carteira teórica do Índice Bovespa que vai vigorar daquela data a 02.05.2014 e que a respectiva carteira registra o ingresso das ações ON da Companhia (TBLE3), além de outras cinco, totalizando 72 ativos de 68 empresas.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

7.1 Descrição sumária das atividades desenvolvidas pela Companhia e suas controladas

A Companhia é concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, com sede no Município de Florianópolis (SC), e tem como atividade a geração e comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

Objeto Social

A Companhia tem por objeto social: (i) realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades; (ii) participar de pesquisas de interesse do setor energético, ligadas à geração e distribuição de energia elétrica, bem como de estudos de aproveitamento de reservatório para fins múltiplos; (iii) contribuir para a formação de pessoal técnico necessário ao setor de energia elétrica, bem como para a preparação de operários qualificados, através de cursos especializados; (iv) participar de entidades destinadas à coordenação operacional de sistemas elétricos interligados; (v) participar de associações ou organizações de caráter técnico, científico e empresarial de âmbito regional, nacional ou internacional, de interesse para o setor de energia elétrica; (vi) colaborar para a preservação do meio ambiente no exercício de suas atividades; (vii) colaborar com os programas relacionados com a promoção e incentivo à indústria nacional de materiais e equipamentos destinados ao setor de energia elétrica, bem como para sua normalização técnica, padronização e controle de qualidade; e (viii) participar, como sócio, quotista ou acionista, de outras sociedades no setor de energia.

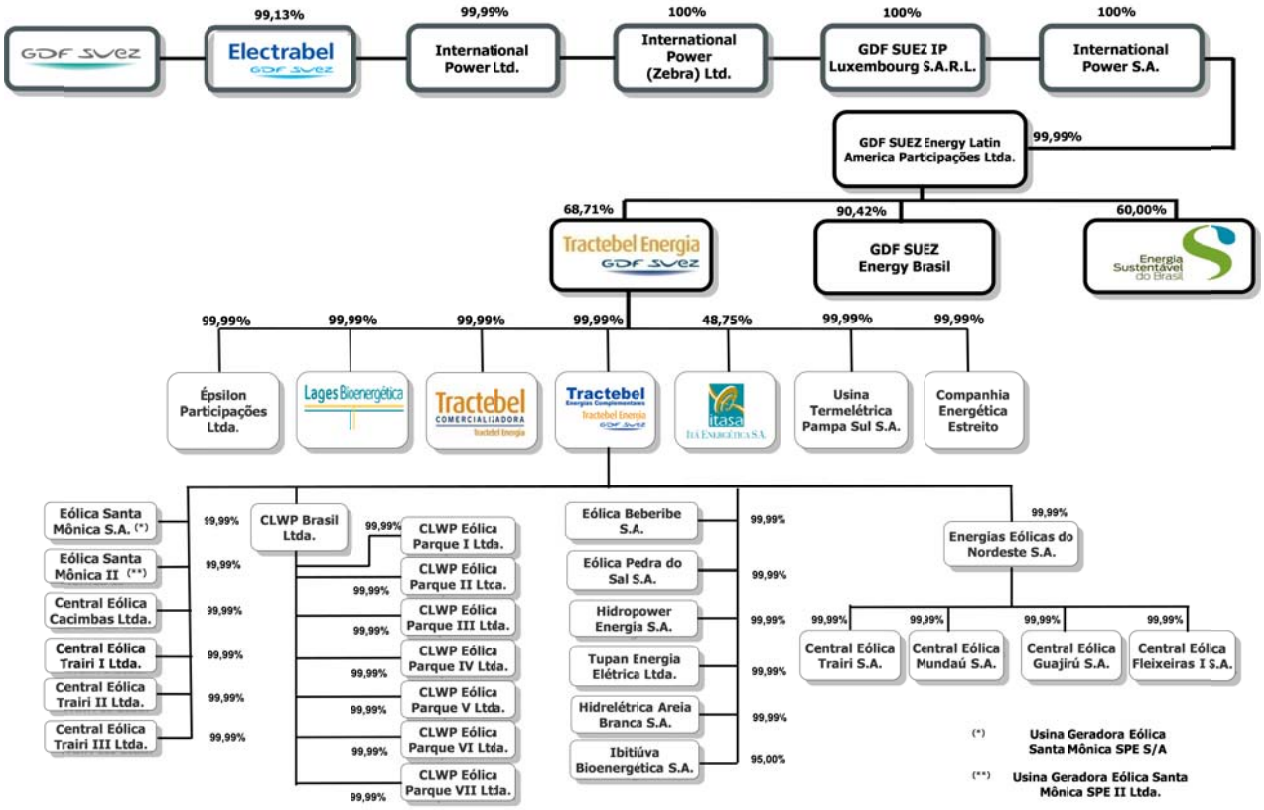
Estrutura Societária

O organograma a seguir apresenta a estrutura societária da Tractebel Energia atualizada até o mês de maio de 2013. Como pode ser observado, a Companhia detém 99,99% de grande parte dos seus investimentos, exceções feitas à participação de 48,75% na operação em conjunto Itá Energética S.A. (Itasa) e a participação de 95% na controlada indireta Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva).

Adicionalmente a Companhia detém direta ou indiretamente – por meio de suas controladas – participações nos seguintes consórcios constituídos para a construção e operação das usinas a seguir indicadas: (i) 19,28% no Consórcio Machadinho (UHE Machadinho); (ii) 39,50% no Consórcio Itá (UHE Itá); (iii) 40,07% no Consórcio Estreito Energia (UHE Estreito); e (iv) 72,90% no Consórcio Andrade (UTE Ibitiúva Bioenergética).

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Organograma societário em 30.12.2013



Em janeiro de 2013, a Machadinho Energética S.A. (Maesa) foi cindida e incorporada pela Tractebel Energia. Em 12.12.2013 a TBLP realizou a venda do projeto Porto das Barcas. Também em dezembro, foi autorizado na AGE de 30.12.2013, a incorporação da controlada CESS pela Tractebel Energia.

Informações sobre as controladas

Itá Energética S.A. (Itasa) - operação em conjunto

A Itasa tem como objetivo a exploração da UHE Itá em parceria através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da Aneel, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 28.12.1995. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina (SC) e do Rio Grande do Sul (RS), e possui capacidade instalada de 1.450 MW e 720 MW médios de energia assegurada. Nos termos do Contrato de Consórcio, a controlada Itasa tem direito à quantidade de energia equivalente a 60,5% de 668 MW médios. Os demais 52 MW médios da energia assegurada são detidos diretamente pela própria Tractebel Energia.

As ações representativas do Capital Social da Itasa são detidas pela Tractebel Energia, Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

A partir de 01.01.2013, entraram em vigor as orientações do CPC 19(R2) – Negócios em conjunto. O pronunciamento estabelece que nas relações entre entidades caracterizadas

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

como "Operações em conjunto" (Joint Operation), o operador em conjunto deve reconhecer os ativos, passivos, receitas e despesas relacionadas à sua participação na operação em conjunto. As características e essência econômica da participação da Companhia nos negócios e nas operações da investida Itá Energética S.A. (Itasa) caracterizam uma operação em conjunto.

A energia gerada pela UHE Itá é vendida diretamente aos seus acionistas. A Tractebel Energia possui dois contratos de compra dessa energia, um de 167 MW médios e outro de 61 MW médios, cujo prazo de vencimento é para o ano de 2030. Tais contratos estão descritos no item 16 deste formulário.

Companhia Energética Estreito (CEE) - anteriormente denominada SUEZ Energia Renovável S.A. (SER)

A CEE detém participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado em 05.11.2002 para a implantação e exploração da UHE Estreito, com capacidade instalada de 1.087 MW e 641,08 MW médios de energia assegurada, e está localizada na divisa dos Estados de Tocantins (TO) e Maranhão (MA). A energia assegurada desta Usina será reduzida para 590,41 MW médios após a entrada em operação comercial da UHE Serra Quebrada, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética.

Os demais consorciados do Ceste são: Companhia Vale do Rio Doce (30%), Estreito Energia S.A. (25,49%) – empresa do Grupo Alcoa e a Intercement Brasil S.A. (4,44%) – entidade do Grupo Camargo Corrêa, sendo a liderança exercida pela CEE. A concessão da UHE Estreito é compartilhada entre as consorciadas do Ceste, na proporção de suas respectivas participações no consórcio. O prazo desta concessão é de 35 anos, contados a partir de 26.11.2002, data em que foi assinado o Contrato de Concessão.

As quatro primeiras unidades geradoras da UHE Estreito iniciaram a operação comercial durante o ano de 2011, a quinta, a sexta e a sétima, durante 2012 e a oitava unidade em março de 2013.

A parcela de energia que a CEE faz jus por sua participação no Ceste correspondente a 256 MW médios, foi vendida em outubro de 2007 no 5º Leilão de Energia Nova, por um período de 30 anos, iniciado em janeiro de 2012, para distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Companhia Energética São Salvador (CESS)

Incorporada à Tractebel Energia em dezembro de 2013, a CESS era detentora da concessão da UHE São Salvador, localizada no Rio Tocantins, nos municípios de São Salvador do Tocantins e Paranã, no Estado de Tocantins (TO), com potência instalada de 243,2 MW e energia assegurada de 148,5 MW médios. O prazo da concessão é de 35 anos, contados a partir de 23.04.2002, data da assinatura do Contrato de Concessão.

Em outubro de 2006, a CESS comercializou no 3º Leilão de Energia Nova, por um período de 30 anos, o qual teve início em janeiro de 2011, 148 MW médios com empresas distribuidoras de energia elétrica que participam do ACR.

O início da operação comercial da primeira unidade geradora ocorreu em agosto de 2009 e da segunda unidade no final do mês de novembro de 2009.

Lages Bioenergética Ltda. (Lages)

A Lages detém a autorização da Aneel para, através da central geradora termelétrica Lages localizada no Município de Lages (SC), atuar como produtor independente de energia. A usina utiliza um turbogerador a vapor com capacidade de geração de energia elétrica de 28 MW que consome resíduos de madeira como combustível. A autorização para implantação e exploração do empreendimento tem prazo de 30 anos, a contar de 30.10.2002.

A Usina de Cogeração, no ano de 2006, obteve o registro no Comitê Executivo de Mecanismo do Desenvolvimento Limpo (MDL) da Organização das Nações Unidas (ONU) para negociar créditos de carbono, por utilizar resíduos de madeira para negociar créditos de carbono.

A Lages possui contrato de venda de energia de 22 MW médios/mês com a distribuidora da região onde atua, com vigência até 31.03.2017.

Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)

A Sociedade tem por objeto social a comercialização de energia elétrica no mercado de livre negociação, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. As venda para consumidores livres da energia gerada pela Tractebel Energia são preponderantemente realizadas através da TBLC.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Delta Energética S.A. (Delta)

Esta empresa detinha 99,99% do capital social da Seival, uma *holding* de propósito específico, detentora de 99,99% da Usina Termelétrica Seival, Sociedade sediada no Município de Charqueadas (RS), constituída como uma SPE para implantar e explorar uma central geradora termelétrica a vapor, utilizando como combustível carvão mineral com até 540 MW de potência instalada (Projeto Seival).

Conforme já comentado no item 6.5 deste Formulário, a alienação do Projeto Seival foi concluída em junho de 2011. A Delta não tem outros investimentos nem exerceu quaisquer atividades operacionais até o presente momento.

Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)

A TBLP, anteriormente denominada Gama Participações Ltda. (Gama), tem por objeto social participar no capital e outras sociedades e concentrar os projetos referentes a energias complementares de sua controladora Tractebel Energia.

As principais informações referentes às controladas da TBLP estão descritas a seguir:

- Tupan Energia Elétrica Ltda. (Tupan)

A Tupan detém autorização outorgada pela Aneel, até 2032, para explorar a PCH Rondonópolis, com capacidade instalada de 26,6 MW, localizada no Município de Rondonópolis, Estado do Mato Grosso (MT), no Rio Ponte de Pedra. A PCH está em operação comercial desde dezembro de 2007 e, atualmente, possui 85,51 GWh/ano de energia contratada com a Eletrobras, através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), até 2027.

- Hidropower Energia S.A. (Hidropower)

A Hidropower detém autorização outorgada pela Aneel, até 2032, para explorar a PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha, com capacidade instalada de 23,7 MW, também localizada no Município de Rondonópolis (MT), no Rio Ponte de Pedra. A PCH está em operação comercial desde fevereiro de 2007 e, atualmente, possui 80,79 GWh/ano de energia contratada até 2027 com a Eletrobras, através do Proinfa.

- Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca)

A Areia Branca detém autorização outorgada pela Aneel, até 2030, para explorar a PCH Areia Branca, com capacidade instalada de 19,8 MW, localizada no Município de Caratinga, Estado de Minas Gerais (MG). A PCH Areia Branca está em operação comercial desde março de 2010 e, atualmente, possui 90,84 GWh/ano de energia contratada até 2030 com a Eletrobras, através do Proinfa.

- Eólica Beberibe S.A. (Beberibe)

A Beberibe detém autorização outorgada pela Aneel, até 2033, para explorar a Usina Eólica Beberibe, com capacidade instalada de 25,6 MW e 32 aerogeradores, em

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

operação comercial desde setembro de 2008. Localizada no Município de Beberibe, Estado do Ceará (CE), a usina possui, atualmente, 68,52 GWh/ano de energia contratada até 2028 com a Eletrobras, através do Proinfa.

- Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal)

A Pedra do Sal detém autorização outorgada pela Aneel, até 2032, para explorar a Usina Eólica Pedra do Sal, com capacidade instalada de 17,85 MW e 20 aerogeradores, em operação comercial desde dezembro de 2008. Localizada no Município de Parnaíba, Estado do Piauí (PI), essa usina possui, atualmente, 49,61 GWh/ano de energia contratada até 2028 com a Eletrobras através do Proinfa.

- Eólica Porto das Barcas S.A. (Porto das Barcas)

A Porto das Barcas detém autorização outorgada pela Aneel, até 2041, para explorar a Usina Eólica Porto do Delta, com capacidade instalada de 30,0 MW, o qual ainda está em estágio de desenvolvimento. A usina, quando implantada, estará localizada no Município de Parnaíba, (PI).

Conforme já mencionado no item 6.5 deste formulário, a Porto das Barcas foi transferida da *holding* EEN para a *holding* TBLP, em fevereiro de 2012. Em dezembro de 2013 ocorreu a venda desse projeto pela *holding* TBLP.

- Central Eólica Cacimbas Ltda. (atual denominação da Flecheiras Geração e Comercialização de Energia Elétrica Ltda)

Em fevereiro de 2013, a TBLP, adquiriu o projeto eólico,que se localiza no Estado do Ceará (CE) e 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.

CLWP Brasil Ltda (CLWP)

Em junho de 2013, a TBLP, concluiu o processo de aquisição da CLWP Brasil Ltda. A CLWP é detentora de 7 SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um projeto de geração eólica, nos municípios de Umburanas e Sento Sé, a 420 km de Salvador, com potência instalada conjunta de 206 MW e capacidade comercial de 105 MW médios.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE S.A. e Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE II Ltda. (Santa Mônica e Santa Mônica II)

Em agosto de 2013, a TBLP, concluiu o processo de aquisição da.Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE S.A. e da Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE II Ltda. As duas usinas possuem capacidade instalada total de 58,8 MW e capacidade comercial de 26,5 MW médios.

- Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)

A Ibitiúva foi criada para construir e gerenciar o projeto e a operação da UTE Ibitiúva Bioenergética, situada no Município de Pitangueiras, Estado de São Paulo (SP), com capacidade instalada de 33 MW e energia assegurada de 20 MW médios.

A Companhia é resultante da parceria entre a TBLP, a Andrade Açúcar e Álcool S.A. (Andrade) e a Mega Consultoria Ltda. (Mega). Em 26.03.2012 foi oficializada a retirada da Mega como acionista que tinha subscrito, mas não integralizou capital na Ibitiúva e, concomitantemente, a transferência de suas ações subscritas para a TBLP.

O Consórcio Andrade, do qual a Ibitiúva e a Andrade participam com 72,90% e 27,10%, respectivamente, foi criado para a implantação do empreendimento e vendeu 20 MW médios de energia no primeiro leilão de energia de reserva promovido pela Aneel, por um período de 15 anos, a partir de 2010. O prazo de vigência do Consórcio Andrade será equivalente ao do prazo de contrato de fornecimento de energia, ou seja, de 15 anos a partir de abril de 2010.

A usina utiliza como combustível o bagaço resultante do processamento da cana-de-açúcar na unidade produtora de açúcar e etanol da Usina Andrade Açúcar e Álcool. O início da operação comercial ocorreu em maio de 2010.

-Energias Eólicas do Nordeste S.A. (EEN) – anteriormente denominada Trairí Energia Eólica S.A.

A EEN, conforme descrito no item 6.5 deste formulário, em agosto de 2011, foi transformada em *holding* dos novos projetos de geração eólica da Companhia, que estão sendo desenvolvidos no Estado do Ceará (CE).

A EEN é controladora das seguintes empresas adquiridas em agosto de 2001e cujos parques estão atualmente em fase de construção no Estado do Ceará:

Empresas	Usina	Capacidade instalada	Localização – Município (Estado)
Central Eólica Mundaú S.A.	Central Eólica Mundaú	30,0 MW	Trairi (CE)
Central Eólica Guajiru S.A.	Central Eólica Guajiru	30,0 MW	Trairi (CE)
Central Eólica Fleixeiras I S.A.	Central Eólica Fleixeiras I	30,0 MW	Trairi (CE)
Central Eólica Trairí S.A.	Central Eólica Trairí	25,4 MW	Trairi (CE)

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Empresas descontinuadas

Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)

A Sociedade era controlada pela Tractebel Energia e foi constituída com o objetivo de construir a Usina Cogeração São João, um empreendimento à biomassa de cana-de-açúcar em consórcio com a empresa Dedini Açúcar e Álcool Ltda. (Dedini), pertencente ao Grupo Dedini Agro.

Em setembro de 2007, a Dedini foi adquirida pelo grupo espanhol Abengoa, que optou por desfazer tal parceria, mediante o pagamento de uma multa de R$ 13 milhões.

Em dezembro de 2011 a Administração da Tractebel Energia resolveu dissolver essa controlada que até a presente data não havia exercido nenhuma atividade operacional.

- Econergy Brasil Serviços Corporativos Ltda. (EBSC)

A EBSC era uma sociedade prestadora de serviços administrativos e tecnológicos, controlada pela TBLP e que foi adquirida em dezembro de 2008, em conjunto com as empresas do Grupo Econergy. Inicialmente essa empresa prestava serviços administrativos para as usinas eólicas Pedra do Sal e Beberibe e para a PCH Areia Branca, porém, quando da aquisição pela Companhia estas atividades foram gradativamente transferida para a Tractebel Energia.

Sendo assim, a Administração da Tractebel Energia decidiu pela dissolução dessa empresa em dezembro de 2011.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

7.2 Segmento (s) Operacional (is) divulgados na (s) últimas demonstrações financeiras de encerramento do exercício social ou, quando houver, nas demonstrações financeiras consolidadas

A Companhia apresenta suas demonstrações contábeis considerando somente um segmento operacional, sendo esse segmento composto pelas atividades de geração e comercialização da energia elétrica gerada ou adquirida através de contratos de médio e de longo prazo. A Companhia administra tais atividades como um único segmento de negócio. Tal segmento concentrou 99,5%, 99,5% e 99,6%, respectivamente, da receita líquida de vendas da Companhia nos anos de 2012, 2011 e 2010.

a. Produtos e serviços comercializados

Os produtos e serviços comercializados pela Companhia estão diretamente relacionados com a geração e venda de energia elétrica.

b. Receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida da Companhia

Em R$ milhões	Exercício social encerrado em 31 de dezembro					
	2012		2011		2010	
Segmento	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Energia Elétrica	4.888	99,5%	4.309	99,5%	4.087	99,6%
Outras receitas (prestação de serviços, venda de vapor, cinzas, etc.)	25	0,5%	18	0,5%	13	0,4%
Total	**4.913**	**100%**	**4.327**	**100%**	**4.100**	**100%**

c. Lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido da Companhia

Em R$ milhões	Exercício social encerrado em 31 de dezembro					
	2012		2011		2010	
Segmento	Lucro líquido	% do total	Lucro líquido	% do total	Lucro líquido	% do total
Energia Elétrica	1.500	100%	1.448	100%	1.212	100%

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

7.3 Produtos e serviços que correspondem aos segmentos operacionais divulgados no item "7.2"

a. Características do processo de produção

i) Produção de energia elétrica

O Parque Gerador da Companhia é composto pelos seguintes tipos de usinas: hidrelétricas, termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, eólicas e usinas movidas a biomassa. Essas usinas estão localizadas nos seguintes Estados: Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Goiás, Tocantins, Maranhão, Piauí, São Paulo e Ceará.

Das 22 (vinte e duas) usinas, 18 (dezoito) pertencem integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas controladas, enquanto que 4 (quatro) a Companhia participa por meio de consórcios.

Parque Gerador

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Parte da Cia
Itá (*)	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0
Machadinho (*)	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9
Estreito (*)	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	1.087,0	435,6
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1
Total - Hidrelétricas			**7.270,3**	**5.559,7**
Complexo Jorge Lacerda (**)	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0
William Arjona	Termelétrica	Campo Grande (MS)	190,0	190,0
Charqueadas	Termelétrica	Charqueadas (RS)	72,0	72,0
Alegrete	Termelétrica	Alegrete (RS)	66,0	66,0
Total – Termelétricas			**1.185,0**	**1.185,0**
Lages Bioenergética	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0
Ibitiúva Bioenergética (*)	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23,7	23,7
Areia Branca	PCH	Rio Manhuaçu (MG)	19,8	19,8
Beberibe	Eólica	Beberibe (CE)	25,6	25,6
Pedra do Sal	Eólica	Parnaíba (PI)	18,0	18,0
Total - Complementares			**174,7**	**164,6**
Total			**8.630,0**	**6.909,3**

(*) Participação em consórcio (**) Complexo Jorge Lacerda é composto por 3 usinas termelétricas.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Todas as Usinas da Companhia contam com as autorizações e as licenças para funcionamento em vigência.

Desde a privatização, em setembro de 1998, a Companhia realizou investimentos na expansão e ampliação da confiabilidade de suas Usinas, consolidando sua atuação no setor elétrico brasileiro. Nesse mesmo período, a capacidade instalada exclusiva da Companhia - considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia, a participação da Companhia nos consórcios e a completa motorização da UHE Estreito - apresentou crescimento de 85,8%, passando de 3.719 MW para 6.909 MW. A energia assegurada, nesse mesmo período, passou de 2.143 MW médios para 3.812 MW médios - considerando a mesma base - ou seja, um incremento de 77,9%.

A capacidade instalada total operada pela Companhia - considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia e a totalidade da energia das usinas em consórcio (UHE Itá, Machadinho e Estreito e da biomassa Ibitiúva Bioenergética) - totaliza 8.630 MW, dos quais 84,3% oriundos de hidrelétricas, 13,7% de Termelétricas e 2% de usinas cuja energia é proveniente de fontes complementares. Da mesma forma, a energia assegurada total operada pela Companhia - utilizando a mesma base - é de 4.740 MW médios.

De acordo com informações divulgadas pela Aneel, ao final de dezembro de 2012, a Companhia era a maior geradora de energia elétrica do setor privado no Brasil em termos de capacidade instalada e energia assegurada, sendo as usinas operadas pela Companhia, responsáveis por aproximadamente 6,3% da geração de eletricidade do Sistema Interligado Nacional, que por sua vez representa a quase totalidade do Brasil.

ii) Índices de Geração

Ano 2012 - A produção total de energia elétrica nas usinas operadas pela Tractebel Energia alcançou 36.193 GWh (4.120 MW médios), sendo 30.584 GWh (3.482 MW médios) provenientes das hidrelétricas, 4.916 GWh (559 MW médios) das termelétricas e 693 GWh (79 MW médios) das usinas complementares. Em comparação a 2011, houve uma redução de geração total de 19,6%.

Fundamentalmente, essa redução de geração em relação ao ano anterior está associada às condições hidrológicas adversas na região Sul do país e à parada da Unidade C do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, no primeiro semestre de 2012, para modernização e reforma. Em resumo, houve uma redução de 24,9% na geração nas usinas hidrelétricas, um incremento de 32,8% na geração termelétrica e, um aumento de 14,7% na geração das usinas complementares, com destaque para a geração das usinas eólicas, que registraram a sua maior geração anual histórica: 19,3 MW médios, 46,6% acima da obtida em 2011.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Ano 2011 – No ano de 2011, a produção total de energia elétrica alcançou 45.023 GWh (5.140 MW médios), sendo 40.718 GWh (4.648 MW médios) provenientes das hidrelétricas, 3.701 GWh (423 MW médios) das termelétricas e 604 GWh (69 MW médios) das usinas complementares. Em comparação a 2010, houve um aumento de geração total, de quase 5%, constituindo-se em novo recorde de geração anual da Companhia, o que pode ser atribuído em grande parte a um período favorável de chuvas e a entrada em operação de algumas unidades geradoras da UHE Estreito. O incremento de geração nas usinas hidrelétricas foi de 9,9%; nas termelétricas, houve uma redução de 31,7% - decorrente substancialmente pela menor necessidade de despacho desse tipo de energia - ; e nas complementares, um aumento de 16,6%.

Ano 2010 - A produção total de energia Companhia, no ano de 2010, foi de 42.986 GWh ou 4.907 MW médios. Este valor se constitui num novo recorde de geração da empresa com um aumento de 35,3 % em relação ao valor obtido no ano anterior. Nas usinas hidrelétricas, a produção total de energia atingiu 37.047 GWh, ou seja, 35,9% acima da produção verificada no mesmo período de 2009, sendo que em 2010 as condições hidrológicas foram amplamente favoráveis.

Nas usinas termelétricas, que operaram principalmente no atendimento ao consumo de carvão determinado pela Aneel, a produção foi 29,7% superior àquela gerada em 2009, ou seja, de 5.421 GWh. Já as usinas classificadas como complementares produziram em 2010 um total de 518 GWh, evolução de 55,2% em relação ao total produzido em 2009. Adicionalmente cabe mencionar que no ano de 2010 iniciaram a operação comercial a UTE Ibitiúva Bioenergética e a PCH Areia Branca que agregaram 179 GWh (21 MW médios) na geração do ano de 2010.

Geração bruta medida nos 3 (três) últimos exercícios:

	Produção (GWh)		
Usinas	**2012**	**2011**	**2010**
UHE Itá (UHIT) (em consórcio)	4.551	9.600	8.764
UHE Salto Santiago (UHSS)	7.299	9.454	9.273
UHE Machadinho (UHMA) (em consórcio)	2.923	7.215	6.210
UHE Estreito (UHET)	4.195	1.688	-
UHE Salto Osório (UHSO)	5.022	6.423	6.226
UHE Cana Brava (UHCB)	3.012	2.524	2.663
UHE Passo Fundo (UHPF)	774	1.284	1.264
UHE São Salvador (UHSA)	1.593	1.342	1.422
UHE Ponte de Pedra (UHPP)	1.215	1.188	1.225
Usinas Hidrelétricas - Subtotal	**30.584**	**40.718**	**37.047**
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL)	4.578	3.575	4.871
UTE William Arjona (UTWA)	61	1	328
UTE Charqueadas (UTCH)	266	124	222
UTE Alegrete (UTAL)	11	1	-
Usinas Termelétricas - Subtotal	**4.916**	**3.701**	**5.421**

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usinas	Produção (GWh)		
	2012	2011	2010
Usina de Cogeração Lages (UCLA)	104	57	70
UTE Ibitiúva Bioenergética (UTIB)	178	193	123
PCH Rondonópolis (PHRO)	87	84	76
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha (PHJG)	82	72	62
PCH Areia Branca (PHAB)	72	83	56
EOL Beberibe (UEBB)	96	65	76
EOL Pedra do Sal (UEPS)	74	50	55
Usinas de Fontes Complementares - Subtotal	**693**	**604**	**518**
Total	**36.193**	**45.023**	**42.986**

Das informações disponíveis do setor elétrico nacional e de órgãos como o *Electric Power Research Institute* (EPRI), o Parque Gerador da Companhia está entre os que possuem o melhor desempenho operacional, apresentando baixos índices de indisponibilidade forçada (tempo que a usina fica fora do sistema para efetuar manutenção corretiva). Este desempenho é resultado dos investimentos da Companhia em desenvolvimento e treinamento profissional, manutenções preventivas planejadas e manutenções para revitalização das Usinas.

A disponibilidade total das Usinas durante os 3 (três) últimos anos está apresentada abaixo:

Ano	Disponibilidade
2012	97%
2011	93%
2010	94%

iii) Informações sobre os processos de geração e as usinas em operação da Companhia

Geração Hidrelétrica - Usinas em operação

Usina Hidrelétrica Itá (UHIT): A UHIT, é um empreendimento em conjunto com o Consórcio Itá, tem capacidade instalada de 1.450 MW e energia assegurada de 720 MW médios, possuindo 5 (cinco) unidades geradoras de 290 MW cada. A Usina está localizada no Rio Uruguai, na divisa dos municípios de Itá (SC) e Aratiba (RS), aproveitando um desnível de 105 metros entre a foz do Rio Apuaê e a foz do Rio Uvá. O início de operação ocorreu no ano 2000, sendo que a primeira das 5 (cinco) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do Operador Nacional do Sistema - ONS em julho de 2000 e a quinta em março de 2001.

A UHIT foi o 1º empreendimento hidrelétrico no trecho brasileiro do Rio Uruguai, cuja construção foi realizada por meio de um consórcio entre a Companhia e sua controlada Itasa. A operação dessa Usina é realizada pela Tractebel Energia. A Companhia detém 39,5% do Consórcio Itá, enquanto a Itasa detém os 60,5% restantes. O controle da Itasa é dividido entre a Companhia e a CSN, cada uma com 48,75% do capital social, sendo que os outros 2,5% do capital social pertencem a Cimento Itambé S.A.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Até 2003, a energia assegurada total da UHIT era de 741 MW médios. A partir desta data, considerou-se 720 MW médios, conforme Resolução Aneel n.º 232/99. Entretanto, no contrato de constituição do consórcio entre a Companhia e a Itasa, foi considerada uma energia assegurada de 668 MW médios. A Itasa tem direito a 60,5% de 668 MW médios, ou seja, 404,14 MW médios e Companhia diretamente – em razão dos 39,5% que possui no Consórcio Itá, possui os 263,86 MW médios remanescentes.

Se considerarmos (i) a participação na energia que a Companha faz jus em razão de sua participação na Itasa (197,02 MW médios); (ii) os 263,86 MW médios decorrentes da sua porcentagem no Consórcio Itá; e (iii) 52 MW médios, que correspondem à diferença entre a energia assegurada total de 720 MW médios e a energia assegurada no contrato de constituição de consórcio de 668 MW médios, a participação total de energia que a Companhia possui nessa Usina é de 512,88 MW médios.

A Itasa comercializa a porção da energia a que faz jus com a Companhia, a CSN e a Itambé, por meio dos Contratos de compra e venda de energia, assinados em 2001 e vigentes até 2030.

Usina Hidrelétrica Salto Santiago (UHSS): A UHSS tem capacidade instalada de 1.420 MW e energia assegurada de 723 MW médios, possuindo 4 (quatro) unidades geradoras de 355 MW cada. Está situada no curso principal do Rio Iguaçu, no município de Saudade do Iguaçu (PR). O início das atividades ocorreu em 1980, sendo que a primeira das 4 (quatro) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho no Sistema Integrado Nacional (SIN) em dezembro de 1980 e a quarta em setembro de 1982.

Usina Hidrelétrica Machadinho (UHMA): A UHMA tem capacidade instalada de 1.140 MW e energia assegurada de 529 MW médios, possuindo 3 (três) unidades geradoras de 380 MW cada. Está situada no Rio Pelotas, na divisa dos Estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina, entre os municípios de Maximiliano de Almeida (RS) e Piratuba (SC). O início das operações ocorreu em 2002, sendo que a primeira das 3 (três) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em fevereiro de 2002 e as demais em abril e julho de 2002.

A UHMA foi construída por meio de consórcio entre grandes empresas brasileiras, inclusive do setor energético (Tractebel Energia, Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), Alcoa Alumínio S.A., Camargo Corrêa Cimentos S.A., Companhia Brasileira de Alumínio, Votorantim Cimentos Brasil Ltda., Valesul Alumínio S.A. e Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas) e tem a sua operação e manutenção sob a responsabilidade da Tractebel Energia, detentora direta e indiretamente de 19,28% do empreendimento.

A energia assegurada total da UHMA é de 529 MW médios. Entretanto, no contrato de constituição do consórcio, foi considerada uma energia assegurada de 473 MW médios. Desses, após a incorporação da Maesa, em janeiro de 2013, 19,28%, ou seja, 91,22 MW médios, acrescidos de 56 MW médios - que correspondem à diferença entre a energia assegurada total da UHE (529 MW médios) e a energia assegurada no contrato de constituição do consórcio (473 MW médios) - totalizando 147,22 MW médios, são inteiramente da Companhia.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usina Hidrelétrica Estreito (UHET): A UHET tem capacidade instalada de 1.087 MW e energia assegurada de 641,08 MW médios, possuindo 8 (oito) unidades geradoras de 135,87 MW cada. Está situada no Rio Tocantins, na divisa dos Estados do Tocantins e Maranhão, nos municípios de Estreito (MA), Aguiarnópolis e Palmeiras do Tocantins (TO). O início da operação comercial ocorreu em abril de 2011 e 3 (três) outras unidades geradoras entraram em operação comercial ainda no decorrer do ano 2011. Em 2012 outras 3 (três) novas unidades entraram em operação comercial, e em março de 2013 foi iniciada a operação da última unidade.

A UHET foi construída por meio de Consórcio com outras empresas, que constituíram o Consórcio Estreito Energia (Ceste) para a implantação desse empreendimento. A Companhia detém indiretamente 40,07% desta Usina, o que corresponde a 256,88 MW médios de energia assegurada ou 435,56 MW de capacidade instalada. O serviço de operação e manutenção desta Usina é realizado pela Tractebel Energia.

Usina Hidrelétrica Salto Osório (UHSO): A UHSO tem capacidade instalada de 1.078 MW e energia assegurada de 522 MW médios, possuindo 6 (seis) unidades geradoras, sendo 4 (quatro) de 182 MW e 2 (duas) com 175 MW cada. Está situada no curso principal do Rio Iguaçu, no município de Quedas do Iguaçu (PR). O início das atividades ocorreu em 1975, sendo que a primeira das 6 (seis) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho no Sistema Integrado Nacional SIN em outubro de 1975 e a sexta em junho de 1981.

Usina Hidrelétrica Cana Brava (UHCB): A UHCB tem capacidade instalada de 450 MW e energia assegurada de 273,5 MW médios, possuindo 3 (três) unidades geradoras de 150 MW cada. Está localizada no Rio Tocantins, Estado de Goiás, entre os municípios de Minaçu, Cavalcante e Colinas do Sul. A operação da usina teve início em 2002, sendo que a primeira das 3 (três) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em maio de 2002 e a terceira em setembro de 2002.

Usina Hidrelétrica Passo Fundo (UHPF): A UHPF tem capacidade instalada de 226 MW e energia assegurada de 119 MW médios, possuindo 2 (duas) unidades geradoras de 113 MW cada. Está situada no município Entre Rios do Sul (RS). O início da operação ocorreu no ano de 1973, sendo que a primeira unidade geradora foi disponibilizada para despacho no SIN em março de 1973 e a segunda em junho de 1973.

Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA): A UHSA tem capacidade instalada de 243,2 MW e energia assegurada de 148,5 MW médios, possuindo 2 (duas) unidades geradoras de 121,6 MW cada. A Usina está situada no Rio Tocantins, entre os municípios de São Salvador do Tocantins (TO) e Paranã (TO). A usina entrou em operação comercial em 2009, sendo que a primeira das 2 (duas) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em agosto de 2009 e a segunda em novembro de 2009.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP): A UHPP tem capacidade instalada de 176,1 MW e energia assegurada de 131,6 MW médios, possuindo 3 (três) unidades geradoras de 58,7 MW cada. Está situada no curso principal do Rio Correntes, no Município de Sonora (MT). A operação da usina teve início em 2005, sendo que a primeira das 3 (três) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em julho de 2005 e a terceira em setembro de 2005.

PCH Rondonópolis (PHRO): A PHRO tem capacidade instalada de 26,6 MW e energia assegurada de 14 MW médios, com 3 (três) unidades geradoras de 8,9 MW cada. A PHRO está situada no curso principal do Ribeirão Ponte de Pedra, no município de Rondonópolis (MT). O início das atividades da PCH ocorreu em dezembro de 2007.

PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha (PHJG): A PHJG tem capacidade instalada de 23,7 MW e energia assegurada de 11,9 MW médios, com 3 (três) unidades geradoras de 7,9 MW cada. Está situada no curso principal do Ribeirão Ponte de Pedra, no Município de Rondonópolis (MT). O início das atividades ocorreu em fevereiro de 2007.

PCH Areia Branca (PHAB): A PHAB tem capacidade instalada de 19,8 MW e energia assegurada de 10,9 MW médios, com 2 (duas) unidades geradoras de 9,9 MW cada. Está situada no curso principal do Manhuaçu, localizada entre os municípios de Caratinga (MG) e Ipanema (MG). As 2 (duas) unidades geradoras foram disponibilizadas para início de operação comercial em março de 2010.

Geração termelétrica - Usinas em operação

As usinas termelétricas caracterizam-se por produzir energia elétrica a partir da energia térmica liberada por reações químicas ou nucleares. A termeletricidade é produzida por um gerador que é impulsionado pela queima de um combustível. Ao queimar, o combustível aquece uma caldeira com água, produzindo vapor com uma pressão tão alta que move as pás de uma turbina, que por sua vez acionam o gerador.

Os combustíveis mais utilizados para movimentar, direta ou indiretamente, os geradores das usinas termelétricas são os derivados de petróleo (óleo diesel e combustível e resíduos asfálticos), o carvão mineral, o gás natural e os combustíveis nucleares. Em processos de cogeração (tecnologia que visa maior eficiência da geração termelétrica) é comum a utilização de combustíveis ecologicamente corretos denominados biomassa, como bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.

Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL): O CTJL possui o maior potencial termelétrico a carvão da América Latina com capacidade instalada de 857 MW. É constituído por 3 (três) usinas termelétricas (UTLA, UTLB e UTLC) e 7 (sete) unidades geradoras, tendo sido construído com o objetivo básico de aproveitar o carvão mineral catarinense e, está localizada no Município de Capivari de Baixo (SC).

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

As operações das UTLA, B e C tiveram início em 1965, 1979 e 1996, respectivamente, e a produção era destinada, inicialmente, ao abastecimento energético do litoral sul e leste do Estado de Santa Catarina. Atualmente este complexo está interligado ao SIN e, eventualmente, quando solicitado e aprovado pelas autoridades brasileiras, essas usinas geram energia com a finalidade de atender as necessidades energéticas da Argentina e do Uruguai.

Usina Termelétrica William Arjona (UTWA): A UTWA possui capacidade instalada de 190 MW e é constituída por 5 (cinco) conjuntos turbogeradores que utilizam gás natural como combustível, podendo também utilizar óleo diesel, e está localizada no Município de Campo Grande (MS).

A UTWA foi a primeira usina do Brasil a utilizar o gás do Gasoduto Brasil-Bolívia como combustível na geração de energia elétrica. As operações da UTWA tiveram início em 1999, sendo que a primeira das 5 (cinco) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em março de 1999 e a quinta, em julho de 2002. A produção da UTWA permitiu garantir o atendimento ao crescimento da demanda de energia nos horários de pico, evitando cortes no fornecimento aos consumidores no Estado do Mato Grosso do Sul.

Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH): A UTCH possui capacidade instalada total de 72 MW, constituída por 4 (quadro) unidades geradoras e é movida a carvão mineral. Está localizada no Município de Charqueadas (RS). As operações da Usina tiveram início em 1962, sendo que a primeira das 4 (quadro) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho no SIN em janeiro de 1962 e a quarta em março de 1969. A produção da UTCH visa garantir o abastecimento energético da região da grande Porto Alegre.

Usina Termelétrica Alegrete (UTAL): A UTAL é movida a óleo combustível, sendo constituída por 2 (duas) unidades geradoras com capacidade instalada, de 66 MW. Esta situada à margem direita do Rio Ibirapuitã, junto à cidade de Alegrete (RS). O início das operações ocorreu em 1968, sendo que ambas as unidades geradoras foram disponibilizadas para despacho no SIN em setembro de 1968. A produção da UTAL visa garantir o abastecimento energético da região oeste do Estado do Rio Grande do Sul.

Unidades de Cogeração – Usinas em operação

A cogeração corresponde a uma tecnologia desenvolvida com a finalidade de se obter maior eficiência energética na produção das usinas termelétricas. Essa eficiência é buscada em virtude do fato de que a maior parte da energia contida no combustível usado nos geradores é transformada em calor e perdida para o meio-ambiente, sendo que parte da energia do combustível é transformada em energia elétrica.

Na cogeração, o calor produzido na geração de energia elétrica é utilizado, sob forma de vapor, em indústrias e prédios comerciais que necessitam de calor (vapor ou água quente) em seu processo produtivo. Dessa forma, o consumidor economiza o combustível que necessitaria para produzir o calor do processo. A eficiência energética na cogeração é bem mais elevada, uma vez que torna útil até 85,0% da energia do combustível.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Além disso, em processos de cogeração é comum a utilização de combustíveis ecologicamente corretos denominados biomassa, como bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.

Unidade de Cogeração Lages (UCLA): A UCLA é usina de cogeração movida à biomassa, ou seja, produz energia elétrica a partir dos resíduos de madeira oriundos das indústrias madeireiras da região de Lages (SC), minimizando os riscos de contaminação ambiental e incêndios. Possui capacidade instalada de 28 MW e capacidade de fornecimento de 25 toneladas/hora de vapor. As operações da UCLA tiveram início em dezembro de 2003, sendo a produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do planalto do Estado de Santa Catarina.

Por utilizar os resíduos de madeireiras (energia renovável) da região como combustível, o sistema de operação da UCLA foi aprovado pelo Banco Mundial como um projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), desenvolvido no âmbito do Protocolo de Kyoto. Assim, por meio do sistema de operação são gerados créditos de carbono para venda pela Companhia, sendo que parte desses futuros créditos foi negociada com o Banco Mundial.

Geração Eólica – Usinas em Operação

Usina Eólica Beberibe: esta usina possui capacidade instalada de 25,6 MW e é constituída por 32 (trinta e dois) aerogeradores que se utilizam da força dos ventos para a geração de energia, instalados no Município de Beberibe (CE) . As operações da usina tiveram início em setembro de 2008, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral cearense.

Usina Eólica Pedra do Sal: esta usina possui capacidade instalada de 18 MW e é constituída por 20 (vinte) aerogeradores que se utilizam da força dos ventos para a geração de energia, instalados no Município de Parnaíba (PI). As operações da usina tiveram início em dezembro de 2008, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral piauiense.

