Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis 1

1.1 – Declaração do Diretor Presidente 2

1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores 3

1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores 4

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores 5

2.3 - Outras informações relevantes 7

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras 8

3.2 - Medições não contábeis 9

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras 10

3.4 - Política de destinação dos resultados 12

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido 13

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas 14

3.7 - Nível de endividamento 15

3.8 - Obrigações 16

3.9 - Outras informações relevantes 17

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco 18

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado 33

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes 36

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores 63

4.5 - Processos sigilosos relevantes 64

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto 65

4.7 - Outras contingências relevantes 74

Índice

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados 75

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Política de gerenciamento de riscos 76

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado 79

5.3 - Descrição dos controles internos 86

5.4 - Alterações significativas 88

5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos 89

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM 91

6.3 - Breve histórico 92

6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial 95

6.6 - Outras informações relevantes 96

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas 97

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais 104

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais 105

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total 125

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades 126

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior 162

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades 163

7.8 - Políticas socioambientais 164

7.9 - Outras informações relevantes 165

8. Negócios extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários 166

8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor 167

8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais 168

Índice

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord. 169

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros 170

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados 171

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis 172

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades 173

9.2 - Outras informações relevantes 176

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais 181

10.2 - Resultado operacional e financeiro 225

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras 230

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor 239

10.5 - Políticas contábeis críticas 241

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras 243

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras 244

10.8 - Plano de Negócios 245

10.9 - Outros fatores com influência relevante 248

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas 249

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas 257

12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa 258

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais 266

12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração 270

12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem 271

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal 272

12.7/8 - Composição dos comitês 281

Índice

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores 283

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros 284

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores 302

12.12 - Práticas de Governança Corporativa 303

12.13 - Outras informações relevantes 304

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária 310

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 315

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 319

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária 321

13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatuária 322

13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatuária 323

13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatuária 324

13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções 325

13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão 326

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários 327

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal 328

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria 330

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores 331

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam 332

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 333

13.16 - Outras informações relevantes 334

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos 335

Índice

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos 337
14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados 338
14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos 340
14.5 - Outras informações relevantes 341

15. Controle e grupo econômico

15.1 / 15.2 - Posição acionária 342
15.3 - Distribuição de capital 351
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico 352
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte 355
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor 356
15.7 - Principais operações societárias 357
15.8 - Outras informações relevantes 365

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas 367
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas 368
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 371
16.4 - Outras informações relevantes 372

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social 373
17.2 - Aumentos do capital social 374
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações 375
17.4 - Informações sobre reduções do capital social 376
17.5 - Outras informações relevantes 377

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações 378

Índice

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública 379

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto 383

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados 384

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil 385

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação 388

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros 390

18.8 - Títulos emitidos no exterior 391

18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor 392

18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios 393

18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros 394

18.12 - Outras infomações relevantes 395

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor 396

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria 397

19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria 398

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários 399

20.2 - Outras informações relevantes 400

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações 402

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 403

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações 407

21.4 - Outras informações relevantes 408

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Eduardo Antonio Gori Sattamini**
Cargo do responsável	Diretor Presidente
Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Carlos Henrique Boquimpani de Freitas**
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

1.1 Declaração do Diretor Presidente

Eu, **EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI**, brasileiro, casado, economista, portador da carteira de identidade nº 04748820-0-IFP/RJ, inscrito no CPF/MF sob o nº 821.111.117-91, na condição de Diretor Presidente da **ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.,** declaro para fins de atendimento ao disposto no item 1.1 do Anexo 24 da Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009 e suas alterações, que:

a. revi o formulário de referência;

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

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.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor Presidente

1.2 Declaração do Diretor de Relações com Investidores

Eu, **EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI**, brasileiro, casado, economista, portador da carteira de identidade nº 04748820-0-IFP/RJ, inscrito no CPF/MF sob o nº 821.111.117-91, na condição de Diretor de Relações com Investidores da **ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.,** declaro para fins de atendimento ao disposto no item 1.1 do Anexo 24 da Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009 e suas alterações, que:

a. revi o formulário de referência;

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

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.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor de Relações com Investidores

1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores

As declarações do Diretor Presidente e do Diretor de Relações com Investidores foram contempladas nos itens 1.1 e 1.2.

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

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 a 31/12/2016
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 sociais findos entre 31 de dezembro de 2012 e 2016; b) Revisão das Informações Trimestrais (ITR) relativas aos trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2012 a 2016; c) Asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais (covenants) em contratos de financiamentos e de debêntures dos exercícios sociais findos entre 31 de dezembro de 2012 e 2016; d) Revisão das Declarações Integradas de Informações Econômico-Fiscais de Pessoa Jurídica (DIPJ), referente aos exercícios sociais findos entre 31 de dezembro de 2012 e 2014; e) Revisão das Escriturações Contábil Fiscal (ECF), referente aos exercícios sociais findos entre 31 de dezembro de 2015 e 2016; e f) Assessorias em diligência contábil, fiscal e trabalhista ocorridas nos exercícios sociais findos em 31.12.2014 e 31.12.2015.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Os honorários dos auditores independentes contratados relativos ao ano de 2016 para a realização dos serviços de auditoria independente na ENGIE Brasil Energia e suas controladas são de R$ 340.000,00. Este montante é composto da seguinte forma: (a) auditoria das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2016 e revisão das informações trimestrais de 2016 – R$ 242.500,00; (b) asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais de 31 de dezembro de 2016 – R$ 34.500,00; e (c) revisão das Escriturações Contábil Fiscal (ECF) do exercício de 31 de dezembro de 2016 - R$ 63.000,00. Os preços contratados são reajustados anualmente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a partir da data de assinatura do contrato (10.04.2015). O honorário dos auditores independentes relativo à assessoria em diligência contábil, fiscal e trabalhista foi de R$ 334.000,00.
Justificativa da substituição	A substituição dos auditores independentes foi realizada em atendimento ao artigo 31 da ICVM 308, que estabelece que o Auditor Independente não pode prestar serviços de auditoria para um mesmo cliente, por prazo superior a cinco anos consecutivos.
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
Claudio Henrique Damasceno Reis	16/04/2012 a 31/12/2016	002.867.907-50	Avenida Prof. Othon Gama D’eça, nº 677, salas 603, 604 e 605, Centro, Florianópolis, SC, Brasil, CEP 88015-240, Telefone (48) 32055300, Fax (48) 32055301, e-mail: chreis@kpmg.com.br

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	01/01/2017
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 2017, 2018 e 2019; b) Revisão das Informações Trimestrais (ITR) relativas aos trimestres a findarem em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2017, 2018 e 2019; c) Asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais (covenants) em contratos de financiamentos e de debêntures dos exercícios sociais a findarem em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019; e d) Revisão das Escriturações Contábil Fiscal (ECF), referentes aos exercícios sociais a findarem em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Os honorários dos auditores independentes contratados relativos ao ano de 2017 para a realização dos serviços de auditoria independente na ENGIE Brasil Energia e suas controladas são de R$ 421.536,44. Este montante é composto desta forma: (a) auditoria das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2017 e revisão das informações trimestrais de 2017 – R$ 362.207,69; (b) asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais de 31 de dezembro de 2017 – R$ 16.123,71; e (c) revisão das Escriturações Contábil Fiscal (ECF) do exercício de 31 de dezembro de 2017 – R$ 43.205,04. Os preços contratados são reajustados anualmente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a partir da data de assinatura do contrato.
Justificativa da substituição	Não houve substituição deste auditor.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não houve substituição deste auditor.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Fernando de Souza Leite	01/01/2017	004.400.929-14	Rua São Bento, n° 18, 15º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 20090-010, Telefone (21) 39810500, Fax (21) 39810600, e-mail: feleite@deloitte.com

2.3 - Outras informações relevantes

Conforme o disposto no artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, de 14 de janeiro de 2003, a ENGIE Brasil Energia, nos exercícios de 2014 e 2015, contratou os auditores independentes da Companhia e de suas controladas, KPMG Auditores Independentes (KPMG), para prestação de serviços de diagnósticos dos procedimentos fiscais, trabalhistas, previdenciários e contábeis, a fim de identificar os riscos associados a investimentos propostos pela Companhia.

Os honorários dos serviços contratados foram de R$ 219.395,87 em 2014 e R$ 334.000,00 em 2015, representando, portanto, 56,6% e 98,2%, respectivamente, dos honorários totais referentes aos serviços de auditoria independente.

Além de seu próprio julgamento, a Companhia consultou o auditor independente KPMG, no sentido de assegurar-se que a prestação deste outro serviço não afetasse a independência e objetividade necessária ao desempenho dos serviços de auditoria independente, bem como obteve as devidas aprovações de seu Conselho Fiscal e de seu Conselho de Administração.

No exercício de 2013, os auditores independentes da Companhia e de suas controladas, KPMG, não prestaram serviços não relacionados à auditoria independente.

Substituição dos auditores independentes

Em atendimento ao artigo 31 da Instrução CVM nº 308 (ICVM 308), de 14 de maio de 1999, e suas alterações posteriores, que estabelece que o Auditor Independente não pode prestar serviços de auditoria para um mesmo cliente, por prazo superior a cinco anos consecutivos, o Conselho de Administração da Companhia aprovou, no dia 23 de fevereiro de 2017, a contratação da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes para a prestação dos serviços de auditoria independente sobre as demonstrações contábeis da ENGIE Brasil Energia e de suas controladas, a partir da revisão das Informações Trimestrais (ITR) relativas ao trimestre findo em 31 de março de 2017, em substituição à KPMG Auditores Independentes.

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Exercício social (31/12/2015)	Exercício social (31/12/2014)	Exercício social (31/12/2013)
Patrimônio Líquido	6.642.136.673,74	5.654.948.313,97	5.364.610.432,70
Ativo Total	15.300.673.160,59	13.609.586.738,05	12.620.167.557,79
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	6.512.036.655,43	6.472.495.632,02	5.568.657.593,57
Resultado Bruto	2.708.942.001,28	2.497.707.760,37	2.656.980.731,02
Resultado Líquido	1.501.302.893,28	1.383.104.946,16	1.436.747.028,98
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	652.742.192	652.742.192	652.742.192
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	10,175743	8,663372	8,218575
Resultado Básico por Ação	2,299994	2,118915	2,201094
Resultado Diluído por Ação	2,30	2,12	2,20

3.2 - Medições não contábeis

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

Conciliação entre o lucro líquido e o EBITDA consolidado:

	Exercício social encerrado em		
Valores em R$ milhões	**31.12.2015**	**31.12.2014**	**31.12.2013**
Lucro líquido do exercício	1.501	1.383	1.437
(+) Imposto de renda e contribuição social	532	574	565
(+) Despesas financeiras, líquidas	471	346	385
(+) Depreciação e amortização	601	592	583
EBITDA	**3.105**	**2.895**	**2.970**
(+) *Impairment*	10	-	73
EBITDA AJUSTADO	**3.115**	**2.895**	**3.043**

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

Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas financeiras, o imposto sobre a renda e a contribuição social, a depreciação e amortização e o *impairment*, 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

- **Demonstrações financeiras consolidadas de 31.12.2015**

A aprovação das Demonstrações Contábeis da Companhia ocorreu no dia 23.02.2016 em reunião do Conselho de Administração da Companhia. Os eventos subsequentes às demonstrações contábeis consolidadas de 31.12.2015 foram os seguintes:

a) Destinações do resultado do exercício

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 23.02.2015, aprovou a proposta de destinação dos lucros do exercício findo em 31 de dezembro de 2015, a qual segue: (i) destinação de parcela dos lucros do exercício para aumento de capital social no valor de R$ 290,5 milhões; (ii) distribuição de dividendos adicionais propostos sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2015, no montante de R$ 209.499, ou R$ 0,3209526559 por ação; e (iii) retenção de lucros com base em orçamento de capital no valor de R$ 392,5 milhões. Tal proposta foi ratificada pela AGO, a quem coube definir as condições de pagamento dos dividendos.

b) Pagamento de juros sobre o capital próprio do exercício de 2015

A Diretoria Executiva da Companhia anunciou em 27.01.2016 que definiu a data de 24.02.2016 para o início do pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio, relativo ao exercício social findo em 31.12.2015. O montante bruto creditado foi de R$ 314 milhões, correspondentes a R$ 0,4810475006 por ação.

c) Rebaixamento do rating nacional – Standard & Poor's

Em 17.02.2016, a Standard & Poor's Ratings Services ("Standard & Poor's") comunicou o rebaixamento dos ratings de crédito corporativo de longo prazo atribuídos na Escala Nacional Brasil à Companhia de 'brAAA' para 'brAA'. Ao mesmo tempo, a Standard & Poor's reafirmou o rating de curto prazo 'brA1' da Companhia na mesma escala. Posteriormente, a pedido da Companhia, os referidos ratings foram retirados dessa agência.

- **Demonstrações financeiras consolidadas de 31.12.2014**

A aprovação das Demonstrações Contábeis da Companhia ocorreu no dia 30.03.2015 em reunião do Conselho de Administração da Companhia. Os eventos subsequentes às demonstrações contábeis consolidadas de 31.12.2014 foram os seguintes:

a) Dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 30.03.2015, aprovou a proposta de dividendos adicionais propostos sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2014, no montante de R$ 172 milhões, ou R$ 0,2636276932 por ação. Tal proposta foi ratificada pela Assembleia Geral Ordinária, a quem coube definir as condições de pagamento.

Início de pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio do exercício de 2014

A Diretoria Executiva da Companhia anunciou em 02.03.2015 que o início do pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio, relativo ao exercício social findo em 31.12.2014, ocorreu a partir de 17.03.2015. O montante bruto creditado foi de R$ 223 milhões, correspondentes a R$ 0,3416356453 por ação.

- **Demonstrações financeiras consolidadas de 31.12.2013**

A aprovação das Demonstrações Contábeis da Companhia ocorreu no dia 20.02.2014 em reunião do Conselho de Administração da Companhia. Os eventos subsequentes às demonstrações contábeis consolidadas de 31.12.2013 foram os seguintes:

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

b) Entrada em operação comercial do parque eólico Fleixeiras

Em 28.01.2014, a Aneel autorizou o início da operação comercial do parque eólico Fleixeiras, localizado no município de Trairi, no Estado do Ceará, cuja capacidade instalada é de 30,0 MW e a capacidade comercial, 16,6 MW médios.

c) Data de início de pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio do exercício de 2013

A Diretoria Executiva da Companhia anunciou em 14.02.2014 que o início do pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio, relativo ao exercício social findo em 31.12.2013, ocorrerá a partir de 28.02.2014. O montante bruto creditado foi de R$ 244,8 milhões, correspondentes a R$ 0,3750332107 por ação.

d) Conclusão da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A.

Em 20.02.2014, após o cumprimento de todas as condições precedentes estabelecidas no Contrato de Compra e Venda assinado em dezembro de 2013, a Companhia concluiu a aquisição das ações de emissão da Ferrari Termoelétrica S.A.

3.4 - Política de destinação dos resultados

	Exercício Social encerrado em		
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2013**
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 ajustado do exercício findo em 31.12.2015, foram retidos R$ 392.511.899,20.	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 ajustado do exercício findo em 31.12.2014, foram retidos R$ 634.250.374,42.	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. Não houve retenção do lucro líquido ajustado do exercício findo em 31.12.2013.
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 Usinas Hidrelétricas Ponte de Pedra e São Salvador, localizadas 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 e 2015, respectivamente. Adicionalmente, também em razão de estar situado na área de atuação da Sudam, tem direito a redução do imposto de renda por reinvestimento no montante equivalente a 30% do valor do imposto devido, exceto adicional, calculado sobre o lucro da exploração.

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. Em 05.05.2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital social no montante de R$ 1.107.620,69, sem emissão de novas ações, mediante a capitalização da reserva de reinvestimento, relativa ao depósito efetuado em 2014.

