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 11

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido 12

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas 13

3.7 - Nível de endividamento 14

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento 15

3.9 - Outras informações relevantes 16

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco 17

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco 31

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes 33

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores 55

4.5 - Processos sigilosos relevantes 56

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto 57

4.7 - Outras contingências relevantes 59

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados 60

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado 61

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado 72
5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado 80
5.4 - Outras informações relevantes 81

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 95
6.7 - Outras informações relevantes 96

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas 97
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais 105
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais 106
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total 129
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades 130
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior 186
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades 187
7.8 - Relações de longo prazo relevantes 188
7.9 - Outras informações relevantes 189

8. Grupo econômico

8.1 - Descrição do Grupo Econômico 190
8.2 - Organograma do Grupo Econômico 194
8.3 - Operações de reestruturação 195
8.4 - Outras informações relevantes 196

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros 198
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados 206

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia 207

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades 211

9.2 - Outras informações relevantes 215

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais 219

10.2 - Resultado operacional e financeiro 255

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras 262

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor 266

10.5 - Políticas contábeis críticas 272

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor 275

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios 276

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras 277

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras 278

10.10 - Plano de negócios 282

10.11 - Outros fatores com influência relevante 285

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas 286

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas 292

12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa 293

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais 301

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76 303

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração 304

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem 305

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal 306

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração 315

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores 316

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros 317

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores 360

12.12 - Outras informações relevantes 361

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária 364

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 369

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 372

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária 374

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão 375

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária 376

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária 377

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária 378

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 379

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários 380

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal 381

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria 382

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores 383

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam 384

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 385

13.16 - Outras informações relevantes 386

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos 387

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos 390

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados 391

Índice

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos 393

15. Controle

15.1 / 15.2 - Posição acionária 395

15.3 - Distribuição de capital 404

15.4 - Organograma dos acionistas 405

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte 406

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor 407

15.7 - Outras informações relevantes 408

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas 410

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas 412

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 419

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social 422

17.2 - Aumentos do capital social 423

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações 424

17.4 - Informações sobre reduções do capital social 425

17.5 - Outras informações relevantes 426

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações 427

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública 428

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto 433

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados 434

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos 435

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação 438

Índice

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros 439

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 440

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros 441

18.10 - Outras informações relevantes 442

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor 446

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria 447

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social 448

19.4 - Outras informações relevantes 449

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários 450

20.2 - Outras informações relevantes 451

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações 453

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas 454

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações 458

21.4 - Outras informações relevantes 459

22. Negócios extraordinários

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor 460

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor 461

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais 462

22.4 - Outras informações relevantes 463

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 2007e 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. e) Revisão especial das informações financeiras semestrais preparadas de acordo com as práticas contábeis internacionais adotadas pelo controlador IPR - GDF SUEZ, referentes aos semestres findos entre 30 de junho de 2007 e 2011; f) Auditoria das informações financeiras anuais elaboradas de acordo com as práticas contábeis internacionais adotadas pelo controlador IPR - GDF SUEZ, relativas aos exercícios sociais findos entre 31 de dezembro de 2007 a 2011;
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Os honorários dos auditores independentes relativos ao ano de 2011 para a realização dos serviços de auditorias da Tractebel Energia e de suas controladas foram de R$ 870.000,00. Este montante é composto pelo seguinte: (a) auditoria das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2011 e revisão das informações trimestrais de 2011 – R$ 394.347,00; (b) realização de procedimentos previamente acordados de auditoria sobre índices financeiros de 31 de dezembro de 2011 – R$ 38,500,00; (c) revisão das Declarações Integradas de Informações Econômico-Fiscais de Pessoa Jurídica (DIPJ) do exercício de 31 de dezembro de 2011 – R$ 76.828,00; (c) revisão especial das informações financeiras semestrais e auditoria das informações financeiras anuais preparadas de acordo com as práticas contábeis internacionais adotadas pelo controlador IPR - GDF SUEZ – R$ 360.325,00.
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 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
Antônio Carlos Brandão de Sousa	08/11/2008 a 06/05/2009	892.965.757-53	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: antoniobrandao@deloitte.com

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”, referentes aos exercícios a findarem em 31 de dezembro de 2012, 2013 e 2014; b) Revisão das Informações Trimestrais (ITR), relativas aos trimestres a findarem em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2012, 2013 e 2014; c) Asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais (covenants) em contrato de financiamentos e de debêntures dos exercícios sociais a findarem em 31.12.2012, 2013 e 2014; e d) Revisão das Declarações Integradas de Informações Econômico-Fiscais de Pessoa Jurídica (DIPJ), referentes aos exercícios sociais a findarem em 31 de dezembro de 2012, 2013 e 2014.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Os honorários dos auditores independentes relativos ao ano de 2012 para a realização dos serviços de auditorias na Tractebel Energia e suas controladas serão de R$ 334.000,00. 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$ 236.500,00; (b) asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais de 31 de dezembro de 2012 – R$ 27.500,00; 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.
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, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (Deloitte), não prestaram serviços não relacionados à auditoria independente nos exercícios de 2009, 2010 e 2011.

Outras informações

A Companhia substituiu a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pela KPMG Auditores Independentes para a prestação dos serviços de auditoria a partir da revisão das Informações Trimestrais (ITR) 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 (31/12/2011)	Exercício social (31/12/2010)	Exercício social (31/12/2009)
Patrimônio Líquido	5.450.258.706,05	5.072.683.742,94	4.449.048.073,29
Ativo Total	12.371.222.447,56	12.850.286.704,63	10.934.389.427,04
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	4.326.951.313,66	4.100.380.599,04	3.496.677.884,87
Resultado Bruto	2.466.328.127,85	2.212.308.494,44	1.929.357.538,32
Resultado Líquido	1.448.106.313,67	1.211.648.448,70	1.090.866.619,13
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	652.742.192	652.742.192	652.742.192
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	8,349786	7,771343	6,815935
Resultado Líquido por Ação	2,218497	1,856244	1,671206

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 resultado operacional e o EBITDA consolidado:

	Exercício Social Encerrado em		
Valores em R$ milhões	**31.12.2011**	**31.12.2010**	**31.12.2009**
Resultado operacional	2.035	1.721	1.537
(+) Resultado financeiro líquido	374	429	240
(+) Depreciação e amortização	501	462	425
	2.910	**2.612**	**2.202**

O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis 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 com juros (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 31.12.2011**

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.

Alteração da denominação social da International Power Plc

A partir de 19.03.2013 a International Power Plc teve sua denominação social alterada para International Power Ltd.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

- **Demonstrações financeiras consolidadas de 31.12.2009**

A autorização para conclusão das Demonstrações Contábeis de 31.12.2009 ocorreu no dia 22.02.2010 em reunião da Diretoria Executiva da Companhia. Os eventos subsequentes às demonstrações contábeis consolidadas desse exercício foram os seguintes:

a) Aquisição da Companhia Energética Estreito (CEE) – anteriormente denominada SUEZ Energia Renovável S.A. (SER)

A Companhia assinou o contrato de compra e venda da totalidade das ações ordinárias de emissão da CEE, empresa controlada pela GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA). 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 Usina Hidrelétrica Estreito (UHE Estreito), que possui capacidade instalada de geração de 1.087 MW e 641,08 MW médios de energia assegurada - a energia assegurada será reduzida para 590,41 MW médios após a entrada em operação comercial da Usina Hidrelétrica Serra Quebrada, prevista para janeiro de 2017, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) -. 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 concessão do UHE Estreito é compartilhada entre as consorciadas do Ceste, na proporção de suas respectivas participações no consórcio. O total dos aportes realizados pela GSELA na CEE até a data da assinatura do contrato foi de R$ 324 milhões.

Conforme previsto no artigo 256, § 1º da Lei das Sociedades por Ações (LSA), a avaliação da CEE, tendo como data-base 30.09.2009, foi realizada pelo Banco Santander (Brasil) S.A. através de laudo de avaliação elaborado com base na metodologia de fluxo de caixa descontado (Laudo de Avaliação).

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Com base nos resultados apontados no Laudo de Avaliação, foi definido que o preço de compra a ser pago pela Tractebel Energia à GSELA é de R$ 604 milhões, sendo (i) R$ 302 milhões pagos no prazo de até 30 dias contados da assinatura do contrato, atualizados monetariamente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e acrescidos de juros remuneratórios à taxa de 6% ao ano *pro rata temporis*, desde a presente data até a data de seu efetivo pagamento; e (ii) R$ 302 milhões pagos (a) até 31.07.2010, desde que obtidas as anuências prévias referidas a seguir, ou (b) caso as mesmas não tenham sido obtidas até 31.07.2010, em até 10 dias úteis após a obtenção da última anuência prévia necessária, atualizados monetariamente pela variação do IPCA e acrescidos de juros remuneratórios à taxa de 6% ao ano *pro rata temporis*, desde a presente data até a data de seu efetivo pagamento. O valor patrimonial da CEE em 31.12.2009 era de R$ 549 milhões. A primeira parcela no montante atualizado de R$ 304 milhões foi paga no dia 19.01.2010. A aquisição foi submetida à ratificação pela assembleia geral de acionistas da Tractebel Energia, consoante o disposto no artigo 256, II, "b", da LSA. A ratificação da aquisição ensejou aos acionistas inscritos até a presente data nos registros da Companhia e que vierem a dissentir das deliberações da assembleia geral que deverá ser realizada para ratificar a aquisição, o direito de retirada, conforme tratado na LSA. Informações adicionais acerca do referido direito de retirada, tais como, valor patrimonial da ação para fins de reembolso, prazo e procedimentos a serem adotados pelos acionistas dissidentes, serão prestadas oportunamente, por ocasião da convocação da assembleia geral que deverá ser realizada para ratificar a aquisição.

A eficácia da aquisição estava sujeita a condições suspensivas usuais em transações dessa natureza, incluindo, mas sem limitação, a aprovação da aquisição pela Aneel a anuência de terceiros, incluindo o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e outras instituições financeiras credoras da CEE, nos termos dos respectivos contratos de financiamento celebrados pela CEE. Dessa forma, o investimento foi reconhecido pela Companhia após o atendimento de todas essas condições suspensivas estabelecidas no contrato. A diferença entre o valor a ser pago, que corresponderá ao *fair value*, e o valor patrimonial na data do fechamento da aquisição teve como fundamento o direito de uso do bem público estabelecido no contrato de concessão e será alocado no ativo imobilizado, juntamente com o valor da concessão a ser considerada como parte desse ativo, em razão desse direito não ser separável, ou seja, não poder ser vendido ou transferido individualmente sem o ativo imobilizado.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

b) Pré-pagamento do financiamento da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA)

Em 17.02.2010, a PPESA, subsidiária indireta e integral da Companhia, executou a amortização antecipada da totalidade de seu endividamento financeiro com o BNDES e bancos repassadores (Itaú BBA, Unibanco, Bradesco e Banco do Brasil). A amortização antecipada no montante somou R$ 223 milhões foi uma iniciativa da Companhia como parte do plano da incorporação da PPESA e de sua *holding* controladora Energia América do Sul Ltda. (EAS) na Companhia, objetivando a simplificação de sua estrutura societária.

3.4 - Política de destinação dos resultados

3.4 Política de destinação dos resultados

	Exercício Social Encerrado em		
	31.12.2011	**31.12.2010**	**31.12.2009**
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 31.12.2011, 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.	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 31.12.2009, foram retidos R$ 466.947.815,10, dos quais R$ 453.759.130,20, 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 31/12/2011	Exercício social 31/12/2010	Exercício social 31/12/2009
Lucro líquido ajustado	1.429.345.876,95	1.207.945.029,05	1.092.293.174,43
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	100,000000	55,000000	57,120086
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	26,571979	23,885748	24,519102
Dividendo distribuído total	1.429.345.876,95	664.369.766,00	623.918.804,02
Lucro líquido retido	18.290.650,84	547.278.682,70	466.947.815,10
Data da aprovação da retenção	21/03/2012	05/04/2011	23/04/2010

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Juros Sobre Capital Próprio						
Ordinária	253.990.000,00	10/02/2012	220.000.000,00	27/05/2011	194.000.000,00	20/05/2010
Outros						
Ordinária	517.341.883,04		286.100.160,49	15/10/2010	348.006.185,46	26/08/2009
Ordinária	658.013.993,91	06/10/2011				
Ordinária			158.269.605,51	27/05/2011		
Ordinária					81.912.618,56	20/05/2010

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
31/12/2011	6.920.963.741,51	Índice de Endividamento	1,26984000	

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

Exercício social (31/12/2011)					
Tipo de dívida	**Inferior a um ano**	**Um a três anos**	**Três a cinco anos**	**Superior a cinco anos**	**Total**
Garantia Real	95.845.769,95	115.430.169,32	84.710.207,13	1.145.507.478,63	1.441.493.625,03
Quirografárias	1.463.350.517,77	1.293.873.425,40	526.357.596,90	2.195.888.576,41	5.479.470.116,48
Total	1.559.196.287,72	1.409.303.594,72	611.067.804,03	3.341.396.055,04	6.920.963.741,51

Observação

As informações financeiras apresentadas no quadro são consolidadas.

3.9 - Outras informações relevantes

3.9 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Dividendos intercalares

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 26.07.2012, aprovou distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30.06.2012, no montante de R$ 694 milhões (R$ 1,0628376925 por ação), correspondentes a 100% do lucro líquido ajustado do primeiro semestre de 2012.

As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares, a partir de 13.08.2012.

O início do pagamento dos dividendos intercalares ocorreu em 27.09.2012, com base nos dados cadastrais existentes no Itaú Unibanco em 10.08.2012.

Liberação da 1ª parcela do Financiamento obtido para construção dos parques eólicos

Em 10.05.2012 foi aprovado no BNDES uma linha de crédito no montante de R$ 358 milhões, destinado à implantação dos parques eólicos Mundaú, Fleixeiras I, Trairí e Guajiru, todos localizados no município de Trairí, Estado do Ceará. Esta linha de crédito possui as seguintes características: prazo de amortização – 16 anos e Juros – TJLP + 2,51% a.a. O montante total a ser financiado representa cerca de 70% dos itens financiáveis destes projetos.

A liberação da 1ª parcela desta linha de crédito ocorreu em 26.09.2012, no montante de R$ 53 milhões, líquidos dos custos de captação.

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$ 9 milhões. Estas debêntures tinham vencimento programado para 01.04.2013 e eram remuneradas pela TJLP + 4% ao ano.

Crédito de juros sobre o capital próprio

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 25.10.2012, aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2012, no valor bruto de R$ 276 milhões, correspondente a R$ 0,4231379607 por ação.

O crédito dos juros sobre o capital próprio nos registros contábeis da Companhia ocorrerá na data de 31.12.2012, com base na posição acionária do dia 23.11.2012 e as ações da Companhia passarão a ser negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 26.11.2012.

Os juros, líquidos do imposto de renda na fonte, serão imputados aos dividendos obrigatórios e serão pagos com base nos dados cadastrais existentes no Itaú Unibanco Banco Múltiplo S.A., em data a ser posteriormente definida pela Diretoria Executiva e comunicada através de Aviso aos Acionistas.

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 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 e 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A construção, expansão e operação das Usinas Hidrelétricas e Usinas 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;
- 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 Usina Hidrelétrica. 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 ao MRE.

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.

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 de barragens 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 anos de vigência do contrato, a geração média se aproxime do valor contratado.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Remuneração de Pequena Central Hidrelétrica (PCH) contratadas no Proinfa e não participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (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. As PCH José Gelazio e Rondonópolis não são participantes 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 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 (UTE) que utilizam carvão mineral produzido no Brasil utilizam a Conta de Desenvolvimento Energética (CDE) para subvencionar até 100% do custo do combustível. De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão deve ser contratada pelas UTE 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 UTE 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. Ao final do ano de 2011 menos de 2% dos seus empregados ativos continuam no Plano BD. No exercício social encerrado em 31.12.2011, o montante do passivo reconhecido relativo aos benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R$ 337 milhões, dos quais R$ 171 milhões correspondem ao passivo líquido avaliado pelos atuários e R$ 166 milhões referem-se a ganhos atuariais não reconhecidos. Do montante total do passivo atuarial, R$ 131 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.

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 pela Companhia. 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 deverão 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 a 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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. 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 (UTE) foi alterada, sendo que a nova Garantia Física foi observada a partir de 2008. Desde 01.01.2008, as UTE 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.

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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

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.

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 IPR-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;

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

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.

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 31.12.2011, a Companhia possuía 177 (cento e setenta e sete) ações trabalhistas em andamento, das quais 57 (cinquenta e sete) estavam em fase inicial e ainda não haviam sido julgadas em primeira instância, 64 (sessenta e quatro) em fase recursal, 40 (quarenta) já estavam em fase de execução, sendo a decisão de condenação da Companhia definitiva, e 16 (dezesseis) pendiam de arquivamento ou encontravam-se suspensas.

Do total de ações, 90 (noventa) eram ações movidas por ex-empregados; 1 (uma) por sindicato; 8 (oito) por órgãos públicos e 78 (setenta e oito) 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 diferenças de Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS).

O potencial passivo trabalhista da Companhia perfazia, em 31.12.2011, R$ 37 milhões, dos quais R$ 11 milhões correspondem ao valor de risco de perda provável, portanto, provisionados, R$ 11 milhões ao valor de risco de perda possível e R$ 15 milhões correspondem ao valor de risco de perda remoto. Do valor considerado como perda provável, R$ 2 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$ 360 milhões
Principais fatos	A Companhia, em julho de 2005, impetrou Mandado de Segurança contra o Delegado da Receita Federal, por entender que a Instrução Normativa SRF nº 468/2004 (IN 468/2004) invadiu a competência do Poder Legislativo ao dar novo conceito ao termo "preço predeterminado", previsto no artigo 10 da Lei nº 10.833/2003. Posteriormente, a Lei nº 11.196/2005, em seu artigo 109, autorizou a manutenção da condição de preço predeterminado para os contratos com cláusulas de reajuste de preço que reflitam o custo de produção ou o custo dos insumos utilizados. Em face do advento da referida lei, em julho de 2006 foi publicada a Instrução Normativa SRF nº 658/2006 (IN 658/2006), que substituiu e expressamente revogou a IN 468/2004, incorporando a ideia de que a existência de cláusula de reajuste de preço com base em índices que reflitam o custo de produção ou o custo dos insumos utilizados não altera a predeterminação do preço dos contratos. Em outubro de 2006 foi emitido acórdão do Tribunal Regional Federal (TRF) da 4ª Região, assegurando à Companhia o direito de recolher as contribuições do PIS e da Cofins segundo o regime de tributação cumulativa, tal como previsto pelo artigo 10, XI, b da Lei nº 10.833/2003, e sem as restrições ilegais e inconstitucionais da IN 468/2004. Diante das alterações trazidas pela Lei nº 11.196/2005 e pela IN 658/2006, e tendo em vista que elas não foram consideradas pelo acórdão do TRF da 4ª Região, a Companhia apresentou embargo de declaração, com o objetivo de que o Tribunal considerasse essa nova legislação como norma superveniente, mas, sob o argumento de que não seria possível aplicar ao processo a nova legislação, já que ela não era vigente na época da propositura do mandado de segurança, o Tribunal não acatou o embargo. Exclusivamente em razão dessa decisão, a Companhia apresentou recurso especial ao STJ.

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

Processo nº 2005.72.00.00.7202-7 - continuação	
Principais fatos (continuação)	A União Federal, por sua vez, interpôs recurso especial em face do acórdão, pleiteando sua reforma no tocante ao reconhecimento da ilegalidade da IN 468/2004 pelo TRF da 4ª Região. O recurso especial da União Federal não foi admitido, motivo pelo qual, em abril de 2010, foi certificado formalmente o trânsito em julgado do acórdão proferido pelo TRF. Assim, pende de decisão no STJ apenas o recurso especial interposto pela Companhia que tem o único propósito de afastar a norma superveniente contida na IN 658/2006, não havendo, de parte dos tribunais, discussões sobre a ilegalidade da IN 468/2004. Em julho de 2010, foi deferido o pedido de expedição de alvará para levantamento dos depósitos judiciais realizados sob a vigência da IN 468/04, isto é, os depósitos efetuados até o mês de julho de 2006, no valor de R$ 109 milhões. Inconformada com a expedição do referido alvará, a Fazenda Nacional interpôs Agravo Regimental [1], o qual teve seu provimento negado pelo STJ. Apesar de todos os fatos citados, a Receita Federal do Brasil continua insistindo que o trânsito em julgado formal do mandado de segurança ainda não ocorreu e, em consequência, indeferiu o pedido de habilitação do crédito decorrente dos valores recolhidos indevidamente no período de novembro de 2004 a maio de 2005, razão pela qual, a Companhia requereu, nos Autos do Mandado de Segurança, o deferimento da habilitação do referido crédito, cujo montante atualizado ao final de 2011, é de R$ 66 milhões. O levantamento dos depósitos efetuados sob a égide da IN 658/2006, no valor de R$ 42 milhões em 31.12.2011, depende do julgamento do recurso especial no STJ. A contingência referente ao período de vigência da referida IN 658/2006 (a partir de agosto de 2006), cujo risco é considerado remoto, é de R$ 360 milhões em 31.12.2011. Em janeiro de 2012, o Juiz da 1ª Vara da Seção Judiciária de Florianópolis indeferiu o pedido de habilitação do crédito dos valores recolhidos indevidamente sob a égide da IN 468/2004, levando a Companhia a ingressar com recurso de agravo de instrumento perante o TRF da 4ª Região, a exemplo do que ocorrera com os depósitos judiciais já liberados.

[1] Agravo Regimental é aquele interposto para impugnar decisões tomadas individualmente pelo relator de outro recurso.

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>Os valores envolvidos (base 31.12.2011), desde o advento da IN 468/2004, são os seguintes, em R$ milhões:
<table>
<tr><td>Recolhimento 11/2004 a 05/2005</td><td>66</td><td>Pendente RFB</td></tr>
<tr><td>Depósitos 06/2005 a 06/2006 (IN 468)</td><td>109</td><td>Levantado</td></tr>
<tr><td>Depósitos 07/2006 a 10/2006 (IN 658)</td><td>42</td><td>Pendente STJ</td></tr>
<tr><td>Valores não recolhidos nem depositados 11/2006 a 12/2011</td><td>318</td><td>Pendente STJ</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Chance de perda</td><td>Remota</td></tr>
<tr><td>Análise do impacto em caso de perda</td><td>Os valores pendentes de julgamento pelo STJ, cujo risco de perda é remoto, totalizam R$ 360 milhões, dos quais R$ 42 milhões encontram-se depositados judicialmente, e referem-se ao período de julho de 2005 a outubro de 2006, sob a égide da IN 658/2006.</td></tr>
<tr><td>Valor provisionado (se for o caso)</td><td>Não aplicável.</td></tr>
</table>

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 dezembro de 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 abril de 2011. Em face do exposto, a União Federal ingressou com novo recurso, que também foi negado por unanimidade, sendo que em dezembro de 2011, a Companhia obteve decisão transitada em julgado em seu favor e, em consequência, baixou a provisão no valor de R$ 8 milhões. A Companhia aguarda a expedição de alvará para levantamento dos depósitos judiciais.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável
Valor provisionado (se for o caso)	Provisão revertida em dezembro de 2011 em razão do trânsito em julgado favorável à 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$ 13 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 tenha direito à aposentadoria especial, o que não é o caso no período em referência. Em agosto de 2008, O Conselho de Recursos da Previdência Social julgou improcedente o recurso da Companhia. Após julgamento desfavorável, a Companhia interpôs Recurso Especial à Câmara Superior de Recursos Fiscais. Em julho de 2009, a RFB emitiu Ofício informando que parte do valor da notificação estava prescrito. Diante dessa situação, em outubro de 2010, a Companhia interpôs medida judicial visando à discussão de mérito, depositando em juízo o valor de R$ 12 milhões. Em julho de 2011, foi emitida sentença indeferindo o pedido da Companhia, a qual apelou ao TRF da 4ª Região.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia teria um desembolso de R$ 13 milhões, valor integralmente depositado judicialmente.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 13 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 – Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 163 milhões
Principais fatos	Em 1998, foi publicada a Lei nº 9.718, 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 aos períodos 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 (CCC)". Em 2009, a Receita Federal do Brasil (RFB) intimou a Companhia a recolher os valores compensados no período de apuração de abril de 2004 a janeiro de 2007, acrescido de 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 acima mencionado. Ocorre que, na avaliação dos consultores jurídicos da Companhia, os argumentos da RFB não procedem e podem ser facilmente contestados, porquanto o conceito atribuído à sistemática da "subvenção 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 da intimação na esfera administrativa e, se necessário fará 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".

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

Processo n° 11516.003040/2006-13 - continuação	
Principais fatos – continuação	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. Esta alteração está fortemente fundamentada em Notas Técnicas emitidas por aquela Agência. O processo encontra-se aguardando julgamento na Delegacia da Receita Federal de Julgamento de Florianópolis – 4ª Turma.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso de R$ 163 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$ 351 milhões
Principais fatos	Em dezembro de 2010 a Receita Federal do Brasil 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.

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

Processo n° 10983.721353/2010-64 - continuação	
Principais fatos (continuação)	Em dezembro de 1985 o então Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) expediu a Portaria nº 250/1985, que alterou 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. 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 realizada 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.

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

Processo n° 10983.721353/2010-64 - continuação	
Principais fatos (continuação)	Em 24.02.2012, a Companhia tomou ciência da decisão da 3ª Turma da Delegacia da Receita Federal de Julgamento em Florianópolis, onde seus membros, depois da análise de mérito da questão, julgaram procedente a impugnação. A exoneração do crédito tributário, determinada nesta decisão, só será definitiva após sua confirmação pela instância administrativa superior, ou seja, o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF). 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.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso de R$ 351 milhões em caso de perda.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

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$ 52 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 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, sendo que, somente a partir dessa data é possível faturar a energia consumida pelo cliente. Esses autos de infração estão sendo contestados pela Companhia e seus advogados, que entendem que os mesmos não devem prosperar e consideram que a chance de êxito é superior ao risco de perda.

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	
Principais fatos (continuação)	Em relação aos autos atribuídos à controlada TBLC, a autoridade julgadora reduziu o montante e a multa em um dos autos e no outro manteve os valores atribuídos. Em ambos os processos, foram interpostos recurso ordinário pelas partes perante o Tribunal de Impostos e Taxas (TIT). Nos autos aplicados à Tractebel Energia (controladora) houve redução do valor e da imposição de multa de um dos autos, sendo que esse processo possui recurso ordinário por parte da Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, e no outro, ainda não houve julgamento de primeira instância. Apesar do êxito parcial das defesas apresentadas pela Companhia, a Administração e seus consultores legais entendem que a totalidade dos lançamentos está comprometida por erro de apuração e embasamento legal, onde a chance de êxito das impugnações continua superior ao risco de perda. Ainda que eventualmente se mantenham os autos de infração, a Administração da Companhia e seus advogados entendem que o valor efetivamente devido seria inferior a 10% do lançado pela fiscalização, que adotou critérios de apuração sem embasamento legal, o que reduziria substancialmente o valor acima informado.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso máximo de R$ 52 milhões em caso de perda, podendo ser reduzido a 10% deste valor pelos motivos 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$ 29 milhões
Principais fatos	Em junho de 2008 a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento em Florianópolis, relativamente parte de Auto de Infração emitido pela RFB, em virtude da utilização de base negativa de CSLL no ano calendário de 2003, originada de operação de incorporação. No mesmo Auto de Infração, o fisco 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 CTN.

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

Principais fatos (continuação)	Os valores referentes à base negativa de CSLL são provenientes de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998, e foram 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 imposto 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, porquanto 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 à quitação de tributos vencidos, sem a incidência de multa, antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização, com a utilização de créditos tributários, 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 1ª Conselho, 7ª Câmara com Recurso de Oficio ao Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), por parte da Receita Federal do Brasil, 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 R$ 29 milhões. Valor integralmente depositado judicialmente.
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 nº 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

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

Processo n.° 9800031820 - continuação	
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 IPR-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.

Processo n.° 023010570317	
Juízo	4ª Vara Cível da Comarca de Florianópolis (SC)
Instância	Primeira
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, a qual requer o reconhecimento do direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato de venda de energia e a rescisão de tal contrato por suposto descumprimento de cláusula contratual. A Tractebel Energia apresentou contestação em março de 2002. Em setembro de 2006 foi decidido que a Aneel deveria ingressar no processo no polo passivo e com o consequente envio do processo para a Justiça Federal. A Cien se opôs a essa decisão e ingressou com novo recurso, o qual foi aceito em março de 2011, sendo decidido que o processo deveria voltar para a Justiça Comum. A Tractebel Energia interpôs recurso especial contra tal decisão e atualmente aguarda a análise de admissibilidade do recurso.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de R$ 20 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$ 20 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, sendo que 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. O MPF-SC ainda pode recorrer aos tribunais superiores. 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.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Se constatado que as emissões do CTJL estão acima dos limites previstas na legislação, a Companhia deverá se adequar, podendo sofrer possíveis ações judiciais de moradores da região, pleiteando indenização por danos morais e materiais, os quais ficarão sujeitos à comprovação mediante perícia médica. Eventual adequação, ainda que não admitida pela Companhia posto que as emissões estão dentro dos parâmetros estabelecidos pela legislação, não afetará os negócios da Companhia. Os valores envolvidos não podem ser atualmente previstos, por se tratar de direito difuso e por não ser possível predeterminar o conteúdo de eventual sentença condenatória.
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	Segunda
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 (UTWA). 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 UTWA. 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 UTWA, 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 UTWA. Em junho de 2006, Companhia ajuizou ação ordinária em face da MSGÁS e da Petrobras visando a 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. Conforme sentença proferida em primeira instância em 20.11.2009, (i) o período em que houve a interrupção do fornecimento de gás à UTWA em decorrência do presente litígio deverá 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). A sentença também determinou o reinício do fornecimento do gás, o qual está sendo disponibilizado pela MSGÁS desde 26.11.2009.

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

Processo n.° 001061166589 - continuação	
Principais fatos - continuação	A Petrobras interpôs Recurso de Apelação em face da sentença prolatada nos autos da ação ordinária, sendo o recurso julgado improcedente. Atualmente aguarda-se o julgamento do Recurso Especial interposto pela Petrobras ao STF.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Majoração dos preços do gás natural utilizado na UTWA 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.

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 (UHCB), especialmente no que se refere à área indígena. O valor envolvido é de R$ 3 milhões.
Principais fatos	O MPF propôs Ação Civil Pública alegando a suposta ocorrência dos seguintes problemas relacionados à UHCB: (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 UHCB 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 UHCB; (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$ 3 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 (STJ)
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, com responsabilidade em relação a 64 (sessenta e quatro) dos 83 (oitenta e três) autores.
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 Instituto Nacional do Seguro Social (INSS) ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções feitas pelos autores que limitavam o salário de suas contribuições. O valor envolvido, em 31.12.2011 é de R$ 9 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 Tribunal de Justiça de Santa Catarina 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 estabelece: (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.

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

Processo n.° 023.95.024520-4 - Continuação	
	O Valor correspondente à Reserva Matemática que a Companhia assumiu perante à ELOS foi de aproximadamente R$ 11 milhões. Em relação aos demais 11 (onze) autores que não celebraram acordo a ação continuará seu trâmite normal.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	A perda resultaria em um desembolso de R$ 26 milhões. Contudo, com o acordo celebrado, conforme anteriormente comentado, esse valor foi reduzido sensivelmente.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 9 milhões.

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. De junho de 2006 a janeiro de 2007 a Companhia passou a recolher a TUST de forma reduzida e a provisionar e depositar judicialmente a diferença entre o valor cobrado e o pago. A partir de fevereiro de 2007, a Companhia substituiu os depósitos judiciais por uma carta de fiança bancária. A fim de reduzir o custo da fiança contratada, a Companhia vinculou até abril de 2011 ativos financeiros à referida fiança, os quais estavam sendo apresentados em conta retificadora desta provisão. A partir de abril de 2011, após aprovação das autoridades competentes, foi efetuada a substituição da antiga fiança bancária por outra de responsabilidade da Tractebel Energia sem a necessidade de vinculação de ativos financeiros.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	A perda resultaria em um desembolso de R$ 50 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 50 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 c/c 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

(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. A ação se encontra em fase de nomeação de árbitros.
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$ 53 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 agosto de 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.

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

Cíveis	
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valores pleiteados em conjunto nas 11 (onze) ações, R$ 220 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.
Chance de perda	Remota
Prática do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Refere-se a Ações Civis Públicas, cujos municípios, sob o argumento de inadimplência, requerem que a Companhia repasse recursos monetários para que eles realizem o reflorestamento em Área de Preservação Permanente (APP) de 100 metros no entorno dos reservatórios das usinas. Nas outras 3 (três), que a Companhia construa escada para peixes e eclusa. A concessão para a implantação e operação das UHSS e UHSO 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 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.

Em 31.12.2011, 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 seus resultados e sua condição financeira.

Os investimentos previstos para os próximos anos, informados durante o quarto trimestre de 2011, encontram-se demonstrados no quadro abaixo:

Em R$ milhões	**2012**	**2013**	**2014**
Financiado com dívida	369	-	-
Financiado com capital próprio	486	605	186
Total	**855**	**605**	**186**

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 70% 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 o impacto no ano poderia significar redução na receita líquida de venda em cerca de R$ 407 milhões. Neste valor não foram considerados eventuais efeitos sobre custos e despesas.

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.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

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.

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 31.12.2011, 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 no 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 31.12.2011, no curto e médio prazo, que estão sujeitos às variações dos preços no mercado:

Ano	MW médio	%
2012	71	2%
2013	31	1%
2014	281	7%
2015	521	13%
2016	1.099	28%
2017	1.643	42%

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 2009, 2010 e 2011 os índices de inflação foram de 4,31%, 5,91% e 6,50%, respectivamente, de acordo com o Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA).

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

As dívidas da Companhia e de suas controladas estão expostas a taxas de juros variáveis, tais como TJLP, *Libor*, *Euribor* e Taxa DI. Em 31.12.2011, o valor total de empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia (circulante e não circulante) era de R$ 3.649 milhões – incluindo a dívida em moeda estrangeira -, sendo a quase totalidade sujeita a taxas de juros variáveis (R$ 3.592 milhões). Além disso, a Companhia possui um montante de concessões a pagar de R$ 1.266 milhões que estão atreladas aos índices de inflação IPCA e IGP-M, os mesmos indexadores geralmente utilizados nos contratos de venda de energia.

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, talvez a Companhia não seja capaz de 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 seus empréstimos, financiamentos, debêntures e concessões a pagar, com as seguintes premissas disponíveis no mercado (Fonte: Focus do Banco Central do Brasil):

Índices	Variação em 2011	Cenário provável	Cenário Δ 25%	Cenário Δ 50%
IPCA	6,50%	5,32%	1,33 p.p.	2,66 p.p.
IGP-M	5,10%	5,08%	1,27 p.p.	2,54 p.p.