Unidade de geração de energia a biomassa de Cana-de-açúcar

A unidade de geração de energia a Biomassa é semelhante a uma unidade de cogeração, tendo como única diferença a geração única e exclusiva de energia para entrega ao sistema interligado. Devido ao combustível utilizado, essa unidade de geração deve ser localizada próxima a uma usina de açúcar e álcool para se utilizar do resíduo da sua produção.

Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética (UTE Ibitiúva Bioenergética): Esta usina possui capacidade instalada de 33 MW e energia assegurada de 20 MW médios. A UTE Ibitiúva Bioenergética está localizada no Município de Pitangueiras (SP), e utiliza como combustível o bagaço resultante do processamento da cana-de-açúcar da Usina Andrade Açúcar e Álcool. O início da operação comercial ocorreu em maio de 2010.

A UTE Ibitiúva Bioenergética é resultante da parceria entre a TBLP, controladora da Ibitiúva, e da Andrade Açúcar e Álcool. A energia gerada por esta Usina foi vendida em 14.08.2008, no Leilão de Energia de Reserva promovido pela Aneel por um período de 15 (quinze) anos.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A Companhia possui a participação de 72,9% no Consórcio Andrade, responsável pela exploração da UTE Ibitiúva Bioenergética, através da controlada indireta Ibitiúva, o que corresponde a 22,9 MW da capacidade instalada desta Usina. A participação remanescente no Consórcio Andrade, de 27,1%, pertence a Andrade Açúcar e Álcool.

iv) Percentuais já depreciados dos ativos das usinas em 31.12.2012

As informações consideram os ajustes a valor justo do ativo imobilizado da Companhia em decorrência da primeira adoção do CPC 27 – Ativo Imobilizado e do ICPC 10 – Esclarecimentos sobre o CPC 27 e o CPC 28.

Usina	Entrada em Operação	% Depreciação Média
Hidrelétricas		
UHE Itá (em consórcio)	2000 e 2001	35,78
UHE Salto Santiago	1980	71,04
UHE Machadinho (em consórcio)	2002	30,28
UHE Estreito (em consórcio)	2011	4,46
UHE Salto Osório	1975 a 1981	68,87
UHE Cana Brava	2002	28,74
UHE Passo Fundo	1973	71,66
UHE São Salvador	2009	10,91
UHE Ponte de Pedra	2005	23,99
Térmicas		
UTE Jorge Lacerda A (UTLA) (unidades I a IV)	1965 a 1974	81,32
UTE Jorge Lacerda B (UTLB) (unidades V e VI)	1979 e 1980	87,17
UTE Jorge Lacerda C (UTLC) (unidade VII)	1997	74,59
UTE William Arjona	1999 e 2001	51,64
UTE Charqueadas	1962	75,85
UTE Alegrete	1968	79,94
Complementares		
Usina de Cogeração Lages	2003	36,19
UTE Ibitiúva Bioenergética (em consórcio)	2010	15,60
PCH Rondonópolis	2007	19,72
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	2007	21,59
PCH Areia Branca	2010	13,34
EOL Beberibe	2008	20,40
EOL Pedra do Sal	2008	18,77

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

(v) Riscos de interrupção da produção

A produção de energia está relacionada diretamente com o desempenho dos equipamentos das usinas, com o seu despacho na ordem de mérito econômico ou quando a usina é despachada para atendimento por restrições elétricas locais ou sistêmicas. A interrupção da produção pode ocorrer devido à falha ou indisponibilidade para manutenção.

Os riscos inerentes ao processo de produção da Companhia podem ser expressos pelos seguintes indicadores de desempenho: taxa de falha e indisponibilidade das unidades geradoras. As indisponibilidades podem ser classificadas em dois grupos principais: programadas e forçadas.

As indisponibilidades programadas são decorrentes de paralisações para manutenções de unidades geradoras, seguindo rigorosos cronogramas que são antecipadamente negociados com ONS, com o objetivo de minimizar ou evitar os impactos no sistema elétrico. Portanto, o impacto das mesmas nos negócios da empresa pode ser considerado de baixíssimo risco ou até mesmo sem risco.

As indisponibilidades forçadas são aquelas oriundas de ocorrências de interrupção intempestivas que provocam ou requerem parada da unidade geradora ou a limitação parcial da capacidade de produção de energia.

A taxa de falha expressa a incidência de desligamentos forçados. A análise desse índice leva em consideração a origem da falha e seu impacto no sistema elétrico, que pode ser externo ou interno à instalação.

De acordo com a estratégia de contratação de seguro, a Companhia possui cobertura contra perdas por lucro cessante, causadas por sinistros que originem interrupção de produção de energia.

b. Características do processo de distribuição

A Companhia não é responsável pela distribuição da energia que gera e fornece a seus clientes. A distribuição da energia elétrica produzida pelas usinas da Companhia para atendimento de seus clientes é de responsabilidade das empresas de transmissão e distribuição do Sistema Interligado Nacional, dentro das normas de funcionamento do setor, conforme mencionado no item 7.5 deste Formulário.

c. Características dos mercados de atuação:

Mercado de Atuação

A Companhia é concessionária autorizada a prestar serviços de geração e comercialização de energia elétrica, sendo a maior geradora de energia elétrica do setor privado brasileiro, em 31.12.2012, em termos de capacidade instalada e energia assegurada, de acordo com as informações da Aneel.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A Companhia atua predominantemente no mercado brasileiro, sendo pequena e indireta a sua atuação no mercado externo. Em 31.12.2012, no Brasil, a Companhia atendia consumidores livres localizados nos Estados de Alagoas, Bahia, Distrito Federal, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraíba, Paraná, Pernambuco, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e São Paulo, além de distribuidoras em todas as regiões do país, bem como comercializadoras de energia.

Independentemente do papel desempenhado pela Companhia nesse segmento de mercado, a mesma não depende do mercado externo para a condução dos seus negócios, o qual tem baixo impacto nas suas receitas.

As regras e legislação aplicáveis ao mercado de energia elétrica no Brasil estão mencionadas no item 7.5 deste Formulário. Não há nenhum incentivo fiscal aplicável exclusivamente às empresas de energia elétrica, bem como não há dependência significativa de mão-de-obra especializada e de tecnologia utilizada pela Companhia.

Relacionamento com Clientes

A Companhia estabeleceu a diversificação de sua base de clientes como parte de sua estratégia de negócios, com enfoque nos consumidores livres. Como resultado, a participação desse segmento no total das vendas físicas foi de 25%, 32% e 34%, respectivamente nos anos de 2010, 2011 e 2012.

É estratégia da Companhia sustentar a participação do segmento de consumidores livres em sua carteira de contratos. Para tanto, busca atender as necessidades de energia do processo produtivo de cada cliente através de contratos de venda customizados, com diferentes alternativas em termos de flexibilidade de consumo, prazo de fornecimento e demais condições comerciais.

Adicionalmente, adota uma política de fidelização de clientes. Um dos serviços prestados no âmbito dessa política é o diagnóstico de eficiência energética, cujo objetivo é garantir máxima eficiência na utilização da energia de clientes selecionados. Com isso, a Companhia alcança padrão diferenciado de relacionamento com esses clientes, ao mesmo tempo em que atua na otimização dos volumes de energia disponibilizados para venda.

Um dos principais instrumentos de fidelização de clientes utilizado nos últimos anos foi a continuidade do "Programa de Relacionamento com o Cliente", que consiste em ampla gama de iniciativas, tais como visitas às usinas da Companhia, ações de *market experience* com enfoque regional**,** disponibilização de serviços exclusivos para o cliente na página da Companhia na internet ("Clientes *Online*"), seminários do setor elétrico, e os "Encontros Tractebel", que são basicamente eventos com apresentações sobre temas de interesse para os clientes, com ênfase no mercado livre.

O resultado de referidas ações de fidelização, dentre outras, é aferido bianualmente mediante realização de "Pesquisa de Satisfação do Cliente", aplicada por consultores independentes. A última pesquisa, realizada em setembro de 2012, apontou um índice de clientes satisfeitos e muito satisfeitos de 94,5%. A próxima pesquisa está planejada para o segundo semestre de 2014.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Os objetivos buscados pela Companhia na área comercial são: (i) promover a maximização e eficiência da carteira por meio da flexibilização de preços, prazos e condições; (ii) manter sólido relacionamento com os clientes e cultivar maior aproximação com os mesmos; (iii) possuir maior previsibilidade do fluxo de caixa de longo prazo, objetivando obter maior porcentagem do mercado consumidor, celebrando contratos tanto no ambiente regulado como no mercado livre; e (iv) aproveitar-se de eventuais oportunidades no curto prazo, como forma de maximizar os resultados da Companhia.

i. ***participação em cada um dos mercados***

Principais Mercados

A Companhia possui uma carteira de clientes diversificada, formada por empresas distribuidoras de energia elétrica, consumidores livres e empresas comercializadoras de energia elétrica, concentrados nos Submercados Sul, Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste do Brasil.

A receita líquida de vendas da Companhia composta por natureza de clientes é a seguinte:

	31.12.2012		31.12.2011		31.12.2010	
Em R$ milhões	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**
Mercado nacional						
Distribuidoras	2.862	58,25	2.463	56,92	2.425	59,15
Comercializadoras	321	6,53	396	9,15	555	13,54
Consumidores livres	1.399	28,48	1.209	27,94	817	19,93
CCEE	298	6,07	88	2,03	260	6,34
Outras	25	0,51	18	0,42	13	0,31
	4.905	**99,84**	**4.174**	**96,46**	**4.070**	**99,27**
Mercado externo						
Exportação de energia	**8**	**0,16**	**153**	**3,54**	**30**	**0,73**
	4.913	**100**	**4.327**	**100**	**4.100**	**100**

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Dentre os consumidores livres atendidos pela Companhia, destacam-se empresas que atuam nos seguintes setores: cimento, automotivo, químico e petroquímico, fertilizantes, papel e celulose, metalurgia, borracha e plástico, gases industriais, dentre outros de menor participação na carteira.

Setor	Participação (%)
Cimento	10,9
Automotivo	10,5
Químico e petroquímico	9,8
Fertilizantes	9,0
Celulose e papel	7,9
Metalurgia	7,8
Borracha e plástico	7,2
Gases industriais	4,8
Água e saneamento	4,0
Bebidas e fumo	4,0
Alimentos	3,9
Cerâmica e vidro	3,6
Eletroeletrônica	3,4
Têxtil, couro e vestuário	3,4
Siderurgia	3,1
Máquinas e equipamentos	2,7
Outros	4,0
Total	**100,0**

Em 31.12.2012, a Companhia atendia aproximadamente 270 unidades consumidoras no segmento de Consumidores Livres, localizadas em diversos estados do Brasil, conforme já comentado anteriormente. Dentre os consumidores industriais atendidos pela Companhia, destacam-se: Votorantim, Vale, Braskem, Tupy, AmBev, Lafarge, Volkswagen, White Martins, entre outros.

O preço de venda da energia elétrica dos contratos bilaterais firmados entre a Companhia e consumidores livres são livremente negociados. Por força de Lei, todas as novas vendas para distribuidoras são feitas por leilões regulados pelo Governo Federal, buscando-se o menor preço de compra.

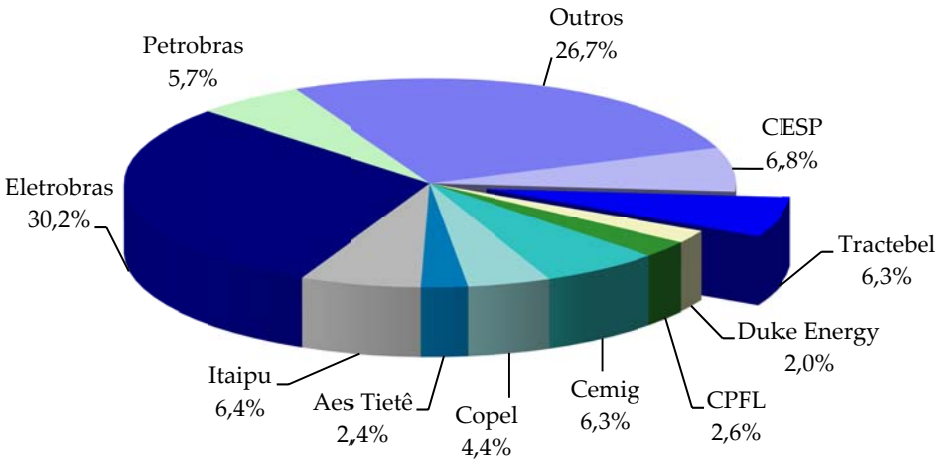
A Companhia ainda possui contratos bilaterais com distribuidoras, remanescentes do modelo anterior do Setor Elétrico. Os contratos bilaterais dispõem de mecanismo que visa inibir a rescisão pelos respectivos compradores ao estabelecer multa rescisória que leva em consideração o valor remanescente do contrato.

A totalidade dos contratos de venda de longo prazo é reajustada anualmente pelos índices de inflação IGP-M ou IPCA.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Condições de competição nos mercados

Em 31.12.2012, a Companhia possuía Capacidade Instalada de 6.909,3 MW, o que correspondia a uma participação de aproximadamente 6,3% no mercado brasileiro de energia elétrica. Os principais concorrentes da Companhia, com controle estatal, eram: Eletrobras, Companhia Energética de São Paulo (CESP), Cemig, Petrobras e Companhia Paranaense de Energia (Copel), além das seguintes empresas que possuem controle privado: AES Tietê, CPFL Energia, Duke Energy, Grupo Neoenergia e Energias do Brasi.



Os principais clientes da Companhia são distribuidoras, consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica, situados principalmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

Posicionamento no mercado competitivo

A Tractebel Energia vem sustentando nos últimos anos a sua posição de principal geradora privada do país. A atual capacidade instalada da Companhia em suas 22 usinas, incluindo a participação nos consórcios Itá, Machadinho e Estreito – considerando a motorização completa da UHE Estreito, é de 6.909 MW, dos quais aproximadamente 84,3% em usinas hidrelétricas, 13,7% em termelétricas e 2% em energias complementares.

Atualmente, a Companhia está desenvolvendo o Complexo Eólico Trairi, no Estado do Ceará, cuja previsão de início da operação comercial é para o 2º semestre de 2013, agregando, assim, 115,4 MW a sua capacidade instalada.

O portfólio de geração da Companhia é compatível com o nível de risco desejado e permite a formação de preços altamente competitivos. A localização das usinas (Sul e Sudeste/Centro-Oeste e agora também no Nordeste) atua no sentido de reduzir significativamente os riscos de submercado.

A diversificada carteira de clientes da Companhia abrange distribuidoras de energia, comercializadoras e consumidores livres (majoritariamente grandes consumidores industriais e comerciais), atendidos por meio de contratos customizados, flexíveis no tocante ao volume e ao prazo de fornecimento. Adicionalmente, no segmento de consumidores livres, a Companhia adota a estratégia de diversificação de vendas em diferentes setores industriais e comerciais.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A Companhia mantém um relacionamento estreito com seus clientes, o que possibilita detectar suas necessidades e desenvolver produtos e serviços individualizados que contribuem para a sua fidelização.

O posicionamento competitivo da Companhia se expressa também através da sua presença em novas áreas de negócio, como a cogeração e a geração através de fontes alternativas (energias complementares como eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e, energia solar), aproveitando as vantagens que desfruta por operar plantas com diferentes portes, características e fontes de energia.

A experiência da Tractebel Energia na geração de energia se integra do mesmo modo com o desenvolvimento de projetos industriais que façam uso ou produzam utilidades ao longo de seus processos. A par disso, a filosofia comercial da Companhia consolida-se em torno do atendimento das necessidades dos clientes, buscando sempre a formação de relacionamentos comerciais duradouros e construtivos.

A Companhia beneficia-se igualmente das sinergias geradas entre as demais empresas do Grupo GDF SUEZ. Tanto o processo de expansão quanto a inserção em novos mercados estratégicos estão amparados na sólida estrutura organizacional e financeira do Grupo, e na larga experiência internacional de seus administradores.

d. Eventual sazonalidade

A energia assegurada da Companhia está em grande parte contratada para os próximos anos. A energia descontratada deverá ser gradativamente negociada nos anos subsequentes e, no caso de não contratação, poderá ser negociada através de transações bilaterais de curto prazo ou liquidada no âmbito da CCEE.

e. Principais insumos e matérias primas:

A Companhia possui como principal matéria prima de sua matriz energética os recursos hídricos utilizados nos aproveitamentos hidrelétricos no qual possui concessão dos órgãos reguladores. Dentro de sua matriz energética há outras fontes de energia que, dentre as quais, destacamos a utilização dos seguintes insumos e matérias-primas: o carvão mineral, o gás natural, o óleo combustível e a biomassa.

i. descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável

Carvão mineral

O parque gerador a carvão mineral da Companhia tem capacidade instalada de 929 MW, sendo constituído pelas Usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), localizado no Município de Capivari de Baixo (SC), com 07 (sete) unidades geradoras, e capacidade instalada total de 857 MW, e pela Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH), localizada no Município de Charqueadas (RS), com 04 (quatro) unidades geradoras de 18 MW, totalizando 72 MW de capacidade total instalada.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

O carvão mineral utilizado no CTJL é majoritariamente oriundo de lavra subterrânea e fornecido pelo Consórcio Catarinense de Carvão Energético (CCCE), do qual fazem parte as empresas mineradoras filiadas ao Sindicato da Indústria de Extração de Carvão do Estado de Santa Catarina (SIECESC).

No caso da UTCH é integralmente produzido a partir de lavra a céu aberto e o fornecimento cabe à Copelmi Mineração Ltda. Em ambos os casos, estes fornecedores tradicionais vêm, há décadas, suprindo as necessidades de consumo da Companhia, decorrentes do atendimento dos requisitos eletroenergéticos do SIN e determinadas pelo ONS.

A aquisição destes insumos está amparada em contratos de longo prazo, usualmente de 5 (cinco) anos de duração e renováveis por igual período. Os instrumentos firmados em 01.01.2006 foram prorrogados em 2010, estendendo seus prazos de vigência até 31.12.2015.

Registra-se que a Companhia mantém e faz uso de estoques reguladores capazes de absorver súbitas demandas de consumo, o que permite conciliar suas necessidades de curto e médio prazo com a capacidade de expansão da oferta por parte dos produtores.

Quanto ao CTJL, destaca-se que, por força do instrumento de constituição do consórcio, as mineradoras consorciadas são solidariamente responsáveis pelo fornecimento, assegurando a efetiva entrega das quantidades contratadas mediante o simples ajuste das quotas-parte a que cada uma delas tem direito.

Os contratos em vigor preconizam compras mínimas mensais de 200.000 toneladas (t) para o CTJL e de 28.866 t para UTCH, sendo que os recursos financeiros destinados a estas aquisições - e a compras adicionais, sempre que necessário -, são originários da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), criada pela Lei nº 10.438, de 26.04.2002 - modificada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003 - nos termos do Decreto nº 4.541, de 23.12.2002, modificado pelo Decreto nº 5.029 de 31.03.2004 e, mais recentemente, procedimentado pela Resolução Normativa Aneel n°500 de 17.07.2012), competindo à Eletrobras o gerenciamento da sua utilização para fins de reembolso.

A CDE é privativa dos empreendimentos termelétricos que utilizam apenas carvão mineral nacional, cabendo à Aneel determinar o percentual de reembolso a que cada agente de geração faz jus em razão de seu desempenho no cumprimento da "geração de referência" estabelecida pelo ONS para cada exercício econômico-financeiro da CDE.

Ratificando seu excelente desempenho operacional, a Companhia tem obtido reembolso integral das aquisições de carvão mineral necessárias à operação de seu parque térmico. Os preços de contrato são reajustados anualmente (vigência coincidente com cada ano civil), a partir da aplicação de fórmulas paramétricas, construídas a partir das respectivas estruturas de custo de produção e de formação de preço, cujos principais indexadores são o INPC do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e diversos outros índices medidos e publicados pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Óleo combustível e Óleo diesel – CTJL e UTCH

No que diz respeito ao combustível secundário - derivados de petróleo: óleo combustível e óleo diesel, consumido no CTJL e o óleo diesel consumido na UTCH, até pouco tempo atrás essas aquisições eram realizadas mensalmente, a partir dos resultados de pregões eletrônicos, dos quais participavam, ao menos, 3 (três) potenciais fornecedores.

Esta prática mostrou-se eficiente e vantajosa ante a celebração de contratos de médio ou de longo prazo por neutralizar reajustamentos automáticos de preços fora de qualquer contexto de mercado. Contudo, no caso do CTJL, diante da percebida estabilização de preços ao consumidor final e dos volumes contratados, optou-se, pela possibilidade de prática de menores preços, pela retomada de contratos de médio prazo - 12 (doze) meses de duração.

A exemplo do carvão mineral, também neste caso são mantidos estoques reguladores e a totalidade do combustível secundário que se faz necessário à operação tem sido objeto de reembolso integral pela CDE.

Óleo combustível - UTAL

A Usina Termelétrica Alegrete (UTAL), localizada no Município de Alegrete (RS), é a única termelétrica da Companhia a consumir derivados de petróleo como combustível principal e secundário (óleo combustível e óleo diesel, respectivamente), dispondo de capacidade instalada de 66 MW, alocada em 2 (duas) unidades geradoras de 33 MW.

Em razão do seu elevado custo de geração, decorrente do custo do combustível e do seu transporte desde a Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), localizada em Canoas (RS), cerca de 500 km de distância, esta Usina é mantida pela Companhia como “reserva fria” à disposição do SIN.

Periodicamente, os equipamentos auxiliares são ligados para testes de conservação e de manutenção e, esporadicamente essa Usina é requisitada a despachar, sendo que os últimos despachos ocorreram nas seguintes situações: (i) despacho comercial no período compreendido entre os meses de fevereiro e agosto de 2008 para fins de atendimento de requisitos de exportação de energia para o Uruguai e para a Argentina; (ii) despacho para cumprimento de testes de geração estabelecidos pela Aneel e NOS, no período de 11 a 14.12.2011; e (iii) Despacho solicitado pelo ONS, em dezembro de 2012, para atendimento ao SIN em virtude do baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Estrategicamente, a Companhia mantém estoques mínimos de combustível na UTAL que permitem sua operação a plena carga pelo tempo necessário ao ajuste da logística de suprimento por parte da Petrobras (BR Distribuidora) uma vez que isto demanda a contratação e disponibilização de frota de caminhões-tanque em regime de entregas contínuas para fazer frente às necessidades de consumo. Assim, o fornecimento regular do combustível que se faz necessário à operação da UTAL é negociado com a Petrobras (BR Distribuidora) a partir da sinalização e das condições de despacho fornecidas pelo ONS.

Gás natural

A Usina Termelétrica William Arjona (UTWA), localizada em Campo Grande (MS), com potência instalada de 190 MW, é a única das usinas termelétricas da Companhia a consumir gás natural como combustível principal, o qual é fornecido pela Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul (MSGÁS) que, por sua vez, é suprida pela Petrobras.

O contrato de fornecimento de gás natural celebrado com a MSGÁS previa prazo de vigência por 5 (cinco) anos a partir de maio de 2001, data de início da operação comercial da UTWA com este combustível (previamente, e então contando com 3 (três) unidades geradoras, a usina vinha operando com óleo diesel já que é bicombustível).

Dado que o contrato admitia prorrogação por mais 5 (cinco) anos e ante o vencimento do prazo inicialmente contratado em maio de 2006, a Companhia manifestou à MSGÁS, em tempo hábil, seu interesse pela renovação do acordo. Porém, não obstante a concordância prévia da MSGÁS, aquela distribuidora comunicou que a pretendida renovação dependeria de reajuste no preço do produto, conforme determinação da Petrobras, signatária de contrato similar com a mesma.

Por entender que a prática de preços então proposta pela Petrobras não respeitava condições previamente pactuadas e, ainda, violava direitos que lhe haviam sido legal e formalmente assegurados, a Companhia decidiu, ante a ameaça de corte iminente do suprimento de gás natural, ajuizar medida cautelar contra a MSGÁS e a Petrobras, com pedido de antecipação de tutela. O deferimento da medida judicial então interposta obrigou a MSGÁS e a Petrobras a manterem o fornecimento do gás natural à UTWA, nos termos do contrato.

Paralelamente, a Companhia também ajuizou ação ordinária visando à renovação do contrato por mais um período, cujo processo tramitou no Poder Judiciário da Comarca de Campo Grande (MS). Na sequência, em recurso ajuizado perante o STJ, a Petrobras obteve efeito suspensivo que lhe autorizou, a partir de novembro de 2007, a suspensão do fornecimento de gás natural para a UTWA. Em consequência disso, a Companhia passou a comprar energia no âmbito da CCEE para suprir o lastro de energia vendida da UTWA, sendo que, quando necessário, as unidades geradoras foram despachadas com óleo diesel, já que possuem essa flexibilidade operacional.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Em 20.11.2009, foi proferida decisão judicial de primeira instância determinando a MSGÁS restabelecer as condições de entrega de gás natural para a UTWA (pressurização do ramal), o que ocorreu no dia 26.11.2009, permanecendo vigente até meados do ano de 2012 quando a Petrobras obteve um efeito suspensivo que lhe permitiu novamente suspender o fornecimento de gás.

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 terá vigência até que ocorra 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 contrato prevê o fornecimento de até 1.350.000 m^3 diários de gás natural, volume este compatível com o despacho da UTWA a plena carga. O preço do gás natural é referido em USD/MMBTU (dólar por milhão de BTU – *British Thermal Unit*) e reajustado anualmente (no dia 1º de maio) com base na variação do *Producer Price Index (PPI),* indexador norte-americano de *commodities*, publicado pelo *Bureau of Labor Statistics – BLS*). Como os pagamentos são feitos em Real (R$), esta vinculação a moeda e a parâmetros internacionais de referência vincula o preço à política cambial e o sujeita às oscilações decorrentes da realidade econômica do mercado de commodities nos EUA.

Biomassa

A Unidade de Cogeração Lages (UCLA), com 28 MW de potência instalada e localizada no Município de Lages (SC), consome biomassa originada pela indústria madeireira da região serrana catarinense, tendo sido concebida como alternativa sustentável e ecologicamente correta para a destinação dos resíduos desse processo, possibilitando a comercialização de créditos de carbono. O suprimento básico da planta é assegurado por cerca de 20 (vinte) contratos de médio prazo, com duração entre 2 (dois) e 5 (cinco) anos, nos quais os preços dos insumos adquiridos (serragem, cavacos, refilos, cascas, etc.) são valorados de acordo com seu conteúdo energético e passíveis de reajustamentos anuais, negociados à luz da realidade do mercado.

Paralelamente a essas aquisições regulares de biomassa, a UCLA também realiza compras complementares no mercado *spot* da região, as quais têm respondido por cerca de 10 a 15% das necessidades mensais, contribuindo, a par da gestão dos estoques reguladores que são ali mantidos. As aquisições complementares minimizam os impactos da sazonalidade de oferta que caracteriza a atividade de extração, beneficiamento e industrialização de insumos florestais.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

ii. eventual dependência de poucos fornecedores

Conforme mencionado no item 7.3. e) i. anteriormente citado, eventuais dependência de alguns fornecedores de insumos e matérias primas podem ocorrer devido às limitações de fornecimentos em decorrência, principalmente, das características de funcionamento do setor elétrico brasileiro.

iii. eventual volatilidade em seus preços

A volatilidade dos preços dos insumos e das matérias primas está relacionada com as variações de índices de inflação, câmbio e preços que reajustam os contratos, conforme mencionado no item 7.3. e) i anteriormente apresentado.

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

7.4 Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total da Companhia

a. Montante total de receitas provenientes do cliente

O montante total de receitas proveniente de cliente responsável por mais de 10% ou aproximadamente 10% da receita líquida de vendas da Companhia, no exercício social encerrado em 31.12.2012 são os seguintes:

Clientes	%	Valor em R$ milhões
Rio Grande Energia S.A. (RGE)	13,37	657
Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc)	9,67	475

b. Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

A Companhia apresenta suas demonstrações contábeis e informações trimestrais considerando somente um segmento operacional, composto pelas atividades de geração e comercialização de energia elétrica gerada por seus ativos ou adquirida por meio de contratos de médio e longo prazo.

As receitas derivada do cliente, revelada no item "7.4. a", afeta diretamente o segmento de energia elétrica, único segmento operacional considerado pela Companhia. Caso, quando do vencimento desse contrato, a Companhia ofertará essa energia, possivelmente, em novos contratos para consumidores livres, comercializadoras ou distribuidoras de energia, conforme regras regulatórias vigentes, contribuindo assim para uma redução de possíveis efeitos advindos dessa relação comercial.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

7.5 Efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades da Companhia

a. Necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações

Concessões, permissões e autorizações governamentais

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 50 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização, geração hidrelétrica com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 50 MW ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização ao Ministério das Minas e Energia (MME) ou à Aneel, conforme o caso. Concessões, autorizações e permissões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 (trinta e cinco) anos para novas concessões de geração e 30 (trinta) anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Sob esta regra, as concessões de geração anteriores a 11.12.2003 poderiam ser prorrogadas por mais 20 (vinte) anos, a critério do Poder Concedente, de acordo com a legislação. Os contratos de concessão mais recentes não preveem a possibilidade de prorrogação.

A publicação da Medida Provisória 579, em 11.09.2012, convertida na Lei 12.783, de 11.01.2013, inaugura um novo marco quanto à prorrogação de concessões. Sob a nova regra, as concessões de geração outorgadas antes da publicação da Lei nº 8.987/1995, e que não tenham sido objeto de licitação, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. A prorrogação dependerá da aceitação expressa por parte do concessionário de: (i) tarifa calculada pela Aneel, (ii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência às distribuidoras do SIN e (iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

Em função da razoável incerteza quanto à renovação das concessões detidas pela Companhia e quanto às condições de renovação, o exercício da prudência deve ser observado na definição dos procedimentos contábeis nos fazendo considerar, para estes fins, a limitação ao prazo de depreciação ao primeiro período de concessão dos ativos pois, segundo interpretação da legislação específica, não há certeza quanto à indenização pelo poder concedente ao final do prazo da concessão dos investimentos ainda não amortizados.

A Lei de Concessões estabelece, entre outras disposições, as condições que a concessionária deve cumprir ao fornecer serviços de energia, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir o regulamento vigente do setor elétrico. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **Serviço adequado:** a concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação, modicidade nas tarifas e acesso ao serviço.
- **Responsabilidade objetiva:** a concessionária é responsável por todos os danos diretos ou indiretos resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de sua culpa.
- **Alterações na participação controladora:** o Poder Concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação da controladora na concessionária.
- **Intervenção pelo Poder Concedente:** o Poder Concedente poderá intervir na concessão a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais, regulatórias e legais pertinentes, caso a concessionária deixe de cumprir com suas obrigações.
- **Término antecipado da concessão:** o término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação, caducidade, rescisão, anulação e/ou falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual. A encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, mediante indenização; a caducidade consiste na retomada da atividade e de bens concedidos pelo Poder Concedente após processo administrativo com todos os direitos e garantias atinentes ao "devido processo legal", no qual reste comprovado que a concessionária, sem justificativa, (i) deixou de prestar serviço de forma adequada ou completa, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço; (ii) deixou de cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão; (iii) paralisou o serviço ou concorreu para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou de força maior; (iv) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados, (v) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente; (vi) não atendeu intimação do Poder Concedente no sentido de regularizar a prestação do serviço; e (vii) foi condenada em sentença transitada em julgado por sonegação de tributos, inclusive contribuições. A concessionária tem direito à indenização, a *posteriori*, por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária.

  Por fim, a rescisão contratual pode ser feita de comum acordo entre as partes ou em decorrência de decisão judicial irrecorrível, proferida em processo interposto pelo concessionário.
- **Reversão no advento do termo contratual:** a reversão no advento do termo contratual será efetuada com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **Produção de energia elétrica por Produtor Independente e por autoprodutor**: no final do prazo da concessão ou autorização, os bens e as instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do Poder Concedente. No caso de UTE, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao Produtor Independente ou ao autoprodutor remover as instalações.

Considerando exclusivamente a interpretação da legislação anteriormente mencionada de que não há a garantia de indenização pelo Poder Concedente do valor residual dos bens que integram o projeto original ao final do prazo da concessão e autorização dos empreendimentos hidrelétricos e, em linha com o exercício a prudência anteriormente mencionada, a Companhia, a partir de 01.01.2007, passou a depreciar esses ativos de acordo com as taxas determinadas pela Aneel, as quais estão limitadas ao prazo de concessão, embora a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da renovação da concessão. Cabe mencionar que os bens do ativo imobilizado adquiridos até 01.01.2007 foram sujeitos à adoção do custo atribuído com base na avaliação dos seus valores justos em 01.01.2009, data de transição para as normas internacionais de contabilidade (IFRS) e os novos pronunciamentos contábeis estabelecidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

Penalidades Aplicáveis às Concessionárias

A regulamentação da Aneel prevê a aplicação de sanções e penalidades aos agentes do setor elétrico e classifica as penalidades com base na natureza e na relevância da violação (incluindo advertências, multas, embargos de obras, interdição de instalações, suspensão temporária do direito de participar em processos de licitação para novas concessões, permissões ou autorizações, impedimento de contratar com a Aneel e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica, revogação ou suspensão de autorização para operação comercial, intervenção administrativa e caducidade).

Para cada violação, as multas podem atingir até 2% da receita oriunda de venda de energia elétrica e da prestação de serviços - deduzidos o ICMS e ISS - das concessionárias verificadas no período de 12 (doze) meses imediatamente anterior à lavratura do auto de infração. Algumas das infrações que podem resultar em aplicação de multas referem-se à ausência de requerimento, pelo agente, de aprovação da Aneel, relativos a:

- Assinatura de contratos entre partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação;
- Venda ou cessão de bens relacionados aos serviços prestados, bem como a imposição de quaisquer gravames (incluindo qualquer espécie de garantia, caução, fiança, penhor ou hipoteca) sobre a receita dos serviços de energia; e

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Alterações no estatuto social, transferência de ações que implique a mudança de seu controle acionário, assim como efetuar reestruturação societária da concessionária.

No caso de contratos firmados entre partes relacionadas, a Aneel pode impor, a qualquer tempo, restrições aos seus termos e condições e, em circunstâncias extremas, determinar sua rescisão.

Concessões e Autorizações

A Companhia e suas controladas possuem as seguintes concessões e autorizações para exploração de energia elétrica:

- Concessões para a geração de energia hidrelétrica

Concessões	Detentor (a) da concessão	Capacidade instalada MW	Data do ato	Vencimento
UHE Salto Santiago	Tractebel Energia	1.420	28.09.1998	27.09.2028
UHE Salto Osório	Tractebel Energia	1.078	28.09.1998	27.09.2028
UHE Passo Fundo	Tractebel Energia	226	28.09.1998	27.09.2028
UHE Itá	Tractebel Energia/Itasa	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	Tractebel Energia	1.140	15.07.1997	14.07.2032
UHE Cana Brava	Tractebel Energia	450	27.08.1998	26.08.2033
UHE Ponte de Pedra	Tractebel Energia	176	01.10.1999	30.09.2034
UHE São Salvador	CESS	243	23.04.2002	22.04.2037
UHE Estreito	Ceste	1.087	26.11.2002	26.11.2037

A Companhia possui, direta e indiretamente, nas usinas Itá, Machadinho e Estreito, o equivalente a 1.126,9 MW, 403,9 MW e 435,6 MW, respectivamente, das capacidades instaladas das usinas, que correspondem às suas participações acionárias e/ou em consórcio.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Autorizações para geração termelétrica, eólica e pequenas centrais hidrelétricas

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Data do ato	Vencimento
Usinas termelétricas (UTE)				
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Tractebel Energia	857	28.09.1998	27.09.2028
UTE Charqueadas	Tractebel Energia	72	28.09.1998	27.09.2028
UTE Alegrete	Tractebel Energia	66	28.09.1998	27.09.2028
UTE William Arjona	Tractebel Energia	190	02.06.2000	28.04.2029
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28	30.10.2002	29.10.2032
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade[1]	33	05.04.2000	04.04.2030
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)				
PCH Areia Branca	Areia Branca	20	03.05.2000	02.05.2030
PCH Rondonópolis	Tupan	27	19.12.2002	18.12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	19.12.2002	18.12.2032
Usinas eólicas (EOL) em operação				
EOL Pedra do Sal	Pedra do Sal	18	02.10.2002	01.10.2032
EOL Beberibe	Beberibe	26	04.08.2003	03.08.2033
Usinas eólicas (EOL) Projeto				
EOL Trairi (em construção)	Trairí	25	20.09.2011	27.08.2041
EOL Guajiru (em construção)	Guajiru	30	20.09.2011	27.08.2041
EOL Mundaú (em construção)	Mundaú	30	20.09.2011	27.08.2041
EOL Fleixeiras I (em construção)	Fleixeiras I	30	20.09.2011	27.08.2041
EOL Porto das Barcas (em estudo)	Porto das Barcas	30	30.08.2011	09.07.2041

A Companhia possui 22,9 MW da capacidade instalada da Usina Ibitiúva Bioenergética, que corresponde às suas participações acionárias e no consórcio.

Principais Entidades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia (MME)

O MME é o principal órgão do setor energético do Governo Federal, o qual atua como Poder Concedente em nome do Governo Federal, e tem como principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor. Subsequentemente à aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei nº 10.848, de 15.03.2004), o Governo Federal, atuando principalmente por intermédio do MME, assumiu certas atribuições anteriormente de responsabilidade da Aneel. Entre as atribuições assumidas estão a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de normas que regem o processo licitatório para concessões de serviços públicos e instalações de energia elétrica.

[1] As consorciadas são a controlada indireta Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,90%) e Andrade Açúcar e Álcool (27,10%).

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Aneel, autarquia federal autônoma. Depois da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as principais responsabilidades da Aneel passaram a ser (i) regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME; e (ii) responder a questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da Aneel incluem, entre outras, a (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de regulamentos para o setor elétrico; (iii) implementação e regulamentação da exploração das fontes de energia, incluindo a utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões, mediante delegação do MME; (v) solução de litígios administrativos entre os agentes do setor elétrico; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Conselho Nacional de Política de Energia (CNPE)

Em agosto de 1997, foi criado o CNPE para o desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo MME, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. Sua finalidade consiste em otimizar a utilização de recursos energéticos do Brasil, de maneira a assegurar o atendimento da demanda do País.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS foi criado em 1998 e se caracteriza como uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, constituída por geradores, transmissores, distribuidores e consumidores livres, além de outros agentes, tais como importadores e exportadores de energia elétrica.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico conferiu ao Governo Federal poderes para indicar três membros da Diretoria Executiva do ONS. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado, sujeito à regulamentação e supervisão da Aneel.

Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: (i) o planejamento da operação da geração e transmissão de energia elétrica; (ii) a organização e controle da utilização do SIN e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) a apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica - propostas estas que serão levadas em consideração no planejamento da expansão do sistema de transmissão; (vi) a proposição de normas relativas à operação do sistema de transmissão para aprovação pela Aneel; e (vii) a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A CCEE sucedeu, a partir de 2004, o Mercado Atacadista de Energia (MAE), absorvendo todas as suas atividades e ativos.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O principal papel da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN), sendo responsável por (i) registrar todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre (ACL), e (ii) contabilizar e liquidar as transações de curto prazo.

A CCEE é composta por detentores de concessões, permissões e autorizações do setor elétrico, bem como por Consumidores Livres e Consumidores Especiais, e o seu Conselho de Administração é formado por 4 (quatro) membros, nomeados pelos agentes, e por 1 (um) membro nomeado pelo MME, que ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração.

De acordo com o Decreto n.º 5.163 de 30.07.2004, o cálculo do preço da energia elétrica comprada ou vendida no mercado de curto prazo - ou Preço de Liquidação das Diferenças – (PLD) é de responsabilidade da CCEE e leva em conta, dentre outros fatores, (i) a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atendimento das cargas do sistema; (ii) as necessidades de energia elétrica dos agentes; e (iii) o custo do déficit de energia elétrica.

Em 26.10.2004, por meio da Resolução Normativa n.º 109, a Aneel instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, que estabelece a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE, dispondo, entre outros assuntos, sobre as obrigações e direitos dos agentes da CCEE, a forma de solução dos conflitos, as condições de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado e no ambiente livre e o processo de contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A EPE, cuja criação foi autorizada pela Lei n.º 10.847, de 15.03.2004, é uma empresa pública federal responsável pela condução de estudos e destinada a subsidiar o planejamento do setor energético, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis, bem como na área de eficiência energética. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a execução de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

Em 09.08.2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou o CMSE, entidade presidida e coordenada pelo MME e composta por representantes da Aneel, Agência Nacional de Petróleo (ANP), da CCEE, da EPE e do ONS. As principais atribuições do CMSE são (i) acompanhar as atividades do setor energético; (ii) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica; e (iii) elaborar as propostas de ações preventivas ou saneadoras visando a manutenção ou a restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as ao CNPE.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei 10.848 de 15.03.2004)

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico promoveu alterações significativas na regulamentação do setor elétrico com vistas a (i) proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade de geração; e (ii) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, por meio de processos licitatórios. As principais modificações introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- A criação de dois ambientes para a comercialização de energia, sendo (i) um mercado de venda de energia elétrica para concessionárias e permissionárias de distribuição de energia, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para Consumidores Cativos, que se dá por meio de leilões e com regras rígidas e públicas, denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR); e (ii) um Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde as negociações entre geradores, comercializadores e consumidores finais de energia são realizadas bilateralmente, tendo por característica maior dinamicidade e maior grau de competição entre os agentes;
- Obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% da sua demanda;
- Restrições a determinadas atividades das distribuidoras, de modo a assegurar que tais empresas se concentrem exclusivamente na prestação de serviços públicos de distribuição, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos consumidores cativos, evitando-se eventuais impactos nas tarifas dos custos decorrentes de atividades estranhas ao objeto da concessão;
- Existência de lastro (garantia física própria ou contratos de compra de terceiros) para toda energia comercializada em contratos;
- Obrigatoriedade de aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras exclusivamente por meio de leilões promovidos pela Aneel, eliminando a possibilidade de autocontratação (*self-dealing*), de forma a garantir a compra de energia elétrica pelos menores preços disponíveis no mercado; e
- Respeito aos contratos firmados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobras e suas controladas Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), Eletrosul, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) e Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) do Programa Nacional de Desestatização, criado pelo Governo Federal em 1990 para promover a transferência à iniciativa privada do direito à exploração de atividades desenvolvidas diretamente pela União ou por empresas estatais.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Comercialização de Energia

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei do Setor Elétrico e no Decreto n.º 2.655, de 02.07.1998, estando sujeita a um regime competitivo, do qual diversos agentes podem participar, dentre os quais as geradoras, atuando no regime de serviço público ou no de produção independente, as comercializadoras e os importadores de energia.

Ambientes para a Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as negociações envolvendo compra e venda de energia elétrica serão conduzidas em dois diferentes segmentos de mercado, que funcionam no âmbito da CCEE: (i) o Ambiente de Contratação Regulada, que contempla a compra por distribuidoras em leilões públicos para atender aos seus consumidores cativos; e (ii) o Ambiente de Contratação Livre, que compreende a comercialização direta de energia elétrica entre agentes de geração, comercializadores e consumidores livres.