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2015	Exercício social 31/12/2014	Exercício social 31/12/2013
Lucro líquido ajustado	1.517.775.685,14	1.409.445.276,52	1.474.156.002,86
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	55,000000	55,000000	100,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	22,610418	24,475211	26,798119
Dividendo distribuído total	834.776.626,83	775.194.902,09	1.474.156.002,86
Lucro líquido retido	392.511.899,20	634.250.374,43	0,00
Data da aprovação da retenção	14/04/2016	30/04/2015	08/04/2014

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Outros						
Ordinária	311.277.286,66	25/09/2015	380.113.983,78	26/11/2014	767.568.075,38	23/09/2013
Ordinária	209.499.340,17	25/05/2016				
Ordinária			172.080.918,31	29/05/2015		
Ordinária					461.787.927,48	24/09/2014
Juros Sobre Capital Próprio						
Ordinária	314.000.000,00	24/02/2016	223.000.000,00	17/03/2015	244.800.000,00	28/02/2014

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

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	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2015	8.658.536.486,85	Índice de Endividamento	1,30358000	

3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2015)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Financiamento	Garantia Real		234.663.257,27	501.024.749,30	471.176.717,06	1.234.302.814,11	2.441.167.537,74
Empréstimo	Quirografárias		1.477.827.730,47	48.915.315,40	48.915.315,40	48.932.682,46	1.624.591.043,73
Títulos de dívida	Outras garantias ou privilégio	Parte Garantia Real e parte Quirografárias	1.276.173.574,51	646.460.519,47	229.781.044,38	2.440.362.767,02	4.592.777.905,38
Total			2.988.664.562,25	1.196.400.584,17	749.873.076,84	3.723.598.263,59	8.658.536.486,85

Observação

Exercício social encerrado em 31.12.2015
Tipo de dívida Inferior a um ano Dois a três anos Quatro a cinco anos Superior a cinco anos Total
Empréstimos:
Quirografárias 1.477.827.730,47 48.915.315,40 48.915.315,40 48.932.682,46 1.624.591.043,73

Financiamentos:
Garantia Real 234.663.257,27 501.024.749,30 471.176.717,06 1.234.302.814,11 2.441.167.537,74

Títulos de dívida:
Garantia Real 67.994.966,79 122.033.584,76 166.481.120,41 1.806.956.224,38 2.163.465.896,34
Quirografárias 1.208.178.607,72 524.426.934,71 63.299.923,97 633.406.542,64 2.429.312.009,04

Total 2.988.664.562,25 1.196.400.584,17 749.873.076,84 3.723.598.263,59 8.658.536.486,85

Observação: as informações financeiras apresentadas no quadro são consolidadas.

3.9 - Outras informações relevantes

Em complemento ao quadro 3.5 – Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido, informamos que a Companhia propôs a destinação da parcela de R$ 290.487.159,11 do lucro líquido do exercício social findo em 31.12.2015 para aumento de capital social, o qual foi aprovado em reunião do Conselho de Administração na data de 23.02.2016.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

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

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

a. Riscos relacionados à Companhia.

As concessões da Companhia, que a autorizam a gerar energia elétrica a partir dos aproveitamentos hidrelétricos de suas Usinas Hidrelétricas (UHE) e as autorizações 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 de até 20 anos 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.

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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

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

A construção, expansão e operação das usinas de geração de energia elétrica 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 usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidrelétrica, incluindo as da Companhia, está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do País.

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

Entretanto, quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que distribui o risco hidrológico por todas as usinas vinculadas a esse mecanismo. O MRE realoca contabilmente a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua garantia física para aqueles que geraram abaixo. Caso a geração hidrelétrica seja inferior ao total da garantia física das usinas participantes do MRE, o déficit de geração é rateado, podendo causar exposição ao mercado de curto prazo ao PLD.

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 dos empreendimentos ou para investimentos em obras de adição e substituição. Caso a Companhia não consiga executar integralmente a sua estratégia de negócios pelo fato de a mesma implicar em custos de construção ou de investimentos posteriores muito altos se comparados aos retornos subsequentes, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

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

Em 31.12.2015, as usinas eólicas Beberibe e Pedra do Sal, possuíam 7,82 MW médios e 5,66 MW médios, respectivamente, de energia contratada no Proinfa. O impacto estimado, para cada 10% de geração inferior à contratada, é de aproximadamente R$ 10 milhões.

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

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

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

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

Em 31.12.2015, as PCH José Gelazio e Rondonópolis, possuíam 9,24 MW médios e 10,10 MW médios, respectivamente, de energia contratada no Proinfa, sendo que tais usinas não participam do MRE. O impacto estimado, para cada 10% de geração inferior à contratada, é de aproximadamente R$ 10 milhões.

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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

Considerando uma parada de geração de 100 MW médios durante um período de 30 dias e um valor de PLD médio de R$ 100,00, a Companhia teria uma exposição no montante de aproximadamente R$ 7 milhões.

Risco de suprimento de carvão

As usinas termelétricas que usam carvão mineral produzido no Brasil utilizam a Conta de Desenvolvimento Energética (CDE) para subvencionar até 100% do custo do combustível até o ano de 2015. A partir de 2016 o volume de reembolso do custo de combustível ficará atrelado ao nível de eficiência energética de cada planta. A Companhia está buscando ajustar suas usinas às novas regras de reembolso para mitigar eventuais efeitos da redução do benefício. A capacidade instalada da UTE Charqueadas foi reduzida de 72 MW para 36 MW a partir de janeiro de 2016, com o intuito de minimizar a perda decorrente da redução do reembolso do custo do combustível, previsto pela Resolução Normativa 500 da Aneel de 17.07.2012, dado o nível de eficiência insuficiente da planta. Para as usinas do Complexo Jorge Lacerda, em virtude do seu nível de eficiência e investimentos que estão sendo realizados, não é estimado efeito relevante no resultado da Companhia. Caso a glosa do reembolso de carvão seja de 10%, o efeito no EBITDA, no período de 12 meses, seria de aproximadamente R$ 70 milhões.

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

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

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

A Companhia dispõe de contratos de suprimento de carvão para as suas usinas termelétricas nos Estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina. No Rio Grande do Sul, a mineração é a céu aberto, havendo, portanto, maior flexibilidade para ampliar quantidades de fornecimento além do mínimo contratual.

Em Santa Catarina, a mineração é subterrânea e as solicitações de incremento do fornecimento exigem aviso prévio. Nesse caso, há a possibilidade de compra de carvão do Rio Grande do Sul para atender parte dos requisitos, sendo que essa opção já foi utilizada previamente.

A importação de carvão de outros países é possível de ser feita com flexibilidade, mas anula o direito de utilização de reembolso da CDE.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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) patrocinados pela Companhia representam um risco com certo grau de incerteza, dado que os custos são calculados atuarialmente, utilizando-se de premissas atualizadas de mercado. No ano de 2004, a Companhia constituiu o Plano de Contribuição Definida (CD) na PREVIG, com adesão maciça de seus empregados. Ao final do ano de 2015 menos de 2% dos seus empregados ativos continuam no Plano BD. No exercício social encerrado em 31.12.2015, o montante do passivo reconhecido relativo aos benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R$ 278 milhões e correspondiam ao passivo líquido avaliado pelos atuários. Do montante total do passivo atuarial, R$ 93 milhões correspondem a dívidas contratadas. Caso a Companhia tenha que vir a contabilizar perdas atuariais em decorrência de eventual mudança de premissas atuariais, taxas de desconto ou de prática contábil, sua posição patrimonial e financeira poderá ser adversamente afetada. De acordo com a avaliação elaborada pelos atuários da Companhia, uma eventual alteração de taxa de desconto em 0,1% teria um impacto de aproximadamente R$ 11,3 milhões no passivo atuarial.

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

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

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

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

b. Riscos relacionados 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 nº 303, na qual a metodologia de cálculo da Garantia Física das usinas termelétricas foi alterada, sendo que a nova Garantia Física foi observada a partir de 2008. Desde 01.01.2008, as UTE da Companhia contam com 852,8 MW médios, seguindo a aplicação da nova metodologia proposta pela Portaria acima referida. A mesma Portaria definiu os valores de Garantia Física dos empreendimentos de geração hidrelétrica, com vigência até 31.12.2014, quando foi publicada a Portaria MME 681, que manteve as garantias físicas das UHE da TBLE até 31.12.2015. Em 08.12.2015, foi publicada a Portaria MME 537 que as estende até 31/12/2016. Em janeiro de 2016, a Garantia Física das UTE da Companhia foi ajustada para 831,7 MW médios, em função da redução da Garantia Física da UTE Charqueadas.

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.

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

A TBLE obteve liminar para o não pagamento desse encargo e, posteriormente, houve julgamento de mérito favorável à Companhia, sendo revertida a provisão de MBRL 55 que havia sido constituída para fazer frente à essa despesa. Não houve julgamento de mérito, porem a sinalização de que seja favorável supera 50%.

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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

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

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

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

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

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

O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, para fins de indenização relativa às parcelas não amortizadas ou não depreciadas das concessões com vencimentos previstos entre 2015 a 2017, teve como base a metodologia de Valor Novo de Reposição – VNR. De acordo com o art. 10 do Decreto nº 7.805/2012, os estudos para definição do VNR devem ser realizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Essa metodologia refere-se ao cálculo do valor de um ativo (no caso, o bem reversível vinculado à uma concessão vincenda) se fosse construído a preços atuais, tendo por base os quantitativos de materiais, equipamentos eletromecânicos e serviços que fazem parte dos Projetos Básicos protocolados na ANEEL, em atendimento ao § 2º do o art. 10 do Decreto nº 7.805/2012. Dessa forma, os empreendimentos de geração foram analisados pela EPE e tiveram seus orçamentos refeitos, considerando como data-base de referência o mês de junho de 2012. As concessões da Companhia não sofreram nenhum impacto direto advindo da nova legislação, no tocante à renovação das concessões, dado que a aquisição dessas concessões se deu por meio de processos licitatórios realizados após a publicação da Lei nº 8.987/95. No entanto, indiretamente, poderá ser afetada pelo impacto destas ações governamentais nos seus negócios.

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

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

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

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.

Em 2015, a Companhia vendeu 500 MW médios de energia em contratos bilaterais, para entrega até 2023. A energia descontratada poderá ser destinada para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou para o Ambiente de Contratação Regulada (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 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A título de informação, estão demonstrados abaixo os patamares de energia descontratada, em 31.12.2015, no curto e médio prazo, que estão sujeitos às variações dos preços no mercado:

Ano	MW médio	%
2016	-	2%
2017	87	2%
2018	327	12%

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

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

A título de sensibilidade, foram estimadas as implicações da adoção de novos impostos ou contribuições da ordem de 2% sobre a Receita Líquida de Vendas da Companhia. Tomando-se por base a receita do ano de 2015 poderia haver um aumento nos tributos anuais da ordem de R$ 132 milhões, com impacto de R$ 87 milhões no resultado, líquido dos efeitos de imposto de renda e contribuição social.

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

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

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

d. Riscos relacionados aos 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.

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.

e. 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. 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

f. 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 podem 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.

g. 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.

Crescimento da concorrência no segmento de Consumidores Livres.

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

A comercialização de energia com consumidores livres representou 36% da receita líquida total de vendas da Companhia em 2015, 35% em 2014 e 34% em 2013. Em termos de valores, essa receita líquida representou R$ 2.307 milhões, R$ 2.248 milhões e R$ 1.887 milhões na mesma ordem de anos apresentada acima.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

A Companhia, em casos de renegociação de contratos, tanto por valor, quanto por quantidade, busca negociar a extensão do prazo do contrato, com a intenção de compensar os efeitos no curto prazo. O efeito em renegociação de redução de quantidade contratada de 100 MW médios, considerando um PLD médio de R$ 100,00, é de aproximadamente R$ 88 milhões, em período de 12 meses, no EBITDA da Companhia.

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$ 198 milhões no Caixa, tomando-se por base o ano de 2015

h. 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 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Caso a Companhia esteja totalmente exposta ao GSF e este atinja uma média anual de 0,90, o efeito no EBITDA anual da Companhia seria de aproximadamente R$ 160 milhões.

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.

i. Riscos relacionados aos países estrangeiros onde a Companhia atue

A Companhia não possui atividades em países estrangeiros.

j. Riscos relacionados a questões socioambientais

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 para o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

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).

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

A título de sensibilidade, foram estimadas as implicações da adoção de novos impostos ou contribuições da ordem de 1% da Receita Líquida de Vendas da Companhia para cobrir compensações ambientais. Tomando-se por base a receita de 2015 poderia haver um aumento nos custos anuais da ordem de R$ 66 milhões.

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 2015, 2014 e 2013 os índices de inflação foram de 10,67%, 6,41% e 5,91%, respectivamente, de acordo com o Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA).

As dívidas da Companhia e de suas controladas estão expostas a taxas de juros variáveis, tais como TJLP e Taxa DI. Em 31.12.2015, o valor total de empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia (circulante e não circulante) era de R$ 4.247 milhões – incluindo a dívida em moeda estrangeira, totalmente coberta por operação de hedge -, sendo a quase totalidade sujeita a taxas de juros variáveis (R$ 4.201 milhões). Além disso, a Companhia possui um montante de concessões a pagar de R$ 2.071 milhões que estão atreladas aos índices de inflação IPCA e IGP-M, os mesmos indexadores utilizados nos contratos de venda de energia das respectivas usinas sob concessão.

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

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

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

Em decorrência do histórico de volatilidade dos índices de preço (inflação), a Companhia preparou uma análise de sensibilidade para o exercício de 2016 sobre suas dívidas indexadas a inflação, com as seguintes premissas disponíveis no mercado (Fonte: Focus do Banco Central do Brasil):

			Sensibilidade		
Índices	**Variação 2015**	**Cenário provável**	**Provável**	**Cenário Δ 25%**	**Cenário Δ 50%**
IPCA	10,7%	6,9%	-3,8 p.p.	1,7 p.p.	3,5 p.p.
IGP-M	10,5%	6,5%	-4,0 p.p.	1,6 p.p.	3,3 p.p.

A sensibilidade provável foi calculada com base na variação entre os índices relativos a 2015 e os previstos no cenário provável. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base na variação de 25% e 50% sobre o cenário provável.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

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

	Sensibilidade		
(Valores em R$ milhões)	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
Empréstimos e financiamentos	6	(3)	(6)
Debêntures	7	(3)	(7)
Concessões a pagar	84	(35)	(70)

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.

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.

Em 31.12.2015 a Companhia possuía 58,9% de sua dívida consolidada (R$ 2.396 milhões) indexada à TJLP (63,5% ou R$ 2.469 milhões em 31.12.2014). Já o montante indexado ao CDI, também no consolidado, representava 35,7% da dívida consolidada (R$ 1.452 milhões) no encerramento de 2015 (31,1% ou R$ 1.210 milhões em 31.12.2014).

A Companhia preparou uma análise de sensibilidade para o exercício de 2016 sobre os empréstimos, financiamentos, debêntures, com base nas seguintes premissas disponíveis no mercado (Fonte: Focus do Banco Central do Brasil):

			Cenários		
Variação dos índices	**Variação 2015**	**Cenário provável**	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
CDI	13,2%	15,3%	+ 2,1 p.p.	4,2 p.p.	8,5 p.p.
TJLP	6,3%	8,00%	+ 1,7 p.p.	2,0 p.p.	4,0 p.p.

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

	Sensibilidade		
(Valores em R$ milhões)	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
CDI	(12)	(24)	(49)
TJLP	(41)	(47)	(95)

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira

A Companhia e suas controladas possuem empréstimos e financiamentos contratados ou indexados à moeda estrangeira. O risco vinculado a esses passivos surge em razão da possibilidade de existirem flutuações nas taxas de câmbio que possam elevar as dívidas e resultar em impactos nas despesas financeiras da Companhia.

Os níveis de exposição cambial da Companhia têm se mantido bastante baixos em relação ao seu endividamento total. Em 31.12.2015, a Companhia não mantinha nenhuma dívida em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegida por operação de hedge. Adicionalmente, a política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados pelo Comitê Financeiro da Companhia.

Em 31.12.2015 a Companhia possuía 62,3% da dívida consolidada indexada em moeda estrangeira (31,1% em 31.12.2014) o que representa R$ 1.452 milhões (R$ 1.210 milhões em 31.12.2014).

A contratação prevê que parte do valor contratado está definido em dólares norte americanos. O risco vinculado a esses passivos surge em razão da possibilidade de existirem flutuações nas taxas de câmbio que possam elevar as parcelas a serem honradas e resultar em impactos nas despesas financeiras da Companhia.

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

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

(I) Trabalhistas

A Companhia e as suas controladas não são parte em processos trabalhistas que sejam individualmente relevantes para os seus negócios.