O impacto no resultado considera a variação desses índices entre um cenário previsto para 2012 e as vigentes em 2011. A Companhia considerou ainda uma variação de 25% e 50% sobre as variações consideradas no cenário provável. Os impactos no resultado financeiro da Companhia decorrentes destas variações, estimados para 2012, estão demonstrados a seguir.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

(Valores em R$ milhões)	Cenário provável	Cenário Δ 25%	Cenário Δ 50%
Debêntures	(4)	4	8
Concessões a pagar	(5)	17	33

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.

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.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

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 do ano de 2011 poderia haver um aumento nos custos da ordem de R$ 43 milhões.

A Companhia tem provisionado o valor de R$ 7 milhões, relativo a cinco ações civis públicas ambientais classificadas como riscos prováveis, cujos objetos versam: (i) três ações sobre o reflorestamento de áreas de preservação permanente (APP) ao redor do reservatório da Usina Hidrelétrica Salto Santiago e Salto Osório (conforme descrito no item 4.6 deste Formulário de Referência); (ii) uma ação referente a supostos danos causados em decorrência do enchimento do reservatório da Usina Hidrelétrica Cana Brava (conforme descrito no item 4.3 deste Formulário de Referência); e (iii) uma ação que decorre de supostos danos causados pelo despejo de cinzas da Usina Termelétrica Charqueadas. As ações estão seguindo seus trâmites normais na justiça.

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

O Governo Federal regularmente realiza alterações no regime fiscal, que afetam os participantes do mercado de energia, a Companhia, as distribuidoras e os consumidores industriais. Essas alterações incluem mudanças nas alíquotas e, ocasionalmente, a cobrança de tributos temporários, cuja arrecadação é associada a determinados propósitos governamentais específicos. Algumas dessas medidas 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 seu resultado financeiro. 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% da Receita Líquida de Vendas da Companhia. Tomando-se por base a receita do ano de 2011 poderia haver um aumento nos tributos da ordem de R$ 86 milhões, com impacto de R$ 57 milhões no resultado.

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.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

A comercialização de energia com consumidores livres representou 21%, 20% e 26% da receita líquida total da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 2009, 2010 e 2011, respectivamente. Em termos de valores, essa receita líquida representou R$ 719 milhões, R$ 817 milhões e R$ 1.127 milhões na mesma ordem de anos apresentada acima.

10º Oscilações do valor do Real frente ao valor do Dólar e de outras moedas podem afetar negativamente a capacidade de pagamento da Companhia.

Em 31.12.2011, a Companhia possuía uma dívida total consolidada em moeda estrangeira de R$ 212 milhões, sendo que deste valor 53% eram denominados em dólar e 47% 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 diminuição 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):

Cotação das moedas	31.12 2011	Cenário provável	Cenário Δ 25%	Cenário Δ 50%
Dólar norte americano	1,86	1,79	2,23	2,68
Euro	2,43	2,32	2,90	3,48

O impacto no resultado considera a variação do dólar e do euro entre um cenário previsto para 2012 e as vigentes em 2011. A Companhia considerou ainda uma variação de 25% e 50% sobre as cotações consideradas no cenário provável. Os impactos no resultado financeiro da Companhia, decorrentes destas variações, estimados para 2012, estão demonstrados a seguir.

(Valores em R$ milhões)	Cenário provável	Cenário Δ 25%	Cenário Δ 50%
Variação na moeda estrangeira	(9)	42	93

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):

Variações dos índices	31.12 2011	Cenário provável	Cenário Δ 25%	Cenário Δ 50%
CDI	6,00%	6,00%	1,50 p.p.	3,00 p.p.
TJLP	11,60%	9,69%	2,42 p.p.	4,85 p.p.

O impacto no resultado considera a variação dessas taxas entre um cenário previsto para 2012 e as vigentes em 2011. A Companhia considerou ainda uma variação de 25% e 50% sobre as variações consideradas no cenário provável. Os impactos no resultado financeiro da Companhia, decorrentes destas variações, estimados para 2012, estão demonstrados a seguir.

(Valores em R$ milhões)	Cenário provável	Cenário Δ 25%	Cenário Δ 50%
Variação na taxa de juros	8	45	91

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 31.12.2011 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. Estes 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 está vinculada à TJLP, com tendência a se tornar ainda mais importante, e que esta taxa, apesar de ser considerada uma taxa "flutuante" vem sendo mantida no patamar de 6% há vários anos, prestando a esta taxa, caráter *quasi*-fixo.

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$ 9 milhões por 100 MW médios de energia assegurada.

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) dificuldades em cortar o suprimento de energia e cancelar o registro dos contratos na CCEE, no caso de inadimplência do cliente; (iii) pressão de redução dos custos pelos clientes em relação às garantias dadas nos contratos de venda de energia da Tractebel 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 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).

A Companhia não tem registrado nenhum caso de inadimplência de contraparte em seus contratos bilaterais. 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$ 128 milhões, com reflexo de R$ 85 milhões no resultado, tomando-se por base o ano de 2011.

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:

•O 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 financiamento em 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 tendo implantado em 2010 a 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.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

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.

A Tractebel Energia possui, em 31.12.2011, apólices de seguros abrangentes de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de R$ 9.567 milhões na Tractebel Energia e de R$ 13.409 milhões no consolidado, e para lucro cessante de R$ 628 milhões na Tractebel Energia e R$ 821 milhões no consolidado. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes na controladora é de R$ 553 milhões por evento.

Além destas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura no valor de R$ 87 milhões. Essas apólices incluem as usinas hidrelétricas Itá e Machadinho, exploradas em consórcio, a Unidade de Cogeração Lages, as usinas hidrelétricas Ponte de Pedra e São Salvador, as PCH Rondonópolis (Tupan), Engenheiro José Gelazio da Rocha (Hidropower), Areia Branca, a termelétrica Ibitiúva e as eólicas Pedra do Sal e Beberibe.

No ciclo 2011/2012 a Companhia decidiu aderir à apólice de seguro global de danos à propriedade e interrupção de negócios (*Property Damaged Business Interruption – PDBI*) do programa de seguros da IPR-GDF SUEZ por entender que as condições comerciais e de cobertura se mostravam mais favoráveis que as disponíveis no mercado local e possíveis de contratação pela Companhia.

O Consórcio Estreito Energia possui seguro de risco de engenharia para as unidades que ainda não entraram em operação comercial com valores declarados para danos materiais de R$ 3.236 milhões e perdas de lucros esperados de R$ 591 milhões. A participação da Companhia nessas coberturas corresponde à R$ 1.297 milhões e R$ 237 milhões, respectivamente, equivalente à sua participação no Ceste.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

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;
- 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). Buscando a proteção da totalidade de seus fluxos de caixa futuros contra as oscilações do dólar norte americano perante o real, foi contratada uma operação de *swap*, com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira que concedeu o empréstimo, 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 Certificado de Depósito Interbancário (CDI). Em consequência, o efeito no resultado financeiro da Companhia decorrente do referido empréstimo será 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

Mensalmente, é produzido relatório 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 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e média móvel de apuração de lastro.

Cada operação de venda é avaliada, quanto a 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.

O Comitê é composto por um representante 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 atribuição do Diretor de Planejamento e 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.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

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.

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.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

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.

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.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

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.

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

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, 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.

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.

5.4 - Outras informações relevantes

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.

- 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 IPR-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.

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

6.3 - Breve histórico

Mercado, tendo IPR-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 2011

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)] pela Fitch Ratings

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 2009

Evento	**Aquisição de empresas do Projeto Trairí**
Principais condições do negócio	A Companhia, através de sua controlada integral Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP) - anteriormente denominada Gama Participações Ltda. (Gama) - adquiriu em novembro de 2009, pelo montante de R$ 3 milhões, a totalidade do capital social de 7 (sete) empresas que possuíam projetos de geração de energia eólica no Estado do Ceará, denominado Projeto Trairí, cuja capacidade instalada é de 121,9 MW. Os projetos adquiridos possuem medições de vento, certificação de geração de energia, licenças ambientais prévias e contrato de arrendamento e, em fase de execução, os projetos básicos e de impacto ambiental, exigidos para a licença de instalação. Em 14.12.2009, a Companhia participou com quatro desses projetos no leilão de energia de reserva de fonte eólica promovido pela Aneel, não tendo sucesso no leilão de venda de energia, em função dos preços terem ficado abaixo do retorno mínimo exigido pela controladora indireta, Tractebel Energia, para projetos desta natureza. Nos dias 25 e 26.08.2010 a Companhia participou com os mesmos projetos no Leilão de Energia de Reserva e do Leilão de Fontes Alternativas, promovidos pela Aneel e, do mesmo modo, não tiveram êxito na comercialização da energia do Projeto. A implantação de parte desse projeto foi aprovada em 2011, conforme mencionado no item a seguir relativo aos principais eventos societários de 2011.
Sociedades envolvidas	Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP) controlada integral da Companhia.
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Tractebel Energia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Tractebel Energia.

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

Evento	Aquisição da Companhia Energética Estreito (CEE) - atual denominação da SUEZ Energia Renovável S.A. (SER)
Principais condições do negócio	Em 21.12.2009, a Companhia assinou o contrato de compra e venda da totalidade das ações ordinárias de emissão da CEE, empresa controlada pela GSELA. A CEE detém participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado em 05.11.2002 para a implantação e exploração da Usina Hidrelétrica Estreito (UHE Estreito), com capacidade instalada de 1.087 MW e energia assegurada de 641,08 MW médios. A energia assegurada desta Usina será reduzida para 590,41 MW médios após a entrada em operação comercial da Usina Hidrelétrica Serra Quebrada, prevista para janeiro de 2017, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). 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 concessão da UHE Estreito é compartilhada entre as consorciadas do Ceste, na proporção de suas respectivas participações no consórcio. O total dos aportes realizados pela GSELA na CEE até a data da assinatura do contrato foi de R$ 324 milhões. Conforme previsto no artigo 256, § 1º da Lei das Sociedades Anônimas e com base nos resultados apontados no Laudo de Avaliação, realizado pelo Banco Santander Brasil, foi definido o preço de compra de R$ 604 milhões, sendo (i) R$ 302 milhões pagos no prazo de até 30 dias contados da assinatura do contrato, atualizados monetariamente pela variação do IPCA e acrescidos de juros remuneratórios à taxa de 6% ao ano *pro rata temporis*, desde 21.12.2009 até a data de seu efetivo pagamento; e (ii) R$ 302 milhões pagos (a) até 31.07.2010, desde que obtidas as anuências prévias referidas a seguir, ou (b) caso as mesmas não tenham sido obtidas até 31.07.2010, em até 10 dias úteis após a obtenção da última anuência prévia necessária, atualizados monetariamente pela variação do IPCA e acrescidos de juros remuneratórios à taxa de 6% ao ano pro rata *temporis*, desde a presente data até a data de seu efetivo pagamento. A primeira parcela no montante atualizado de R$ 304 milhões foi paga no dia 19.01.2010 e a 2º, no valor atualizado de R$ 329 milhões, foi quitada em 25.10.2010.

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

Evento	Aquisição da Companhia Energética Estreito (CEE) - atual denominação da SUEZ Energia Renovável S.A. (SER) - continuação
Principais condições do negócio (continuação)	A eficácia da aquisição estava sujeita a condições suspensivas usuais em transações dessa natureza, incluindo, mas sem limitação, a aprovação da aquisição pela Aneel a anuência de terceiros, incluindo o BNDES e outras instituições financeiras credoras da CEE, nos termos dos respectivos contratos de financiamento celebrados pela CEE. Dessa forma, o investimento só foi reconhecido pela Companhia em julho de 2010, depois de atendidas todas essas condições suspensivas estabelecidas no contrato. Vide informações complementares nos principais eventos societário relativos ao ano de 2010 apresentados a seguir.
Sociedades envolvidas	GDF SUEZ Energy South America Participações Ltda. (GSELA), controladora da Companhia, Companhia Energética Estreito (CEE) e Tractebel Energia S.A. (TBLE)
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Tractebel Energia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Tractebel Energia.

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).

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

Evento	Alienação do Projeto Seival (continuação)
Principais condições do negócio (continuação)	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, sujeito a descontos e ajustes decorrentes de dívidas, passivos e insubsistência ativas desconhecidas e não registradas que eventualmente poderiam ser identificadas no processo de auditoria realizado. Naquela data a 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 que a Delta detinha no capital da Seival. O valor remanescente, de R$ 14 milhões, só seria quitado após o cumprimento das condições precedentes estabelecidas no acordo. Vide informações complementares nos principais eventos societário relativos ao ano de 2011 apresentados a seguir.
Sociedades envolvidas	Delta Energética S.A. (Delta), Seival Participações S.A. (Seival), Usina Termelétrica Seival Ltda. (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	Aquisição da Companhia Energética Estreito (CCE) - continuação
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 Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da Companhia, realizada em 19.10.2010. 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. Na AGE de 19.10.2010, o acionista controlador da Companhia, GSELA, se absteve da votação.
Sociedades envolvidas	GDF SUEZ Energy South America Participações Ltda. (GSELA), controladora da Companhia, Companhia Energética Estreito (CEE) e Tractebel Energia S.A. (TBLE)
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	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.

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 - continuação**
Principais condições do negócio (continuação)	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	Energia América do Sul Ltda. (EAS), Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA) e Tractebel Energia S.A. (TBLE)
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 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 dos seguintes parques eólicos na Região Nordeste do Brasil: Central Eólica Mundaú S.A., Central Eólica Fleixeiras I S.A., Central Eólica Trairi S.A., Central Eólica Guajiru S.A. e Eólica Porto das Barcas S.A., 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 estão instalados no Município de Trairí, Estado do Ceará (CE) e o último no Município de Parnaíba, Estado do Piauí (PI).

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

Evento	Projetos eólicos na Região Nordeste (continuação)
Principais condições do negócio (continuação)	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 já foram concedidas pela Aneel. A Companhia também concluiu a contratação das empresas responsáveis pelo fornecimento dos equipamentos e pela montagem das torres e aerogeradores, com capacidade de geração de 2,3 MW, cada. Os projetos executivos estão sendo realizados, os equipamentos estão em processo de fabricação e os trabalhos de construção civil nos parques eólicos do Ceará já foram iniciados. Com referência ao projeto localizado no Piauí, a Companhia ainda está no aguardo da liberação da licença de instalação e, por isso, transferiu, em fevereiro de 2012, a Eólica Porto das Barcas S.A., proprietária do projeto, da *holding* EEN para a TBLP, visando facilitar a obtenção e liberação da linha de crédito negociada junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), para financiamento dos parques eólicos do Projeto Trairí, cujas licenças de instalação já foram emitidas.
Sociedades envolvidas	Tractebel Energia S.A. (TBLE), TBLP, Energias Eólicas do Nordeste S.A. (EEN), Eólica Porto das Barcas S.A., Central Eólica Trairí S.A., Central Eólica Mundaú S.A., Central Eólica Fleixeiras I S.A. e Central Eólica Guajiru S.A.
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 28.03.2011 a Aneel concedeu sua anuência à transferência do controle, tendo a Companhia, a partir da publicação desta decisão, 90 dias para finalizar a transferência das ações. 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 controlada 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 Energética S.A. (Delta), Seival Participações S.A. (Seival), Usina Termelétrica Seival Ltda. (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.

6.6 - 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

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes sobre este item "6".

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.

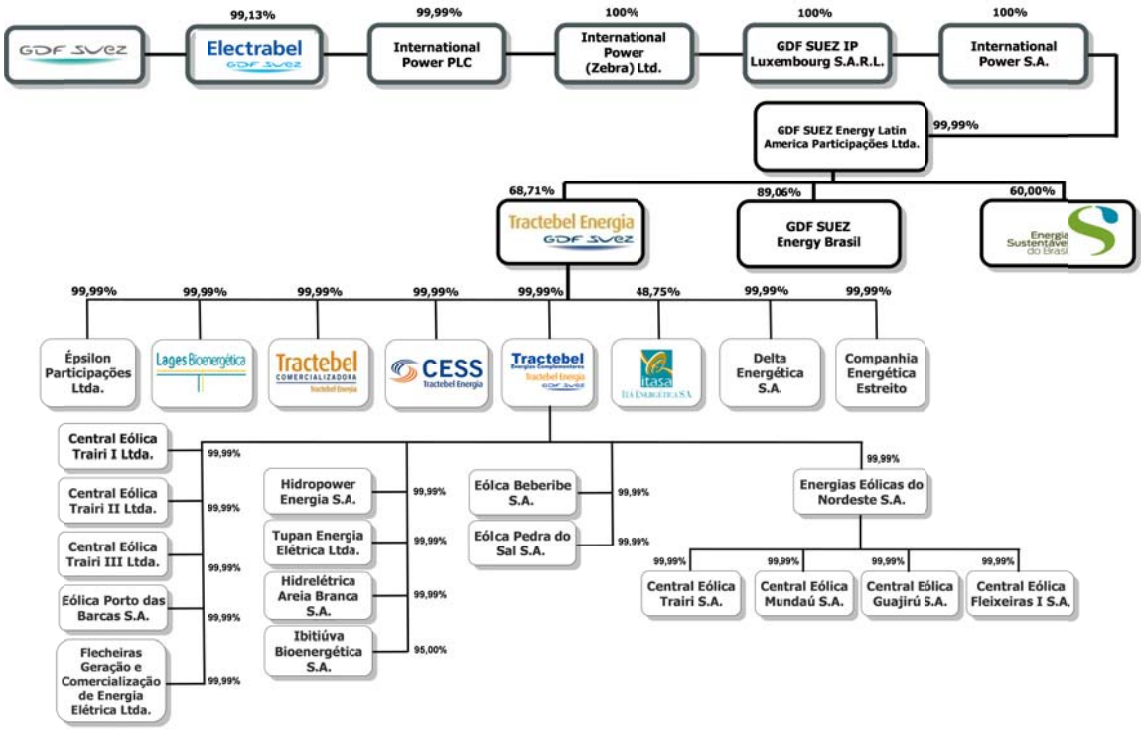
Estrutura Societária

O organograma a seguir apresenta a estrutura societária da Tractebel Energia. Como pode ser observado, a Companhia detém 99,99% de grande parte dos seus investimentos, exceções feitas à participação de 48,75% na controlada 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



Informações sobre as controladas

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

A Itasa tem como objetivo a exploração da Usina Hidrelétrica 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 e do Rio Grande do Sul, 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 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.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

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

A aquisição da CEE pela Companhia ocorreu em agosto de 2010, sendo que em outubro a transação foi ratificada em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) por unanimidade dos acionistas minoritários que votaram a matéria. A CEE pertencia anteriormente à GSELA, controladora da Tractebel Energia.

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. A energia assegurada desta Usina será reduzida para 590,41 MW médios após a entrada em operação comercial da Usina Hidrelétrica Serra Quebrada, prevista para janeiro de 2017, 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 em fevereiro de 2012 e a sexta em maio de 2012. Em agosto de 2012 a sétima unidade geradora também iniciou a sua operação comercial, restando apenas a entrada da oitava unidade, cuja expectativa é que ocorra até o final do ano de 2012.

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).

Companhia Energética São Salvador (CESS)

A CESS detém a concessão da Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA ou 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.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

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 foi 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.

Delta Energética S.A. (Delta)

Esta empresa detinha 99,99% do capital social da Seival Participações S.A. (Seival), uma *holding* de propósito específico, detentora de 99,99% do Capital Social da Usina Termelétrica Seival Ltda. (UTE 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.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Energia América do Sul Ltda. (EAS) (Incorporada pela Companhia em 30.12.2010)

A EAS era uma controlada da Companhia que possuía o controle acionário da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA), empresa que foi incorporada pela EAS em 30.12.2010. A PPESA por sua vez, detinha a concessão da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP ou UHE Ponte de Pedra), uma usina hidrelétrica com capacidade instalada de 176,1 MW e energia assegurada de 131,6 MW médios. A usina está localizada no Rio Correntes, Estado do Mato Grosso do Sul (MS) e está em operação comercial desde setembro de 2005. A Usina possui isenção parcial de 75% do imposto de renda pelo prazo de 10 anos, a partir do exercício de 2006, por estar localizada em área incentivada da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam). A PPESA possui contrato de venda da totalidade de sua geração para a Cemig, pelo prazo de 20 anos, a partir do início da produção comercial da usina, o qual ocorreu em julho de 2005.

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 alternativas de sua controladora Tractebel Energia.

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

- Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan)

A Tupan detém autorização outorgada pela Aneel, até 2032, para explorar a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Rondonópolis, com capacidade instalada de 26,6 MW, e está em operação comercial desde dezembro de 2007. A PCH está localizada no Município de Rondonópolis, Estado do Mato Grosso (MT), no Rio Ponte de Pedra e, essa PCH tem energia assegurada de 14,0 MW médios. A Tupan 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, em operação comercial desde fevereiro de 2007. Localizada no Município de Rondonópolis (MT), no Rio Ponte de Pedra, essa PCH tem energia assegurada de 11,9 MW médios. A Hidropower possui 80,79 GWh/ano de energia contratada até 2027 com a Eletrobras, através do Proinfa.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

- 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, em operação comercial desde março de 2010. Localizada no Município de Caratinga, Estado de Minas Gerais (MG), essa PCH energia tem energia assegurada de 10,9 MW médios. A Areia Branca 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 operação comercial desde setembro de 2008. Localizada no Município de Beberibe, Estado do Ceará (CE), essa usina tem energia assegurada de 9,8 MW médios. A Beberibe possui 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 tem energia assegurada de 7,82 MW médios. A Pedra do Sal possui 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. Essa usina, quando implantada, estará localizada no Município de Parnaíba, Estado do Piauí (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 virtude de ainda não ter obtido a licença de instalação.

- Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)

A Ibitiúva é SPE criada para construir e gerenciar o projeto e a operação da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética (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.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

A Companhia é resultante da parceria entre a TBLP, controlada da Tractebel Energia, a Andrade Açúcar e Álcool S.A. (Andrade Açúcar e Álcool) 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 (Consórcio), do qual a Ibitiúva e a Andrade Açúcar e Álcool 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 UTE Ibitiúva Bioenergética 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, cujo acionista majoritário é o Grupo Guarani. O início da operação comercial ocorreu em maio de 2010.

-Flecheiras Geração e Comercialização de Energia Elétrica Ltda.(Flecheiras)

Em fevereiro de 2013, foi adquirido 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.

-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 aprovados pelo Conselho de Administração em março de 2011.

Em 31.12.2011 a EEN é controladora das seguintes empresas e projetos de geração de energia eólica adquiridos em agosto de 2001, denominados "Projeto Trairí" e estabelecidos 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 eólicas Pedra do Sal, 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) divulgado (s) 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%, 99,6% e 97,0%, respectivamente, da receita líquida de vendas da Companhia nos anos de 2011, 2010 e 2009.

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					
	2011		2010		2009	
Segmento	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Energia Elétrica	4.309	99,5%	4.087	99,6%	3.445	97,0%
Outras receitas (prestação de serviços, venda de vapor, de cinzas, etc.)	18	0,5%	13	0,4%	52	3,0%
Total	**4.327**	**100%**	**4.100**	**100%**	**3.497**	**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					
	2011		2010		2009	
Segmento	Lucro líquido	% do total	Lucro líquido	% do total	Lucro líquido	% do total
Energia Elétrica	1.448	100%	1.212	100%	1.091	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

A Companhia é detentora de um Parque Gerador composto pelas seguintes fontes geradoras de energia: 9 (nove) hidrelétricas (UHE), 6 (seis) termelétricas (UTE), 3 (três) Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), 2 (duas) eólicas e 2 (duas) 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 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. O quadro abaixo apresenta um resumo das informações sobre o Parque Gerador da Companhia:

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	21,2
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**	**162,9**
Total			**8.630,0**	**6.907,6**

(*) 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 85,7%, passando de 3.719 MW para 6.908 MW. A energia assegurada, nesse mesmo período, passou de 2.143 MW médios para 3.811 MW médios - considerando a mesma base - ou seja, um incremento de 77,8%.

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 4.760 MW médios.

De acordo com informações divulgadas pela Aneel, ao final de dezembro de 2011, 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 cerca de 6% da geração de eletricidade do Sistema Interligado Nacional, que por sua vez representa a quase totalidade do Brasil.

ii) Índices de Geração

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%.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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.

Ano 2009 - A produção total de energia elétrica da Companhia foi de 31.763 GWh ou 3.626 MW médios, 4,5% inferior ao volume produzido no mesmo período do ano anterior. Tal decréscimo foi devido, principalmente, às condições hidrológicas desfavoráveis, particularmente no primeiro semestre do ano na região Sul do país, onde se concentra praticamente todo o parque hidrelétrico da empresa. Cabe ainda informar que no decorrer do ano entraram em operação comercial a UHE São Salvador e o Usina Eólica Pedra do Sal que contribuíram com uma geração no ano de 393 GWh (45 MW médios).

Geração bruta medida nos 3 (três) últimos exercícios:

	Produção (GWh)		
Usinas	**2011**	**2010**	**2009**
Usina Hidrelétrica Itá (UHIT) (em consórcio)	9.600	8.764	6.777
Usina Hidrelétrica Salto Santiago (UHSS)	9.454	9.273	6.760
Usina Hidrelétrica Machadinho (UHMA) (em consórcio)	7.215	6.210	4.799
Usina Hidrelétrica Estreito (UHET)	1.688	-	-
Usina Hidrelétrica Salto Osório (UHSO)	6.423	6.226	4.728
Usina Hidrelétrica Cana Brava (UHCB)	2.524	2.663	1.574
Usina Hidrelétrica Passo Fundo (UHPF)	1.284	1.264	988
Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA)	1.342	1.422	346
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP)	1.188	1.225	1.279
Usinas Hidrelétricas - Subtotal	**40.718**	**37.047**	**27.251**
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL)	3.575	4.871	3.917
Usina Termelétrica William Arjona (UTWA)	1	328	-
Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH)	124	222	261
Usina Termelétrica Alegrete (UTAL)	1	-	-
Usinas Termelétricas - Subtotal	**3.701**	**5.421**	**4.178**

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usinas	Produção (GWh)		
	2011	2010	2009
Usina de Cogeração Lages (UCLA)	57	70	58
Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética (UTIB)	193	123	-
PCH Rondonópolis (PHRO)	84	76	88
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha (PHJG)	72	62	79
PCH Areia Branca (PHAB)	83	56	-
Usina Eólica Beberibe (UEBB)	65	76	62
Usina Eólica Pedra do Sal (UEPS)	50	55	47
Usinas de Fontes Complementares - Subtotal	**604**	**518**	**334**
Total	**45.023**	**42.986**	**31.763**

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
2011	93%
2010	94%
2009	95%

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 ONS em julho de 2000 e a quinta em março de 2001.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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.

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 Estado do Paraná, no município de Saudade do Iguaçu. O início das atividades ocorreu em 1980, sendo que a primeira das 4 (quatro) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho no Sistema Integrado Nacional 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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, os acionistas da Maesa têm direito a 83,06% (destes, 2,82% pertencem à Companhia, como acionista da Maesa), ou seja, 392,87 MW médios (destes, 11,09 MW médios pertencem à Companhia), que correspondem a sua parte na energia assegurada da UHMA. Os outros 16,94%, ou seja, 80,13 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 136,13 MW médios, são inteiramente da Companhia.

Portanto, pode-se afirmar que 147,22 MW médios de energia assegurada da UHMA pertencem integralmente à Companhia.

A Maesa foi constituída com o propósito de viabilizar o financiamento para a construção e implantação da UHMA, empreendimento esse em que os acionistas compartilham a concessão para exploração, sendo consorciados. Em razão da quitação dos financiamentos, seus acionistas decidiram pela cisão e consequente incorporação de seu patrimônio líquido proporcionalmente às participações detidas. Esta cisão e incorporação foi aprovada pelo Conselho de Administração da Tractebel Energia em 04.12.2012 e ratificada pela Assembleia Geral Extraordinária em 20.02.2013. O patrimônio líquido incorporado foi de R$ 16 milhões. A extinção da Maesa não resultou em qualquer alteração na participação de energia oriunda da UHMA detida pela Tractebel Energia.

Usina Hidrelétrica Estreito (UHET): A UHE 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 fevereiro de 2012 a 5ª (quinta) unidade geradora entrou em operação comercial. As outras 3 (três) unidades geradoras remanescentes estão previstas para entrar em operação ainda ao longo do ano de 2012.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A UHET está sendo 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 Estado do Paraná, no município de Quedas do Iguaçu. O início das atividades ocorreu em 1975, sendo que a primeira das 6 (seis) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho no Sistema Integrado Nacional 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 ao norte do Estado do Rio Grande do Sul, no município Entre Rios do Sul. O início da operação ocorreu no ano de 1973, sendo que a primeira unidade geradora foi disponibilizada para despacho no Sistema Integrado Nacional 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 e Paranã, no Estado do Tocantins. 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.

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 Estado do Mato Grosso, no Município de Sonora. 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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, Estado do Mato Grosso (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 e Ipanema, Estado de Minas Gerais (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. Localiza-se no Município de Capivari de Baixo, Estado de Santa Catarina. 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 Sistema Interligado Nacional 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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. Esta usina está localizada no Município de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul. 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 permite 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, Estado do Rio Grande do Sul, próximo a Porto Alegre, um importante centro consumidor de energia elétrica. As operações da Usina tiveram início em 1962, sendo que a primeira das 4 (quadro) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho no Sistema Integrado Nacional 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, no Estado do Rio Grande do Sul. O início das operações ocorreu em 1968, sendo que ambas as unidades geradoras foram disponibilizadas para despacho no Sistema Integrado Nacional 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, em Santa Catarina, 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 energia assegurada de 9,8 MW médios. A Eólica Beberibe localiza-se no Município de Beberibe, Estado do Ceará, e é constituída por 32 (trinta e dois) aerogeradores que se utilizam da força dos ventos para a geração de energia. 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 energia assegurada de 7,82 MW médios. A Eólica Pedra do Sal localiza-se no Município de Parnaíba, Estado do Piauí, e é constituída por 20 (vinte) aerogeradores que se utilizam da força dos ventos para a geração de energia. 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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, Estado de São Paulo, e utiliza como combustível o bagaço resultante do processamento da cana-de-açúcar da Usina Andrade Açúcar e Álcool, do Grupo Guarani. O início da operação comercial ocorreu em maio de 2010.

Essa usina é resultante da parceria entre a Tractebel Energias Complementares Participações Ltda., controladora da Ibitiúva Bioenergética S.A., da Andrade Açúcar e Álcool S.A. e da Mega Consultoria Ltda. 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 anos. Os acionistas atuais da Ibitiúva são a TBLP, com 95% de participação e Andrade Açúcar e Álcool com os 5% remanescentes.

A Companhia possui a participação de 72,90% no Consórcio Andrade, responsável pela exploração da UTE Ibitiúva Bioenergética, através da controlada indireta Ibitiúva Bioenergética, o que corresponde a 21,2 MW da capacidade instalada desta Usina. A participação remanescente de 27,1% pertence a Andrade Açúcar e Álcool.

iv) Percentuais já depreciados dos ativos das usinas em 31.12.2011

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		
Itá (em consórcio)	2000 e 2001	32,24
Salto Santiago	1980	68,75
Machadinho (em consórcio)	2002	27,06
Estreito (em consórcio)	2011	1,17
Salto Osório	1975 a 1981	66,40
Cana Brava	2002	25,78
Passo Fundo	1973	69,06
São Salvador	2009	7,72
Ponte de Pedra	2005	20,49
Térmicas		
Jorge Lacerda A (UTLA) (unidades I a IV)	1965 a 1974	77,58
Jorge Lacerda B (UTLB) (unidades V e VI)	1979 e 1980	85,88
Jorge Lacerda C (UTLC) (unidade VII)	1997	73,23
William Arjona	1999 e 2001	52,58
Charqueadas	1962	71,36
Alegrete	1968	78,90

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usina	Entrada em Operação	% Depreciação Média
Complementares		
Cogeração Lages	2003	32,63
Termelétrica Ibitiúva Bioenergética (em consórcio)	2010	9,77
Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis	2007	15,96
Pequena Central Hidrelétrica Engenheiro José Gelazio da Rocha	2007	17,88
Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca	2010	8,55
Eólica Beberibe	2008	16,00
Eólica Pedra do Sal	2008	14,05

(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 o Operador Nacional do Sistema - 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 está totalmente protegida contra perdas por lucro cessante, causadas por sinistros que originem interrupção de produção de energia.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 31.12.2011, em termos de capacidade instalada e energia assegurada, de acordo com as informações da Aneel.

A Companhia atua predominantemente no mercado brasileiro, sendo pequena e indireta a sua atuação no mercado externo. Em 31.12.2011, no Brasil, a Companhia atendia consumidores livres localizados nos Estados de São Paulo, Bahia, Goiás, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Paraíba, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Santa Catarina e Espírito Santo, 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% em 2009 e 2010, subindo para 30% em 2011.

É estratégia da Companhia sustentar a participação do segmento de consumidores livres em sua carteira de contratos. Para tanto, adota uma política ativa de fidelização de clientes que possibilita a adequação da compra de energia ao processo produtivo de cada consumidor.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Adicionalmente, 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 agosto de 2010, apontou um índice de satisfação de clientes muito satisfeitos de 73,0%. Agregando-se clientes satisfeitos e muito satisfeitos o percentual obtido na pesquisa em 2010 foi de 96,9%. A próxima pesquisa está planejada para o segundo semestre de 2012.

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 dos mesmos; e (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.

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, mais concentrados nos Submercados Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

	31.12.2011		31.12.2010		31.12.2009	
Em R$ milhões	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**
Mercado nacional						
Distribuidoras	2.463	56,92	2.425	59,15	2.102	60,11
Comercializadoras	478	11,05	555	13,54	510	14,58
Consumidores livres	1.127	26,05	817	19,93	719	20,56
CCEE	88	2,03	260	6,34	53	1,52
Outras	18	0,41	13	0,31	52	1,49
	4.174	**96,46**	**4.070**	**99,27**	**3.436**	**98,26**
Mercado externo						
Exportação de energia	**153**	**3,54**	**30**	**0,73**	**61**	**1,74**
	4.327	**100,00**	**4.100**	**100,00**	**3.497**	**100,00**

Dentre os clientes livres atendidos pela Companhia, destacam-se empresas que atuam nos setores de papel e celulose, fertilizantes, gases industriais, químico e petroquímico, automobilístico, cerâmica, cimento e vidro, metalurgia e serviços diversos, supridos por meio de Contratos adaptados às suas necessidades, flexíveis em relação ao volume e tempo de duração.