A energia elétrica proveniente (i) de projetos de pequena capacidade de geração e conectados diretamente nos sistemas de baixa e média tensão - geração distribuída; (ii) de usinas qualificadas nos termos do Proinfa, conforme definido abaixo; e (iii) da UHE Itaipu, não estarão sujeitas a processos de leilão centralizado para o fornecimento de energia no Ambiente de Contratação Regulada.

A energia elétrica gerada pela UHE Itaipu é comercializada pela Eletrobras e os volumes que devem ser comprados por cada distribuidora são determinados compulsoriamente pela Aneel. Os preços pelos quais a energia gerada pela UHE Itaipu é comercializada, com a Eletrobras, são indexados ao dólar norte-americano e estabelecidos em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. A Medida Provisória 579, de 11.09.2012, convertida na Lei 12.783/2013, em 11.01.2013, estabeleceu que a União Federal pode assumir os efeitos da variação cambial da tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional. Consequentemente, os preços para UHE Itaipu aos consumidores finais não estão mais sujeitos à variação da taxa de câmbio.

As aquisições pelas distribuidoras de energia proveniente de processos de geração distribuída, fontes eólicas e PCH devem observar um processo competitivo de chamada pública, que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) deverão ser celebrados entre cada geradora e as distribuidoras do SIN, que são obrigadas a oferecer garantias às geradoras. As contratações entre as distribuidoras e geradoras preveem a entrega da energia a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, 1 (um) e, no máximo, 15 (quinze) anos. As contratações entre as Distribuidoras e novos empreendimentos das geradoras preveem a entrega da energia a partir do 3° ou do 5° ano contado do ano da respectiva licitação e terão prazo de duração de, no mínimo, 15 (quinze) e, no máximo, 35 (trinta e cinco) anos.

No ACR, as empresas de distribuição compram a energia que esperam comercializar com seus consumidores cativos por meio de leilões regulados pela Aneel e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas de geradoras comercializadoras e importadores de energia elétrica e podem ser realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Nos termos de um Contrato de Quantidade de Energia, os agentes vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica e assumem o risco de que o fornecimento poderá ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, entre outros fatores que poderão afetar o a energia alocada.

De outra forma, nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, Energia, a geradora compromete-se a manter seu empreendimento disponível para gerar a qualquer momento por solicitação do ONS, auferindo uma receita fixa independentemente de sua geração efetiva. O custo do combustível do empreendimento decorrente da ordem de despacho do ONS é suportado pelos Contratantes.

As distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia elétrica. A insuficiência de energia elétrica para suprir todo o seu mercado é verificada no processo de contabilização da CCEE e pode resultar em penalidades às distribuidoras.

As distribuidoras de energia têm o direito de repassar a seus consumidores os custos relacionados à energia elétrica adquirida por meio de leilões, bem como quaisquer tributos e encargos setoriais relativos aos leilões. Os desvios entre a arrecadação estimada e a efetivamente requerida para honrar seus contratos de compra de energia são ajustados no ciclo seguinte.

Redução da Energia Contratada

As distribuidoras podem reduzir o montante de energia contratada por meio dos CCEAR nos seguintes casos: (i) compensação pela saída de Consumidores Potencialmente Livres do ambiente de contratação regulado para o ambiente de contratação livre; (ii) desvios das estimativas de demanda elaboradas pelas distribuidoras, após dois anos da declaração de demanda inicial, sendo que neste caso a redução poderá atingir até 4% por ano do montante inicialmente contratado; e (iii) aumento dos montantes de energia adquiridos por meio de contratos firmados antes de 17.03.2004.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Redução Compulsória no Consumo

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, em uma situação na qual o Governo Federal venha a decretar a redução compulsória do consumo de energia em determinada região, todos os Contratos de Quantidade de Energia no Ambiente de Contratação Regulada, registrados pela CCEE, deverão ter seus respectivos volumes reajustados na mesma proporção da redução do consumo.

O Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No ACL é realizada a venda de energia entre geradoras, produtores independentes, autoprodutores, comercializadoras de energia elétrica, importadores de energia e consumidores livres.

Consumidores Livres - são aqueles consumidores finais que podem adquirir energia elétrica diretamente de agentes de geração ou de comercializadores. O critério de elegibilidade para se tornar consumidor livre é que a demanda contratada da unidade consumidora supere 3 (três) MW e, adicionalmente, para aqueles cujo início do fornecimento é anterior a 07.07.1995, sejam atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV.

Consumidores Especiais - são aqueles que, embora não atendam os critérios de elegibilidade para se tornarem consumidores livres, possuem demanda contratada igual ou maior que 500 kW, podendo optar pela contratação de energia elétrica advinda de empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas, tais como usinas de biomassa, energia eólica, PCH ou sistemas de cogeração qualificada.

O consumidor que esteja elegível a se tornar um consumidor livre, cujo contrato com a distribuidora tenha prazo indeterminado com uma distribuidora, somente poderá migrar para o ACL mediante a comunicação à distribuidora local, com antecedência mínima de 15 (quinze) dias da data limite para a declaração feita pela distribuidora ao MME de suas necessidades de energia para o leilão de compra referente ao ano subsequente.

A fim de minimizar os efeitos de perdas resultantes de consumidores que escolhem se tornar consumidores livres, as distribuidoras podem reduzir o montante de energia contratado junto a geradoras de acordo com o volume de energia que não será distribuído aos consumidores livres.

As geradoras estatais, tais como as geradoras privadas, poderão vender energia elétrica aos consumidores livres, contudo as estatais deverão fazê-lo por meio de processos públicos que garantam a transparência e igualdade de acesso aos interessados.

Compras de Energia Elétrica conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Em 30.07.2004, o Governo Federal instituiu a regulamentação que rege a compra e a venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada e no Ambiente de Contratação Livre, e disciplina as autorizações e concessões para projetos de geração de energia, incluindo regras relacionadas aos procedimentos de leilões e ofertas, a forma dos contratos de compra de energia e o método de repasse aos consumidores finais, entre outros.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A regulamentação determina que todos os agentes compradores de energia elétrica devem contratar a totalidade da sua demanda conforme as diretrizes do novo modelo. Por outro lado, os agentes vendedores devem demonstrar que a energia elétrica disponibilizada para venda tem como respaldo (lastro) suas próprias instalações de geração existentes ou contratos de compra de energia. Os agentes vendedores que não cumprirem estas exigências estarão sujeitos às penalidades por insuficiência de Lastro.

Os Leilões de Energia

As distribuidoras devem contratar 100% da sua demanda esperada de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão. Para cumprir essa finalidade, as distribuidoras devem realizar aquisições de energia nos leilões regulados pela Aneel (conforme mencionado anteriormente existem algumas situações excepcionais onde o suprimento de energia elétrica à distribuidora não requer a realização dos leilões regulados, quer por ser a compra da energia compulsória – caso de Itaipu – quer por ser autorizada a contratação por meio de chamada pública – Geração Distribuída, fontes eólicas, PCH, biomassa), seja para a aquisição junto a projetos de geração já existentes ou novos.

Os leilões de energia para os novos projetos de geração serão realizados (i) 5 (cinco) anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões "A-5"), e (ii) três anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões "A-3"). Haverá também leilões de energia das instalações de geração existentes (i) realizados um ano antes da data da entrega inicial (chamados de leilões "A-1"), e (ii) realizados em até quatro meses antes da data de entrega (chamados de "leilões de ajuste").

Cada agente vendedor que contrate a venda de energia por meio do leilão firmará um CCEAR com cada distribuidora, proporcionalmente à demanda declarada na intenção de compra da distribuidora. Os CCEAR dos leilões "A-5" e "A-3" têm prazos que variam de 15 (quinze) a 35 (trinta e cinco) anos, e os CCEAR dos leilões "A-1" têm prazo variado entre 1 (um) e 15 (quinze) anos. Contratos decorrentes dos leilões de ajuste de mercado estarão limitados ao prazo de 2 (dois) anos.

Após a conclusão de cada leilão, as geradoras e as distribuidoras celebram CCEAR estabelecendo os termos, condições, preços e montantes de energia contratada. As distribuidoras apresentam garantias em benefício das geradoras, podendo optar entre fiança bancária, dação de recebíveis em um montante equivalente a 100% da média do valor das últimas três faturas relativas ao CCEAR e cessão de Certificados de Depósito Bancários (CDB).

Leilões de Ajuste

Os leilões de ajuste estão previstos no artigo 26 do Decreto n.º 5.163 de 30.07.2004, e na Resolução Normativa Aneel n.º 162, de 01.08.2005, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das distribuidoras, até o limite de 1% dessa carga.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Leilão de Energia de Reserva

Por meio do Decreto n.º 6.353, de 16.01.2008, foi previsto o leilão de energia de reserva, tendo por objetivo a venda de energia de reserva, a que se referem o parágrafo 3º, do artigo 3º e o artigo 3º-A, da Lei n.º 10.848, destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

Leilões de Fontes Alternativas

Por fim, os "Leilões de Fontes Alternativas", regulamentados por meio do Decreto n.º 6048, de 27.02.2007, o qual altera a redação do Decreto n.º 5.163, de 30.07.2004, foram criados com o objetivo ser um dos mecanismos para atender o mercado consumidor das distribuidoras.

Limitação de Repasse de Custos de Aquisição

No que se refere ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica dos leilões às tarifas dos consumidores finais, o Decreto estabeleceu um mecanismo denominado Valor Anual de Referência (VR), que é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica para um ano "A", por todas as distribuidoras, decorrentes dos leilões "A-5" e "A-3" e dos Projetos Estruturantes.

O Valor Anual de Referência é um incentivo para que as distribuidoras façam a aquisição das suas necessidades de energia elétrica nos leilões "A-5", cujo custo de aquisição tende a ser inferior ao da energia contratada em leilões "A-3", por se acreditar que no leilão de "A-5" existirá uma maior oferta de fontes hidrelétricas. O VR é aplicado como limite de repasse às tarifas dos consumidores nos 3 (três) primeiros anos de vigência dos contratos de energia proveniente de novos empreendimentos. A partir do 4º ano, os custos individuais de aquisição serão repassados integralmente. O Decreto estabelece as seguintes limitações ao repasse dos custos de aquisição de energia pelas Distribuidoras:

- Impossibilidade de repasse dos custos referentes à contratação de energia elétrica correspondente a mais de 105% de sua carga anual;
- Quando a contratação ocorrer em um leilão "A-3" e a contratação exceder em 2% a demanda contratada em "A-5", o direito de repasse deste excedente estará limitado ao menor dentre os custos de contratação relativos aos leilões "A-5" e "A-3" (artigo 38 do Decreto n.º 5.163, de 30.07.2004);
- Caso a aquisição de energia proveniente de empreendimento existente seja menor que o limite inferior de contratação (correspondente a 96% do volume vigente dos contratos que se extinguirem no ano dos leilões), o repasse do custo de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos correspondente a esse valor não contratado será limitado por um redutor (artigo 34 do Decreto n.º 5163/04);
- O MME definirá o preço máximo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes; e

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Caso as distribuidoras não atendam a obrigação de contratar a totalidade da sua demanda, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo será repassada aos consumidores ao menor valor entre o PLD e o VR, sem prejuízo da aplicação de penalidades por insuficiência de contratação (artigo 42 do Decreto n.º 5.163, de 30.07.2004).

Contratos Firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que os contratos de aquisição de energia celebrados pelas distribuidoras, firmados e aprovados pela Aneel anteriormente à promulgação da referida Lei, não poderão ser alterados para a prorrogação dos prazos ou aumento nos preços ou volumes de energia já contratados.

A Desverticalização no âmbito do Novo Marco Regulatório

A desverticalização no setor de energia elétrica é um processo aplicável às empresas que atuam de forma verticalmente integrada, visando à segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e vem sendo implementada no Brasil desde 1995.

O processo de desverticalização tem como objetivos: (i) preservar a identidade de cada concessão, evitando a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração da atividade de serviço público, permitindo a aferição do equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, ensejando a transparência da gestão e permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão; e (ii) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização), bem como aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no SIN, não poderão desenvolver atividades: (i) de geração de energia (exceto Geração Distribuída); (ii) de transmissão de energia; (iii) de venda de energia a consumidores livres situados fora de sua área de concessão; e (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários a prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão, ou atividades estranhas ao objeto social, exceto nos casos previsto em lei e nos respectivos contratos de concessão.
Tais restrições não se aplicam:

- Ao fornecimento de energia a sistemas elétricos isolados;
- Ao atendimento de seu próprio mercado desde que inferior a 500 GWh / ano; e
- Na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria distribuidora ou a sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da Aneel.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Da mesma forma, as geradoras ou as transmissoras que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

As distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica tiveram que se adaptar às regras da referida desverticalização até setembro de 2005. Esse prazo poderia ser prorrogado pela Aneel, uma única vez, se efetivamente comprovada a impossibilidade do cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas.

Dação como Garantia Financeira de Financiamento

A Lei n.º 10.604, de 17.12.2002, estabeleceu que as concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica somente poderão oferecer os direitos emergentes da concessão, permissão ou autorização e qualquer outro ativo vinculado à prestação de serviço público, em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer outra operação vinculada ao objeto da respectiva concessão e, excepcionalmente, poderão oferecer garantias a financiamentos de empreendimentos de geração de energia elétrica de que participem direta ou indiretamente, outorgados antes da vigência da lei em questão.

A Resolução Aneel n.º 521, de 17.12.2002 determinou que as concessionárias de serviço público de energia elétrica, interessadas em constituir garantias em favor de empreendimentos de geração de energia elétrica, com outorga já concedida, encaminhem solicitação de autorização à Aneel, indicando o valor, o prazo e demais condições da operação. Referidas garantias somente poderão ser constituídas para lastrear financiamento dos bens e serviços destinados à implantação dos empreendimentos de geração de que se trata e desde que esses pertençam ao mesmo grupo controlador da concessionária de serviço público de energia elétrica garantidora.

Essa modalidade de garantia será autorizada para o período correspondente à construção da obra, extinguindo-se 180 (cento e oitenta) dias após sua entrada em operação comercial, caracterizada pela operação da última Unidade Geradora, respeitada a data prevista no cronograma de implantação da usina aprovado pela Aneel. Referida Resolução também estabelece a metodologia para cálculo dos limites a serem respeitados pelas concessionárias: (i) em função do endividamento em relação ao passivo total; ou (ii) em função da geração interna de recursos apurados anualmente, no período abrangido pela garantia pretendida.

Deverá constar da contratação pleiteada a expressa renúncia dos agentes financiadores a qualquer ação ou direito contra a Aneel e o Poder Concedente, em decorrência de desatendimento pelas concessionárias dos compromissos assumidos, ressalvando-se ainda, no instrumento de contratação que, o uso do produto da eventual indenização dos bens reversíveis para pagamento aos financiadores estará limitado ao valor dos débitos não liquidados.

Garantias Financeiras para comercialização da energia

Mensalmente, a CCEE calcula e exige que todos os agentes aportem garantias financeiras que cubram suas exposições financeiras negativas no mês.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Caso um agente vendedor não aporte integralmente a garantia exigida, seus contratos de venda não serão integralmente contabilizados no mês, o que pode expor seus compradores ao PLD.

Qualquer agente que não aporte integralmente a garantia exigida terá iniciado seu processo de desligamento da CCEE.

Remuneração das Geradoras

Ao contrário das distribuidoras, as geradoras não têm fixação de tarifas para prestação de seus serviços nem a garantia de equilíbrio econômico-financeiro estabelecido em suas outorgas e contratos de concessão.

As geradoras podem vender sua energia (i) para as distribuidoras, por meio de leilões públicos regulados pela Aneel, os chamados "leilões regulados", (ii) para distribuidoras, por meio de leilões próprios da distribuidora, quando se trata de geração distribuída ou (iii) com seus consumidores finais no Ambiente de Contratação Livre, por meio de agentes comercializadores, com preços e condições de fornecimento livremente negociados.

A capacidade de comercialização de energia de um agente de geração, em geral, não está associada à sua geração efetiva, mas sim a sua Garantia Física (GF), definida pelo MME. Para cada tipo de empreendimento (hidrelétrico, termelétrico, eólica, etc.) estão definidos critérios específicos para cálculo e revisão de sua Garantia Física.

Como exemplo, a Garantia Física de empreendimentos de geração hidrelétrica é estabelecida pelo MME com base em modelos computacionais que fazem uso do tratamento estatístico do histórico de afluências na região em questão, fluxos de água dos rios e níveis de água no reservatório de cada usina em um período plurianual.

O valor da garantia física dos empreendimentos hidrelétricos poderá será revisto a cada cinco anos pela Aneel ou na ocorrência de fatos relevantes, até o limite de 5% do valor estabelecido na última revisão, limitadas a 10% do valor constante dos respectivos contratos celebrados com o Poder Concedente.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O MRE é um mecanismo criado para distribuir o risco hidrológico entre os empreendimentos de geração hidrelétrica. Todas as geradoras hidrelétricas com despacho centralizado são membros compulsórios do MRE, sendo que, adicionalmente, as PCHs podem aderir ao MRE mediante determinadas condições. O MRE transfere o excedente de produção daquelas plantas que produziram acima de sua garantia física para outros membros que registraram geração abaixo de suas respectivas garantias físicas. As transferências de energia no âmbito do MRE são remuneradas por uma tarifa denominada "Tarifa de Energia de Otimização (TEO)", que cobre os custos médios de operação e manutenção das usinas hidrelétricas. A usina de Itaipu tem uma TEO própria.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Alocação do MRE

O MRE é alocado por meio de um processo de 4 (quatro) etapas, detalhadas abaixo:

1. Aferição se a produção total líquida dentro do MRE alcança os níveis totais de garantia física dos membros do MRE como um todo;
2. Aferição se alguma geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de garantia física;
3. As geradoras que tenham produzido acima de seus respectivos níveis de garantia física transferem compulsoriamente o adicional da energia às geradoras que tenham gerado abaixo da garantia física. Esta alocação do adicional da energia gerada, designada de energia otimizada, é feita, primeiramente, entre as geradoras dentro de um mesmo submercado e, depois, entre os diferentes submercados, de forma a assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de garantia física; e
4. (i) se, após a etapa (3) acima, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de energia assegurada e houver saldo de energia produzida, o adicional da geração líquida, designada de Energia Secundária, deve ser alocado entre as geradoras dos diferentes submercados. A energia será negociada pelo PLD.

   (ii) se, após a etapa (2) ou (3) acima, todos os membros do MRE não tiverem atingido seus níveis de energia assegurada, a energia faltante será comprada pelos membros do MRE ao PLD.

As geradoras participantes do MRE que produziram energia excedente além de seus níveis de garantia física são compensadas por custos variáveis de operação e manutenção (O&M) e custos com o pagamento de "*royalties*" pelo uso da água. Na impossibilidade de gerar os níveis de garantias físicas estabelecidos, as geradoras devem pagar custos de O&M e custos com os "*royalties*" pelo uso da água às geradoras que produziram acima de seus respectivos níveis de garantia física durante o mesmo período.

Em situações nas quais as geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de garantia física do MRE, a garantia física alocada é diminuída de forma a refletir os números efetivos de geração do MRE. Isto é, as geradoras recebem um nível de energia alocada que é baseado na porcentagem do seu nível de garantia física em relação ao nível de garantia física do MRE como um todo, multiplicado pela geração efetiva. Ainda que algumas geradoras do MRE gerem acima de seus níveis de garantia física, se o MRE como um todo não for capaz de atingir os níveis totais de energia assegurada, aquelas geradoras receberão, ainda assim, níveis de garantia física alocada, que estarão abaixo de seus níveis de garantia física.

Caso as geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de garantia física, as geradoras do MRE deverão comprar energia de geradoras termelétricas na quantidade suficiente de energia para atingir seus respectivos níveis de garantia física no mercado local. O mecanismo do MRE tenta assegurar que todos os membros atinjam seus respectivos níveis de garantia física, independentemente do montante contratado.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Energia Secundária

A energia total excedente, após a aplicação das etapas anteriores do MRE, é distribuída proporcionalmente às Garantias Físicas de seus participantes, sendo denominada Energia Secundária. Essa energia não pode ser utilizada como lastro de venda em contratos bilaterais ou regulados, sendo necessariamente liquidada ao preço de liquidação de diferenças (PLD) no âmbito da CCEE.

Incentivos a Fontes Alternativas de Energia

Desde a promulgação da Lei n.º 10.438, de 26.04.2002, vêm sendo criados alguns incentivos às fontes alternativas de geração de energia elétrica, tais como: (i) o Proinfa, administrado pelo MME, que garante aos empreendimentos habilitados a compra, pela Eletrobras, da energia elétrica gerada pelo prazo de 20 (vinte) anos e apoio financeiro do BNDES; (ii) Redução nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica (na produção e no consumo), com desconto não inferior a 50%; e (iii) Condição especial para migração para o ambiente de contratação livre de consumidores com carga entre 500 kW e 3 MW (consumidores especiais), desde que tais consumidores adquiram energia elétrica de geradores a partir de fontes alternativas de energia elétrica, aumentando assim o mercado consumidor desses produtores.

Encargos Setoriais

Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e de Transmissão (TUSD e TUST)

A TUSD é paga pelas geradoras e pelos consumidores livres pelo uso do sistema da distribuidora à qual a geradora ou o consumidor livre estejam conectados e é reajustada anualmente, levando-se em conta a variação de seus componentes. A TUSD compreende os custos de operação e manutenção da rede, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações. Atualmente, a TUSD é composta de duas partes, uma denominada TUSD-Encargos, calculada de acordo com o uso de energia elétrica, e a outra, denominada TUSD Fio, cobrada pela demanda contratada. O encargo mensal a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação do montante de uso, em kW, pela tarifa estabelecida pela Aneel, em R$/kW.

Os empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas, respeitadas as condições legais, podem receber descontos na TUSD, variando entre 50% e 100%. Tais descontos são aplicáveis tanto à TUSD paga pelo empreendimento quanto à TUSD paga pelos consumidores que adquirem energia desses empreendimentos.

Os descontos oferecidos aos geradores de energia alternativa e seus respectivos consumidores são contabilizados em separado pelas distribuidoras e considerados na revisão ou reajuste tarifário subsequente à concessão do desconto, de forma a não impactar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST)

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres pela utilização da rede básica e é reajustada anualmente pela Aneel de acordo com (i) a inflação; e (ii) as receitas anuais permitidas para as transmissoras, incluindo o custo de expansão, determinadas pela Aneel. Em conformidade com critérios estabelecidos pela Aneel, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação da operação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários do sistema de transmissão. Os usuários da rede, incluindo as geradoras, assinam contratos com o ONS que lhes conferem o direito de usar a rede de transmissão em troca do pagamento das tarifas divulgadas.

Tarifa de Transporte de Itaipu

A UHE Itaipu possui uma grade de transmissão operada em corrente alternada e contínua, que não é considerada parte da Rede Básica ou do sistema de transmissão intermediário. O uso deste sistema é remunerado por uma tarifa específica denominada "Transporte de Itaipu", pago pelas empresas detentoras de quotas da energia produzida pela UHE Itaipu, na proporção de suas quotas.

Cobrança pela Utilização de Recursos Hídricos "Royalties"

Os titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico devem pagar, a título de compensação pela utilização de recursos hídricos, 6,75% sobre o valor da energia elétrica produzida. O pagamento é devido aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios em cujos territórios se localizem o aproveitamento ou que tenham áreas alagadas por águas do respectivo reservatório e a órgãos da Administração Direta da União.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE)

A TFSEE foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26.12.1996, foi modificada pela Lei 12.783/2013, e regulamentada pelo Decreto n.º 2.410, de 28.11.1997. Trata-se de taxa anual, diferenciada em função da modalidade de serviço e proporcional ao porte da concessão, permissão ou autorização (aqui incluídas a produção independente e a autoprodução de energia).

A TFSEE alcança 0,4% do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado e deve ser recolhida diretamente à Aneel, em 12 (doze) quotas mensais.

Reserva Global de Reversão (RGR)

A RGR foi concebida em 1971 para prover os recursos necessários para ressarcir agentes quando do encerramento ou encampação de sua concessão. A partir de fevereiro de 1999, a Aneel instituiu a cobrança de uma taxa exigindo que todas as distribuidoras e determinadas geradoras que operassem sob o regime de serviços públicos fizessem contribuições mensais à RGR, a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos fixos da empresa em operação, porém não podendo exceder 3% do total de sua receita operacional em qualquer exercício.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A Lei 12.783/2013 desobriga, a partir de 01.01.2013, do recolhimento da quota anual da RGR: (i) as concessionárias e permissionárias de distribuição, (ii) as concessionárias de transmissão licitadas a partir de 11.09.2012 e (iii) as concessionárias de transmissão e geração prorrogadas ou licitadas nos termos dessa Lei.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A CDE foi criada para apoiar (i) o desenvolvimento da produção de energia em todo o País; (ii) a produção de energia por meio de fontes alternativas de energia (eólica, carvão mineral, gás e biomassa); e (iii) objetivos sociais tais como a universalização dos serviços de energia em todo o País, a redução do custo da eletricidade para cidadãos de baixa renda e a preservação da indústria de carvão mineral na Região Sul do Brasil. É paga por todos os consumidores finais de energia por meio dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

A CDE foi criada pela Lei n.º 10.438, de 26.04.2002 e regulamentada pelo Decreto n.º 4.541, de 23.12.2002, devendo permanecer em vigor por 25 (vinte e cinco) anos. Neste sentido, vale notar que para que haja o cancelamento do subsídio representado pela CDE é necessário que uma nova lei, que deverá cumprir todos os passos do processo legislativo no Brasil.

Para as usinas termelétricas que utilizam carvão mineral produzido no Brasil, a referida Lei requer que a CDE seja utilizada para subvencionar até 100% do custo do combustível. De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão deve ser observada pelas usinas a fim de garantir determinados níveis de produção de carvão mineral nacional. É importante notar que a legislação da CDE determina que novas usinas somente podem ser acrescidas à CDE se disporem de suficiente capacidade financeira para cobrir as respectivas despesas adicionais.

Adicionalmente, as usinas movidas a carvão mineral nacional contribuem para a diversificação das fontes de energia no Brasil e impede a necessidade de se importar carvão, contribuindo, assim, para a balança de pagamentos. É importante ressaltar que a CDE não é uma subvenção mantida pelo erário público, mas sim é um encargo pago por todos os consumidores finais de energia elétrica.

Desde a criação da CDE, os recursos disponíveis têm sido suficientes para cobertura de 100% dos dispêndios com combustíveis incorridos pelas usinas a carvão com direito à mesma, inclusive nos anos em que houve maximização da geração termelétrica. Em razão do acima exposto, a Companhia não acredita em uma eventual falta de recursos ou no cancelamento do subsídio representado pela CDE.

Em 17.07.2012, a ANEEL publicou a Resolução 500, que estabelece os procedimentos para reembolso do custo de combustíveis de empreendimento que utilize carvão mineral nacional, por intermédio CDE. Nesta resolução, o critério de reembolso atualmente em vigor permanecerá vigente até 31.12.2015. A partir de 01.01.2016, o reembolso do custo do combustível dependerá do nível de eficiência da central geradora.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Contribuição para P&D

As distribuidoras, geradoras e transmissoras devem investir a cada ano um mínimo de 1% de sua receita operacional líquida em P&D. PCH, projetos de energia solar, eólica e Biomassa estão isentos de tal exigência.

Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)

A CCC é uma subvenção econômica paga por todos os consumidores de energia para cobertura do custo do combustível utilizado para produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Encargos por Segurança Energética (ESS-SE)

O ESS-SE se destina a custear as usinas termelétricas despachadas por segurança energética em função de decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Até março de 2013, as usinas que eram despachadas fora da ordem de mérito econômico não eram consideradas na formação do PLD, e os custos correspondentes eram pagos exclusivamente pela carga, ou seja, distribuidores (com repasse aos consumidores cativos) e consumidores livres.

A Resolução CNPE 3/2013, de 06.03.2013, modificou a forma de rateio desses custos, incluindo os demais agentes, geradores e comercializadores, no pagamento dos mesmos.

De 01.04.2013 até 31.07.2013, parte dos custos com segurança energética serão pagos pelos agentes de mercado (carga, gerador ou comercializador) que estiverem expostos negativamente ao PLD, via pagamento de um incremento denominado delta-PLD a ser aplicado sobre o volume exposto. O restante dos custos será rateado por todos os agentes de mercado na proporção de sua energia comercializada.

A partir de 01.08.2013, serão incorporados mecanismos de aversão ao risco hidrológico aos modelos utilizados no processo de formação do PLD. Assim, os modelos de despacho e formação de preço tenderão a antecipar o despacho termelétrico, incorporando o custo dessas usinas ao PLD. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) continuará com a prerrogativa de despachar termelétricas fora da ordem de mérito para garantir a segurança energética (ou seja, poderá continuar a existir ESS-SE), sendo esse custo adicional rateado entre todos os agentes de mercado na proporção de sua energia comercializada.

Esta alteração de regra impõe custos adicionais aos geradores e comercializadores, que no entendimento destes é indevido, o que motivou questionamento jurídico das novas regras de parte de associações representativas de geradores e comercializadores.

Inadimplemento de Encargos Setoriais

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a falta de pagamento da contribuição à RGR, ao Proinfa, à CDE, à CCC, de outros pagamentos devidos em virtude de compra de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada ou da UHE Itaipu, impedirá a parte inadimplente de receber reajustes de tarifas (exceto a revisão extraordinária) ou de receber recursos advindos da RGR, da CDE ou da CCC.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Racionamento

As baixas quantidades de chuvas nas estações úmidas dos anos 2000 e 2001 resultaram em uma queda anormal nos níveis de água em diversos reservatórios utilizados pelas maiores UHE do Brasil. Tal fato, aliado à restrição de investimentos em projetos de geração e transmissão nos anos que antecederam a esse período, levou o Governo Federal a adotar restrições no atendimento ao consumo de energia no ano de 2001.

Em maio de 2001, o Presidente da República criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), posteriormente transformada em Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE), com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções imprevistas de suprimento.

A CGSE estabeleceu regimes especiais de cobrança de tarifas, limites de uso e fornecimento de energia e outras medidas visando à redução do consumo de energia elétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Em virtude da melhoria nas condições hídricas no País e do êxito na política de contenção do consumo de energia elétrica, que propiciaram aumento significativo dos níveis nos reservatórios das UHE, o Governo Federal anunciou, em fevereiro de 2002, o fim das medidas de racionamento.

A necessidade de racionamento é determinada pelo ONS em bases regionais. Na hipótese de racionamento, o preço refletirá o custo da energia não entregue ou o preço máximo que os consumidores pagariam pela energia, conforme determinado pelo ONS.

Acordo Geral do Setor Elétrico

O Acordo Geral do Setor Elétrico foi o acerto firmado entre geradoras e distribuidoras com o objetivo de definir regras para compensação das perdas financeiras geradas pelo racionamento de energia nos anos 2001 e 2002. O acordo, fechado em dezembro de 2001, previu financiamento de até R$ 7,5 bilhões do BNDES às empresas e reajuste tarifário extraordinário de 2,9% para consumidores rurais e residenciais, com exceção dos consumidores de baixa renda, e de 7,9% para consumidores de outras classes, a título de recomposição das perdas.

b. política ambiental da Companhia e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental

Princípios e Gestão Ambiental

A gestão ambiental desenvolvida na Companhia considera o equilíbrio entre a atuação da Companhia e a conservação ambiental, a fim de reduzir o impacto ao meio ambiente e promover o uso sustentável dos recursos naturais, pautada pelos princípios e diretrizes estabelecidos em suas Políticas de Gestão Sustentável e sobre Mudanças Climáticas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Para assegurar o cumprimento dessas diretrizes e promover a adequada gestão ambiental, a Companhia conta com um sistema integrado de gestão que contempla a qualidade e o meio ambiente e que, em 2009, foi expandido também à gestão da responsabilidade social e da saúde e segurança do trabalho. Nesse sistema, procedimentos, ferramentas e programas ambientais dão a base para o controle de riscos e identificação de oportunidades de melhorias operacionais de processos e serviços.

Assim, a Política Tractebel Energia de Gestão Sustentável garante a condução da produção de energia elétrica em conformidade com os requisitos legais, tanto aqueles comuns a todas as usinas quanto aos específicos de cada empreendimento. Além disso, todas as comunicações das partes interessadas referentes à qualidade, meio ambiente, responsabilidade social e saúde e segurança do trabalho são inseridas e gerenciadas pelo sistema para que sejam devidamente acompanhadas e respondidas.

A Tractebel é signatária e participou da elaboração do Código de Ética Socioambiental do Instituto Acende Brasil, que apresenta princípios para construção e operação de usinas, respeitando as dimensões social, ambiental e econômica, com o objetivo de promover a transparência e sustentabilidade do setor elétrico:

I – Redução e **controle dos impactos** sobre o meio ambiente.

II – **Conservação** da biodiversidade e dos recursos naturais.

III – **Respeito** às comunidades.

IV – **Transparência e diálogo**.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Diretrizes do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Meio Ambiente e Saúde e Segurança do Trabalho (SIG).

Operacional	Maximizar a geração de energia, observando o planejamento do ONS, preservando as condições ambientais e garantindo a segurança dos aproveitamentos.
Ambiental	Gerar energia, em observância às normas de segurança, ao uso racional e preservação dos recursos naturais, prevenir a poluição e controlar os riscos ambientais, atuando, primordialmente, de forma preventiva.
Patrimonial	Utilizar estritamente as áreas necessárias aos empreendimentos, realocar áreas remanescentes para uso social e ambiental, detectando e impedindo seu uso irregular.
Relacionamento com a sociedade	Participar da vida das comunidades localizadas nas áreas de influência dos empreendimentos, procurando identificar e satisfazer suas expectativas, disponibilizando mecanismos de comunicação abertos e permanentes.
Saúde e segurança no trabalho	Preservar a integridade física e psíquica de todos os empregados, prestadores de serviço, fornecedores, clientes e visitantes, por meio do reconhecimento, avaliação e controle dos perigos e riscos existentes, melhorando continuamente os processos, equipamentos e ambiente de trabalho.
Mudanças climáticas	Priorizar as fontes renováveis de energia em sua matriz energética e em seus processos, investir em Pesquisa & Desenvolvimento, desenvolver projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e outras soluções sustentáveis, de forma a atuar como promotora do desenvolvimento sustentável.

Aspectos e impactos ambientais

Os aspectos e impactos ambientais decorrentes das atividades, produtos e serviços da Companhia são identificados de acordo com procedimentos definidos pelo SIG, e geridos com foco na prevenção ou mitigação baseada em processos e critérios de três esferas de gestão, conforme a Política de Gestão Sustentável e os objetivos e metas da Companhia:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Gestão dos aspectos e impactos ambientais

Controle operacional	- Definiçãode critérios e procedimentos. - Implantação de estruturas físicas e de controle, como barreiras de contenção para conter vazamentos, sistemas separadores água-óleo, entre outros.
Atendimento a emergências	- Identificação de possíveis situações de emergência e desenvolvimento de Planos de Atendimento a Emergências Ambientais, que permitem a intervenção necessária, no momento mais oportuno, para impedir ou minimizar os impactos ao meio ambiente.
Medição e monitoramento	- Definição de Planos de Monitoramento Ambiental para acompanhamento daquelas atividades com potencial de gerar aspectos e impactos significativos.

Certificações e conformidade legal

Todas as usinas do parque gerador operado pela Companhia contam com as autorizações e licenças ambientais exigidas pelos órgãos competentes, cumprindo as condicionantes aplicáveis nas três fases do projeto: Licença Ambiental Prévia (avaliação de viabilidade do projeto), Licença Ambiental de Instalação e Licença Ambiental de Operação.

Constantemente, a Companhia avalia e ajusta suas operações e procedimentos, a fim de atender aos padrões legais e alcançar os compromissos voluntários que assume.

Além da conformidade legal, as 15 (quinze) maiores usinas operadas pela Companhia, equivalentes a 87% da capacidade instalada total do parque gerador, são certificadas conforme os requisitos da NBR ISO 14001-2004 – Sistema de Gestão Ambiental.

Essas certificações refletem o constante trabalho de equipe em busca da excelência dos processos e representam importantes ganhos, com a adoção das melhores práticas na gestão do meio ambiente. A Companhia está com o processo de implementação da certificação da UHE Estreito em andamento, cujaprevisão de certificação é para o ano de 2014, o que elevará o percentual na capacidade instalada de usinas certificadas para mais de 95%.

A ISO 14001 é uma, norma internacional que estabelece os requisitos necessários para a Gestão Ambiental de um empreendimento, com ênfase na avaliação dos aspectos ambientais e respectivos impactos associados, melhoria contínua do desempenho da organização na prevenção e controle da poluição, atendimento à legislação ambiental e no gerenciamento das situações de emergência.

As usinas que ainda não possuem certificação, mas que operam dentro desses padrões, são: a UHE Estreito, as PCH Rondonópolis, José Gelazio da Rocha e Areia Branca, as eólicas Beberibe, Pedra do Sal e a termelétrica Ibitiúva Bioenergética.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Percentual de Certificação (NBR ISO 14.001)	
Capacidade Instalada Total – MW (desconsiderando a 8ª unidade da UHE Estreito que ainda não entrou em operação comercial)	8.494
Capacidade Instalada nas Usinas Certificadas - MW	7.396
Geração Total em 2012- MWh	36.193.100,98
Geração nas Usinas Certificadas em 2012- MWh	31.408.383,97
Percentual de Certificação NBR ISO 14.001 (capacidade instalada) - %	**87,1**
Percentual de Certificação NBR ISO 14.001 (geração) - %	**86,8**

Notas: Não foram consideradas neste cálculo as Usinas em fase de Implantação/Projeto. A UHE Estreito entrou em operação em abril de 2011.

Objetivos, Metas e Programas de Gestão Ambiental

Observando os princípios de sua Política de Gestão Sustentável, a Companhia define periodicamente seus objetivos e metas ambientais, que originam Programas de Gestão Ambiental. Os programas determinam as ações a desenvolver, bem como os responsáveis pela implementação das ações e os prazos para sua execução, com o intuito de melhorar o desempenho ambiental dos empreendimentos no desenvolvimento de suas atividades.

Programas e Projetos Ambientais Desenvolvidos nas Usinas

- **Estudos socioambientais para implantação de novos empreendimentos:** desenvolvidos para avaliar diferentes aspectos e possíveis impactos socioambientais previamente à implantação de novas usinas, são focados na flora e na fauna terrestre e aquática, na qualidade das águas superficiais e subterrâneas e no efeito erosivo, entre outros temas. Esses estudos são submetidos a consultas públicas e à análise dos órgãos competentes, a fim de garantir a observância de todos os aspectos relevantes para as partes interessadas.
- **Semana de Meio Ambiente e Sustentabilidade (SEMAS):** aberta aos empregados e à comunidade, a semana é realizada anualmente, desde 2007, com o objetivo de promover conscientização ambiental e, de modo mais abrangente, os princípios da sustentabilidade. A SEMAS de 2012 – realizada pelas Usinas Hidrelétricas Itá, Machadinho e Passo Fundo em parceria com o Consórcio Machadinho e com o Consórcio Itá - foi realizada no município de Piratuba (SC) e contou com a participação da Federação da Indústria do Estado de Santa Catarina (FIESC) - que realizou evento paralelo sobre sustentabilidade - além da Associação dos Municípios Lindeiros da Barragem de Itá (AMULBI) e da Agência de Desenvolvimento do Alto Uruguai, e englobou as atividades de comemoração dos 10 (dez) anos da UHE Machadinho. O evento contou com a participação de palestrantes expressivos como Fábio Feldmann e promoveu oficinas de desenvolvimento regional sustentável. Adicionalmente, integrou-se uma reunião da AMULBI para incentivar a participação dos prefeitos atuais e eleitos no curso de gestão pública, com o objetivo de promover melhoria nas próximas administrações.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **Semana Interna de Segurança e Meio Ambiente (SISMA):** em 2012, pelo terceiro ano consecutivo, a Companhia realizou a SISMA nas Usinas Hidrelétricas Cana Brava e São Salvador. O evento, voltado aos empregados e suas famílias, contou com participação de terceirizados e apresentou as operações da Companhia e sua gestão ambiental, incluindo temas como pesquisa & desenvolvimento, atividades de meio ambiente, sexualidade, segurança do trabalho.

- **Programa de plantio e doação de mudas:** desenvolvido nas áreas do entorno das usinas, tem como objetivo recuperar a vegetação das Áreas de Preservação Permanente, por meio do plantio de mudas. A doação de mudas de espécies nativas à comunidade colabora para a formação de multiplicadores do reflorestamento na região, promovendo, também, a conscientização sobre a importância da conservação ambiental.

Plantio e doação de mudas, por Usina, no ano de 2012

Usina	Plantadas	Doadas
Hidrelétricas		
UHE Itá	3.863	17.433
UHE Machadinho	27.384	1.030
UHE Passo Fundo	54.790	7.539
UHE Salto Santiago e UHE Saldo Osório	7.621	44.196
UHE Cana Brava	1.852	5.253
UHE São Salvador	180	13.011
UHE Ponte de Pedra	8.000	8
UHE Estreito (Plantio realizado no âmbito do Ceste)	25.458	10.143
PCH		
PCH Areia Branca	15.000	65
PCH José Gelazio da Rocha	2.050	-
PCH Rondonópolis	-	1.000
Eólica		
EOL Beberibe	280	-
EOL Pedra do Sal	103	-
Termelétricas		
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL)	3.552	87.984
UTE William Arjona	-	300
UTE Charqueadas	-	6.144
UTE Alegrete	-	2.000
Usina de Cogeração Lages	-	200
UTE Ibitiúva	-	200
Total	**150.133**	**196.506**

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **Programa de conservação de nascentes:** em 2010, a Companhia implantou, por meio da UHE Salto Santiago, o Programa Água Boa, que visa desenvolver iniciativas para a proteção de 300 nascentes situadas em propriedades rurais do Município de Chopinzinho (PR). Realizado em parceria com a Casa Familiar Rural, o Conselho Municipal dos Direitos da Criança e do Adolescente de Chopinzinho, a Prefeitura Municipal de Chopinzinho e o Rotary Clube de Chopinzinho, o Programa prevê, entre outros benefícios, a conservação dos recursos hídricos regionais em quantidade e qualidade, a geração e o compartilhamento de conhecimento na área ambiental e a fixação da população rural no campo. A conclusão desse programa estava prevista para agosto de 2012, porém, nesse mesmo ano, foi assinado mais um convênio, com outra prefeitura da região, para proteção de mais 300 nascentes via Casa Familiar Rural.
- **Promoção da biodiversidade e parques ambientais:** como parte da compensação ambiental pela implantação dos empreendimentos, a Companhia financia e apoia, por meio de programas e parcerias, a criação e manutenção de unidades de conservação ambiental com o objetivo de conservar a biodiversidade em áreas do entorno de seus reservatórios, dentre os quais se destacam:

  - Programa Áreas Estratégicas para a Conservação da Biodiversidade no Paraná: desenvolvido em parceria com o Instituto Ambiental do Paraná (IAP), com a Secretaria do Estado do Meio Ambiente (SEMA) e com a *The Nature Conservance* (TNC), o Programa visa à atualização do mapeamento da vegetação da Região Centro Sul do Paraná.