(II) Tributários

Os processos relevantes de naturezas tributárias nos quais a Companhia e as suas controladas são parte envolvida são os seguintes:

Processo n° 5009212.90.2010.404.7200	
Juízo	2º Vara Federal de Florianópolis (SC)
Instância	2º Grau TRF 4ª Região - 1ª Turma
Data de instauração	14.10.2010
Partes no processo	**Réu:** Tractebel Energia S.A. **Autor:** Receita Federal do Brasil (RFB)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Não aplicável
Principais fatos	A Companhia recebeu Notificação Fiscal de Lançamento de Débito (NFLD) sob o nº 35.330.263-5 pelo não recolhimento de contribuição adicional ao Seguro de Acidente do Trabalho (SAT) nas competências de abril de 1999 a março de 2004, em razão da suposta ausência de comprovação de fator de risco relacionado com o ambiente de trabalho. A Companhia defende que não há respaldo na legislação citada na referida notificação para as mencionadas competências, e que somente pode ser cobrado o adicional de contribuição caso o empregado tivesse direito à aposentadoria especial, o que não é o caso no período em referência. Em 08.08.2008, o Conselho de Recursos da Previdência Social (CRPS) julgou improcedente o recurso da Companhia. Após esse julgamento, a Companhia interpôs Recurso Especial à Câmara Superior de Recursos Fiscais. Em julho de 2009, a RFB emitiu Oficio informando que parte do valor da notificação estava prescrito. O CRPS julgou improcedente o Recurso Especial da Companhia, que diante dessa situação interpôs, em outubro de 2010, medida judicial visando à discussão de mérito, realizando, na mesma data, o depósito em juízo no valor de R$ 12 milhões. Em 20.07.2011, sobreveio sentença indeferindo o pedido da Companhia, a qual apelou ao TRF da 4ª Região. Em novembro de 2014, a Companhia formalizou a desistência da Ação e renunciou a qualquer alegação de direito para adesão a "Reabertura do Refis da Copa", perante o Desembargador Federal relator da Apelação Civil sob nº 500.9212-90.2010.404.7200, junto ao TRF da 4ª Região. Em dezembro, após aderir a "Reabertura do Refis da Copa", a Companhia efetuou o pagamento à vista do montante de R$ 10 milhões compensado com os valores dos depósitos judicias vinculados a presente Ação, conforme previsto na Lei nº 11.941/2009, conjugada com a Lei nº 13.043/2014, que prevê a redução integral da multa de mora e encargos, e redução de 45% dos juros, acarretando um ganho de R$ 9 milhões, uma vez que o valor total do debito era de R$19 milhões.

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

	A Fazenda Nacional judicializou a questão, tendo a Companhia obtido decisão favorável de 1º grau, da qual a União recorreu. O Tribunal confirmou a decisão de 1º grau favorável à Companhia. No momento, a Administração da Tractebel foi autorizada a proceder o levantamento da parcela incontroversa, tal como reconhecido pela União, no montante de R$ 3 milhões, e aguarda a realização da perícia contábil, para liquidação dos valores remanescentes, no montante de R$ 11 milhões.
Chance de perda	Não aplicável. uma vez que a Companhia aguarda a autorização para o levantamento do depósito judicial.
Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável uma vez que a Companhia aguarda a autorização para o levantamento do depósito judicial.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processos n° 1528233-03.2014.8.26.0014	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	01/02/2014
Partes no processo	**Autor:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP) **Réu:** Tractebel Energia S.A. e Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC) – controlada direta da Companhia
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 77 milhões (valor atualizado em 31.03.2016), respeitante ao valor da Carta Fiança nº 180889313, contratada junto ao Banco Santander (Brasil) S.A.
Principais fatos	Trata-se de 'Execução Fiscal' movida pela FESP em desfavor da TBLC, por instrumento da qual aquela exige o pagamento de R$ 70.024.717,33 a título de ICMS, valor do principal e acessórios (multa e juros), com base nas CDA's nºs 1.128.366.788 (R$ 4.821.384,34), 1.128.366.799 (R$ 4.483.693,82), 1.125.366.800 (R$ 5.159.108,66), 1.128.366.811 (R$ 4.933.377,29), 1.128.366.822 (R$ 4.824.426,33) e 1.128.366.833 (R$ 4.809.240,99). Determinada a citação da Companhia, apresentamos a 'Exceção de Pré-Executividade', a fim de que seja determinada a extinção da Execução Fiscal, vez que a ação executiva fora instrumentalizada com títulos executivos extrajudiciais inexequíveis, porquanto dizem respeito a valores depositados judicialmente em conta vinculada aos autos do Mando de Segurança n° 0042489-78.2009.8.26.0053. Assim, diante da cobrança judicial equivocada, a FESP requereu a desistência da ação executiva. Em razão disso, o magistrado homologou o pedido de desistência e condenou a FESP ao pagamento de custas processuais e honorários advocatícios, estes fixados em 10% sobre o valor da causa. Inconformada parcialmente com o teor da sentença monocrática prolatada, mais especificamente no que diz com a condenação ao pagamento dos honorários e custas, a FESP interpôs o 'Recurso de Apelação', o qual aguarda remessa para julgamento no Tribunal (TJSP).
Chance de perda	Remota.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos estimam que incorrerá em despesa de R$ 8 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processos n° 3.137.813-4; 3.139.698-7; 3.142.450-8 e 3.143.382-0	
Juízo	Tribunal de Impostos e Taxas (TIT)
Instância	2º Grau – Administrativa
Data de instauração	10.12.2010
Partes no processo	**Autor:** Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (SEFAZ/SP) **Réu:** Tractebel Energia S.A. e Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC) – controlada direta da Companhia
Valores, bens ou direitos envolvidos	Não aplicável
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 estariam sendo emitidas no mês seguinte ao do fato gerador, o que, pelo entendimento do fisco, postergaria em um mês o recolhimento do imposto devido ao Estado. A medição da energia utilizada pelo cliente é realizada pela distribuidora à qual 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, portanto, somente a partir da disponibilização do consumo medido pela distribuidora é possível faturar a energia consumida pelo cliente. Assim, o procedimento adotado pela Companhia e pela TBLC estaria de acordo com o procedimento usual do Setor Elétrico Nacional, não merecendo prosperar o entendimento do fisco do Estado de São Paulo. Em relação aos processos administrativos, a TBLC não logrou êxito no julgamento de 1ª instância, e, após o recurso ao Tribunal de Impostos e Taxas, houve a redução do montante e da multa em um processo e manutenção dos valores originalmente atribuídos ao outro. Após essa decisão, a TBLC ingressou com pedido de retificação e admissibilidade do Recurso Especial nos dois processos. Para ambos foi negado provimento, bem como indeferido os Recursos. A TBLC então ingressou com Ação judicial (Processos n°s 1013712-90.2014.8.26.0053 e 1526288-78.2014.8.26.0014, a seguir descritos), garantindo o juízo por meio de fiança bancária, sendo concedidas liminares. Em decisão de mérito em primeira instância, houve a redução da multa aplicada de 150% para 80%, tendo sido protocolizado recurso de apelação. Existem, também, dois processos administrativos contra a Tractebel, sendo que em ambos houve a redução do valor da multa. A Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo ingressou com recurso contra essa redução. Diante desta situação, a Companhia interpôs pedido de retificação do julgado e recurso especial com o objetivo de obter decisão integral favorável ao cancelamento das inscrições descritas nos autos aos quais, em 04/09/2014, foram negados provimentos, encerrando a atuação na esfera administrativa. As parciais procedências das defesas administrativas acarretaram a redução das autuações no importe de R$ 11 milhões. O processo administrativo retornou ao órgão de origem, tendo a Tractebel sido intimada para pagamento sob pena de inscrição na Dívida Ativa, tendo sido protocolizada Ação Anulatória em dezembro de 2014. Os referidos autos de infração contestados pela Companhia foram unificados em um único processo judicial (Processo n° 1050606-65.2014.8.26.0053, a seguir descrito).
Chance de perda	Não aplicável.

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

Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável, em virtude do encerramento dos processos na esfera administrativa.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

Processo n° 1050606-65.2014.8.26.0053	
Juízo	2ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – TJSP – Foro Central
Data de instauração	03/12/2014.
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia S.A. **Réu:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP).
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 13 milhões (valor atualizado em 31.03.2016), quantia essa contratada junto à J. Malucelli Seguradora S.A., por meio dos Seguros Garantia nºs 01-0775-0199657 e 01-0775-0199658.
Principais fatos	Trata-se de 'Ação Anulatória de Débito Fiscal', com pedido de concessão de medida liminar, para que o nome da Tractebel não seja incluído no Cadastro Informativo dos Créditos não Quitados do Setor Público Federal (CADIN) e, por conseguinte, para que seja autorizada a expedição de Certidão Positiva de Débitos com Efeitos de Negativa (CPD-EN), em razão da garantia apresentada. Requereu-se, ainda, o cancelamento integral dos débitos relativos aos Autos de Infração e Imposição de Multa (AIIM's) nºs 3.137.813-4 e 3.142.450-8. Recebidos e analisados os autos, deferiu-se a liminar para suspender a exigibilidade em relação aos débitos decorrentes dos AIIM's nºs 3.137.813-4 (CDA nº 1.173.300.868) e 3.142.450-8 (CDA nº 1.171.627.590). Inconformada, a FESP interpôs o recurso de 'Agravo de Instrumento' – devidamente contra-arrazoado – para suspender os efeitos da decisão de primeira instância. Quando do julgamento, os membros da 9ª Câmara de Direito Público do TJSP deram provimento ao recurso da FESP para revogar a liminar antes deferida. Aguarda-se, agora, a prolação da sentença (decisão definitiva) nos autos da ação anulatória.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Companhia incorrerá em despesa de R$ 13 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do desembolso
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n° 1503018-88.2015.8.26.0014	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – TJSP – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	03/08/2015.
Partes no processo	**Autor:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP). **Réu:** Tractebel Energia S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 7 milhões (valor atualizado em 31.03.2016), respeitante ao valor do Seguro Garantia nº 01-0775-0199657, contratado junto à J. Malucelli Seguradora S.A., para servir de garantia na Ação Anulatória nº 1050606-65.2014.8.26.0053).
Principais fatos	Trata-se de 'Execução Fiscal' ajuizada pela FESP em desfavor da TBLE, por instrumento da qual aquela exige o pagamento de R$ 5.543.190,77 a título de ICMS, valor do principal e acessórios (multa e juros), com base na CDA nº 1.171.627.590. O crédito tributário foi objeto do Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) n° 3.142.450-8. Determinada a citação da Companhia, apresentamos 'Petição' requerendo o apensamento da ação de cobrança (Execução Fiscal nº 1503018-88.2015.8.26.0014) com a ação ordinária (Ação Anulatória n° 1050606-65.2014 .8.26.0053), visando a análise da matéria pelo mesmo juízo (2ª Vara da Fazenda Pública do Foro Central da Comarca de São Paulo). Aguardando remessa à conclusão.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos estimam que incorrerá em despesa de R$ 1 milhão e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

Processo n° 1503017-06.2015.8.26.0014	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – TJSP – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	03/08/2015.
Partes no processo	**Autor:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP). **Réu:** Tractebel Energia S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 6 milhões (valor atualizado em 31.03.2016), respeitante ao valor do Seguro Garantia nº 01-0775-0199657, contratado junto à J. Malucelli Seguradora S.A., para servir de garantia na Ação Anulatória nº 1050606-65.2014.8.26.0053).
Principais fatos	Trata-se de 'Execução Fiscal' ajuizada pela FESP em desfavor da TBLE, por instrumento da qual aquela exige o pagamento de R$ 4.654.526,36 a título de ICMS, valor do principal e acessórios (multa e juros), com base na CDA nº 1.173.300.868. O crédito tributário é objeto do Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) n° 3.137.813-4. Aguardando citação da parte executada (TBLE).
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos estimam que incorrerá em despesa de R$ 1 milhão e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n° 1013712-90.2014.8.26.0053	
Juízo	12ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de São Paulo
Instância	2º Grau – TJSP - 12ª Câmara de Direito Público
Data de instauração	07/04/2014
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC) – controlada direta da Companhia **Réu:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 18 milhões (valor atualizado em 31.03.2016), respeitante ao valor da Carta Fiança nº 100414030028600, contratada junto ao Itaú Unibanco S.A.
Principais fatos	Trata-se de 'Ação Anulatória de Débito Fiscal', com pedido de concessão de medida liminar, para que o nome da TBLC não seja incluído no Cadastro Informativo dos Créditos não Quitados do Setor Público Federal (CADIN) e, por conseguinte, para que seja autorizada a expedição de Certidão Positiva de Débitos com Efeitos de Negativa (CPD-EN), em razão da garantia apresentada (Carta Fiança nº 100414030028600; Fiador: Itaú Unibanco S/A). Requereu-se, ainda, o cancelamento integral do débito relativo ao Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) nº 3.143.382-0. Recebidos e analisados os autos, deferiu-se a liminar para suspender a exigibilidade em relação aos débitos decorrentes do AIIM nº 3.143.382-0, bem como para impedir a inclusão do nome da TBLC no CADIN. Após regular tramitação do processo, sobreveio a sentença onde o magistrado confirmou a liminar dantes deferida e, por conseguinte, julgou parcialmente procedente a ação para o fim de reduzir o percentual da multa imposta no AIIM nº 3.143.382-0 de 150% para 80%. Inconformadas parcialmente com o teor da sentença monocrática prolatada, as partes (TBLC e FESP) apresentaram 'Recurso de Apelação'. Quando do julgamento dos recursos, o Tribunal (TJSP) deu provimento ao nosso 'Apelo' e negou provimento ao recurso da Fazenda do Estado de São Paulo, para julgar totalmente procedente a ação. Em face dessa decisão, a FESP interpôs 'Recurso Especial' – devidamente contra-arrazoado –, a fim de levar a matéria à apreciação do Superior Tribunal de Justiça. Aguardando análise de admissibilidade do recurso e, caso seja admitido, a remessa dos autos ao STJ.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Companhia incorrerá em despesa de R$ 18 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n° 1585029-14.2014.8.26.0014	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – TJSP – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	01/11/2014
Partes no processo	**Autor:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP) **Réu:** Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC) – controlada direta da Companhia
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 18 milhões (valor atualizado em 31.03.2016), respeitante ao valor da Carta Fiança nº 100414030028600, contratada junto ao Itaú Unibanco S.A.
Principais fatos	Trata-se de 'Execução Fiscal' movida pela FESP em desfavor da TBLC, por instrumento da qual aquela exige o pagamento de R$ 13.317.860,40 a título de ICMS, valor do principal e acessórios (multa e juros), com base na CDA nº 1.158.603.980. O crédito tributário foi objeto do Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) n° 3.143.382-0. Determinada a citação da Companhia, apresentamos a 'Exceção de Pré-Executividade', a fim de que seja determinada a extinção da 'Execução Fiscal', vez que a ação executiva fora instrumentalizada com base em título executivo extrajudicial inexequível, porquanto diz respeito a valor já tempestiva e oportunamente garantido em ação judicial própria (Ação Anulatória de Débito Fiscal n° 1013712-90.2014.8.26.0053). Após regular tramitação do processo, sobreveio a sentença onde o magistrado acolheu a exceção de pré-executividade que então apresentamos, para reconhecer a ocorrência da nulidade da CDA e, por conseguinte, julgou extinta a ação executiva. Aguarda-se, agora, o trânsito em julgado da decisão.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos estimam que incorrerá em despesa de R$ 4 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n° 1526288-78.2014.8.26.0014	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	28/01/2014
Partes no processo	**Autor:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP) **Réu:** Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC) – controlada direta da Companhia
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 36 milhões (valor atualizado em 31.03.2016), respeitante ao valor da Carta Fiança nº 180889313, contratada junto ao Banco Santander (Brasil) S.A.
Principais fatos	Trata-se de 'Execução Fiscal' movida pela FESP em desfavor da TBLC, por instrumento da qual aquela exige o pagamento de R$ 25.441.846,24 a título de ICMS, valor do principal e acessórios (multa e juros), com base na CDA nº 1.096.354.138. O crédito tributário é objeto do Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) n° 3.139.698-7. Determinada a citação da Companhia, peticionamos nos autos informando ao juízo que o débito foi garantido antecipadamente, quando da propositura da Medida Cautelar de Caução nº 0028454-74.2013.8.26.0053. Assim, tendo em vista a existência de garantia na ação executiva – fato esse que restou reconhecido pelo próprio juízo da Vara das Execuções Fiscais Estaduais –, opusemos os 'Embargos à Execução Fiscal' (Processo nº 1000192-49.2015.8.26.0014) visando o cancelamento da CDA nº 1.096.354.138. Diante disso, determinou-se a suspensão da execução fiscal até o julgamento dos embargos.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Companhia incorrerá em despesa de R$ 36 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n° 0028454-74.2013.8.26.0053	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	22/07/2013
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC) – controlada direta da Companhia **Réu:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 35 milhões (valor atualizado em 31.03.2016), respeitante ao valor da Carta Fiança nº 180889313, contratada junto ao Banco Santander (Brasil) S.A.
Principais fatos	Trata-se de 'Medida Cautelar' ajuizada pela Companhia, objetivando caucionar o pretenso débito perante a Procuradoria Geral do Estado de São Paulo - originário do Auto de Infração e Imposição de Multa n° 3.139.698-7 (CDA nº 1.096.354.138) - por meio de fiança bancária. Requereu-se ainda que o fisco seja compelido fornecer à empresa 'Certidão Positiva de Débitos com Efeitos de Negativa (CPD-EN)'. Recebidos e analisados os autos, deferiu-se a liminar para suspender a exigibilidade referente ao crédito da CDA nº 1.096.354.138, bem como para possibilitar a emissão de CPD-EN em nome da TBLC. Os autos encontram-se conclusos com o juiz para prolatação de sentença (decisão definitiva). Após regular tramitação do processo, sobreveio a sentença (ainda não publicada no DJE) onde o magistrado confirmou a liminar dantes deferida e, por conseguinte, julgou procedente a ação ajuizada pela Companhia, para receber a garantia antecipada, em relação ao Auto de Infração nº 3.139.698-7, para todos os fins e efeitos de direito, especialmente para permitir a expedição da Certidão Positiva de Débitos com Efeito de Negativa e suspender a inscrição no CADIN.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos estimam que incorrerá em despesa de R$ 7 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