Setor	**% MWh**
Químico e Petroquímico	10,5
Celulose e Papel	9,9
Metalurgia	9,7
Automotivo	9,0
Cerâmica, Cimento e Vidro	8,8
Fertilizantes	8,7
Gases industriais	8,1
Mineração	6,8
Borracha e Plástico	6,7
Eletroeletrônica	5,9
Siderurgia	4,4
Bebidas e Fumo	3,9
Outros	7,6
Total	**100,0**

Em 31.12.2011, a Companhia atendia aproximadamente 185 unidades consumidoras no segmento de Consumidores Livres, localizadas nos seguintes Estados: São Paulo, Goiás, Paraná, Rio de Janeiro, Bahia, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Minas Gerais, Santa Catarina, Espírito Santo e Paraíba. Dentre os Consumidores Industriais atendidos pela Companhia, destacavam-se: ArcelorMittal, Braskem, Vale, Votorantim, White Martins, Volkswagen, Stora Enso , Tupy, Pirelli e Ambev, entre outros.

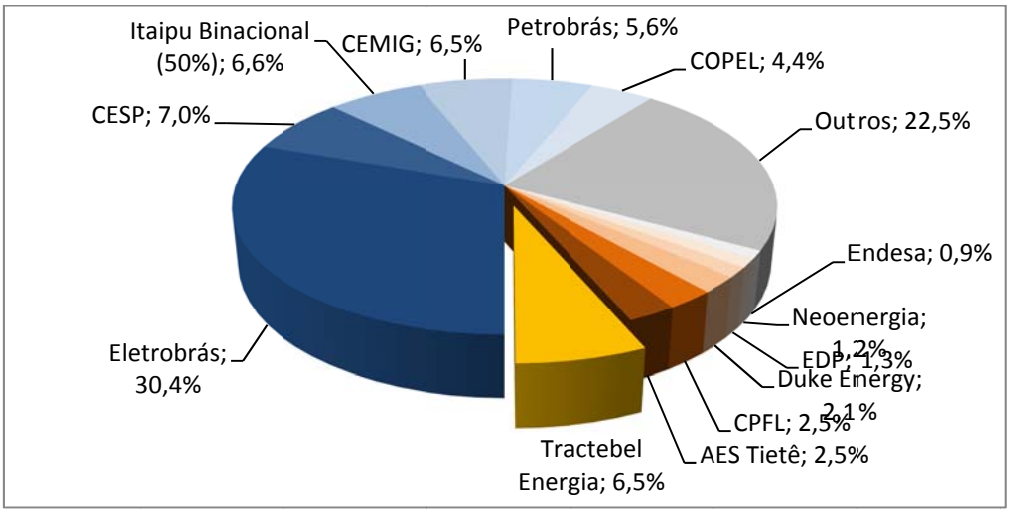
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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.

Condições de competição nos mercados

O setor elétrico brasileiro é caracterizado pela atuação das companhias estatais, principalmente no que se refere à geração de energia elétrica, segmento de atuação da Companhia.

Em 31.12.2011, a Companhia possuía Capacidade Instalada de 6.689,8 MW, o que correspondia a uma participação de 6,5% no mercado brasileiro de energia elétrica. Os principais concorrentes da Companhia, com controle estatal, eram: Eletrobras, Companhia Energética de São Paulo (CESP), Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), Petrobras e Companhia Paranaense de Energia (Copel), além das seguintes empresas que possuem controle privado: AES Tietê, CPFL Energia, Duke Paranapanema e EDP Energias do Brasil.



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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Posicionamento no mercado competitivo

A Tractebel Energia vem sustentando nos últimos anos a sua posição de principal geradora privada do país. Em 2011 a Tractebel Energia iniciou a implantação de cinco parques eólicos na Região Nordeste – um no Piauí e quatro no Ceará – totalizando 145,4 MW médios de capacidade instalada. A atual capacidade instalada da Companhia, incluindo a participação nos consórcios Ita, Machadinho e Estreito – considerando a motorização completa da UHE Estreito, é de 6.907,6 MW, dos quais aproximadamente 80,5% em usinas hidrelétricas, 17,2% em termelétricas e 2,3% em energias complementares.

Esse portfólio de geração é compatível com o nível de risco desejado pela Companhia 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), atendidos por meio de contratos flexíveis no tocante ao volume e à duração. Adicionalmente, no segmento de consumidores livres, a Companhia adota a estratégia de diversificação de vendas entre indústrias de diferentes setores da economia.

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, aproveitando as vantagens que desfruta por operar plantas com diferentes portes, características e combustíveis. 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 IPR - 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

d. Eventual sazonalidade

A energia assegurada da Companhia está em grande parte contratada para os próximos anos, razão pela qual não há perspectiva de eventual sazonalidade em sua estratégia de venda de energia. A energia atualmente descontratada deverá ser gradativamente negociada nos anos subsequentes e, no caso de não contratação, ela poderá ser negociada através de transações de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (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.

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. (Copelmi). Em ambos os casos, estes fornecedores tradicionais vêm, há décadas, suprindo as necessidades de consumo da Companhia, decorrentes do atendimento dos requisitos eletroenergéticos do Sistema Interligado Nacional 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 prazos 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), competindo à Eletrobras o gerenciamento da sua utilização para fins de reembolso. Esta subvenção 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).

No que diz respeito ao combustível secundário - derivados de petróleo: óleo combustível e óleo diesel - que é consumido no CTJL e 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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

totalidade do combustível secundário que se faz necessário à operação tem sido objeto de reembolso integral pela CDE.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 Petróleo Brasileiro S.A. (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 Superior Tribunal de Justiça, 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.

Em razão de decisão judicial de primeira instância, datada de 20.11.2009, a MSGÁS restabeleceu as condições de entrega de gás natural para a UTWA (pressurização do ramal) no dia 26.11.2009, de modo que, desde então, os volumes de gás natural que se fazem necessários à adequada operação da UTWA tem sido regularmente fornecidos, possibilitando o atendimento do despacho requerido pelo ONS.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Ainda, de acordo com a mencionada decisão judicial, o contrato deve permanecer válido até o dia 15.06.2013 pelo acréscimo do prazo de interrupção referente ao trâmite da ação ordinária.

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.

Óleo combustível

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, sendo que a UTAL foi despachada comercialmente pela última vez 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. Já no período de 11 a 14.12.2011 a Usina foi despachada para o cumprimento de testes de geração estabelecidos pela Aneel e ONS. 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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.

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% da receita líquida de vendas da Companhia, no exercício social encerrado em 31.12.2011 é o seguinte:

Clientes	%	Valor em R$ milhões
Rio Grande Energia S.A. (RGE)	15,12	652

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 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, não ocorra uma renovação, a Companhia ofertará essa energia, possivelmente, em novos contratos para consumidores livres, comercializadoras ou distribuidoras de energia, contribuindo assim para uma redução de possíveis efeitos sobre o citado segmento operacional.

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. Concessões de geração anteriores a 11.12.2003 poderão 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. 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 que, segundo interpretação da legislação específica, não 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:

- **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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **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.
- **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 feita 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 do Órgão Regulador

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

	Empresa	Capacidade instalada MW	Data do ato	Vencimento
I – Concessões				
UHE Itá	Tractebel Energia /Itasa	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Salto Santiago	Tractebel Energia	1.420	28.09.1998	27.09.2028
UHE Machadinho	Tractebel Energia	1.140	15.07.1997	14.07.2032
UHE Estreito	Consórcio Estreito 1	1.087	26.11.2002	26.11.2037
UHE Salto Osório	Tractebel Energia	1.078	28.09.1998	27.09.2028
UHE Cana Brava	Tractebel Energia	450	27.08.1998	26.08.2033
UHE Passo Fundo	Tractebel Energia	226	28.09.1998	27.09.2028
UHE São Salvador	CESS	243	23.04.2002	22.04.2037
UHE Ponte de Pedra	PPESA	176	01.10.1999	30.09.2034
II–Autorizações				
Complexo Jorge Lacerda	Tractebel Energia	857	28.09.1998	27.09.2028
UTE William Arjona	Tractebel Energia	190	02.06.2000	28.04.2029
UTE Charqueadas	Tractebel Energia	72	28.09.1998	27.09.2028
UTE Alegrete	Tractebel Energia	66	28.09.1998	27.09.2028
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28	30.10.2002	29.10.2032
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade 2	40	05.04.2000	04.04.2030
PCH Rondonópolis	Tupan	27	19.12.2002	18.12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	19.12.2002	18.12.2032
PCH Areia Branca	Areia Branca	20	03.05.2000	02.05.2030
EOL Beberibe	Beberibe	26	04.08.2003	03.08.2033
EOL Pedra do Sal	Pedra do Sal	18	02.10.2002	01.10.2032

A Companhia possui direta e indiretamente 1.090 MW, 404 MW e 435,56 MW da capacidade instalada da UHE Itá, da UHE Machadinho e da UHE Estreito, correspondentes, respectivamente, às suas participações acionárias e/ou em consórcio.

[1] As consorciadas do Consórcio Estreito são a controlada CEE (40,07%), Vale S.A. (30,%), Estreito Energia S.A. – empresa do Grupo Alcoa (25,49%), e Intercement Brasil S.A., entidade do Grupo Camargo Corrêa (4,44%).

[2] As consorciadas do Consórcio Andrade são a controlada Ibitiúva (72,90%) e a Andrade Açúcar e Álcool (27,10%).

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

As concessões e autorizações pertencentes à Tractebel Energia resultaram do leilão de privatização da Companhia realizado em setembro de 1998, exceto quanto à UHE Cana Brava e a UHE Ponte de Pedra, que foram incorporadas pela Companhia, cujas concessões foram adquiridas pelos controladores de cada um destes empreendimentos através de leilões.

As demais concessões pertencentes a controladas da Companhia obedeceram às regras do setor elétrico, via leilão, aquisição ou obtenção direta de outorgas de autorização para implementar e operar tais empreendimentos.

Principais Entidades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia (MME)

O MME é o principal órgão regulador 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.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 privados, 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)

Em 12.08.2004, o Governo Federal editou decreto estabelecendo a regulamentação aplicável à CCEE que, em 10.11.2004, sucedeu o Mercado Atacadista de Energia (MAE), absorvendo todas as suas atividades e ativos.

Um dos principais papéis 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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)

Em 16.08.2004, o Governo Federal criou a EPE e aprovou seu estatuto social por meio do Decreto n.º 5.184. 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 10.874 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 paralelos 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; e (ii) um Ambiente de Contratação Livre, 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 Garantia Física de Lastro de geração 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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, paralelamente, 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 são indexados ao dólar norte-americano e estabelecidos em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. Consequentemente, os preços para UHE Itaipu estão sujeitos à variação da taxa de câmbio dólar/real.

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 todas as distribuidoras do SIN, que são obrigadas a oferecer garantias às geradoras. As contratações entre as distribuidoras e geradoras preveem a entrega da energia sempre a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, 3 (três) 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 com as 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 ou diminuir o fornecimento de energia elétrica e, neste caso, terão que comprar a energia no mercado, de forma a cumprir seus compromissos de fornecimento.

De outra forma, nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a unidade 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.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a previsão de mercado de cada distribuidora é o principal fator na determinação do volume de energia a ser contratado pelo sistema. As distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades projetadas de energia elétrica e não mais os 95% estabelecidos no modelo anterior. 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

O Decreto n.º 5.163 de 30.07.2004, que regula a negociação de energia elétrica no âmbito da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite às Distribuidoras reduzirem 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.

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 no curto, médio e longo prazo 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

Caso o consumidor opte pelo ACL, somente poderá retornar ao mercado regulado mediante o envio de notificação à distribuidora local com antecedência de 5 (cinco) anos, podendo a distribuidora aceitar prazo inferior a seu exclusivo critério.

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 estas unidades 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.

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 até seu limite de lastro de geração. Os agentes vendedores que não cumprirem estas exigências estarão sujeitos às penalidades por insuficiência de Lastro.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Os Leilões de Energia

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, 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. A única exceção a esta regra acontecerá no leilão de ajuste, no qual os contratos celebrados entre agentes vendedores e distribuidoras serão específicos, observadas as diretrizes gerais fixadas pela Aneel. 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 3 (três) 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).

Os preços de energia mencionados a seguir nas informações sobre os leilões estão apresentados pelos seus valores históricos.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O Leilão de 2004

Em 07.12.2004, a CCEE conduziu o primeiro leilão com base nos procedimentos previstos pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Referido leilão tinha como objetivo a comercialização de energia proveniente de empreendimentos já existentes (leilão de energia existente). As distribuidoras e geradoras entregaram, até o dia 02.12.2004, suas estimativas de projeção de demanda de energia elétrica para os cinco anos subsequentes e os montantes a serem adquiridos para atendimento de suas demandas em relação a contratos com início de suprimento nos anos de 2005, 2006 e 2007. Baseado nessas informações, o MME estabeleceu o montante total de energia a ser negociado no leilão de 2004 e a lista de empresas geradoras participantes do leilão. O leilão ocorreu em duas fases, por meio de um sistema eletrônico.

Após a conclusão do leilão de 2004, as geradoras e as distribuidoras celebraram CCEAR estabelecendo os termos, condições, preços e montantes de energia contratada. As distribuidoras apresentaram garantias de forma a assegurar o pagamento do montante devido às geradoras, podendo optar entre fiança bancária, dação de recebíveis em montante equivalente a 100% da média do valor das últimas três faturas relativas ao CCEAR e cessão de Certificado de Depósito Bancário.

Em complemento ao leilão inicial de energia realizado em dezembro de 2004, visando à contratação de energia para os anos de 2008 e 2009 e à cobertura da demanda não contratada no 1° leilão, foram realizados três leilões em 2005.

Assim, ao longo do ano de 2005, buscou-se uma consolidação do Novo Modelo do Setor Elétrico em relação à garantia de suprimento e modicidade tarifária, por meio da realização de leilões de energia existente e de energia nova no Ambiente de Contratação Regulada, e na regulação específica de artigos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e do Decreto n° 5.163 de 30.07.2004.

Leilão de Energia Existente

Após o 1º leilão de energia existente acima referido, ocorreu, em abril de 2005, o segundo leilão de energia existente, de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Foi vendido no leilão um total de 1.325 MW médios, correspondente a apenas 23% da energia inicialmente prevista pelo MME para 2008. Tal energia foi vendida a um preço médio de R$ 83,13/MWh.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em outubro de 2005, foram realizados o terceiro e quarto leilões de energia existente, com preços médios de R$ 62,95/MWh para entrega de energia entre 2006 e 2008 e R$ 94,91/MWh para entrega de energia entre 2009 e 2016. Os volumes de energia vendidos foram de 102 MW médios (lotes) para entrega entre 2006 e 2008 e de 1.166 MW médios para entrega entre 2009 e 2016.

Mesmo com as inovações na sistemática, foi mantido o controle absoluto de único leiloeiro pelo governo federal. Em dezembro de 2006, foi realizado o 5º leilão de energia existente, contratando 204 MW médios (lotes) ao preço médio de R$ 104,74/MWh.

O 6º leilão de energia existente foi realizado em dezembro de 2007, porém não houve negociação, pois a única vendedora habilitada não declarou oferta. O 7º leilão, previsto para 2008, não se efetivou, devido ao não aporte de garantias.

Em outubro de 2009, foi realizado o 8º leilão, resultando na contratação de 84 MW médios, a um preço médio de R$ 98,91/MWh, com início de entrega em 2010.

No mês de dezembro de 2010 foi realizado o 9º leilão de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existente**.** Foram comercializados 98 MW médios de energia, ao longo dos três anos de suprimento. O preço médio ponderado foi de R$ 105,04/MWh.

Em novembro de 2011 foi realizado o 10º Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existente, sendo comercializados 195 MW médios para um período de três anos de suprimento. Os preços dos lances vencedores foram próximos ao preço inicial estabelecido para o leilão - R$ 82,00/MWh, O preço médio ponderado dos lances vencedores ficou em R$ 79,99/MWh. A Eletronorte e a Cemig foram as principais vendedoras enquanto, do lado da demanda, a maior parte da energia (73%) destina-se a distribuidoras localizadas no Submercado Sul (AES Sul, CEEE D e RGE).

Leilão de Energia Nova

Em dezembro de 2005, foi realizado o 1º leilão de energia nova, o qual foi dividido em três fases. A segmentação do mercado em hidrelétrico e termelétrico possibilitou a expansão e contratação de montantes de energia térmica a preços superiores ao da energia hidráulica, deslocada por falta de espaço no mercado. A 1ª fase do leilão, em função de tais fatos, acabou por definir o preço marginal de expansão único em R$ 116,00/MWh, objetivando estabelecer o vínculo entre o proponente que ofertasse o maior desconto em relação ao preço marginal e o empreendimento, recebendo uma concessão condicionada ao desempenho das outras duas fases do leilão.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A partir da 2ª fase do leilão de energia nova, além dos novos empreendimentos hidrelétricos, foram também incorporados os demais empreendimentos, incluindo UTE, PCH e usinas "botox", conforme as definições contidas nos artigos 17 e 22 da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e no Decreto n.º 5.163 de 30.07.2004. Durante a 2ª e a 3ª fases do leilão foram estabelecidas rodadas visando ao estabelecimento disputa entre os ofertantes de energia. Tais rodadas tiveram como objetivo atender a demanda de energia nova das distribuidoras a partir dos anos de 2008, 2009 e 2010, por 15 (quinze) e 30 (trinta) anos, segundo a fonte térmica e hidráulica, respectivamente. Foram negociados 3.286 MW médios, sendo 69% térmicos e 31% hídricos, a um preço médio de R$ 123,30/MWh, e foi observado um preço marginal do leilão de R$ 139,00/MWh. O preço médio hidrelétrico foi R$ 114,30/MWh, ao passo que o preço médio termelétrico foi de R$ 127,30/MWh. Aproximadamente 28% da quantidade de energia elétrica disponível neste leilão não foi contratada.

Tal leilão de energia nova não despertou grande interesse no setor privado, sendo 69% das vendas realizadas por empresas estatais.

Em 29.06.2006, foi realizado o 2º leilão de energia nova, no qual foi transacionado um total de 1.682 MW médios (lotes), por meio de contratos com maturidade de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos e de 15 (quinze) anos para os termelétricos. O preço médio ficou em R$ 128,13/MWh, com entrega a partir de 01.01.2009.

No 3º leilão de energia nova, realizado em 10.10.2006, foi transacionado um total de 1.104 MW médios (lotes) por meio de contratos com maturidade de 30 (trinta) anos para os empreendimentos hidrelétricos, e de 15 (quinze) anos para os termelétricos. O preço médio ficou em R$ 126,16/MWh. A energia contratada será entregue a partir de 01.01.2011.

O 4º leilão de energia nova foi realizado em 26.07.2007, e ocasionou a transação de 1.304 MW médios (lotes) por meio de contratos com maturidade de 15 (quinze) anos para os empreendimentos termelétricos. O preço médio ficou em R$ 134,67/MWh e a energia contratada terá início de fornecimento em 01.01.2010.

Para o 5º leilão de energia nova, realizado em 16.10.2007, foi transacionado um total de 715 MW médios (lotes) através de contratos por quantidade com maturidade de 30 (trinta) anos para os empreendimentos hidrelétricos ao preço médio de R$ 129,14/MWh e transacionado um total de 1.597 MW médios (lotes) por meio de contratos por disponibilidade com maturidade de 15 (quinze) anos para os empreendimentos termelétricos ao preço médio de R$ 128,73/MWh. A energia contratada terá início de fornecimento em 01.01.2012.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 10.12.2007, foi realizado o leilão para negociação da 1ª das usinas do Rio Madeira, a UHE Santo Antônio. A UHE Santo Antônio, com capacidade instalada de 3.150 MW e 2.218 MW (lotes) médios de Energia Assegurada, vendeu 1.553 MW (lotes) médios no Ambiente de Contratação Regulada ao preço de R$ 78,87/MWh. O restante de sua Energia Assegurada foi reservada para vendas no Ambiente de Contratação Livre. O contrato tem um prazo de 30 (trinta) anos, com início da entrega da energia no final de 2012, e apresenta um perfil de contratação que acompanha a motorização da usina, atingindo sua energia plena somente em maio de 2015.

A UHE Jirau, a 2ª usina do Rio Madeira, foi licitada em 19.05.2008, com capacidade instalada de 3.300 MW e 1.975,3 MW (lotes) médios de Energia Assegurada. O consórcio vencedor vendeu 70% da energia da usina no Ambiente de Contratação Regulada ao preço de R$ 71,37/MWh, sendo o restante da Energia Assegurada destinada ao Ambiente de Contratação Livre. O período de suprimento no CCEAR é de janeiro de 2013 a dezembro de 2042.

Em 17.09.2008, foi realizado o 6º leilão de energia nova, por meio do qual foram transacionados 1076 MW médios (lotes) por meio de contratos por prazo determinado de 15 (quinze) anos para os empreendimentos derivados de fontes alternativas de energia, ao preço médio de R$ 128,42/MWh (lote). A energia contratada terá início de fornecimento em 01.01.2011. Com relação aos empreendimentos hidrelétricos, neste leilão não houve negociação por falta de oferta e consequentemente nenhum montante foi contratado.

No 7º leilão de energia nova, realizado pela CCEE em 30.09.2008, foram transacionados 121 MW médios (lotes) por meio de contratos por prazo determinado de 30 (trinta) anos para os empreendimentos hidrelétricos, ao preço médio de R$ 98,98/MWh, e 3.004 MW médios (lotes) por meio de contratos por prazo determinado de 15 (quinze) anos para os empreendimentos derivados de fontes alternativas de energia, ao preço médio de R$ 145,23/MWh. A energia contratada terá início de fornecimento em 01.01.2013.

No dia 27.08.2009 foi realizado o 8º Leilão de Energia Nova para entrega de energia a partir de 2012 (Leilão A-3). Foi contratado apenas 1,6% do montante habilitado, ou seja, 11 MW médios. O 9º Leilão, previsto para ser realizado em dezembro de 2009, foi cancelado pelo Governo Federal.

Em abril de 2010 foi leiloado o direito de exploração da UHE Belo Monte, saindo vencedor o Consórcio Norte Energia, liderado pela construtora Queiroz Galvão e pela Chesf, com lance de R$ 78,00/MWh. Localizada no Rio Xingu, no Estado do Pará, a Usina terá uma capacidade instalada de 11.233 MW e energia assegurada de 4.571 MW médios. Seu início de geração está previsto para fevereiro de 2015.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

No dia 30.07.2010 foi realizado o 10º Leilão de Energia Nova A-5 para entrega de energia por 30 (trinta) anos a partir de 01.01.2015. Foram contratadas sete usinas que agregarão 808,9 MW de potência ao SIN e que contribuirão com 327 MW médios de energia. O preço de venda médio no Ambiente de Contratação Regulada ficou em R$ 99,48/MWh. O custo marginal do Leilão (lance vencedor mais elevado contratado) foi de R$ 154,49/MWh.

O 2º Leilão de Energia de A-5 de 2010 (Leilão 004/2010) ocorreu em dezembro de 2010 e resultou na contratação de 968 MW médios de energia elétrica, aportados por duas usinas hidrelétricas: Teles Pires e Santo Antônio do Jarí. Estas usinas agregarão 2.120 MW de potência instalada ao sistema. A UHE Teles Pires foi arrematada pelo Consórcio Teles Pires Energia Eficiente (CTPEE) e o preço de lance vencedor foi de R$ 58,36/MWh. O Consórcio Amapá Energia (CAE) vendeu 97% da energia assegurada da UHE Santo Antônio do Jarí (190 dos 196,1 MW médios) no leilão, ao preço de R$ 104,00/MWh.

No dia 17.08.2011 foi realizado o 12º Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (Leilão A-3) ou "Leilão 002/2011". Foram negociados 1.334,5 MW médios em contratos por disponibilidade ao preço médio de R$102,10/MWh, sendo 65% do volume associado a empreendimentos movidos a gás natural, 31% de eólicas e 4% de termelétricas a biomassa. Nesse leilão foi também viabilizada a ampliação da usina hidrelétrica de Jirau por meio de um contrato de quantidade de 209,3 MW médios, ao preço de R$ 102,00/MWh.

No dia 20.12.2011 foi realizado o 13º Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (Leilão A-5 de 2011). Foram comercializados 555 MW médios, sendo 82% associados a empreendimentos eólicos e 3,8% a termelétricas a biomassa, ao preço médio de R$105,12/MWh e R$ 103,06/MWh, respectivamente. Os 14,7% restantes referem-se à contratação da Hidrelétrica São Roque, a R$91,20/MWh.

Leilão 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. Não houve o 1º leilão de ajuste, que seria realizado em 31.08.2005, em razão da ausência de compradores.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A CCEE realizou no dia 01.05.2006 o 2º leilão de ajuste envolvendo os produtos (i) CEL0330NE, com 3 (três) meses de suprimento e início em 01.07.2006; (ii) CPA0630N, com 6 (seis) meses de suprimento e início em 01.07.2006; e (iii) SAE0630NE com 6 (seis) meses de suprimento e início em 01.07.2006. Nesse leilão foram negociados 17,5 MW médios.

No 3º leilão de ajuste, realizado em 29.09.2006, foram negociados 14,5 MW médios.

O leilão ocorrido em 29.03.2007, o 4º da modalidade ajuste, teve início de suprimento em abril de 2007 e término em dezembro de 2007. O volume total adquirido foi de 204.000 MWh.

Realizado em 28.06.2007, o 5º leilão de ajuste envolveu os seguintes produtos: (i) Produto 1, com 6 (seis) meses de suprimento e início em 01.07.2007; e (ii) Produto 2, com 3 (três) meses de suprimento e início em 01.10.2007. Nesse leilão foram negociados 113 MW médios.

O 6º leilão de ajuste foi realizado em 27.09.2007, resultando numa quantidade negociada no produto de 12 (doze) meses de 163,5 MW médios, com início de suprimento em janeiro de 2008, e a quantidade negociada no produto de 3 (três) meses foi de 6 MW médios, com início de suprimento em outubro de 2007.

O 7º leilão de ajuste, realizado em 19.06.2008, envolveu os seguintes produtos: (i) Produto 1, com 3 (três) meses de suprimento e início em 01.07.2008; (ii) Produto 2, com 3 (três) meses de suprimento e início em 01.10.2008; e (iii) Produto 3, com 6 (seis) meses de suprimento e início em 31.12.2008. Nesse leilão a quantidade de energia negociada foi de 61 MW médios para os Produtos 1 e 2 e de 48 MW médios para o Produto 3.

O 8º leilão de ajuste, realizado em 23.09.2008, envolveu os seguintes produtos: (i) Produto 1, com 3 (três) meses de suprimento e início em 1º de outubro de 2008; e (ii) Produto 2, com 12 (doze) meses de suprimento e início em 31.12.2009. Nesse leilão a quantidade de energia negociada foi de 232 MW médios para o Produto 1 e de 1 MW médio para o Produto 2.

O 9º leilão de ajuste, realizado pela CCEE em 20.02.2009, envolveu os seguintes produtos: (i) Produto 1, com 4 (quatro) meses e início de suprimento em 01.03.2009; (ii) Produto 2, com 7 (sete) meses e início de suprimento em 01.07.2009; e (iii) Produto 3, com 10 (dez) meses e início de suprimento em 01.03.2009. Nesse leilão a quantidade de energia negociada foi de 533,5 MW médios para o Produto 1, de 115,5 MW médios para o Produto 2 e de 887 MW médios para o Produto 3.

Em fevereiro de 2011 foi realizado o 10º Leilão de Ajuste, tendo sido comercializados 310,5 MW médios distribuídos em dois produtos: 4 (quatro) meses e 10 (dez) meses de duração. O preço médio ponderado dos lotes comercializados para o produto de quatro meses foi de R$106,06/MWh, enquanto o de dez meses foi de R$111,29/MWh.

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.

O 1º leilão de reserva foi realizado em 14.08.2008 e envolveu a contratação de 548 MW médios de 31 (trinta e um) empreendimentos movidos à Biomassa, por meio dos seguintes produtos: (i) 2009-ER15, com prazo de duração de 15 (quinze) anos e início de suprimento em 2009; e (ii) 2010-ER15, com prazo de duração de 15 (quinze) anos e início de suprimento em 2010. Nesse leilão foram negociados 4.415.040 MWh do produto 2009-ER15 e 64.473.600 MWh do produto 2010-ER15.

No dia 14.12.2009 ocorreu o 2º Leilão de Reserva, visando à contratação de energia proveniente de empreendimentos de energia eólica. Foram contratados 753 MW médios, de 71 (setenta e uma) usinas, correspondendo a uma potência instalada total de 1.805,7 MW. O preço médio resultante foi de R$ 148,00/MWh.

Em agosto de 2010, foi realizado o 3º Leilão de Energia de Reserva. No caso de início de suprimento em 2011, exclusivo para biomassa, foram contratados 56,1 MW médios no primeiro ano e 74,8 MW médios a partir do segundo ano, ambos com prazo de 15 (quinze) anos. A potência instalada dos 6 (seis) empreendimentos contratados foi de 286,9 MW, cujo preço médio ponderado foi de R$ 154,18/MWh. Já no caso cujo início de suprimento ocorrerá em 2012, também exclusivo para biomassa, foram contratados 24,1 MW médios no primeiro ano, 30,2 MW médios no segundo e 31,4 MW médios a partir do terceiro ano, todos com prazo de 15 (quinze) anos, com preço médio ponderado de R$ 145,37/MWh.

Em agosto de 2011 foi realizado o 4º Leilão para Contratação de Energia de Reserva, resultando na contratação de 589,3 MW médios, com preço médio de R$ 99,61/MWh. Os parques eólicos representaram a maior parte da energia contratada no leilão: 460 MW médios. Apenas 8% da energia contratada, 38,3 MW médios, foi proveniente de usinas a biomassa. Os empreendimentos de biomassa estão todos localizados nas regiões Sudeste e Centro-Oeste e as usinas eólicas estão todas localizadas nas regiões Nordeste e Sul.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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. Nesse leilão, realizado em 18.06.2007 foi transacionado um total de 46 MW médios, por meio de contratos com maturidade de 30 (trinta) anos para os empreendimentos hidrelétricos ao preço médio de R$ 134,99/MWh e um total de 140 MW médios por meio de contratos com maturidade de 15 (quinze) anos para os empreendimentos termoelétricos ao preço médio de R$ 138,85/MWh. A energia contratada teve início de fornecimento em 01.01.2010.

Em agosto de 2010, foi realizado o 2º Leilão de Fontes Alternativas que consistiu em um leilão na modalidade de quantidade de energia voltado para Pequenas Centrais Hidrelétricas e outro na modalidade de disponibilidade de energia voltado para os empreendimentos de geração de fontes biomassa e eólica. O montante total contratado foi de 714,3 MW médios: 48,1 MW médios provenientes de PCH na modalidade por quantidade (preço médio ponderado de R$ 146,99/MWh) e 666,2 MW médios proveniente de fontes eólica e biomassa na modalidade por disponibilidade (preço médio ponderado de R$ 143,23/MWh).

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 103% de sua carga anual;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- 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
- 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).

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

Em 28.02.2005, a Aneel editou a Resolução Normativa n.º 150, que alterou a forma de cálculo das garantias financeiras previstas na comercialização de energia elétrica e foi posteriormente modificada pela Resolução Normativa n.º 336, de 28.10.2008, e pela Resolução Normativa nº 385, de 08.12.2009. De acordo com os critérios instituídos pela Resolução em vigor, para fins de apuração do valor da garantia financeira a ser aportada por cada agente de mercado deverão ser considerados os contratos de compra e venda de energia e a geração e/ou consumo referente ao último mês contabilizado e aos cinco meses subsequentes, considerando-se a expectativa de exposição de cada agente no mercado de curto prazo nos períodos mencionados.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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/contratos de concessão.

As geradoras podem vender sua energia (i) para as distribuidoras, por meio de leilões públicos conduzidos 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 Ministério de Minas e Energia. 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 entre os geradores hidrelétricos, no âmbito do MRE, tem seu preço fixado por uma tarifa denominada "Tarifa de Energia de Otimização (TEO)", que cobre os custos médios de operação e manutenção da usina hidrelétricas.

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 que examina, primeiramente, a capacidade das usinas, dentro da mesma região, de satisfazer os níveis de Energia Assegurada e, a seguir, considera o compartilhamento da geração excedente entre as diferentes regiões. Tais etapas são detalhadas abaixo:

- Aferição se a produção total líquida dentro do MRE alcança os níveis totais de energia assegurada dos membros do MRE como um todo;
- Aferição se alguma geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de energia assegurada, conforme determinados pelo ONS;
- Caso determinadas geradoras, membros do MRE, tenha produzido acima de seus respectivos níveis de energia assegurada, o adicional da energia gerada será alocado a outras geradoras do MRE que não tenham atingido seus níveis de energia assegurada. Esta alocação do adicional da energia gerada, designada de energia otimizada, é feita, primeiramente, entre as geradoras dentro de uma mesma região (submercado) e, depois, entre as diferentes regiões, de forma a assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de energia assegurada; e
- (i) se, após a etapa (3) acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de energia assegurada e houver saldo de energia produzida, o adicional da geração regional líquida, designada de Energia Secundária, deve ser alocado entre as geradoras das diferentes regiões. A energia será negociada pelo PLD prevalecente na região em que tiver sido gerada; ou (ii) se, após a etapa (2) ou (3) acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE não tiverem atingido seus níveis de energia assegurada, a energia faltante será paga pelos membros do MRE com base no PLD.

As geradoras participantes do MRE que produziram energia excedente além de seus níveis de energia assegurada 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 Energia Assegurada 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 energia assegurada durante o mesmo período.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

Caso as geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de energia assegurada, mas as geradoras termelétricas que não são membros do MRE gerem energia suficiente para evitar a necessidade de um racionamento, as geradoras do MRE deverão comprar de tais geradoras termelétricas a quantidade suficiente de energia para atingir seus respectivos níveis de energia assegurada no mercado local. O mecanismo do MRE tenta assegurar que todos os membros atinjam seus respectivos níveis de energia assegurada, independentemente do montante contratado. Assim sendo, se um membro do MRE não tiver a totalidade de sua energia assegurada contratada, o MRE assegurará que tal membro satisfaça seus compromissos contratuais e não seus níveis de energia assegurada. 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. O racionamento é alocado segundo critérios técnicos, ao invés de uma base comercial que daria prioridade a contratos de comercialização de energia.

Energia Secundária

A energia total excedente após a aplicação das etapas anteriores do MRE são distribuídas 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 Aneel fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão. As tarifas são (i) a TUSD, tarifa cobrada pelo uso da rede de distribuição exclusiva de cada distribuidora; e (ii) a TUST, tarifa pelo uso do sistema de transmissão, que consiste na rede básica e suas instalações auxiliares. Adicionalmente, as distribuidoras do sistema interligado Sul e Sudeste pagam encargos específicos pela transmissão da energia elétrica gerada na UHE Itaipu. A seguir encontra-se um resumo de cada tarifa ou encargo.