  - Parque Estadual Serra da Esperança: a Companhia assinou um convênio que prevê a destinação de R$ 5 milhões para a aquisição de áreas do parque, localizado na região do Salto do São Francisco (PR). A ação integra o processo de regulamentação fundiária da unidade de conservação, que contará com mais de 6 (seis) mil hectares e contribuirá com a preservação da Área de Proteção Ambiental (APA) da Serra da Esperança, onde estão localizados os maiores remanescentes florestais de araucária da região, bem como as nascentes do rio São Francisco. Em 2012 foram iniciados os trabalhos de cadastramento das propriedades e demarcação local das áreas do Parque.

  - Parque Ambiental Jorge Lacerda: ainda em construção, na cidade de Capivari de Baixo (SC), o parque tem por objetivo transformar uma área antes degradada em modelo de conservação. O projeto é realizado pela Tractebel Energia em parceria com a Fundação de Apoio à Educação, Pesquisa e Extensão da Unisul (Faepesul) e deve ser concluído em 2013. A ideia é oferecer à população eventos culturais, educação ambiental, recreação, oficinas de arte, exibição de audiovisuais.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Parque Estadual Fritz Plaumann: localizado em Concórdia (SC), foi implantado em parceria com empresas privadas, a Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina (FATMA) e a sociedade civil, viabiliza a proteção e o uso público da mais importante área da remanescente Floresta Estacional Decidual (Floresta do Rio Uruguai). O parque é gerido por uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP), responsável pela equipe e manutenção das áreas da Unidade de Conservação, criada com esse objetivo e que conta com a participação da Tractebel Energia.

- Parque Natural Municipal Mata do Rio Uruguai Teixeira Soares: o Parque, parte da compensação ambiental da implantação da UHE Itá, é localizado no município de Marcelino Ramos (RS), conta com uma área de 426,1 hectares e visa aumentar as áreas protegidas por meio da educação ambiental e da adequação de atividades de turismo ecológico e rural, entre outros projetos de desenvolvimento integrado aos objetivos da conservação ambiental.

- **Centro de Divulgação Ambiental (CDA) da UHE Itá:** no Centro, localizado em Itá (SC), são desenvolvidos projetos educativos voltados à comunidade, que incluem exposições temáticas, biblioteca, videoteca e arquivos fotográficos que apresentam informações socioambientais sobre a região e os programas desenvolvidos pela usina. Desde o início das atividades do CDA, já foram atendidas mais de 210 mil pessoas.

- **Projeto Coletores Solares:** envolve nove entidades dos municípios do entorno da UHE Salto Osório e da UHE Salto Santiago e consiste na realização de oficinas na UHE Itá, nas quais são apresentadas instruções de como montar um aquecedor, abastecido por energia solar, com o uso de materiais reciclados, como embalagens longa-vida e garrafas PET.

- **Programa de Relacionamento com a Comunidade:** a Companhia desenvolve uma série de iniciativas de relacionamento com as comunidades do entorno das suas usinas, com o objetivo de apresentar suas atividades e informar a população sobre conservação ambiental e desenvolvimento social. Entre essas iniciativas, destacam-se:

  - Visitas às Usinas e Comunicação Socioambiental: a Companhia abre suas usinas para visitações de estudantes e pesquisadores, apresentando as operações e os programas socioambientais desenvolvidos. Em 2012, foram mais de 45,9 mil visitantes às usinas da Companhia e mais de 47,5 mil participantes nos programas de educação ambiental.

  - Projeto Vizinhos do Lago: desenvolvido na UHE Itá desde 2007, o Projeto visa uma aproximação da Usina com a população lindeira, constituindo um canal de comunicação permanente por meio do qual a Companhia busca conhecer e atender as demandas da comunidade.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Centro de Apoio Socioambiental e Patrimonial (CASAP): a UHE Passo Fundo mantém um Centro de Atividades Socioambientais e Patrimoniais, que serve de apoio aos programas ambientais desenvolvidos na sua área de abrangência. Os programas têm como foco a qualidade da água, o monitoramento da ictiofauna, a revegetação das ilhas do reservatório, a educação ambiental e a vigilância ambiental, entre outros aspectos.

- Programa de Educação Ambiental UHE Passo Fundo: o Programa de Educação Ambiental nas Escolas Municipais dos municípios do entorno da UHE Passo Fundo é destinado à comunidade escolar e à população lindeira, de maneira geral, e tem como objetivo contribuir para a disseminação de conhecimentos e mudanças de hábitos que colaborem para o desenvolvimento sustentável, além de servir como um elo entre o empreendimento e a comunidade. Assim, a Companhia desenvolve palestras, oficinas, distribuição de material didático/informativo e seminário, buscando esclarecer a forma de atuação do empreendimento e questões ambientais relacionadas, principalmente, a aspectos locais.

- Concurso_de Redação das 8ª séries UHE Machadinho: O Consórcio Machadinho realiza o Concurso de Redação, destinado aos alunos de 8ª série das escolas dos municípios lindeiros à UHE Machadinho, a fim de fomentar o debate sobre questões culturais e ambientais e possibilitar o registro das impressões dos estudantes que visitaram o empreendimento.

- Programa de Formação de Educadores Ambientais (PFEA): Com o objetivo de formar multiplicadores, o PFEA soma-se a outras atividades de educação ambiental desenvolvidas pelo Consórcio Machadinho, em parceria com o poder público e as comunidades da área de abrangência da UHE Machadinho. O Programa foi estruturado para que os educadores aprimorem seus conhecimentos na área e, assim, possam identificar e analisar práticas pedagógicas que contribuam para disseminá-los.

- **Reservatórios**

A área dos reservatórios das usinas hidrelétricas que a Companhia opera e seus entornos são de responsabilidade jurídica da Companhia e de suas controladas, que conta com equipes de vigilância ambiental e sócio-patrimonial e mantém acordos de cooperação com a Polícia Ambiental local para os trabalhos de fiscalização.

Além disso, a Companhia incentiva o uso múltiplo dessas áreas pelas comunidades, estabelecendo parcerias com municípios para criação de praias artificiais, áreas reservadas à pesca, motonáutica e outras formas de lazer, bem como o recurso de irrigação para agropecuária.

O item "biodiversidade regional", descrito em cada usina, apresenta quantitativamente a diversidade de espécies em cada área/região. Exceto quando especificada a fonte, os dados sobre biodiversidade foram levantados no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e no Relatório de Impacto ao Meio Ambiente (RIMA) de cada usina.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Perfil dos Reservatórios

UHE Itá

Localização: entre os municípios de Itá (SC) e Aratiba (RS).
Área do reservatório: 142 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 22,56 km².
Biodiversidade regional: 27 espécies de mamíferos, 94 de aves, 31 de répteis, 11 de anfíbios, 40 de peixes e 60 de flora (arbóreas).
Unidades de Conservação: Parque Estadual Fritz Plaumann (SC), de 7,41 km², Parque Municipal Teixeira Soares (RS), de 4,61 km², e Parque Municipal de Preservação Ambiental de Severiano de Almeida (RS), de 0,15 km².

UHE Machadinho

Localização: entre os municípios de Piratuba (SC) e Maximiliano de Almeida (RS).
Área do reservatório: 79 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 44,05 km².
Biodiversidade regional: 52 espécies de mamíferos, 192 de aves, 63 de peixes, pelo menos duas espécies relevantes de répteis e 522 de flora.
Unidades de Conservação: Parque Florestal Estadual Espigão Alto (RS), com 13,33 km².

UHE Cana Brava

Localização: município de Cavalcante (GO).
Área do reservatório: 139 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 3,2 km².
Biodiversidade regional: 92 espécies de mamíferos, 304 de aves, 98 de peixes, 41 espécies de anfíbios, 77 de répteis (Fonte: *Systema Naturae* Consultoria Ambiental Ltda.).
Unidades de Conservação: não mensurado.

UHE Passo Fundo

Localização: município de Entre Rios do Sul (RS).
Área do reservatório: 151 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 4,11 km².
Biodiversidade regional: 18 espécies de mamíferos, 122 de aves, 14 de répteis, 10 de anfíbios, 44 de peixes e 20 de flora (Fonte: PLUS – Plano de Uso e Ocupação das Águas e Entorno do Reservatório da UHE Passo Fundo).
Unidades de Conservação: Parque Estadual Rondinha, com 10 km², e Reserva Municipal da Sagrisa, com 4 km².

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

UHE Salto Santiago

Localização: entre os municípios de Rio Bonito do Iguaçu e Saudade do Iguaçu (PR).
Área do reservatório: 208 km².
Área de Preservação Permanente (APP): a legislação da época da implantação da Usina não estabelecia a obrigatoriedade de se adquirir áreas para a formação de APP.
Biodiversidade regional e Unidades de Conservação: o levantamento da biodiversidade da área de influência direta da Usina está em andamento.

UHE Salto Osório

Localização: entre os municípios de São Jorge d'Oeste e Quedas do Iguaçu (PR).
Área do reservatório: 55 km².
Área de Preservação Permanente (APP): a legislação da época da implantação da Usina não estabelecia a obrigatoriedade de se adquirir áreas para a formação de APP.
Biodiversidade regional e Unidades de Conservação: o levantamento da biodiversidade da área de influência direta da Usina está em andamento.

UHE Ponte de Pedra

Localização: entre os municípios de Itiquira (MT) e Sonora (MS).
Área do reservatório: 14,5 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 7,8 km².
Biodiversidade regional: 80 espécies de mamíferos, 249 de aves, 58 de répteis, 17 de anfíbios e 9 de invertebrados.
Unidades de Conservação: o reservatório da usina é adjacente ao Parque Estadual da Serra de Sonora, com aproximadamente 79 km².

PCH José Gelazio da Rocha
Localização: Rondonópolis (MT).
Área do reservatório: 0,27 km².
Área de Preservação Permanente (APP): não foi estabelecida pela legislação no entorno do reservatório da Usina.
Biodiversidade regional: 80 espécies de mamíferos, 249 de aves, 58 de répteis, 17 de anfíbios e 9 de invertebrados.
Unidades de Conservação: não mensuradas.

PCH Rondonópolis

Localização: Rondonópolis (MT).
Área do reservatório: 0,024 km².
Área de Preservação Permanente (APP): não foi estabelecida pela legislação no entorno do reservatório da Usina.
Biodiversidade regional: 80 espécies de mamíferos, 249 de aves, 58 de répteis, 17 de anfíbios e nove de invertebrados.
Unidades de Conservação: não mensuradas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

UHE São Salvador

Localização: entre os municípios de São Salvador do Tocantins e Paranã (TO).
Área do reservatório: 104 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 47,53 km².
Biodiversidade regional: 26 espécies de mamíferos, 242 de aves, 38 de répteis, 29 de anfíbios e 209 de peixes.
Unidades de Conservação: não mensuradas.

UHE Estreito

Localização: entre os municípios de Estreito (MA), Aguiarnópolis e Palmeiras do Tocantins (TO).
Área do reservatório: 555,0 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 125,0 km².
Biodiversidade regional: duas espécies de mamíferos aquáticos, 164 de aves, 21 de répteis, 38 de anfíbios e 50 de peixes.
Unidades de Conservação: o reservatório é adjacente à Unidade de Conservação Monumento Natural das Árvores Fossilizadas, com 356,3 km².

Indicadores Ambientais Consolidados

Emissões

Gestão

A Companhia monitora constantemente suas emissões e, assim, desenvolve e aplica diversas técnicas, práticas e processos que as minimizem, tais como:

Contexto
As principais emissões atmosféricas originadas pelas usinas da Tractebel Energia, resultantes do processo de geração de energia nas termelétricas, são:
- Dióxido de Carbono (CO_2)
- Dióxido de Enxofre (SO_2)
- Óxido de Nitrogênio (NOx)
- Material Particulado (MP)

- Uso de precipitadores eletrostáticos nas unidades do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, que retêm mais de 98,5% das emissões do material particulado.
- Instalação, em 2010, de filtros de mangas e dessulfurizador na UTE Charqueadas, que reduzem as emissões de material particulado e de dióxido de enxofre (SO_2).
- Redução da formação e emissão de dióxido de enxofre por meio do controle do teor de enxofre no carvão e óleos combustíveis.
- Destinação de 100% das cinzas resultantes da combustão de carvão mineral retidas nos equipamentos para a produção de cimento.
- Destinação de 100% das cinzas resultantes da combustão de biomassa (resíduas de madeira e bagaço de cana) retidas nos equipamentos para a agricultura e silvicultura.
- Implantação de sistema (*software*) para estimativa das emissões de CO_2 em viagens aéreas junto à agência de turismo contratada para este serviço.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Implantação de sistema de videoconferência em todas as usinas ou unidades regionais com o objetivo de reduzir o número de deslocamentos e, consequentemente, as emissões de Gases de Efeito Estufa.
- Elaboração, desde 2010, do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa de toda a Companhia conforme os princípios do GHG Protocol Brasileiro e asseguração das informações contidas no documento pela Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes PWC. O inventário de 2012 encontra-se atualmente em elaboração também em conformidade com este protocolo.

Nota: A Companhia aprovou, no ano de 2011, sua Política sobre Mudanças Climáticas. Este documento consolida todas as ações da Companhia neste tema e demonstra as intenções e compromissos relacionados, o qual se encontra disponível no *website* da Companhia.

Indicadores

Em 2012, as emissões atmosféricas da Companhia totalizaram 5,3 milhões toneladas, um aumento de 28% em relação a 2011 reflexo direto do aumento na geração de energia nas usinas termelétricas, e diminuição na geração das hidrelétricas. No período anterior (-2010 - 2011) a evolução no controle das emissões foi mais percebida pelo fato de que recentemente alguns controles haviam sido instalados nas usinas termelétricas. Atualmente este processo encontra-se em estabilização e, por isto, não percebe-se esta redução no período atual.

Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

A Unidade de Cogeração Lages (SC) gera energia a partir de resíduos de madeira oriundos de diversas indústrias madeireiras, evitando seu descarte na natureza e, assim, contribuindo para evitar as emissões de metano – um gás com Potencial de Aquecimento Global (PAG) 21 vezes maior que o do dióxido de carbono – provenientes da sua decomposição.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Registrada junto ao Comitê Executivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, como atividade que atende aos requisitos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, a usina está habilitada a gerar créditos de carbono, conforme estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, para comercialização pela Lages Bioenergética.

Uma missão do Banco Mundial esteve fazendo uma visita às instalações da UCLA, em maio de 2012, com o objetivo de verificar se o projeto vem atendendo as normas do MDL e as políticas de salva-guardas do próprio Banco, uma que são clientes dos créditos do Projeto Lages.

MDL da Unidade de Cogeração Lages

- Geração estimada de 200 mil RCE (Reduções Certificadas de Emissões) por ano, entre novembro de 2004 a outubro de.2014.

- 3 certificações até 2010, com a emissão de 800.394 RCE (277.768 RCE - novembro de 2004 a maio de 2006, 274.958 RCE - junho de 2006 a maio de 2007 e 247.668 RCE - junho de 2007 a maio de 2008).

- Estimativa futura de geração de 1.283.333 RCE no período de junho de 2008 a outubro de 2014.

- O montante de 784.387 RCE, já emitidas, foram vendidas, sendo que 2% ou 16.007 RCE são destinados para um fundo específico gerido pela ONU. A Companhia também comercializou parte de sua geração futura de RCE, totalizando mais 574.000 RCE, as quais serão geradas e entregues em parcelas anuais até 2014.

No ano de 2011, foram aprovados os processos da 4º verificação e 5ª verificação (auditoria) do projeto Lages Methane Avoidance Project, referentes aos períodos de junho de 2008 a maio de 2009 e de junho de 2009 a maio de 2011.

Em relação à 4ª verificação, 157.914 RCE foram emitidas, onde 3.158 ou 2% serão entregues ao fundo gerido pela ONU, 88.000 ao Prototype Carbono Fund e, as demais 66.756 RCE, para venda no mercado. A 5ª verificação gerou 443.635 RCE para a emissão futura.

Consumo de Energia Direta

Gestão

O processo produtivo da Companhia consome energia elétrica gerada por suas próprias usinas. Portanto, a redução do consumo está diretamente atrelada à diminuição na geração total de energia ou à melhorias no campo da eficiência energética. O consumo de energia direta proveniente de combustíveis fósseis, por sua vez, se dá apenas em suas termelétricas, conforme apresentado no item ''combustíveis''.

O consumo de combustíveis fósseis relacionado ao consumo de energia elétrica indireta decorre, principalmente, do transporte de empregados. Por isso, as iniciativas da gestão do consumo de energia desenvolvidas pela Companhia são focadas em medidas como a maior utilização de carros bicombustíveis, priorizando o álcool em sua frota de veículos, e a realização de teleconferências, a fim de minimizar o deslocamento de seus empregados, reduzindo a emissão de Gases do Efeito Estufa (GEE).

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Indicadores

Em 2011, a Companhia consumiu 937,2 GWh (equivalente a aproximadamente 3,3 milhão de GJ) na operação das usinas de seu parque gerador para a produção de 36.193,1 GWh (equivalente a 130,3 milhões de GJ) de energia elétrica.

Nas termelétricas, foram consumidos 511,2 GWh (1,8 milhão de GJ) para produzir 4.915,8 GWh (17,7 milhões de GJ). Nas hidrelétricas, o consumo totalizou 385,6 GWh (1,4 milhão de GJ) e a produção de energia, 30.583,8 GWh (110,1 milhões de GJ). Nas usinas complementares (PCHs, eólicas e termelétricas a biomassa), foram 40,4 GWh (145,6 mil GJ) consumidos e 693,5 GWh (2,5 milhão de GJ) produzidos.

Eficiência Energética

Em 2004 foi criado o Programa Tractebel Energia de Diagnóstico de Eficiência Energética, fruto da política de fidelização de clientes e de seu foco no desenvolvimento sustentável. O serviço é oferecido gratuitamente à sua carteira de clientes do mercado livre. Até setembro de 2010, foram investidos pela empresa R$ 4 milhões no desenvolvimento desse programa, com um custo médio de R$ 0,2 milhão por diagnóstico realizado.

O objetivo do trabalho desenvolvido pela Tractebel Energia é ajudar o cliente industrial a identificar possibilidades de redução do consumo de energia em seu processo produtivo, diminuindo custos e aumentando sua competitividade e a confiabilidade do sistema de energia. Por outro lado, a eventual energia não consumida em função da implantação de ações sugeridas pelo Diagnóstico de Eficiência Energética é vendida para outros clientes, permitindo a ampliação e a diversificação da carteira de clientes livres da Tractebel Energia.

Recentemente também foi criado pela Companhia um grupo interno para gestão de energia, cujos trabalhos estão sendo focados especialmente em melhorias na área de eficiência energética. Este grupo vem trabalhando com base nos princípios da NBR ISO 50.001, e tem concentrado suas atividades inicialmente nas Usinas Termelétricas.

Água

Gestão

A maioria das unidades termelétricas da Companhia conta com sistemas de efluentes líquidos que operam em regime fechado, evitando o lançamento de poluentes nos rios e possibilitando a reutilização da água. Assim, há uma redução média estimada de 50% do consumo. As unidades que ainda não contam com sistema fechado tratam os efluentes (tratamento físico-químico de sedimentação e neutralização) antes lançá-los ao corpo receptor e dispõem de bacias de contenção nos reservatórios de combustíveis para evitar a poluição das águas decorrente de possíveis vazamentos.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 2010, foi concluída a implementação do fechamento do Sistema de Arraste de Cinzas Pesadas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, o que vem proporcionando uma redução média no consumo de água industrial da usina em aproximadamente 95%.

Contexto

Mais de 99% do consumo de água e dos efluentes líquidos gerados pela Companhia é procedente das usinas termelétricas. Nas hidrelétricas, a Tractebel monitora constantemente a qualidade da água dos reservatórios e dos rios do entorno.

Nas hidrelétricas, a Companhia mantém metas mais rigorosas do que os padrões estabelecidos pela legislação para redução da concentração de óleos e graxas nos efluentes dos poços de drenagem e treina e capacita seus profissionais acerca da coleta e análise de efluentes, com o objetivo de evitar a contaminação dos corpos d'água.

Nesse sentido, foi concluída na UHE Machadinho a substituição do sistema de lubrificação a óleo mineral das bombas e tanques de drenagem por lubrificação a água, evitando os riscos de derramamentos ou vazamentos de óleo. As UHE Passo Fundo, Machadinho, Cana Brava e Itá contam ainda com um controle dos efluentes dos poços de drenagem, por meio de um sistema que separa a água do óleo dos efluentes gerados na casa de máquinas.

A Companhia possui um sistema implantado para Utilização da Água de Drenagem das Galerias de Inspeção da Barragem, nas UHE Salto Osório, UHE Itá e UHE Machadinho, diminuindo o uso de produtos químicos no tratamento da água nestas Usinas.

Resíduos Perigosos

Gestão

A gestão de resíduos perigosos contempla o acondicionamento, o armazenamento interno temporário, o transporte e a destinação final obedecendo às regulamentações do licenciamento ambiental, às normas da ONU e os demais requisitos legais aplicáveis.

Contexto

Os resíduos perigosos oriundos da atividade da Companhia são os resíduos combustíveis (borras de tanque e tintas, entre outros) e são destinados ao coprocessamento pela indústria de cimento. O óleo lubrificante usado vai para o rerrefino e é transformado em óleo básico, principal matéria-prima da fabricação do lubrificante acabado.

A Companhia adota medidas preventivas contra vazamentos - como a utilização de fichas de segurança de produtos químicos, a implantação de barreiras de contenção e a sinalização adequada dos veículos – e contrata apenas empresas devidamente habilitadas e licenciadas dentro do território nacional para esse tipo de transporte.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Resíduos Não Perigosos

Gestão

A Tractebel Energia se empenha para reaproveitar, reutilizar ou reciclar seus resíduos não perigosos, a fim de evitar o impacto ambiental de seu descarte e da extração de novos materiais da natureza.

As cinzas leves correspondem a aproximadamente 70% do volume total de resíduos, e são vendidas à indústria cimenteira como insumo do cimento pozolânico, substituindo o calcário em sua composição.

As cinzas pesadas são aproveitadas como base para a pavimentação asfáltica de rodovias e como neutralizadoras da acidez do solo na recuperação de depósitos de rejeitos de carvão, devido ao seu pH alto.

Contexto

Os principais resíduos não perigosos gerados pela Tractebel são as cinzas, originadas no processo de combustão das usinas termelétricas a carvão e biomassa, além de papéis, plásticos, vidro e sucata metálica ferrosa e não ferrosa.

As cinzas são divididas em leves, que são arrastadas com os gases de combustão e retidas nos precipitadores eletrostáticos ou filtros de manga, e pesadas, que permanecem no fundo da caldeira.

As cinzas pesadas provenientes da UTE Charqueadas e do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda são destinadas para a recuperação de áreas degradadas por carvão mineral. Em Charqueadas, parte volta à cava da mina e é aplicada na recuperação ambiental da área onde o carvão mineral foi extraído.

Indicadores

Em 2012, 99% do volume total de resíduos não perigosos foram reciclados, reutilizados, ou ainda reaproveitados em processos de compostagem, pavimentação de estradas e recuperação de áreas degradadas (cava da mineração).

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Destinação dos Resíduos em 2012 (em toneladas)

Não perigosos	UHE	Biomassa	Eólica	UTE	Total
Evacuados	174,1	71,5	2,2	1.277,9	1.525,7
Recuperados	40,4	11,3	-	978,1	1.029,7
% de recuperação	23,2	15,8	-	76,5	67,5

Perigosos	UHE	Biomassa	Eólica	UTE	Total
Evacuados	207,3	4,6	0,2	228,0	440,0
Recuperados	35,5	1,2	-	160,2	196,9
% de recuperação	17,1	26,4	-	70,2	44,7

Cinzas leves	UHE	Biomassa	Eólica	UTE	Total
Evacuados	n.a.	-	n.a.	1.001.264,1	1.001.264,1
Recuperados	n.a.	-	n.a.	1.001.264,1	1.001.264,1
% de recuperação	-	-	-	100,0	100,0

Cinzas pesadas	UHE	Biomassa	Eólica	UTE	Total
Evacuados	n.a.	34.623,3	n.a.	469.503,6	504.126,8
Recuperados	n.a.	34.623,3	n.a.	469.503,6	504.126,8
% de recuperação	-	100,0	-	100,0	100,0

Gesso	UHE	Biomassa	Eólica	UTE	Total
Evacuados	n.a.	-	n.a.	12.131,9	12.131,9
Recuperados	n.a.	-	n.a.	12.131,9	12.131,9
% de recuperação	-	-	-	100,0	100,0

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Combustíveis

Gestão

A Companhia desenvolve continuamente pesquisas e estudos para a geração de energia por meio de fontes renováveis, a fim de minimizar o consumo de combustíveis fósseis, fonte esgotável e de maior impacto ambiental.

Contexto
A Companhia consome combustíveis derivados do petróleo (óleo diesel e combustível), carvão mineral e gás natural, para geração de energia nas usinas termelétricas, e resíduos de madeira e bagaço de cana-de-açúcar para a produção de energia das usinas de biomassa.

Além das fontes hídricas, que correspondem à maior parte do portfolio, a Companhia conta com dois parques eólicos e duas usinas termelétricas de biomassa que dispensam o uso de combustíveis fósseis e são abastecidas por resíduos de madeira (Unidade de Cogeração Lages) e por bagaço de cana-de-açúcar (UTE Ibitiúva Bioenergética). Assim, o impacto ambiental é reduzido ao evitar a extração de recursos naturais não-renováveis e o descarte de resíduos, além da redução das emissões de gases de efeito estufa.

Indicadores

Em 2012, a Companhia consumiu 15,6 mil GWh (equivalente a 56,3 milhões GJ) em combustíveis não renováveis, em suas usinas termelétricas.

Consumo de combustíveis

Materiais	2012	2011	2010
Carvão mineral (t)	3.325.265	2.348.564	3.344.524
Óleo combustível (t)	6.664	3.673	4.590
Óleo diesel (m³)	4.543	2.685	3.067
Gás natural (m³)	21.103.319	415.021	114.375.774

O consumo maior de combustíveis em relação ao ano anterior está diretamente atrelado à maior geração de energia nas usinas termelétricas no ano de 2012.

Biodiversidade

A Companhia monitora continuamente as áreas do entorno de seus reservatórios, desenvolvendo programas voltados à conservação da flora e da fauna. Aliados a iniciativas de manejo, esses programas garantem a biodiversidade e as condições ambientais necessárias à conservação e ao desenvolvimento das espécies antes, durante e após a construção dos reservatórios.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Além disso, a Companhia investe em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento focados na conservação de espécies ameaçadas e em iniciativas de educação ambiental, para conscientizar as comunidades e a sociedade de maneira geral sobre a importância da conservação do meio ambiente.

Fauna

Durante a construção de uma usina hidrelétrica, a Companhia realiza o estudo e o salvamento dos animais da região no período de desmatamento e formação do reservatório e mantém faixas de preservação em suas bordas para o desenvolvimento da flora e fauna local.

As espécies que possam ser foco de problemas de saúde da população local também são monitoradas e controladas por meio de estudos e levantamentos periódicos - sobre insetos e caramujos transmissores de doenças e animais peçonhentos – e do desenvolvimento de programas de prevenção de acidentes.

Flora

A Companhia monitora a flora das regiões em que atua, coletando sementes e flores para estudo, catalogação e posterior produção de mudas. Assim, busca garantir a continuidade das espécies nativas por meio do reflorestamento e a recuperação da vegetação e da faixa ciliar das áreas do entorno das usinas e comunidades locais.

Em 2012, foram plantadas aproximadamente 150 mil mudas e outras 196 mil, doadas a órgãos públicos, comunidades e organizações do terceiro setor. Nos cinco anos de existência do programa, cerca de 2,5 milhões de mudas já foram produzidas, plantadas e doadas.

Ictiofauna

Por meio de projetos de pesquisa da ictiofauna, a Companhia busca compreender o equilíbrio dinâmico estabelecido ao longo da formação e maturidade dos lagos e, assim, adotar em cada usina o manejo específico que minimize os impactos desse processo sobre as espécies. Entre as principais iniciativas desenvolvidas, destaca-se o repovoamento dos rios por meio da reprodução em laboratório de alevinos de espécies nativas.

A Tractebel Energia, por meio do Consórcio Itá, mantém um convênio com o Ibama para repovoamento de peixes na bacia do Rio Uruguai e, em pesquisa conjunta com o Laboratório de Peixes de Água Doce (Lapad) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), reproduz alevinos de espécies ameaçadas de extinção na região, como piracanjuba, dourado, curimbatá e piava, entre outros.

Custos e investimentos em gestão ambiental

Em 2012, a Companhia investiu R$ 40 milhões em melhorias para proteção ambiental, instalação de tecnologias mais limpas, pessoal, controle das emissões atmosféricas, educação e treinamento ambiental, certificação externa, serviços externos de gestão ambiental, pessoal alocado em atividades gerais de gestão ambiental e projetos de Pesquisa & Desenvolvimento.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

c. dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades.

A Companhia possui dependência somente das concessões e autorizações do Poder Concedente para desenvolvimento das suas atividades profissionais. Vide informações mais detalhadas sobre o funcionamento das autorizações e concessões no item 7.5.a anteriormente mencionado.

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

7.6 Em relação aos países dos quais o emissor obtém receitas relevantes, identificar

a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede da Companhia e sua participação na receita líquida total da Companhia

Em R$ milhões	Exercício social encerrado em 31 de dezembro					
	2012		2011		2010	
País	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Brasil	4.905	99,84%	4.174	96,46%	4.070	99,27%

b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total da Companhia

Em R$ milhões	Exercício social encerrado em 31 de dezembro					
	2012		2011		2010	
País	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Argentina	-	-	144	3,33%	29	0,71%
Uruguai	8	0,16	9	0,21%	1	0,02%

c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total da Companhia

Em R$ milhões	Exercício social encerrado em 31 de dezembro					
	2012		2011		2010	
País	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Argentina e Uruguai	8	0,16%	153	3,54%	30	0,73%

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

7.7 Regulação dos países em que a Companhia obtém receitas relevantes

A Companhia normalmente atua indiretamente no mercado externo, por meio de venda de energia elétrica no mercado interno para exportação. Essa atuação ocorre por meio de agentes exportadores, tais como a Cien, que negocia com a Argentina, e a Tradener Ltda., que negocia com o Uruguai. Desta forma a Companhia não está sujeita à regulação desses países.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

7.8 Descrição das relações de longo prazo relevantes da Companhia que não figurem em outra parte deste formulário

Não há outras relações de longo prazo significativas que não estejam mencionadas em outros itens desse formulário de referência que a Companhia julgue como importantes para a compreensão de outras atividades desenvolvidas.

A Tractebel Energia publica anualmente o seu **relatório de sustentabilidade**, o qual está disponível no website da Companhia: www.tractebelenergia.com.br.

7.9 - Outras informações relevantes

7.9 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Adicionalmente, a Companhia mantém em seu website (www.tractebelenergia.com.br) - "Governança Corporativo" - "Códigos e Políticas" os seguintes documentos:

- Política Tractebel Energia sobre as Mudanças Climáticas;
- Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações;
- Política de Investimentos e Derivativos;
- Regulamento do Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas;
- Código de Ética;
- Política Tractebel Energia de Gestão Sustentável;
- Regimento Interno do Conselho de Administração; e
- Código de Meio Ambiente.

Indeferimento de Suspensão de Liminar

Em julho de 2013, o presidente do Supremo Tribunal Federal, ministro Joaquim Barbosa, indeferiu o pedido de Suspensão de Liminar formulado pela União contra decisões da Justiça Federal em favor de associações de agentes do setor elétrico, inclusive a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE), que excluíram os agentes geradores e comercializadores de energia do rateio do Encargo para Segurança do Sistema (ESS), instituído pela Resolução 03/2013 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

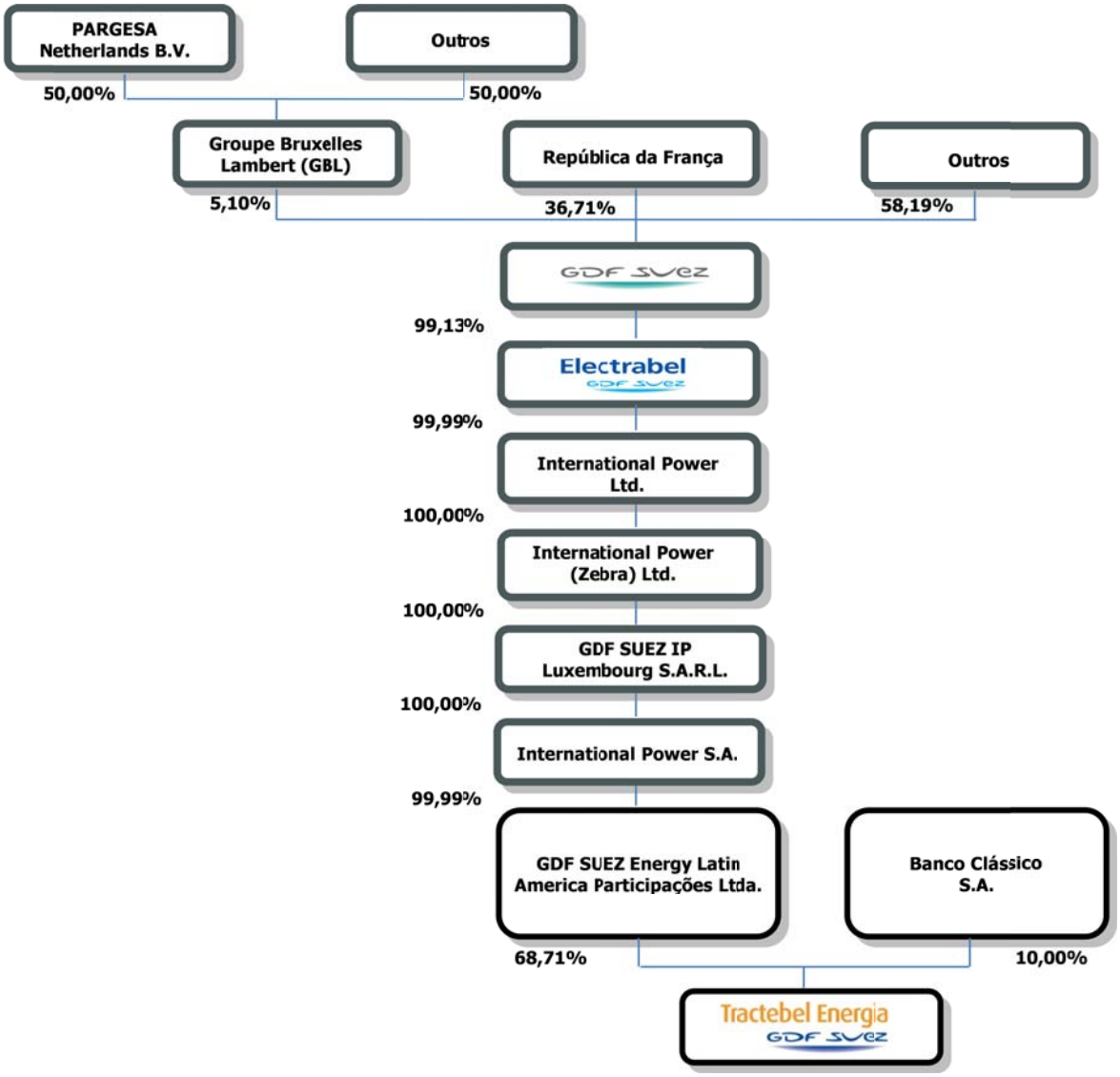
A referida decisão resultou na redução do risco de perda contingente avaliada pelos advogados da APINE. Em decorrência, a Companhia, ao longo do próximo trimestre, avaliará as possíveis consequências resultantes deste indeferimento de modo a decidir sobre a manutenção ou não do procedimento de constituição de provisão para cobrir eventuais perdas, cujo montante reconhecido no segundo trimestre de 2013 foi de R$ 42 milhões.

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes sobre este item "7".

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

8.1 Descrição do grupo econômico em que se insere a Companhia

a. Controladores diretos e indiretos



As ações da Companhia, sob o código TBLE3, estão listadas no Novo Mercado da BM&FBOVESPA. O controle acionário da Companhia é detido pela GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA), que detém 68,71% das ações do capital social da Companhia.

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

A GSELA, uma empresa constituída no Brasil, é controlada pela International Power S.A. (atual denominação da SUEZ-Tractebel S.A.), cuja sede está na Bélgica. A International Power por sua vez integra o grupo econômico GDF SUEZ, sediado na França.

Combinação de ativos entre a GDF SUEZ e a International Power PLC (IPR):

Em 04.02.2011 foi consumada a combinação de certos ativos entre a GDF SUEZ e a IPR. No contexto da combinação, a GDF SUEZ, por meio de sua subsidiária Electrabel e certas outras de suas subsidiárias, subscreveu novas ações de emissão da IPR, representativas de cerca de 70% do capital votante e total da IPR - a qual assim se tornou uma subsidiária indireta da GDF SUEZ -, para subsequentemente integralizá-las por meio da contribuição dos ativos internacionais de Energia da GDF SUEZ à IPR.

O objetivo da combinação, entre outros, foi o de melhorar substancialmente a posição estratégica tanto da IPR quanto da GDF SUEZ, por meio da criação da líder mundial em geração independente de energia.

Já no início do ano de 2012 a GDF SUEZ realizou uma oferta pública com o objetivo de adquirir a parcela remanescente de capital votante da IPR que ainda não estava sob seu poder. A primeira oferta, realizada em 29.03.2012, foi de 390 centavos de libra por ação que, posteriormente, em 16.04.2012, foi acrescida para 418 centavos por ação.

Esta operação foi aceita pelo Conselho de Administração da IPR e pelos seus acionistas minoritários, sendo que em 29.06.2012, após a aprovação das autoridades britânicas, a GDF SUEZ anunciou ao mercado que passou a deter 100% do capital social da IPR. Esta aquisição deu à GDF SUEZ os meios para uma expansão mais integrada das atividades, substancialmente, em regiões de alto crescimento, como América do Sul, Oriente Médio e Sudeste da Ásia, onde a demanda por energia é muito forte.

Toda a operação obedeceu ao "Regime de Aquisição" ("*Scheme of Arrangement*") nos termos do quadro regulatório do Reino Unido, tendo a assembleia geral de acionistas da IPR aprovado a aquisição por parte da GDF SUEZ da participação minoritária de 30% da Companhia. Essa aprovação contou com o apoio de 99% dos acionistas minoritários da IPR.

É importante ainda ressaltar que tanto a operação do ano de 2011 quanto a do ano de 2012 não modificaram ou afetaram de nenhuma forma, a estrutura do mercado de eletricidade brasileiro considerando que a IPR não desempenhava nenhuma atividade de geração, transmissão ou distribuição de eletricidade ou qualquer outra atividade no Brasil ou em qualquer outra jurisdição na América Latina.

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

Aquisição pela GDF SUEZ de participação adicional na UHE Jirau

Em 01.10.2012 a Companhia, por meio de anúncio publicado nesta data, por sua controladora indireta, GDF SUEZ, anunciou a aquisição de um adicional de 9,9% na participação do capital da UHE Jirau, pertencente à Camargo Correa. O preço foi baseado nos aportes de capital feitos pela Camargo Correa no projeto corrigidos até a data da transação. Essa aquisição está sujeita às aprovações regulatórias de praxe.

Nesse mesmo comunicado foi confirmado a obtenção de um empréstimo adicional de até R$ 2.300 milhões para o projeto UHE Jirau, potencialmente aumentando o total de financiamento disponível para o projeto para R$ 9.500 milhões.

Desde o início do projeto, os acionistas acordaram que a Camargo Correa iria deixar o projeto da UHE Jirau durante as últimas fases da sua construção, uma vez que os principais riscos de construção houvessem sido mitigados.

Após a aquisição, a GDF SUEZ aumentou sua participação no projeto da UHE Jirau de 50,1% para 60,0%. A Camargo Correa permanece plenamente empenhada no sucesso do projeto, como o principal empreiteiro civil da obra.

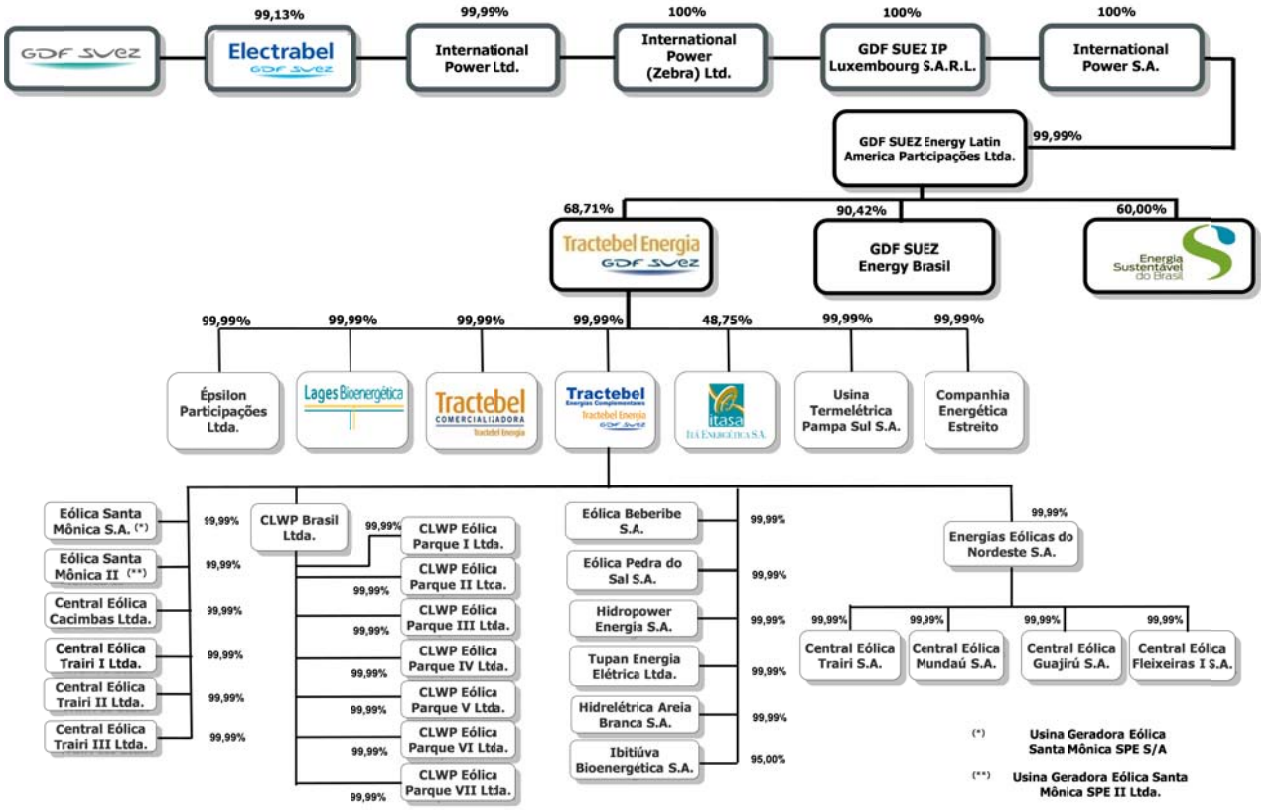
Alienação pela GDF SUEZ de participação na UHE Jirau

Em 13.05.2013 a Companhia informou ao mercado a ciência da transação, envolvendo sua controladora indireta GDF SUEZ, relativa à venda de participação de 20% do projeto UHE Jirau para a empresa Mitsui. O prazo para fechamento da transação está previsto para a segunda metade de 2013 mediante o cumprimento de algumas condições por parte das autoridades brasileiras e dos credores. Após o fechamento da transação com a Mitsui, a GDF SUEZ permanecerá sendo a maior acionista do projeto, com uma participação de 40%.