Processo n° 1000192-49.2015.8.26.0014	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	19/02/2015
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC) – controlada direta da Companhia **Réu:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 35 milhões (valor atualizado em 31.03.2016), respeitante ao valor da Carta Fiança nº 180889313, contratada junto ao Banco Santander (Brasil) S.A., para garantir a execução fiscal nº 1526288-78.2014.8.26.0014.
Principais fatos	Trata-se de 'Embargos à Execução Fiscal' que visa a desconstituição da CDA nº 1.096.354.138, através da qual a FESP busca o pagamento de R$ 25.441.846,24 a título de ICMS, valor do principal e acessórios (multa e juros), cujo crédito tributário é objeto do Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) n° 3.139.698-7. Recebido os embargos, no efeito suspensivo, determinou-se a intimação da FESP para, querendo, apresentar impugnação. Aguardando decurso de prazo para a Fazenda Estadual se manifestar.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos estimam que incorrerá em despesa de R$ 7 milhões e seu

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

	disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

Processo n° 11516.001259/2007-69	
Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF)
Instância	Segunda
Data de instauração	19.04.2007
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia S.A. **Réu:** Receita Federal do Brasil (RFB), Florianópolis (SC)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 34 milhões (valor atualizado em 31.03.2016)
Principais fatos	Em junho de 2008, a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento em Florianópolis, relativamente à parte do auto de infração emitido pela RFB, em virtude da utilização de base negativa de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) no ano-calendário de 2003, originada de operação de incorporação. Neste auto, o fisco também exigiu o pagamento de tributos quitados em atraso pela Companhia sem a incidência de multa, através de compensação com créditos tributários existentes, com fundamento no instituto da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do Código Tributário Nacional (CTN). Os valores referentes à base negativa de CSLL são provenientes de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998 e utilizados em data posterior à modificação introduzida na legislação tributária através da Medida Provisória (MP) nº 2.158-35, de 2001, que vedou a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação, fusão ou cisão de empresas. Como a incorporação se deu muito antes da vedação imposta pela referida MP, quando ainda era possível aproveitar a base negativa de CSLL da sucedida, a Companhia entende que a nova regra não alcança a incorporação levada a efeito. Os valores foram integrados ao seu patrimônio, na qualidade de sucessora, o que lhe garante o direito de utilizá-los. Tais argumentos foram acatados pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis. No que respeita a quitação de tributos vencidos sem a incidência de multa e com a utilização de créditos tributários, antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização, a Companhia entende que tal situação se enquadra no instituto da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do CTN. Contudo, tal entendimento não foi acatado pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis. O processo encontra-se em tramitação no CARF, por parte da RFB, e com recurso voluntário da Companhia versando exclusivamente acerca da questão da não incidência da multa de mora.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 34 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processos n° 10645.41.2013.8.06.0049/0 e 10781-72.2012.8.06.0049/0	
Juízo	Poder judiciário do Ceará - Comarca de Beberibe
Instância	Vara Única
Data de instauração	19.11.2013
Partes no processo	**Réu:** Eólica Beberibe S.A. (Beberibe) – controlada indireta da Companhia **Autor:** Município de Beberibe
Valores, bens ou direitos envolvidos	Não aplicável.
Principais fatos	Em dezembro de 2011, a Secretaria da Fazenda do Município de Beberibe (CE) autuou a Beberibe em R$ 8 milhões, alegando suposta falta de recolhimento do ISSQN, fato gerador referente à implantação da Usina Eólica UEBB, em Beberibe-CE. Depois de esgotados todas as instâncias do processo administrativo tributário a municipalidade propôs em 05.02.2013 a Execução Fiscal contra a Companhia que opôs embargos à Execução, para questionar aspectos formais e materiais do Lançamento Tributário, bem como, a garantia do juízo via Fiança Bancaria. Os Embargos à Execução foram julgados procedentes, sendo declarado inexigível o crédito fiscal representado pelo Termo de Inscrição de Dívida Ativa n° 004/2012, referente ao Proc. Adm. 001/2011. Com isso, a Companhia aguarda o arquivamento do processo de execução fiscal para resgate da fiança bancária.
Chance de perda	Não aplicável.
Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável, tendo em vista o trânsito em julgado dos embargos de execução.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n° 000.363-30-2014-827.2730	
Juízo	Poder judiciário do Tocantins
Instância	Comarca de Palmeirópolis - Vara Única
Data de instauração	03.02.2014
Partes no processo	**Réu:** Prefeitura Municipal de São Salvador do Tocantins **Autor:** Tractebel Energia S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 8 milhões (valor atualizado em 31.03.2016)
Principais fatos	Após alguns anos da conclusão da obra da Usina Hidrelétrica de São Salvador a Companhia foi Autuada pela Prefeitura Municipal de São Salvador do Tocantins, através do lançamento tributário do Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza - ISSQN, mediante a edição de 10 (dez) Autos de Infração lavrados pela fiscalização de tributos do município através dos números 01/2013 a 10/2013, que totalizavam R$ 7 milhões. Depois de esgotados todas as instâncias do processo administrativo tributário, muito embora tenha impugnado e recorrido dos mesmos, as sentenças de primeira e segunda instância administrativa, foram desfavoráveis à Companhia. Em razão disto a Companhia propôs Ação Declaratória de Inexistência de Relação Jurídico-Tributária com o propósito de declarar a inexistência da relação jurídico-tributária manifestada na incidência do Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza na forma em que estabelecida nos diversos Autos de Infração, com a consequente declaração de nulidade e extinção das obrigações tributárias e dos créditos tributários vencidos e vincendos decorrentes da mesma relação jurídica. Foi marcada audiência visando eventual possibilidade de acordo.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 8 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

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

(III) Cíveis

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

Processo n° 9800031820	
Juízo	2ª Vara da Justiça Federal de Florianópolis (SC)
Instância	Supremo Tribunal Federal (STF)
Data de instauração	13.05.1998
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	**Autor:** Ministério Público Federal (SC) **Réus:** Tractebel Energia S.A., União Federal, Eletrobras Geração S.A. (Eletroger), Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul), Agência Nacional de Energia Elétrica (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. Em maio de 2015 o SFT negou seguimento ao recurso extraordinário do MPF, mantendo a decisão do TRF – 4ª Região. Não houve recurso por parte do MPF. A ação foi concluída com êxito para a Companhia e já houve o trânsito em julgado da decisão.
Chance de perda	Não aplicável.
Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável, tendo em vista o encerramento do processo.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n.° 023.01.057031-7	
Juízo	4ª Vara Cível da Comarca de Florianópolis (SC)
Instância	Segunda
Data de instauração	12.11.2001
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	**Autor:** Companhia de Interconexão Energética (Cien) **Réus:** Tractebel Energia S.A., Eletrosul – Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul) e Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contrato de compra e de 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$ 31 milhões (valor atualizado em 31.03.2016).
Principais fatos	Trata-se de ação ordinária de indenização ajuizada pela Cien requerendo o direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato de venda de energia, bem como a sua rescisão por suposto descumprimento de cláusula contratual. A Tractebel Energia apresentou contestação em março de 2002, sendo que em setembro de 2006 foi decidido que a Aneel deveria ingressar no processo como ré, o que deslocaria a competência da Justiça Comum para a Justiça Federal. Após longa tramitação foi fixada a competência da Justiça Comum para julgar o processo. Em 19.11.2012, foi proferida sentença julgando improcedente o pedido da Cien. A Cien se opôs a essa sentença, via Embargos de Declaração, que não foram acolhidos, e interpôs Recurso de Apelação ao Tribunal de Justiça de Santa Catarina (TJSC), já contrarrazoado pela Companhia, aguardando o julgamento. No quarto trimestre de 2015, a Administração da Companhia reverteu a provisão até então constituída em função das boas perspectivas de êxito corroborada pela avaliação de risco de perda possível por seus consultores jurídicos.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 31 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso. A rescisão contratual 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)	Não Aplicável.

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

Processo n.° 001061166589	
Juízo	1ª Vara Cível da Comarca de Campo Grande (MS)
Instância	Superior Tribunal de Justiça (STJ)
Data de instauração	04.05.2009
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia S.A. **Réus:** Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul (MSGÁS) e Petróleo Brasileiro S.A.(Petrobras)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contratos relativos ao fornecimento de gás natural à Usina Termelétrica Willian Arjona (UTE Willian Arjona). Informações adicionais sobre o contrato estão descritas no item 7.3.e.i deste formulário.
Principais fatos	Em novembro de 2000, a Companhia e a MSGÁS celebraram contrato destinado a regular o fornecimento de gás natural à UTE Willian Arjona. O suprimento desse 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 de a 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 cessá-lo. Em razão da ameaça de interrupção do suprimento de gás natural à UTE Willian Arjona, a Companhia, em maio de 2006, ajuizou medida cautelar contra a MSGÁS e a Petrobras a fim de assegurar a continuidade do fornecimento de combustível nas quantidades necessárias e suficientes à adequada operação da usina. Nesta mesma data, foi deferida liminar determinando que as rés se abstivessem de promover o corte no fornecimento de gás natural à UTE Willian Arjona. Em junho de 2006, a Companhia ajuizou ação ordinária em face da MSGÁS e da Petrobras visando à renovação do referido contrato. Em agosto de 2008, a ação ordinária ajuizada pela Companhia foi julgada procedente, determinando que os contratos de fornecimento e de suprimento de gás natural, celebrados entre a Companhia e a MSGÁS, e entre a MSGÁS e a Petrobras, bem como seus respectivos aditivos, fossem renovados por período adicional de cinco anos, com início em 23.05.2006. Em novembro de 2009, a Companhia obteve uma decisão transitória favorável, determinando à MSGÁS e à Petrobras a continuidade do fornecimento do gás para a UTE William Arjona. Nessa decisão, foi considerado o seguinte: (i) o período em que houve a interrupção do fornecimento de gás à UTE William Arjona em decorrência do presente litígio deveria ser acrescido ao final dos contratos, que terão encerramento proporcionalmente prorrogado; e (ii) o preço e a quantidade de gás deverão ser aqueles contratados e reajustados conforme os parâmetros estabelecidos no Programa Prioritário de

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

Processo n.° 001061166589 - continuação	
Principais fatos - continuação	Termeletricidade (PPT). O fornecimento permaneceu vigente até meados do ano de 2012, quando a Petrobras obteve um efeito suspensivo que lhe permitiu novamente suspender o fornecimento do gás. No fim de 2012, sobreveio decisão do STJ dando pela intempestividade do recurso apresentado pela Petrobras no processo existente entre as partes, o que leva à perda dos efeitos da decisão suspensiva e à perda de objeto, já requeridos pela Companhia, o qual ainda pende de decisão do próprio STJ. Em janeiro de 2013, a Companhia ingressou com um pedido junto ao Presidente do STJ requerendo a perda da eficácia da decisão que garantiu a Petrobras suspender, no ano de 2012, o fornecimento de gás para a UTE William Arjona. Esse pedido foi aceito pelo STJ e terá vigência até que ocorra uma decisão por parte do próprio STJ sobre outro pedido da Companhia que trata da extinção de Medida Cautelar obtida pela Petrobras em determinado recurso especial. Com essa decisão o fornecimento de gás para essa Usina foi retomado, ainda que o processo sobre a defasagem do preço de gás - alegado pela Petrobras - continue vigente e no aguardo dos desfechos comentados no parágrafo anterior. Porém, a Ministra relatora do referido processo restabeleceu o direito da Petrobras de não fornecer gás até o julgamento final do Agravo Regimental, do qual era a relatora. O Agravo Regimental foi improvido. A Petrobras interpôs Embargos de Declaração contra essa decisão, os quais foram rejeitados. Dessa decisão, a Petrobras interpôs Embargos de Divergência perante o STJ. Também manejou Medida Cautelar Incidental nos Embargos, com pedido de liminar para não fornecer gás, pedido que foi rejeitado. A ação ordinária para renovação do contrato de fornecimento de gás natural para a UTE William Arjona transitou em julgado após a declaração de intempestividade do Recurso Especial para o STJ e do Recurso Extraordinário para o STF, os quais haviam sido interpostos pela Petrobras. Com o encerramento da ação, a Petrobras e a MSGás estão obrigadas a fornecer gás à Usina até o término do contrato, o que já ocorreu em 11 de setembro de 2014.
Chance de perda	Não aplicável.
Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável, tendo em vista o encerramento do processo.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n.° 7442-81.2007.4.01.3500	
Juízo	2ª Vara da Justiça Federal de Goiânia (GO)
Instância	Primeira
Data de instauração	24.07.2007
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	**Autor**: Ministério Público Federal, Goiás **Réu**: Tractebel Energia S.A., Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e Agência Goiana do Meio Ambiente (AGMA).
Valores, bens ou direitos envolvidos	Áreas atingidas pelo reservatório da Usina Hidrelétrica Cana Brava (UHE Cana Brava), especialmente no que se refere à área indígena. O valor envolvido é de R$ 5 milhões (valor atualizado em 31.03.2016).
Principais fatos	O MPF propôs Ação Civil Pública alegando a suposta ocorrência dos seguintes problemas relacionados à UHE Cana Brava: (i) ausência de prévia supressão da vegetação na área inundada pelo reservatório; (ii) ocorrência de danos ambientais decorrentes da ausência de supressão de vegetação; (iii) não houve resgate da fauna na época do enchimento do reservatório; (iv) houve expansão de doenças epidemiológicas na região e nos Municípios direta ou indiretamente afetados pela UHE Cana Brava como raiva, malária, esquistossomose, dengue e leishmaniose; (v) foram causados danos à comunidade indígena Avá-Canoeiro, materiais e morais, decorrente do alagamento de parte da área indígena; e (vi) 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: (i) elaboração de estudos detalhados para quantificar a vegetação submersa na área do reservatório da UHE Cana Brava; (ii) 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); (iii) elaboração de um relatório detalhado acerca do resgate da fauna, a ser submetido à análise do Ibama; (iv) implantação de medidas que visem assegurar o controle da expansão de doenças epidemiológicas em toda região direta ou indiretamente afetada pelo empreendimento; (v) implementação de programa de mitigação e compensação socioambiental aos impactos causados à terra e à comunidade indígena Ava-canoeiro; (vi) transferência do processo de licenciamento ambiental para o Ibama; (vii) indenização dos danos ambientais decorrentes da não supressão de vegetação; (viii) indenização dos danos causados ao patrimônio socioambiental da comunidade indígena Avá-Canoeiro; e (ix) indenização à comunidade indígena por danos morais coletivos, em valor a ser arbitrado judicialmente.