- TUSD

A TUSD é paga pelas geradoras e pelos consumidores livres pelo uso do sistema de distribuição 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A diminuição da arrecadação decorrente da saída do consumidor livre não impõe necessariamente à distribuidora redução integral correspondente nas suas margens de lucro, uma vez que a remuneração dos investimentos se dá por meio da TUSD, tarifa que continua sendo auferida pela distribuidora. Porém, os clientes que se tornam consumidores livres deixam de pagar a RTE criada para compensar distribuidoras e geradoras pelas perdas sofridas durante o racionamento. Assim, a saída do consumidor livre pode afetar a capacidade de uma distribuidora de recuperar o valor integral da recomposição tarifária referida.

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.

Quanto ao acesso dos consumidores livres às redes de transmissão e distribuição, o Decreto n.º 5.597, de 26.11.2005, autorizou os consumidores livres a se conectarem à rede básica por meio de rede própria, sem a necessidade de utilizar o sistema de distribuição da concessionária.

Referida conexão à rede básica depende de autorização da Aneel, ficando o consumidor solicitante responsável pelo ressarcimento dos eventuais custos não amortizados incorridos pela distribuidora para a construção das redes às quais o consumidor estiver conectado. Nesse caso, o pagamento da TUSD não será mais devido pelo consumidor, que passará a pagar a TUST diretamente para a transmissora.

- 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. Outras partes da rede de propriedade das transmissoras, porém, que não são consideradas como parte do SIN, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma remuneração específica aos titulares do direito pertinente.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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"

Nos termos da Lei do Setor Elétrico, os titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico devem pagar, a título de compensação pela utilização de recursos hídricos, 6% sobre o valor da energia elétrica produzida. Referida compensação foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28.12.1989. 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. Em 2000, nos termos da Lei n.º 9.984, de 17.07.2000 (que criou a ANA), esse percentual foi alterado para 6,75%, sendo que as grandes centrais geradoras iniciaram o pagamento do adicional de 0,75% em julho daquele ano. Esses valores ainda não são cobrados integralmente pela ANA.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE)

A TFSEE foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26.12.1996, 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 0,5% do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado e deve ser recolhida diretamente à Aneel, em 12 (doze) quotas mensais.

Tarifas de Distribuição

O valor das tarifas de distribuição é determinado pela Aneel, que tem autoridade para reajustar e rever tarifas em resposta a alterações nos custos de compra de energia e nas condições de mercado. Ao reajustar tarifas de distribuição, a Aneel divide o custo das distribuidoras entre (i) custos que estão fora do controle das distribuidoras (custos da Parcela A); e (ii) custos que estão sob o controle das distribuidoras (custos da Parcela B). O reajuste de tarifas é baseado em uma fórmula que leva em consideração a divisão de custos entre duas categorias:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Os custos da Parcela A incluem, entre outros, os:

- Custos com a compra de energia para revenda conforme previsto nos Contratos Iniciais;
- Custos com a compra de energia da UHE Itaipu;
- Determinados encargos setoriais;
- Custos com a compra de energia nos termos de Contratos Bilaterais que foram livremente negociados entre as partes; e

O repasse dos custos com a compra de energia prevista em contratos de fornecimento negociados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está sujeito a um teto baseado em um valor normativo estabelecido pela Aneel para cada fonte de energia. O valor normativo aplicado aos contratos de fornecimento é ajustado anualmente de forma a refletir os aumentos nos custos incorridos pelas geradoras. Tais reajustes levam em consideração (i) a inflação; (ii) os custos incorridos em moeda conversível; e (iii) custos relativos a combustíveis (tais como fornecimento de gás natural). Os custos incorridos deverão corresponder a, pelo menos, 25% de todos os custos incorridos pelas geradoras.

A Parcela B compreende os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias (principalmente custos operacionais). Os custos da Parcela B são determinados subtraindo-se os custos da Parcela A da receita da distribuidora.

O Contrato de Concessão de cada distribuidora prevê um reajuste anual de tarifas. Em geral, os custos da Parcela A são integralmente repassados aos consumidores. Os custos da Parcela B, todavia, são corrigidos pela inflação em conformidade com o IGP-M.

É estabelecido nos contratos de concessão que, periodicamente, a Aneel realizará revisão tarifária. Estas revisões têm o objetivo de (i) assegurar receitas suficientes para cobrir os custos operacionais da Parcela B e uma compensação adequada pelos investimentos essenciais em serviços dentro do escopo da concessão de cada empresa; e (ii) capturar ganhos esperados de produtividade a partir do aumento de escala e/ou implementação de medidas e tecnologias que reduzam seus custos operacionais. As distribuidoras, em determinadas situações, têm direito à revisão extraordinária de tarifas, de forma a assegurar seu equilíbrio financeiro e compensar eventual elevação imprevisível de despesas, incluindo tributos, que tragam alterações significativas em sua estrutura de custos.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Reserva Global de Reversão (RGR)

Em 1971, o Governo Federal criou a RGR, concebida 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.

Nos últimos anos, a RGR tem sido usada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. Sua cobrança estava prevista para se extinguir em 2035, conforme a Medida Provisória nº 517.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Em 2002, o Governo Federal instituiu a CDE para fomentar a universalização dos serviços de energia elétrica em todo o País, o desenvolvimento energético e a competitividade das fontes eólica, PCH, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional. A CDE é paga por todos os consumidores finais de energia por meio dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Criada pela Lei n.º 10.438, de 26.04.2002 e regulamentada pelo Decreto n.º 4.541, de 23.12.2002, a CDE tem vigência de 25 (vinte e cinco) anos.

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.

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, seja editada para tanto, ou uma medida provisória seja editada com este objetivo, devendo-se considerar que mesmo no caso da edição de tal medida provisória, tal ato deverá passar por aprovação legislativa para que a mesma seja transformada em lei.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Para Usinas Termelétricas (UTE) 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. A legislação que suporta a produção de carvão mineral resulta da força política da indústria carbonífera e tem um importante papel para a economia dos três estados do Sul do Brasil, gerando milhares de empregos. É importante notar que a legislação da CDE determina que novas UTE somente podem ser acrescidas à CDE se disporem de suficiente capacidade financeira para cobrir as respectivas despesas adicionais.

Adicionalmente, as UTE 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 no ano de 2008, quando 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.

A Aneel, em agosto de 2011, colocou em audiência pública uma proposta de vincular o reembolso integral pela CDE do carvão utilizado por empreendimentos de geração ao atingimento da *performance* de uma usina de referência. Diversos agentes setoriais envolvidos (indústria mineradora, sindicatos, associações de classe e agentes de geração) apresentaram argumentos contrários tanto ao mérito da proposta quanto às premissas adotadas pelas Aneel, não havendo, ainda, decisão final sobre o tema.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)

A CCC foi criada em 1973 como uma subvenção econômica para cobertura do custo do combustível utilizado pelas Usinas Termelétricas (UTE), sendo gerida pela Eletrobras.

Em fevereiro de 2011, a Aneel aprovou resolução normativa para regulamentar a Lei nº. 12.111, de 09.12.2009 e o Decreto nº. 7.246, de 28.07.2010, que tratam dos custos de produção de energia elétrica nos sistemas isolados e estabelecem procedimentos sobre a CCC. Com esta nova resolução a CCC passará a reembolsar o gasto total com produção de energia para os sistemas isolados, o que inclui, além do combustível usado na geração termelétrica, os custos de compra de energia adicional, de geração própria e de encargos e impostos não recuperados pelas distribuidoras.

A regulamentação estipula ainda que a energia deverá ser contratada pelas distribuidoras por meio de licitação e a vigência da CCC passa a não depender da interligação dos sistemas isolados e, sim, dos prazos dos contratos de compra de energia.

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.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 sua Política de Gestão Sustentável.

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).

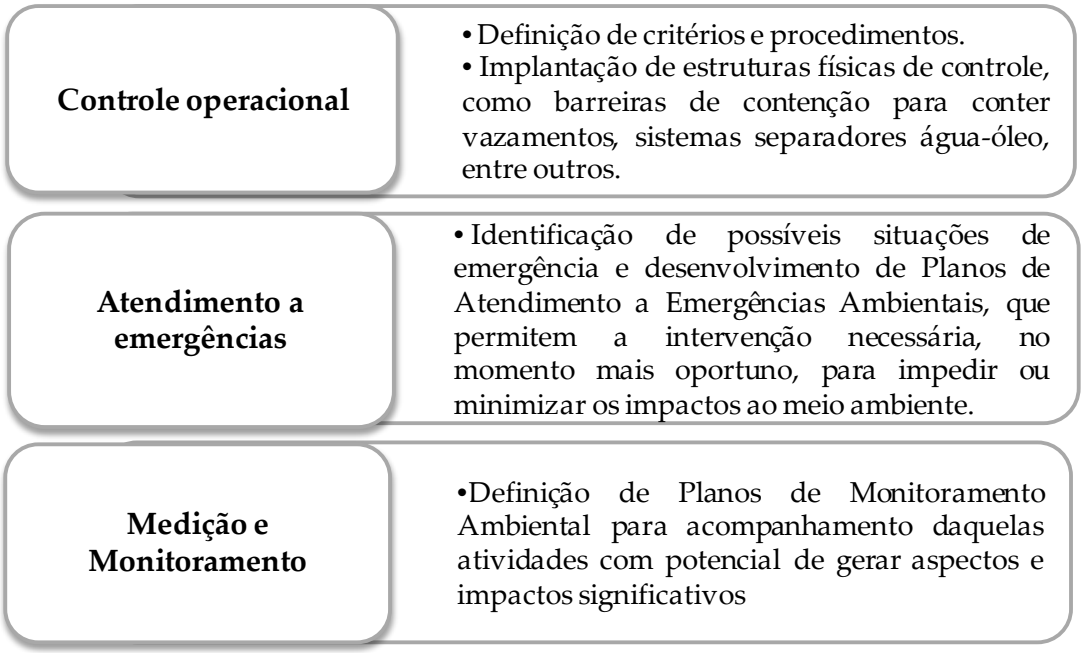
Operacional	Maximizar a geração de energia, observando o planejamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), preservando as condições ambientais e garantindo a segurança dos aproveitamentos.
Ambiental	Gerar energia, em observância às normas de segurança, ao uso racional e preservação dos recursos 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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:

Gestão dos aspectos e impactos ambientais



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, equivalente a 91,5% 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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: UHE Estreito, PCH Rondonópolis, PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha, PCH Areia Branca Usina Eólica Beberibe, Usina Eólica Pedra do Sal, e UTE Ibitiúva Bioenergética.

Percentual de Certificação (NBR ISO 14.001)	
Capacidade Instalada Total - MW	8.087
Capacidade Instalada nas Usinas Certificadas - MW	7.396
Geração Total em 2011- MWh	45.023.426
Geração nas Usinas Certificadas em 2011- MWh	42.788.528
Percentual de Certificação NBR ISO 14.001 (capacidade instalada) - %	**91,5**
Percentual de Certificação NBR ISO 14.001 (geração) - %	**95,0**

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **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 2011 – 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 direta de 118 pessoas, sendo que 66% foram consultores, empresários e profissionais da área, 11% universitários e 23% pertencem a esfera dos poderes públicos / agentes ambientais. Foram realizadas duas oficinas com os temas Captação de Recursos para Projetos Culturais e Agroturismo. Paralelamente a SEMAS 2011 ocorreu o Festival Nacional de Cinema e Vídeo Rural de Piratuba. A abertura da SEMAS foi feita pelo jornalista da Rede Globo José Amilton Ribeiro que compartilhou com aproximadamente 400 espectadores suas vivências como jornalista no meio rural.
- **Semana Interna de Segurança e Meio Ambiente (SISMA):** em 2011, 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 Saúde e Meio Ambiente; Vida Saudável; DST/AIDS e Hanseníase Problemas Auditivos; Estética na Odontologia; A Família. O evento deste ano contou com a participação de mais de 60 (sessenta) pessoas. Além disto, foi realizada uma visita ao Horto Florestal da UHE Cana Brava.
- **Semana de Meio Ambiente e Sustentabilidade do Complexo Jorge Lacerda - 9ª SEMAS** (realizada em outubro de 2011, no CTJL), com 1.715 participantes. Evento voltado para a comunicação socioambiental com empregados e comunidade em geral. Neste ano tivemos atividades artísticas na horta modelo, oficinas de sustentabilidade (reciclagem de papel, fabricação de sabão, compoteira, horta suspensa, uso de materiais reciclados), mesa redonda sobre lei de crimes ambientais, peças teatrais, pintores com bocas e pés, técnicas de bonsai e encontro de aposentados.
- **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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Plantio e doação de mudas, por Usina, no ano de 2011

Usina	Plantadas	Doadas
Hidrelétricas		
UHE Itá	**188**	**46.069**
UHE Machadinho	**72.894**	**402**
UHE Passo Fundo	**53.622**	**676**
UHE Salto Santiago e UHE Saldo Osório	**18.277**	**22.595**
UHE Cana Brava	**6.311**	**15.123**
UHE São Salvador	**25.230**	**4.495**
UHE Estreito (*)	**153.500**	**661**
PCH		
PCH Areia Branca	**20.000**	**-**
Eólica		
Eólica Beberibe	**30**	**-**
Termelétricas		
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL)	**8.888**	**85.513**
UTE Charqueadas	**-**	**5.330**
UTE Alegrete	**-**	**1.000**
Usina de Cogeração Lages	**-**	**-**
Total	**358.940**	**181.864**

(*) Plantio realizado pelo Consórcio Estreito Energia – Ceste.

- **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. Até dezembro de 2011 foram recuperadas 107 nascentes e este programa tem sua conclusão prevista para agosto de 2012.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **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 Mature Conservam* (T.C.), 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.

  - 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). A ideia é oferecer à população eventos culturais, educação ambiental, recreação, oficinas de arte, exibição de audiovisuais.

  Adicionalmente, tivemos o treinamento de, aproximadamente, 25 (vinte e cinco) educadores da região, em 3 (três) eventos de 16 (dezesseis) horas cada, sobre gestão cultural. Este treinamento foi ministrado no CTJL por consultor externo do SESI.

  - 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- 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 200 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: em parceria com o SESI, a Companhia abre suas usinas para visitações de estudantes e pesquisadores, apresentando as operações e os programas socioambientais desenvolvidos. Em 2010, foram mais de 41 mil visitantes às usinas da Companhia e mais de 44 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.

  - 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- 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**[3]

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.

[3] 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)

- 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- 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.
- 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, em 2010, do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa de toda a Tractebel conforme os princípios do GHG Protocol Brasileiro e asseguração das informações contidas no documento pela PwC. O inventário de 2011 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 2011, as emissões atmosféricas da Companhia totalizaram 3.875.627 toneladas, uma redução de 31,9% em relação a 2010, reflexo direto da diminuição de 31,7% na geração de energia nas usinas termelétricas. No período anterior (2009-2010) 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.

MDL da Unidade de Cogeração Lages

- Geração estimada de 200 mil RCEs (Reduções Certificadas de Emissões) por ano, no período de uma década, entre 11.2004 e 10.2014.

- Três certificações, até 2010, com a emissão de 800.394 RCEs (277.768 RCEs geradas entre novembro de 2004 e maio de 2006, 274.958 RCEs geradas entre junho de 2006 e maio de 2007 e 247.668 RCEs geradas entre junho de 2007 a maio de2008).

- Estimativa futura de geração de 1.283.333 RCEs no período de junho de 2008 a outubro de 2014.

- Todas as RCEs já emitidas foram comercializadas pela Companhia, totalizando 784.387 RCEs (2% do total de RCEs emitidas são destinados para um fundo específico gerido pela Organização das Nações Unidas (ONU), ou seja, das 800.394 RCEs geradas com as três certificações mencionadas anteriormente, 16.007 RCEs foram direcionadas à ONU). Adicionalmente, a Companhia também comercializou parte de sua geração futura de RCEs, totalizando mais 574.000 RCEs, as quais serão geradas e entregues em parcelas anuais até 2014.

No terceiro trimestre de 2011, foi aprovado o processo da 4º verificação (auditoria) do projeto Lages Methane Avoidance Project, referente ao período de 01.06.2008 a 31.05.2009. 157.914 CERs foram emitidas por esse Projeto, onde 3.158 serão entregues ao UNFCCC Adaption Fund, 88.000 ao Prototype Carbono Fund e, as demais 66.756 CERs, para venda no mercado.

- Nos dias 16 e 17.11.2011 foi realizada a 5ª verificação do projeto de MDL referente ao período de 01.06.2009 a 31.05.2011, para a emissão futura de 443.635 créditos de carbono.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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 (MDL), a usina está habilitada a gerar créditos de carbono, conforme estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, para comercialização pela Lages Bioenergética.

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).

Indicadores

Em 2011, a Companhia consumiu 794,7 GWh (equivalente a aproximadamente 2,9 milhão de GJ) na operação das usinas de seu parque gerador para a produção de 45.023,4 GWh (equivalente a 162,1 milhões de GJ) de energia elétrica.

Nas termelétricas, foram consumidos 437,9 GWh (1,6 milhão de GJ) para produzir 3.700,9 GWh (13,3 milhões de GJ). Nas hidrelétricas, o consumo totalizou 319,9 GWh (1,2 milhão de GJ) e a produção de energia, 40.718,0 GWh (146,6 milhões de GJ). Nas usinas complementares (PCHs, eólicas e termelétricas a biomassa), foram 36,8 GWh (132,7 mil GJ) consumidos e 604,5 GWh (2,2 milhão de GJ) produzidos.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Água

Gestão

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.

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.

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%.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 Organização das Nações Unidas (ONU) e os demais requisitos legais aplicáveis.

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.

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.

Indicadores

Destinação dos resíduos perigosos em 2011

Método de disposição	Tipo de resíduo	Quantidade(t)
Aterro industrial classe I	Água contaminada com óleo, embalagens descartáveis de produtos químicos, materiais contaminados com óleos, graxas e produtos químicos, pilhas e baterias, produtos químicos, resíduos de pintura, materiais com amianto ou lã-de-vidro, materiais com mercúrios, resíduos de solda, resinas, equipamentos de proteção individual, lâmpadas, brita contaminada com óleo, querosene e solventes contaminados, cartuchos de impressoras e *tonners*, lodo de ETA, resíduos de saúde, eletrólito de baterias, manta de isolação acústica e sucata eletrônica.	114,88
Co-processamento	Borra de óleo ou xisto, água contaminada com óleo, embalagens descartáveis de produtos químicos, materiais contaminados com óleos, graxas e produtos químicos, produtos químicos, resíduos de pintura, materiais com amianto ou lã-de-vidro, equipamentos de proteção individual, lâmpadas, brita contaminada com óleo, querosene e solventes contaminados, cartuchos de impressoras e *tonners*, embalagem reutilizáveis de produtos químicos, graxa residual e óleos isolantes usados.	164,64

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Método de disposição	Tipo de resíduo	Quantidade(t)
Incineração	Resíduos de saúde – infectante, pérfuro-cortante e medicamentos.	3,47
Reciclagem	Embalagens de defensivos, lâmpadas, óleos lubrificantes usados, elemento de bateria, água contaminada com óleo, materiais contaminados com óleos e graxas, óleos isolantes usados, querosene e outros solventes contaminados e cartuchos de impressoras e *tonners*.	29,57
Reutilização	Toalhas industriais renováveis, embalagens reutilizáveis de produtos químicos e óleos lubrificantes usados.	13,12
Tratamento / descontaminação	Resíduos de saúde, lâmpadas, lodo de esgoto e detectores de fumaça radioativos.	102,37
Armazenamento local	**Diversos**	**43,19**
Subtotal (resíduos perigosos transportados e destinados adequadamente)[1]		**428,05**

[1] Todos os resíduos perigosos são transportados até o local da destinação final exclusivamente em território nacional

Resíduos Não Perigosos

Gestão

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.

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.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Indicadores

Em 2011, 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).

Destinação dos Resíduos Não Perigosos em 2011

Método de disposição	Tipo de resíduo	Quantidade (t)
Utilização como combustível	Resíduos de Madeira	126,17
Aterro industrial classe II	Escória de jateamento, filtro de sistemas de ar-condicionado, lã-de-rocha, resíduos de solda, sucata de borracha e eletrônica, vidros, cinzas pesadas, entulho de construção e isopor.	218,31
Aterro sanitário	Filtro de sistemas de ar-condicionado, isopor, resíduos comuns e orgânicos, papel e papelão, plásticos, vidros, podas de jardim, madeiras e sílica gel não contaminada	369,52
Aterro Controlado	Resíduos orgânicos e comuns.	20,42
Compostagem	Resíduos orgânicos e madeiras.	43,92
Coprocessamento	Madeiras, isopor, sucata de borracha e resíduos de pintura.	1,25
Pavimentação de estradas	Entulho de construção.	2,66
Reciclagem	Cartuchos de impressoras e *tonners*, papel e papelão, plásticos, isopor, sucatas metálicas ferrosas e não ferrosas, vidros, sucata de borracha e eletrônica, cinzas pesadas, cinzas leves, madeiras, resíduos de solda e tijolos refratários. (obs.: aproximadamente 99% dessa quantidade é relativa ao uso das cinzas pela indústria	1.159.332,27
Recuperação de áreas degradadas	Madeiras, cinzas pesadas e podas de jardim.	15.848,90
Reutilização	Embalagens reutilizáveis de produtos químicos, madeiras e entulho de construção.	104,19
Tratamento / descontaminação	Lodo de esgoto.	119,00
Armazenamento local	Diversos	56,31
Total		**1.176.186,61**

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Combustíveis

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.

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.

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 2011, a Companhia consumiu 11,1 mil GWh (equivalente a 39,9 milhões GJ) em combustíveis não renováveis, em suas usinas termelétricas.

Consumo de combustíveis

Materiais	2011	2010	2009
Carvão mineral (t)	2.348.564	3.344.524	2.751.989
Óleo combustível (t)	3.673	4.590	2.943
Óleo diesel (m³)	2.685	3.067	2.480
Gás natural (m³)	415.021	114.375.774	-

O consumo menor de combustíveis em relação ao ano anterior está diretamente atrelado à menor geração de energia nas usinas termelétricas no ano de 2011.

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 2011, foram plantadas aproximadamente 358 mil mudas e outras 181 mil, doadas a órgãos públicos, comunidades e organizações do terceiro setor. Nos cinco anos de existência do programa, cerca de 2,3 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 2011, a Companhia investiu R$ 33,7 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 e desenvolvimento referentes a questões ligadas ao meio ambiente.

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					
	2011		2010		2009	
País	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Brasil	4.174	96,5%	4.070	99,3%	3.436	98,3%

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					
	2011		2010		2009	
País	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Argentina	144	3,3%	29	0,7%	54	1,5%
Uruguai	9	0,2%	1	-	7	0,2%

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					
	2011		2010		2009	
País	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Argentina e Uruguai	153	3,5%	30	0,7%	61	1,7%

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.

Medida Provisória nº 579 (MP 579)

Foi publicada no dia 11.09.2012, a MP 579, sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e sobre a redução de encargos setoriais visando a modicidade tarifária. De acordo com a MP 579, as concessões de energia elétrica outorgadas antes da publicação da Lei das Concessões (Lei nº 8.987/95) e não licitadas poderão ser renovadas, uma única vez, por prazo de até trinta anos, desde que os concessionários aceitem remuneração exclusivamente via tarifas para cobertura de custos de operação e manutenção (O&M), encargos, tributos e, quando couber, uso de transmissão e distribuição. Alguns encargos setoriais serão eliminados ou reduzidos, sendo que as utilizações desses encargos serão mantidas por meio de aportes do Tesouro. Está mantido o reembolso pela CDE do carvão mineral usado para termoeletricidade

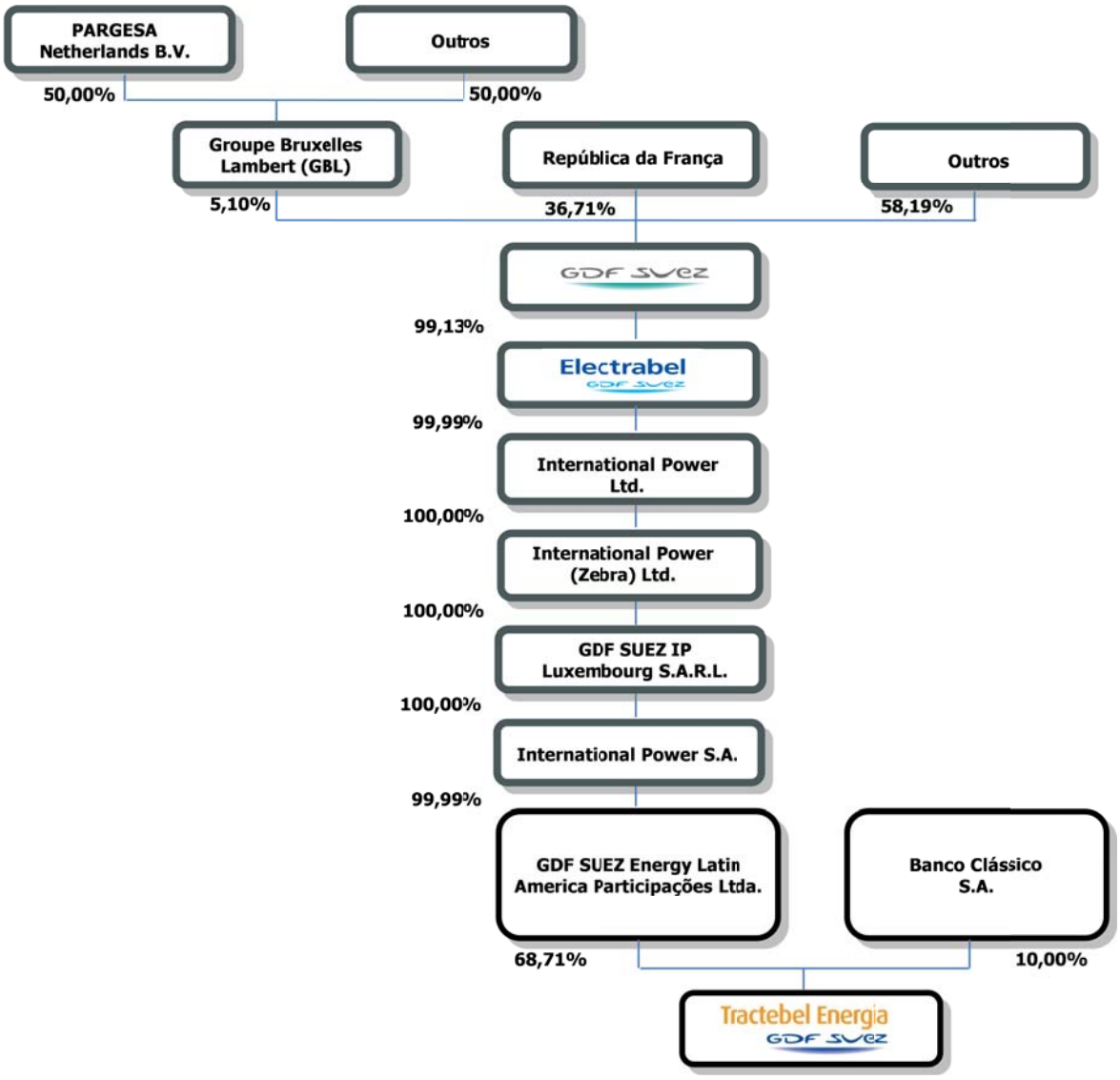
Os ativos de geração da Tractebel Energia não sofreram nenhum impacto direto advindo da MP 579 no tocante à renovação das concessões, dado que foram adquiridos por meio de processos licitatórios realizados após a publicação da Lei nº 8.987/95.

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



A Companhia tem ações negociadas no Novo Mercado da BM&FBOVESPA S.A. e é controlada pela GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA), que detém 68,71% das ações do capital social da Companhia. A GSELA é controlada indiretamente pela International Power Ltd. – atual denominação da International Power PLC - (IPR) e, esta, após combinação de ativos ocorrida em 2011 e comentada a seguir, passou a ser controlada pelo grupo franco-belga GDF SUEZ, um dos maiores do mundo nas áreas de energia, água e gestão de resíduos.

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

Em 04.02.2011 foi consumada a combinação entre certos ativos entre a GDF SUEZ S.A. e a International Power Ltd. (IPR). No contexto dessa 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.

A Combinação teve 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.

No início do ano de 2012 a GDF SUEZ realizou uma oferta pública com o objetivo de adquirir a parcela de capital votante da IPR que ainda não estava sob seu poder. A primeira oferta foi de 390 centavos de libra por ação que, posteriormente, foi acrescida para 418 centavos por ação.

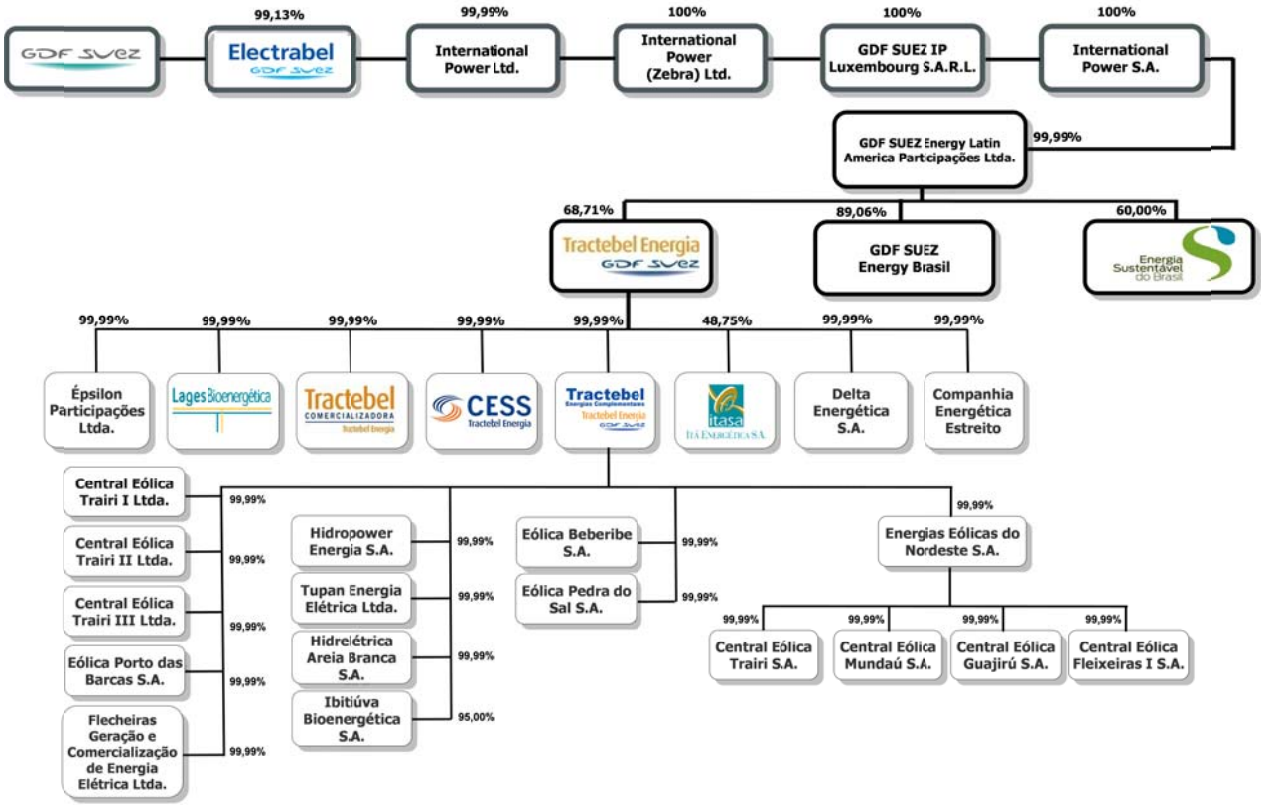
Esta operação foi aceita pelo Conselho de Administração da IPR e pelos seus acionistas minoritários, sendo que em 29.06.2012, após a aprovação das autoridades britânicas, a GDF SUEZ anunciou ao mercado que passou a deter 100% do capital social da IPR. Maiores detalhes sobre esta operação estão comentados no item 8.4 deste formulário.

Adicionalmente, é importante 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. As operações não constituíram alienação de controle em relação à Tractebel Energia, a qual continua sendo uma subsidiária indireta da GDF SUEZ.

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

b. Controladas e coligadas

As controladas e coligadas da Companhia estão apresentadas no organograma a seguir:



8.1 - Descrição do Grupo Econômico

c. Participações da Companhia em sociedades do grupo

A Companhia não possui participações em sociedades do grupo além das mencionadas no item "b" acima.

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 Usina Hidrelétrica 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 e do Rio Grande do Sul 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 do empreendimento 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.

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

A controladora indireta da Companhia, GDF SUEZ S.A. (GDF SUEZ), publicou em 29.03.2012, comunicado à imprensa, relacionado a uma possível oferta de compra das ações ("Proposta Indicativa") da International Power Ltd. - anteriormente denominada International Power PLC (International Power), que ainda não estão em poder da GDF SUEZ, por um valor de 390 (trezentos e noventa) centavos de libra esterlina por ação. Posteriormente, em novo comunicado publicado em 16.04.2012, esta oferta foi revisada para 418 (quatrocentos e dezoito) centavos de libra esterlina por ação.

No Comunicado, a GDF SUEZ afirmou que acreditava firmemente que a Proposta Indicativa oferecia condições atraentes para os acionistas da International Power. Uma fusão total da International Power e GDF SUEZ proporcionaria benefícios significativos para ambas às empresas, permitindo atingir suas estratégias de crescimento mais rapidamente e com maior segurança do que sob a estrutura existente, em razão de:

• aumentar sua presença em mercados emergentes para acelerar crescimento futuro; e
• facilitar o acesso ao capital para o desenvolvimento de projetos de capital intensivo nesses mercados de rápido crescimento.

Adicionalmente, essa fusão simplificaria a estrutura do grupo GDF SUEZ e melhoraria ainda mais a integração entre as empresas. A Proposta Indicativa recebeu o apoio dos dois maiores acionistas da GDF SUEZ.

Esta operação obedeceu ao "Regime de Aquisição" ("*Scheme of Arrangement*") nos termos do quadro regulatório do Reino Unido, tendo a assembleia geral de acionistas da International Power aprovado, no mês de junho, 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 International Power Ltd..

Em 29.06.2012 após a aprovação das autoridades britânicas, a GDF SUEZ passou a deter 100% do capital social da International Power Ltd.. Esta aquisição da 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.

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 S.A. (GDF SUEZ), tomou conhecimento da confirmação da obtenção de um empréstimo adicional de até R$ 2.300 milhões para o projeto Usina Hidrelétrica Jirau, potencialmente aumentando o total de financiamento disponível para o projeto para R$ 9.500 milhões.

8.4 - Outras informações relevantes

No mesmo comunicado, a GDF SUEZ anunciou também 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, esperadas para ocorrer no quarto trimestre de 2012.

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 aumentará 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.

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.