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

b. Controladas e coligadas

As controladas e coligadas da Companhia estão apresentadas no organograma a seguir:



c. Participações da Companhia em sociedades do grupo

A Companhia não possui participações em sociedades do grupo além das mencionadas no item "b".

d. Participações de sociedades do grupo na Companhia

Não há participação de sociedades do grupo na Companhia, além de seu acionista controlador, a GSELA.

e. Sociedades sob controle comum

A Itasa é uma Sociedade sob controle comum que tem como objetivo a exploração da UHE Itá em parceria através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da Aneel, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 28.12.1995. As ações representativas do Capital Social da Itasa são detidas pela Tractebel Energia, CSN e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

8.2 - Organograma do Grupo Econômico

8.2 Organograma do grupo econômico em que se insere a Companhia

Os organogramas do grupo econômico em que a Companhia se insere estão apresentados nos itens 8.1 ″a″ e ″b″ deste documento.

8.3 - Operações de reestruturação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há outras operações de reestruturação ocorridas no grupo que não estejam descritas no item 6.5 deste Formulário de Referência.

8.4 - Outras informações relevantes

8.4 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Incorporação da controlada CESS pela Tractebel Energia

O Conselho de Administração da Companhia aprovou a proposta de incorporação da CESS por sua controladora Tractebel Energia, nos termos do "Protocolo de Incorporação" e "Instrumento de Justificação". A incorporação foi proposta em virtude das diretrizes estratégicas da Companhia de simplificação e racionalização administrativa e financeira da estrutura organizacional.

O patrimônio líquido da CESS transferido para a Tractebel Energia foi objeto de avaliação por empresa especializada que elaborou o Laudo de Avaliação pelo valor contábil com base nos elementos constantes do balanço patrimonial da CESS levantados em 30.11.2013.

A incorporação foi submetida à apreciação da AGE, realizada no dia 30.12.2013, que aprovou a matéria autorizando a Diretoria Executiva a praticar todos os atos necessários à consecução da operação de incorporação, bem como aprovou a contratação da BDO Auditores Independentes para avaliar o patrimônio líquido da CESS incorporado.

Aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A. pela TBLP

Em 16.12.2013, a Companhia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral através do Comunicado ao Mercado que seu Conselho de Administração aprovou a aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A. a ser realizado pela controlada TBLP. O valor de aquisição é de até R$ 172 milhões, a serem pagos após satisfeitas determinadas condições resolutivas estabelecidas no contrato de compra e venda de ações relativo à operação. Adicionalmente, a TBLP assumirá um endividamento líquido da ordem de R$ 48 milhões.

A Ferrari Termoelétrica S.A., é uma sociedade de propósito específico detentora de todos os ativos da Central Geradora Termelétrica UTE Ferrari (UTE Ferrari), objeto da Portaria MME nº 435, de 17 de dezembro de 2008, um empreendimento de cogeração de energia a biomassa de cana-de-açúcar, em operação comercial desde junho de 2009, localizado no Município de Pirassununga, Estado de São Paulo. A UTE Ferrari conta com uma capacidade instalada de 65,5 MW e capacidade comercial de 23,2 MW médios, dos quais 18,0 MW médios foram contratados em Leilões de Energia Elétrica destinados ao Ambiente de Contratação Regulada.

A Operação será submetida à aprovação dos órgãos competentes e não constitui para a Tractebel Energia investimento relevante, nem se enquadra nas disposições do artigo 256 da Lei Nº 6.404/76, razão pela qual não será submetida à ratificação de acionistas em assembleia geral.

8.4 - Outras informações relevantes

O registro do investimento na Tractebel Energia será realizado após o cumprimento das condições precedentes estabelecidas no contrato e a transferência das ações do controle para a Companhia.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

9.1 Outros bens relevantes do ativo não circulante

Não existem outros bens relevantes do ativo não circulante além daqueles informados nos quadros 9.1.a, 9.1.b e 9.1.c.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Usina Hidrelétrica São Salvador	Brasil	TO	Paranã	Própria
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	Brasil	MT	Itiquira	Própria
Usina Hidrelétrica Passo Fundo	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Usina Termelétrica Charqueadas	Brasil	RS	Charqueadas	Própria
Usina Termelétrica Alegrete	Brasil	RS	Alegrete	Própria
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Brasil	SC	Capivari de Baixo	Própria
Usina Termelétrica William Arjona	Brasil	MS	Campo Grande	Própria
Usina de Cogeração Lages	Brasil	SC	Lages	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca	Brasil	MG	Caratinga	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis	Brasil	MT	Rondonópolis	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Eng. José Gelazio da Rocha	Brasil	MT	Rondonópolis	Própria
Parque Eólico Beberibe (área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Beberibe	Própria
Parque Eólico Pedra do Sal (área alugada de terceiros)	Brasil	PI	Parnaíba	Própria
Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética	Brasil	SP	Pitangueiras	Própria
Usina Hidrelétrica Estreito (em consórcio)	Brasil	MA	Estreito	Própria
Edifício Sede	Brasil	SC	Florianópolis	Alugada
Parque Eólico Porto do Delta (construção não iniciada)	Brasil	PI	Parnaíba	Própria
Parque Eólico Trairí (Em construção e área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Fleixeiras I (Em construção e área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Mundaú (Em construção e área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Guajiru (Em construção e área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Sala Comercial	Brasil	SP	São Paulo	Alugada
Usina Hidrelétrica Salto Osório	Brasil	PR	Quedas do Iguaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Salto Santiago	Brasil	PR	Saudade do Iguaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Itá (em consórcio)	Brasil	RS	Aratiba	Própria
Usina Hidrelétrica Machadinho (em consórcio)	Brasil	SC	Piratuba	Própria
Usina Hidrelétrica Cana Brava	Brasil	GO	Cavalcante	Própria

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	UHE Salto Santiago - Tractebel Energia	Rodovia BR 158, Km 42 - Saudade do Iguaçu (PR)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	Eólica Guajiru (Autorização) – Controlada indireta Guajiru	Sítio Manguinhos – Bairro Manguinhos - Trairi (CE)	de 20.09.2011 a 27.08.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	PCH Rondonópolis (Autorização) - Controlada indireta Tupan	Rodovia BR 163, Km 102 - Rondonópolis (MT)	de 19.12.2002 a 18.12.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	PCH Eng. José Gelazio da Rocha (Autorização) - Controlada indireta Hidropower	Rodovia BR 163, Km 102 - Rondonópolis (MT)	de 19.12.2002 a 18.12.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	PCH Areia Branca (Autorização) - Controlada indireta Areia Branca	Fazenda Cachoeira Bonita, s/nº - Caratinga (MG)	de 03.05.2000 a 02.05.2030	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	EOL Pedra do Sal (Autorização) - Controlada indireta Pedra do Sal	Parque Eólico Pedra do Sal - Parnaíba (PI)	de 02.10.2002 a 01.10.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	EOL Beberibe (Autorização) - Controlada indireta Beberibe	Faz. Ubereba, s/nº Praia das Fontes-Beberibe (CE)	de 04.08.2003 a 03.08.2033	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	Eólica Porto das Barcas (Autorização) – Controlada indireta Porto das Barcas	Parque Eólico Porto do Delta - Parnaíba (PI)	de 30.08.2011 a 09.07.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eólica Trairí (Autorização) – Controlada indireta Trairí	Sítio Estrela, s/nº - Bairro Estrela - Trairi (CE)	de 20.09.2011 a 27.08.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	Eólica Fleixeiras I (Autorização) – Controlada indireta Fleixeiras I	Sítio Canaã, s/nº - Bairro Canaã - Trairi (CE)	de 20.09.2011 a 27.08.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	Eólica Mundaú (Autorização) – Controlada indireta Mundaú	Fazenda Boca da Mata – Bairro Zacarias - Trairi CE	de 20.09.2011 a 27.08.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UHE Estreito - Controlada CEE detém 40,07%/Ceste	Rodovia BR 230 - Km 08 - s/nº - Estreito - MA	de 26.11.2002 a 26.11.2037	Vide descrição no item 9.2 deste formulário..	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UHE Salto Osório - Tractebel Energia	Rodovia PR 475, Km 33 - Quedas do Iguaçu (PR)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UHE Passo Fundo - Tractebel Energia	Usina Hidr. Passo Fundo - Entre Rios do Sul (RS)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UHE Itá - Tractebel Energia /Consórcio Itá	Volta da Uva, s/nº - Aratiba (RS)	de 28.12.1995 a 16.10.2030	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UHE Machadinho - Tractebel Energia/Consórcio Machadinho	Rua Paraná 148 - Bairro Balneário - Piratuba (SC)	de 15.07.1997 a 14.07.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UHE Cana Brava - Tractebel Energia	Usina Hidrelétrica Cana Brava - Cavalcante (GO)	de 27.08.1998 a 26.08.2033	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	UHE Ponte de Pedra - Tractebel Energia	Est. UHE Ponte de Pedra, s/nº - Itiquira (MT)	de 01.10.1999 a 30.09.2034	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UHE São Salvador - Controlada CESS	Rodovia TO 387, Km 40 – Paranã (TO)	de 23.04.2002 a 22.04.2037	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (Autorização) - Tractebel Energia	Av. Paulo S. Mello, s/nº - Capivari de Baixo (SC)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UTE Charqueadas (Autorização) - Tractebel Energia	Rua Geólogo White, s/nº Centro - Charqueadas (RS)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UTE Alegrete (Autorização) - Tractebel Energia	Rua João Galant, s/nº - Ibirapuitã - Alegrete (RS)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UTE William Arjona (Autorização) - Tractebel Energia	Rodovia BR060, Estrada Vicinal - Campo Grande (MS)	de 02.06.2000 a 28.04.2029	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UTE Ibitiúva Bioenergética (Autorização) - Consórcio Andrade	Faz. Piratininga s/nº Z. Rural - Pitangueiras (SP)	de 05.04.2000 a 04.04.2030	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	Unidade de Cogeração Lages (Autorização) - Controlada Lages	R. Vivanderio S. Vale, s/nº - Carobá - Lages (SC)	de 30.10.2002 a 29.10.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado em 05.11.2002 para a implantação e exploração da UHE Estreito.	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
31/12/2012	7,420000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2012	983.367.359,62
31/12/2011	5,400000	0,000000	0,00			
31/12/2010	100,000000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração e comercialização de energia elétrica	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
31/12/2012	4,330000	0,000000	1.628.252,39	Valor contábil	31/12/2012	376.379.754,82
31/12/2011	2,570000	0,000000	0,00			
31/12/2010	8,290000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Participação em projetos de geração. Sem atividade até o momento	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
31/12/2012	-0,820000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2012	308.655,16
31/12/2011	-98,700000	0,000000	10.200.000,00			
31/12/2010	3,540000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Possibilidade de desenvolvimento de um novo negócio.

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Participação em projetos de geração. Sem atividade até o momento	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
31/12/2012	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2012	999,00

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	**Valor contábil - variação %**	**Valor mercado - variação %**	**Montante de dividendos recebidos (Reais)**		**Data**	**Valor (Reais)**		
31/12/2011	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2010	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Possibilidade de desenvolvimento de um novo negócio.								
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21	1891-0	Controlada	Brasil	SP	São Paulo	Geração e comercialização de energia elétrica	48,750000
				Valor mercado				
31/12/2012	5,950000	0,000000	12.675.000,00	**Valor contábil**	31/12/2012	329.804.200,38		
31/12/2011	6,700000	0,000000	5.321.030,22					
31/12/2010	6,510000	0,000000	5.790.372,13					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Rentabilidade dos investimentos.								
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00	-	Controlada	Brasil	SC	Lages	Geração e comercialização de energia elétrica	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2012	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2012	59.197.965,76		
31/12/2011	-16,850000	0,000000	14.999.999,51					
31/12/2010	11,140000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Rentabilidade dos investimentos.								
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Participação em projetos de geração. Sem atividade até o momento	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2012	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2012	0,00		
31/12/2011	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2010	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Em 2011 ocorreu a extinção dessa Sociedade através de Distrato do Contrato Social.								

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Machadinho Energética S.A. (Maesa)	03.076.274/0001-52	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração e comercialização de energia elétrica	2,820000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
				Valor mercado		
31/12/2012	-54,400000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2012	13.131.010,00
31/12/2011	0,000000	0,000000	0,00			
31/12/2010	0,000000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Aumento da participação da Usina Hidrelétrica Machadinho. A Maesa foi incorporada à Companhia em janeiro de 2013.

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
				Valor mercado		
31/12/2012	0,180000	0,000000	144.999.965,49	Valor contábil	31/12/2012	168.561.585,96
31/12/2011	157,150000	0,000000	0,00			
31/12/2010	-9,220000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Participação no capital de outras sociedades que possuam projetos referente a geração de energias complementares	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
				Valor mercado		
31/12/2012	18,470000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2012	732.418.481,04
31/12/2011	20,260000	0,000000	0,00			
31/12/2010	3,300000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.

9.2 - Outras informações relevantes

9.2 Outras informações que a Companhia julga relevantes

a) Informações complementares ao quadro 9.1.b - Concessões e autorizações detidas pela Companhia e suas controladas para a exploração da atividade de geração de energia elétrica:

iii. eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos

Conforme mencionado anteriormente no item 7.5.a deste formulário, a Lei de Concessões estabelece, entre outras disposições, as condições que a concessionária deve cumprir ao fornecer serviços de energia, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir o regulamento vigente do setor elétrico. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

- Serviço adequado: a concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação, modicidade nas tarifas e acesso ao serviço;
- Servidões: o Poder Concedente pode declarar os bens necessários à execução do serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de servidão administrativa, em benefício de uma concessionária, sendo que, neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária;
- Responsabilidade objetiva: a concessionária é responsável por todos os danos diretos ou indiretos resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de sua culpa;
- Alterações na participação controladora: o Poder Concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação controladora na concessionária;
- Intervenção pelo Poder Concedente: o Poder Concedente poderá intervir na concessão, por meio de processo administrativo, a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais, regulatórias e legais pertinentes, caso a concessionária deixe de cumprir com suas obrigações;

9.2 - Outras informações relevantes

- Término antecipado da concessão: o término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação, caducidade, rescisão, anulação e/ou falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual; sendo que a encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, mediante indenização; a caducidade consiste na retomada da atividade e de bens concedidos pelo Poder Concedente após processo administrativo com todos os direitos e garantias atinentes ao "devido processo legal", no qual reste comprovado que a concessionária, sem justificativa, (i) deixou de prestar serviço de forma adequada ou completa, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço; (ii) deixou de cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão; (iii) paralisou o serviço ou concorreu para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou de força maior; (iv) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados, (v) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente; (vi) não atendeu intimação do Poder Concedente no sentido de regularizar a prestação do serviço; e (vii) foi condenada em sentença transitada em julgado por sonegação de tributos, inclusive contribuições. A concessionária tem direito à indenização, a *posteriori*, por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária. Por fim, a rescisão contratual pode ser feita de comum acordo entre as partes ou em decorrência de decisão judicial irrecorrível, proferida em processo interposto pelo concessionário;
- Reversão no advento do termo contratual: a reversão no advento do termo contratual será feito com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido;

9.2 - Outras informações relevantes

- Produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor: no final do prazo da concessão ou autorização, os bens e as instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original e a depreciação apurada por auditoria do Poder Concedente. No caso de Usinas Termelétricas, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente ou ao autoprodutor remover as instalações.

iv. possíveis consequências da perda de tais direitos para a Companhia

Os Contratos de Concessão dispõem que cada concessão poderá ser extinta antes do seu vencimento (i) em caso de encampação pelo Poder Concedente por motivo de interesse público, (ii) em caso de caducidade da concessão (nos termos dos Contratos de Concessão) ou (iii) no caso de descumprimento pela Companhia de suas obrigações previstas nos Contratos de Concessão e na legislação e regulamentação aplicáveis, caso em que será declarada a extinção da concessão. A Companhia também pode requerer a extinção das concessões em caso de descumprimento pelo Poder Concedente de suas obrigações, mas para tanto é necessária uma ação judicial específica.

A indenização a que a Companhia tem direito no caso de extinção da concessão pode não ser suficiente para recuperar o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer dos contratos de concessão seja rescindido em virtude de descumprimento das obrigações da Companhia, o valor efetivo de compensação a ser paga pelo Poder Concedente pode ser reduzido de maneira significativa, por meio da imposição de multas ou outras penalidades. Assim, o término antecipado dos Contratos de Concessão, em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo, teria efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no preço de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Da mesma forma, de acordo com a legislação em vigor, no caso de descumprimento pela Companhia dos termos das autorizações que permitem o funcionamento de suas Usinas Termelétricas, bem como da legislação em vigor, a respectiva autorização pode ser cassada, fato que, em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo teria efeito substancial adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Adicionalmente cabe informar que a Companhia não tem nenhuma patente, licença, franquia ou contrato de tecnologia.

9.2 - Outras informações relevantes

b) Informações complementares ao quadro 9.1.c. - ***Participações em sociedades***

A Companhia considera como não aplicável o preenchimento do campo "Valor de mercado" no quadro 9.1.c em razão das sociedades relacionadas não possuírem ações negociadas em mercados organizados de valores mobiliários.

Extinção da Machadinho Energética S.A. (Maesa)

Em 04.12.2012, o Conselho de Administração da Tractebel Energia aprovou a cisão da Maesa e consequente incorporação da sua participação no patrimônio da investida. Tal decisão foi ratificada em Assembleia Geral Extraordinária ocorrida em 20.02.2013. O patrimônio líquido incorporado foi de R$ 16 milhões. Não houve qualquer aumento de capital em decorrência dessa incorporação. A Maesa tinha sido constituída com a finalidade de contratar financiamento para a construção da parcela de responsabilidade de seus acionistas. Com a quitação do financiamento os acionistas decidiram pela sua extinção mediante cisão e incorporação de suas participações no patrimônio da empresa.

Incorporação da controlada Companhia Energética São Salvador (CESS) pelaTractebel Energia

O Conselho de Administração da Companhia aprovou a proposta de incorporação da CESS por sua controladora, a Tractebel Energia, nos termos do "Protocolo de Incorporação" e "Instrumento de Justificação". A incorporação foi proposta em virtude das diretrizes estratégicas da Companhia de simplificação e racionalização administrativa e financeira.e da estrutura organizacional.

O patrimônio líquido da CESS transferido para a Tractebel Energia foi objeto de avaliação por empresa especializada que elaborou o Laudo de Avaliação pelo valor contábil com base nos elementos constantes do balanço patrimonial da CESS levantados em 30.11.2013.

A matéria foi submetida à apreciação da AGE, realizada no dia 30.12.2013, que aprovou a incorporação da CESS pela Tractebel Energia autorizando a Diretoria Executiva a praticar todos os atos necessários à consecução da operação de incorporação bem como aprovou a contratação da BDO Auditores Independentes para avaliar o patrimônio líquido da CESS incorporado.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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)

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(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**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- **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”.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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%.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- **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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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)**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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 - Resultado operacional e financeiro

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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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 lPCA 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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

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.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

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 (Atualmente denominado Cacimbas)

Em fevereiro de 2013, a Companhia adquiriu o projeto eólico que fica 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.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

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.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

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 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

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.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

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.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

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.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

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.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

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”.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

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.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

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

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:

10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

10.5 - Políticas contábeis críticas

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 relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor

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 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios

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 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

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 sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

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.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

- 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.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

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.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

- 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.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

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.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

- 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 - Plano de negócios

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.

10.10 - Plano de negócios

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.

10.10 - Plano de negócios

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.

10.10 - Plano de negócios

Parte substancial do valor já comprometido refere-se a um projeto de pesquisa e desenvolvimento direcionado à geração fotovoltaica (FV) de 3MWp[1], 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.

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

10.11 - Outros fatores com influência relevante

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.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11.1 Identificação das projeções

Identificação das projeções

a. Objeto da projeção

Investimentos na manutenção, revitalização e ampliação do parque gerador.

A demonstração dos montantes de investimentos da Companhia segrega valores dispostos em dois grupos:

- Investimentos financiados com capital próprio, incluindo aquisições; e
- Investimentos financiados com dívidas, incluindo dívidas assumidas nas aquisições.

Ambos os modelos de projeção estão contemplados no item "d" abaixo.

As projeções realizadas são meras estimativas razoáveis que normalmente dependem de eventos futuros; portanto não podem ser consideradas como promessa de desempenho por parte da Companhia e de seus administradores.

b. Período projetado e o prazo de validade da projeção

A Tractebel Energia divulga trimestralmente ao mercado suas projeções de investimentos para o ano corrente e os dois anos subsequentes, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

c. Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nas seguintes premissas:

- Cronograma de manutenções das unidades geradoras;
- Diagnósticos de equipamentos;
- Obrigações regulatórias; e
- Iniciativas estratégicas.

Os valores informados, projeção e realizado, não consideram juros sobre a construção (juros sobre Capital Próprio e Capital de Terceiros).

A Administração pode influenciar todas as premissas, exceto as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle.

Em caso de alteração relevante nas premissas acima, as projeções podem ser revisadas.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

d. Valores dos indicadores que são objeto da previsão

Os montantes projetados e realizados referentes aos últimos três exercícios sociais encontram-se nas tabelas apresentadas a seguir. Tais valores não contemplam os juros sobre os financiamentos capitalizados durante o período de construção das usinas.

- **Ano de 2010:**

	Previsão informada durante o:				
	2009	2010			
Valores em R$ milhões	4º trimestre	1º trimestre	2º trimestre	3º trimestre	Realizado
Descrição					
Financiado com dívida	1.171	1.194	1.194	1.407	1.378
Financiado com capital próprio	1.041	1.042	1.042	796	830
Total 2010	**2.212**	**2.236**	**2.236**	**2.203**	**2.208**
Total 2011	**178**	**174**	**174**	**286**	**-**
Total 2012	**113**	**113**	**113**	**140**	**-**

Resumo das variações das projeções para o ano de 2010:

Em relação às projeções inicialmente divulgadas para o ano de 2010 (durante o 4º trimestre de 2009) houve um aumento no valor dos investimentos financiados com dívida e a consequente redução dos montantes financiados com capital próprio. Essa variação está diretamente relacionada à obtenção de financiamento adicional junto ao BNDES para a UHE Estreito.

Alteração das projeções para 2011 e 2012 feitas durante os trimestres de 2010

A revisão dos montantes previstos para os anos de 2011 e 2012 ocorreram devido à antecipação para 2010 de parte dos investimentos na UHE Estreito, anteriormente previstos para 2011, e a redistribuição do programa de manutenção das usinas da Companhia no período de 2010 a 2012.

- **Ano de 2011:**

	Previsão informada durante o:				
	2010	2011			
Valores em R$ milhões	4º trimestre	1º trimestre	2º trimestre	3º trimestre	Realizado
Descrição					
Financiado com dívida	129	129	129	246	64
Financiado com capital próprio	93	93	93	214	256
Total 2011	**222**	**222**	**222**	**460**	**320**
Total 2012	**153**	**153**	**153**	**724**	**-**
Total 2013	**92**	**92**	**92**	**605**	**-**

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Resumo das variações das projeções para o ano de 2011:

As principais variações ocorridas em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2011 (durante o 4º trimestre de 2010) devem-se, substancialmente, ao seguinte: (i) Financiado com dívida – menor volume de saque do financiamento para a construção da UHE Estreito; e (ii) Financiado com capital próprio – maior volume de investimentos para a construção dos novos parques eólicos do Complexo Eólico Trairi e da UHE Estreito, sendo que parte do montante previsto para essa Usina foi postergado para o ano de 2012.

Alteração das projeções para 2012 e 2013 feitas durante os trimestres de 2011:

As principais variações verificadas nas projeções resultaram dos seguintes fatos: (i) postergação anteriormente descrita; (ii) alteração dos investimentos no programa de manutenção de longo prazo das usinas existentes; (iii) atualização no cronograma de investimentos na UHE Estreito; e (iv) previsão de reserva financeira, em 2013, para a aquisição do controle da Energia Sustentável do Brasil, empresa controladora da UHE Jirau. Já os investimentos previstos para 2014 referem-se ao programa de manutenção de longo prazo das usinas da Companhia.

- **Ano de 2012:**

	Previsão informada durante o				
	2011	2012			
Valores em R$ milhões	**4º trimestre**	**1º trimestre**	**2º trimestre**	**3º trimestre**	**Realizado**
Descrição					
Financiado com dívida	486	299	299	207	245
Financiado com capital próprio	369	360	360	456	109
Total 2012	**855**	**659**	**659**	**663**	**354**
Total 2013	**605**	**876**	**876**	**963**	**-**
Total 2014	**186**	**206**	**206**	**203**	**-**

Resumo das variações das projeções para o ano de 2012:

As variações em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2012 (durante o 4º trimestre de 2011) decorreram dos seguintes fatos:

(i) Financiado com dívida – o montante realizado a menor decorreu do deslocamento para 2013 de parte das liberações do financiamento do Complexo Eólico Trairi – anteriormente previsto para o ano de 2012 – e da redução de parte do financiamento liberado para a UHE Estreito, o qual passou a ser financiado com capital próprio.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

(ii) Financiado com capital próprio – a redução constatada no realizado de 2012, decorreu, basicamente, da seguinte combinação: (i) menor aplicação de recursos próprios no Complexo Eólico Trairi, em razão do saque de parte dos recursos financiados pelo BNDES, e postergação de parte dos investimentos anteriormente previstos para o ano de 2013; (ii) incremento do valor do investimento próprio na UHE Estreito; e (iii) postergação para 2013 de investimentos previstos no programa de manutenção do parque gerador, em razão da necessidade de despacho das usinas da Companhia para o atendimento do Sistema Interligado Nacional.

Alteração nas projeções para 2013 feitas durante os trimestres de 2012:

As alterações realizadas nas projeções para o ano de 2013 decorreram dos seguintes eventos: (i) redução em razão, principalmente, da liberação de parte do financiamento para o Complexo Eólico Trairi ainda em 2012 e da suspensão do projeto Porto do Delta do plano de investimento; (ii) acréscimo em função da postergação de investimentos no Complexo Eólico Trairi, de 2012 para 2013; e (iii) inclusão da aquisição de novos projetos eólicos, os quais ainda estão na fase de estudo

- **Ano de 2013**

	Previsão informada durante o				
	2012	2013			
Valores em R$ milhões	**4º trimestre**	**1º trimestre**	**2º trimestre**	**3º trimestre**	**Realizado**
Descrição					
Financiado com dívida	205	153	153	151	152
Financiado com capital próprio	989	543	586	588	533
Total 2013	**1.194**	**696**	**739**	**738**	**685**
Total 2014	**203**	**749**	**749**	**776**	**-**
Total 2015	**169**	**230**	**230**	**228**	**-**

Resumo das variações das projeções para o ano de 2013:

Alterações nas projeções feitas durante o primeiro trimestre de 2013:

i) Investimentos previstos para o ano de 2013

Financiado com dívida:

A redução no montante previsto para 2013 decorreu, substancialmente, da alteração na estrutura de financiamento do Complexo Eólico Trairi.

Financiado com capital próprio:

A redução no montante previsto para 2013, de R$ 446 milhões, em relação aos R$ 989 milhões divulgados no quarto trimestre, é derivada dos seguintes principais fatores: (i) redução de R$ 511 milhões decorrente da postergação para 2014 do investimento na aquisição de Jirau; (ii) aumento de gastos na UHE Estreito no montante de R$ 52 milhões; (iii) aumento de R$ 38 milhões decorrente de alteração na estrutura de financiamento do Complexo Eólico Trairi; e (iv) redução de R$ 25 milhões devido à postergação de investimentos em novos projetos eólicos, anteriormente previstos para o ano de 2013.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

ii) Investimentos previstos para os anos de 2014 e 2015

O incremento nos montantes previstos de financiamento com o capital próprio para os anos de 2014 e 2015 refere-se, essencialmente, à postergação de 2013 para 2014 do investimento na aquisição de Jirau, conforme anteriormente comentado, e à revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia.

Alterações nas projeções feitas durante o segundo trimestre de 2013:

Financiado com capital próprio:

O aumento no montante previsto para 2013 de R$ 543 milhões para R$ 586 milhões, divulgados no primeiro trimestre, é derivado de aumento de investimento em Estreito.

Alterações nas projeções feitas durante o terceiro trimestre de 2013:

Não houve alteração significativa nas projeções no 3° trimestre de 2013, exceto quanto ao aumento das projeções no ano de 2014 decorrente da revisão do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia.

Alterações nas projeções feitas durante o quarto trimestre de 2013:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2014 e 2015 (informadas durante o 3º trimestre de 2013) referem-se à postergação de 2014 para 2015 do investimento na aquisição de Jirau e da postergação para 2014 da realização dos valores referentes ao parque Mundaú, originalmente previsto para ocorrer em 2013. O valor de investimento em 2014 inclui, também, a aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A. no montante de R$ 172 milhões.

Investimentos previstos para os anos de 2014, 2015 e 2016:

	Previsão para o ano, informada durante o 4ª trimestre de 2013		
Descrição / Período da projeção	**2014**	**2015**	**2016**
Financiado com capital próprio	489	739	243
Total	**489**	**739**	**243**

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

- **Ano de 2014**

No primeiro trimestre as projeções foram revistas e as projeções vigentes passaram a ser as seguintes:

	Previsão para os próximos 3 anos, informada durante o 1ª trimestre de 2014 (em milhões de reais)		
Descrição / Período da projeção	**2014**	**2015**	**2016**
Financiado com dívida	48	192	106
Financiado com capital próprio	677	915	447
Total	**725**	**1.107**	**553**

Nota: As projeções acima não consideram os efeitos dos juros sobre o capital de terceiros incorridos sobre as construções.

Alteração nas projeções para 2014 feitas durante o primeiro trimestre de 2014

Financiado com dívida:

O aumento é decorrente do financiamento de CAPEX no valor de R$ 48 milhões relacionado à aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A.

Financiado com capital próprio:

O acréscimo no montante previsto para 2014 decorre substancialmente: (i) do projeto Campo Largo em R$ 65 milhões; (ii) do projeto eólico Santa Mônica em R$ 91 milhões; e (iii) da termelétrica Ferrari em R$ 50 milhões.

Alteração nas projeções para 2015 e 2016 feitas durante o primeiro trimestre de 2014

Financiado com dívida:

O ingresso nos montantes previstos para os anos de 2015 e 2016 se referem ao projeto eólico Santa Mônica.

Financiado com capital próprio:

O incremento nos montantes previstos de financiamento com o capital próprio para os anos de 2015 e 2016 refere-se, essencialmente, à: (i) implantação do projeto eólico Santa Mônica (R$ 10 milhões em 2015 e R$ 57 milhões em 2016); (ii) ampliação e modernização da termelétrica Ferrari (R$ 42 milhões em 2015); e (iii) revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia no plano de longo prazo (R$ 126 milhões em 2015 e R$ 151 milhões em 2016).

Investimentos realizados no primeiro trimestre de 2014:

No primeiro trimestre de 2014, foram realizados investimentos de R$ 257 milhões, dos quais R$ 176 milhões direcionados à aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A., R$ 62 milhões foram aplicados na construção de novas usinas e R$ 19 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador da Companhia.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

11.2. Na hipótese de a Companhia ter divulgado, durante os 3 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores:

a. informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário

As projeções vêm sendo divulgadas, atualizadas e substituídas trimestralmente, conforme apresentado no item 11.1.d.

b. quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

As referidas comparações estão apresentadas no item 11.1.d.

c. quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

As projeções ao final do 1º trimestre de 2014 permanecem válidas até a sua atualização. A Companhia ressalta que os investimentos informados desconsideram os efeitos dos juros incorridos sobre as construções, diferindo, portanto, dos valores contábeis apresentados nas demonstrações contábeis da Companhia.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

12.1 Estrutura Administrativa

a. Atribuições de cada órgão e comitê

Compete ao Conselho de Administração:

Conforme o artigo 19 do Estatuto Social da Companhia compete ao Conselho de Administração:

"I - fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;

II - eleger e destituir os diretores e fixar-lhes as atribuições, observado o disposto neste Estatuto;

III - fiscalizar a gestão dos diretores;

IV - estabelecer limites e alçadas para a representação da Companhia por procuradores;

V - convocar a assembleia geral;

VI - manifestar-se sobre o relatório da administração e as contas da diretoria;

VII - aprovar o valor global do orçamento anual da Companhia;

VIII - aprovar a celebração de contratos e a assunção de obrigações, e seus aditivos, de valor superior a R$ 20 milhões, observado o disposto no parágrafo único deste artigo;

IX – propor à assembleia geral a emissão de debêntures cujas condições não se enquadrem no âmbito de sua competência originária;

X - deliberar sobre a emissão de debêntures conversíveis em ações ordinárias, até o limite do capital autorizado deduzido do capital já subscrito e, se for o caso, das anteriores emissões de debêntures conversíveis em ações deliberadas pelo Conselho de Administração, e sobre as condições que, na forma da lei, lhe forem delegadas pela assembleia geral e sobre a oportunidade da emissão;

XI - aprovar a concessão de garantia ou aval a terceiros, excetuadas as oferecidas pela Companhia às suas empresas controladas, de competência da diretoria executiva, observados os limites estabelecidos no inciso VIII e no parágrafo único deste artigo;

XII - aprovar a alienação ou oneração de bens do ativo permanente da Companhia de valor superior a R$ 20 milhões;

XIII - deliberar sobre a aquisição e a alienação de ações de emissão da Companhia, fixando-lhes preço e condições;

XIV - deliberar sobre a emissão de novas ações, o preço de emissão e as demais condições de tais emissões, observado o que dispuser este Estatuto;

XV - declarar, nos casos previstos neste Estatuto, dividendos intercalares à conta de lucro apurado em balanço semestral ou, em períodos menores, dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros, bem como o crédito ou pagamento de juros sobre o capital próprio;

XVI - deliberar sobre a emissão de notas promissórias comerciais (*commercial papers*), bem como a emissão de bônus de subscrição;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

XVII – definir lista tríplice de empresas especializadas em avaliação econômica de empresas para a elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia, nos casos de oferta pública de aquisição de ações para cancelamento de registro de companhia aberta ou para saída do Novo Mercado;

XVIII – manifestar-se favorável ou contrariamente a respeito de qualquer oferta pública de aquisição de ações que tenha por objeto as ações de emissão da Companhia, por meio de parecer prévio fundamentado, divulgado em até 15 (quinze) dias da publicação do edital da oferta pública de aquisição de ações, que deverá abordar, no mínimo (i) a conveniência e oportunidade da oferta pública de aquisição de ações quanto ao interesse do conjunto dos acionistas e em relação à liquidez dos valores mobiliários de sua titularidade; (ii) as repercussões da oferta pública de aquisição de ações sobre os interesses da Companhia; (iii) os planos estratégicos divulgados pelo ofertante em relação à Companhia; (iv) outros pontos que o conselho de administração considerar pertinentes, bem como as informações exigidas pelas regras aplicáveis estabelecidas pela CVM;

XIX - escolher e destituir os auditores independentes e aprovar qualquer outro contrato a ser firmado com a empresa prestadora de serviço de auditoria independente;

XX - aprovar o regulamento interno da Companhia; e

XXI - deliberar sobre os casos omissos no Estatuto.

Parágrafo único – Aos contratos referentes à comercialização de energia elétrica, aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica e aos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição (CUST e CUSD), não se aplica o limite estabelecido no inciso VIII deste artigo, devendo a contratação de tais atividades observar os limites de aprovação a seguir definidos, com posterior comunicação ao conselho de administração:

I – para contratos de compra e venda de energia elétrica:

a) até 20 MW médios por mês, limitado a 1.000 GWh na duração total do contrato, aprovação por dois diretores da Tractebel Energia;

b) acima de 20 MW médios por mês e até 150 MW médios por mês, limitado a 7.500 GWh na duração total do contrato, aprovação pelo diretor presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia; e

c) acima de 150 MW médios por mês ou acima de 7.500 GWh na duração total do contrato, aprovação pelo conselho de administração;

II – para contratos de exportação de energia, CUST e CUSD, e atos subsequentes, aprovação pelo diretor presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia; e

III – para aquisição de carvão mineral, CE-4500, até 100.000 toneladas por mês, ou valor financeiro equivalente para aquisição de outros tipos de combustíveis, aprovação pelo diretor presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia. Para as aquisições cujos valores financeiros excederem o valor fixado neste inciso, a aprovação será do conselho de administração".

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Compete à Diretoria:

Conforme o artigo 24 do Estatuto Social da Companhia, à Diretoria Executiva compete:

"Art. 24 - Compete à Diretoria Executiva a direção geral e a representação da Companhia, observado este Estatuto e as diretrizes e atribuições fixadas pelo Conselho de Administração.

§1º - No exercício de suas atribuições, cabe à Diretoria Executiva:

I - elaborar as demonstrações financeiras e o relatório da administração, quando for o caso;

II - elaborar o Regulamento Interno da Companhia e submetê-lo à aprovação do Conselho de Administração;

III - elaborar o orçamento anual da Companhia; e

IV - aprovar qualquer revisão do orçamento anual aprovado, observado o valor global aprovado pelo Conselho de Administração."

Comitês:

- Estatutários – Comitê Estratégico

Estatutariamente, a Companhia possui um Comitê Estratégico composto de 6 (seis) membros, acionistas ou não da Companhia, residentes no país ou não, podendo ser administradores, eleitos pelo Conselho de Administração. O Comitê Estratégico se reúne periodicamente sempre que a administração julgar necessário submeter alguma matéria a esse órgão, que tem por função atuar como órgão consultivo da administração.

- Não Estatutários

A Companhia possui outros comitês para o auxílio à Administração, os quais possuem funções de apoio, não tendo participação do processo de decisão dos órgãos de administração. Os principais comitês estão apresentados a seguir:

- **Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas ("Comitê Independente")**

A Companhia possui um Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas ("Comitê Independente"), com o objetivo de assegurar que tais transações observem sempre condições estritamente comutativas, negociadas de forma independente, mediante processo transparente e seguro.

O Comitê Independente é de funcionamento não permanente e instalado pelo Conselho de Administração sempre que a Companhia ou sociedade sob seu controle pretender relacionar com Parte Relacionada qualquer operação, negócio, contrato ou transação cuja aprovação esteja no âmbito de competência do Conselho de Administração da Companhia ou da Assembleia Geral.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

O Comitê Independente é formado exclusivamente por administradores da Companhia, devendo a maioria ser de Conselheiros Independentes e os demais membros Diretores da Companhia, todos escolhidos e destituíveis pelo Conselho de Administração, possuindo o Comitê Independente competência, prerrogativas, atribuições e regras de funcionamento especificadas em seu Regulamento.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 04.05.2012, ratificou e aprovou a instalação do Comitê com o objetivo de realizar uma análise suplementar àquela efetuada para a contratação de opção de compra e venda de energia elétrica com a Energia Sustentável do Brasil S.A. tendo em vista uma eventual transação, em termos e condições semelhantes, referente à opção de compra de energia oriunda da Usina Hidrelétrica Jirau a ser celebrada com uma empresa comercializadora de energia controlada pelo grupo GDF SUEZ. O referido comitê foi desinstalado nesta mesma data, após a aprovação desta matéria no Conselho de Administração.

- **Comitê de Gerenciamento de Riscos**

O Comitê de Gerenciamento de Riscos da Companhia tem seus objetivos ligados à promoção da conscientização do tratamento dos riscos. Com atuação empresarial, dispõe de representantes de áreas estratégicas, os quais, a partir do momento em que o risco e a área de abrangência são identificados, são definidos como os responsáveis pela criação dos planos de ação. Esse Comitê tem visão corporativa enquanto os Comitês de Energia, Financeiro e Tributário da Companhia têm visão específica.

- **Outros Comitês**

Além dos comitês acima informados, a Companhia possui os seguintes comitês: (i) Comitê de Energia; (ii) Comitê Financeiro; (iii) Comitê Tributário; (iv) Comitê de Ética; (v) Comitê de Inovação; e (vi) Comitê de Sustentabilidade.

No entanto, tais comitês são compostos por técnicos (empregados) representando várias áreas da Companhia, com funções de apoio, não tendo participação do processo de decisão dos órgãos de administração.

Adicionalmente, cabe comentar que o Comitê de Sustentabilidade passou a contar com um membro independente do Conselho de Administração em suas reuniões a partir da indicação ocorrida na 116ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 05.04.2012.

O Comitê de Sustentabilidade contribui para consolidar a imagem da Companhia como uma empresa transparente e sustentável, na busca de conciliar os interesses dos diferentes públicos que interajam com a Companhia, através de ações que visem à melhoria ambiental e social na área de influência da Empresa. Em suas funções, promove o conceito de desenvolvimento sustentável dentro da companhia e avalia solicitações de apoio socioambientais. A relação de comitês está disponível no website da Companhia (www.tractebelenergia.com.br), no seguinte endereço: Investidor > Governança Corporativa > Órgãos Fiscalizadores e de Apoio.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

b. Data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês

O atual Conselho Fiscal foi instalado em 17.04.2013, na 16ª Assembleia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia. Na 28ª Assembleia Geral Extraordinária dos acionistas, realizada em 20.02.2013, foi aprovada alteração no Estatuto Social para que o Conselho Fiscal passe a ter funcionamento permanente e lhe conferir outras atribuições, além das já previstas em lei, como:

I - avaliar os sistemas de gestão de risco e de controles internos; e

II – opinar sobre quaisquer propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração de contratação de serviços adicionais a serem contratados com a empresa prestadora de serviço de auditoria das demonstrações financeiras.

O Comitê Estratégico foi criado em 25.06.1999, na 15ª Reunião do Conselho de Administração. Já o Comitê Independente de Partes Relacionadas foi criado em 30.09.2010, na 106ª Reunião do Conselho de Administração.

c. Mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê

Em 04.05.2012, o Conselho de Administração aprovou a proposta para implantação de mecanismo de avaliação periódica anual do Conselho e de seus membros, mediante a emissão de relatório das atividades executadas em cada exercício, contendo o número de reunião realizada, os temas abordados e o tempo despendido, a assiduidade dos membros do Conselho e a participação dos conselheiros em outras atividades, como reuniões do Comitê Estratégico, reuniões com investidores e eventos corporativos e sociais da Companhia.