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

Processo n.° 7442-81.2007.4.01.3500 - continuação	
Principais fatos - continuação	A Companhia contestou a ação civil pública apresentando, em síntese, os seguintes argumentos: (i) 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; (ii) ausência de legitimidade passiva da ré Tractebel Energia; (iii) falta de interesse de agir relacionada ao pedido de elaboração de relatório do resgate da fauna, uma vez que este já foi elaborado; (iv) falta de interesse de agir com relação à implementação de medidas e programas de saúde pública, uma vez que estes foram implementados; (v) 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); (vi) impossibilidade jurídica do pedido de indenização por danos morais coletivos; (vii) 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; (viii) 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; (ix) a ausência de 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; (x) foi realizado adequadamente o resgate da fauna; (xi) não houve expansão de doenças epidemiológicas na região - dados oficiais demonstram que as informações da petição inicial não estão corretas; (xii) 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 (xiii) 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; e que a Companhia apresente uma proposta de compensação para a comunidade indígena e relatório sobre a malha viária atingida. A Companhia interpôs Agravo de Instrumento contra essa decisão, que ainda não foi julgado. Não foi concedido o pedido de indenização por dano moral coletivo Em fevereiro de 2011 o processo foi suspenso por seis meses, a pedido do autor, o Ministério Público Federal. Em junho de 2014 o processo foi novamente suspenso por 60 (sessenta) dias, a pedido do Ministério Público Federal.
Chance de perda	Provável.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia terá uma redução do disponível (ativo circulante) e do passivo de R$ 5 milhões, não havendo impacto no resultado e patrimônio líquido. 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$ 5 milhões.

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

Processo n.° 023.95.024520-4	
Juízo	5ª Vara Cível de Florianópolis (SC)
Instância	Superior Tribunal de Justiça
Data de instauração	25.03.1995
Tipo de ação	Declaratória
Partes no processo	**Autor**: Carlos Fernando Hausen Beck e outros **Rés**: Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (Elos) e Eletrosul – Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul). A Tractebel Energia figura como assistente das rés, em razão da cisão parcial da Eletrosul e de ser patrocinadora da Elos
Valores, bens ou direitos envolvidos	Requerem os autores declaração de nulidade da opção exercida de limitação a três vezes o maior valor teto do salário de benefício do INSS ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções feitas pelos autores que limitavam o salário de suas contribuições. O valor envolvido, em 31.03.2016, é de R$ 16 milhões.
Principais fatos	Refere-se à ação ajuizada contra a Elos e a Eletrosul, por meio da qual alguns participantes da fundação, autores na ação, requerem a declaração de nulidade ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções (opção que exerceram de limitação da complementação de suas aposentadorias a três vezes o teto da Previdência Social) por eles exercidas no sentido de limitar as contribuições para a fundação aos seus salários de contribuição, que resultou na redução dos seus benefícios de aposentadoria. A Companhia figura como assistente das rés em razão da cisão parcial da Eletrosul, com a criação da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul), denominação anterior da Tractebel Energia. A decisão de primeiro grau, confirmada pelo TJSC em Acórdão que aguarda julgamento de embargos, é contrária aos interesses da Elos, da Eletrosul e da Companhia. Em 2011, a Companhia firmou acordo com 53 dos 64 autores da ação sob sua responsabilidade, que estabeleceu: (i) o pagamento, a partir de novembro de 2010, de complementação de aposentadoria em valor correspondente a 75% daquele que receberiam os autores nos termos da sentença, ou seja, sem limitação; (ii) a constituição de Reserva Matemática junto a Elos para satisfazer esse aumento de benefício; e (iii) pagamento a cada autor, em parcela única, correspondente a 10% do valor da Reserva Matemática individual que deverá aportar para a Elos. O valor desses 10%, adicionado aos honorários do advogado dos autores, importou em um pagamento de R$ 2 milhões. O Valor correspondente à Reserva Matemática que a Companhia assumiu perante à Elos foi de aproximadamente R$ 11 milhões. Em relação aos demais autores que não celebraram acordo a ação continua seu trâmite normal.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia terá uma redução do disponível (ativo circulante) e do passivo da Companhia de R$ 16 milhões, não havendo impacto no resultado e patrimônio líquido.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 16 milhões.

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

Processo n.° 2006.34.00.017169-6	
Juízo	16ª Vara Federal do Distrito Federal
Instância	Primeira
Data de instauração	02.06.2006
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	**Autor**: Tractebel Energia S.A. (Autor original era a Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA), incorporada pela Companhia 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, em 31.03.2016, é de R$ 115 milhões.
Principais fatos	Refere-se à ação ajuizada pela PPESA, incorporada pela Companhia em 30.12.2010, visando reduzir o valor a recolher da TUST ao montante equivalente ao cobrado da UHE Itiquira. A partir de junho de 2006, a Companhia passou a recolher a TUST de forma reduzida e a provisionar a diferença entre o valor cobrado e o pago, os quais estão garantidos por fiança bancária da Companhia. No terceiro trimestre de 2013, foi proferida sentença de mérito julgando a ação parcialmente procedente, o que motivou a alteração, no ano seguinte, do risco de perda de provável para remoto e a reversão da provisão até então constituída. A Aneel e alguns agentes envolvidos apelaram da decisão para o Tribunal de Justiça.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 115 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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. (Beberibe) – 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. O valor envolvido, em 31.03.2016, é de R$ 16 milhões.
Principais fatos	Trata-se de ação de rescisão de contrato e reintegração de posse ajuizada pela Agropecuária Beraba, requerendo: (i) a rescisão do Contrato de Arrendamento da área onde está instalada parte da Usina Eólica Beberibe; (ii) a imediata desocupação da área; e (iii) o pagamento de R$ 16 milhões referente a penalidades contratuais, multa rescisória de cinco vezes o valor da última anuidade paga, parcelas vincendas e honorários advocatícios. O autor alega que a Companhia não pagou o total do valor de reajuste avençado para a anuidade de 2009, o que acarretaria a rescisão contratual. Em sua defesa, a Companhia sustenta que o reajuste relativo à anuidade 2009 foi corretamente feito de acordo com o que previa o contrato. A inflação anual foi de 6% e o autor requer reajuste de 300%, o que contraria o contrato e a própria legislação brasileira. A perícia já foi concluída e as partes aguardam o julgamento da ação.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos estimam que incorrerá em despesa de R$ 183 mil e o disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso. 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)	Não aplicável.

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

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

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

Processo n.° 9809-37.2014.8.11.0003	
Juízo	3ª Vara Cível da Comarca de Rondonópolis/MT
Instância	Primeira
Data de instauração	16.10.2014
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	**Autor:** Ministério Público do Estado do Mato Grosso (MP-MT) **Réus:** Tractebel Energia S.A., Tupan Energia Elétrica Ltda. (Tupan) e Hidropower Energia S.A. (Hidropower) – controladas indiretas da Companhia
Valores, bens ou direitos envolvidos	Licenciamento ambiental das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) Rondonópolis e José Gelázio da Rocha.
Principais fatos	O MP questiona a regularidade ambiental da instalação das PCHs Rondonópolis e José Gelázio da Rocha, almejando que seja reconhecido que as duas PCHs foram construídas em cascata e são, portanto, um único empreendimento gerador de potência instalada superior a 30 MWh, sendo necessária a elaboração de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e a indenização do meio ambiente de forma integral. As Companhias apresentaram defesa, argumentando que as PCHs estão regularmente autorizadas pela Aneel e as Companhias obtiveram tempestivamente todas as autorizações e licenças, inclusive ambientais, necessárias à sua implantação. Sustentam que as PCHs se constituem em dois empreendimentos distintos. Além disso, a legislação determina a inexigibilidade de EIA para PCHs, tendo sido realizados pelas Companhias os devidos Diagnósticos Ambientais e compensados os impactos causados ao meio ambiente. O MP obteve liminar para paralisar a operação das PCHs, decisão que foi reformada pelo Tribunal de Justiça do Estado do Mato Grosso por falta do "periculum in mora", já que as PCHs estão regulares e em operação e sua paralisação causaria graves prejuízos para a coletividade. A ação segue seu trâmite normal.
Chance de perda	Possível para Tupan e Hidropower. Remota para Tractebel.
Análise do impacto em caso de perda	Não há como prever neste momento as consequências financeiras de uma eventual decisão desfavorável às Companhias no processo.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

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

Processo n° 0034944-23.2015.4.01.3400	
Juízo	20ª Vara da Justiça Federal de Brasília (DF)
Instância	Primeira
Data de instauração	18.06.2015
Tipo de ação	Ação de Obrigação de Fazer com Pedido Liminar de Antecipação dos Efeitos da Tutela
Partes no processo	**Autor:** Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine), sendo a Tractebel Energia uma das associadas beneficiadas **Réu:** Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contabilização, pela CCEE, dos montantes de energia elétrica alocados às usinas hidrelétricas das associadas da APINE.
Principais fatos	Em junho de 2015 a Apine propôs a ação em tela com o objetivo principal de prevenir e reparar danos que desde janeiro de 2014 os associados da Autora sofrem em consequência de atos estatais. A Autora pleiteia que a Aneel determine à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a contabilização, de janeiro de 2014 em diante – recontabilizando os meses eventualmente contabilizados em desacordo com o pedido-, dos montantes de energia elétrica alocados à usinas hidrelétricas das associadas da APINE, de maneira a assegurar que a energia alocada a cada uma dessas usinas no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) alcance mensalmente, na proporção das respectivas garantias físicas: (i) montante equivalente ao que seriam os valores do *Generation Scaling Factor* (GSF) caso não houvesse a série de atos estatais, de ordem estrutural e conjuntural, que frustraram a geração do MRE; ou, subsidiariamente; (ii) montante equivalente a, no mínimo, 95% da garantia física dessas usinas hidrelétricas; ou, subsidiariamente; (iii) montante compatível com o que seria a geração total do MRE caso não houvesse (iii.a) geração térmica fora da ordem, (iii.b) geração de reserva, (iii.c) importação de energia, (iii.d) geração térmica excepcional e transitória determinada pela Portaria MME n.º 28/2015, (iii.e) geração excepcional e transitória do parque de usinas termelétricas localizadas em Manaus/AM e (iii.f) redução do consumo verificada em casa mês de 2015 e 2016 em relação ao mesmo mês de 2014. Em 1º de julho de 2015 foi proferida decisão deferindo o pedido de antecipação dos efeitos da tutela, para que a Aneel se abstenha de proceder ao ajuste do MRE em relação às associadas da Apine, incluindo, portanto, a Companhia, caso haja geração total do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) em montante inferior à garantia física desse mesmo conjunto, sob aplicação de multa diária. A Aneel recorreu dessa decisão e a ação corre seu trâmite normal. Não obstante, em dezembro de 2015, a Companhia aderiu ao acordo setorial promovido a partir da promulgação da Lei 13.203/2015, para aquisição de cobertura para proteção a futuras exposições ao GSF, motivo pelo qual desistiu da propositura da ação.
Chance de perda	Não aplicável
Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável, a partir da desistência da propositura da ação.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n° 0316675-28.2015.8.24.0023	
Juízo	5ª Vara Cível da Comarca de Florianópolis (SC)
Instância	Primeira
Data de instauração	02.07.2015
Tipo de ação	Ação Ordinária com Pedido de Antecipação dos Efeitos da Tutela
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia S.A. **Réus:** Demais integrantes do Consórcio Machadinho – Companhia Brasileira de Alumínio S.A.; Alcoa Alumínio S.A.; Vale S.A.; Votorantim Cimentos S.A.; Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica; Intercement Brasil S.A.; DME Distribuição S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Entrega de energia pela Tractebel às demais Consorciadas no âmbito do Consórcio Machadinho.
Principais fatos	Em julho de 2015 a Tractebel propôs a ação em tela em face das demais Consorciadas do Consórcio Machadinho. No âmbito do Consórcio a Tractebel, se obrigou a entregar às Rés uma determinada quantidade de energia, desde que a Usina se encontrasse em "regime normal de operação". Entretanto, em razão de fatos ocorridos após a celebração do Contrato de Consórcio, que vieram a surtir efeitos a partir de janeiro de 2014, a Usina deixou de operar em "regime normal de operação" e, não obstante, as Rés continuaram a exigir da Autora a entrega da totalidade da energia prevista no contato. A ação objetiva que a energia assegurada prevista no Contrato de Consórcio seja adequada e reduzida proporcionalmente sempre que a geração de energia do sistema não se encontrar em regime normal de operação (Custo Marginal de Operação menor do que o Custo Marginal de Expansão), de forma que o déficit de GSF a ser arcado pela Autora, com relação à energia assegurada objeto do Contrato de Consórcio, seja limitado a montante não superior a 5%, restabelecendo-se, assim, o equilíbrio contratual, condenando-se as Rés a ressarcir à Autora os valores decorrentes da energia assegurada entregue sem observância desta redução proporcional, desde janeiro de 2014. Em 06 de julho de 2015 a tutela antecipada (pedido liminar) foi deferida para que, caso o GSF seja inferior a 95%, a energia entregue às requeridas seja reduzida proporcionalmente, limitando-se o nível de exposição da autora em 5% com relação à energia assegurada objeto do Consórcio. A ação segue seu trâmite normal, aguardando-se os recursos contra a liminar e contestação das Rés.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Não há como calcular neste momento as consequências de uma eventual decisão desfavorável à Companhia. A eventual perda não implicará em despesa adicional para a Companhia.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

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

Tramitam em segredo de justiça 2 (dois) processos relacionados ao mesmo objeto, sendo que eventual perda implicará no pagamento de, aproximadamente, R$ 194 milhões, valor esse totalmente provisionado pela Companhia.

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

Tributários	
Processos: 10983.911766/2009-03; 10983.911780/2009-07; 10983.912503/2009-11; 10983.911764/2009-14; 10983.911771/2009-16; 10983.911762/2009-17; 10983.911783/2009-32; 10983.911769/2009-39; 10983.911767/2009-40; 10983.911781/2009-43; 10983.911765/2009-51; 10983.911772/2009-52; 10983.911763/2009-61; 10983.911770/2009-63; 10983.912502/2009-69; 10983.911768/2009-94; 10983.911782/2009-98; 10983.908752/2012-08; 10983.907299/2012-12; 10983.907297/2012-15; 10983.908750/2012-19; 10983.908757/2012-22; 10983.907295/2012-26; 10983.908755/2012-33; 10983.907303/2012-34; 10983.908753/2012-44; 10983.907301/2012-45; 10983.908751/2012-55; 10983.908756/2012-88; 10983.907302/2012-90; e 10983.908754/2012-99	
Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF)
Instância	Segunda
Data de instauração	31.03.2009
Partes no processo	**Réu:** Tractebel Energia S.A. **Autor:** União Federal – Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 112 milhões (valor atualizado em 31.03.2016)
Principais fatos	Em 1998 foi publicada a Lei nº 9.718/98 ampliando a base de cálculo do PIS e da Cofins que, até então, incidiam apenas sobre o faturamento das empresas. A Companhia questionou judicialmente a constitucionalidade da referida Lei, logrando êxito na demanda, em 01.09.2006, o que lhe permitiu compensar as contribuições calculadas sobre as receitas diversas das decorrentes de faturamento, relativamente ao período de apuração de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, para o PIS, e de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, para a Cofins. O principal valor computado na base de cálculo do PIS e da Cofins, objeto de questionamento, referia-se à rubrica contábil denominada "Receita de Subvenção CCC", destinada ao registro do consumo de combustível fóssil adquirido com recursos da Conta de Consumo de Combustível (CCC). Os combustíveis fósseis para geração de energia termoelétrica são adquiridos com recursos da CCC, sob a administração da Eletrobras, não representando, portanto, ônus para as geradoras. A sistemática de contabilização prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) definia que o consumo de tais combustíveis fosse reconhecido como custo de operação em contrapartida de receita de Subvenção CCC. Ao constatar que a forma de contabilização não era adequada, porquanto, o combustível não constituía ônus das geradoras, não sendo apropriado seu reconhecimento como custo e, concomitantemente, receita, a Aneel procedeu à alteração do MCSE para, a partir do exercício social de 2006, refletir a contrapartida em conta retificadora dos custos de operação e não mais como receita. Essa alteração está fortemente fundamentada em Notas Técnicas emitidas por aquela Agência. Em razão do reconhecimento, pela Aneel, de que o procedimento contábil até então adotado estava inadequado e, consequentemente, a base de cálculo do PIS e da Cofins continha valores que não possuíam natureza de receita, a Companhia compensou, também, os valores recolhidos a maior relativamente ao período de 2004 a 2005. Em 2009, a RFB intimou a Companhia a recolher o valor de R$ 136 milhões referente ao período de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, já incluídos os juros e as multas, alegando que a Subvenção CCC representa faturamento, sendo obrigatória a sua inclusão na base de cálculo do PIS e da Cofins no período mencionado e que, portanto, era indevida a compensação efetuada. A Companhia apresentou Manifestação de Inconformidade em 31.03.2009. Em 23.06.2014, a RFB, deu ciência do Acórdão, de 30.04.2014, da Delegacia da Receita Federal de Julgamento em Florianópolis (DRJ), cujo teor deu provimento à Manifestação de Inconformidade interposta pela