Não há outras informações que a Companhia julga relevantes neste item.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

9.1 Bens do ativo não circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades da Companhia, referentes ao último exercício social

a. Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Usina Hidrelétrica Salto Santiago	Brasil	PR	Saudade do Iguaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Itá (em consórcio)	Brasil	RS	Aratiba	Própria
Usina Hidrelétrica Salto Osório	Brasil	PR	Quedas do Iguaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Cana Brava	Brasil	GO	Cavalcante	Própria
Usina Hidrelétrica Estreito (em consórcio)	Brasil	MA	Estreito	Própria
Usina Hidrelétrica Machadinho (em consórcio)	Brasil	SC	Piratuba	Própria
Usina Hidrelétrica São Salvador	Brasil	TO	Paranã	Própria
Usina Hidrelétrica Passo Fundo	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	Brasil	MT	Itiquira	Própria
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Brasil	SC	Capivari de Baixo	Própria
Usina Termelétrica William Arjona	Brasil	MS	Campo Grande	Própria
Usina Termelétrica Charqueadas	Brasil	RS	Charqueadas	Própria
Usina Termelétrica Alegrete	Brasil	RS	Alegrete	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Engenheiro José Gelazio da Rocha	Brasil	MT	Rondonópolis	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis	Brasil	MT	Rondonópolis	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca	Brasil	MG	Caratinga	Própria
Usina de Cogeração Lages	Brasil	SC	Lages	Própria
Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética	Brasil	SP	Pitangueiras	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
Parque Eólico Porto do Delta (no aguardo de licenciamento)	Brasil	PI	Parnaíba	Própria
Parque Eólico Trairí (Em construção)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Fleixeiras I (Em construção)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Mundaú (Em construção)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Guajiru (Em construção)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Sala Comercial	Brasil	SP	São Paulo	Alugada
Edifício Sede	Brasil	SC	Florianópolis	Alugada

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

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	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 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 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
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 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

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
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	UHE Passo Fundo - Tractebel Energia	Usina Hidrelétrica 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 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
Autorizações	Complexo Jorge Lacerda (Autorizações) - 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
Autorizações	UTE William Arjona (Autorizações) - Tractebel Energia	Rodovia BR-060, 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
Autorizações	UTE Charqueadas (Autorizações) - 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
Autorizações	UTE Alegrete (Autorizações) - 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

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Autorizações	PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha (Autorizações) – 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
Autorizações	PCH Rondonópolis (Autorizações) – 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
Autorizações	PCH Areia Branca (Autorizações) – 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
Autorizações	Unidade de Cogeração Lages (Autorizações) – Controlada Lages	R. Vivandeiro S. Valle, 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
Autorizações	UTE Ibitiúva Bioenergética (Autorizações) - 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
Autorizações	Eólica Beberibe (Autorizações) – 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
Autorizações	Eólica Pedra do Sal (Autorizações) – 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

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Autorizações	Eólica Porto das Barcas (Autorizações) – 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
Autorizações	Eólica Trairí (Autorizações) – Controlada indireta Trairí	Parque Eólico Trairí - 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
Autorizações	Eólica Fleixeiras I (Autorizações) – Controlada indireta Fleixeiras I	Parque Eólico Fleixeiras I - 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
Autorizações	Eólica Mundaú (Autorizações) – Controlada indireta Mundaú	Parque Eólico Mundaú - 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
Autorizações	Eólica Guajiru (Autorizações) – Controlada indireta Guajiru	Parque Eólico Guajiru - 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

c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emissor (%)
Exercício social	**Valor contábil - variação %**	**Valor mercado - variação %**	**Montante de dividendos recebidos (Reais)**		**Data**	**Valor (Reais)**		
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				
31.12.2011	6,700000	-	5.321.030,22	**Valor contábil**	31.12.2011	311.279.984,51		
31.12.2010	6,510000	-	5.790.372,13					
31.12.2009	8,040000	-	4.070.919,44					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação: Rentabilidade dos investimentos								
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, criado em 05.11.2002 para a implantação e exploração da UHE Estreito.	99,990000
				Valor mercado				
31.12.2011	5,400000	-	-	**Valor contábil**	31.12.2011	915.407.827,57		
31.12.2010	100,000000	-	-					
31.12.2009	-	-	-					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação: Rentabilidade dos investimentos								
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração e comercialização de energia elétrica	99,990000
				Valor mercado				
31.12.2011	2,570000	-	-	Valor contábil	31.12.2011	360.775.255,66		
31.12.2010	8,290000	-	-					
31.12.2009	20,090000	-	-					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação: Rentabilidade dos investimentos.								

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emissor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)		
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00	-	Controlada	Brasil	SC	Lages	Geração e comercialização de energia elétrica	99,990000
				Valor mercado				
31.12.2011	-16,850000	-	14.999.999,51	**Valor contábil**	31.12.2011	59.197.965,76		
31.12.2010	11,140000	-	-					
31.12.2009	35,640000	-	-					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação: Rentabilidade dos investimentos.								
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
				Valor mercado				
31.12.2011	157,150000	-	-	**Valor contábil**	31.12.2011	168.254.579,87		
31.12.2010	-9,220000	-	-					
31.12.2009	126,660000	-	-					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação: Rentabilidade dos investimentos.								
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 à geração de energias complementares	99,990000
				Valor mercado				
31.12.2011	20,260000	-	-	**Valor contábil**	31.12.2011	618.221.676,78		
31.12.2010	3,300000	-	-					
31.12.2009	111,610000	-	-					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação: Rentabilidade dos investimentos.								

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emissor (%)
Exercício social	**Valor contábil - variação %**	**Valor mercado - variação %**	**Montante de dividendos recebidos (Reais)**		**Data**	**Valor (Reais)**		
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
				Valor mercado				
31.12.2011	-	-	-	**Valor contábil**	31.12.2011	999,00		
31.12.2010	-	-	-					
31.12.2009	-	-	-					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação: Possibilidade de desenvolvimento de um novo negócio								
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
				Valor mercado				
31.12.2011	-98,700000	-	10.200.000,00	**Valor contábil**	31.12.2011	311.192,96		
31.12.2010	3,540000	-	-					
31.12.2009	15,160000	-	-					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação: Possibilidade de desenvolvimento de um novo negócio.								
Machadinho Energética S.A. (Maesa)	03.076.274/0001-52	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração e comercialização de energia elétrica	2,822700
				Valor mercado				
31.12.2011	-	-	-	Valor contábil	31.12.2011	28.793.128,87		
31.12.2010	-	-	-					
31.12.2009	-	-	-					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação: Aumento da participação da Usina Hidrelétrica Machadinho.								

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 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 (no aguardo de licenciamento)	Brasil	PI	Parnaíba	Própria
Parque Eólico Trairí (Em construção)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Fleixeiras I (Em construção)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Mundaú (Em construção)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Guajiru (Em construção)	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
Usina Hidrelétrica São Salvador	Brasil	TO	Paranã	Própria
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	Brasil	MT	Itiquira	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	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.
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 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.

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	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.
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.
Concessões	Eólica Trairí (Autorização) – Controlada indireta Trairí	Parque Eólico Trairí - 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	Parque Eólico Fleixeiras I - 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.

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 Mundaú (Autorização) – Controlada indireta Mundaú	Parque Eólico Mundaú - 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 Guajiru (Autorização) – Controlada indireta Guajiru	Parque Eólico Guajiru - 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.

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 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.

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)
31/12/2011	5,400000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2011	915.407.827,57
31/12/2010	100,000000	0,000000	0,00			
31/12/2009	0,000000	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)
31/12/2011	2,570000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2011	360.775.255,66
31/12/2010	8,290000	0,000000	0,00			
31/12/2009	20,090000	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)
31/12/2011	-98,700000	0,000000	10.200.000,00	Valor contábil	31/12/2011	311.192,96
31/12/2010	3,540000	0,000000	0,00			
31/12/2009	15,160000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Participação em projetos de geração. Sem atividade até o momento.

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Energia América do Sul Ltda. (EAS)	02.695.010/0001-14	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração e comercialização de energia elétrica	0,000000

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	Valor contábil	31/12/2011	0,00

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)**		
31/12/2010	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00					

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.
Em 30.12.2010 a sociedade foi incorporada pela sua controladora Tractebel Energia.

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
				Valor mercado				
31/12/2011	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2011	999,00		
31/12/2010	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2009	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				
31/12/2011	6,700000	0,000000	5.321.030,22	**Valor contábil**	31/12/2011	311.279.984,51		
31/12/2010	6,510000	0,000000	5.790.372,13					
31/12/2009	8,040000	0,000000	4.070.919,44					

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.

Lages Bioenergética S.A. (Lages)	05.210.535/0001-00	-	Controlada	Brasil	SC	Lages	Geração e comercialização de energia elétrica	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2011	-16,850000	0,000000	14.999.999,51	**Valor contábil**	31/12/2011	59.197.965,76		
31/12/2010	11,140000	0,000000	0,00					
31/12/2009	35,640000	0,000000	0,00					

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.

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 (%)
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

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
				Valor mercado		
31/12/2011	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2011	0,00
31/12/2010	0,000000	0,000000	0,00			
31/12/2009	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.

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		
31/12/2011	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2011	28.793.128,87
31/12/2010	0,000000	0,000000	0,00			
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Aumento da participação da Usina Hidrelétrica Machadinho.

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		
31/12/2011	157,150000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2011	168.254.579,87
31/12/2010	-9,220000	0,000000	0,00			
31/12/2009	126,660000	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		

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	20,260000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2011	618.221.676,78		
31/12/2010	3,300000	0,000000	0,00					
31/12/2009	111,610000	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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

10. Comentário dos Diretores

10.1 Comentários dos diretores sobre

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2011

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 crescimento do lucro líquido e do EBITDA da Companhia no exercício foi de 19,5% e 11,4%, respectivamente, uma vez mais demonstrando a sua eficiência operacional. 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.

Cabe ainda considerar que o volume de chuvas de 2011 foi um dos maiores já registrados no país, o que aumentou a oferta de energia, ao mesmo tempo em que a crise mundial causou a redução do consumo. Esses dois fatores somados acarretaram preços do mercado de curto prazo bem abaixo dos verificados nos anos anteriores. Entretanto, a estratégia de manter elevados níveis de contratação no médio prazo permitiu à Companhia proteger suas receitas no ano.

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

- Geração de lucro crescente e consistente. O lucro líquido consolidado do exercício de 2011 foi de R$ 1.448 milhões, representando um aumento pelo oitavo ano consecutivo.
- Forte geração de caixa operacional. O EBITDA consolidado - no conceito de resultado operacional mais depreciações, amortizações e despesas financeiras líquidas - no ano de 2011 alcançou R$ 2.910 milhões. A margem EBTIDA atingiu 67,2%.
- Baixo nível de endividamento que possibilita o aproveitamento das oportunidades de crescimento. 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. Em nova classificação, divulgada 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. Em 27.09.2012 a Standard & Poor's também elevou o rating de crédito corporativo de longo prazo da Companhia, na escala nacional Brasil, de 'brAA+' para 'brAAA', com perspectiva estável. Também nesta data, foi reafirmado o rating de crédito corporativo de curto prazo 'brA-'.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Reduzido nível de inadimplência de clientes em função da diversificação do portfólio de clientes e do austero processo de análise de crédito.
- Crescimento sustentado. Em 2011 as quatro primeiras das oito unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Estreito iniciaram a operação comercial, contribuindo para o aumento da receita líquida da Companhia em R$ 87 milhões.
- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia. No ano de 2011 os dividendos propostos corresponderam a 100% do lucro líquido distribuível, em linha com a estratégia de crescimento da Companhia.
- Manutenção da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA. A Companhia participa desse índice desde a sua primeira edição.
- Conquista do 15º Troféu Transparência, concedido pela Anefac – Fipecafi – Serasa Experian, como empresa destaque pela qualidade e transparência de suas demonstrações contábeis do exercício de 2010, na categoria "Empresa com faturamento até R$ 8 bilhões". Esta foi a terceira premiação da Companhia no Troféu, a segunda consecutiva.

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2010

A situação patrimonial e financeira no ano de 2010 também foram favoráveis 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 entre o endividamento total e o EBITDA e endividamento líquido e o EBITDA em 31.12.2010 foram de 1,7 e 1,3 vezes, respectivamente.
- Baixo nível de inadimplência em função da diversificação do portfólio de clientes e do eficiente processo de análise de crédito.
- 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 referente 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2009

Em 2009 a Companhia também estava em posição patrimonial e financeira favoráveis, apresentando:

- Geração de lucro crescente e consistente. O lucro líquido do exercício de 2009 foi de R$ 1.091 milhões.
- Forte geração de caixa operacional. O EBITDA no ano de 2009 foi de R$ 2.202 milhões.
- Baixo nível de endividamento que reflete o potencial da Companhia de aproveitar as oportunidades de crescimento. A relação endividamento total/EBITDA, em 31.12.2009, foi de 1,6 vezes e endividamento líquido/EBITDA foi de 0,98 vezes.
- Reduzido nível de inadimplência em função da diversificação do portfólio de clientes e do rigoroso processo de análise de crédito.
- Remuneração aos acionistas sem a descapitalização financeira da Companhia. Os dividendos distribuídos no ano de 2009 foram de 58% do lucro líquido distribuível, consistente com a estratégia de crescimento da Companhia.

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

Estrutura de capital

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

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os principais componentes da estrutura de capital da Companhia estão demonstrados a seguir:

Valores em R$ milhões	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2009
Dívida bruta [1]	3.649	4.444	3.415
(-) Caixa e equivalente de caixa	(782)	(1.083)	(1.255)
Dívida líquida	2.867	3.361	2.160
Dívida de longo prazo (% do total da dívida)	88,6%	75,4%	89,8%
Patrimônio líquido	5.450	5.073	4.449
Grau de alavancagem [2]	34,5%	39,9%	32,7%
Composição da estrutura de capital:			
- Capital próprio (patrimônio líquido/ passivo total)	44,1%	39,5%	40,7%
- Capital de terceiros (passivo circulante e não circulante / passivo total)	55,9%	60,5%	59,3%

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.

A relação entre o endividamento total e o EBITDA da Companhia, em 31.12.2011, era de 1,25 vezes, e a relação entre o EBITDA e as despesas financeiras era de 5,73 vezes.

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A classificação de risco *("rating")* da Companhia é feita por duas agências de *rating*, a Standard & Poor's e a Fitch Ratings. Em maio de 2011 a Fitch Ratings atribuiu *rating* internacional 'BBB-' (Grau de Investimento - *Investment Grade*) à Tractebel Energia e afirmou o rating nacional de longo prazo 'AA+ (bra)', ambos com perspectiva estável.

Conforme anteriormente comentado, em abril de 2012 a agência Fitch *Ratings* elevou o Rating Internacional da Companhia de 'BBB-' para 'BBB', bem como elevou o *Rating* Nacional de Longo Prazo e da Segunda Emissão de Debêntures de 'AA+(bra)' para 'AAA(bra), ambos com perspectiva estável. Essa revisão foi motivada pelos seguintes destaques, expostos no documento elaborado pela 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.

Em 27.09.2012 a agência 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-'.

Segundo o relatório da Standard & Poor's, a elevação dos ratings reflete a expectativa de que a possível aquisição de 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 Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), diretamente e/ou por meio de Bancos Repassadores do BNDES. Estas instituições financeiras usualmente oferecem taxa de juros e prazos de pagamento compatíveis com o retorno dos projetos de geração de energia.

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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$ 3,7 bilhões.

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 31.12.2011

Valores em R$ milhões		Condições de pagamento		
	Juros	Vencimento	Principal e juros	Saldo
Controladora				
Moeda nacional				
Bank of America Merrill Lynch	98% do CDI	07.2014	Principal: 07.2013, 01.2014 e 07.2014	439
BNDES	TJLP + 4% a.a. [a]	04.2013	Juros: trimestrais Mensais	20
Moeda estrangeira				
STN	*Libor* + 1,075% a.a.	04.2024	Semestrais	112
BNP Paribas	*Euribor*+ 2,75%a.a.	11.2015	Anuais	100
Controladas				
Moeda nacional				
CEE				
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. [a]	09.2029	Mensais	896
BNDES - Crédito Social[b]	TJLP	06.2018	Mensais [e]	16
Bancos - Repasse BNDES[d]	TJLP + 2,95% a.a. [a]	09.2029	Mensais	637
CESS				
BNDES	TJLP + 2,7% a.a. [a]	10.2023	Mensais	190
Bancos - Repasse BNDES[d]	TJLP + 3,25% a.a. [a]	10.2023	Mensais	384
Itasa				
BNDES	TJLP + 4% a.a. [a]	09.2013	Mensais	21
Bancos - Repasse BNDES[d]	TJLP + 3,85% a.a. [a]	09.2013	Mensais	27

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Valores em R$ milhões		Condições de pagamento		
	Juros	Vencimento	Principal e juros	Saldo
Demais controladas				
BNDES	TJLP + (1,92% a 3,5% a.a.) [a]	01.2021 a 06.2024	Mensais	254
BNDES - Subcrédito B[c]	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	34
Banco do Brasil	8,08% a.a. [f]	10.2017	Mensais	23
BRDE	TJLP + 2,25% a.a. [a]	08.2012	Mensais	5

[a] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é capitalizado, incorporando-se ao principal dos financiamentos.
[b] Crédito destinado a financiar exclusivamente projetos sociais e ambientais do empreendimento Estreito.
[c] Crédito destinado a financiar máquinas e equipamentos da Usina Ibitiúva.
[d] Os Bancos são os seguintes: Itaú Unibanco, Bradesco, Santander e Votorantim.
[e] Os juros são pagos trimestralmente de 11.2010 a 06.2012 e mensalmente a partir de 07.2012.
[f] Taxa fixa já considerando o bônus de adimplência de 15% para pagamento até a data de vencimento.

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

Os saldos em 31.12.2011 dos contratos listados abaixo se encontram na tabela do item f(i) anteriormente apresentado.

- Controladora

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$ 273.537 mil (equivalente a R$ 430 milhões). A Companhia, para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra as oscilações do dólar norte americano, contratou uma operação de *swap*, com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira que concedeu o empréstimo, 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 Certificado de Depósito Interbancário (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, conforme previsto nos contratos.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Desta forma, os instrumentos financeiros e seus respectivos encargos são considerados um único instrumento financeiro sintético e estão sendo apresentados em base líquida no balanço patrimonial e no resultado da Companhia, como um único instrumento financeiro, refletindo de forma mais apropriada os montantes e a indicação dos fluxos de caixa futuros, bem como os riscos a que este fluxo de caixa estará exposto. Em consequência, o efeito no resultado financeiro da Companhia decorrente da contratação dos referidos instrumentos financeiros será equivalente a 98% do CDI.

BNDES e Bancos (Repasse BNDES)

O financiamento no valor inicial de R$ 114 milhões foi contratado originalmente pela controlada Companhia Energética Meridional (CEM) para a construção da Usina Hidrelétrica Cana Brava (UHE Cana Brava) na forma de projeto financiado ("P*roject Finance"*). Em função da incorporação da CEM pela Tractebel no ano de 2008, as garantias inicialmente concedidas ao BNDES foram substituídas por uma Carta de Fiança do Itaú Unibanco, no valor correspondente ao saldo da dívida, em caso de execução, com validade até 15.10.2013.

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 empréstimo de médio e longo prazos 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, 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 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*. As referidas *Notes* foram renegociadas na data do seu vencimento original, passando a ter prazo de oito anos e remuneração pela taxa *EuroLibor*, acrescida de "*spread*" de 2,75% ao ano 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 empreendimentos hidrelétricos.

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.

- Itá Energética S.A. (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.

- Garantias dos contratos com o BNDES e Bancos (Repasse BNDES) acima mencionados

As garantias contratuais são as seguintes: (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.

Além dessas garantias, para CEE, há também o penhor dos dividendos a serem pagos pela Tractebel Energia à sua controladora, GSELA, e para a Itasa, a caução da totalidade das ações dessa controlada.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Estas relações são representadas pelas debêntures emitidas pela Companhia.

Principais condições das debêntures da Companhia em 31.12.2011

Valores em R$ milhões		Condições de Pagamento			
Emissões	**Remuneração**	**Juros/atualização monetária**	**Principal**	**Quantidade**	**Saldo**
2ª Emissão Série Única	IPCA + 7% a.a.	Anualmente em 15.05	3 parcelas em 15.05.2012, 13 e 14	35.000	466
Cana Brava Série Única	TJLP + 4% a.a. (*)	Semestralmente em 01.04 e 01.10, até 01.04.2013	Semestralmente, em 01.04 e 01.10, até 01.04.2013	7.773	25

(*) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

As debêntures de 2ª emissão não possuem garantia e a relativa à Cana Brava tem como garantia os recebíveis da venda da energia gerada pela Usina.

A Companhia, no ano de 2011, fez as seguintes amortizações de debêntures, nas suas datas de vencimento ou de forma antecipada.

	Valores em R$ milhões	**Data**
Controladora		
3ª emissão	637	01.04.2011
1ª série da 1ª emissão	169	29.04.2011
4ª emissão	415	21.07.2011
Controlada		
2ª série da emissão da controlada Itasa	15	01.06.2011
1ª série da emissão da controlada Itasa	14	02.12.2011

Liquidações antecipadas

Em 2011 a Companhia liquidou antecipadamente as debêntures de sua 4ª emissão pelo valor de R$ 415 milhões, além de um custo adicional decorrente da antecipação de R$ 4 milhões. A amortização foi feita com parte dos recursos obtidos através do empréstimo junto ao Bank of America Merrill Lynch, conforme já mencionado. As referidas debêntures liquidadas tinham um encargo financeiro total de 110% do CDI e a última parcela anual de amortização do principal venceria em novembro de 2015.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Ainda em 2011 a controlada Itasa também quitou antecipadamente, com recursos próprios, as suas debêntures de 1ª e 2ª séries, no valor total de R$ 60 milhões. O montante correspondente à participação acionária da Companhia correspondeu a R$ 29 milhões. As debêntures tinham um custo de IGP-M + 9,4% a.a. e venceriam em parcelas anuais até junho de 2013.

(ii.i) – Concessões a pagar

Além dos empréstimos, financiamentos e debêntures a Companhia possui passivo financeiro relativo às concessões onerosas com a União para a utilização do bem público 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.

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

	Valor original		Valor atualizado	
Usinas e anos de pagamento	Pagamento Anual	Pagamento Total	Pagamento Anual	Pagamento Total
Usina Hidrelétrica Cana Brava				
De 01.01.2012 a 31.07.2023	680	7.990	2.138	25.492
De 01.08.2023 a 31.07.2033	61.280	612.800	195.734	1.957.338
		620.790		**1.982.830**
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
De 01.01.2012 a 30.09.2019	200	1.550	527	4.344
De 01.10.2019 a 30.09.2020	16.200	16.200	45.804	45.804
De 01.10.2020 a 30.09.2034	31.109	435.531	87.958	1.231.415
		453.281		**1.281.563**
Usina Hidrelétrica São Salvador				
De 01.01.2012 a 30.04.2037	20.000	**508.333**	41.548	**1.072.077**
Usina Hidrelétrica Estreito				
De 01.01.2012 a 31.12.2037	1.794	**46.796**	3.773	**99.332**

O saldo consolidado a pagar, em 31.12.2011, referente a essas concessões é de R$ 1.266 milhões, sendo: R$ 433 milhões para Cana Brava, R$ 396 milhões para Ponte de Pedra, R$ 401 milhões para São Salvador e R$ 36 milhões para Estreito.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(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, benefícios pós-emprego, provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas e outras 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$ 6.921 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 financeiras 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***
Bank of America Merrill Lynch	EBITDA[3] /despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida consolidada/EBITDA ≤ 3,5
BNDES	Patrimônio líquido / ativo total ≥ 30%
Controladas	
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) - CESS, Beberibe e Pedra do Sal	Índice de cobertura do serviço da dívida [4] ≥ 1,3
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) - CEE e Areia Branca	Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,2
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) - Itasa	Patrimônio líquido / ativo total ≥ 40%
BNDES - Ibitiúva	(i) Índice de Endividamento Geral ≤ 0,80 (ii) Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3

[3]EBITDA: resultado 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***
Banco do Brasil	(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
BRDE	(Passivos circulante + não circulante) / ativo total ≤ 66%

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, exceto quanto ao a seguir comentado.

A controlada indireta Hidropower Energia S.A. possui cláusulas restritivas em seu contrato de financiamento que requerem a manutenção de índices financeiros, entre eles o de liquidez corrente, o de cobertura do serviço da dívida e o de margem EBITDA.

Em decorrência de aspectos estruturais, o passivo circulante dessa empresa encontra-se em nível acima do inicialmente previsto no momento da contratação do financiamento, o que afeta negativamente tanto o índice de liquidez quanto o de cobertura do serviço da dívida.

A Companhia obteve uma dispensa de cumprimento da referida cláusula contratual (*waiver*) do Banco do Brasil pelo eventual não cumprimento de qualquer um dos compromissos financeiros estabelecidos no contrato, até a liquidação do financiamento. A dívida em 31.12.2011 é de R$ 23 milhões.

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

b) Debêntures

Dívida – Tractebel Energia	*Covenants*
2ª Emissão	(i) EBITDA/Despesas Financeiras Consolidadas ≥ 2,0 (ii) Dívida Consolidada/EBITDA ≤ 2,5 [(a)]
Cana Brava - 1ª Emissão (Série Única)	Patrimônio Líquido / Ativo Total ≥ 30%

[(a)] A partir do trimestre findo em 31.12.2012 a relação Dívida Consolidada/EBITDA passará a ser ≤ 3,5, conforme aprovado na Assembleia de Debenturistas realizada em 10.05.2012.

Adicionalmente aos *covenants* financeiros descritos na tabela acima, 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 anteriormente descritos estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia.

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

A controlada indireta Ibitiúva possui financiamento contratado junto ao BNDES, assinado no ano de 2010, cujo valor total era de R$ 82 milhões, dos quais R$ 72 milhões já foram recebidos, R$ 3 milhões ainda encontram-se pendentes de recebimento e R$ 8 milhões não serão utilizados.

A controlada Companhia Energética Estreito contratou com o BNDES e Bancos (Repasse BNDES) um financiamento suplementar para a continuidade da construção da Usina Hidrelétrica Estreito, no valor de R$ 308 milhões, dos quais R$ 39 milhões ainda estão pendentes de recebimento em função das obras da UHE Estreito ainda estarem em fase de conclusão e os investimentos sociais previstos no projeto estarem em fase de comprovação junto ao BNDES. A previsão da Companhia é que tais recursos sejam liberados até junho de 2012.

A Companhia não possui outros empréstimos ou financiamentos contratados que não tenham sido integralmente liberados.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

No ano de 2011 não houve alterações significativas nas demonstrações contábeis da Companhia.

A partir de 1º de janeiro de 2010, retroativamente a 1º de janeiro de 2009, a Companhia passou a adotar todos os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) aplicáveis às suas operações, os quais estão consistentes com as práticas contábeis internacionais (*International Financial Reporting Standards – IFRS)*. Desta forma, as demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31.12.2009, anteriormente divulgadas, foram ajustadas de modo a refletir as alterações decorrentes da adoção dos novos pronunciamentos e permitir a comparabilidade com os exercícios seguintes.

Os efeitos decorrentes da adoção destes novos pronunciamentos no exercício de 2009 foram os seguintes:

Valores em R$ milhões	**31.12.2009**
Lucro líquido antes da adoção das novas práticas	**1.134**
Ajustes:	
Depreciação sobre o ajuste a valor justo do ativo imobilizado	(85)
Constituição de ganho atuarial sobre obrigações com benefício pós-emprego	24
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre os ajustes acima	21
Outros ajustes	(3)
	(43)
Lucro líquido após a adoção das novas práticas	**1.091**

As considerações sobre os ajustes apresentados no quadro acima são as seguintes:

Depreciação sobre o ajuste a valor justo do ativo imobilizado

Em atendimento à orientação prevista nos pronunciamentos CPC 27 – Ativo Imobilizado e na interpretação ICPC 10 – Interpretação sobre a Adoção Inicial ao Ativo Imobilizado, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado das usinas da Companhia que apresentavam valor contábil substancialmente inferior ao seu valor justo. Este procedimento foi fortemente incentivado pela ICPC 10 e 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, de R$ 821 milhões em 1º de janeiro de 2009, teve como contrapartida a conta do patrimônio líquido denominada "Ajuste de avaliação patrimonial". A adoção deste procedimento resultará no aumento da depreciação da Companhia durante a vida útil dos ativos ajustados ao seu valor justo. O referido ajuste, líquido do imposto de renda e contribuição social diferidos, não afetará a base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem a base de distribuição de dividendos.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Constituição de ganho e reversão de perda atuarial sobre as obrigações com benefício pós-emprego

Conforme as práticas contábeis anteriores, previstas na Instrução CVM 371/00, as perdas atuariais acumuladas que se situam 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 do corredor vinham sendo registradas 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 – Benefícios a Empregados. Entretanto, conforme isenção prevista no CPC 37 R1 - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade, a Companhia reconheceu no seu balanço de abertura as perdas atuarias até então não registradas no passivo, tendo como contrapartida a conta de lucros acumulados, no patrimônio líquido, no valor de R$ 103 milhões. A Companhia optou por manter a abordagem do corredor em seu resultado para o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais apurados a partir da data da primeira adoção.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

h.1) 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**	**2010/2011 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**4.327**	**100**	**4.100**	**100**	**5,5**
CUSTOS DA VENDA DE ENERGIA					
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)
Reversão de provisões operacionais, líquida	97	(2,3)	66	(1,6)	47,0
Ganhos em ações judiciais	9	(0,2)	46	(1,1)	(80,4)
Outras receitas operacionais, líquidas	11	(0,2)	-	-	-
	(57)	**1,3**	**(62)**	**1,5**	**(8,1)**
Resultado do serviço	**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	**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	**2,22**	**-**	**1,85**	**-**	
EBITDA	**2.910**	**67,3**	**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.

Custos da venda de energia

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:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

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

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

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

- **Combustíveis para produção de energia elétrica:** na comparação entre os anos de 2011 e 2010, esses custos cresceram R$ 48 milhões, resultante principalmente da: (i) elevação de R$ 78 milhões no custo relativo ao consumo de carvão mineral utilizado na geração de energia para exportação; (ii) queda de R$ 29 milhões no custo com gás natural, pelo mesmo motivo acima mencionado; e (iii) diminuição do consumo de biomassa em R$ 2 milhões.
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:** crescimento de R$ 26 milhões na comparação entre os anos de 2011 e 2010, resultado da elevação da geração hidrelétrica, do reajuste tarifário anual e do início da incidência desse encargo sobre a energia gerada com o início da operação da UHE Estreito.
- **Pessoal:** aumento de R$ 12 milhões entre os exercícios analisados, em razão, fundamentalmente, do reajuste anual da remuneração dos empregados e, em menor proporção, da ampliação do quadro de pessoal, em consonância com o crescimento dos negócios da Companhia.
- **Materiais e serviços de terceiros:** na comparação entre os anos de 2011 e 2010 houve aumento de R$ 13 milhões, em virtude, substancialmente, da maior demanda por serviços de manutenção e conservação das unidades geradoras da Companhia e, em menor escala, por serviços de consultorias ambientais e de engenharia nas unidades geradoras.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- **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 venda de energia".

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 à 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.

- Reversão de provisões operacionais, líquidas

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

- Ganhos em ações judiciais

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Resultado do serviço

No exercício de 2011, o resultado do serviço 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 (IR) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL)

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
Depreciação e amortização	502	462
Resultado financeiro líquido	374	429
Imposto de tenda e contribuição social	586	509
EBITDA	**2.910**	**2.612**
Margem EBITDA (%)	**67,3%**	**63,7%**

O EBITDA, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro antes do imposto de renda e contribuição social, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização. 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e de 2009, preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2010**	**% da receita**	**2009**	**% da receita**	**2009/2010 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**4.100**	**100**	**3.497**	**100**	**17,2**
CUSTOS DA VENDA DE ENERGIA					
Energia elétrica comprada para revenda	(674)	16,4	(392)	11,2	71,9
Transações no âmbito da CCEE	(6)	0,1	(124)	3,5	(95,2)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(269)	6,6	(263)	7,5	2,3
Custo de produção de energia elétrica	(921)	22,5	(774)	22,2	19,0
Custo dos serviços prestados	(18)	0,4	(15)	0,4	20,0
	(1.888)	**46,0**	**(1.568)**	**44,8**	**20,4**
LUCRO BRUTO	**2.212**	**54,0**	**1.929**	**55,2**	**14,7**
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS					
Despesas com vendas	(14)	0,3	(15)	0,4	(6,7)
Despesas gerais e administrativas	(160)	3,9	(144)	4,1	11,1
Reversão (Constituição) provisões operacionais, líquida	66	(1,6)	(7)	0,2	-
Ganhos em ações judiciais	46	1,1	9	0,3	411,1
Outras receitas operacionais, líquidas	-	-	5	0,1	-
	(62)	**1,5**	**(152)**	**4,3**	**(59,2)**
Resultado do serviço	**2.150**	**52,4**	**1.777**	**50,8**	**21,0**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	131	3,2	87	2,5	50,6
Despesas financeiras	(560)	13,7	(327)	9,4	71,3
	(429)	**10,5**	**(240)**	**6,9**	**78,8**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	**1.721**	**42,0**	**1.537**	**44,0**	**12,0**
Imposto de renda e contribuição social	(509)	12,4	(446)	12,8	14,1
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.212**	**29,6**	**1.091**	**31,2**	**11,1**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO	**1,85**	**-**	**1,67**	**-**	
EBITDA[(1)]	**2.612**	**63,7**	**2.202**	**63,0**	**18,6**

Receita líquida de vendas

A receita líquida de vendas atingiu R$ 4.100 milhões em 2010, 17,3% acima dos R$ 3.497 milhões apresentados em 2009. A variação está relacionada principalmente às combinações que seguem: (i) acréscimo de R$ 124 milhões em função da elevação do preço médio de venda em 9,5%; (ii) aumento de R$ 207 milhões em razão da evolução do resultado nas transações realizadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme explicado item 10.2. a) i - "Detalhamento das operações na CCEE" do documento; (iii) incremento de R$ 311 milhões decorrente do acréscimo no volume de energia vendida, substancialmente, para distribuidoras de energia elétrica, em virtude do início do fornecimento de 200 MW médios vendidos no leilão realizado em 2005; (iv) decréscimo de R$ 31 milhões em exportação de energia; e (v) redução de R$ 39 milhões em outras receitas, relacionada, principalmente, ao reconhecimento em 2009 do ganho de R$ 35 milhões

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

provenientes do acordo efetuado com o Consórcio São Salvador para a compensação da perda de receita pelo atraso na conclusão das obras da UHE São Salvador.

- Preço médio líquido de vendas

Entre os anos comparados o preço médio de venda de energia, excluída a exportação e os impostos, passou de R$ 108,81/MWh em 2009 para R$ 112,58/MWh em 2010, representando uma evolução de 3,5%.