Em 29.04.2013, dentro das melhores práticas de governança corporativa, o Conselho de Administração tomou conhecimento e aprovou por unanimidade o relatório de atividades, relativo ao exercício de 2012.

d. Em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

Diretor Presidente:

É atribuição do Diretor Presidente, privativamente, nos termos do § 2º do artigo 24 do Estatuto Social da Companhia:

I – presidir as reuniões da Diretoria;

II – coordenar e orientar as atividades de todos os demais diretores, nas suas respectivas áreas de competência;

III – atribuir, a qualquer dos diretores, atividades e tarefas especiais, independentemente daquelas que lhes couber ordinariamente; e

IV – zelar pela execução das deliberações do Conselho de Administração e da Diretoria.

Além dessas competências, cabe ao Diretor Presidente:

I - superintender os negócios da Companhia e formular as suas políticas e estratégias; e

II - manter sistema de auditoria interna.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Diretor Administrativo:

I - formular procedimentos administrativos gerais e políticas de documentação, suprimentos, serviços gerais, apoio administrativo, transporte e informática;

II - promover ações de comunicação empresarial e relações públicas; e

III - formular as políticas de Recursos Humanos da Companhia.

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores:

I - promover a administração financeira e contábil da Companhia;

II - coordenar as relações com os mercados de capitais e financeiro, prestando informações à Comissão de Valores Mobiliários, Bolsa de Valores, acionistas e investidores, conforme exigido pela legislação aplicável; e

III – implantar as políticas e coordenar a contratação de seguros da Companhia.

Diretor de Planejamento e Controle:

I - elaborar o Plano Estratégico da Empresa;

II - preparar e acompanhar o orçamento empresarial:

III - avaliar e monitorar o gerenciamento do risco empresarial;

IV - realizar operações de compra e venda de energia, visando o gerenciamento do risco de mercado da empresa;

V - relatar e monitorar as exposições do *portfólio* de contratos e se as operações realizadas estão de acordo com a política de comercialização da Companhia;

VI - efetuar o planejamento e programação da produção;

VII - gerenciar os assuntos de natureza regulatória relacionados com a comercialização e produção de energia;

VIII - analisar preço e riscos e propor produtos e estratégias para comercialização de energia;

IX - coordenar as atividades do Comitê de Gerenciamento de Risco; e

X - coordenar as atividades do Comitê de Energia.

Diretor de Produção de Energia:

I - promover a operação e manutenção dos ativos de geração da Companhia.

Diretor de Comercialização de Energia:

I - efetuar a venda de energia na forma de produtos customizados, por meio de negociação direta com os clientes e por leilões organizados por estes, ou ainda por leilões regulados pela Aneel;

II - propor produtos e estratégias para a venda de energia;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

III - desenvolver novos mercados e clientes e definir produtos a serem comercializados;

IV - consolidar e administrar as informações do mercado e monitorar a satisfação dos clientes; e V - efetuar a contabilização e comercialização de energia no CCEE e operacionalizar os contratos de compra e venda de energia.

Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos:

I - conduzir a implementação física de novos empreendimentos, incluindo edificações, urbanismo e infraestrutura;

II - conduzir o licenciamento e o comissionamento dos novos empreendimentos; e

III - desenvolver novos investimentos em cogeração e prestar apoio no desenvolvimento de novos negócios.

e. Mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do Conselho de Administração, dos comitês e da diretoria

Não há mecanismos de avaliação formal de desempenho dos membros dos Comitês. Já quanto ao Conselho de Administração, em 29.04.2013 foi aprovado o relatório de suas atividades relativas ao exercício de 2012, conforme já descrito no item 12.1.c.

A Diretoria Executiva é avaliada de acordo com uma metodologia estabelecida pelo Grupo e a avaliação segue a hierarquia, ou seja, os Diretores são avaliados pelo Diretor Presidente da Tractebel Energia, que por sua vez é avaliado pelo Presidente do Grupo na América Latina. Os Diretores são avaliados no início do ano com base em comportamento e metas estabelecidas para o ano anterior, conforme detalhado no item 13.1.b. Estes indicadores são considerados no pagamento da remuneração variável, conforme item 13.1. – deste Formulário de Referência.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

12.2 Descrição das regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais:

a. Prazos de convocação

A Companhia não adota prática diferenciada da legislação aplicável.

b. Competências

Além das matérias que são de sua competência, previstas em lei, compete, também, à Assembleia Geral aprovar:

a) Ordinariamente, nos termos do artigo 10 do Estatuto Social:

I - tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras;

II - deliberar sobre a destinação do Lucro Líquido do exercício e a distribuição de dividendos; e

III - eleger os membros do Conselho Fiscal e, quando for o caso, os membros do Conselho de Administração.

b) Extraordinariamente, nos termos do parágrafo único do artigo 13 do Estatuto Social:

I - a saída do Novo Mercado;

II - a escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas nos Capítulos XI e XII do Estatuto Social, dentre as empresas apontadas pelo Conselho de Administração; e

III – planos para outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia e de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia, sem direito de preferência dos acionistas.

c. Endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à Assembleia Geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Os documentos relativos à Assembleia Geral são postos à disposição dos acionistas no endereço da sede da Companhia, localizada na Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5.064, Bairro Agronômica, CEP 88025-255, Florianópolis (SC), na página na rede mundial de computadores da Companhia (www.tractebelenergia.com.br) e nas páginas da Comissão de Valores Mobiliários (www.cvm.gov.br) e da BM&FBOVESPA (www.bmfbovespa.com.br).

d. Identificação e administração de conflitos de interesses

A Companhia não possui uma política de identificação e administração de conflito de interesses específica, e , portanto, segue as normas constantes na legislação vigente.

e. Solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

No caso de representação de acionista, exige-se a apresentação de procuração.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

f. Formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se a Companhia admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

As formalidades são aquelas exigidas pela legislação e a Companhia não admite procurações outorgadas por acionista por meio eletrônico. O Estatuto Social prevê, ainda, que a Companhia possa estabelecer nos editais de convocação das Assembleias Gerais o prazo de 72 (setenta e duas) horas, contados do dia marcado para a realização da assembleia, para os acionistas apresentar documento que comprove sua qualidade de acionistas a fim de participar da Assembleia Geral.

Essa prática vem sendo utilizada pela companhia e foi adotada em todos os editais de convocação de Assembleias gerais ocorridas nos últimos 3 (três) anos

g. Manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

Não há.

h. Transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias

Não há.

i. Mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas

Em decorrência da deliberação tomada na reunião do Conselho de Administração realizada no dia 04.05.2012, a Companhia disponibilizou em seu site (Contato | Recomendações para Assembleias) mecanismo de comunicação específico para que os acionistas possam encaminhar sugestões de assuntos a serem submetidos às assembleias.

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76

Exercício Social	Publicação	Jornal - UF	Datas
31/12/2012	Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense - SC	28/02/2013
		DOESC - SC	28/02/2013
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense (dias 02,03 e 04.04.2013) - SC	02/04/2013
		DOESC (dias 02,03 e 04.04.2013) - SC	02/04/2013
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense - SC	27/05/2013
		DOESC - SC	27/05/2013
31/12/2011	Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense - SC	28/02/2012
		DOESC - SC	28/02/2012
		Notícias do Dia - SC	28/02/2012
	Aviso aos Acionistas Comunicando a Disponibilização das Demonstrações Financeiras	DOESC (dias 08, 09 e 10.02.2012) - SC	08/02/2012
		Notícias do Dia (dias 08, 09 e 10.02.2012) - SC	08/02/2012
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DOESC (dias 06, 07 e 08.03.2012) - SC	06/03/2012
		Notícias do Dia (dias 06, 07 e 08.03.2012) - SC	06/03/2012
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DOESC - SC	24/04/2012
		Notícias do Dia - SC	24/04/2012
31/12/2010	Demonstrações Financeiras	DOESC - SC	24/02/2011
		Notícias do Dia - SC	24/02/2011
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DOESC (dias 21, 22 e 24/03/2011) - SC	21/03/2011
		Notícias do Dia (dias 21, 22 e 24/03/2011) - SC	21/03/2011
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DOESC - SC	24/05/2011
		Notícias do Dia - SC	24/05/2011

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

12.4 Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

a. Frequência das reuniões

Nos termos do artigo 17 do Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração reúne-se, de ordinário, trimestralmente e, extraordinariamente, sempre que o interesse da Companhia exigir, mediante convocação na forma deste Estatuto.

b. Se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do Conselho de Administração

Não há acordo de acionistas.

c. Regras de identificação e administração de conflitos de interesses

Além das regras constantes na Lei das Sociedades por Ações e na legislação vigente, aplicam-se à Companhia regras de identificação e administração de conflitos de interesse, previstas no Regimento Interno do Conselho de Administração da Companhia e no seu Código de Ética.

De acordo com o Regimento Interno do Conselho de Administração, o Conselheiro deverá informar ao Conselho de Administração, integral e antecipadamente, qualquer conflito de interesse, real ou potencial, direto ou indireto, que ele possa ter. Ademais, todo Conselheiro que tiver um conflito de interesse não poderá participar de qualquer discussão ou votar sobre uma questão relacionada ao referido conflito de interesse.

No Código de Ética da Companhia, documento este aderido por todos os membros do Conselho de Administração, é previsto que todo e qualquer colaborador que se achar em uma situação de conflito de interesses deve abster-se de votar quando se tratar de uma negociação ou adoção de uma decisão que possa colocar sobre suspeita a sua posição.

A Companhia oferece ainda um canal de denúncias de violação de princípios éticos por meio do seu *website* (www.tractebelenergia.com.br) e que pode ser utilizado por qualquer pessoa, preservando o anonimato do denunciante.

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

12.5 Descrição da cláusula compromissória, se existir, inserida no Estatuto Social para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e a Companhia por meio de arbitragem

A Companhia, na condição de integrante do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, tem no seu Estatuto Social cláusula prevendo a resolução de conflitos entre os acionistas e entre estes e a Companhia por meio de arbitragem, nos seguintes termos:

"Do Juízo Arbitral – Artigo 41 - A Companhia, seus acionistas, Administradores e os membros do conselho fiscal, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no estatuto social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem, do Regulamento de Sanções e do Contrato de Participação no Novo Mercado".

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

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	48	Pertence apenas à Diretoria	29/04/2013	28/04/2016
821.111.117-91	Economista	12 - Diretor de Relações com Investidores	30/04/2013	Sim
Diretor Financeiro				
Edson Luiz da Silva	55	Pertence apenas à Diretoria	29/04/2013	28/04/2016
298.418.879-91	Engenheiro Eletricista	Diretor de Planejamento e Controle	30/04/2013	Sim
-				
Marco Antonio Amaral Sureck	58	Pertence apenas à Diretoria	29/04/2013	28/04/2016
200.638.909-25	Engenheiro	Diretor de Comercialização de Energia	30/04/2013	Sim
-				
Luciano Flávio Andriani	57	Pertence apenas à Diretoria	29/04/2013	28/04/2016
375.647.309-00	Administrador	Diretor Administrativo	30/04/2013	Sim
-				
José Luiz Jansson Laydner	525	Pertence apenas à Diretoria	29/04/2013	28/04/2016
481.767.029-00	Engenheiro	Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos	30/04/2013	Sim
-				
André de Aquino Fontenelle Cangucú	45	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
126.646.148-51	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	08/04/2014	Sim
-				
Antonio Alberto Gouvêa Vieira	58	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
338.907.227-68	Advogado	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	08/04/2014	Não
-				
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	66	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	08/04/2014	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Gil de Methodio Maranhão Neto	51	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
734.574.937-15	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	08/04/2014	Sim
-				
Philip Julien de Cnudde	53	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos

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

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
000.000.000-00	Engenheiro	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	08/04/2014	Sim
José Pais Rangel	73	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
239.775.667-68	Advogado	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	08/04/2014	Não
-				
Luiz Antônio Barbosa	57	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
343.757.249-00	Eletricitário	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	08/04/2014	Não
Membro do Comitê de Sustentabilidade				
Luiz Eduardo Simões Viana	58	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
465.817.407-30	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)	08/04/2014	Sim
-				
Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro	64	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
312.769.037-15	Advogado	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	08/04/2014	Não
-				
Pierre Victor Marie Nicolas Devillers	43	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
000.000.000-00	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	08/04/2014	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Maurício Stolle Bähr	56	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
748.528.847-49	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	08/04/2014	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Patrick Charles Clement Obyn	53	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
009.113.629-67	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	08/04/2014	Sim
-				
Roberto Henrique Tejada Vencato	49	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
412.103.280-20	Eletricitário	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	08/04/2014	Não
-				
José João Abdalla Filho	68	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
245.730.788-00	Banqueiro	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	08/04/2014	Não

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

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
-				
Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle	58	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	08/04/2014	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Willem Frans Alfons Van Twembeke	48	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	08/04/2014	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
José Carlos Cauduro Minuzzo	62	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
199.412.420-20	Engenheiro	Membro do Conselho de Administração (suplente)	08/04/2014	Sim
Diretor de Produção de Energia				
Manoel Arlindo Zaroni Torres	64	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	08/04/2014	2 anos
115.116.056-34	Engenheiro	33 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente	08/04/2014	Sim
-				
Ailton Pinto Siqueira	74	Conselho Fiscal	08/04/2014	Até a AGO de 2015
006.936.346-34	Banqueiro	48 - C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas	08/04/2014	Não
-				
Carlos Guerreiro Pinto	71	Conselho Fiscal	08/04/2014	Até a AGO de 2015
047.615.457-04	Administrador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	08/04/2014	Sim
-				
Flávio Marques Lisboa Campos	63	Conselho Fiscal	08/04/2014	Até a AGO de 2015
118.388.096-00	Engenheiro	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	08/04/2014	Sim
-				
Manoel Eduardo Bouzan de Almeida	61	Conselho Fiscal	08/04/2014	Até a AGO de 2015
269.006.377-87	Contador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	08/04/2014	Sim
-				
Manoel Eduardo Lima Lopes	70	Conselho Fiscal	08/04/2014	Até a AGO de 2015
046.227.237-00	Contador	45 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas	08/04/2014	Não
-				

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

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Paulo de Resende Salgado	68	Conselho Fiscal	08/04/2014	Até a AGO de 2015
161.008.917-00	Economista	40 - Pres. C.F.Eleito p/Controlador	08/04/2014	Sim
-				

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI - 821.111.117-91

Nascido em 08.02.1965, é formado em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro onde também completou o Mestrado de Administração de Empresas, com especialização em Finanças. Obteve o Grau de Mestre em Gestão (Master in Management) pela University of London onde cursou o Sloan Fellowship Master Programme da London Business School. Atuava na área de Desenvolvimento de Negócios da GDF SUEZ Energy Brasil, desde Junho de 2002. Anteriormente já havia ocupado os seguintes cargos: Diretor Financeiro da Energia Sustentável do Brasil, Diretor empregado da Tractebel Gás Engineering GmbH e Diretor de Petróleo e Gás da Leme Engenharia Ltda., Diretor Superintendente da Metalnave S.A. e Diretor Financeiro das Indústrias Verolme-Ishibras S.A. Em 21.12.2009 foi eleito Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia e, atua, ainda, como Diretor de algumas Sociedades de Propósitos Específicos controladas pela Companhia. É membro titular do Conselho de Administração da Itá Energética S.A.
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.

Edson Luiz da Silva - 298.418.879-91

Nascido em 19.03.1958, é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), mestre em Engenharia Elétrica - Sistemas de Potência pela UFSC e doutor em Engenharia Elétrica – Sistemas de Energia pela UFSC. Trabalhou como engenheiro na Eletrosul nas áreas de operação e planejamento do sistema, tendo participado do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema (GCPS). Na Tractebel Energia, trabalhou de 2000 a 2011 como Gerente de Assuntos Regulatórios e de Mercado. Atualmente, é: (i) Professor Licenciado da Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica; (ii) Conselheiro da Associação Brasileira de Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE); e (iii) Diretor de Planejamento e Controle da Tractebel Energia.
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.

Marco Antonio Amaral Sureck - 200.638.909-25

Nascido em 11.06.1955, é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal do Paraná, mestre em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e especialista em Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas Elétricos pela University of Waterloo, no Canadá. Trabalhou na Eletrosul de 1982 a 1997, onde gerenciou a Divisão de Planejamento Energético e o Departamento de Planejamento de Geração, Transmissão e Telecomunicações. Na Tractebel Energia, trabalhou de 1998 a 2002 como Gerente da Área de Planejamento da Operação e Comercialização de Energia, participando das negociações do Acordo Geral do Setor Elétrico, e entre 2002 e outubro de 2011 foi Diretor de Planejamento e Controle, respondendo pelas áreas de Planejamento da Operação, Regulação e Mercado, Contabilização de Energia e Planejamento Financeiro e Controle. Atualmente, é Diretor de Comercialização de Energia.
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.

Luciano Flávio Andriani - 375.647.309-00

Nascido em 12.01.1957, é Administrador de Empresas formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), com pós-graduação em Gestão do Desenvolvimento e Cooperação Internacional pela Universidade Moderna de Lisboa. Iniciou suas atividades profissionais na Eletrosul, onde foi Gerente de Patrimônio, Documentação, Transporte, Serviços e Gerente de Recursos Humanos. É Diretor Administrativo da Tractebel Energia desde setembro de 2000, responsável por recursos humanos, tecnologia da informação, suprimentos e comunicação institucional. Coordena os Comitês de Ética, de Inovação e de Sustentabilidade.
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.

José Luiz Jansson Laydner - 481.767.029-00

Nascido em 10.02.1961, é Engenheiro Mecânico formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), com MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Dom Cabral (MG), Pós-MBA na Kellog Scholl of Management em conjunto com a Fundação Dom Cabral e o General Management Program do Centro Europeu de Educação Continuada (CEDEP/INSEAD), em Fontainebleau, na França. Iniciou suas atividades na Eletrosul em 1984 como responsável pelo setor de manutenção mecânica da Usina Termelétrica Alegrete e desde então, exerceu diversas funções naquela Companhia. Em 1999 tornou-se Gerente das Usinas Termelétricas William Arjona e Jorge Lacerda A. Em junho de 2003 passou a exercer o cargo de Gerente de Geração Térmica, responsável pelas Usinas Termelétricas da Companhia. Em novembro de 2008 foi eleito para exercer o cargo de Diretor de Comercialização e Negócios da Companhia e posteriormente Diretor de Comercialização de Energia, cargo que exerceu até outubro de 2011. A partir de novembro de 2011 passou a exercer o cargo de Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos. Atua, ainda, como Diretor de algumas Sociedades de Propósitos Específicos controladas pela Companhia.
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.

André de Aquino Fontenelle Cangucú - 126.646.148-51

Nascido em 06.01.1969, é formado em Administração de Empresas pela Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas (EAESP-FGV), possui também um Mestrado em Administração de Empresas pela mesma instituição. No período de julho de 2004 a dezembro de 2009, atuou como Chief Financial Officer (CFO) da Enersur S.A., segunda maior geradora privada de energia elétrica do Peru. Exerceu, entre 1998 e 2002, os cargos de Associado, Gerente e Diretor da Enron Corp. Atualmente exerce o cargo de CFO da GDF SUEZ Latin America, no Peru.
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.

Antonio Alberto Gouvêa Vieira - 338.907.227-68

Nascido em 31.08.1955, é formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica (PUC) do Rio de Janeiro, cursou pós-graduação em Administração de Empresas pela mesma universidade. Sócio do Gouvêa Vieira Advocacia, participou nos Conselhos de Administração das empresas Companhia Vidraria Santa Marina (Saint Gobain), de 1992 a 2003; Alcatel Telecomunicações S.A., de 1990 a 2002; Eternit S.A., de 1996 a 2000; Telesp Celular Participações S.A., de 1998 a 2001; e Acesita S.A. (ArcelorMittal Inox Brasil), de 1999 a 2008, do Conselho Fiscal da Companhia de Bebidas das Américas (Ambev), de 2000 a 2001, Presidente do Conselho Consultivo do Banco Calyon Brasil S.A., de 2000 a 2007, e Atualmente integra a diretoria executiva da Pubas S.A. e é membro do Conselho de Administração da (i) Leroy Merlin Cia. Brasileira de Bricolagem, desde 1996; (ii) da Boa Esperança S.A.; e (iii) da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino – Lycée Molière.
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.

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert - 000.000.000-00

Nascido em 14.01.1948, é Engenheiro Mecânico e Eletricista formado pela Universidade de Ghent (Bélgica). Participou do Programa de Gerenciamento CEDEP em Fontainebleau, na França. Foi CEO da GDF SUEZ Energy International, Presidente da GDF SUEZ Energy North America Inc., Diretor da Glow Energy, empresa pública sediada na Tailândia, Diretor da International Power S.A. (atual denominação da SUEZ Tractebel S.A.), Diretor da Electrabel, Diretor da Tractebel Engineering, Diretor da Gaselys (França) e Diretor da Célizan (França). Atualmente é: (i) Vice-Presidente executivo da GDF SUEZ, comandando a divisão Energy International do grupo; (ii) presidente do conselho de administração da International Power Ltd.; (iii) membro do comitê executivo e do comitê administrativo da GDF SUEZ; e (iv) CEO da Electrabel e da International Power S.A., além de integrar o Comitê Estratégico e o Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A.
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.

Gil de Methodio Maranhão Neto - 734.574.937-15

Nascido em 18.01.1963, é Engenheiro civil formado pela Veiga de Almeida, possui MBA em finanças pelo IBMEC. Atuou nas áreas de Mercado de Capitais (administração de fundos de ações e underwriting) e comercial (Fundos de Pensão) no Banco Nacional S.A. Desde 1996 no Grupo GDF SUEZ, atualmente é responsável por desenvolvimento de novas oportunidades de expansão do Grupo GDF SUEZ no Brasil, no qual ocupa o cargo de diretor.
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.

Philip Julien de Cnudde - 000.000.000-00

Nascido em 07.12.1960, é engenheiro eletricista, possui graduação em gestão de operações pela Universidade Ghent (Bélgica), tendo cursado o Programa de Gestão CEDEP, no Campus Insead, em Fonteinebleau (França). Exerceu, de 1989 a 1993 a função de Gerente Geral para início das operações da companhia na América, baseado nos Estados Unidos. Transferiu-se, em 1993, para a Bélgica, onde foi o Chefe de Operações da Usina Monceau-sur-Sambre, da Electrabel S.A.. Em 1998 assumiu a função de Chefe do Departamento Auditoria Interna da Electrabel, até 2001, quando passou a ser o Chefe de “Business Control”, Contabilidade e Consolidação, para a Tractebel EGI. Em 2007 foi convidado a exercer o cargo de Vice Presidente Executivo de Supervisão de Desenvolvimento de Negócios para BEI, em Londres e Bruxelas.

José Pais Rangel - 239.775.667-68

Nascido em 09.09.1940, é formado em Direito pela Faculdade Cândido Mendes (RJ), possui licenciatura em Direito e Legislação/Habilitação de Magistério pela Faculdade Niteroiense de Formação de Professores. Possui curso de Mercado de Capitais nos EUA (Convênio Banco Central do Brasil / USAID – 1977) e fez estágio (i) no Departamento do Tesouro dos EUA; (ii) Bolsa de Valores de Nova York e; (iii) Bolsa de Mercadorias de Chicago. Nos últimos 5 anos atuou como Diretor Vice-Presidente do Banco Clássico S.A.(cargo atual); Diretor Presidente do Banco Clássico S.A.; Membro Titular do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro (CEG) (cargo atual); Administrador de Fundo de Investimentos credenciado pela CVM; Gestor do Fundo de Investimento em Ações Dinâmica Energia (cargo atual); Membro do Conselho de Administração da Dinâmica Energia S.A.; e Diretor da Socal S.A. - Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial (cargo atual). Ainda, foi fundador e membro do Conselho de Curadores da Fundação Banco Central de Previdência Privada (CENTRUS); coordenador do Programa de Desestatização de empresas de capital aberto controladas pelo Banco Central do Brasil; Presidente do Conselho de Administração da Companhia América Fabril; membro titular do Conselho de Administração da Companhia Fábrica de Tecidos Dona Isabel; e Presidente da Companhia Nacional de Tecidos Nova América.
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.

Luiz Antônio Barbosa - 343.757.249-00

Nascido em 26.05.1956, é Eletricitário. Foi diretor da Associação dos Empregados da Eletrosul, a ASES, e delegado na Associação dos Profissionais da Eletrosul (APROSUL). É Diretor do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina (SINTRESC). É membro do Conselho de Administração da Companhia eleito pelos empregados da Companhia e membro do Comitê de Sustentabilidade.
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.

Luiz Eduardo Simões Viana - 465.817.407-30

Nascido em 03.04.1955, é Economista, formado pela Faculdade de Ciências Políticas e Econômicas do Rio de Janeiro em 1985. Master Business Administration MBA COPPEAD da UFRJ em 1998. Trabalhou como economista da BNDES Participações S.A. (BNDESPAR) entre setembro de 1980 a junho de 1991, sempre ligado à área de Mercado de Capitais. Foi Gerente de Underwriting do Banco Nacional S.A. entre setembro de 1991 e dezembro de 1995. Atuou como Superintendente de Relações Institucionais da Serra da Mesa Energia S.A. (antiga Nacional Energética S.A.) entre janeiro de 1996 a maio de 1998. Atualmente é Diretor da Itasa sem designação específica exercendo cumulativamente as funções de Diretor de Relações com Investidores, membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil e responsável pela gestão financeira e administrativa do Grupo GDF SUEZ no Brasil.
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.

Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro - 312.769.037-15

Nascido em 13.03.1949, é formado em direito desde o ano de 1972, na então Universidade do Estado da Guanabara. Foi o 1º colocado no 1º concurso público para advogados da Comissão de Valores Mobiliários, no ano de 1978, mas não assumiu a função, permanecendo na iniciativa privada. Desde dezembro de 1980 é sócio de Motta, Fernandes Rocha Advogados, com escritórios no Rio de Janeiro e em São Paulo. Atua preponderantemente nas áreas de direito societário e mercado de capitais, tendo assessorado a BM&FBOVESPA na concepção e na implementação do Novo Mercado. Foi membro do Conselho de Administração da Bolsa de Valores do Rio de Janeiro e do Conselho de Administração da BNDESPAR. Foi diretor da Comissão de Valores Mobiliários e membro do Conselho de Recursos do Sistema Financeiro Nacional. É conselheiro de administração certificado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). De 15.07.2002 a 27.05.2004 foi Presidente da Comissão de Valores Mobiliários. Também foi Presidente do Council of Securities Regulators of the Americas (COSRA). Participa, atualmente, das seguintes entidades: (1) membro do corpo de árbitros da Câmara de Arbitragem do Novo Mercado; (2) membro do Conselho Consultivo da Associação Brasileira de Venture Capital e Private Equity (ABVACP); (3) membro do Conselho Diretor da Associação Brasileira de Companhias Abertas (Abrasca); (4) Presidente da Câmara Consultiva de Listagem da BM&FBovespa e (5) membro da Comissão de Ética e da Comissão Técnica do Instituto Brasileiro de Relações com Investidor - IBRI. Tem diversos trabalhos publicados sobre direito societário e mercado de capitais, tendo feito palestras no Brasil e no exterior sobre tais assuntos. Além de membro titular do Conselho de Administração da Tractebel Energia, é também membro do Conselho de Administração da Alesat S.A. e da Madeira Energia S.A. (companhias fechadas).
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.

Pierre Victor Marie Nicolas Devillers - 000.000.000-00

Nascido em 17.01.1971, possui mestrados em estudos jurídicos pela Universidade Católica de Leuven (Bélgica) e em contabilidade e finanças pelo Cooremans Institute of Brussels (Bélgica). Possui ainda graduação em negócios e gestão pela Universidade Católica de Louvain La-Neuve (Bélgica), além de ter cursado o Programa de Gestão “Building on Talent”, pela IMD, em Lauzanne (Suíça) e o Programa de Gestão Geral, na CEDEP, no campus Insead, em Fonteinebleau (França). Respondeu, de dezembro de 2006 a agosto de 2010, como Vice-Presidente Sênior de Recursos Humanos para Benelux e Alemanha da Electrabel S.A. (Bélgica). Em agosto de 2010 assumiu como membro da equipe central da International Power – GDF Suez Integration Office (Bélgica). Em fevereiro de 2011 transferiu-se para Buenos Aires, onde exerceu até outubro de 2013 a função de Vice-Presidente Sênior de Recursos Humanos e Comunicação da GDF Suez Energy Latin America (Buenos Aires). Atualmente exerce o cargo de Vice-Presidente Sênior de Estratégia e Gestão de Portfólio, Recursos Humanos e Comunicações da GDF Suez Energy Latin America em Buenos Aires (Argentina).
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.

Maurício Stolle Bähr - 748.528.847-49

Nascido em 17.09.1957, é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Gama Filho (RJ) e em Análise de Sistemas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Concluiu MBA pela COPPEAD - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), e Corporate Finance pela Universidade de Berkeley, nos Estados Unidos da América (EUA). Foi Diretor Financeiro da Serra da Mesa Energia S.A. e Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. Atualmente é Diretor Presidente da GDF SUEZ Energy Brasil Ltda., Diretor da GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda., Representante Geral da GDF SUEZ no Brasil, e Presidente do Conselho de Administração do ONS, Presidente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A. e Membro do Conselho Deliberativo do Consórcio Estreito Energia.
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.

Patrick Charles Clement Obyn - 009.113.629-67

Nascido em 28.07.1960, é formado pela Faculdade de Direito da Universidade de Antuérpia, Bélgica. Foi advogado da Union Carbide (indústria química) e do Grupo Alcatel (telecomunicações). Em 1995, ingressou no Grupo SUEZ Tractebel como Assessor Sênior da Electricity and Gaz International. Desde 2002, exerce o cargo de Conselheiro Geral da GDF SUEZ Energy Latin America Participações 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.

Roberto Henrique Tejada Vencato - 412.103.280-20

Nascido em 14.10.1964, é formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de Porto Alegre. Admitido na Eletrosul em junho de 1984, na área de operação, passando a atuar, posteriormente, na área administrativa, lotado na Usina Termelétrica Charqueadas. Exerceu o mandato de Conselheiro Fiscal na PREVIG. É Dirigente Sindical, liberado para tratar das questões da categoria, desde 1990.
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.

José João Abdalla Filho - 245.730.788-00

Nascido em 30.05.1945, é formado em Ciências Econômicas na Universidade Mackenzie. Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A., da Dinâmica Energia S.A. e, também é presidente e acionista da Socal S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial e, entre abril de 2007 a Abril de 2010 e a partir de março de 2012, membro suplente do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A.
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.

Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle - 000.000.000-00

Nascido em 29.04.1955, é engenheiro civil e administrador. Concluiu a graduação em engenharia civil pela Universidade de Liége (Bélgica) e a faculdade de administração pela IAG – Universidade Católica de Louvain (Bélgica). Possui o certificado de Operador de Reatores Senior pela US National Regulatory Commission. Nos últimos cinco anos, foi CEO e diretor presidente da GDF SUEZ Energy Middle East, Asia and Africa. Atualmente é o COO (equivalente à Diretor de Operações) da International Power Ltd. (Inglaterra), diretor executivo e CEO da International Power S.A. (Bélgica) e membro do conselho de administração das seguintes companhias: (a) Glow Energy Public Co. Ltd. (Tailândia); (b) Glow Group (Except Glow IPP 3 Co. Ltd.); (c) Glow SSP 1 Co. Ltd.; (d) Glow SSP 2 Co. Ltd.; (e) Glow SSP 3 Co. Ltd.; (f) Glow SSP 11 Co. Ltd.; (g) Glow SPP 12 Co. Ltd.; (h) Glow SPP 13 Co. Ltd.; (i) International Power Ltd.; (j) E.Cl S.A. (Chile; (k) IPM (UK) Power Holdings Limited (Gibraltar) e representante legal da IPM EAGLE LLP, além de integrar o comitê estratégico e Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A.
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.

Willem Frans Alfons Van Twembeke - 000.000.000-00

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 Romania (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). No período de maio de 2011 a abril de 2013 passou a exercer o cargo de presidente executivo da GDFSUEZ Energy Asia (Tailândia) e 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). Atualmente é presidente executivo da GDFSUEZ Energy International e membro do Conselho de Administração da International Power Ltd.
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.

José Carlos Cauduro Minuzzo - 199.412.420-20

Nascido em 29.10.1951, é formado em Engenharia Mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul. Iniciou sua carreira profissional na Eletrosul em 1976, desempenhando suas atividades na área de Geração Térmica no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda até 1992. A partir desta data, gerenciou a Divisão de Engenharia e Manutenção de Térmicas até 1997 e, posteriormente, o Departamento de Geração Térmica até junho de 1999. Atualmente exerce o cargo de Membro do Comitê Gestor do Consórcio Itá e de Diretor do Consórcio Machadinho. Também atua como suplente no Conselho de Administração da Itá Energética S.A., da Energia Sustentável do Brasil e da Tractebel Energia S.A. Desde 1999 exerce a função de Diretor de Produção de Energia da Tractebel Energia. Atua, ainda, como Diretor de algumas Sociedades de Propósitos Específicos controladas pela Companhia.
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 Arlindo Zaroni Torres - 115.116.056-34

Nascido em 18.12.1949, é Engenheiro Eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (MG) e Especialista em Administração Geral pelo CEDEP, associado ao INSEAD, em Fontainebleau, na França. De 1973 a 1998, trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), e em 1998, passou a integrar a diretoria da Tractebel Brasil quando atuou como Diretor de Operação da Tractebel Energia. Em 1999 assumiu a presidência da Companhia e atua, ainda, como Diretor Presidente de algumas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) controladas pela Tractebel Energia. Foi membro do Conselho de Administração do ONS e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). É membro do Conselho de Administração da Itá Energética S.A. e presidente do Conselho Plenário do Comitê Gestor do Consórcio Machadinho. Atua, também, como membro do Conselho Superior de Formulação Estratégica da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC).
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.

Ailton Pinto Siqueira - 006.936.346-34

Nascido em 03.08.1939, trabalhou no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ) de 1971 a 1989 onde exerceu os seguintes cargos: Gerente de Agência 1971 a 1974, Inspetor de 1974 a 1980 e Auditor de 1980 a 1989, quando se aposentou. De 26.03.1998 até a presente data é Diretor do Banco Clássico S.A.
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.

Manoel Eduardo Lima Lopes - 046.227.237-00

Nascido em 07.07.1943, é formado em Ciências Contábeis e Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Foi Auditor Geral e Superintendente de Contabilidade e Controle no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ), consultor e diretor do Banco Clássico S.A. e Gerente de Controle da IRB – Brasil Resseguros S.A. Atualmente, é diretor do Banco Clássico S.A. e membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia do Gás do Rio de Janeiro (mandato de 2011 a 2012).
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.

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.

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

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Idade	Data posse	
Outros cargos/funções exercidas no emissor		Experiência Profissional / Declaração de Eventuais Condenações			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	15/03/2001	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê Estratégico		65	15/03/2001	
Membro efetivo do Conselho de Administração					
Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	04/05/2012	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê Estratégico		58	04/05/2012	
Membro efetivo do Conselho de Administração					
Maurício Stolle Bähr	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	25/06/1999	Indeterminado
748.528.847-49	Comitê Estratégico		55	25/06/1999	
Presidente do Conselho de Administração					
Philip Julien de Cnudde	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	20/02/2014	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê Estratégico		53	20/02/2014	
Pierre Victor Marie Nicolas Devillers	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador	25/10/2013	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê Estratégico		42	25/10/2013	
Membro suplente do Conselho de Administração					
Willem Frans Alfons Van Twembeke	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	29/04/2013	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê Estratégico		47	29/04/2013	
Membro efetivo do Conselho de Administração					

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há qualquer das relações descritas acima entre qualquer dos administradores e membros do Conselho Fiscal, indicados pelo Acionista Controlador; entre administradores da Companhia e administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia; entre administradores da Companhia ou de suas controladas, diretas ou indiretas e controladores diretos ou indiretos da Companhia; e entre administradores da Companhia e administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da Companhia.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Exercício Social 31/12/2012

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres | 115.116.056-34 | Controle | Controlada Direta

Diretor Presidente

Pessoa Relacionada

Companhia Energética São Salvador (CESS) | 04.848.623/0001-70

Diretor Presidente

Observação

-

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres | 115.116.056-34 | Controle | Controlada Direta

Diretor Presidente

Pessoa Relacionada

Companhia Energética Estreito (CEE) | 08.976.022/0001-01

Diretor Presidente

Observação

-

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres | 115.116.056-34 | Controle | Controlada Direta

Diretor Presidente

Pessoa Relacionada

Lages Bioenergética Ltda. (Lages) | 05.210.535/0001-00

Diretor Presidente

Observação

-

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Indireta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Tupan Energia Elétrica Ltda. (Tupan)	02.800.821/0001-38		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Hidropower Energia S.A. (Hidropower)	05.261.707/0001-75		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Eólica Beberibe S.A. (Beberibe)	05.032.564/0001-20		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal)	08.448.356/0001-02		
Diretor Presidente			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Observação

-

Administrador do Emissor

José Carlos Cauduro Minuzzo | 199.412.420-20 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Produção de Energia

Pessoa Relacionada

Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca) | 06.793.964/0001-10

Diretor Presidente

Observação

-

Administrador do Emissor

José Carlos Cauduro Minuzzo | 199.412.420-20 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Produção de Energia

Pessoa Relacionada

Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva) | 09.541.336/0001-36

Diretor Presidente e membro do Conselho de Administração

Observação

-

Administrador do Emissor

José Carlos Cauduro Minuzzo | 199.412.420-20 | Controle | Controlada Direta

Diretor de Produção de Energia

Pessoa Relacionada

Companhia Energética São Salvador (CESS) | 04.848.623/0001-70

Diretor de Operações

Observação

-

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor de Operações			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor de Operações			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Técnico-operacional			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Administrativo e Financeiro			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Observação

-

Administrador do Emissor

José Luiz Jansson Laydner | 481.767.029-00 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

Pessoa Relacionada

Energias Eólicas do Nordeste S.A. | 09.277.762/0001-04

Diretor Presidente

Observação

-

Administrador do Emissor

José Luiz Jansson Laydner | 481.767.029-00 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

Pessoa Relacionada

Central Eólica Trairi I Ltda. (Trairi I) | 09.265.531/0001-80

Diretor Presidente

Observação

-

Administrador do Emissor

José Luiz Jansson Laydner | 481.767.029-00 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

Pessoa Relacionada

Central Eólica Trairi II Ltda. (Trairi II) | 09.265.464/0001-02

Diretor Presidente

Observação

-

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi III Ltda. (Trairi III)	09.265.443/0001-89		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Fleixeiras I S.A. (Fleixeiras I)	09.096.120/0001-09		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Guajirú S.A. (Guajirú)	08.701.973/0001-60		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi S.A. (Trairi)	09.252.423/0001-73		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Mundaú S.A. (Mundaú)	08.629.553/0001-10		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Eólica Porto das Barcas S.A. (Porto das Barcas)	09.438.017/0001-08		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor Técnico			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor de Implantação			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Técnico-operacional			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor Técnico-operacional			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Comercial			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor Comercial			
Observação			
-			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Estreito Energia (Ceste)	05.387.829/0001-02		
Membro do Conselho Deliberativo			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Luiz Eduardo Simões Viana	465.817.407-30	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Diretor (sem designação específica) e cumulativamente Diretor de Relações com Investidores			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Diretor			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
GDF SUEZ S.A. Vice-Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo **Observação** -			
Administrador do Emissor Dirk Achiel Marc Beeuwsaert Membro do Conselho de Administração **Pessoa Relacionada** International Power Ltd Presidente do Conselho de Administração **Observação** -		Controle	Controlador Indireto
Administrador do Emissor Dirk Achiel Marc Beeuwsaert Membro do Conselho de Administração **Pessoa Relacionada** Electrabel S.A. Diretor Presidente **Observação** -		Controle	Controlador Indireto
Administrador do Emissor Dirk Achiel Marc Beeuwsaert Membro do Conselho de Administração **Pessoa Relacionada** International Power S.A. Diretor Presidente		Controle	Controlador Indireto

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power S.A.			
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power Ltd			
Diretor de Operação e Membro do Conselho de Administração			
Observação			
-			

Exercício Social 31/12/2011

Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor de Implantação			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Observação

Administrador do Emissor

José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			

Pessoa Relacionada

Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor			

Observação

Administrador do Emissor

José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			

Pessoa Relacionada

Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Técnico-Operacional			

Observação

Administrador do Emissor

EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relação com Investidores			

Pessoa Relacionada

Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Administrativo e Financeiro			

Observação

Administrador do Emissor

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Presidente			
Observação			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Indireta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan)	02.800.821/0001-38		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Hidropower Energia S.A. (Hidropower)	05.261.707/0001-75		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Eólica Beberibe S.A. (Beberibe)	05.032.564/0001-20		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca)	06.793.964/0001-10		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70		

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor de Operação			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor de Operação			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor de Operação			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Técnico-operacional			
Observação			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Diretor Presidente e membro do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Estreito Energia (Ceste)	05.387.829/0001-02		
Membro do Conselho Deliberativo			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Luiz Eduardo Simões Viana	465.817.407-30	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Diretor sem designação específica e cumulativamente Diretor de Relações com Investidores			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power Ltd			
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power S.A.			
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power Ltd			
Diretor de Operação e Membro do Conselho de Administração			
Observação			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Energias Eólicas do Nordeste S.A.	09.277.762/0001-04		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi I Ltda. (Trairi I)	09.265.531/0001-80		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi II Ltda. (Trairi II)	09.265.464/0001-02		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi III Ltda. (Trairi III)	09.265.443/0001-89		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Fleixeiras I Ltda. (Fleixeiras I)	09.096.120/0001-09		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Guajirú Ltda. (Guajirú)	08.701.973/0001-60		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi S.A. (Trairi)	09.252.423/0001-73		
Diretor Presidente			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Observação

Administrador do Emissor

José Luiz Jansson Laydner | 481.767.029-00 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

Pessoa Relacionada

Central Eólica Mundaú Ltda. (Mundaú) | 08.629.553/0001-10

Diretor Presidente

Observação

Administrador do Emissor

José Luiz Jansson Laydner | 481.767.029-00 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

Pessoa Relacionada

Central Eólica Porto das Barcas S.A. | 09.438.017/0001-08

Diretor Presidente

Observação

Administrador do Emissor

José Carlos Cauduro Minuzzo | 199.412.420-20 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Produção de Energia

Pessoa Relacionada

Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal) | 08.448.356/0001-02

Diretor Presidente

Observação

Administrador do Emissor

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relação com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relação com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relação com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relação com Investidores			
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relação com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor Técnico			
Observação			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Vice Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo			
Observação			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Comercial			
Observação			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Indireta

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Luciano Flávio Andriani	375.647.309-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor Administrativo			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Patrick Charles Clement Obyn	009.113.629-67	Controle	Controlada Indireta
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
-			

Exercício Social 31/12/2010

Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Indireta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Seival Participações S.A. (Seival)	05.790.957/0001-00		

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor Presidente			
Observação			

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			

Pessoa Relacionada

Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Presidente			

Observação

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			

Pessoa Relacionada

Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor Presidente			

Observação

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			

Pessoa Relacionada

Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			

Observação

A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Eólica Beberibe S.A. (Beberibe)	05.032.564/0001-20		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70		
Diretor de Operação			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Hidropower Energia S.A. (Hidropower)	05.261.707/0001-75		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor de Operação			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal)	08.448.356/0001-02		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor de Operação			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan)	02.800.821/0001-38		
Diretor Presidente			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Observação

Administrador do Emissor

José Carlos Cauduro Minuzzo | 199.412.420-20 | Controle | Controlada Direta

Diretor de Produção de Energia

Pessoa Relacionada

Itá Energética S.A. (Itasa) | 01.355.994/0001-21

Membro suplente do Conselho de Administração

Observação

A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.