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

	Companhia, reconhecendo o direito creditório discutido nos autos, no qual as compensações foram homologadas em sua integralidade, resultando na total extinção dos débitos, com o arquivamento dos autos. Em virtude da decisão, os registros que vinham sendo apresentados como de risco remoto, cujo montante atualizado em 23.06.2014 é de R$ 160 milhões (R$ 158 milhões em 31.12.2013), na controladora e no consolidado, deixaram de ser mencionados nas notas explicativas. Em relação ao período compreendido entre fevereiro de 2004 e dezembro de 2005, a RFB expediu 44 autos de infração, que corresponde a uma parte do valor compensado, sob a alegação de que, não obstante a alteração introduzida no MCSE pela Aneel, o consumo de combustível fóssil de responsabilidade da CCC tem natureza de receita. A companhia apresentou manifestação de inconformidade em relação a todos os processos, as quais foram julgadas pelas respectivas delegacias de julgamento em desfavor da Companhia, que, por sua vez interpôs recurso voluntário contra estas decisões. Dos 44 processos que foram remetidos ao CARF, apenas um processo foi julgado favorável à Companhia, por unanimidade de votos, que anulou o Despacho Decisório, no valor de R$ 117 mil. Dos 43 processos restantes que se encontravam no CARF, bem como, na Câmara Superior de Recursos Fiscais (CSRF), 11 já foram julgados, com decisão desfavorável à Companhia. Após essa decisão, a Administração da Tractebel ingressou com pedido de análise de Recurso Especial na CSRF, os quais também foram negados. Diante do exposto, a Administração da Companhia alterou a classificação de risco dos processos de remoto para possível e ingressou com ação declaratória de inexistência de relação jurídico tributária contra a Fazenda Nacional, processo **5023830-64.2015.4.04.7200** a seguir descrito.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 112 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo: 5023830-64.2015.4.04.7200	
Juízo	4ª Vara Federal de Florianópolis (SC)
Instância	Primeira
Data de instauração	18.11.2015 (valor atualizado em 31.03.2016)
Partes no processo	**Réu:** Tractebel Energia S.A. **Autor:** União Federal – Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 8 milhões
Principais fatos	Em decorrência do não seguimento dos Recursos Especiais, em última e definitiva instância administrativa, a Administração Companhia ingressou, em 18.11.2015, com ação declaratória de inexistência de relação jurídico tributária contra a Fazenda Nacional com referência aos 11 créditos tributários constituídos pela RFB, em virtude da não homologação de compensação de valores pagos a maior a título de PIS e de Cofins.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 8 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processos: 11516.002459/2006-58; 11516.002346/2006-52; 11516.002449/2006-12; 11516.002362/2006-45; 11516.002446/2006-89; 11516.002453/2006-81; 11516.002456/2006-14; 11516.002457/2006-69; e 11516.002458/2006-11	
Juízo	Delegacia da Receita Federal de Julgamento (DRJ), Florianópolis (SC)
Instancia	Primeira
Data de Instauração	08.08.2006
Partes no Processo	**Autor**: Receita Federal do Brasil (RFB), Florianópolis (SC) **Reu**: Tractebel Energia S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 52 milhões (valor atualizado em 31.03.2016)
Principais fatos	O Código Tributário Nacional (CTN) contém dispositivo que permite o recolhimento de tributos em atraso sem a aplicação de multa de mora, através do instituto de "denúncia espontânea", desde que efetuado antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização. Ocorre que a Receita Federal do Brasil (RFB) não vem aceitando recolhimentos fora do prazo sem a correspondente multa de mora. Para garantir seu direito legal, a Companhia apresenta impugnações administrativas e, quando necessário, medidas judiciais. Em 18.05.2012, na esfera administrativa, a RFB cientificou a Companhia de Acórdão proferido pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), conferindo decisão favorável à Companhia por unanimidade de votos e, judicialmente, também obteve decisão favorável em um processo, cujo montante era de R$ 140 mil. No entanto, em 2015, três processos administrativos, no valor de R$ 13 milhões, tiveram decisões desfavoráveis à Companhia que, por estarem esgotados quaisquer recursos nessa esfera, ingressou, em dezembro de 2015, com ações judiciais, ainda pendentes de julgamento, conforme processos 5023930-19.2015.4.04.7200 5023775.16.2015.4.04.7200 e 5024273-15.2015.4.04.7200, a seguir descritos.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 52 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

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

Processo: 5023930-19.2015.4.04.7200	
Juízo	Substituto da 4ª Vara Federal de Florianópolis
Instancia	Primeira
Data de Instauração	18.11.2015
Partes no Processo	**Autor**: Tractebel Energia S.A. **Reu**: União Federal – Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 1 milhão (valor atualizado em 31.03.2016)
Principais fatos	Em 2004, a Companhia enviou 11 (onze) Declarações de Compensação para repetir valores relativos à Contribuição ao Programa de Integração Social – PIS e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins indevidamente incidentes sobre os valores recebidos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para repasse às carboníferas supridoras de seu parque termoelétrico. Como os recursos jamais integrarão os seus ativos a qualquer título, pois são adquiridos com recursos da CCC/CDE e, portanto, de propriedade desta, sob o controle e gestão da Eletrobrás, para serem utilizados na produção de energia elétrica, é indevida a incidência das contribuições na hipótese o que motivou as Declarações de Compensação, que não foram homologadas pela Receita Federal do Brasil. Cumpridas todas as etapas do processo administrativo tributário, o débito tornou-se novamente exigível, motivando a propositura da ação, em que foi concedida tutela antecipada liminarmente para retirada do nome da Companhia do Cadastro Informativo de Créditos não Quitados do Setor Público Federal – CADIN e para permitir a emissão de Certidão Positiva de Débitos, com efeitos de Negativa – CPD-EN.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 1 milhão e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo: 5023775.16.2015.4.04.7200	
Juízo	Substituto 2ª Vara Federal de Florianópolis
Instancia	Primeira
Data de Instauração	17.11.2015
Partes no Processo	**Autor**: Tractebel Energia S.A. **Reu**: União Federal – Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 4 milhões (valor atualizado em 31.03.2016)
Principais fatos	Em 28.02.2002, a Companhia efetuou um pagamento a maior no montante de R$ 21 milhões. Para repetição do mesmo, enviou quatro Declarações de Compensação dentre as quais duas não foram homologadas pela Receita Federal do Brasil, sob a motivação de que o débito não teria sofrido o acréscimo da multa de mora de 20%. A Companhia efetuou o procedimento em denúncia espontânea da infração, circunstância que motivou a oposição oportuna de manifestação de inconformidade contra a não-homologação da compensação, tratada no processo administrativo fiscal nº 11516.002447/2006-23, a qual não obteve guarida em todas as instâncias administrativas, de modo que o crédito tributário passou a ser exigível. Por efeito disto, propôs a presente ação com o propósito de ter reconhecida judicialmente a denúncia espontânea. O processo teve liminar concedida em favor da Tractebel em 18.11.2015 e aguarda sentença de 1º grau.
Chance de perda	Remota.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 4 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo: 5024273-15.2015.4.04.7200	
Juízo	Substituto da 2ª Vara Federal de Florianópolis
Instancia	Primeira
Data de Instauração	24.11.2015
Partes no Processo	**Autor**: Tractebel Energia S.A. **Reu**: Delegado da Receita Federal de Florianópolis (SC)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 2 milhões (valor atualizado em 31.03.2016)
Principais fatos	A míngua de qualquer resultado tributável no ano de 2001, em 01.01.2002 a Companhia acumulou saldo negativo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL no montante de R$ 3 milhões. Em vista disso, enviou à Receita Federal do Brasil quatro Declarações de Compensação para repetir o indébito, que incluíam também a repetição do pagamento indevido da estimativa da CSLL do mês de fevereiro de 2001. As Declarações de Compensação foram homologadas parcialmente pela Receita Federal do Brasil, de modo que a Companhia opôs manifestação de inconformidade contra a não-homologação da compensação tratada nos autos do processo administrativo fiscal registrado sob o nº 11516.002454/2006-25, indeferida em todas as instâncias administrativas. Em razão disso, interpôs mandado de segurança para questionamento da fiscalização efetuada pela Receita Federal do Brasil a qual entende tenha sido efetuada após o prazo decadencial para lançamento tributário. O processo teve liminar deferida e tem depósito na íntegra do montante do crédito tributário supostamente devido.
Chance de perda	Provável.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia terá uma redução do disponível (ativo circulante) e do passivo de R$ 2 milhões, não havendo impacto no patrimônio líquido.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 2 milhões

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

Cíveis – Ações Civis Públicas	
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valores pleiteados em conjunto nas 11 (onze) ações, R$ 220 milhões.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Na avaliação da Administração da Companhia e de seus assessores jurídicos, em caso de perda incorrerá em despesa de R$ 42 milhões (valor atualizado em 31.03.2016) e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.
Prática do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Referem-se a 8 (oito) ações civis públicas, cujos municípios, sob o argumento de inadimplência, requerem que a Companhia repasse recursos monetários para que eles realizem o reflorestamento em APP de 100 metros no entorno dos reservatórios das usinas e a 3 (três), que solicitam que a Companhia construa escada para peixes e eclusa e faça a "destoca" dos reservatórios. As usinas atingidas por essas ações são: UHE Salto Santiago e UHE Salto Osório. A concessão para a implantação e operação de tais usinas é anterior a 1980. Nessa época, a legislação ambiental não exigia, por parte do empreendedor, a compra da APP no entorno do reservatório artificial formado. E justamente por isso tal exigência não constou do contrato de concessão e a União Federal somente declarou de utilidade pública as áreas necessárias para o reservatório artificial. Além de inexistir a obrigação de compra da APP no entorno dos reservatórios, pois quando da construção das usinas não havia previsão legal para tanto, a propriedade das áreas no entorno dos reservatórios permaneceu sendo de terceiros, não podendo tais municípios exigir o depósito de valores em sua conta para a atividade de reflorestamento nessas áreas, que depende diretamente da autorização dos proprietários, os quais não figuram como parte nas ações. A Companhia, antes mesmo do ajuizamento das ações, já realizava o reflorestamento nas áreas de sua propriedade, de acordo com projeto aprovado pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAP), órgão ambiental licenciador. As ações, no entendimento da Companhia, não se sustentam no âmbito legal. A Companhia entende que tais ações devem ser entendidas como conexas, pois a primeira decisão proferida em qualquer uma delas influenciará as demais. Além disso, todas as ações são patrocinadas pelo mesmo advogado. Em quatro das oito ações que versam sobre reflorestamento foram concedidas liminares obrigando a Companhia a elaborar e apresentar nos juízos de origem projetos de reflorestamento. Em duas delas já foram proferidas sentenças condenando a Companhia a elaborar os projetos e executar o reflorestamento na faixa de 100 metros no entorno dos reservatórios. Dessas duas decisões foram interpostos recursos de apelação para o Tribunal de Justiça do Paraná, onde a sentença foi mantida, porém, alterada para reflorestamento na área determinada pelo novo Código Florestal (distância entre o nível máximo operativo normal e a cota máxima maximorum, o que já foi realizado pela Companhia). A Tractebel Energia interpôs recurso e aguarda decisão. As demais ações estão tendo o seu curso normal.

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

Cíveis – Ações regressivas	
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valores pleiteados em conjunto nas 04 (quatro) ações, R$ 20 milhões
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Na avaliação da Administração da Companhia e de seus assessores jurídicos, em caso de perda incorrerá em despesa de R$ 12 milhões (valor atualizado em 31.03.2016) e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.
Prática do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Referem-se a 4 (quatro) Ações Regressivas movidas pela Eletrosul contra a Companhia, objetivando a cobrança de valores pagos por ela, Eletrosul, em 19 ações judiciais movidas por empregados aposentados da Eletrosul. De acordo com o entendimento da Eletrosul, a Justificação de Cisão supostamente apontaria tais empregados como sendo de responsabilidade da Companhia. Ocorre que a Eletrosul nunca trouxe ao conhecimento da Companhia a existência dessas 19 ações, optando por apresentar, por sua exclusiva responsabilidade, as defesas e recursos que entendeu pertinente. Após o trânsito em julgado das ações e tendo sido a Eletrosul condenada em todas, pretende agora obter o ressarcimento dos valores despendidos. As ações foram tempestivamente contestadas pela Companhia, sendo que decisões favoráveis foram concedidas em duas situações.

Em 31 de dezembro de 2013, de 2014 e de 2015, 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

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

Não aplicável à Companhia.

a) A política de gerenciamento de risco

A Política de Gerenciamento Global de Riscos de 2009, define os conceitos gerais e a governança a ser aplicada em relação à tomada e gestão de risco de tal forma a se alcançar os objetivos de médio e longo prazos e estabelece as diretrizes das políticas específicas de gestão de riscos definindo os limites quantificáveis e os limiares do risco, os critérios para tomada de risco e as opções técnicas para o tratamento do risco.

b) os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos

O objetivo da Política é gerenciar os riscos para assegurar a performance da Companhia permitindo que os seguintes objetivos sejam atingidos:

- Criação e manutenção de valor, da motivação e reputação interna;
- Assumir riscos que sejam razoáveis em termos legais, e que sejam considerados aceitáveis e economicamente viáveis; e
- Estar em conformidade com as obrigações legais e regulatórias, bem como com os valores da ENGIE.

i – os riscos para os quais se busca proteção

A Companhia busca mitigar os seguintes riscos empresariais, citados no item 4.1:

- A construção, expansão e operação das usinas de geração de energia elétrica envolvem riscos significativos que podem levar à perda de receita ou aumento de despesas;

- A Companhia pode não conseguir executar integralmente sua estratégia de negócio;

- 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;

- Risco de suprimento de carvão;

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

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

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

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

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

ii – os instrumentos utilizados para proteção

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. Entre os planos de ação em curso da Companhia há a contratação de seguro, de hedge, treinamento do corpo funcional, ISO 9.000 e 14.001, entre outros.

iii – a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

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

A atuação do Comitê é de abrangência 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.

c) a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adequada

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.

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

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

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

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

A Companhia entende que a estrutura operacional e de controles internos são adequados para a verificação da efetividade da política adotada.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

a) Se a Companhia possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado

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

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

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

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

b) os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado

i. os riscos de mercado para os quais se busca proteção

A Companhia busca proteção para os riscos de taxas de juros flutuantes, exposição em moeda estrangeira e inflação.

No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, a maior parte da dívida contratada está vinculada à TJLP. A Companhia tem preferência por financiamentos atrelados à essa taxa pois apresenta relativa estabilidade e baixo patamar, estimulando novos investimentos e reduzindo o risco de impactos relevantes no resultado financeiro por conta de sua variação.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

Uma vez que a TJLP é a taxa utilizada pelo BNDES para financiar os projetos de infraestrutura do país, suas oscilações tendem a ser controladas e inferiores as praticadas por outras fontes de financiamento no país, motivo pelo qual normalmente não se pratica operações de proteção contra as oscilações desta taxa. A indexação dos contratos de venda de energia por índices de inflação tende a proteger a Companhia contra as oscilações dessa taxa flutuante. Ressalta-se que de acordo com os contratos de financiamento com BNDES o montante correspondente à aplicação da TJLP sobre a dívida que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal da dívida.

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, que pode afetar o passivo e o resultado financeiro da Companhia. A política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados pelo Comitê Financeiro da Companhia.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor possui cláusula de reajuste inflacionário, com a aplicação de IGP-M ou IPCA, o que representa um hedge natural de longo prazo para as dívidas e obrigações indexadas a índices de inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária.

ii. a 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.

iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

a) Em agosto de 2013, a Companhia contratou um empréstimo junto ao HSBC USA no valor de US$ 90 milhões (equivalente a R$ 207 milhões na data da liberação dos recursos). A amortização do principal ocorreu em parcela única ao final do contrato, em agosto de 2015, e os juros, amortizados trimestralmente, de novembro de 2013 até agosto de 2015. Os encargos financeiros sobre o valor do financiamento foram de 1,3882% a.a. fixos.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

A Política de Investimentos e Derivativos da Companhia estabelece que a utilização de instrumentos financeiros derivativos fica restrita à proteção de riscos (hedge) e deve ser mantida correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos.