- Volume de vendas

No exercício de 2010, a quantidade de energia vendida atingiu 33.838 GWh (3.863 MW médios), uma elevação de 9,5% em relação ao ano de 2009, cuja quantidade foi de 30.911 (3.529 MW médios).

Custos da venda de energia

Os custos cresceram 20,5% em 2010, passando de R$ 1.568 milhões em 2009 para R$ 1.888 milhões em 2010. Essa variação decorre fundamentalmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda*:* incremento de R$ 282 milhões no ano em razão essencialmente do aumento de 2.429 GWh (277 MW médios) no volume de compras de energia, visando possibilitar à Companhia vender produto de 30 anos no leilão de energia "botox" a preços atrativos, com início de entrega em 2010, e atender aos demais compromissos de venda de energia. Uma considerável parte destes contratos de compra foi assinada anos atrás, portanto não guardando relação com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

- Transações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): entre os exercícios de 2010 e 2009, os custos com estas transações foram reduzidos em R$ 118 milhões, conforme descrito no item 10.2. a.(i) - "Detalhamento das operações na CCEE" do documento.

- Encargos de uso da rede elétrica e conexão*:* crescimento de R$ 6 milhões em 2010, em função da combinação da entrada em operação comercial das novas usinas com a redução da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) ocorrida em julho de 2010, gerada pelo processo de revisão tarifária das companhias de transmissão.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Custo de produção de energia elétrica e dos serviços prestados: aumento de R$ 147 milhões em razão substancialmente das considerações a seguir:

- **Combustíveis para geração:** ampliação de R$ 23 milhões no ano em comparação com 2009, resultado do aumento do consumo de gás na Usina Termelétrica William Arjona em R$ 36 milhões, da biomassa para a Usina de Cogeração Lages em R$ 5 milhões, bem como da redução do consumo de carvão mineral, combustível utilizado para a geração de energia para exportação, em R$ 19 milhões.
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:** entre os acumulados dos anos de 2010 e 2009, houve elevação de R$ 42 milhões, refletindo o reajuste tarifário anual e o expressivo aumento no despacho de usinas hidrelétricas.
- **Pessoal:** aumento de R$ 17 milhões no acumulado do ano, justificado pelo reajuste anual da remuneração dos empregados e pela necessidade de ampliação do quadro de pessoal para atender ao crescimento do parque gerador da Companhia.
- **Serviços de terceiros:** acréscimo de R$ 23 milhões no ano, em função substancialmente da maior demanda por serviços de manutenção e conservação das unidades geradoras da Companhia, realizados em 2010.
- **Depreciação e amortização:** superior em R$ 34 milhões no ano de 2010, em comparação com 2009, em razão principalmente da depreciação resultante do início da operação comercial das Usinas Areia Branca, Ibitiúva e São Salvador.

Lucro bruto

No exercício de 2010 o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.212 milhões, 14,7 % superior ao apresentado em 2009, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita operacional líquida" e "Custos da venda de energia".

Receitas (Despesas) operacionais

- Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas cresceram R$ 16 milhões, ou 11,3%, passando de R$ 144 milhões em 2009 para R$ 160 milhões no ano de 2010, em função essencialmente da combinação das seguintes variações: (i) aumento nas despesas com pessoal e administradores em razão do reajuste anual da remuneração dos mesmos; (ii) redução na demanda de contratação de serviços de consultorias e (iii) acréscimo nas contribuições assistenciais e doações.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Reversão de provisões operacionais, líquidas

Entre os anos comparados houve reversão de provisões operacionais líquidas de R$ 73 milhões, decorrente basicamente do reconhecimento do ganho atuarial em contrapartida à redução do passivo relativo aos benefícios pós-emprego, no valor de R$ 75 milhões. Este efeito está associado à adoção dos pronunciamentos contábeis internacionais (IFRS) e brasileiros (CPC).

- Ganhos em ações judiciais

Em 2010, a Companhia reconheceu receita não recorrente de R$ 46 milhões, em razão do trânsito em julgado favorável em ação judicial que pleiteou o direito de apurar o PIS e a Cofins pelo regime cumulativo sobre receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente à alteração da legislação para o regime de não cumulatividade. Já no exercício de 2009, a Companhia registrou ganho não recorrente de R$ 9 milhões em consequência de acordo judicial decorrente da rescisão do contrato de construção da Usina de biomassa São João.

Resultado do serviço

No exercício de 2010, o resultado do serviço foi de R$ 2.150 milhões, 21,0% superior ao apresentado no ano de 2009, que foi de R$ 1.777 milhões, resultado das variações acima descritas nos subitens “Lucro bruto” e “Receitas (Despesas) operacionais”.

Resultado financeiro

- Receitas financeiras

Em 2010, estas receitas foram de R$ 131 milhões, R$ 44 milhões superiores às de 2009, que foram de R$ 87 milhões, em função substancialmente dos rendimentos obtidos com as aplicações financeiras no decorrer do ano, fruto da maior taxa de juros incidentes sobre essas aplicações.

- Despesas financeiras

As despesas cresceram de R$ 327 milhões em 2009 para R$ 560 milhões em 2010, ou seja, R$ 233 milhões. Esta variação decorreu da combinação dos efeitos a seguir: (i) aumento de R$ 66 milhões nos juros sobre dívidas em razão do início do reconhecimento no resultado dos juros sobre o endividamento das empresas cujas usinas entraram em operação comercial; (ii) crescimento de R$ 121 milhões na variação monetária sobre dívidas e obrigações em consequência substancialmente da variação do IGP-M sobre as concessões a pagar; (iii) decréscimo de R$ 62 milhões no ganho cambial sobre os empréstimos em moeda estrangeira, em virtude da variação na cotação do dólar norte-americano e do euro em relação ao real; e (vi) redução de R$ 23 milhões nos encargos sobre o passivo atuarial da Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CS)

No exercício de 2010, as despesas com IR e CS alcançaram R$ 509 milhões, maiores em R$ 63 milhões em relação às de 2009, que foram de R$ 446 milhões. O aumento corresponde principalmente ao crescimento do lucro antes dos tributos.

Lucro líquido

Refletindo os efeitos comentados ao longo deste documento, no exercício de 2010, o lucro líquido atingiu R$ 1.212 milhões, 11,1% superior ao registrado no ano de 2009 que foi de R$ 1.091 milhões.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente mencionados, em 2010 o EBITDA atingiu R$ 2.612 milhões, 18,6% maior em relação ao do ano anterior, que foi de R$ 2.202 milhões. As margens EBITDA nos anos de 2010 e 2009 foram de 63,7% e 63,0%, respectivamente.

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	**31.12.2010**	**31.12.2009**
Lucro Líquido do exercício	1.212	1.091
Depreciação e amortização	462	425
Resultado financeiro líquido	429	240
Imposto de tenda e contribuição social	509	446
EBITDA	**2.612**	**2.202**
Margem EBITDA (%)	**63,7%**	**63,0%**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

h.2) Comparação entre os balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2011, 31 de dezembro de 2010 e 31 de dezembro de 2009 preparados de acordo com o IFRS e os CPC:

	ATIVO							
Valores em R$ milhões	31.12.2011	%	31.12.2010	%	31.12.2009	%	31.12.2010 *versus* 31.12.2011 (%)	31.12.2009 *versus* 31.12.2010 (%)
ATIVO CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	782	6,3	1.083	8,4	1.255	11,5	(27,8)	(13,7)
Contas a receber de clientes	542	4,4	531	4,1	435	4,0	2,1	22,1
Estoques	43	0,3	46	0,4	45	0,4	(6,5)	2,2
Tributos a recuperar	151	1,2	92	0,7	73	0,7	64,1	26,0
Ativo disponível para venda	-	-	23	-	-	-	-	-
Cauções e depósitos vinculados	39	0,3	82	0,6	33	0,3	(52,4)	148,5
Outros créditos	56	0,5	50	0,4	32	0,3	12,0	56,3
	1.613	**13,0**	**1.907**	**14,6**	**1.873**	**17,2**	**(15,4)**	**1,8**
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Realizável a Longo Prazo								
Tributos a recuperar	162	1,3	220	1,7	74	0,7	(26,4)	197,3
Cauções e depósitos vinculados	91	0,7	51	0,4	64	0,6	78,4	(20,3)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	280	2,3	328	2,6	311	2,8	(14,6)	5,5
Valores a receber por alienação de ativo	87	0,7	87	0,7	87	0,8	-	-
Depósitos judiciais	106	0,9	134	1,0	217	2,0	(20,9)	(38,2)
Outros créditos	51	0,3	52	0,4	53	0,5	(1,9)	(1,9)
	777	**6,2**	**872**	**6,8**	**806**	**7,4**	**(10,9)**	**8,2**
Imobilizado	**9.885**	**80,1**	**9.976**	**77,5**	**8.137**	**74,5**	**(0,9)**	**22,6**
Intangível	**96**	**0,8**	**95**	**0,7**	**118**	**1,0**	**1,1**	**(19,5)**
	10.758	**87,1**	**10.943**	**85,0**	**9.061**	**82,9**	**(1,7)**	**2,5**
TOTAL	**12.371**	**100,1**	**12.850**	**99,6**	**10.934**	**100,1**	**(3,7)**	**17,5**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Valores em R$ milhões	31.12.2011	%	31.12.2010	%	31.12.2009	%	31.12.2010 *versus* 31.12.2011 (%)	31.12.2009 *versus* 31.12.2010 (%)
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	234	1,9	269	2,1	246	2,2	(13,0)	9,3
Dividendos e juros sobre o capital próprio	221	1,8	190	1,5	170	1,6	16,3	11,8
Impostos e contribuições sociais a pagar	439	3,5	458	3,6	412	3,8	(4,1)	11,2
Empréstimos, financiamentos e debêntures	417	3,4	1.094	8,5	348	3,2	(61,9)	214,4
Concessões a pagar	46	0,4	42	0,3	37	0,3	9,5	13,5
Obrigações trabalhistas	54	0,4	55	0,4	41	0,4	(1,8)	34,1
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	9	0,1	11	0,1	13	0,1	(18,2)	(15,4)
Benefícios pós-emprego	36	0,3	26	0,2	26	0,2	38,5	-
Outras obrigações	103	0,8	115	0,9	113	1,0	(10,4)	1,8
	1.559	**12,6**	**2.260**	**17,6**	**1.406**	**12,8**	**(31,0)**	**60,7**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.232	26,1	3.349	26,1	3.067	28,1	(3,5)	9,2
Concessões a pagar	1.220	9,9	1.093	8,5	920	8,4	11,6	18,8
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	133	1,1	143	1,1	127	1,2	(7,0)	12,6
Benefícios pós-emprego	301	2,4	409	3,2	492	4,5	(26,4)	(16,9)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	423	3,4	446	3,5	460	4,2	(5,2)	(3,0)
Outras obrigações	53	0,4	77	0,6	13	0,1	(31,2)	492,3
	5.362	**43,3**	**5.517**	**43,0**	**5.079**	**46,5**	**(2,8)**	**8,6**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	2.446	19,8	2.446	19,0	2.446	22,4	-	-
Reservas de capital	92	0,7	92	0,7	92	0,8	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial	648	5,2	708	5,5	765	7,0	(8,5)	(7,5)
Reservas de lucros	2.262	18,3	1.827	14,2	1.146	10,5	23,8	59,4
	5.448		**5.073**		**4.449**		**7,4**	
Participação de acionistas não controladores	2	-	-	-	-	-	-	-
	5.450	**44,0**	**5.073**	**39,4**	**4.449**	**40,7**	**7**	**51,9**
TOTAL	**12.371**	**55,9**	**12.850**	**60,6**	**10.934**	**59,3**	**(3,7)**	**17,5**

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 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; e (v) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 1.002 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Contas a receber de clientes

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

Tributos a recuperar

O acréscimo decorre, substancialmente, da redução do período de compensação do PIS e da Cofins e da consequente transferência de valores que estavam apresentados no ativo não circulante.

Ativo disponível para venda

O saldo em 31.12.2010 foi realizado em 2011 pela conclusão do processo de venda das ações da Usina Termelétrica Seival.

Cauções e depósitos vinculados

A redução decorre de uma menor necessidade de constituição de reserva financeira para garantia de transações na CCEE, em razão da menor exposição da Companhia nesse mercado no final de 2011.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Tributos a recuperar

A redução decorre, principalmente, da combinação entre a (i) constituição dos créditos de PIS e Cofins sobre a aquisição de máquinas e equipamentos e sobre os gastos com construções de usina, e (ii) a transferência de parte desses créditos para o ativo circulante em virtude de se tornarem passíveis de compensação.

Cauções e depósitos vinculados

O acréscimo no saldo deve-se, substancialmente, ao início da obrigação de constituição da reserva financeira para garantia do pagamento dos encargos do financiamento contraído para a construção da Usina Hidrelétrica Estreito.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

A variação decorre, essencialmente, da redução da provisão para pagamento de benefícios pós-emprego resultante do reconhecimento do ganho atuarial no ano de 2011.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Depósitos judiciais

O decréscimo corresponde, principalmente, ao resgate de R$ 33 milhões, relativo a uma aplicação financeira vinculada que foi contratada para substituir e 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. Essa aplicação deixou de ser exigida pelo Banco sem que o custo da fiança bancária tivesse sido alterado.

Imobilizado

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

Passivo circulante

Fornecedores

A redução deve-se, principalmente, à queda nos saldos 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 decorre do maior crédito de juros sobre o capital próprio no mês de dezembro de 2011 em comparação com o mesmo mês de 2010.

Impostos e contribuições sociais a pagar

O decréscimo decorre, basicamente, da combinação entre (i) a maior antecipação de pagamento de imposto de renda (IR) e contribuição social (CSLL) no ano de 2011 ante a 2010 e, (ii) o maior IR e CSLL apurados em 2011 procedentes do aumento do resultado entre os anos comparados.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O decréscimo ocorreu pelos seguintes fatores: (i) transferência do passivo não circulante de R$ 373 milhões; (iii) apropriação de juros e variações monetárias e cambiais no montante de R$ 252 milhões; e (iii) pagamentos de principal e juros no valor total de R$ 1.686 milhões.

Concessões a pagar

A elevação 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Benefícios pós-emprego

O acréscimo é derivada da expectativa de realização do déficit atuarial no ano de 2012.

Outros

A redução ocorreu, basicamente, devido à combinação entre o decréscimo do saldo de adiantamento de clientes e o aumento no saldo de compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos a pagar.

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A variação é composta 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 Usina Hidrelétrica Estreito; (iii) apropriação de juros e variações monetárias de R$ 120 milhões; (iv) ganho de variação cambial de R$ 16 milhões; (v) pré-pagamento de R$ 384 milhões de debêntures e financiamento; (vi) transferência para o passivo circulante de R$ 373 milhões de parcela de dívidas que vencerão em 2012.

Concessões a pagar

O incremento decorre, principalmente, 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.

Benefícios pós-emprego

A redução deve-se, essencialmente, ao que segue: (i) juros do passivo atuarial de R$ 125 milhões; (ii) rendimento dos ativos dos Planos de R$ 106 milhões; (iii) contribuição da patrocinadora e participantes de R$ 35 milhões; e (iv) reconhecimento da redução do passivo em razão do ganho atuarial de R$ 82 milhões relativo à amortização do excedente ao limite de 10% sobre o total do passivo dos Planos (“corredor”), conforme sistemática prevista no Pronunciamento Técnico CPC 33 - Benefícios Pós-emprego.

Imposto de renda e contribuição social diferidos - passivo

A variação decorre, principalmente, da redução resultante da depreciação do ajuste ao valor justo do ativo imobilizado reconhecido quando da primeira adoção dos pronunciamentos técnicos IAS 16 e CPC 27 – Ativo Imobilizado.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Patrimônio líquido

O acréscimo é decorrente, principalmente, da apuração do lucro líquido do exercício findo em 31.12.2011 de R$ 1.448 milhões, deduzido da destinação de R$ 912 milhões para a distribuição de dividendos intercalares e juros sobre o capital próprio, além do pagamento de R$ 158 milhões de dividendos relativos ao ano de 2010.

Análise comparativa entre os balanços patrimoniais de 31.12.2010 e 31.12.2009

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

A redução decorre, essencialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 1.680 milhões; (ii) aplicação de R$ 296 milhões no ativo imobilizado; (iii) aquisição da SUEZ Energia Renovável S.A. (denominação anterior da Companhia Energética Estreito) pelo valor de R$ 792 milhões, líquido do caixa e equivalentes de caixa da Empresa adquirida; (iv) amortização de R$ 478 milhões de empréstimos, financiamentos e debêntures; (v) captação de R$ 277 milhões de financiamentos para a construção de Usinas; e (vi) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 536 milhões.

Contas a receber de clientes

O crescimento deve-se, basicamente, ao aumento do preço de venda da energia e os valores a receber oriundos das vendas das empresas que entraram em operação em 2010.

Tributos a recuperar

O acréscimo ocorreu, principalmente, em função do reconhecimento do crédito de PIS/Cofins decorrente de ação judicial transitada em julgado em favor da Companhia alusiva à ilegalidade da aplicação da Instrução Normativa nº 468/2004. Estes créditos serão futuramente compensados com tributos federais devidos pela Companhia após autorização da receita Federal do Brasil.

Ativo disponível para venda

Este ativo decorre da intenção da Companhia de alienar o Projeto Seival, constituído pelas empresas Seival Participações S.A. e Usina Termelétrica Seival Ltda. (UTE Seival). Esta detém os direitos para implantar e explorar uma usina termelétrica a carvão, em Candiota (RS), com potência instalada de até 540 MW. A venda do ativo foi concretizada no ano de 2011.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Cauções e depósitos vinculados

O crescimento deve-se à maior necessidade de depósitos compulsórios em garantia da liquidação das transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), devido ao maior volume de transações neste mercado.

Outros créditos

O acréscimo foi derivado, basicamente, do maior volume de valores a receber pela alienação de ativos e serviços prestados a terceiros.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Tributos a recuperar

O incremento decorre, substancialmente, da inclusão no balanço consolidado dos créditos de PIS e Cofins sobre a aquisição de bens do ativo imobilizado, no valor de R$ 121 milhões, da Companhia Energética Estreito, adquirida no ano de 2010.

Cauções e depósitos vinculados

A redução deve-se, basicamente, a combinação do que segue: (i) constituição de conta reserva para a garantia de pagamento dos serviços dos financiamentos com o BNDES e Bancos (Repasse BNDES), cujas amortizações se iniciaram em 2010; e (ii) resgate proveniente do pré-pagamento do financiamento da Ponte de Pedra Energética S.A..

Imposto de renda e contribuição social diferidos

A variação ocorreu, basicamente, pelo que segue: (i) redução da provisão para pagamento de benefícios pós-emprego, ocasionada pelo reconhecimento do ganho atuarial em 2010; (ii) registro de prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social de controladas da Companhia; (iii) contabilização dos tributos diferidos sobre ágio incorporado de controlada; e (iv) reconhecimento de tributos diferidos sobre o ajuste a valor justo em combinação de negócios.

Depósitos judiciais

O decréscimo corresponde, principalmente, ao resgate de R$ 108 milhões decorrente do trânsito em julgado em favor da Companhia alusivo à ilegalidade da aplicação da Instrução Normativa nº 468/2004.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Imobilizado

A variação decorre, substancialmente, do seguinte: (i) inclusão no balanço consolidado de R$ 1.941 milhões relativos ao ativo da Companhia Energética Estreito, adquirida no mês de agosto de 2010; (ii) aquisições de ativos no montante de R$ 353 milhões, dos quais R$ 37 milhões correspondem a Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética, R$ 224 milhões à Usina Hidrelétrica Estreito, após a sua aquisição, e R$ 92 milhões a obras para manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração das usinas da Companhia; (iii) depreciação de R$ 450 milhões; e (iv) baixas de R$ 5 milhões.

Passivo circulante

Fornecedores

O acréscimo deve-se, substancialmente, a elevação das transações de compra de energia elétrica, no valor de R$ 27 milhões.

Dividendos e juros sobre capital próprio

O aumento decorre do maior crédito de juros sobre o capital próprio no mês de dezembro de 2010 em comparação com o mesmo mês de 2009.

Impostos e contribuições sociais a pagar

O aumento decorre, substancialmente, da maior imposto de renda e contribuição social em 2010 devido da elevação do lucro antes dos tributos naquele ano.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O incremento ocorreu pelos seguintes fatores: (i) transferência do passivo não circulante de R$ 1.200 milhões, decorrente, principalmente, das debêntures que venceram no primeiro semestre de 2011; (ii) encargos financeiros de R$ 295 milhões; e (iii) pagamentos de principal e juros e de R$ 749 milhões.

Concessões a pagar

A elevação deve-se, principalmente, à combinação da transferência do passivo não circulante no valor de R$ 39 milhões e com os pagamentos realizados no exercício de R$ 37 milhões.

Outros

O crescimento ocorreu, basicamente, devido ao recebimento de adiantamento de cliente para a entrega de energia no ano de 2011.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O aumento é composto dos seguintes fatores: (i) financiamentos do BNDES e Bancos (Repasse BNDES) para aplicação na construção de Usinas no valor de R$ 277 milhões; (ii) inclusão no balanço consolidado de R$ 1.161 milhões relativo à aquisição da Companhia Energética Estreito em agosto de 2010; (iii) transferência para o passivo circulante de R$ 1.200 milhões de dívidas que venceram em 2011; (iv) encargos financeiros de R$ 60 milhões; e (v) perda de variação cambial de R$ 14 milhões.

Concessões a pagar

O incremento decorre do seguinte: (i) inclusão no balanço consolidado de R$ 31 milhões relativo ao direito de concessão da Usina Hidrelétrica Estreito, adquirida em agosto de 2010; (ii) juros e variação monetária de R$ 180 milhões; (iii) transferência para o passivo circulante de R$ 39 milhões.

Benefícios pós-emprego

A redução deve-se, substancialmente, ao que segue: (i) juros sobre o passivo atuarial de R$ 120 milhões; (ii) rendimento dos ativos dos Planos de R$ 95 milhões; (iii) contribuição da patrocinadora e participantes de R$ 31 milhões; e (iv) reconhecimento da redução do passivo em razão do ganho atuarial de R$ 75 milhões relativo à amortização do excedente ao limite de 10% sobre o total do passivo dos Planos (“corredor”), conforme sistemática prevista no Pronunciamento Técnico CPC 33 - Benefícios Pós-emprego.

Imposto de renda e contribuição social diferidos - passivo

A variação decorre, basicamente, do seguinte: (i) redução resultante da depreciação do ajuste ao valor justo do ativo imobilizado reconhecido quando da primeira adoção dos pronunciamentos técnicos IAS 16 e CPC 27 – Ativo Imobilizado; e (ii) constituição dos tributos diferidos sobre a depreciação incentivada de determinados custos de construção e aquisição de ativos de certas usinas de controladas da Companhia.

Outros

A elevação decorre, fundamentalmente, da transferência de obrigações com pesquisa e desenvolvimento do passivo circulante.

Patrimônio líquido

O acréscimo decorreu da apuração do lucro líquido do exercício findo em 31.12.2010 de R$ 1.212 milhões, deduzido da destinação de R$ 506 milhões deste lucro para a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio e do pagamento de R$ 82 milhões de dividendos relativos ao ano de 2009.

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							
Valores em R$ milhões	**2011**	**%**	**2010**	**%**	**2009**	**%**	**2010/2011 (%)**	**2009/2010 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS								
Suprimento de energia elétrica	2.941	68,0	2.980	72,7	2.612	74,7	(1,3)	14,1
Fornecimento de energia elétrica	1.127	26,0	817	19,9	719	20,6	37,9	13,6
Transações no âmbito da CCEE	88	2,0	260	6,3	53	1,5	(66,2)	390,6
Exportação de energia elétrica	153	3,5	30	0,7	61	1,7	410,0	(50,8)
Outras receitas	18	0,5	13	0,4	52	1,6	38,5	(75,0)
	4.327	**100,0**	**4.100**	**100,0**	**3.497**	**100**	**5,5**	**17,2**

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$ 2.941 milhões em 2011, valor 1,3% 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 1.470 GWh (168 MW médios) na quantidade vendida para comercializadoras, correspondente a R$ 138 milhões, em função essencialmente da não renovação de contratos vencidos; e (iii) acréscimo de R$ 137 milhões e de R$ 61 milhões, em função do aumento de 5,7% e de 12,5% 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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Fornecimento de energia elétrica

A receita de fornecimento de energia - aquela originária de vendas a consumidores livres - cresceu 38% na comparação entre os anos em análise, passando de R$ 817 milhões em 2010 para R$ 1.127 milhões em 2011. Essa expansão decorreu do que segue: (i) elevação de R$ 136 milhões em razão do aumento de 15,1% do preço médio líquido de venda; e (ii) venda adicional de 1.678 GWh (192 MW médios), equivalentes a R$ 174 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.

Detalhamento das operações na CCEE

Os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados em uma fatura única, a receber ou a pagar, exigindo, portanto, o seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cabe ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando nos últimos anos uma mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos, sendo esta a razão para a criação do presente tópico. Assim, ele nos permite realizar uma análise das oscilações dos principais elementos, a despeito de terem sido alocados ora na receita ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente estes 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).

Em 2011 o resultado líquido positivo 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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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. Cabe considerar que o volume de exportação de energia de cada usina do Sistema Elétrico Brasileiro é definido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) com base na disponibilidade das usinas e levando-se em consideração os menores custos declarados das mesmas.

Análise comparativa dos componentes da receita líquida de vendas entre os exercícios findos em 31.12.2010 e 31.12.2009

Suprimento de energia elétrica

A receita de suprimento de energia evoluiu 14,1% entre os anos comparados, passando de R$ 2.612 milhões no exercício de 2009 para R$ 2.980 milhões em 2010. Essa variação é explicada pelos seguintes aumentos: (i) R$ 239 milhões, em consequência da elevação do volume de vendas de 1.906 GWh (218 MW médios) para distribuidoras, reflexo principalmente do início da vigência de contratos no mercado regulado; (ii) R$ 44 milhões ou 500 GWh (57 MW médios) para comercializadoras; e (iii) R$ 85 milhões em razão do crescimento de 3,8% do preço médio líquida da energia vendida para distribuidoras.

Fornecimento de energia elétrica

Em relação à receita de fornecimento de energia, obteve-se um avanço de 13,6% entre os anos em análise, passando de R$ 719 milhões em 2009 para R$ 817 milhões em 2010. Os grandes responsáveis por esta variação foram: (i) o aumento do preço médio de venda em 4,4%, que resultou em receita líquida adicional de R$ 33 milhões; e (ii) o acréscimo no volume de venda de energia de 688 GWh (79 MW médios), advindo da ampliação do consumo das indústrias, pós-crise mundial, o que representou crescimento na receita de R$ 65 milhões.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Transações no âmbito da CCEE

No acumulado de 2010, a receita obtida nesta rubrica chegou aos R$ 260 milhões, acréscimo de R$ 207 milhões em relação aos R$ 53 milhões obtidos no ano de 2009. As explicações sobre essas operações e variações podem ser obtidas a seguir.

Detalhamento das operações na CCEE

Em 2010, a Companhia obteve uma receita líquida decorrente das transações realizadas no âmbito da CCEE de R$ 254 milhões (R$ 260 milhões de receita e R$ 6 milhões de despesa), contra uma despesa líquida em 2009 de R$ 71 milhões (receita de R$ 53 milhões e despesa de R$ 124 milhões), ou seja, uma variação positiva no resultado das transações na CCEE de R$ 325 milhões. As explicações sobre essas operações e variações podem ser obtidas a seguir.

Os resultados positivos decorreram principalmente dos seguintes fatores:

(i) MRE - incremento de R$ 70 milhões, variando de uma despesa líquida de R$ 16 milhões em 2009 para uma receita líquida de R$ 54 milhões no ano de 2010. Esta variação foi consequência da maior geração das usinas hidrelétricas da Companhia no exercício de 2010 se comparado com o de 2009. Este aumento na receita foi parcialmente compensado por maior despesa com royalties, conforme descrito no item "Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos"; e

(ii) Demais transações realizadas na CCEE - resultado positivo de R$ 255 milhões entre os exercícios analisados decorrente principalmente do êxito na estratégia de alocação dos recursos de geração implementada pela Companhia e da maior geração nas usinas termelétricas no período.

Exportação de energia elétrica

No exercício de 2010, a receita relativa à exportação de energia para a Argentina e o Uruguai foi de R$ 30 milhões, contra R$ 61 milhões obtidos no ano anterior, em razão da menor demanda solicitada por esses países em 2010.

Outras

Redução de R$ 39 milhões, decorrente, substancialmente, do reconhecimento em 2009 do ganho de R$ 35 milhões em razão do acordo com o Consórcio São Salvador para a compensação da perda de receita pelo atraso na conclusão das obras da Usina Hidrelétrica São Salvador.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia nos anos de 2011, 2010 e 2009 estão abaixo mencionados. Informações complementares sobre os mesmos estão detalhadas no itens 10.1. h e 10.2. a (i) anteriormente descritos.

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 no Pronunciamento Técnico CPC 33 - Benefícios Pós-emprego.

Ano de 2009 - (i) elevação do preço médio líquido de venda de energia; (ii) redução do resultado positivo decorrente das transações realizadas na CCEE; (iii) decréscimo da energia comprada para revenda; (iv) queda no consumo de combustível utilizado para geração por necessidade energética do sistema; (v) redução da despesa com variação monetária sobre dívidas, em razão da redução dos índices de inflação; e (vi) aumento do ganho cambial sobre os empréstimos.

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

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

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

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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 e vinculados ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

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 efeito relevante no custo da Companhia, o qual foi afetado, substancialmente, pela variação das quantidades consumidas nos exercícios de 2011, 2010 e 2009.

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 no custo da Companhia foi de aproximadamente R$ 11 milhões, R$ 6 milhões e R$ 3 milhões em 2011, 2010 e 2009, 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 2011 foi reajustada em 5,63% em relação a que era praticada no exercício de 2010, o que gerou um impacto no custo da Companhia de cerca de R$ 8 milhões. Já nos exercícios de 2010 e 2009 os efeitos decorrentes dos reajustes de 4,16% e 3,81% foram de R$ 4 milhões em cada ano.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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

Exposição ao cambio

A parcela dos empréstimos exposta à variação da cotação de moeda externa - dólar norte americano e euro - em 31.12.2011 era de R$ 212 milhões (R$ 214 milhões em 31.12.2010 e R$ 246 milhões em 31.12.2009), correspondente a 5,8% (4,7% em 31.12.2010 e 5,5% em 31.12.2009) do somatório consolidado dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia. Os vencimentos da dívida estão distribuídos no longo prazo, com concentrações em 2015 e 2024.

O resultado financeiro da Companhia em decorrência da variação cambial no exercício de 2011 foi impactado negativamente em R$ 18 milhões (efeito positivo de R$ 15 milhões em 2010 e de R$ 78 milhões em 2009), ou seja, em aproximadamente 0,9% (0,9% em 2010 e 5,1% em 2009) do resultado operacional de 2011.

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 2011, 2010 e 2009 foram os seguintes:

(Valores em R$ milhões)	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Concessões a pagar	Total
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
Exercício Social findo em 31.12.2009			
- Juros	253	65	318
- Variação monetária	13	(4)	9

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

Durante o ano de 2011, quatro das oito unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Estreito iniciaram a operação comercial. A receita líquida de venda da energia gerada por essas unidades geradoras foi de R$ 87 milhões. Já os efeitos no EBITDA e no lucro líquido decorrentes do início da operação da UHE Estreito foram R$ 66 milhões e R$ 13 milhões, respectivamente. O cronograma de implantação da UHE Estreito prevê a conclusão da entrada em operação de todas as unidades geradoras no terceiro trimestre de 2012.

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 2011, 2010 e 2009 são as seguintes:

b.1) 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 é uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), 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, 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

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) e um no Estado do Piauí (PI). Os projetos totalizam 145,4 MW, com investimento total estimado em R$ 625 milhões. Parcela significativa da capacidade comercial dessas usinas foi vendida para consumidores livres em contratos de médio e de longo prazo.

As autorizações para que as empresas se estabeleçam como produtores independentes de energia já foram concedidas pela Aneel. A Companhia concluiu a contratação das empresas responsáveis pelo fornecimento dos equipamentos e pela montagem das 63 torres e aerogeradores, com capacidade de geração de 2,3 MW, cada. Os projetos executivos estão sendo realizados, os equipamentos estão em processo de fabricação e os trabalhos de construção civil nos parques eólicos do Ceará já foram iniciados.

Em maio de 2012, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) autorizou a concessão de financiamento de R$ 358,0 milhões, destinado à implantação dos quatro parques com capacidade instalada total de 115,4 MW.

Com referência ao projeto localizado no Piauí, cuja capacidade instalada é de 30 MW, a Companhia ainda está no aguardo da liberação da licença de instalação.

A conclusão da construção dos parques eólicos está prevista para o início do ano 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.

b.2) 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 Agência Nacional de Energia Elétrica, do BNDES e dos Bancos financiadores (Repasse BNDES). Neste mesmo mês, após a ratificação da transação na Assembleia Geral Extraordinária (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.

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

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 Comercialização Regulado (ACR).

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

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

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

Em 30.10.2010 foi realizada Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da Companhia que aprovou a incorporação da PPESA pela sua controladora EAS, e desta também 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.

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

b.3) Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009

Aquisição de projetos de geração de energia eólica

A Companhia, em novembro de 2009, adquiriu Sociedades de Propósito Específico (SPE) que possuíam projetos de geração de energia eólica no Estado do Ceará, cuja capacidade instalada é de 121,9 MW. Alguns desses projetos foram habilitados no leilão de energia de reserva promovido pela Aneel no mês de dezembro, porém não tiveram sua energia contratada em razão dos baixos preços ofertados pelos concorrentes no leilão. Estes projetos sofreram pequenas modificações e tiveram a sua implantação aprovada pela Companhia em 2011, conforme anteriormente mencionado no item b.1.

c. Eventos ou operações não usuais

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

Ano de 2011 – foi reconhecido o 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, e a perda na baixa de ativo imobilizado, no montante de R$ 5 milhões, resultante da substituição de disjuntores de uma usina da Companhia.

Ano de 2010 – a Companhia registrou receita não recorrente 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 IN 468 informado no item 4.3 deste Formulário de Referência).

Ano de 2009 – foi registrada receita não recorrente de R$ 8 milhões em consequência do acordo judicial derivado da rescisão do contrato de construção da Usina de biomassa São João.

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)

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 (BRGAAP), baseadas nos pronunciamentos emitidos pelo CPC.

A CVM, durante os anos de 2009 e 2010, 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 informações contábeis relativas ao exercício findo em 31.12.2009 foram ajustadas e reclassificadas, de modo a considerar a aplicação destes procedimentos e a tornar as informações contábeis comparativas com os anos seguintes.