Administrador do Emissor

EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI | 821.111.117-91 | Controle | Controlada Direta

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Pessoa Relacionada

Companhia Energética São Salvador (CESS) | 04.848.623/0001-70

Diretor Administrativo e Financeiro

Observação

Administrador do Emissor

EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI | 821.111.117-91 | Controle | Controlada Direta

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Pessoa Relacionada

Lages Bioenergética Ltda. (Lages) | 05.210.535/0001-00

Diretor Administrativo e Financeiro

Observação

Administrador do Emissor

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Conercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Comercial			
Observação			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Planejamento e Controle			
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor de Portfolio e Mercado			
Observação			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Planejamento e Controle			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Presidente			
Observação			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Indireta

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Técnico-Operacional			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor Técnico			
Observação			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Vice Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo			
Observação			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Vice Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo			
Observação			
Administrador do Emissor			
Willem Frans Alfons Van Twembeke		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power Ltd			
Diretor de Operações			
Observação			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro suplente do Conselho de Administração			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Estreito Energia (Ceste)	05.387.829/0001-02		
Membro do Conselho Deliberativo			
Observação			
A Tractebel é operadora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Luciano Flávio Andriani	375.647.309-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor Administrativo			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Patrick Charles Clement Obyn	009.113.629-67	Controle	Controlada Indireta
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Membro suplente do Conselho de Administração			

Observação

-

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

12.11 Seguro para Administradores

A Companhia possui apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Conselheiro, Diretores e/ou Administradores (D&O) com objetivo de assegurar o pagamento, a título de perdas e danos, devido a terceiros pela Companhia, Diretores e/ou Administradores, em decorrência de ato ou fato, pelo qual sejam responsabilizados, reclamados e/ou notificados. A atual apólice tem vigência até 01.03.2013 e o prêmio líquido é de US$ 38.477,11 equivalentes a R$ 78.493,30 em 31.12.2012.

12.12 - Outras informações relevantes

12.12 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Nos últimos 3 (três) anos, foram realizadas as seguintes assembleias gerais, na respectiva ordem cronológica decrescente:

- 17ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 08.04.2014;
- 29ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 30.12.2013;
- 16ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 17.04.2013;
- 28ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 20.02.2013;
- 15ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 21.03.2012;
- 27ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 22.08.2011;
- 14ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 05.04.2011;
- 26ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 30.12.2010;
- 25ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 19.10.2010; e
- 24ª Assembleia Geral Extraordinária e 13ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 23.04.2010.

As assembleias acima relacionadas foram instaladas, na sua totalidade, em primeira convocação, com um quórum de acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito a voto.

Em complemento às informações do quadro 12.06 – Composição dos membros da Administração, que menciona somente o mandato do Conselho de Administração, seguem as informações relativas ao mandato dos conselheiros que acumulam a posição de diretores na Companhia:

- Manoel Arlindo Zaroni Torres e José Carlos Cauduro Minuzzo – a data da reeleição foi 29.04.2013 e da posse foi 30.04.2013 e o prazo do mandato é até 28.04.2016.

No quadro 12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle, as empresas GDF SUEZ Energy International, International Power Ltd. (atual denominação da International Power Plc.), International Power S.A. (atual denominação da SUEZ Tractebel S.A.), Electrabel e GDF SUEZ Energy Europe & International pertencem ao grupo controlador GDF SUEZ, sediado na França.

O membro efetivo do Conselho de Administração, Sr. Willem Frans Alfons Van Twembeke, a partir de abril de 2013, passa a acumular também o cargo de membro do Conselho de Administração da International Power Ltd., controladora indireta da Companhia.

12.12 - Outras informações relevantes

Em atendimento às regras do novo Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, divulgamos adicionalmente, às informações anteriormente mencionadas, os cargos que os membros do Conselho de Administração (CA) da Companhia ocupam em outras sociedades ou entidades que não as controladoras e controladas da Tractebel Energia:

- Maurício Stolle Bähr - Diretor Presidente da GDF SUEZ Energy Brasil Ltda., representante geral da GDF SUEZ no Brasil, Presidente do Conselho de Administração do ONS e da Energia Sustentável do Brasil S.A., e membro do Conselho Deliberativo do Consórcio Estreito Energia (Ceste).
- Manoel Arlindo Zaroni Torres - Presidente do Conselho Plenário do Comitê Gestor do Consórcio Machadinho; membro do Conselho Superior de Formulação Estratégica da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC) e membro do Conselho Consultivo da Unisul Business School.
- Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle - Membro do conselho de administração das seguintes companhias: (a) Glow Energy Public Co., Ltd. (Tailândia); (b) Glow Group (Except Glow IPP 3 Co. Ltd.; (c) Glow SSP 1 Co. Ltd.; (d) Glow SSP 2 Co. Ltd.; (e) Glow SSP 3 Co. Ltd.; (f) Glow SSP 11 Co. Ltd.; (g) Glow SPP 12 Co. Ltd.; (h) Glow SPP 13 Co. Ltd.; (i) E.Cl S.A. (Chile); e (j) IPM (UK) Power Holdings Limited (Gibraltar) e representante legal da IPM EAGLE LLP..
- Dirk Achiel Marc Beeuwsaert - Diretor da Tractebel Engineering.
- ,José Pais Rangel - Diretor Vice-Presidente do Banco Clássico S.A.; membro titular do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro (CEG); Gestor do Fundo de Investimento em Ações Dinâmica Energia; e Diretor da Socal S.A. - Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial.
- Antonio Alberto Gouvêa Vieira – Sócio do Gouvêa Vieira Advocacia; Diretor Executivo da Pubas S.A.; e membro do Conselho de Administração da Leroy Merlin Cia. Brasileira de Bricolagem, da Boa Esperança S.A. e da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino – Lycée Molière.
- Luiz Antônio Barbosa - Diretor do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina.
- Patrick Charles Clement Obyn – Conselheiro Geral da GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda., membro do Conselho de Administração das seguintes empresas: Bahia Las Minas Corp. (Panamá), Alternegy S.A. (Panamá), Bontex S.A. (Panamá), Dos Mares Investment Holding, S.A. (Panamá), Inversiones y Desarollos Balboa S.A. (Panamá), SUEZ Energy Central America S.A. (Panamá), Enersur S.A. (Peru) e membro suplente do Conselho de Administração da GDF SUEZ Energy Peru S.A. (Peru), Egasur S.A. (Peru), Gasoducto Nor Andino Argentina (Argentina), IBSA Inversora S.A. (Argentina).

12.12 - Outras informações relevantes

- André de Aquino Fontenelle Cangucú – Diretor Financeiro da GDF SUEZ Latin America, no Peru.
- Pierre Victor Marie Nicolas Devillers - Vice-Presidente Sênior de Estratégia e Gestão de Portfólio, Recursos Humanos e Comunicações da GDF Suez Energy Latin America (Argentina).
- Gil de Methodio Maranhão Neto – Diretor do Grupo GDF SUEZ no Brasil.
- José Carlos Cauduro Minuzzo – Membro do Comitê Gestor do Consórcio Itá e do Consórcio Machadinho.
- José João Abdalla Filho – Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A., da Dinâmica Energia S.A. e, também é presidente e acionista da Socal S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial.
- Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro - membro do corpo de árbitros da Câmara de Arbitragem do Novo Mercado; membro do Conselho Consultivo da Associação Brasileira de Venture Capital e Private Equity (ABVACP); membro do Conselho Diretor da Associação Brasileira de Companhias Abertas (Abrasca); Presidente da Câmara Consultiva de Listagem da BM&FBovespa, membro da Comissão de Ética e da Comissão Técnica do Instituto Brasileiro de Relações com Investidor - IBRI. e membro do Conselho de Administração da Alesat S.A. e da Madeira Energia S.A. (companhias fechadas).
- Roberto Henrique Tejada Vencato – Dirigente Sindical.
- Luiz Eduardo Simões Viana - membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

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.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

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.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

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.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

(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.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

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.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

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

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2013 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	17,00	7,00	3,00	27,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.293.885,01	4.955.630,03	315.003,00	8.564.518,04
Benefícios direto e indireto	0,00	518.183,57	0,00	518.183,57
Participações em comitês	203.774,35	0,00	0,00	203.774,35
Outros	853.428,88	1.387.576,41	63.000,60	2.304.005,89
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	738.612,24	4.202.454,97	0,00	4.941.067,21
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	227.492,57	1.176.687,39	0,00	1.404.179,96
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	135.096,17	587.372,78	0,00	722.468,95
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	Estão previstos 17 membros para todo o ano de 2013. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	Estão previstos 7 membros para todo o ano de 2013. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	Estão previstos 3 membros para todo o ano de 2013. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	
Total da remuneração	5.452.289,22	12.827.905,15	378.003,60	18.658.197,97

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2012 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	17,00	7,00	3,00	27,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.186.271,82	4.744.042,54	293.115,93	8.223.430,29
Benefícios direto e indireto	0,00	431.819,64	0,00	431.819,64
Participações em comitês	175.723,41	0,00	0,00	175.723,41
Outros	820.709,77	1.354.843,01	58.623,19	2.234.175,97

Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	329.805,98	3.880.467,00	0,00	4.210.272,98
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	101.584,24	1.077.293,54	0,00	1.178.877,78
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	126.258,10	548.946,52	0,00	675.204,62
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O Conselho teve 17 membros durante todo o ano de 2012. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	O Conselho teve 7 membros durante todo o ano de 2012. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	O Conselho teve 3 membros durante todo o ano de 2012. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	
Total da remuneração	4.740.353,32	12.037.412,25	351.739,12	17.129.504,69

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2011 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	17,00	6,92	3,00	26,92
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	2.735.451,12	4.547.771,51	274.278,30	7.557.500,93
Benefícios direto e indireto	0,00	556.279,77	0,00	556.279,77
Participações em comitês	178.347,49	0,00	0,00	178.347,49
Outros	657.663,68	2.095.442,59	54.855,66	2.807.961,93
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a R$ 1.372.724,09 de encargos sociais e R$ 722.718,50 de indenizações.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	409.624,37	2.205.539,92	0,00	2.615.164,29
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	111.974,64	565.348,43	0,00	677.323,07

Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	82.857,22	543.855,62	0,00	626.712,84
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O Conselho teve 17 membros durante todo o ano de 2011. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	A Diretoria teve 7 membros durante 11 meses e 6 membros durante 1 mês de 2011. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	O Conselho teve 3 membros durante todo o ano de 2011. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	
Total da remuneração	4.175.918,52	10.514.237,84	329.133,96	15.019.290,32

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2010 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	17,00	7,00	3,00	27,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	2.580.367,62	4.198.109,57	246.582,14	7.025.059,33
Benefícios direto e indireto	0,00	289.309,58	0,00	289.309,58
Participações em comitês	167.018,85	0,00	0,00	167.018,85
Outros	686.846,62	1.632.598,17	61.645,54	2.381.090,33
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	344.915,30	3.162.592,08	0,00	3.507.507,38
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	86.228,83	1.229.896,92	0,00	1.316.125,75
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	0,00	601.809,46	0,00	601.809,46
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O Conselho teve 17 membros durante todo o ano de 2010. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	A Diretoria teve 7 membros durante todo o ano de 2010. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	O Conselho teve 3 membros durante todo o ano de 2010. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	
Total da remuneração	3.865.377,22	11.114.315,78	308.227,68	15.287.920,68

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

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

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

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 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

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 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

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 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

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 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

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 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

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 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8 - Método de precificação do valor das ações e das opções

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 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

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 individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	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	7,00	6,92	7,00	17,00	17,00	17,00	3,00	3,00	3,00
Valor da maior remuneração(Reais)	3.117.711,49	2.474.262,40	2.520.668,02	1.251.844,13	1.277.946,79	1.096.008,72	117.246,37	109.711,32	102.742,56
Valor da menor remuneração(Reais)	953.659,43	917.887,30	675.442,12	114.357,85	107.008,45	100.211,36	117.246,37	109.711,32	102.742,56
Valor médio da remuneração(Reais)	1.719.630,32	1.519.398,53	1.587.759,40	278.844,31	245.642,27	227.375,13	117.246,37	109.711,32	102.742,56

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2012	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2011	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2010	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.

Conselho de Administração	
31/12/2012	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2011	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2010	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.

Conselho Fiscal	
31/12/2012	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2011	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2010	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

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 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

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 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

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 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

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 relevantes

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.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

14.1 Descrição dos recursos humanos da Companhia, fornecendo as seguintes informações

a. número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Exercício social encerrado em 31.12.2012 (Consolidado)

	Atividade			Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Operação**	**Manutenção**	**Administração**	
Região Sul	354	295	331	980
Região Sudeste	2	0	28	30
Região Centro-Oeste	14	11	4	29
Região Norte	4	6	4	14
Região Nordeste	22	21	44	87
Total	**396**	**333**	**411**	**1.140**

Exercício social encerrado em 31.12.2011 (Consolidado)

	Atividade			Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Operação**	**Manutenção**	**Administração**	
Região Sul	363	304	308	975
Região Sudeste	2	-	46	48
Região Centro-Oeste	17	15	5	37
Região Norte	8	9	3	20
Região Nordeste	19	20	65	104
Total	**409**	**348**	**427**	**1.184**

Exercício social encerrado em 31.12.2010 (Consolidado)

	Atividade			Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Operação**	**Manutenção**	**Administração**	
Região Sul	338	283	315	936
Região Sudeste	-	-	51	51
Região Centro-Oeste	28	28	5	61
Região Norte	14	14	84	112
Total	**380**	**325**	**455**	**1.160**

14.1 - Descrição dos recursos humanos

b. número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Exercício social encerrado em 31.12.2012

	Atividade		Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Apoio técnico**	**Apoio administrativo**	
Região Sul	311	334	645
Região Centro-Oeste	63	51	114
Região Sudeste	15	1	16
Região Norte	0	19	19
Região Nordeste	7	26	33
Total	**396**	**431**	**827**

Exercício social encerrado em 31.12.2011

	Atividade		Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Apoio técnico**	**Apoio administrativo**	
Região Sul	321	395	716
Região Centro-Oeste	67	56	123
Região Sudeste	16	-	16
Região Norte	-	19	19
Região Nordeste	7	26	33
Total	**411**	**496**	**907**

Exercício social encerrado em 31.12.2010

	Atividade		Total por localização geográfica
Localização geográfica	Apoio técnico	Apoio administrativo	
Região Sul	347	305	652
Região Centro-Oeste	4	24	28
Total	**351**	**329**	**680**

c. índice de rotatividade

Os índices de rotatividade consolidado da Companhia foram de 5,85 em 2012, 5,36% em 2011 e de 3,85% em 2010.

d. exposição da Companhia a passivos e provisões para riscos trabalhistas

Conforme já exposto no item 4.3 deste Formulário, a Companhia possui, em 31.12.2012, na esfera judicial, 323 (trezentas e vinte e três) ações trabalhistas em andamento – 152 (cento e cinquenta e duas) na Tractebel Energia e 171 (cento e setenta e uma) no âmbito do Ceste (UHE Estreito), sobre o qual a Companhia tem participação de 40,07% do total das ações. .

O potencial passivo trabalhista da Companhia perfazia, em 31.12.2012, R$ 47 milhões, dos quais R$ 10 milhões correspondem ao valor de risco de perda provável, portanto, provisionados, R$ 7 milhões ao valor de risco de perda possível e R$ 30 milhões correspondem ao valor de risco de perda remoto.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

Do valor considerado como perda provável, R$ 3 milhões encontram-se depositados judicialmente, seja para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal.

Os valores relativos aos riscos trabalhistas da Companhia estão informados no quadro a seguir:

	Exercício social encerrado em		
Valores em R$ milhões	**31.12.2012**	**31.12.2011**	**31.12.2010**
Risco provável	10	11	13
Risco possível	7	11	8
Risco remoto	30	15	21
Total	**47**	**37**	**42**
Número de processos em andamento	**323**	**177**	**219**

Os principais processos trabalhistas da Companhia estão descritos no item “4.3”.

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

14.2 Comentários sobre qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item "14.1" acima

Não houve qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item anterior, exceto quanto ao ingresso de 171 processos judiciais trabalhistas no âmbito do Consórcio Estreito Energia (Ceste) do qual a Companhia detém participação equivalente a 40,07%.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

14.3 Descrição das políticas de remuneração dos empregados da Companhia

a. Política de salários e remuneração variável

Política de remuneração:

A política de remuneração da Companhia é a de manter um sistema de remuneração alinhado às práticas de mercado, que atenda os interesses da Companhia e de seus empregados. Dessa forma, deve considerar que:

- O valor pago a cada empregado, por seu trabalho na Companhia, deve ser compatível com o valor desse trabalho no mercado;
- A remuneração deve refletir as responsabilidades de cada empregado, o grau de desempenho e os resultados alcançados, individualmente e em equipe.

Sistema de remuneração variável:

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável determinada em função da realização dos objetivos empresariais e do percentual de alcance das metas vinculadas aos mesmos. Esta mensuração é realizada anualmente, através da avaliação de desempenho individual e de cada área da Empresa. Neste contexto, a remuneração variável é composta por:

- Programa de Participação nos Lucros ou Resultados (PLR): aplicável a todos os empregados da Companhia e condicionada aos Resultados Empresariais, medidos pelo EBITDA e o Lucro Líquido do período, além de atingimento de Metas Corporativas e avaliação dos Comportamentos aderentes à Cultura Organizacional. Estes critérios são negociados com os sindicatos e estabelecidos no Acordo Coletivo de Trabalho (ACT). O pagamento da PLR propicia permite praticar valores de remuneração competitivos aos praticados pelo mercado de trabalho no Brasil.
- Programa de Bônus Gerencial: aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial, atrelado ao atendimento dos desafios assumidos nas metas individuais, a fim de alcançar as metas das áreas e consequentemente, os objetivos empresariais. O valor distribuído será proporcional ao grau de impacto e de dificuldade das metas da área e estará condicionado ao percentual de alcance das mesmas.

b. Política de benefícios

Visando a atração, retenção e motivação de profissionais alinhados com os valores da Companhia, oferecemos benefícios com base na legislação vigente, buscando equilibrar as tendências de mercado e as aspirações dos empregados.

Neste sentido, todos os empregados da Tractebel Energia têm acesso em iguais condições a:

- Auxílio à recuperação da saúde (assistência médica, odontológica, farmacêutica, psicológica, fonoaudiológica e nutricional);

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

- Auxílio alimentação;
- Auxílio no atendimento aos portadores de necessidades especiais;
- Seguro de vida em grupo com cobertura para incapacidade e invalidez; e
- Previdência privada.

c. Características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não administradores

A Companhia não tem programa de incentivo baseado em cotas ou ações. Entretanto, sem ônus e sem vinculação com os seus resultados, os empregados da Companhia, podem participar de programa estabelecido pelo Grupo Controlador GDF SUEZ.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

14.4 Descrição das relações entre a Companhia e sindicatos

A Tractebel Energia "segue as normas da Organização Internacional do Trabalho (OIT)" quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos (as) trabalhadores (as).

• **Lei nº 10.101** - Dispõe sobre a participação dos trabalhadores nos lucros ou resultados da Empresa e dá outras providências.

Comprovação: - através dos Acordos Coletivos negociados com as Entidades Sindicais representativas dos empregados.

• **Convenção OIT nº 87 -** Essa Convenção dispõe sobre a Liberdade Sindical e a Proteção do Direito de Sindicalização.

Comprovação: - através dos Acordos Coletivos negociados com as Entidades Sindicais representativas dos empregados, - através dos descontos, via folha de pagamento, das mensalidades sindicais.

• **Convenção OIT nº 98 -** Essa Convenção dispõe sobre a Aplicação dos Princípios de Organização e de Negociação Coletiva.

Comprovação: - através dos Acordos Coletivos negociados com as Entidades Sindicais representativas dos empregados, - através dos descontos, via folha de pagamento, das mensalidades sindicais.

A Empresa mantém relações com os seguintes sindicatos:

INTERSUL

- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Florianópolis;
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica do Sul do Estado de Santa Catarina;
- Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de Lages;
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica no Estado de Mato Grosso do Sul;
- Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado Maranhão;
- Federação Nacional dos Trabalhadores Indústrias Urbanas.

INTERSINDICAL

- Sindicato dos Contabilistas da Grande Florianópolis;
- Sindicato dos Economistas no Estado de Santa Catarina;
- Sindicato dos Administradores do Estado de Santa Catarina;
- Federação Nacional dos Técnicos Industriais - (abrange o Sindicato dos Técnicos Industriais);Federação Nacional dos Engenheiros - (abrange o Sindicato dos Engenheiros).

SINSESC

- Sindicato dos Profissionais de Secretariado no Estado de Santa Catarina.

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.					
01.370.013/0001-15	Brasileira-RJ	Não	Sim	21/09/2006	
448.512.633	68,710000%	0	0,000000%	448.512.633	68,710000%
Banco Clássico S.A.					
31.597.552/0001-52	Brasileira-RJ	Não	Não	11/08/2005	
65.268.744	10,000000%	0	0,000000%	65.268.744	10,000000%
OUTROS					
138.960.815	21,290000%	0	0,000000%	138.960.815	21,290000%
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
TOTAL					
652.742.192	100,000000%	0	0,000000%	652.742.192	100,000000%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
Banco Clássico S.A.				**31.597.552/0001-52**	
José João Abdala Filho					
245.730.788-00	Brasileira	Não	Sim		
745.685.582	99,990000	0	0,000000	745.685.582	99,990000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
1.019	0,010000	0	0,000000	1.019	0,010000

TOTAL					
745.686.601	100,000000	0	0,000000	745.686.601	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.				**01.370.013/0001-15**	
International Power S.A.					
	Belga	Não	Sim	21/12/2012	
1.630.623.886	99,990000	0	0,000000	1.630.623.886	99,990000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
1	0,010000	0	0,000000	1	0,010000
TOTAL					
1.630.623.887	100,000000	0	0,000000	1.630.623.887	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
International Power S.A.					
GDF SUEZ IP Luxembourg S.A.R.L.					
	Luxemburgo	Não	Sim	18/07/2011	
186.726.407	100,000000	0	0,000000	186.726.407	100,000000

Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
186.726.407	100,000000	0	0,000000	186.726.407	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
GDF SUEZ IP Luxembourg S.A.R.L.					
International Power (Zebra) Limited					
	Reino Unido	Não	Sim	18/07/2011	
2.500.000	100,000000	0	0,000000	2.500.000	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
2.500.000	100,000000	0	0,000000	2.500.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
International Power (Zebra) Limited					
International Power Ltd					
	Reino Unido	Não	Sim	21/12/2011	
15.000.000.000	100,000000	0	0,000000	15.000.000.000	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
15.000.000.000	100,000000	0	0,000000	15.000.000.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
International Power Ltd					
Electrabel S.A.					
	Belga	Não	Sim	28/03/2013	
5.443.203.485	99,990000	0	0,000000	5.443.203.485	99,990000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
14	0,010000	0	0,000000	14	0,010000

TOTAL					
5.443.203.499	100,000000	0	0,000000	5.443.203.499	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
Electrabel S.A.					
GDF SUEZ S.A.					
	Francesa	Não	Sim	21/12/2010	
120.655.366	99,130000	0	0,000000	120.655.366	99,130000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
1.059.769	0,870000	0	0,000000	1.059.769	0,870000
TOTAL					
121.715.135	100,000000	0	0,000000	121.715.135	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
GDF SUEZ S.A.					
Groupe Bruxelles Lambert (GBL)					
	Belga	Não	Não	22/10/2012	
122.951.905	5,100000	0	0,000000	122.951.905	5,100000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
1.404.074.920	58,190000	0	0,000000	1.404.074.920	58,190000
República da França					
		Não	Não	22/10/2012	
885.797.264	36,710000	0	0,000000	885.797.264	36,710000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
2.412.824.089	100,000000	0	0,000000	2.412.824.089	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	08/04/2014
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	7.866
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	7.884
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	1.054

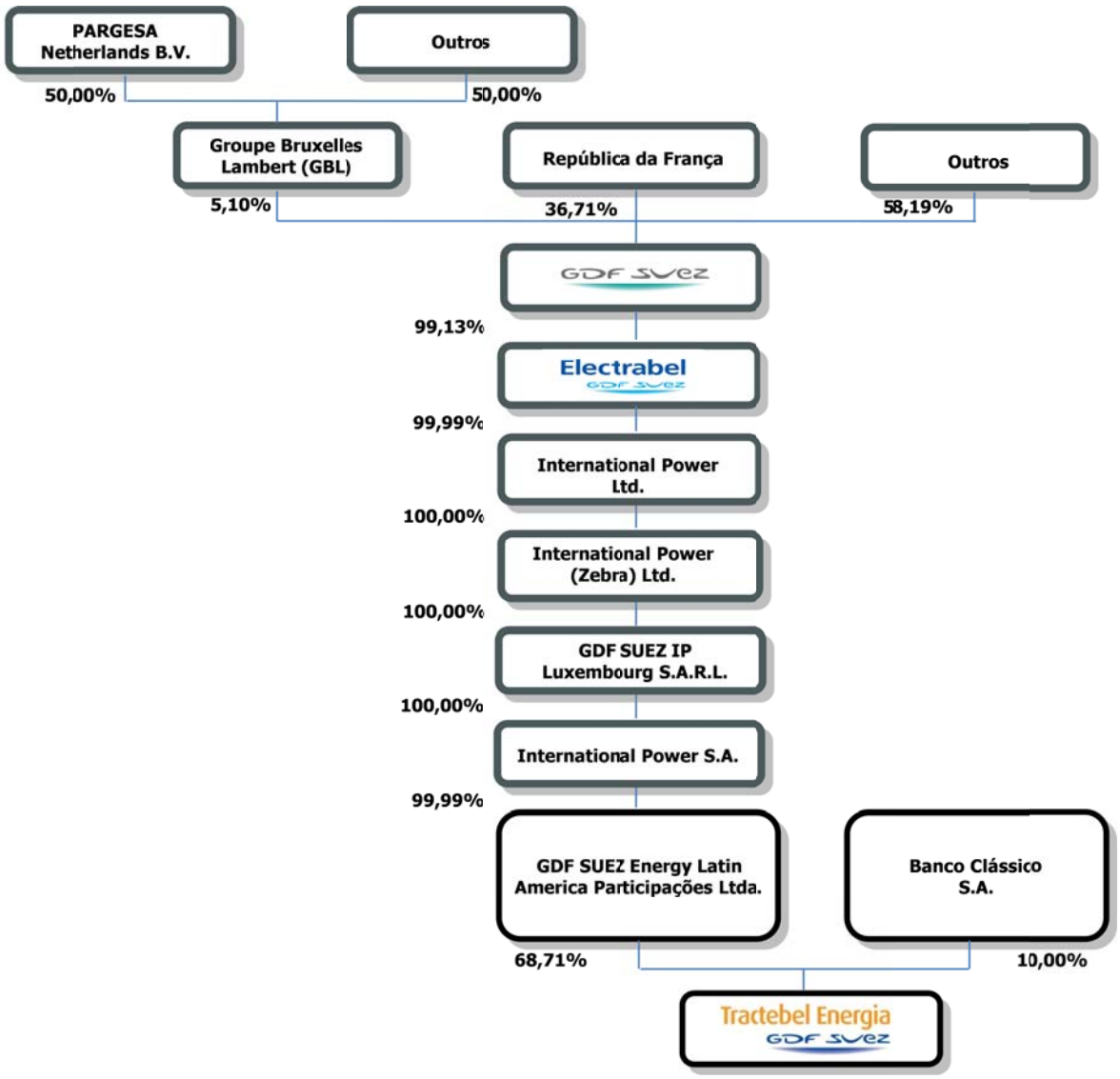
Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	203.853.427	31,230000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Preferencial Classe A	0	0,000000%
Total	203.853.427	31,230000%

15.4 - Organograma dos acionistas

15.4 Organograma dos acionistas da Companhia identificando controladores diretos e indiretos bem como acionistas com participação igual ou superior a 5% de ações (apresentação facultativa)



15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

15.5 Acordos de Acionistas

Não há Acordo de Acionistas da Companhia arquivado em sua sede ou do qual o seu controlador seja parte com relação à Companhia.

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

15.6 Alterações Relevantes nas Participações dos Membros do Grupo de Controle e Administradores da Companhia

Não houve, nos últimos três exercícios sociais, alteração nas participações dos membros do grupo de controle, que tenham representado 5% ou mais do capital social da Companhia. A operação de combinação de ativos da GDF SUEZ e a International Power Ltd. (IPR) – Atual denominação da International Power Plc - não configurou alteração no grupo de controle da Companhia. Detalhes sobre essa operação estão inseridos no item 6.5. e 8.1.

15.7 - Outras informações relevantes

15.7 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Em complemento às informações contidas nos quadros 15.1 e 15.2 – Posição Acionária e 15.3 – Distribuição do Capital, a Companhia destaca que as ações da GDF SUEZ são amplamente pulverizadas e que não possui conhecimento de outros acionistas, além da Groupe Bruxelles Lambert (GBL) e da Republica da França, com participação superior a 5% das ações totais da GDF SUEZ.

A GBL é controlada pela Pargesa Netherlands B.V. (Pargesa), que detêm 50% de seu capital social, estando os demais 50% pulverizados. A Pargesa, por sua vez detém indiretamente participação inferior a 5% da GDF SUEZ S.A. A Pargesa é controlada pela Pargesa Holding S.A., detentora de 100,00% de suas ações, que é uma empresa listada na Bolsa da Suíça.

"*Golden share*" – República da França

A República da França não detém o controle da GDF SUEZ. Entretanto, de acordo com a legislação francesa a República da França deve permanecer com mais de um terço do capital da GDF SUEZ. Além disso, o capital social da GDF SUEZ inclui uma "ação de ouro - *golden share*" que é detida pela República da França, que visa proteger os interesses essenciais da França no setor da energia e assegurar e salvaguardar a continuidade do abastecimento de gás no país.

A *golden share* foi concedida à Republica da França por prazo indefinido e lhe dá o direito de veto sobre decisões tomadas pela GDF SUEZ, ou suas subsidiárias francesas que, direta ou indiretamente, pretendam vender, transferir operações, afiançar, dar em garantia ou mudar a utilização prevista de determinados ativos cobertos pela legislação francesa, caso essas operações possam vir a prejudicar os interesses da França em relação à continuidade do abastecimento de gás.

Os ativos cobertos pelo direito de veto previstos na *golden share* são os seguintes:

- Gasodutos localizados na França;
- ativos relacionados com a distribuição de gás natural na França;
- armazenamento subterrâneo de gás natural situado na França; e
- instalações de gás natural liquefeito situado na França.

Quadro 15.3 – Ações em circulação

Em 08.04.2014, data da realização da Assembleia Geral Extraordinária, os membros do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Conselho Fiscal e Comitê Estratégico detinham 376.132 ações, as quais não foram consideradas como estando em circulação.

Outras informações

Além das informações anteriormente apresentadas, não existem outras informações relevantes sobre esta seção "15".

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

16.1 Regras, Políticas e Práticas para Transações com Partes Relacionadas

A Companhia possui contratos celebrados com suas controladas e com suas controladoras indiretas, conforme a seguir especificados.

A contratação das operações descritas abaixo foi aprovada pelos órgãos da administração da Companhia e das controladas ou controladoras (direta e indiretas), conforme o caso, em observância aos limites de competência definidos no Estatuto Social da Companhia e em seus procedimentos internos para contratação de tais operações.

Considerando que a Companhia atua no setor elétrico, os negócios jurídicos realizados entre agentes concessionários, permissionários e autorizados e partes a eles relacionadas devem ser submetidos à anuência prévia da Aneel, sendo que o descumprimento dessa exigência pode ensejar a aplicação de penalidades.

Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas

A Companhia e sua controladora GSELA promoveram em 01.10.2010 uma apresentação aos acionistas e mercado em geral onde foram anunciadas alterações na prática de governança a serem aplicadas às transações envolvendo partes relacionadas, especialmente às aquisições de empresas da sua controladora direta GSELA e indireta GDF SUEZ.

A principal novidade na governança foi a criação de um Comitê denominado "Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas", o qual terá, quando convocado, as principais atribuições e características:

- Será nomeado pelo Conselho de Administração e composto por 3 à 5 membros, escolhidos entre membros independentes do Conselho de Administração e executivos da Tractebel Energia, tendo por maioria membros independentes do Conselho. A independência dos membros é caracterizada conforme definição do Novo Mercado;
- Será responsável pela negociação das transações com a GDF SUEZ e a apresentação de recomendações ao Conselho de Administração da Tractebel Energia;
- Avaliará a criação de valor do projeto durante as negociações, garantindo que a Tractebel Energia retenha ao menos 50% do valor agregado ao projeto. Além disso, a GDF SUEZ se compromete em limitar o montante recebido acima de suas contribuições de *equity*, ajustados por CDI, em no máximo 12% do "CAPEX" total;
- Será autorizado a contratar advogados, assessores financeiros, consultores técnicos e outros assessores para apoio nas negociações.

O regulamento do Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas está arquivado no site da Companhia (www.tractebelenergia.com.br) da Comissão de Valores Mobiliários (www.cvm.gov.br) e da BM&FBOVESPA (www.bmfbovespa.com.br).

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

1ª instalação do Comitê:

Em 27.04.2011, foi aprovada, pela 111ª Reunião do Conselho de Administração (RCA) da Companhia, a instalação do Comitê Especial Independente para Transações com partes Relacionadas para analisar, negociar e recomendar, ou não, a celebração de Contrato de Opção de Compra de Energia pela Companhia da empresa Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR).

O comitê foi composto pelos Conselheiros Independentes José Pais Rangel e Antonio Alberto Gouvêa Vieira e pelo então Diretor de Comercialização de Energia da Companhia, José Luiz Jansson Laydner (atualmente Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos). A atribuição do comitê foi a apresentação de relatório fundamentado sobre a transação e a recomendação acerca da transação em questão.

Em 29.07.2011, na 113ª RCA, o citado comitê apresentou o resultado das análises que realizou sobre as condições comerciais e financeiras da proposta de opção de compra de energia formulada pela ESBR à Companhia e às afiliadas de seus demais acionistas (Chesf, Eletrosul e Camargo Corrêa). Essas análises foram conduzidas com o apoio de assessores especializados, exclusivamente contratados para auxiliá-los no assunto, incluindo consultoria especializada na área de energia e escritório de advocacia empresarial.

Em sua análise, o Comitê destacou que se tratava de uma opção de compra a título gratuito (sem prêmio), podendo ser exercida ou não, a critério exclusivo da Companhia. Observou ainda que, atualmente o preço de exercício encontrava-se superior aos preços de mercado obtidos em suas análises e que, como é inerente às opções de compra, o importante será o preço e as condições à época de seu exercício, podendo a Companhia eventualmente propor preço inferior ao contemplado na opção.

Com essas considerações, o Comitê, por unanimidade, opinou a favor da realização da operação, de acordo com as condições previstas, sendo esta operação também aprovada pelo Conselho de Administração, sem prejuízo da sugestão do Comitê, à época de cada exercício, se for o caso, a Diretoria tentar negociar junto à ESBR a compra da energia por preço inferior ao contemplado na opção, caso este preço, no momento do exercício, esteja acima do preço de mercado.

2ª instalação do Comitê:

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 04.05.2012, ratificou e aprovou a instalação do Comitê com o objetivo de realizar uma análise suplementar àquela efetuada para a contratação de opção de compra e venda de energia elétrica com a ESBR tendo em vista uma eventual transação, em termos e condições semelhantes, referente à opção de compra de energia oriunda da UHE Jirau a ser celebrada com uma empresa comercializadora de energia controlada pelo grupo GDF SUEZ. O referido comitê foi desinstalado nesta mesma data, após a aprovação desta matéria no Conselho de Administração.

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Lages Bioenergética Ltda.	01/04/2004	10.185.000,00	Em 2012: R$ 0,00; Em 2011: R$ 464.487,57; Em 2010: R$ 2.278.824,00	100%	Até 31.03.2012.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de operação e manutenção da usina.						
Garantia e seguros	Proprietária deverá incluir a Operadora como co-segurada em sua apólice de Riscos Operacionais (Danos Materiais).						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações; falta de pagamento; desapropriação ou aquisição compulsória das Instalações da Unidade de Cogeração.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	01/01/2013	798.881.904,00	Em 2012: 798.881.904,00.	100%	Até 31.12.2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de compra e venda de energia - 950 MW médios mensais						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não existe cláusula de rescisão ou extinção do contrato.						
Natureza e razão para a operação							
Lages Bioenergética Ltda.	01/06/2009	211.571,28	Valor anual do contrato: Em 2012: 211.571,28; Em 2011: R$ 201.765,48; Em 2010: R$ 189.558,00.	100%	Prazo indeterminado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Mediante comunicação escrita à outra Parte com antecedência de 30 (trinta) dias, e nos casos previstos em lei.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	01/06/2009	423.142,68	Valor anual do contrato: Em 2012: 423142,68; Em 2011: R$ 403.531,08; Em 2010: 379.116,00.	100%	Prazo indeterminado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Mediante comunicação escrita à outra parte com antecedência de 30 (trinta) dias e nos casos previstos em lei.						
Natureza e razão para a operação							
Consórcio Estreito Energia	29/04/2010	199.706.000,00	Em 2012: R$ 201.937.945,57; Em 2011: R$ 207.572.397,00; Em 2010: R$ 197.191.692,50	40,07%	Até 28.04.2025	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Indireta						
Objeto contrato	Contrato de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica Estreito e da linha de transmissão para conexão da usina ao Sistema Interligado Nacional.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações; falta de pagamento; revogação ou término do contrato de concessão pela Aneel.						
Natureza e razão para a operação							
Companhia Energética São Salvador	27/01/2011	153.755.895,60	Em 2012: 157.808.947,20; Em 2011: R$ 153.755.895,60.	100%	Até 22.04.2037	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 5 MW médios mensais.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Em hipóteses de Caso Fortuito ou de Força Maior; se ocorrer alteração na estrutura societária de uma das partes, que comprometa o cumprimento das obrigações; se qualquer das partes deixar de ser agente da CCEE; em caso de falência, deferimento de recuperação judicial, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial; por manifestação expressa de uma das partes.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	02/09/2010	1.438.713.453,23	Em 2012: 0,00; Em 2011: R$ 789.021.185,13; Em 2010: R$ 1.438.713.453,23.	100%	Até 31.12.2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 778 MW médios mensais.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não existe cláusula de rescisão ou extinção do contrato.						
Natureza e razão para a operação							
International Power S.A.	23/04/2010	10.607.400,00	Em 2012: 0,00; Em 2011: R$ 0,00; Em 2010: R$ 10.026.000,00	100%	36 meses, renovado anualmente.Como não houve execução do contrato não há qualquer obrigação registrada.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora indireta						
Objeto contrato	Prestação de serviços de consultoria						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Inadimplemento de obrigações contratadas; cancelamento por não aprovação na Assembléia de Acionistas Minoritários convocada anualmente para a renovação do contrato.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Companhia Energética São Salvador	02/08/2004	232.728,48	Valor anual do contrato: Em 2012: 232.728,48; Em 2011: R$ 221.942,04; Em 2010: R$ 208.513,80.	100%	Prazo indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Mediante comunicação escrita à outra parte com antecedência de 30 (trinta) dias e nos casos previstos em lei.						
Natureza e razão para a operação							
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	01/04/2012	5.852.543,20	Em 2012: R$ 4.514.819,04;	100%	Até 31.03.2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de operação e manutenção da usina.						
Garantia e seguros	Proprietária deverá incluir a operadora como cossegurada em sua apólice de Riscos Operacionais (Danos Materiais).						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações; falta de pagamento; desapropriação ou aquisição compulsória das Instalações da Unidade de Cogeração.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	21/11/2005	541.383.330,00	Em 2012: R$ 310.514.754,77; Em 2011: R$ 403.045.632,00; Em 2010: R$ 383.670.000,00.	100%	Até 01.03.2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 145 MW médios mensais (até 150 MW médios em 2011).						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Em caso de rescisão de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado firmados pela Compradora em decorrência do 2º Leilão de Energia Existente.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	21/11/2005	781.868.544,00	Em 2012: 506.939.204,00; Em 2011: R$ 638.240.400,25; Em 2010: R$ 699.715.584,00.	100%	Até 31.12.2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 177 MW médios mensais (até 190 MW médios em 2011).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Em caso de rescisão de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado firmados pela Compradora em decorrência do 4º Leilão de Energia Existente.						
Natureza e razão para a operação							
Lages Bioenergética Ltda.	01/04/2012	5.852.543,20	Em 2012: 4.514.819,04.	100%	Até 31.03.2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de peração e manutenção da usina.						
Garantia e seguros	Proprietária deverá incluir a operadora como cossegurada em sua apólice de Riscos Operacionais (Danos Materiais).						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações; falta de pagamento; desapropriação ou aquisição compulsória das Instalações da Unidade de Cogeração.						
Natureza e razão para a operação							
Companhia Energética São Salvador	04/03/2002	47.906.815,40	Em 2012: 11.500.660,60; Em 2011: R$ 11.892.900,44; Em 2010: R$ 12.107.496,94.	100%	Até 15.10.2023 - a redução em 2010 deve-se a negociação de preço do contrato	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica São Salvador						
Garantia e seguros	Proprietária deverá incluir a Operadora como co-segurada em sua apólice de Riscos Operacionais (Danos Materiais)						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações; falta de pagamento; revogação ou término do contrato de concessão pela Aneel.						
Natureza e razão para a operação							
Controladas da Tractebel Energias Complementares Participações Ltda.	01/06/2009	1.036.657,44	Valor anual do contrato: Em 2012: 1.036.657,44; Em 2011: R$ 988.610,88; Em 2010: R$ 703.317,60.	100%	Prazo indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Mediante comunicação escrita à outra Parte com antecedência de 30 (trinta) dias e nos casos previstos em lei.						
Natureza e razão para a operação							
Itá Energética S.A.	15/01/2001	238.865.651,64	Em 2012: 527.822.610,21; Em 2011: R$ 499.041.217,79; Em 2010: R$ 462.329.287,78.	100%	Até 16.10.2030	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia entre Tractebel Energia e Itá Energética S.A. (61 MW)						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações não sanadas; falta de pagamento; se a Tractebel Energia deixar de ser acionista da Itasa.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Itá Energética S.A.	15/01/2001	2.218.873.795,03	Em 2012: 1.304.022.299,45; Em 2011: R$ 2.268.000.659,71; Em 2010: R$ 2.142.059.849,20.	100%	Até 16.10.2030	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia entre Tractebel Energia e Itá Energética S.A. (167 MW)						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações não sanadas; falta de pagamento; se a Tractebel Energia deixar de ser acionista da Itasa.						
Natureza e razão para a operação							
Itá Energética S.A.	11/09/1998	186.140.053,09	Em 2012: 204.771.155,84; Em 2011: R$ 209.472.131,84; Em 2010: R$ 198.826.751,76.	100%	Até 16.10.2030	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da UHE Itá.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações não sanadas; falta de pagamento; se a Tractebel Energia deixar de ser acionista da Itasa.						
Natureza e razão para a operação							
Lages Bioenergética Ltda.	15/03/2004	59.217.600,00	Em 2012: 71.122.233,64; Em 2011: R$ 83.595.509,19; Em 2010: R$ 34.522.951,50.	100%	Até 31.03.2017	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada.						
Objeto contrato	Contrato de compra e venda de energia elétrica de até 26 MW médios mensais de energia.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações; falta de pagamento; alteração na legislação que impossibilite o cumprimento do contrato por qualquer uma das partes; manifestação da vendedora com antecedência mínima de 90 dias.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. e Companhia Energética Estreito	01/01/2012	396.143.966,59	Em 2012: R$ 384.005.850,62	100%	Até 31.12.2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 9 MW médios mensais entre as empresas controladas TBLC e CEE.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	No caso de suspensão total de disponibilização, pela vendedora, da energia contratada; se ocorrer alteração na estrutura acionária da vendedora que comprometa sua capacidade de cumprimento de suas obrigações contratuais; se qualquer das partes deixar de ser agente da CCEE; em caso de falência, deferimento de recuperação judicial, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. e empresas do Complexo Eólico Trairi	01/01/2013	1.640.862.000,00	Em 2012: R$ 1.640.862.000,00	100%	Até 31.12.2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 64 MW médios mensais entre a TBLC e empresas do Complexo Eólico Trairi.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	No caso de qualquer uma das partes deixar de cumprir com qualquer uma das obrigações contratuais, ressalvadas as hipóteses de Caso Fortuito ou de Força Maior; se ocorrer alteração na estrutura acionária de qualquer uma das partes que comprometa o cumprimento de suas obrigações contratuais; se a vendedora tiver alteração no seu controle acionário; se qualquer das partes deixar de ser agente da CCEE; em caso de falência, deferimento de recuperação judicial, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial.						
Natureza e razão para a operação							

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

16.3 Medidas para Tratar de Conflito de Interesses

A conduta dos negócios da Tractebel Energia segue as melhores práticas de governança corporativa e aquelas recomendadas pela legislação e/ou regulamentação. A Companhia tem como compromisso que as suas relações comerciais sejam transparentes e equilibradas, certificando-se sobre tudo que as informações sejam autênticas. Quando as entidades do Grupo GDF SUEZ estabelecem relações comerciais entre si, estas aplicam a mesma imparcialidade que é promovida para os clientes e fornecedores.