Desta forma, 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$ 207 milhões, através da qual manteve uma posição ativa correspondente à variação do dólar mais juros de 1,3882% a.a. e uma posição passiva equivalente a 99,9% do Certificado de Depósito Interbancário (CDI). O vencimento do principal e a amortização dos juros do empréstimo e do swap ocorreram exatamente nas mesmas datas.

Em função das características dos referidos instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de hedge de valor justo para o registro dos mesmos. Assim, tanto o instrumento de hedge (swap) quanto o empréstimo objeto do hedge foram mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo integralmente a Companhia das oscilações do dólar norte americano e da taxa de juros.

b) Em 2014, a Companhia contratou empréstimos em dólares norte americano no valor total de US$ 370 milhões, equivalente a R$ 924 milhões. Os recursos foram destinados principalmente ao refinanciamento de dívidas que estavam vencendo e à implementação do plano de negócios da Companhia.

c) Em janeiro de 2015, a Companhia também contratou um empréstimo em dólar norte americano no valor total de US$ 10.000, equivalente a R$ 27 milhões, com a mesma destinação do anteriormente mencionado.

A Companhia, para proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros contra as oscilações do dólar norte americano, contratou operações de swap com as subsidiárias brasileiras das mesmas instituições financeiras concedentes dos empréstimos, com os mesmos valores e datas de vencimento dos juros e principal.

As principais condições dos empréstimos e das operações de *swap* são as seguintes.

		Valor		**Empréstimo e posição ativa do *swap***	**Posição passiva do *swap***	
Bancos	**Mês/Ano**	**US$ milhões**	**R$ milhões**	**Δ US$ + Juros (a.a.)**	**Δ do CDI**	**Vencimento**
HSBC USA	03.2014	100	231	1,4294 %	97,0% do CDI	03.2016
HSBC USA	10.2014	80	200	1,7871 %	99,0% do CDI	10.2016
HSBC USA	12.2014	50	128	1,8104%.	98,6% do CDI	12.2016
HSBC USA	01.2015	10	27	1,8471%.	97,0% do CDI	12.2016
Mizuho Bank	12.2014	90	234	1,7260 %	96,02% do CDI	12.2016
Bank of Tokyo	12.2014	50	131	114,2857% da Libor + 0,5486%	98,0% do CDI	12.2016
		380	**951**			

Em função das características dos referidos instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de hedge de valor justo para o seu registro contábil. Desta forma, tanto os empréstimos objeto do hedge quanto o instrumento de hedge (swap) são mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo integralmente a Companhia dos efeitos financeiros, bem como dos impactos da variação cambial em seus resultados.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

c) Operações de hedge de fluxo de caixa

A Companhia mantém contratado em 31.12.2015 Non-Deliberable Forward (NDF), com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção da usina termelétrica a carvão UTE Pampa Sul, dos parques eólicos do Complexo Eólico Campo Largo e da Usina Solar Fotovoltaico Assú V. Os NDF utilizados para proteção dos compromissos assumidos pelo Complexo Eólico Campo Largo e pela Usina Solar Fotovoltaico Assú V foram contratados pela Tractebel Energia – controladora indireta – e repassados em sua totalidade às controladas.

Os NDF foram contratados com o HSBC e o Santander, nas proporções de 84,5% e 15,5%, respectivamente, e têm seus vencimentos até julho de 2018.

Em 31.12.2015, os ganhos não realizados dos NDF totalizavam uma posição ativa de R$ 420 milhões e uma posição passiva de R$ 0,6 milhão. A contrapartida deste montante está reconhecida diretamente no patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes", líquido dos efeitos de imposto de renda e contribuição social diferidos, totalizando R$ 277 milhões. Adicionalmente, está reconhecido na rubrica "Outros resultados abrangentes" o montante de R$ 14 milhões, referente a ganhos realizados em NDF recontratados em função da revisão do fluxo de pagamentos ao fornecedor.

A Companhia não possui outros instrumentos utilizados para proteção patrimonial além dos instrumentos de swap anteriormente citados.

iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

A Companhia monitora o comportamento da sua dívida e do seu resultado financeiro como forma de verificar sua exposição aos riscos de mercado, tais como flutuação de taxas de juros, variação cambial e inflação.

Em razão das características do setor e de seu modelo de negócio, a Companhia busca contratar dívidas de longo prazo. Para tanto a Companhia utiliza como parâmetro utilizado no gerenciamento de risco de taxa de juros, a contratação de dívidas com juros flutuantes indexados pela TJLP ou CDI, visto que as oscilações das taxas de juros dessas taxas tendem a ser protegidas pelos reajustes previstos nos contratos de venda de energia.

Com a finalidade de gerenciar o risco de variação cambial, a Companhia utiliza como parâmetro a proteção total da exposição em moeda estrangeira no momento de sua contratação. O Comitê Financeiro da Companhia é responsável por monitorar o risco cambial e garantir um baixo nível de exposição. Em 31.12.2014, a Companhia não mantinha nenhuma dívida em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegida por operação de *hedge*.

A Companhia gerencia o risco de aceleração inflacionária aplicando cláusula de reajuste, por meio dos índices IGP-M ou IPCA, nos contratos de venda de energia o que representa um *hedge* natural de longo prazo às obrigações indexadas aos índices de inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

v. 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.

vi. a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado

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

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

Conforme organograma geral da Tractebel Energia há doze Comitês, onze deles coordenados por Diretores e um coordenado por Gerente. Destes, os Comitês: Financeiro, de Energia e de Planejamento Tributário, contribuem para a análise e gerenciamento do risco de mercado.

O Comitê Financeiro tem por atribuições:

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

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

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

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;

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

- 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, de Planejamento e Regulação, 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 há necessidade de discussão de estratégias e políticas para comercialização de energia de empreendimentos em implantação é solicitada a participação de representante da Diretoria de Implantação.

O Comitê de Planejamento Tributário tem por atribuições:

- Interpretar a legislação tributária para definir procedimentos específicos, quando necessário;
- Decidir sobre contestações administrativas e judiciais;
- Apresentar sugestões para obtenção de benefícios junto às autoridades fiscais; e
- Participar das decisões sobre novos projetos, identificando as oportunidades de economia fiscal.

O Comitê é composto pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores (DF) e pelos Gerentes das seguintes Unidades Organizacionais: Governança Tributária, Contabilidade, Assuntos Jurídicos, Planejamento e Controle Financeiro, Finanças, e pelos empregados responsáveis pelos Processos Tributários e pela empresa de consultoria tributária, sendo coordenado pelo DF e secretariado pela Unidade Organizacional de Governança Tributária (GTR).

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

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.

d) adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adequada

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;

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

- Promover e sugerir melhorias no processo de avaliação de riscos gerenciados pelas Unidades Organizacionais;
- Classificar os riscos da Companhia;
- Definir os procedimentos de controle de riscos.

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

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

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

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

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

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

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

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

O Comitê de Gerenciamento de Riscos e o Sistema de Controles Internos apresentam uma estrutura operacional e ambiente de controles internos adequados para a verificação da efetividade da política adotada.

5.3 - Descrição dos controles internos

a) as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

O sistema de controles internos em operação na Companhia é baseado nas melhores práticas de mercado, que define um padrão mundial de mecanismos de auditoria e segurança para garantir a veracidade do conteúdo dos relatórios financeiros das companhias de capital aberto.

Esse sistema, denominado na Companhia como Programa INCOME, é constantemente atualizado e aprimorado e passa anualmente por testes e certificação pela Administração, tendo seus resultados e conformidade verificados por auditores independentes que não sejam os responsáveis pela auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Eventuais falhas detectadas nos sistemas de controles internos são registradas e corrigidas em planos de ação cuja implantação é verificada pelos auditores independentes, contratados especificamente para essa finalidade.

O Programa INCOME na Companhia em vigor desde 2006, foi certificado em 2015 pela 10ª vez consecutiva, sem registro de falhas relevantes de controle que pudessem gerar perdas significativas para a Companhia

b) as estruturas organizacionais envolvidas

O Programa INCOME é baseado na técnica de auto avaliação (self-assessment), onde todas as áreas da Empresa possuem profissionais habilitados e treinados para avaliar os processos e controles relevantes. Um profissional da área de Auditoria Interna coordena o Programa, reportando os principais fatos para o Conselho Fiscal e para o Conselho de Administração. O Diretor Presidente e o Diretor Financeiro e de Relações com o Mercado analisam e aprovam os resultados do Programa, assinando uma carta de certificação anual nos moldes da Lei norte-americana Sarbanes-Oxley.

c) se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração da Companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

A Companhia conta com uma área de Auditoria Interna (Gerente de Auditoria Interna e equipe) para atestar a efetividade de seus processos (financeiros e não financeiros), normas e práticas de governança, além de um Conselho Fiscal instalado permanentemente composto por três membros titulares, sendo um deles representante dos acionistas minoritários. O Programa Income é supervisionado pelo Conselho Fiscal por deliberação do Estatuto Social da Empresa e anualmente o Conselho de Administração analisa e aprova as atividades executadas

d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado a Companhia pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

As deficiências e recomendações sobre os controles internos, apontadas pelos auditores independentes, contratados especificamente para este fim e não aqueles responsáveis pela auditoria das demonstrações contábeis da Companhia - são analisadas pelo Diretor Presidente e pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores durante a reunião anual de certificação do programa de controle interno da Companhia. Os planos de ações para as correções necessárias são registrados e sua implantação é verificada pelos auditores independentes (Follow-up).

5.3 - Descrição dos controles internos

Adicionalmente, os auditores independentes responsáveis pela auditoria das 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. A administração da Companhia entende que não há nenhuma deficiência significativa apontada pelos auditores independentes que possa impactar os seus sistemas de controles ou gerar efeitos importantes em suas demonstrações contábeis.

e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

Não há nenhuma deficiência significativa apontada no relatório dos auditores independentes relativo aos exercícios sociais de 2015, 2014 e 2013 que possa resultar em impactos significativos para a Companhia.

5.4 - Alterações significativas

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

5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos

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 utiliza 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) é de 5% da disponibilidade de caixa consolidada da Companhia e das suas subsidiárias, excluindo-se desse limite às aplicações financeiras restritas como, por exemplo, CDB vinculados a Contas-Reserva.

Observações:

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

g) Prazo da Operação

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

5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos

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;
- Os ativos 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 a 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 as posições líquidas 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

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 nº 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. (ENGIE LA), que atualmente pertencente ao grupo econômico ENGIE (nova denominação da 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, a ENGIE LA aumentou sua participação na Companhia, tendo atingido o percentual máximo de 78,30% em abril de 2005.

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

6.3 - Breve histórico

Novo Mercado

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

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

Linha do tempo – 1998 a 2015

1998 - 2004	2005 - 2007	2008 - 2010	2011 - 2013	2014 - 2015
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) - óleo diesel. **2000** . Início da operação da UHE Itá (1.450 MW). . Assinatura do 1º contrato de venda de energia a consumidor livre. **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 UCO 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 Bovespa . ISE – Índice de Sustentabilidade da Bovespa. . Venda de 200 $MW_{médios}$ das UHEs Itá e Machadinho no 1º leilão de energia nova. . Venda de 150 $MW_{médios}$ no 2º leilão de energia existente. . Venda de 381 $MW_{médios}$ 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 TBLE. . Venda de 493 $MW_{médios}$ das UHEs Itá e Cana Brava no 2º leilão de energia nova. . Venda de 148 $MW_{médios}$ da UHE São Salvador no 3º leilão de energia nova. **2007** . Venda de 256 $MW_{médios}$ da UHE Estreito no 5º leilão de energia nova. . Aquisição da Cia. Energética São Salvador. . Aquisição da participação da Celesc na UHE Machadinho. . Certificação CODIS.	**2008** . 10 anos da TBLE. . Incorporação da CEM. . Aquisição da UHE Ponte de Pedra (176 MW). . Aquisição das PCHs Rondonópolis (26,6 MW) e Engº José Gelazio da Rocha (23,7 MW), . Aquisição das UEEs Beberibe (25,6 MW) e Pedra do Sal (18 MW) e da PCH Areia Branca (19,8 MW), . Fusão GDF SUEZ, **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* AA+(bra) pela Fitch Ratings. . Certificação de 15 usinas nas normas NBR ISO 9001, ISO 14001 e BS OHSAS 18001. . Fusão parcial da GDF SUEZ e International Power. . Incorporação da Ponte de Pedra Energética S/A – PPESA.	**2011** . Início da operação da UHE Estreito. . Aprovada a implantação dos projetos eólicos do Complexo Trairí e Porto do Delta (145,4 MW). . Obtenção do 1º *investment grade* internacional (BBB- pela Fitch Ratings). **2012** . Elevação do *rating* da TBLE i) internacional, de BBB- para BBB, e ii) em moeda nacional de longo prazo da 2ª emissão de debêntures, de 'AA+(bra)' para 'AAA(bra)', ambos pela Fitch Ratings*; e iii)* em moeda local, de 'brAA+' para 'brAAA', pela Standard & Poors. **2013** . Início da operação da UEE Trairí (25,4 MW). . Início da operação da UEE Guajiru (30 MW). . Aquisição da UTE Ferrari (65,5 MW + 15 MW ampliação) – biomassa. . Aprovada a implantação do Complexo Eólico Santa Mônica (97,2 MW). . Início das obras de modernização da UHPF e UHSS. . Incorporação da CESS. . Reestruturação dos Consórcios Estreito e Itasa.	**2014** . Início da operação da UEE Fleixeiras I (30 MW). . Início da operação da UEE Mundaú (30 MW). . Início da operação da Usina Fotovoltaica Cidade Azul (3MWp) P&D Solar. . Aquisição do Complexo Eólico Campo Largo (620 MW). . Aquisição do Complexo Eólico Santo Agostinho (600 MW). . CTJL conquista Certificação ISO 50001. . Aprovada a implantação da UTE Miroel Wolowski (340 MW) e do Complexo Eólico Campo Largo – fase 1 (326,7 MW), com venda no leilão A-5. **2015** . Mudança de nome do Grupo GDF SUEZ, que passa a se chamar ENGIE, e da Companhia, que passa a se chamar ENGIE Tractebel Energia. . Início da operação comercial da #5 da UTE Ferrari (15 MW). . Conclusão das obras de modernização da UHPF. . Venda de 46 $MW_{médios}$ do Complexo Eólico Santa Mônica no leilão A-3. . Rebaixamento do Rating Internacional em moeda estrangeira da Companhia, de BBB para BBB-, com perspectiva negativa, pela Fitch Ratings. . Venda de 9,2 $MW_{médios}$ do Complexo Fotovoltaico Assú no 2º leilão de energia de reserva.

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

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

6.6 - Outras informações relevantes

6.6 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 14.07.2016, foi aprovada a nova denominação social da Tractebel Energia S.A., passando a se chamar ENGIE Brasil Energia S.A.

As ações de emissão da Companhia passarão a ser negociadas na BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBOVESPA") sob o novo nome de pregão ENGIE BRASIL e o código (ticker) EGIE3, em substituição ao antigo código TBLE3.