Em 2011, o CPC realizou revisões e alterações em alguns pronunciamentos, visando manter atualizado o conjunto de normas emitidas, as quais não produziram impactos nas demonstrações contábeis da Companhia.

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

b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Ano de 2011

Não houve efeitos significativos decorrentes de alterações de práticas contábeis no ano de 2011.

Anos de 2010 e 2009

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 (01.01.2009) são os apresentados a seguir.

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

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

A Companhia, para fins de elaboração das demonstrações contábeis consolidadas, adotou antecipadamente as regras estabelecidas pelo IFRS 3 - *Business combination*, pronunciamento consistente com o CPC 15, para as combinações de negócios incluídas no escopo deste pronunciamento, realizadas pela Companhia a partir de 01.01.2008. Até esta data as combinações de negócios foram contabilizadas de acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas, segundo as regras estabelecidas pela Instrução CVM 247/96. A Companhia optou pela isenção prevista no CPC 37 R1 (Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade) e não adotou os requerimentos do CPC 15 retroativamente a 01.01.2008.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

De acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas a apresentação da receita da Companhia na demonstração do resultado segregava a receita operacional bruta, as deduções sobre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida. O citado CPC define que, para fins de divulgação na demonstração do resultado, a receita inclui somente os ingressos brutos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela entidade quando originários de suas próprias atividades. As quantias cobradas por conta de terceiros, tais como os tributos sobre vendas e os recursos destinados à pesquisa e desenvolvimento determinados pela Aneel, não são benefícios econômicos que fluam para a entidade e não resultam em aumento do patrimônio líquido; portanto, não devem ser apresentados como receita. Ainda de acordo com o CPC, a Companhia deve divulgar em nota explicativa uma conciliação entre a receita bruta para finalidades fiscais e a receita apresentada na demonstração do resultado.

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

Em conformidade com as práticas contábeis anteriores previstas na Instrução CVM 371/00, as perdas atuariais acumuladas que se situavam dentro do limite de 10% do valor presente da obrigação de benefícios definidos (“corredor”), não vinham sendo reconhecidas no resultado da Companhia, mas divulgadas em Nota Explicativa. As perdas excedentes ao limite deste corredor vinham sendo reconhecidas no resultado durante o tempo médio remanescente de vida dos participantes do plano de benefício. Este procedimento não foi modificado pela nova prática contábil estabelecida no CPC 33. Entretanto, conforme isenção prevista no CPC 37 R1 (Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade), as perdas atuariais que não estavam registradas no passivo, por estarem dentro do limite do corredor, foram registradas pela Companhia no seu balanço de abertura, em contrapartida da conta de lucros acumulados, no patrimônio líquido. A Companhia optou por manter a abordagem do corredor para o reconhecimento no seu resultado dos ganhos e perdas atuariais apurados a partir da data da primeira adoção.

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.

Demonstrativo dos ajustes e reclassificações decorrentes da primeira adoção das novas práticas contábeis do Balanço patrimonial e do resultado do exercício social findo em 31.12.2009:

Valores em R$ milhões	Ativo	Passivo	Patrimônio Líquido	Lucro Líquido
Saldo anterior à adoção das novas práticas	**9.654**	**5.973**	**3.681**	**1.134**
Ajustes e reclassificações:				
Ativo circulante				
Ativo fiscal diferido	(16)	-	-	-
Ativo não circulante				
Depósitos judiciais	49	-	-	-
Ativo fiscal diferido	88	-	72	-
Imobilizado	1.159	-	1.159	-
Passivo circulante				
Dividendos e juros s/capital próprio	-	(82)	82	-
Passivo não circulante				
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-	49	-	-
Benefício pós-emprego	-	133	(133)	-
Passivo fiscal diferido	-	412	(412)	-
Custos da venda de energia				
Depreciação	-	-	-	(84)
Receitas (despesas) operacionais				
Reversão de provisões operacionais	-	-	-	24
IR e CS diferidos	-	-	-	17
	1.280	512	768	(43)
Saldo após a adoção das novas práticas	**10.934**	**6.485**	**4.449**	**1.091**

c. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Anos de 2011 e 2010

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

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

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

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

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

Ainda segundo o citado Comunicado Técnico do IBRACON, foi empreendido um esforço para que as demonstrações contábeis elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil sejam iguais àquelas preparadas de acordo com as normas internacionais (IFRS). Como as diferenças acima mencionadas remanescentes são pontuais, a Comissão de Valores Mobiliários (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.

Ano de 2009 - Não houve ressalva nem ênfase no Parecer dos Auditores Independentes da Companhia, relativo às Demonstrações Contábeis do exercício social findo em 31.12.2009.

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 a 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 se baseie em julgamentos sobre os efeitos de certas transações que afetam os seus ativos, passivos, receitas e despesas. A conclusão de determinadas transações que envolvem as estimativas e julgamentos, efetuados pela Administração, pode afetar o patrimônio e a condição financeira da Companhia, bem como seus resultados operacionais, já que os valores efetivamente obtidos podem diferir significativamente dos julgamentos efetuados pela Companhia. A seguir apresentamos as principais políticas e estimativas contábeis críticas utilizadas pela Companhia:

As práticas contábeis críticas são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da administração, frequentemente como resultado da necessidade de se fazer estimativas que têm impacto sobre questões que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a possível solução futura dessas incertezas, esses julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos. Na preparação das demonstrações contábeis, a Companhia adotou determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores que considera como razoáveis e relevantes. Ainda que essas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações frequentemente requer o uso de julgamentos quanto aos efeitos de questões inerentemente incertas sobre o valor contábil dos seus ativos e passivos. Os resultados reais podem ser distintos dos estimados sob variáveis, premissas ou condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e premissas utilizadas nas estimativas, e alguns impactos relacionados à mudanças nessas estimativas, incluímos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir:

10.5 - Políticas contábeis críticas

a) Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos são gerados por diferenças temporárias entre o valor contábil dos ativos e passivos e seus respectivos valores fiscais e pelos prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social. Os montantes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, ativos e passivos, são revisados ao final de cada exercício para a avaliação se serão realizados através de lucros tributáveis futuros, com base em projeções de resultados tributáveis, suportados por estudos técnicos de viabilidade, submetidos anualmente aos órgãos da Administração da Companhia. O imposto de renda e contribuição social diferidos, ativos e passivos, são calculados com base nas alíquotas fiscais aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas ou exigidas. O lucro tributável futuro pode ser maior ou menor do que as estimativas consideradas quando da definição da necessidade de se registrar e do montante a ser registrado como ativo fiscal.

b) Benefícios pós-emprego

A Companhia reconhece sua obrigação 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, previsão de crescimento salarial, de desligamento e de rotatividade.

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

10.5 - Políticas contábeis críticas

A Companhia utiliza atualmente a abordagem do "corredor" que permite o diferimento do reconhecimento dos ganhos ou perdas atuarias no resultado. De acordo com uma revisão da norma internacional de contabilidade (IAS 19 – Benefícios a empregados) essa abordagem será eliminada e, em consequência, os ganhos ou perdas atuariais deverão ser reconhecidos em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido. A alteração na norma será aplicável para os períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. Sendo assim, os ganhos atuariais não registrados pela Companhia serão baixados do passivo e reconhecidos no patrimônio liquido em 01.01.2013. A título de informação, os ganhos atuariais diferidos em 31.12.2011 são de R$ 166 milhões. Os ganhos e perdas atuariais gerados a partir do exercício de 2013, serão registradas em outros resultados abrangentes.

c) 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 aceitas pelo mercado como adequadas, 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.

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

Existem regras específicas para avaliar a recuperabilidade dos ativos de vida longa, especialmente, os ativos imobilizados. Na data do encerramento do exercício social, a Companhia realiza uma análise para determinar se existe 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 recuperabilidade 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. A Companhia, com base em suas análises não identificou até o exercício findo em 31.12.2011, necessidade de constituir qualquer provisão para a recuperação dos ativos de longa duração.

e) Provisão para riscos tributários, 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 seus controles internos 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.

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 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 ação 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 social de 2011, 2010 e 2009 que possa resultar em impactos significativos para a Companhia.

Adicionalmente os auditores 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 referente aos exercícios sociais de 2011, 2010 e 2009.

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

Como os recursos resultantes da oferta foram utilizados.

A utilização pela Companhia dos recursos resultantes de ofertas públicas de debêntures nos anos de 2011, 2010 e 2009 foram os seguintes:

- 3ª Emissão de debêntures (abril 2009) no valor de R$ 600 milhões

Os recursos obtidos por meio desta oferta pública foram utilizados para: (i) a liquidação integral das notas promissórias da quarta emissão da Companhia, no montante de R$ 300 milhões, emitidas pela Companhia em abril de 2009 e (ii) o pagamento de parte da dívida representada terceira emissão de notas promissórias da Companhia, no valor de R$ 400 milhões, emitidas pela Companhia em maio de 2008 e liquidadas em maio de 2009. Tais debêntures foram quitadas na data de vencimento, ou seja, em abril de 2011.

- 4ª Emissão de debêntures (dezembro 2009) no montante de R$ 400 milhões

Os recursos levantados através da referida oferta pública foram destinados (i) à aquisição da Companhia Energética Estreito (atual denominação da SUEZ Energia Renovável S.A. – SER), detentora da participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia, (ii) à redução dos custos e alongamento de dívidas; e (iii) ao reforço do capital de giro para a condução dos negócios da Companhia. A Companhia liquidou antecipadamente estas debêntures em julho de 2011 com recursos obtidos junto ao Bank of America Merrill Lynch, conforme informações já divulgadas nesse documento.

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

Não houve desvios entre aplicação efetiva dos recursos e a proposta proveniente das emissões de debêntures da Companhia.

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 abaixo.

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 possui os seguintes contratos de arrendamento, os quais são classificados como operacionais em razão 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, além de não satisfazer as demais condições descritas no IAS 17 e CPC 06 - Operações de Arrendamento Mercantil para classificação como arrendamento mercantil financeiro.

- 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 31.12.2011 o valor nominal histórico dos compromissos futuros é de R$ 37 milhões.

- Terrenos para usinas eólicas

A Companhia possui 13 (treze) contratos de arrendamento de terrenos que foram ou serão utilizados na instalação e edificação das torres dos aerogeradores, subestação e instalações de transmissão associadas às usinas eólicas da Companhia (Beberibe, Pedra do Sal e Projeto Trairí). O vencimento dos contratos ocorrerá entre os anos de 2027 e de 2042 e os pagamentos são compostos por parcelas fixas e variáveis, estas últimas geralmente devidas quando da entrada em operação de cada um dos projetos.

Os pagamentos mínimos futuros estimados são como segue:

Ano	Valores em R$ milhões
2012	2
2013 a 2016	9
2017 em diante	33
	44

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

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 31.12.2011, considerando a sua energia assegurada e os contratos de compra e venda em vigor para os próximos seis anos.

Balanço de Energia

(em MW médio)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Preço Bruto no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido p/ 31/12/11 (R$/MWh)
Recursos Próprios	3.575	3.658	3.681	3.681	3.681	3.681			
+ Compras para Revenda	599	404	316	215	205	200			
= Recursos Totais (A)	4.174	4.062	3.997	3.896	3.886	3.881			
Vendas reguladas*	1.669	1.669	1.669	1.659	1.513	1.154			
2004-EE-2007-08	10	10	10	-	-	-	70,9	dez-04	98,0
2005-EE-2008-08	146	146	146	146	-	-	81,6	abr-05	109,5
2005-EE-2009-08	359	359	359	359	359	-	94,0	out-05	123,8
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	150,1
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	164,7
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	172,3
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	jun-07	159,5
Proinfa	44	44	44	44	44	44	147,8	jun-04	220,9
1º Leilão de Reserva	13	13	13	13	13	13	158,1	ago-08	179,9
+ Vendas Bilaterais	2.434	2.362	2.047	1.716	1.274	1.084			
= Vendas Totais (B)	4.103	4.031	3.716	3.375	2.787	2.238			
Saldo (A - B)	**71**	**31**	**281**	**521**	**1.099**	**1.643**			
Preço **líquido** médio de venda (R$/MWh) *1:	129,5	130,6	130,1						
Preço **líquido** médio de compra (R$/MWh) *2:	119,4	121,6	124,0						

* 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 31/12/11, ou seja, não considera a inflação futura.
*2: Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, referido a 31/12/11, ou seja, não considera a inflação futura.

Nota: O balanço está referenciado ao centro de gravidade.
Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

- Contratos de Conexão

A Companhia mantém contrato de conexão com a Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul) e Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), com vigência até a data de extinção das concessões das unidades geradoras da Companhia. Para a Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, a Companhia possui contrato com a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte). Em relação às controladas, os contratos de uso de conexão são os seguintes:

- Eólica Beberibe S.A.: Companhia Energética do Ceará (Coelce).
- Eólica Pedra do Sal S.A.: Companhia Energética do Piauí (Cepisa).

Em 31.12.2011 o valor dos compromissos futuros decorrentes dos contratos de conexão é de R$ 248 milhões.

- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (CUST e CUSD)

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia e suas controladas CESS, CEE e Itasa mantém contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, as empresas mantêm contratos de uso da distribuição com as distribuidoras de energia das regiões onde as usinas estão instaladas.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Os contratos, em sua maioria, têm vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Companhia. Em 31.12.2011 o valor dos compromissos futuros decorrentes destes contratos totaliza R$ 7.040 milhões.

- Contrato de compra de gás

Em 10.11.2000, a Tractebel Energia e a MSGÁS celebraram o contrato destinado à regular o fornecimento de gás natural à Usina Termelétrica William Arjona (UTWA). 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 fevereiro de 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. Diante da impossibilidade de acordo e ante a ameaça de corte no suprimento de gás para a UTWA, a Companhia ingressou em juízo, visando assegurar a continuidade do fornecimento de combustível. Em 26.11.2009, foi proferida Medida Cautelar Precatória garantindo o fornecimento de gás e a vigência do contrato por mais cinco anos a partir desta data.

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

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

O custo mensal máximo para a companhia caso a totalidade do volume acima mencionado seja consumida é de R$ 12 milhões. O custo anual mínimo relativo à margem da distribuidora é de R$ 9 milhões. Em 31.12.2011 o valor mínimo a realizar do contrato até novembro de 2014 é de R$ 27 milhões.

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

A controlada Lages Bioenergética Ltda. 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 e de 134.000 em 2014. O saldo remanescente em 31.12.2011 é 486.000 CER, equivalente a R$ 9 milhões nesta data.

Contratos de construção não terminada

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

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Usina Hidrelétrica São Salvador: contrato com o Consórcio São Salvador para obras complementares da Usina Hidrelétrica São Salvador. O saldo remanescente em 31.12.2011 era de R$ 11 milhões.

Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética: contrato com a Areva Koblitz S.A. para a prestação de serviços de engenharia, aquisição de equipamentos e construção da usina. O montante a realizar em 31.12.2011 era de R$ 1 milhão.

Usina Hidrelétrica Estreito: o Consórcio Estreito, no qual a Companhia participa com 40,07%, possui contratos vinculados à implantação da Usina Hidrelétrica Estreito, cujo montante remanescente em 31.12.2011 é de R$ 176 milhões, dos quais R$ 71 milhões correspondem à participação de responsabilidade da CEE.

Energias Eólicas do Nordeste (EEN): a EEN e suas controladas mantêm contratos vinculados à implantação de parques eólicos nos estados do Piauí e Ceará, com vigência até 31.12.2012. Os compromissos futuros referentes aos referidos contratos, na data base de 31.12.2011, são de R$ 489 milhões.

Contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não aplicável.

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

Em 31.12.2011 a Companhia tinha em andamento a construção da Usina Hidrelétrica (UHE) Estreito e dos parques eólicos na Região Nordeste. Os investimentos totais na UHE Estreito até 31.12.2011 foram de R$ 2.111 milhões, dos quais R$ 799 milhões correspondem ao valor da aquisição da Companhia Energética Estreito (CEE) e R$ 1.312 milhões referem-se a recursos financiados pelo BNDES. Nos parques eólicos do Nordeste o total de gastos até 31.12.2011 foi de R$ 49 milhões, integralmente custeados com capital próprio, uma vez que a Companhia ainda se encontra em processo de negociação de financiamento com o BNDES.

Os investimentos realizados em 2011 e os previstos para o período de 2012 a 2014, atualizados após o fechamento do primeiro trimestre de 2012, são os seguintes:

Valores em R$ milhões	Realizado 2011	Previsto 2012	Previsto 2013	Previsto 2014
Financiamento com:				
- Capital próprio	256	360	651	206
- Capital de terceiros	64	299	-	-
	320	659	651	206

No ano de 2011, a Companhia investiu o equivalente a R$ 203 milhões na construção de novas usinas, sendo R$ 154 milhões na UHE Estreito e R$ 49 milhões nos parques eólicos em construção na Região Nordeste.

Adicionalmente, no mesmo ano, a Companhia investiu R$ 117 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.

10.10 - Plano de negócios

Os principais projetos e investimentos previstos para 2012 são: (i) a conclusão da UHE Estreito; (ii) a continuação da construção dos parques eólicos na Região Nordeste; e (iii) o prosseguimento do programa de revitalização e manutenção do parque gerador da Companhia.

Ademais, para os anos de 2013 e 2014, os investimentos previstos consideram a continuidade do programa de manutenção de longo prazo das usinas existentes e a previsão de reserva financeira, em 2013, para a aquisição do controle da Energia Sustentável do Brasil, empresa que detém 50,1% da UHE Jirau.

ii. Fontes de financiamento dos investimentos

Os projetos setoriais geralmente possuem financiamento da ordem de 60% a 70% do investimento total e o restante 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 no Brasil, a controladora GDF SUEZ 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 50,1%.

Ainda conforme o modelo de negócios, o Comitê de Partes Relacionadas da Tractebel Energia negociará a aquisição com a GDF SUEZ. Desta forma, há a perspectiva de o projeto ser transferido para a Tractebel Energia quando os principais riscos de desenvolvimento tiverem sido mitigados, o que deve ocorrer próximo à entrada em operação da Usina.

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 das Minas e Energia (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.

Em 31.12.2011 a Companhia e suas controladas tinham R$ 56 milhões para serem investidos em projetos próprios, dos quais R$ 15 milhões encontram-se comprometidos com projetos em andamento e o restante ainda não estava vinculado a projetos na Aneel.

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

10.11 - 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.

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 abaixo. Os valores apresentados não contemplam os juros sobre os financiamentos capitalizados durante a construção da usina.

a) Ano de 2009:

	Previsão informada durante o:			
	2009			
Valores em R$ milhões	**1º trimestre**	**2º trimestre**	**3º trimestre**	**Realizado**
Descrição:				
Financiado com dívida	929	929	908	18
Financiado com capital próprio	684	684	692	251
Total 2009	**1.613**	**1.613**	**1.600**	**269**
Total 2010	**376**	**376**	**408**	**-**
Total 2011	**168**	**168**	**173**	**-**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2009:

A diferença entre o previsto e realizado em 2009 decorre principalmente da não efetivação da compra da participação na Usina Hidrelétrica Estreito (UHE Estreito) no exercício.

Alteração das projeções para 2010 feitas nos anos de 2009 e 2010

Os investimentos para a aquisição e continuidade da construção da UHE Estreito, que inicialmente estavam previstos para 2009, foram realizados durante o ano de 2010, com ajuste no valor dos investimentos.

b) 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**	**-**

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2010:

O aumento no valor dos investimentos financiados com dívida em 2010 e a consequente redução dos montantes financiados com capital próprio estão relacionados à obtenção de empréstimo adicional junto ao BNDES referente à UHE Estreito.

Alteração das projeções para 2011 e 2012 feitas durante os trimestres de 2010

A revisão dos montantes previstos para 2011 e 2012 ocorrem devido a 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.

c) 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**	**-**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2011:

A principal variação ocorrida em relação às projeções para 2011 deve-se, substancialmente, a postergação de 2011 para 2012, de parte dos investimentos na UHE Estreito e, principalmente, na construção dos novos parques eólicos no Nordeste, Eólica Porto do Delta e Complexo Eólico Trairi.

Alteração das projeções para 2012 e 2013 feitas durante os trimestres de 2011:

As principais variações verificadas nas projeções resultam da postergação anteriormente descrita, além da alteração dos investimentos no programa de manutenção de longo prazo das usinas existentes, a atualização no cronograma de investimentos na UHE Estreito e a 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.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

d) 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 entre o previsto e o realizado no ano de 2012:

Financiado com dívida:

O acréscimo de R$ 38 milhões ocorrido em relação às projeções para 2012, atualizadas durante o terceiro trimestre, e o realizado deve-se, substancialmente a: (i) R$ 54 milhões – acréscimo em função da liberação de parte do valor do financiamento do Complexo Eólico Trairi, anteriormente previsto para o início de 2013; e (ii) R$ 16 milhões – redução de parte do financiamento liberado para a UHE Estreito, o qual passou a ser financiado com capital próprio.

Financiado com capital próprio:

A redução de R$ 347 milhões verificada no realizado de 2012 em comparação a estimativa atualizada no terceiro trimestre, decorreu, basicamente, da seguinte combinação: (i) R$ 348 milhões – menor aplicação de recursos próprios no Complexo Eólico Trairi em razão da antecipação da liberação de recursos financiados pelo BNDES e da postergação de parte dos investimentos anteriormente previstos para o ano de 2013; (ii) R$ 34 milhões – incremento do valor do investimento próprio na UHE Estreito; e (iii) R$ 31 milhões – 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.

As projeções vigentes para os próximos três exercícios estão apresentadas no quadro a seguir:

Alteração nas projeções para 2013 feitas durante os trimestres de 2012:

Financiado com dívida:

A redução no montante previsto para 2013, em R$ 114 milhões, decorreu, substancialmente, de liberação de parte do valor do financiamento para o Complexo Eólico Trairí ainda em 2012 e da suspensão do projeto Porto do Delta do plano de investimento.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Financiado com capital próprio:

O aumento no montante previsto para 2013, de R$ 345 milhões, em relação aos R$ 644 milhões divulgados no terceiro trimestre, é derivado dos seguintes principais fatores: (i) R$ 298 milhões – acréscimo decorrente da postergação de investimentos no Complexo Eólico Trairí anteriormente previsto para o ano de 2012, combinado com a redução pelo adiamento do início do projeto Porto do Delta; (ii) R$ 47 milhões – incremento relativo à aquisição de novos projetos eólicos, os quais ainda estão na fase de estudo.

Investimentos previstos para os anos de 2014 e 2015

Os montantes previstos de financiamento com o capital próprio referem-se, essencialmente, ao programa de manutenção de longo prazo do parque gerador da Companhia, incluindo parte da modernização das Usinas Hidrelétricas Passo Fundo e Salto Santiago.

	Previsão para o ano, informada durante o 4ª trimestre de 2012		
Descrição / Período da projeção	**2013**	**2014**	**2015**
Financiado com dívida	205	-	-
Financiado com capital próprio	989	203	169
Total	**1.194**	**203**	**169**

e) Ano de 2013:

No primeiro trimestre de 2013 as projeções foram revistas e passaram a apresentar a seguinte composição:

	Previsão para os próximos 3 anos, informada durante o 1ª trimestre de 2013 (em milhões de reais)		
Descrição / Período da projeção	**2013**	**2014**	**2015**
Financiado com dívida	153	-	-
Financiado com capital próprio	543	749	230
Total	**696**	**749**	**230**

Alteração nas projeções para 2013 feitas durante o primeiro trimestre de 2013:

Financiado com dívida:

A redução no montante previsto para 2013 decorreu, substancialmente, da alteração na estrutura de financiamento do Complexo Eólico Trairi.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

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 dos gastos na UHE Estreito no montante de R$ 52 milhões; (iii) aumento de R$ 38 milhões referente à 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.

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.

Investimentos realizados até o 1º trimestre de 2013:

Até o 1º trimestre de 2013 foram realizados investimentos na ordem de R$ 123 milhões, dos quais R$ 39 milhões foram aplicados na construção de novas usinas (UHE Estreito e Complexo Eólico Trairi) e R$ 84 milhões foram destinados ao programa de manutenção de longo prazo de usinas existentes.

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 até o primeiro trimestre de 2013 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;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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;

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;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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".

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.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

- Não Estatutários

A Companhia possui outros comitês para o auxílio à Administração, sendo que, tais comitês 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. 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 especificados 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 de 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.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

- **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.

b. Data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês

O atual Conselho Fiscal foi instalado em 21.03.2012, na 15ª Assembleia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia. Em reunião do Conselho de Administração realizada em 04.05.2012, foi aprovado o encaminhamento à próxima assembleia de acionistas, de proposta de instalação de Conselho Fiscal de forma permanente. 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

Até 31.12.2011 não havia mecanismos de avaliação dos órgãos da administração e comitês, somente dos membros da Diretoria Executiva. Porém, em reunião do Conselho de Administração realizada no dia 04.05.2012 foi aprovada a proposta para implantação de mecanismo de avaliação periódica anual do Conselho de Administração e dos seus Conselheiros.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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.

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;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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;

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.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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 do Conselho de Administração e dos Comitês. Todavia, na 116ª reunião do Conselho de Administração realizada em 04.05.2012 foi aprovada a proposta para implantação de mecanismo de avaliação periódica anual do Conselho de Administração e dos seus Conselheiros, 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

A Companhia não possui mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas e, portanto, segue as normas constantes na legislação vigente.

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

Exercício Social	Publicação	Jornal - UF	Datas
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
31/12/2009	Demonstrações Financeiras	DC - SC	18/03/2010
		DOESC - SC	18/03/2010
		Valor Econômico - SP	18/03/2010
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DC (dias 08, 09 e 12/04/2010) - SC	08/04/2010
		DOESC (dias 08, 09 e 12/04/2010) - SC	08/04/2010
		Valor Econômico (dias 08, 09 e 12/04/2010) - SP	08/04/2010
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DC - SC	28/05/2010
		DOESC - SC	28/05/2010
		Valor Econômico - SP	28/05/2010

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 – Art. 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	29/04/2013	Sim
Diretor Financeiro				
José Luiz Jansson Laydner	52	Pertence apenas à Diretoria	29/04/2013	28/04/2016
481.767.029-00	Engenheiro	Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos	29/04/2013	Sim
Membro do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas				
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	29/04/2013	Sim
-				
Marco Antonio Amaral Sureck	57	Pertence apenas à Diretoria	29/04/2013	28/04/2016
200.638.909-25	Engenheiro	Diretor de Comercialização de Energia	29/04/2013	Sim
-				
Luciano Flávio Andriani	56	Pertence apenas à Diretoria	29/04/2013	28/04/2016
375.647.309-00	Administrador	Diretor Administrativo	29/04/2013	Sim
-				
André de Aquino Fontenelle Cangucú	44	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
126.646.148-51	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	21/03/2012	Sim
-				
Antonio Alberto Gouvêa Vieira	57	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
338.907.227-68	Advogado	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	21/03/2012	Não
Membro do Comitê Especial Independente para Transações com Partes relacionadas.				
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	65	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	21/03/2012	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Gil de Methodio Maranhão Neto	50	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
734.574.937-15	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	21/03/2012	Sim
-				
Jan Franciscus María Flachet	57	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	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				
059.308.257-50	Engenheiro	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	21/03/2012	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
José Pais Rangel	72	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
239.775.667-68	Advogado	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	21/03/2012	Não
Membro do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas				
Luiz Antônio Barbosa	56	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
343.757.249-00	Eletricitário	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	21/03/2012	Não
Membro do Comitê de Sustentabilidade				
Luiz Eduardo Simões Viana	58	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
465.817.407-30	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)	21/03/2012	Sim
-				
Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro	64	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
312.769.037-15	Advogado	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	21/03/2012	Não
-				
Manuel François Colcombert	52	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	21/03/2012	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Maurício Stolle Bähr	55	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
748.528.847-49	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	21/03/2012	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Patrick Charles Clement Obyn	52	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
009.113.629-67	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	21/03/2012	Sim
-				
Roberto Henrique Tejada Vencato	48	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
412.103.280-20	Eletricitário	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	21/03/2012	Não
-				
José João Abdalla Filho	67	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
245.730.788-00	Banqueiro	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	21/03/2012	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	21/03/2012	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	21/03/2012	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Willem Frans Alfons Van Twembeke	47	Pertence apenas ao Conselho de Administração	17/04/2013	Até a AGO de 2014
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	17/04/2013	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
José Carlos Cauduro Minuzzo	61	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
199.412.420-20	Engenheiro	Diretor de Produção de Energia	21/03/2012	Sim
Membro do Conselho de Administração (suplente)				
Manoel Arlindo Zaroni Torres	63	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
115.116.056-34	Engenheiro	33 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente	21/03/2012	Sim
-				
Ailton Pinto Siqueira	73	Conselho Fiscal	17/04/2013	Até a AGO de 2014
006.936.346-34	Banqueiro	48 - C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas	17/04/2013	Não
-				
Carlos Guerreiro Pinto	70	Conselho Fiscal	17/04/2013	Até a AGO de 2014
047.615.457-04	Administrador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	17/04/2013	Sim
-				
Flávio Marques Lisboa Campos	62	Conselho Fiscal	17/04/2013	Até a AGO de 2014
118.388.096-00	Engenheiro	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	17/04/2013	Sim
-				
Manoel Eduardo Bouzan de Almeida	61	Conselho Fiscal	17/04/2013	Até a AGO de 2014
269.006.377-87	Contador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	17/04/2013	Sim
-				
Manoel Eduardo Lima Lopes	69	Conselho Fiscal	17/04/2013	Até a AGO de 2014
046.227.237-00	Contador	45 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas	17/04/2013	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	67	Conselho Fiscal	17/04/2013	Até a AGO de 2014
161.008.917-00	Economista	40 - Pres. C.F.Eleito p/Controlador	17/04/2013	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.

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.

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.

André de Aquino Fontenelle Canguçú - 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 Associate, Manager and Director 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, possui pós-graduação em Administração de Empresas pela mesma universidade. Sócio do Escritório de Advocacia Gouvêa Vieira, participou nos Conselhos de Administração das empresas Companhia Vidraria Santa Marina (Saint Gobain), de 1992 a 2003; 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 Companhia Imobiliária Metropolitana; 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 Europe & International do grupo; (ii) presidente do conselho de administração da International Power Plc.(Atualmente International Power Ltd.); e (iii) membro do comitê executivo e administrativo da GDF SUEZ, além de integrar o comitê estratégico 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.

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.

Jan Franciscus María Flachet - 059.308.257-50

Nascido em 06.03.1956, é Engenheiro Eletromecânico formado pela Universidade Católica de Louvain (UCL), Bélgica, possui mestrado em administração pelo Instituto de Administração e Gestão da UCL e participou do Programa de Gerenciamento CEDEP, associado ao INSEAD, em Fontainebleau, na França. Em 1979 foi Chefe do Departamento de Operações na Unerg, em Brabant (Bélgica). De 1990 a 1996 atuou na Electrabel como Gerente Geral de distribuição de energia elétrica. Foi Gerente Geral da Litoral Gás, na Argentina, Vice-Presidente Sênior de Operações de Distribuição e Comércio na Tractebel EGI e Vice-Presidente Executivo para Desenvolvimento de Negócios na América do Sul. Atualmente exerce os cargos de Gerente Regional para a America do Sul e Diretor Presidente 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.

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.; Diretor Presidente do Banco Clássico S.A. (cargo atual); 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 Financeiro 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. 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) árbitro da Câmara de Arbitragem do 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 Comissão Consultiva de Reforma do Novo Mercado e (5) membro do Conselho de Administração do IBGC. 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 suplente Conselho de Administração da Tractebel Energia, é também membro do Conselho de Administração de 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.

Manuel François Colcombert - 000.000.000-00

Nascido em 09.07.1960, é formado em Engenharia Industrial, Instituto Tecnológico Buenos Aires (ITBA), Buenos Aires, em 1984 e MBA no International Institute for Management Development (IMD), Lausanne, Switzerland, 1990. Atuou no setor de Energia na área de Gerenciamento geral, Comercial, Estratégia e Planejamento de Negócios. Atualmente é Vice Presidente Sênior Strategy & Portfolio Management da Regional América do Sul do Grupo GDF SUEZ. Atua ou atuou como membro do Conselheiro de administração de várias empresas do Grupo GDF SUEZ na América do Sul e na Europa.
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 General Counsel 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 PLC – Atualmente 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 2 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) Houay Ho Thai Co. Ltd., (j) Houay Ho Power Co. Ltd., (k) Glow Hemarj Wind Co. Ltd.; (l) GHECO-One Co. Ltd.); (m) International Power Ltd.; .(n) E.Cl S.A. (Chile); (o) Glow SPP 11 Company Limited (Tailândia); (p) Glow SPP 12 Company Limited (Tailândia), (q) Glow SPP 13 Company Limited (Tailândia); and (r) IPM (UK) Power Holdings Limited (Gibraltar), além de integrar o comitê estratégico 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.

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. Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram 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.
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 titular 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 titular do Conselho de Administração					
Jan Franciscus María Flachet	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	25/04/2003	Indeterminado
059.308.257-50	Comitê Estratégico		57	25/04/2003	
Vice-presidente do Conselho de Administração					
Manuel François Colcombert	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	18/01/2000	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê Estratégico		52	18/01/2000	
Membro suplente 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					
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 titular 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 31/12/2011

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			

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

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			
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 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			

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			
Lages Bioenergética S.A. (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			
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			

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			
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			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora 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

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			
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
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		

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			
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 Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética S.A. (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			

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			
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		
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 controladora 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			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora 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 controladora em conjunto do Ceste com 40,07% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Jan Franciscus Maria Flachet	059.308.257-50	Controle	Controlada Direta
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 controladora 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 do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		

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			
A Tractebel é controladora 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 controladora 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			
Jan Franciscus Maria Flachet	059.308.257-50	Controle	Controlador Direto
Vice-presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
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			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power Plc			
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 Plc			
Diretor de Operação e Membro do Conselho de Administração			
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			
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			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi III Ltda. (Trairi III)	09.265.443/0001-89		

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			
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			
Observação			
Anteriormente denominada Central Eólica Trairi Ltda.			

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 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			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relação com Investidores			

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 S.A. (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			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
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

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

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			
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			

Exercício Social 31/12/2010

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

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			
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 S.A. (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		
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		

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 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 Energia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta.

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

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			
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			
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			

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			
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			
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			

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

A Tractebel Energia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta.

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			
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

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 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			
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			

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			
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			
Jan Franciscus María Flachet	059.308.257-50	Controle	Controlador Direto
Vice-presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
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 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			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Energia América do Sul Ltda. (EAS)	02.695.010/0001-14		
Diretor Administrativo e Financeiro			
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			
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 controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
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 Plc			
Diretor de Operações			
Observação			
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			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Jan Franciscus María Flachet	059.308.257-50	Controle	Controlada Direta
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 controladora 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 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 controladora 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		

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 Deliberativo			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto do Ceste com 40,07% de participação no capital desta empresa.			