Os procedimentos necessários para a tomada de decisão no tocante às operações com partes relacionadas obedecem às determinações estabelecidas no Estatuto Social da Companhia e as deliberações são adotadas pelos de órgãos de gestão pertinentes. Em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer acionista ou membro do Conselho de Administração está expressamente impedido de votar em assunto em que tenha interesse conflitante com o da Companhia ou que possa beneficiá-lo de modo particular.

As operações praticadas pela Companhia com partes relacionadas são suportadas por avaliações prévias de seus termos e condições e, principalmente, do estrito interesse da Companhia em sua execução.

Informações complementares sobre as operações listadas no quadro 16.2 - Informações sobre Transações com Partes Relacionadas

Transações com controladas sobre as quais a Tractebel Energia detém 99,99% de participação

As transações entre partes relacionadas são realizadas principalmente com controladas sobre as quais a Tractebel Energia possui 99,99% de participação no seu capital social, não havendo, portanto, qualquer conflito de interesses entre as partes. As principais transações entre estas partes relacionadas são as seguintes:

- Compra e venda de energia

As vendas para os consumidores livres são preponderantemente realizadas através da controlada Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC). Para o atendimento dos compromissos contratuais de fornecimento, a TBLC mantém contrato de compra de energia com a Tractebel Energia. Os preços e condições contratados são equivalentes aos praticados pelo mercado em transações de naturezas similares.

O contrato de venda de energia para a Lages Bioenergética foi feito para suprir eventuais insuficiências de geração para o cumprimento dos compromissos contratuais. O preço de venda é consistente com os praticados pelo mercado para operações semelhantes.

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

A energia gerada pelos projetos do Complexo Eólico Trairi, ainda em construção, será comercializada no ACL através da controlada TBLC. Os contratos de venda de energia entre TBLC e CEE e TBLE e CESS foram realizados com o objetivo de suprir eventuais perdas decorrentes da geração até a conexão ao sistema.

- Serviços administrativos

As atividades de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira das controladas são centralizadas na Tractebel Energia, que mantém contrato de prestação de serviços com suas subsidiárias. Os valores dos serviços são definidos de forma consistente com base em parâmetros que tem como referência a receita operacional bruta das Companhias.

- Serviços de operação e manutenção

A operação e manutenção das Usinas Hidrelétricas São Salvador e Estreito e da Termelétrica Lages são realizadas pela Tractebel Energia, com a qual as controladas diretas e indiretas mantêm contrato de prestação de serviço com condições definidas com base em parâmetros internos.

Transações com entidades sobre as quais a Tractebel Energia mantém controle compartilhado

As transações realizadas pela Tractebel Energia com estas entidades somente são realizadas mediante a aprovação dos demais sócios que detém o controle compartilhado, evitando, desta forma, qualquer conflito de interesse entre as partes. As principais transações entre estas partes relacionadas são as seguintes:

- Compra e Venda de Energia

A Itá Energética (Itasa) mantém contrato de venda de energia para os seus acionistas cuja quantidade de energia vendida corresponde à participação de cada sócio no capital social do controlada em conjunto. A parcela contratada relativa à Tractebel Energia é de 167 MW. A Itasa possui também um contrato de venda de energia específico com a Tractebel Energia de 61 MW. Os referidos contratos de venda foram definidos e aprovados em 2001 pela totalidade dos sócios e foram necessários para a viabilidade do empreendimento.

- Serviços de operação e manutenção

O contrato de prestação de serviços de operação e manutenção com a Usina Hidrelétrica Itá foi celebrado, no âmbito do Consórcio Itá, no ano de 98, tendo sido aprovado pela totalidade dos sócios. Um dos fatores que contribuíram para a escolha da Tractebel Energia pelos demais sócios do Consórcio foi a reputação e experiência comprovada da Tractebel Energia na gestão das atividades de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

O contrato de prestação de serviços de operação e manutenção da Usina Hidrelétrica Estreito, assinado, no âmbito do Consórcio Estreito Energia, em 2010, foi aprovado pela totalidade das consorciadas. A escolha da prestadora do serviço foi feita através de um processo competitivo de tomada de preços, do qual a Tractebel Energia se sagrou vencedora pela combinação do preço e experiência na execução de serviços de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.

Transações com a controladora

- Serviço de consultoria com a controladora indireta International Power S.A. (atual denominação da SUEZ-Tractebel S.A.)

Referia-se ao contrato de prestação de serviços nas áreas: gerencial, operacional, financeira, contábil, jurídica, de marketing e de desenvolvimento de projetos, conforme a necessidade da Companhia, por sua controladora indireta International Power S.A. Visando evitar qualquer conflito de interesse, o acionista controlador se abstém de votar esse item quando colocado em pauta na Assembleia Geral Extraordinária, sendo, então, aprovado apenas pelos acionistas minoritários. Os serviços e valores pagos relativos a esse serviço também são submetidos ao conhecimento do Conselho Fiscal da Companhia, no qual tem assento um membro eleito pelos acionistas minoritários. Nos exercícios de 2010, 2011 e 2012 não houve cobrança pela execução desse contrato, motivo pelo qual não há qualquer obrigação registrada na Companhia.

- Aquisição da Companhia Energética Estreito

De acordo como Modelo de Negócios do Grupo no Brasil, o controlador da Tractebel Energia, GDF SUEZ, participa dos leilões e desenvolve os grandes projetos hidrelétricos no Brasil, uma vez que possui um time de desenvolvimento dedicado e experiente e tem atuação global em fusões e aquisições. Os projetos somente são transferidos para a Tractebel Energia após a mitigação dos seus principais riscos.

Em 2010 a Tractebel Energia concluiu a aquisição, de seu controlador, das ações da Companhia Energética Estreito. A transferência foi feita após a mitigação de todos os principais riscos do projeto e o preço foi definido com base em avaliação independente de um Banco de primeira linha especialmente contratado para esse fim. A ratificação da aquisição foi aprovada por unanimidade dos acionistas minoritários representados na AGE da Companhia. O acionista controlador se absteve de votar a matéria de modo a evitar um eventual conflito de interesses que pudesse haver entre as parte envolvidas. Maiores detalhes da operação estão descritos no item 6.5 desse formulário.

17.1 - Informações sobre o capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital (Reais)	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	**Capital Autorizado**				
14/04/2009	5.000.000.000,00		0	0	0
Tipo de capital	**Capital Emitido**				
05/07/2001	2.445.766.091,90	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192
Tipo de capital	**Capital Subscrito**				
05/07/2001	2.445.766.091,90	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192
Tipo de capital	**Capital Integralizado**				
05/07/2001	2.445.766.091,90	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192

17.2 - Aumentos do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Nos 3 (três) últimos exercícios sociais não houve qualquer operação de aumento de capital da Companhia.

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010, não houve qualquer desdobramento, grupamento ou bonificação de ações da Companhia.

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a presente data não houve qualquer redução no capital social da Companhia.

17.5 - Outras informações relevantes

17.5 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes na seção 17.

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	§ 1º - Em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da Assembleia Geral. § 2º - A Companhia levantará balanço semestral podendo, o Conselho de Administração (CA), declarar dividendos intercalares com base no mesmo. § 3º - A Cia poderá levantar balanço e distribuir dividendos intercalares em períodos menores, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre não exceda o montante das reservas de capital de que trata a lei das S.As. § 4º - O CA poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. § 5º - A Cia, mediante deliberação do CA, poderá creditar ou pagar aos acionistas juros remuneratórios sobre o capital próprio. Prescreve em 3 anos a ação para pleitear dividendos, os quais, não reclamados reverterão para a Cia.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	De acordo com a Lei das S.As., o direito de recesso poderá ser exercido, dentre outros, nos seguintes casos: cisão; redução do dividendo obrigatório; mudança do objeto social da Cia; fusão ou incorporação da Cia em outra sociedade; participação da Cia em um grupo de sociedades, conforme tal expressão é definida na Lei das S.As; incorporação de ações envolvendo a Cia nos termos do artigo 252 da Lei das S.As; e aquisição pela Cia do controle de qualquer sociedade, caso o preço de aquisição ultrapasse os limites estabelecidos na Lei das S.As. De acordo com a Lei das S.As., as ações da Cia podem ser resgatadas mediante determinação dos acionistas em assembleia geral extraordinária que representem, no mínimo, 50% do capital social da Cia. No caso de liquidação da Companhia, os acionistas receberão os pagamentos relativos a reembolso do capital, na proporção de suas participações no capital social, após o pagamento de todas as obrigações da Companhia.
Restrição a circulação	Não
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o nosso Estatuto Social nem tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas da Companhia em assembleias gerais, podem privar os acionistas dos seguintes direitos: • direito a participar na distribuição dos lucros; • direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, na distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia; • direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações; • direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais; e • direito de retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações.
Outras características relevantes	Não existem outras características relevantes relativas aos valores mobiliários de emissão da Companhia.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

18.2 Regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Não há no Estatuto Social da Companhia qualquer limite ao direito de voto de acionistas. Já as regras estatutárias quanto à realização de oferta pública estão previstas nos artigo 32 a 40, abaixo transcritas, todas decorrentes do ingresso da Companhia no segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA.

i) Obrigação de realizar oferta pública por alienação de controle

A obrigação de realizar oferta pública por alienação de controle é disciplinada nos artigos 32 a 34 do estatuto social da companhia, assim redigidos:

"**Artigo 32** – A Alienação de Controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas da Companhia, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao Acionista Controlador Alienante.

Parágrafo único – A oferta pública de que trata este artigo será exigida ainda:

I - quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na Alienação do Controle da Companhia; ou

II - em caso de alienação do controle de sociedade que detenha o Poder de Controle da Companhia, sendo que, nesse caso, o Acionista Controlador Alienante ficará obrigado a declarar à BM&FBOVESPA o valor atribuído à Companhia nessa alienação e anexar documentação que comprove esse valor.

Artigo 33 – Aquele que adquirir o Poder de Controle, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o Acionista Controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a:

I - efetivar a oferta pública referida no Artigo 32 anteriormente citado; e

II - pagar, nos termos a seguir indicados, quantia equivalente à diferença entre o preço da oferta pública e o valor pago por ação eventualmente adquirida em bolsa nos 6 (seis) meses anteriores à data da aquisição do Poder de Controle, devidamente atualizado até a data do pagamento. Referida quantia deverá ser distribuída entre todas as pessoas que venderam ações da Companhia nos pregões em que o adquirente realizou as aquisições, proporcionalmente ao saldo líquido vendedor diário de cada uma, cabendo à BM&FBOVESPA operacionalizar a distribuição, nos termos de seus regulamentos.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Artigo 34 – A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o adquirente ou para aquele(s) que vier(em) a deter o Poder de Controle, enquanto este(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores a que se refere o Regulamento do Novo Mercado. **Parágrafo único** - Nenhum acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do Poder de Controle poderá ser registrado na sede da Companhia enquanto os seus signatários não tenham subscrito o Termo de Anuência dos Controladores a que se refere o Regulamento do Novo Mercado."

Também, de acordo com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, a alienação de controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob condição suspensiva ou resolutiva de que o adquirente do poder de controle se obrigue a efetivar, dentro do prazo estipulado pela Lei das S.A. e pelo regulamento do Novo Mercado, uma oferta pública para aquisição das ações da Companhia detidas pelos demais acionistas ("OPA") nos mesmos termos e condições concedidas ao controlador alienante.

A OPA é exigida, ainda:

- Quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou de direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do controle da Companhia;
- Quando ocorrer a transferência indireta do controle da Companhia; e
- Quando aquele que já detiver ações da Companhia, adquirir o poder de controle em razão de contrato particular de compra de ações. Nesse caso, o acionista adquirente estará obrigado a concretizar uma OPA pelos mesmos termos e condições oferecidos ao acionista alienante e ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa, nos seis meses anteriores à data da alienação do Controle. O valor do ressarcimento é a diferença entre o preço pago ao acionista controlador alienante e o valor pago em bolsa, por ações, nesse período, devidamente atualizado.

Nos termos da Lei das S.A., na hipótese de alienação do controle da Companhia, o preço a ser pago pelo acionista adquirente do controle da Companhia em uma OPA deverá equivaler a 100% do valor pago por ação com direito a voto integrante do bloco de controle.

O comprador, quando necessário, deverá tomar as medidas cabíveis para recompor, dentro dos seis meses subsequentes, o percentual mínimo de 25% de ações em circulação no mercado.

A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o comprador do poder de controle, ou para aquele que vier a deter o poder de controle enquanto este não subscrever o termo de anuência dos controladores.

A Companhia não registrará acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do poder de controle enquanto os seus signatários não subscreverem o termo de anuência dos controladores.

ii) Obrigação de realizar oferta pública por cancelamento de registro de companhia aberta

A obrigação de realizar oferta pública por cancelamento de registro de companhia aberta é disciplinada nos artigos 35 a 37 do estatuto social da companhia, assim redigidos:

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

"**Artigo 35** - O cancelamento do registro de companhia aberta deverá ser precedido de oferta pública de aquisição de ações, a ser feita pelo Acionista Controlador ou pela Companhia, sendo que o preço mínimo a ser ofertado deverá corresponder ao Valor Econômico apurado no laudo de avaliação elaborado nos termos do artigo 37 e seus parágrafos, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

Parágrafo único - Obedecidos os demais termos do Regulamento do Novo Mercado, deste Estatuto e da legislação vigente, a oferta pública para cancelamento de registro poderá prever, além do pagamento em dinheiro, também alternativa de permuta por valores mobiliários de outras companhias abertas, a ser aceita a critério do ofertado.

Artigo 36 – Quando for informada ao mercado a decisão de se proceder ao cancelamento de registro de companhia aberta, o ofertante deverá divulgar o valor máximo por ação ou lote de mil ações pelo qual formulará a oferta pública.

§ 1º - A oferta pública ficará condicionada a que o valor apurado no laudo de avaliação a que se refere o Artigo 37 e seus parágrafos não seja superior ao valor divulgado pelo ofertante nos termos do caput deste artigo.

§ 2º - Caso o valor das ações determinado no laudo de avaliação seja superior ao valor informado pelo ofertante, a decisão de se proceder ao cancelamento do registro de companhia aberta ficará revogada, exceto se o ofertante concordar expressamente em formular a oferta pública pelo valor apurado no laudo de avaliação, devendo o ofertante divulgar ao mercado a decisão que tiver adotado.

Artigo 37 – O laudo de avaliação deverá ser elaborado por instituição ou empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, de seus administradores e/ou do(s) acionistas controladores, além de satisfazer os requisitos do § 1° do Artigo 8° da Lei nº 6.404/76, e conter a responsabilidade prevista no Parágrafo 6º do mesmo artigo.

§ 1º – A escolha da instituição ou empresa especializada é de competência privativa da assembleia geral, a partir da apresentação, pelo conselho de administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, ser tomada por maioria dos votos das ações em circulação presentes na assembleia que, se instalada em primeira convocação deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total das ações em circulação ou, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação.

§ 2º – Os custos incorridos com a elaboração do laudo serão arcados pelo ofertante."

iii) Obrigação de realizar oferta pública pela saída do Novo Mercado

A A obrigação de realizar oferta pública pela saída do Novo Mercado é disciplinada nos artigos 38 a 40 do estatuto social da companhia, nos seguintes termos:

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

"**Artigo 38** - Caso os acionistas da Companhia reunidos em assembleia geral deliberem a saída da Companhia do Novo Mercado para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a companhia resultante dessa reorganização societária não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Novo Mercado no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da data da assembleia geral que aprovou a referida operação, o Acionista Controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo respectivo Valor Econômico, a ser apurado em laudo de avaliação elaborado nos termos do artigo 37 e seus parágrafos, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

Artigo 39 – Na hipótese de não haver Acionista Controlador, caso seja deliberada a saída da Companhia do Novo Mercado para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a sociedade resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Novo Mercado no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da data da assembleia geral que aprovou a referida operação, a saída estará condicionada à realização de oferta pública de aquisição de ações nas mesmas condições previstas no artigo acima.

§ 1º – A referida assembleia geral deverá definir o(s) responsável(is) pela realização da oferta pública de aquisição de ações, o(s) qual(is), presente(s) na assembleia, deverá(ão) assumir expressamente a obrigação de realizar a oferta.

§ 2º – Na ausência de definição dos responsáveis pela realização da oferta pública de aquisição de ações, no caso de operação de reorganização societária, na qual a companhia resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Novo Mercado, caberá aos acionistas que votaram favoravelmente à reorganização societária realizar a referida oferta.

Artigo 40 – A saída da Companhia do Novo Mercado em razão de descumprimento de obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado está condicionada à efetivação de oferta pública de aquisição de ações, no mínimo, pelo Valor Econômico das ações, a ser apurado em laudo de avaliação de que trata o Artigo 37 e seus parágrafos deste Estatuto, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

§ 1º - O Acionista Controlador deverá efetivar a oferta pública de aquisição de ações prevista no caput desse artigo.

§ 2º - Na hipótese de não haver Acionista Controlador e a saída do Novo Mercado referida no caput decorrer de deliberação da assembleia geral, os acionistas que tenham votado a favor da deliberação que implicou o respectivo descumprimento deverão efetivar a oferta pública de aquisição de ações prevista no caput.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

§ 3º - Na hipótese de não haver Acionista Controlador e a saída do Novo Mercado referida no caput ocorrer em razão de ato ou fato da administração, os Administradores da Companhia deverão convocar assembleia geral de acionistas cuja ordem do dia será a deliberação sobre como sanar o descumprimento das obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado ou, se for o caso, deliberar pela saída da Companhia do Novo Mercado.

§ 4º - Caso a assembleia geral mencionada no Parágrafo 3º acima delibere pela saída da Companhia do Novo Mercado, a referida assembleia geral deverá definir o(s) responsável(is) pela realização da oferta pública de aquisição de ações prevista no caput, o(s) qual(is), presente(s) na assembleia, deverá(ão) assumir expressamente a obrigação de realizar a oferta."

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

18.3 Descrição das exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

Não há qualquer exceção ou cláusula suspensiva relativa a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto social da Companhia.

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados

Exercício social **31/12/2012**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.417.823.064	32,58	28,31	R$ por Unidade
30/06/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.569.995.016	38,01	30,65	R$ por Unidade
30/09/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.448.656.758	37,66	29,22	R$ por Unidade
31/12/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.264.012.025	36,29	31,51	R$ por Unidade

Exercício social **31/12/2011**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2011	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	917.310.676	28,48	24,51	R$ por Unidade
30/06/2011	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	766.230.810	28,68	25,45	R$ por Unidade
30/09/2011	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.034.858.231	27,89	24,00	R$ por Unidade
31/12/2011	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	859.454.748	31,15	25,09	R$ por Unidade

Exercício social **31/12/2010**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	935.789.081	21,86	19,17	R$ por Unidade
30/06/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	696.868.596	21,80	19,00	R$ por Unidade
30/09/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	711.810.770	25,13	20,12	R$ por Unidade
31/12/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.357.853.884	28,35	24,02	R$ por Unidade

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	2ª emissão - Série única
Data de emissão	15/05/2007
Data de vencimento	15/05/2014
Quantidade (Unidades)	35.000
Valor total (Reais)	350.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	- O valor nominal unitário das Debêntures será de R$ 10.000,00 na data da emissão. - Vencimento: As Debêntures vencem em 15.05.2014. - As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária). - Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPC-A e rendem juros remuneratórios correspondentes a 7% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures - Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures foram destinados à aquisição pela Emissora da Cia. Energética São Salvador, detentora da concessão da UHE São Salvador, no Rio Tocantins, conforme descrito no Suplemento Definitivo de Emissão. - Agente fiduciário: Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Outras características relevantes	Vide item 18.10.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	Cana Brava - Série única
Data de emissão	01/04/1998
Data de vencimento	01/04/2013
Quantidade (Unidades)	7.773
Valor total (Reais)	180.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Companhia poderá efetuar a qualquer tempo o resgate facultativo da totalidade das debêntures, mediante pagamento do principal e juros a que fizerem jus.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Características dos valores mobiliários	- O valor nominal unitário das Debêntures será de R$ 10.000,00 na data da emissão. - Do total de 18.000 unidades, 7.773 estão em circulação e 10.227 foram convertidas. - O vencimento dar-se-á em parcela única em 01.04.2013. - As Debêntures são da espécie crédito subordinado. - Juros: As Debêntures fazem jus a uma remuneração de 4% ao ano acima da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), calculados sobre o valor nominal atualizado das debêntures. - Garantia: Carta de Fiança no valor da dívida, emitido pelo Itaú Unibanco, obrigando-se como fiador e principal pagador a cumprir as obrigações assumidas pela Companhia. A carta de fiança é válida até 15.10.2013. - Agente fiduciário: Oliveira Trust DTVM S.A.
Outras características relevantes	Em 04.10.2012, a Companhia quitou antecipadamente as debêntures relativas à série única “Cana Brava”, emitidas para a construção da UHE Cana Brava. Vide item 18.10.

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

18.6 Indicação dos mercados brasileiros nos quais valores mobiliários da Companhia são admitidos à negociação

As ações da Companhia são negociadas na BM&FBOVESPA - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, sob o código "TBLE3".

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

18.7 Valores Mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros

a. País: Estados Unidos da América (EUA).

b. Mercado: Mercado de balcão norte-americano de títulos – "Over the Conter (OTC) lastreados em ações ordinárias de emissão da Companhia

c. Entidade administradora do mercado no qual os valores mobiliários são admitidos à negociação: Pink OTC Markets

d. Data de admissão à negociação: 01 de junho de 1998.

e. Segmento de negociação: A*merican Depositary Receipts* (ADR)

f. Data de início de listagem no segmento de negociação: 01 de junho de 1998.

g. Percentual do volume de negociações no exterior em relação ao volume total de negociações de cada classe e espécie no último exercício: Em 2012, a proporção entre o volume negociado de *depositary receipts* em relação às ações ordinárias foi de 2,01%.

h. Proporção de certificados de depósitos no exterior em relação a cada classe e espécie de ações: À época da listagem, cada *depositary share* ordinária representava 5 (cinco) ações ordinárias e cada *depositary share* preferencial representava 5 (cinco) ações preferenciais da Companhia.

Com a aprovação, em 17.08.2005, da conversão da totalidade das ações preferenciais de emissão da Companhia em ações ordinárias, as *depositary shares* preferenciais foram extintas, permanecendo, assim, somente as *depositary shares* ordinárias.

Em 08.10.2008, a Companhia promoveu a alteração da paridade entre as *depositary shares* e ações ordinárias, que passou a ser de um ADR para cada ação ordinária.

i. Banco Depositário: The Bank of New York Mellon

j. Instituição Custodiante: Itaú Unibanco Holding S.A.

18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor

18.8 Descrição das ofertas públicas de distribuição efetuadas pela Companhia ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários da Companhia

A Companhia não fez oferta pública de ações nos últimos três anos. Todas as ofertas públicas de debêntures da Companhia, realizadas entre os anos de 2010 a 2012, estão descritas no item "18.5", anteriormente comentado.

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

18.9 Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pela Companhia relativas a ações de emissão de terceiro

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2010, 2011 e 2012, a Companhia não realizou ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiro.

18.10 - Outras informações relevantes

18.10 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Principais características das debêntures

2 ª EMISSÃO

a. Identificação: Segunda Emissão de Debêntures
b. Quantidade: 35.000
c. Valor: R$ 350 milhões
d. Data de emissão: 15.05.2007
e. Restrições à circulação: Não há restrição
f. Conversibilidade em ações ou conferência de direito de subscrever ou comprar ações da Cia: Não
g. Possibilidade de Resgate: Não
h. (i) Vencimento: As Debêntures vencem em 15.05.2014.
Hipóteses de Vencimento Antecipado:

- Pedido de autofalência ou de falência não elidido no prazo legal, decretação de falência, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial, ou qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, da Emissora;
- Falta de pagamento, pela Emissora, de quaisquer valores devidos aos Debenturistas nas respectivas datas de vencimento, não sanada em 2 (dois) dias corridos contados da respectiva data de vencimento;
- Liquidação, dissolução ou extinção da Emissora;
- Não cumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão, não sanada no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do aviso por escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;
- Protesto de títulos no valor unitário ou agregado, de, no mínimo, R$ 40 milhões, por cujo pagamento a Emissora seja responsável, ainda que na condição de garantidora, não sanado no prazo de 5 (cinco) dias corridos;
- Vencimento antecipado de qualquer dívida financeira da Emissora no montante individual ou agregado, de, no mínimo, R$ 40 milhões;
- Inadimplemento, em sua respectiva data de vencimento ou após decorrido qualquer prazo de cura ali previsto, no pagamento de qualquer dívida da Emissora no montante individual ou agregado, de, no mínimo, R$ 40 milhões;
- Cisão, fusão ou ainda, incorporação da Emissora por outra companhia, salvo se, nos termos do artigo 231 da Lei das S.A., (a) tal alteração societária for aprovada por Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação ou (b) se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida cisão, fusão ou incorporação;

18.10 - Outras informações relevantes

- Caso o controle acionário da Emissora, de forma direta e/ou indireta, deixe de ser (a) da International Power S.A. (atual denominação da SUEZ Tractebel Sociètè Anonyme), sociedade anônima, organizada e existente de acordo com as Leis da França, com sede em Paris, França, ou (b) de outra sociedade que venha a sucedê-la a qualquer título no âmbito de processo de fusão ou reestruturação societária entre a International Power S.A. e outras empresas atuantes no mercado de atuação da International Power S.A., desde que tal processo de fusão ou reestruturação societária não acarrete no rebaixamento do *rating* atribuído às Debêntures à época;
- No caso de alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Emissora;
- Intervenção ou perda da concessão/autorização da Emissora, conforme o caso, para explorar atividades relacionadas à geração de energia;
- Transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos do artigo 220 a 222 da Lei das S.A.;
- Redução do capital social da Emissora, exceto se previamente autorizado pelos Debenturistas em AGD, nos termos do parágrafo terceiro, do artigo 174, da Lei das Sociedades por Ações;
- Pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das S.A., se a Emissora estiver em mora com as suas obrigações pecuniárias referidas nesta Escritura de Emissão;
- Não observância, pela Emissora, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros ("Índices e Limites Financeiros"): (i) na data de cada balanço trimestral da Emissora, a relação entre o somatório do EBITDA consolidado dos últimos 4 (quatro) trimestres da Emissora e o somatório das Despesas Financeiras Consolidadas no mesmo período não poderá ser inferior a 2,0; e (ii) na data de cada balanço trimestral, a relação entre a Dívida Consolidada e o somatório do EBITDA consolidado dos últimos 4 (quatro) trimestres da Emissora não poderá ser superior a 2,5. A partir do trimestre findo em 31.12.2012 (conforme definido na Assembleia de Debenturistas em 10.05.2012), a relação Dívida Consolidada/Ebitda passará a ser de 3,5;
- Rebaixamento da classificação de risco da emissão a nível inferior a AA(bra) da Fitch Ratings ou brAA da Standard & Poor´s.

18.10 - Outras informações relevantes

(ii) Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 7% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures.

(iii) Garantia: Não há

(iv) Crédito quirografário ou subordinado: Quirografário

(v) Restrições: Não há

(vi) Agente fiduciário: Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

i. Condições para a alteração dos direitos assegurados: Não há

j. Outras características relevantes: Não existem outras características relevantes.

Liquidação antecipada de debêntures

Em 04.10.2012 a Companhia quitou antecipadamente o valor correspondente às 7.773 debêntures emitidas para a construção da Usina Cana Brava. O montante total pago foi de R$ 8,5 milhões. Estas debêntures tinham vencimento programado para 01.04.2013 e eram remuneradas pela TJLP + 4% ao ano.

Não existem outras informações relevantes sobre este item "18".

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Em 31.12. 2012, 2011 e 2010, a Companhia não tinha um plano de recompra de ações de sua própria emissão.

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não mantém valores mobiliários em tesouraria.

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não mantinha valores mobiliários em tesouraria na data de encerramento do último exercício social.

19.4 - Outras informações relevantes

19.4. Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item "19".

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação	**20/02/2014**
Cargo e/ou função	Acionistas, administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas; Pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente.

Principais características

De acordo com a política de negociação os seguintes interessados devem assinar o Termo de adesão à Política de Negociação da Companhia
- Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a Informações Relevantes;
- Acionistas Controladores;
- acionistas ou grupo de acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de no mínimo 5% (cinco por cento) do capital da Companhia;
- Administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a Informações Relevantes;
- pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente que, entretanto, devido à sua função profissional, tenham acesso a informações relevantes.

Informações complementares encontram-se no item 20.2.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização	Conforme a política as pessoas que assinarem esse Termo devem abster-se de realizar quaisquer negociações com valores mobiliários de emissão da Companhia, inclusive aluguel de ações, no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP), bem como anteriormente à divulgação de Informação Relevante ao público investidor e sempre que estiver em curso processo de aquisição ou venda de ações de emissão da Companhia. Informações complementares encontram-se no item 20.2.

20.2 - Outras informações relevantes

20.2 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Política de negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações da Tractebel Energia foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 08.11.2007. O aprimoramento mais recente feito no documento resultou na Versão II da Política, que foi aprovada na 130ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 20.02.2014.

Os Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a Informações Relevantes; os Acionistas Controladores; os acionistas ou grupo de acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de no mínimo 5% (cinco por cento) do capital da Companhia; os Administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a Informações Relevantes; e as pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente que, entretanto, devido a sua função profissional, tenham acesso a Informações Relevantes, devem assinar o Termo de Adesão a essa Política.

As pessoas que assinarem esse Termo devem abster-se de realizar quaisquer negociações com valores mobiliários de emissão da Companhia, inclusive aluguel de ações, no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP). Entretanto, é permitida a aquisição de ações de emissão da Companhia pelos Acionistas Controladores, Administradores e/ou pessoas vinculadas no período citado acima, se realizada em conformidade com plano de investimento previamente aprovado pela Companhia, em conformidade com o disposto no §3º do artigo 15 da Instrução CVM nº. 358/2002, alterada pelas Instruções CVM nº 369/2002 e nº 449/2007.

Também é dever dos Administradores da Companhia comunicar ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia e este, à CVM e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão, a titularidade de valores mobiliários de emissão da Tractebel Energia, seja em nome próprio, seja em nome de pessoas a elas vinculadas, bem como as alterações em suas posições acionárias.

São consideradas pessoas vinculadas:

a) cônjuge, de quem não se esteja separado judicialmente, ou companheira (o);

b) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto sobre a renda; e

c) sociedades controladas direta ou indiretamente, sejam pelos Administradores e assemelhados, sejam pelas pessoas citadas nas alíneas anteriores.

A comunicação sobre a alteração na posição acionária deverá ser feita (i) imediatamente após a investidura no cargo em que se tenha acesso à Informações

20.2 - Outras informações relevantes

Relevantes e (ii) no prazo máximo de 10 (dez) dias após o término do mês em que se verificar alteração das posições detidas, indicando o saldo da posição no período.

Não há nenhuma fiscalização interna sobre as negociações efetuadas em período de vedação.

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações também prevê a vedação de negociação com valores mobiliários emitidos pela Companhia, inclusive aluguel de ações, pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão, nos seguintes casos:

a) anteriormente à divulgação de Informação Relevante ao público investidor. Essa vedação não se aplica à aquisição de ações que se encontrem em tesouraria, através de negociação privada, decorrente do exercício de opção de compra de acordo com o plano de outorga de opção de compra de ações aprovado na Assembleia Geral; e

b) quando se afastarem de cargos na Administração da Companhia e do seu relacionamento anteriormente à divulgação de Informação Relevante originada durante seu período de gestão e/ou relacionamento até o encerramento do prazo de 6 (seis) meses contado da data de seu afastamento ou até a divulgação ao público investidor da Informação Relevante, o que ocorrer primeiro;

c) sempre que estiver em curso processo de aquisição ou venda de ações de emissão da Companhia, processo esse que seja de conhecimento público, e sempre que tenha sido celebrado acordo ou contrato para transferência do controle acionário da Companhia, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para os mesmos fins, bem como se existir a intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária da Companhia, até a conclusão do respectivo processo.

As vedações de negociação abrangem as negociações realizadas direta e indiretamente pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão, excluídas às realizadas por fundos de investimento dos quais estas pessoas sejam quotistas, desde que não sejam fundos de investimento exclusivos ou fundos de investimento cujas decisões de negociação do administrador ou gestor da carteira não sejam diretamente influenciadas pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão e serão mantidas, mesmo após a divulgação da Informação Relevante, na hipótese em que eventuais negociações com valores mobiliários emitidos pela Companhia por parte de pessoas que assinaram o Termo de Adesão possam interferir, em prejuízo da Companhia ou de seus acionistas, com o ato ou fato associado à Informação Relevante.

É responsabilidade do Diretor de Relações com Investidores a execução e acompanhamento da Política de negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia.

Não existem outras informações relevantes sobre este item “20”.

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

21.1 Descrição de normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pela Companhia para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva

Exceto pela Política de Divulgação descrita no item 21.2, a Companhia não adota qualquer outra norma, regimento ou procedimento interno relativo à divulgação de informações.

21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas

21.2 Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pela Companhia, indicando os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações da Tractebel Energia foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 08.11.2007. O aprimoramento mais recente feito no documento resultou na Versão II da Política, que foi aprovada na 130ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 20.02.2014. A referida Política é aplicável aos/às:

i. Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes;

ii. Acionistas Controladores;

iii. Acionistas ou grupo de acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de no mínimo 5% (cinco por cento) do capital da Companhia, doravante somente denominados "Acionistas";

iv. Administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes; e

v. Pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas nos subitens (i) a (iv) deste item que, entretanto, devido à sua função profissional, tenham acesso a informações relevantes.

Essas pessoas deverão aderir, mediante a assinatura do Termo de Adesão, à Política de Informações e Negociação de Ações da Tractebel Energia, sendo que a Companhia manterá em sua sede social a relação dessas pessoas e suas respectivas qualificações, indicando cargo ou função exercida, endereço e número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Físicas ou Jurídicas, conforme o caso, sendo essa relação mantida à disposição da CVM.

A Política de Informações e Negociação de Ações da Companhia atribui responsabilidade direta e subsidiária pela divulgação de fato relevante ao Diretor de Relações com Investidores que deve divulgar e comunicar à CVM e às Bolsas de Valores, imediatamente após a ciência, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da Companhia que seja considerado Informação Relevante. Deve ainda zelar pela ampla e imediata divulgação da informação relevante simultaneamente nas Bolsas de Valores e em todos os mercados nos quais a Companhia tenha valores mobiliários admitidos à negociação, assim como ao público investidor.

21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas

Adicionalmente, a Política estabelece que:

i. A comunicação de informações relevantes à CVM e às Bolsas de Valores deve ser feita imediatamente por meio de documento escrito;

ii. A divulgação de informações relevantes será feita por meio de publicação nos jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela Companhia, quais sejam, Diário Catarinense (DC) e Diário Oficial de Santa Catarina (Doesc), podendo ser feita de forma resumida com indicação dos endereços na Internet onde a informação completa deverá estar disponível a todos os investidores, em teor no mínimo idêntico àquele remetido à CVM e às Bolsas de Valores;

iii. Sempre que for veiculada Informação Relevante por qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa ou em reuniões de entidades de classe, investidores, analistas ou com formadores de opinião, no País ou no exterior, a Informação Relevante será divulgada simultaneamente à CVM, Bolsas de Valores e ao público investidor; e

iv. As pessoas que assinarem o Termo de Adesão e que tiverem conhecimento de Informação Relevante deverão comunicá-la imediatamente ao Diretor de Relações com Investidores. Tais pessoas devem ainda zelar pela divulgação da Informação Relevante pelo Diretor de Relações com Investidores e, constatada a omissão do mesmo, comunicá-la diretamente à CVM;

v. A informação relevante deverá, preferencialmente, ser divulgada antes do início ou após o encerramento dos negócios nas Bolsas de Valores ou entidades do mercado de balcão organizado, prevalecendo, no caso de incompatibilidade de horário de negociação em mercados de diferentes países, o horário de funcionamento do mercado brasileiro.

21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas

Exceção à imediata divulgação de informação relevante

a. Os atos ou fatos que constituam Informação Relevante poderão deixar de ser divulgados se os Acionistas Controladores ou os Administradores entenderem que a sua revelação poderá colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

b. Os Acionistas Controladores ou os Administradores da Companhia poderão submeter à apreciação da CVM sua decisão de, excepcionalmente, manter em sigilo atos ou fatos cuja divulgação ao público investidor possa colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

c. Constituem-se ressalvas à situação prevista no item "a" deste capítulo, (i) o evento de uma informação relevante mantida em sigilo escapar ao controle dos Acionistas Controladores ou dos Administradores e (ii) a constatação de oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários. Nesses casos, as pessoas acima mencionadas ficam obrigadas, diretamente, ou através do Diretor de Relações com Investidores, a providenciar para que a Informação Relevante seja imediatamente comunicada à CVM, Bolsas de Valores e ao público investidor.

Dever de sigilo

As pessoas que assinarem o Termo de Adesão à Política devem guardar sigilo acerca de informações relevantes que ainda não se tornaram públicas até que tais informações relevantes sejam divulgadas ao público investidor, bem como zelar para que subordinados e terceiros também o façam. Devem ainda restringir a discussão de informações relevantes em lugares públicos e comunicar imediatamente ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia quaisquer violações da Política.

Divulgação de informações em ofertas públicas

O Diretor de Relações com Investidores deve divulgar, imediatamente após a deliberação da Companhia de realizar oferta pública que dependa de registro na CVM, a quantidade de valores mobiliários emitidos pela Companhia a serem adquiridos ou alienados, os preços, as condições de pagamento e demais condições a que estiver sujeita a oferta nos jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela Companhia.

21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas

Divulgação de informações sobre negociações de valores mobiliários de emissão da Companhia

Os Administradores da Companhia deverão comunicar a titularidade de valores mobiliários de emissão da Companhia, tais como ações e debêntures, seja em nome próprio, seja em nome de pessoas a elas vinculadas, bem como as alterações nessas posições.

Essa comunicação deverá ser encaminhada ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia, por meio do endereço eletrônico diretorderi@tractebelenergia.com.br, com cópia para controlecvm358@tractebelenergia.com.br. Caberá ao referido Diretor encaminhar a comunicação à CVM e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão, sendo efetuada (i) imediatamente após terem sido nomeadas ao cargo e (ii) no prazo máximo de 5 (cinco) dias após a realização de cada negócio, indicando o saldo da posição no período.

Divulgação de informações sobre aquisição ou alienação de participação acionária relevante

Os Acionistas Controladores e demais acionistas da Companhia deverão comunicar ao Diretor de Relações com Investidores a aquisição ou alienação de participação acionária relevante.

Entende-se por participação acionária relevante aquela que corresponda, direta ou indiretamente, a 5% (cinco por cento) ou mais de espécie ou classe de ações representativas do capital social da Companhia.

A declaração acerca da aquisição ou alienação de participação acionária relevante deverá ser encaminhada à CVM, e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão.

A comunicação à CVM e às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão deverá ser encaminhada imediatamente após ser alcançada a participação relevante, devendo a divulgação ser feita pelo Diretor de Relações com Investidores.

Período de silêncio

Visando assegurar a uniformidade na divulgação dos seus resultados, a Tractebel Energia adota o Período de Silêncio antes da divulgação pública de suas demonstrações contábeis.

Dessa forma, durante o referido período, que se inicia a 15 (quinze) dias da data determinada para a divulgação, a Companhia abstém-se de comentar sobre as respectivas demonstrações.

Por outro lado, durante o Período de Silêncio, a Companhia não restringe a comunicação de qualquer das outras informações rotineiras.

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

O responsável pela política de divulgação de informações é o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

21.4 - Outras informações relevantes

21.4 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item "21".

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor

22.1 Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia

Nos exercícios sociais encerrados em 2010, 2011 e 2012, a Companhia não adquiriu ou alienou qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal de seus negócios.

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

22.2 Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia

Nos exercícios sociais encerrados em 2010, 2011 e 2012, não houve qualquer alteração significativa na forma de condução dos negócios da Companhia.

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

22.3 Identificar os contratos relevantes celebrados pela Companhia e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não há qualquer contrato relevante celebrado pela Companhia e/ou suas controladas com terceiros que não seja diretamente relacionado com suas atividades operacionais.

22.4 - Outras informações relevantes

22.4 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item “22”.