Exercício Social 31/12/2009

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			
Energia América do Sul Ltda. (EAS)	02.695.010/0001-14		
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			

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

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

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

A TBLP era denominada Gama Participações Ltda. (Gama) em 31.12.2008

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			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel Energia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta.			
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			
Energia América do Sul Ltda. (EAS)	02.695.010/0001-14		
Diretor Técnico			
Observação			
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			
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			
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			
Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA)	02.877.212/0001-87		
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			

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			
A TBLP era denominada Gama Participações Ltda. (Gama) em 31.12.2008			
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 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 Energia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta.			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Eólica Porto das Barcas S.A. (Porto das Barcas)	09.438.017/0001-08		
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			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Fleixeiras I Ltda. (Fleixeiras I)	09.096.120/0001-09		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Planejamento e Controle			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor de Portfólio 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			
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			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Presidente e Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
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 e Diretor Administrativo Financeiro			
Observação			
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			
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			

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 Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal)	08.448.356/0001-02		
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 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			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	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 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			
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 Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
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 Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Mundaú Ltda. (Mundaú)	08.629.553/0001-10		

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			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi Ltda. (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 Comercialização de Energia			
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 Comercialização de Energia			
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 Comercialização de Energia			
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 Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Comercial			
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			
Jan Franciscus María Flachet	059.308.257-50	Controle	Controlador Direto
Vice-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			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
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			
Luiz Eduardo Simões Viana	465.817.407-30	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Administrativo			
Observação			
Administrador do Emissor			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Técnico			

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

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 controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.

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

Electrabel S.A.

Vice Gerente Geral de Negociação e Gestão de Portfólio

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			
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 controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Jan Franciscus Maria Flachet	059.308.257-50	Controle	Controlada Direta
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 controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
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			
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			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro 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 controladora 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 controladora em conjunto do Ceste com 40,07% de participação no capital desta empresa.			

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$ 65.995,94 em 01.03.2012.

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:

- 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;
- 24ª Assembleia Geral Extraordinária e 13ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 23.04.2010; e
- 23ª Assembleia Geral Extraordinária e 12ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 14.04.2009;

As assembleias anteriormente 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 e da posse foi 29.04.2013 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. (anteriormente denominada 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.

Em atendimento à regras do novo Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, informamos, 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).

12.12 - Outras informações relevantes

- 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 2 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)** Houay Ho Thai Co. Ltd., **(j)** Houay Ho Power Co. Ltd., **(k)** Glow Hemarj Wind Co. Ltd.; **(l)** GHECO-One Co. Ltd.); **(m)** E.Cl S.A. (Chile); **(n)** Glow SPP 11 Company Limited (Tailândia); **(o)** Glow SPP 12 Company Limited (Tailândia), **(p)** Glow SPP 13 Company Limited (Tailândia); e **(q)** IPM (UK) Power Holdings Limited (Gibraltar).
- Dirk Achiel Marc Beeuwsaert - Presidente da GDF SUEZ Energy North America Inc., Diretor da Glow Energy, empresa pública sediada na Tailândia.
- Philip Gotsall Cox – pertenceu ao Conselho de Administração da Tractebel Energia de 22.08.2011 a 17.04.2013. Nesse período era CEO da International Power PLC – atual International Power Ltd. -, diretor executivo da Wincanton PLC, e membro do conselho de administração das seguintes empresas: (a) Wm Morrinson Morrinson Supermarkets PLC, (b) Australian Power Investments B.V., (c) European Power Holdings B.V., (d) Gippsland Ventures Pty Ltd, (e) International Power Iberia Energia, S.L., (f) International Power PLC, (g) Morwell Financial Services Pty Limited; e (h) Venafro Energia S.r.l.
- José Pais Rangel - Diretor 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 – Diretor Executivo da Pubas S.A.; membro do Conselho de Administração da Leroy Merlin Cia. Brasileira de Bricolagem, da Companhia Imobiliária Metropolitana; e da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino – Lycée Molière.
- Luiz Antônio Barbosa - Diretor Financeiro 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.
- André de Aquino Fontenelle Cangucú – Diretor Financeiro da GDF SUEZ Latin America, no Peru.
- Manuel François Colcombert **-** Vice Presidente Sênior Strategy & Portfolio Management da Regional América do Sul do Grupo GDF SUEZ, em Buenos Aires.
- Gil de Methodio Maranhão Neto – Diretor do Grupo GDF SUEZ no Brasil.

12.12 - Outras informações relevantes

- José Carlos Cauduro Minuzzo – membro do Comitê Gestor do Consórcio Itá e do Consórcio Machadinho.
- Sérgio Braga Ferreira Tavares – Assessor da presidência do Banco Clássico S.A.
- Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro - Sócio de Motta, Fernandes Rocha Advogados.
- Roberto Henrique Tejada Vencato – Dirigente Sindical.

Pedido de renúncia do Sr. Philip Gotsall Cox e eleição de novo membro

Em razão de sua saída do grupo GDF SUEZ, por motivo de aposentadoria, o Sr. Philip Gotsall Cox apresentou carta de renúncia aos cargos de membro do Conselho de Administração e do Comitê Estratégico da Companhia, com eficácia a partir de 01.04.2013. Essa renúncia foi aprovada na AGO da Companhia realizada no dia 17.04.2013.

Na RCA de 29.04.2013, o membro do Conselho de Administração, sr. Willem Frans Alfons Van Twembeke, foi eleito como membro titular do Comitê Estratégico. A posse ocorreu naquela data.

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 pela Companhia, também recebe uma parcela variável com base nos resultados alcançados pela Companhia, considerando indicadores financeiros, metas e seus resultados operacionais. Também o membro eleito pelos empregados recebe um bônus calculado com base no número de remunerações mensais pagas aos empregados como Participação nos Lucros ou Resultados.

Diretoria Estatutária

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

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

A parcela variável considera:

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

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

- 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).

Ademais, com referência ao Comitê Independente de Partes Relacionadas, o Conselho de Administração poderá estabelecer remuneração complementar aos seus membros, bem como deferir a eles outras vantagens e proteções para a preservação da sua independência e autonomia. Em 27.04.2011, na 111° Reunião do Conselho de Administração, este Comitê foi instalado para análise de um projeto específico, sendo que os conselheiros envolvidos receberam um bônus equivalente a uma remuneração fixa mensal no exercício de 2011. Este comitê foi novamente instalado em 04.05.2012 para analisar uma transação específica, conforme já comentado no item 12.1. O referido comitê foi desinstalado nesta mesma data, após a aprovação desta matéria no Conselho de Administração.

(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.

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

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:

	2011	2010 (a)	2009 (b)
Conselho de Administração			
Remuneração fixa	87%	89%	86%
Remuneração Variável	13%	11%	14%
Benefícios	-	-	-
Conselho fiscal			
Remuneração fixa	100%	100%	100%
Remuneração Variável	-	-	-
Benefícios	-	-	-
Diretoria Estatutária			
Remuneração Fixa	68%	62%	65%
Remuneração Variável	26%	32%	27%
Benefícios	6%	6%	8%

(a) Nota: O quadro acima considera os valores pagos em cada um dos anos apresentados. Cabe considerar que, até o exercício findo em 31.12.2009, a Companhia não provisionava o Bônus previsto para a totalidade da Diretoria Executiva, procedimento que passou a ser adotado a partir de 2010.

(b) Adicionalmente, a companhia reconheceu, em 2010, a parte do Bônus pago relativo ao exercício de 2009, não provisionado naquele ano.

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

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

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

(iv) Razões que justificam a composição da remuneração

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Não se aplica à Companhia.

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

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 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	3.687.459,67	6.965.213,87	365.234,70	11.017.908,24
Benefícios direto e indireto	0,00	764.011,83	0,00	764.011,83
Participações em comitês	192.615,29	0,00	0,00	192.615,29
Outros	875.758,66	1.820.922,18	73.046,94	2.769.727,78
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	545.464,35	2.981.296,70	0,00	3.526.761,05
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	149.107,76	745.324,17	0,00	894.431,93
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	109.008,12	725.535,76	0,00	834.543,88
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 2012. 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 2012. 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 2012. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	
Total da remuneração	5.559.413,85	14.002.304,51	438.281,64	20.000.000,00

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

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2009 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	17,00	6,00	3,00	26,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	2.394.355,98	3.534.917,54	198.414,67	6.127.688,19
Benefícios direto e indireto	0,00	319.802,59	0,00	319.802,59
Participações em comitês	160.357,86	0,00	0,00	160.357,86
Outros	638.678,46	1.374.690,16	49.603,67	2.062.972,29
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	416.789,55	1.581.954,14	0,00	1.998.743,69
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	104.197,39	615.204,39	0,00	719.401,78
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	0,00	670.392,44	0,00	670.392,44
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 a ano de 2009. 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 2009. 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 a ano de 2009. O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.	
Total da remuneração	3.714.379,24	8.096.961,26	248.018,34	12.059.358,84

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 2012

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número de membros remunerados	17	07
Bônus		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	694.572,11	5.730.088,73
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	694.572,11	3.726.620,87
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)	2011	2010	2009
Número de membros remunerados	6,92	7	6
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	4.597.081,74	2.479.348,74	2.454.803,85
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	2.159.848,16	2.479.348,74	2.454.803,85
Valor efetivamente reconhecido no resultado	2.770.888,35	4.392.489,00	2.197.158,53
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	-	-	-

Até o exercício findo em 31.12.2009 a Companhia não provisionava o Bônus de parte da Diretoria Executiva. A partir do ano de 2010 a Companhia passou a provisionar integralmente o Bônus previsto para a totalidade da Diretoria. Adicionalmente, a companhia reconheceu, em 2010, a parte do Bônus pago relativo ao exercício a 2009, não provisionado naquele ano, conforme mencionado. A variação apresentada na despesa com o Bônus entre os exercícios de 2009 e 2010 é justificada por estes dois procedimentos.

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)	2011	2010	2009
Número de membros remunerados	17	17	17
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	715.380,71	669.952,52	613.320,17
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	536.535,53	502.464,39	459.990,12
Valor efetivamente reconhecido no resultado	521.599,01	431.144,13	520.986,94
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 um plano de remuneração baseada em ações em vigor.

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 31.12.2011, 134.775 ações de emissão da Tractebel Energia, conforme abaixo distribuído.

Acionista	Ações	(%)
Conselho de Administração	132.175	0,020249
Diretoria	2.600	0,000398
Conselho Fiscal	-	-
Total	**134.775**	**0,020647**

A cotação da ação da Companhia em 31.12.2011 era de R$ 29,96 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 um plano de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia em vigor.

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 um plano de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia em vigor.

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 um plano de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia em vigor.

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 um plano de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia em vigor.

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	2	7
Nome do Plano	Plano CD	Plano CD
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	1	4
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	94.219,34	4.200.942,82
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	82.857,22	427.001,58
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		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Nº de membros	6,92	7,00	6,00	17,00	17,00	17,00	3,00	3,00	3,00
Valor da maior remuneração(Reais)	2.474.262,40	2.520.668,02	2.804.205,07	1.277.946,79	1.096.008,72	1.244.639,95	109.711,32	102.742,56	82.672,28
Valor da menor remuneração(Reais)	917.887,30	675.442,12	623.246,46	107.008,45	100.211,36	96.213,60	109.711,32	102.742,56	82.672,28
Valor médio da remuneração(Reais)	1.519.398,53	1.587.759,40	1.349.493,54	245.642,27	227.375,13	218.492,90	109.711,32	102.742,56	82.672,28

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2011	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2010	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2009	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.

Conselho de Administração	
31/12/2011	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2010	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2009	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.

Conselho Fiscal	
31/12/2011	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2010	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2009	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 66%, 74% e 73% nos anos de 2011, 2010 e 2009, respectivamente. Na Diretoria Executiva e 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 são os apresentados no quadro a seguir. Os valores recebidos pelos Diretores da Tractebel Energia como membros do Conselho de Administração da Itasa são deduzidos dos seus bônus anuais.

(Valores em Reais)	2011	2010	2009
Conselho de Administração da Tractebel Energia			
Número de membros remunerados	4	4	4
Valor	596.400,00	541.800,00	576.000,00
Diretoria Estatutária da Tractebel Energia			
Número de membros remunerados	3	3	2
Valor	340.800,00	310.700,02	216.000,00
Total	**937.200,00**	**852.500,02**	**792.000,00**

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:

	2011	2010	2009
a) Opções de compra de ações			
Quantidade	-	-	4.529
Valor em Reais			18.962,13
b) Ações por desempenho (*Performance Shares*)			
Quantidade	2.256	-	1.009
Valor em Reais	122.901,01		54.771,20
c) Ações gratuitas (*free shares*)			
Quantidade	25	-	20
Valor em Reais	1.175,72		851,00

Notas:
- O valor da ação do grupo controlador IPR-GDF SUEZ, na Bolsa de Paris, em 31.12.2011, era de € 21,12 euros (R$ 51,45). O valor de mercado em 31.12.2011 das opções de compra das ações emitidas em 2009 era de € 1,72 euros (R$ 4,19). A data para o exercício da opção é de quatro anos após a sua emissão.

- 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 31.12.2011 (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**

Exercício social encerrado em 31.12.2009 (Consolidado)

	Atividade			Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Operação**	**Manutenção**	**Administração**	
Região Sul	334	274	316	924
Região Sudeste	-	-	9	9
Região Centro-Oeste	35	28	2	65
Região Norte	4	5	4	13
Total	**373**	**307**	**331**	**1.011**

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 31.12.2011

	Atividade		**Total por localização**
Localização geográfica	**Apoio técnico**	**Apoio administrativo**	**geográfica**
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
Localização geográfica	Apoio técnico	Apoio administrativo	geográfica
Região Sul	347	305	652
Região Centro-Oeste	4	24	28
Total	**351**	**329**	**680**

Exercício social encerrado em 31.12.2009

	Atividade		Total por localização
Localização geográfica	Apoio técnico	Apoio administrativo	geográfica
Região Sul	325	306	631
Região Centro-Oeste	3	26	29
Total	**328**	**332**	**660**

c. índice de rotatividade

Os índices de rotatividade consolidado da Companhia foram de 5,36% em 2011, de 3,85% em 2010 e de 3,41% em 2009.

d. exposição da Companhia a passivos e provisões para riscos trabalhistas

Na esfera judicial, em 31.12.2011, a Companhia possuía 177 ações trabalhistas em andamento, das quais 57 estavam em fase inicial e ainda não haviam sido julgadas em primeira instância, 64 ações estavam em fase recursal, 40 ações já estavam em fase de execução, sendo a decisão de condenação da Companhia definitiva, e 16 ações pendiam de arquivamento ou encontravam-se suspensas.

Do total de ações, 90 eram ações movidas por ex-empregados, 1 por sindicato, 8 por órgãos públicos e 78 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 diferenças de Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS).

14.1 - Descrição dos recursos humanos

O potencial passivo trabalhista da Companhia perfazia, em 31.12.2011, R$ 37 milhões, dos quais R$ 11 milhões correspondem ao valor de risco de perda provável, portanto, provisionados, R$ 11 milhões ao valor de risco de perda possível e R$ 15 milhões correspondem ao valor de risco de perda remoto. Do valor considerado como perda provável, R$ 2 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	**31.12.2011**	**31.12.2010**	**31.12.2009**
Risco provável	11	13	16
Risco possível	11	8	9
Risco remoto	15	21	16
Total	**37**	**42**	**41**
Número de processos em andamento	**177**	**219**	**249**

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.

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:

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

- Auxílio à recuperação da saúde (assistência médica, odontológica, farmacêutica, psicológica, fonoaudiológica e nutricional);
- 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 IPR 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 de Santa Catarina;
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Lages;
- Sindicato dos Assalariados Ativos, Aposentados e Pensionistas nas Empresas Geradoras, ou Distribuidoras, ou Transmissoras, ou afins, de Energia Elétrica no Estado do Rio Grande do Sul e Assistidos por Fundações de Seguridade Privada originadas no Setor Elétrico;
- Sindicato dos Empregados em Concessionárias dos Serviços de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica de Fontes Hídricas, Térmicas e Alternativas de Curitiba;
- Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias e Comércio de Energia no Estado do Mato Grosso do Sul; e
- Federação Nacional dos Urbanitários.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

INTERSINDICAL

- Federação Nacional dos Engenheiros - (abrange o Sindicato dos Engenheiros);
- Federação Nacional dos Técnicos Industriais - (abrange o Sindicato dos Técnicos Industriais);
- Sindicato dos Contabilistas da Grande Florianópolis;
- Sindicato dos Economistas do Estado de Santa Catarina; e
- Sindicato dos Administradores do Estado de Santa Catarina.

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 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 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					
		Não	Não		
14	0,010000	0	0,000000	14	0,010000
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					
		Não	Não		
1.059.769	0,870000	0	0,000000	1.059.769	0,870000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
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					
		Não	Não		
1.404.074.920	58,190000	0	0,000000	1.404.074.920	58,190000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
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	17/04/2013
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	6.667
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	7.731
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	1.098

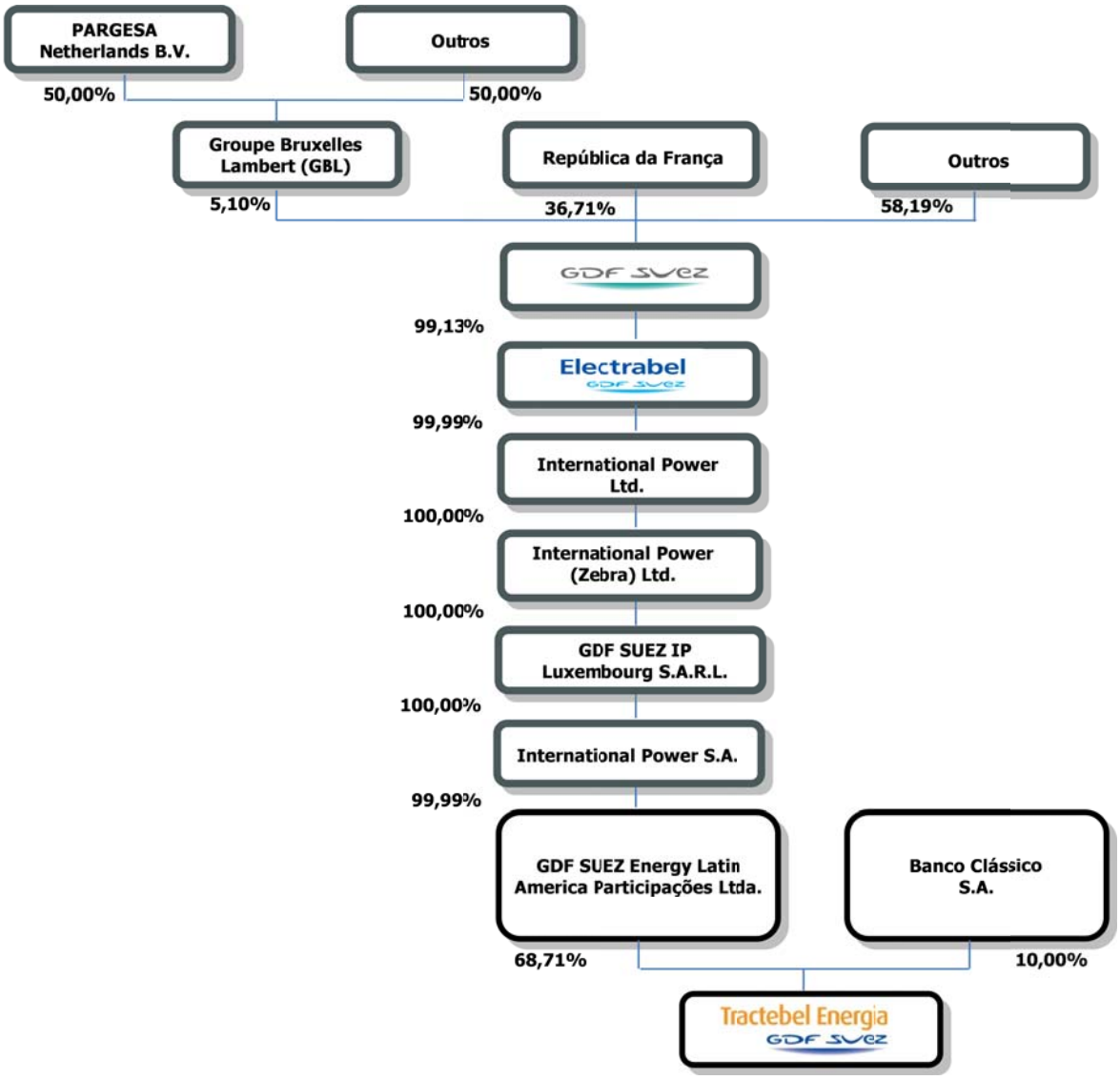
Ações em Circulação

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)	203.983.327	31,250000%
Quantidade preferênciais (Unidades)	0	0,000000%
Preferencial Classe A	0	0,000000%
Total	203.983.327	31,250000%

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.

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.

15.7 - Outras informações relevantes

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 17.04.2013, data da realização da Assembleia Geral Ordinária, os membros do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Conselho Fiscal e Comitê Estratégico detinham 246.232 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 sua controladora indireta, a International Power S.A., conforme a seguir especificados.

A contratação das operações descritas abaixo foi aprovada pelos órgãos da administração da Companhia e das controladas ou da International Power, 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 IPR-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 IPR-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.

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

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). 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 trata 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 encontra-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 de, 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.

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 de Jirau a ser celebrada com uma empresa comercializadora de energia controlada pelo grupo GDF SUEZ. O referido comitê permanecerá instalado para este propósito até a conclusão da mencionada análise.

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).

16.2 - 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 2011: R$ 464.487,57; Em 2010: R$ 2.278.824,00; Em 2009: R$ 3.962.799,44.	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 Co-geração.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	21/11/2005	541.383.330,00	Em 2011: R$ 403.045.632,00; Em 2010: R$ 383.670.000,00; Em 2009: R$ 518.404.320,00.	100%	Até 01/03/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 150 MW médios mensais.						
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 2011: R$ 638.240.400,25; Em 2010: R$ 699.715.584,00; Em 2009: R$ 782.780.540,00.	100%	Até 31/12/2016	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 - 190 MW médios mensais.						
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							
International Power S.A.	17/04/2007	12.429.180,00	Em 2011: R$ 0,00; Em 2010: R$ 0,00; Em 2009: R$ 1.900.947,76.	100%	36 meses, renovado anualmente. O contrato já foi encerrado.	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.						
Natureza e razão para a operação							
International Power S.A.	23/04/2010	10.607.400,00	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.						
Natureza e razão para a operação							

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
Companhia Energética São Salvador	02/08/2004	221.942,04	Valor anual do contrato: Em 2011: R$ 221.942,04; Em 2010: R$ 208.513,80; Em 2009: R$ 198.000,00	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							
Companhia Energética São Salvador	04/03/2002	47.906.815,40	Em 2011: R$ 11.892.900,44; Em 2010: R$ 12.107.496,94; Em 2009: R$ 51.305.000,00;	100%	Até 15/10/2023 - a redução em 2010 deve-se a negociação de preço do contrato	NÃO	0,000000
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	988.610,88	Valor anual do contrato: Em 2011: R$ 988.610,88; Em 2010: R$ 703.317,60; Em 2009: R$ 667.854,60	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.						

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	Mediante comunicação escrita à outra Parte com antecedência de 30 (trinta) dias e nos casos previstos em lei.						
Natureza e razão para a operação							
GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA)	21/12/2009	604.389.783,26	Em 2011: R$ 0,00; Em 2010: R$ 0,00; Em 2009: R$ 604.389.783,26.	100%	Até 31.07.2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora direta						
Objeto contrato	Aquisição da Companhia Energética Estreito (CEE) – Anteriormente denominada SUEZ Energia Renovável S.A.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	n.a.						
Natureza e razão para a operação							
Lages Bioenergética Ltda.	01/06/2009	201.765,48	Valor anual do contrato: Em 2011: R$ 201.765,48; Em 2010: R$ 189.558,00; Em 2009: R$ 180.000,00.	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							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	01/06/2009	403.531,08	Valor anual do contrato: Em 2011: R$ 403.531,08; Em 2010: 379.116,00; Em 2009: 360.000,00	100%	Prazo indeterminado.	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	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 2011: R$ 207.572.397,00; Em 2010: R$ 197.191.692,50	40,07%	15 anos	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 2011: R$ 153.755.895,60.	100%	Até 22/04/2037	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
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							

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
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	02/09/2010	1.438.713.453,23	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							
Itá Energética S.A.	15/01/2001	238.865.651,64	Em 2011: R$ 499.041.217,79; Em 2010: R$ 462.329.287,78; Em 2009: R$ 503.967.886,79.	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.						
Natureza e razão para a operação							
Itá Energética S.A.	15/01/2001	2.218.873.795,03	Em 2011: R$ 2.268.000.659,71; Em 2010: R$ 2.142.059.849,20; Em 2009: R$ 2.265.464.839,61.	100%	Até 16/10/2030	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	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 2011: R$ 209.472.131,84; Em 2010: R$ 198.826.751,76; Em 2009: R$ 209.786.083,84.	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 2011: R$ 83.595.509,19; Em 2010: R$ 34.522.951,50; Em 2009: R$ 34.548.319,80.	100%	Até 31/03/2017	NÃO	0,000000
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							

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 (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

- 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.

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.

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

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 e 2011 não houve cobrança pela execução desse contrato, motivo pelo qual não há qualquer obrigação registrada na Companhia.

- Aquisição da Companhia Energética Estreito (atual denominação da SUEZ Energia Renovável S.A.)

De acordo como Modelo de Negócios do Grupo no Brasil, o controlador da Tractebel Energia IPR 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 (CEE) – anteriormente denominada SUEZ Energia Renovável (SER). 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 Assembleia Geral Extraordinária 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 2011, 2010 e 2009, 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 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 do controle da Companhia para terceiros, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, somente poderá ser contratada, sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o terceiro adquirente se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das demais ações dos outros acionistas da Companhia, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante, e observando-se as condições e prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento de Listagem do Novo Mercado. 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. 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."

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

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 de Sociedades por Ações 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 Sociedades por Ações, 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.

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

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: "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."

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

iii) Obrigação de realizar oferta pública pela saída do Novo Mercado

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: "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. § 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 -

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

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 31/12/2011

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

Exercício social 31/12/2009

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	764.120.400	18,71	16,34	R$ por Unidade
30/06/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	978.664.990	18,10	16,40	R$ por Unidade
30/09/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	716.529.560	21,75	18,05	R$ por Unidade
31/12/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	900.867.253	22,65	20,61	R$ por Unidade

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	4ª emissão - Série única
Data de emissão	05/11/2009
Data de vencimento	05/11/2015
Quantidade (Unidades)	400
Valor total (Reais)	400.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Companhia reserva-se o direito de, a seu exclusivo critério, a qualquer momento a partir do 12º mês contado da Data de Emissão, desde que mediante envio de Comunicação de Resgate Antecipado aos Debenturistas com antecedência de, no mínimo, 10 dias úteis, promover o Resgate Antecipado de parte ou da totalidade das Debêntures em circulação. A data de Resgate Antecipado deverá ser, obrigatoriamente, um dia útil. O Resgate Antecipado parcial ou total será realizado mediante o pagamento do saldo do Valor Nominal Unitário não amortizado das Debêntures em circulação acrescido (i) da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento das Debêntures resgatadas; e (ii) de prêmio equivalente a 1% sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures resgatadas.
Características dos valores mobiliários	- O valor nominal unitário das Debêntures era de R$ 1.000.000,00 na data da emissão. - O vencimento doriginal era anual a partir de 05.11.2011 a 05.11.2015. - As Debêntures eram da espécie sem garantia nem preferência (quirografária). - Restrições à circulação: As debêntures somente podiam ser negociadas entre Investidores Qualificados e depois de decorridos 90 dias da respectiva subscrição e integralização, nos termos da Instrução CVM nº 476. - Juros: As Debêntures faziam jus a uma remuneração equivalente à acumulação de 110% da Taxa DI. - Os recursos captados por meio da Oferta Restrita foram destinados à redução dos custos e alongamento de dívidas, bem como ao reforço do capital de giro para a condução dos negócios da Companhia. - Agente fiduciário: SLW Corretora de Valores e Câmbio 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

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

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.
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 de outubro de 2013. - Agente fiduciário: Oliveira Trust DTVM S.A.
Outras características relevantes	Vide item 18.10.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	1ª emissão - 1ª série
Data de emissão	02/05/2005
Data de vencimento	02/05/2011
Quantidade (Unidades)	14.000
Valor total (Reais)	140.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	- Quantidade: 14.000 Debêntures - Valor: R$ 140 milhões - O valor nominal unitário das Debêntures era de R$ 10.000,00 na data da emissão. - Vencimento : 02.05.2011. - As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária). - Juros: As Debêntures da 1ª Série faziam jus a uma remuneração equivalente à acumulação de IGPM + 9,29% a.a. - Agente fiduciário: Planner Corretora de Valores S.A.
Outras características relevantes	Vide item 18.10.

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

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

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 Usina Hidrelétrica de São Salvador, no Rio Tocantins, com capacidade instalada equivalente a 243,2 MW, 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	3ª emissão - Série única
Data de emissão	01/04/2009
Data de vencimento	01/04/2011
Quantidade (Unidades)	60.000
Valor total (Reais)	600.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	- O valor nominal unitário das Debêntures era de R$ 10.000,00 na Data de Emissão. - Vencimento: As Debêntures venceram em 01.04.2011. - As Debêntures eram da espécie sem garantia nem preferência (quirografária). - Juros: As Debêntures faziam jus a uma remuneração equivalente à acumulação de 117% da Taxa DI. - Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures foram destinados (i) ao resgate antecipado e pagamento integral da dívida representada pelas notas promissórias comerciais da 4ª (quarta) emissão da Companhia, emitidas em 06.03.2009; e (ii) ao pagamento de parte da dívida representada pelas notas promissórias comerciais da 3ª (terceira) emissão da Companhia, emitidas em 20.05.2008 e com vencimento em 15 de maio de 2009. - Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.
Outras características relevantes	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

b. Mercado: Mercado de balcão norte-americano de títulos – "Over the Conter (OTC) lastreados em ações ordinárias e preferenciais 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 2011, a proporção entre o volume negociado de *depositary receipts* em relação às ações ordinárias foi de 2,06%.

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 2009 a 2011, 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 2009, 2010 e 2011, 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 Sociedades por Ações, (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 Sociedades por Ações;
- 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 Sociedades por Ações, 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 IPC-A 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.

Cana Brava – Série Única

a. Identificação: Cana Brava – Série Única

b. Quantidade: 18.000

c. Valor: R$ 180 milhões

d. Data de emissão: 01.04.1998

e. Restrições à circulação: Não há

f. Conversibilidade em ações ou conferência de direito de subscrever ou comprar ações da

Companhia: Não

g. Possibilidade de Resgate: Sim.

A Companhia poderá efetuar a qualquer tempo o resgate facultativo da totalidade das debêntures, mediante pagamento do principal e juros a que fizerem jus.

h. (i) Vencimento: As Debêntures vencem em 01.04.2013

Hipóteses de Vencimento Antecipado:

- protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Companhia;
- pedido de concordata preventiva formulado pela Companhia;
- liquidação ou decretação de falência da Companhia;
- falta de cumprimento pela Companhia de qualquer obrigação prevista na escritura de emissão, não sanada em 30 dias, contados a partir do aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;

18.10 - Outras informações relevantes

- vencimento antecipado de qualquer dívida da Companhia em razão de inadimplemento contratual, cujo montante possa, de qualquer forma, vir a prejudicar o cumprimento das obrigações pecuniárias da Companhia na escritura de emissão de debêntures;
- extinção, a qualquer título, da concessão da Usina Hidrelétrica de Cana Brava, expedida conforme Decreto s/nº, de 12.06.1998;
- falsidade da declaração a que alude o artigo 1º, parágrafo primeiro, alínea "c", do Decreto nº 99.746, de 24.08.1990.

(ii) 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.

(iii) Garantia: Carta de Fiança no valor da dívida emitida 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.

(iv) Crédito quirografário ou subordinado: Subordinado

(v) Restrições: Não há

(vi) Agente fiduciário: Oliveira Trust DTVM S.A.

i. Condições para a alteração dos direitos assegurados: Não há

j. Outras características relevantes: Não existem outras características relevantes.

Outras informações:

Liquidação antecipada das debêntures relativas à 4ª Emissão da Companhia

Em 21.07.2011, a Companhia liquidou antecipadamente as debêntures da 4ª Emissão, no valor total de R$ 415 milhões, incluindo a multa de R$ 4 milhões paga pela liquidação antecipada. As debêntures liquidadas tinham custo total de 110% do CDI e a última parcela anual de amortização do principal venceria em 05.11.2015.

Amortizações de debêntures realizadas em 2011:

Debêntures	Data do vencimento	Data do pagamento	Valor do pagamento
3ª emissão	01.04.2011	01.04.2011	R$ 637 milhões
1ª emissão – 1ª série	02.05.2011	29.04.2011	R$ 169 milhões
4ª emissão	05.11.2015	21.07.2011	R$ 415 milhões

As liquidações da 3º emissão e da 1ª série da 1ª emissão foram realizadas com recursos próprios da Companhia.

Liquidação antecipada de debêntures – Cana Brava – Série única

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$ 9 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 31.12.2011, 2010 e 2009, 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	**27/04/2011**
Cargo e/ou função	Acionistas, administradores e empregados da Controladora e 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 da Companhia 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 documento sofreu aprimoramentos, tendo sua segunda versão sido aprovada pela 111ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 27.04.2011.

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 à sua função profissional, tenham acesso a Informações Relevantes devem assinar o Termo de Adesão a essa Política.

As pessoas que assinaram esse Termo devem abster-se de realizar quaisquer negociações com valores mobiliários 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 assinantes do Termo de Adesão comunicar ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia e este, à CVM, à BM&FBOVESPA 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.

20.2 - Outras informações relevantes

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 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, 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.

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 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre 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, documento que sofreu aprimoramentos, tendo sua segunda versão sido aprovada pela 111ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 27.04.2011, nos termos da Instrução CVM nº 358/2002 e suas alterações presentes nas Instruções CVM nº 369/2002 e nº 449/2007, sendo 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 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre 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, 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 assinaram 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.

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 decidir por submeter à apreciação da CVM o sigilo à questão acerca da divulgação ao público investidor de Informação Relevante que possa colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

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 assinaram 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.

Divulgação de informações sobre negociações de valores mobiliários de emissão da Companhia

As pessoas que assinaram o Termo de Adesão deverão comunicar a titularidade de valores mobiliários de emissão da Companhia, 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 BM&FBOVESPA 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.

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

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, à BM&FBOVESPA e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão.

A comunicação à CVM, à BM&FBOVESPA 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 2009, 2010 e 2011, 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 2009, 2010 e 2011, 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".