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

Objeto Social

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

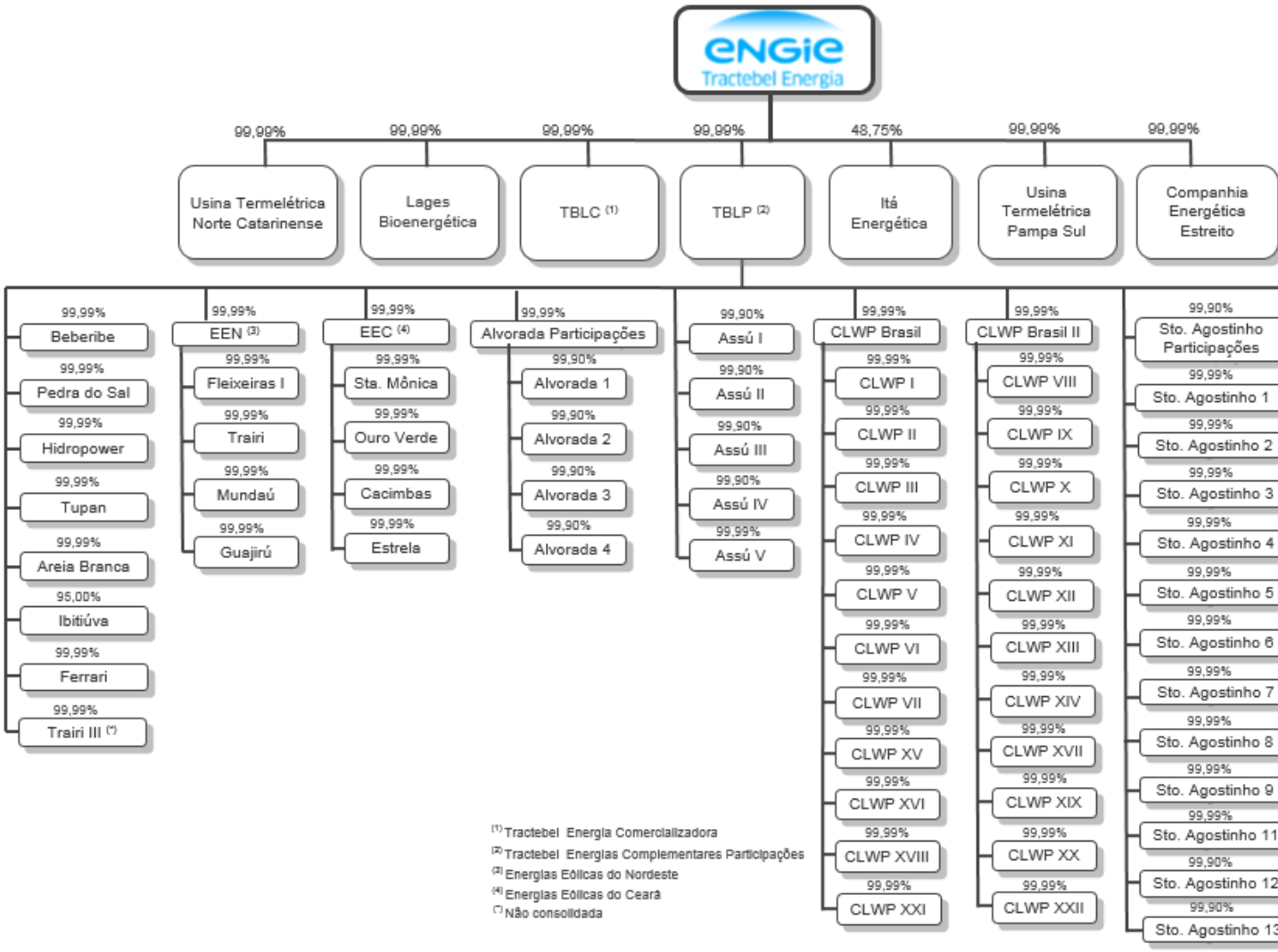
Estrutura Societária

O organograma a seguir apresenta a estrutura societária da Tractebel Energia atualizada até o mês de maio de 2016. Como observado, a Companhia detém 99,9% de grande parte dos seus investimentos, exceções feitas à participação de 48,75% na operação em conjunto Itá Energética S.A. (Itasa) e a participação de 95% na controlada indireta Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva).

Adicionalmente a Companhia detém direta ou indiretamente – por meio de suas controladas – participações nos seguintes consórcios constituídos para a construção e operação das usinas: (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); (iv) 72,90% no Consórcio Andrade (UTE Ibitiúva Bioenergética); e (v) 83,00% no Consórcio Ferrari (UTE Ferrari).

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Organograma societário em maio de 2016



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.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

A partir de 01.01.2013, entraram em vigor as orientações do CPC 19(R2) – Negócios em conjunto. O pronunciamento estabelece que nas relações entre entidades caracterizadas como "Operações em conjunto" (*Joint Operation*), o operador em conjunto deve reconhecer os ativos, passivos, receitas e despesas relacionadas à sua participação na operação em conjunto. As características e essência econômica da participação da Companhia nos negócios e nas operações da investida Itá Energética S.A. (Itasa) caracterizam uma operação em conjunto.

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

Companhia Energética Estreito (CEE)

A CEE detém participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado em 05.11.2002 para a implantação e exploração da UHE Estreito, com capacidade instalada de 1.087 MW e 641,08 MW médios de energia assegurada, e está localizada na divisa dos estados de Tocantins (TO) e Maranhão (MA).

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

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

contrat de 29.10.2002.

A Usina, 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 vendas para consumidores livres da energia gerada pela Tractebel Energia são preponderantemente realizadas através da TBLC.

Usina Termelétrica Pampa Sul S.A (Pampa Sul)

A Usina Termelétrica Pampa Sul será implantada no município de Candiota (RS) e terá capacidade instalada de 340 MW. Em novembro de 2014, a Pampa Sul comercializou, através de leilão promovido pela Aneel, 294,5 MW médios pelo prazo de 25 anos, a serem entregues a partir de 1º de janeiro de 2019. A construção da Usina teve início em 2015 e a operação comercial está prevista para ser iniciada em janeiro de 2019.

Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)

A TBLP tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os projetos referentes a energias complementares de sua controladora Tractebel Energia.

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

- Tupan Energia Elétrica Ltda. (Tupan)

A Tupan detém autorização outorgada pela Aneel, até 2032, para explorar a PCH Rondonópolis, com capacidade instalada de 26,6 MW, localizada no município de Rondonópolis, estado do Mato Grosso (MT), no Rio Ponte de Pedra. A PCH está em operação comercial desde dezembro de 2007 e, atualmente, possui 88,5 GWh/ano de energia contratada com a Eletrobras, através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), até 2027.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

- Hidropower Energia S.A. (Hidropower)

A Hidropower detém autorização outorgada pela Aneel, até 2032, para explorar a PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha, localizada no município de Rondonópolis (MT), no Rio Ponte de Pedra, com capacidade instalada de 23,7 MW. A PCH está em operação comercial desde fevereiro de 2007 e, atualmente, possui 81,0 GWh/ano de energia contratada até 2027 com a Eletrobras, através do Proinfa.

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

A Areia Branca detém autorização outorgada pela Aneel, até 2030, para explorar a PCH Areia Branca, localizada no município de Caratinga, estado de Minas Gerais (MG), com capacidade instalada de 19,8 MW. A PCH Areia Branca está em operação comercial desde março de 2010 e, atualmente, possui 90,8 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), a Usina possui, atualmente, 68,5 GWh/ano de energia contratada até 2028 com a Eletrobras, através do Proinfa.

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

A Pedra do Sal detém autorização outorgada pela Aneel, até 2032, para explorar a Usina Eólica Pedra do Sal, com capacidade instalada de 17,85 MW e 20 aerogeradores, em operação comercial desde dezembro de 2008. Localizada no município de Parnaíba, estado do Piauí (PI), essa Usina possui, atualmente, 49,6 GWh/ano de energia contratada até 2028 com a Eletrobras através do Proinfa.

- Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)

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

A Companhia é resultante da parceria entre a TBLP e a Andrade Açúcar e Álcool S.A. (Andrade) através do Consórcio Andrade, do qual a Ibitiúva e a Andrade participam com 72,9% e 27,1%, respectivamente. O consórcio foi criado para a implantação do empreendimento e vendeu 20 MW médios de energia no primeiro leilão de energia de reserva promovido pela Aneel, por um período de 15 anos, a partir de 2010. O prazo de vigência do Consórcio Andrade será equivalente ao do prazo de contrato de fornecimento de energia, ou seja, de 15 anos a partir de abril de 2010.

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

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

- Ferrari Termoelétrica S.A. (Ferrari)

Em 20.02.2014, após o cumprimento de todas as condições precedentes estabelecidas no Contrato de Compra e Venda assinado em dezembro de 2013, a Companhia concluiu a aquisição das ações de emissão da Ferrari Termoelétrica S.A. A Ferrari é uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) detentora de todos os ativos da Central Geradora Termelétrica UTE Ferrari (UTE Ferrari), uma usina de cogeração de energia a biomassa de cana-de-açúcar, em operação comercial desde junho de 2009, localizada no município de Pirassununga, estado de São Paulo. A Ferrari detém autorização outorgada pela Aneel para exploração da UTE Ferrari até 2042.

Em abril de 2014, a Ferrari iniciou as atividades direcionadas à ampliação da UTE Ferrari, de modo a elevar a sua capacidade instalada para 80,5 MW e sua capacidade comercial para 35,6 MW médios. Em 23.05.2015, a Aneel, através do Despacho nº 1.683, autorizou o início da operação comercial da referida ampliação, tendo sido concluídas as principais atividades relativas à mesma.

A Ferrari comercializou, em 28.11.2014, 9,8 MW médios no Leilão A-5 promovido pela Aneel, a serem fornecidos a partir de janeiro de 2019, provenientes da ampliação supracitada.

- Energias Eólicas do Nordeste S.A. (EEN)

A EEN é uma *holding* constituída para concentrar os investimentos nas SPE: Central Eólica Mundaú S.A. (Mundaú), Central Eólica Guajiru S.A. (Guajiru), Central Eólica Fleixeiras I S.A. (Fleixeiras I) e Central Eólica Trairí S.A. (Trairí), que em conjunto formam o Complexo Eólico Trairí. O Complexo Eólico Trairí detém os projetos eólicos localizados no município de Trairi, estado do Ceará, cuja autorização outorgada pela Aneel para exploração das centrais eólicas é até 2041.

Os parques eólicos Trairí e Guajiru deram início à operação comercial em novembro de 2013, enquanto que os parques eólicos Fleixeiras I e Mundaú entraram em operação comercial em janeiro e abril de 2014, respectivamente.

O Complexo Eólico Trairí possui capacidade instalada de 115,4 MW e 63,9 MW médios de capacidade comercial. A energia gerada está sendo vendida no Ambiente de Comercialização Livre (ACL), em contratos de médio e longo prazo, através da controlada TBLC.

- Energias Eólicas do Ceará S.A. (EEC)

A Companhia é uma *holding* responsável pelo desenvolvimento e implantação de projetos eólicos no estado do Ceará (CE). Em dezembro de 2014, a TBLP transferiu a integralidade das ações da Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE S.A. (atualmente denominada Central Eólica Santa Mônica SPE S.A. - Santa Mônica), e das quotas da Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE II Ltda. (atualmente denominada Central Eólica Ouro Verde S.A. - Ouro Verde), da Central Eólica Cacimbas Ltda. (atualmente denominada Eólica Cacimbas S.A. - Cacimbas) e da Central Eólica Trairí II Ltda. (atualmente denominada Central Eólica Estrela S.A. - Estrela) – que, em conjunto, formam o Complexo Eólico Santa Mônica, à EEC.

Em 11.04.2014, o Conselho de Administração da Companhia, autorizou o início das obras de construção do Complexo Eólico Santa Mônica, o qual está localizado no município de Trairi. A capacidade instalada total do Complexo é de 97,2 MW e a capacidade comercial total é de 48,7 MW médios.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Em 14.10.2014, a Superintendência Estadual do Meio Ambiente (Semace) emitiu Licença de Instalação autorizando o início das obras de implantação dos parques eólicos do Complexo. A previsão para conclusão do projeto é 2016 e a energia das Centrais Eólicas está prevista para ser comercializada no ambiente livre e/ou regulado.

Em janeiro de 2015, a Aneel emitiu as resoluções que autorizam a implantação e exploração, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, das centrais eólicas pertencentes ao Complexo Eólico Santa Mônica, bem como autorizando a implantação e exploração do sistema de transmissão a ser compartilhado com outras centrais eólicas controladas indiretas da Tractebel Energia. O prazo da autorização é de 30 anos.

Em agosto de 2015 foram comercializados 46,0 MW por meio do Complexo Eólico Santa Mônica no Leilão de Geração promovido pela Aneel, com o preço médio de venda de R$ 188,45/MWh, pelo prazo de 20 anos. A energia negociada no leilão terá início de suprimento em 01.01.2018.

- Complexo Eólico Campo Largo (CECL)

O CECL é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica que totaliza um potencial aproximado de desenvolvimento de 630 MW, todos localizados nos municípios de Umburanas e de Sento Sé, no estado da Bahia (BA), que serão desenvolvidos em etapas.

O Complexo é composto por 22 (vinte e duas) SPE controladas por 2 (duas) *holdings*, a CLWP Brasil Participações Ltda. (CLWP) e a CLWP Brasil II Participações Ltda. (CLWP II), adquiridas em julho de 2013 e junho de 2014, respectivamente. Anteriormente, estas 22 (vinte e duas) SPE eram controladas por 3 (três) *holdings*, a CLWP, CLWP II e a CLWP Brasil III Participações Ltda. (CLWP III). Esta última foi incorporada pela TBLP em 31.10.2015. A incorporação teve como principal objetivo a simplificação e a racionalização da estrutura administrativa e financeira da Sociedade.

No Leilão A-5 de 28.11.2014, o CECL comercializou 82,6 MW médios, pelo prazo de 20 (vinte) anos, a partir de 1º de janeiro de 2019, a serem gerados por seis parques eólicos, com capacidade instalada de 178,2 MW. Outros cinco parques eólicos do CECL, com capacidade instalada total de 148,5 MW (aproximadamente 70 MW médios), serão desenvolvidos nessa primeira etapa do projeto.

- Projeto Santo Agostinho

Em agosto de 2014, a TBLP adquiriu os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, localizado nos municípios de Lajes e de Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte, o qual é composto por 24 (vinte e quatro) SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW de capacidade instalada.

A Companhia finalizou, durante o ano de 2015, o processo de aquisição de 1 *holding* e das 24 SPE, transferindo-as para o seu controle. A Companhia está efetuando estudos ambientais objetivando o licenciamento ambiental dos projetos e a emissão da Licença Prévia está prevista para o segundo trimestre de 2016.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

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 99,4% nos anos de 2015 e 2014 e 99,3% no ano de 2013, da receita líquida de vendas da Companhia.

a. Produtos e serviços comercializados

Os produtos e serviços comercializados pela Companhia nos anos de 2015, 2014 e 2013 estão diretamente relacionados com a geração e comercialização 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 de					
	2015		2014		2013	
Segmento	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Energia Elétrica	6.474	99,4%	6.434	99,4%	5.527	99,3%
Outras receitas (prestação de serviços, venda de vapor, cinzas, etc.)	38	0,6%	39	0,6%	42	0,7%
Total	**6.512**	**100%**	**6.473**	**100%**	**5.569**	**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 de					
	2015		2014		2013	
Segmento	Lucro líquido	% do total	Lucro líquido	% do total	Lucro líquido	% do total
Energia Elétrica	1.501	100%	1.383	100%	1.437	100%

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

a. Características do processo de produção

i) Produção de energia elétrica

O Parque Gerador da Companhia é composto pelos seguintes tipos de usinas: hidrelétricas, termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, solar e 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 28 (vinte e oito) usinas, 24 (vinte e quatro) pertencem integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas controladas, enquanto que em 4 (quatro) a Companhia participa por meio de consórcios.

Parque Gerador

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Parte da Cia
Itá(*)	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0
Machadinho(*)	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9
Estreito(*)	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	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
Total – Termelétricas			**1.119,0**	**1.119,0**
Lages Bioenergética	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0
Ibitiúva Bioenergética(*)	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9
Ferrari Termoelétrica	Biomassa	Pirassununga (SP)	83,0	83,0
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
Trairí	Eólica	Trairi (CE)	25,4	25,4
Guajiru	Eólica	Trairi (CE)	30,0	30,0
Mundaú	Eólica	Trairi (CE)	30,0	30,0
Fleixeiras I	Eólica	Trairi (CE)	30,0	30,0
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1
Cidade Azul	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0
Total - Complementares			**375,7**	**365,6**
Total			**8.765,0**	**7.044,3**

(*) Participação em consórcio.

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

Todas as Usinas da Companhia contam com as autorizações e outorgas de concessão para funcionamento em vigência.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 e a participação da Companhia nos consórcios - apresentou crescimento de 89,4%, passando de 3.719,0 MW para 7.044,3 MW.

A energia assegurada, nesse mesmo período, passou de 2.143,0 MW médios para 3.894,7 MW médios, ou seja, um incremento de 81,7%.

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 8.765,0 MW, dos quais 82,9% são oriundos de hidrelétricas, 12,8% de termelétricas e 4,3% 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 4.842,6 MW médios.

De acordo com informações divulgadas pela Aneel no "Banco de Informações de Geração - BIG", a Tractebel Energia é responsável por aproximadamente 5,4% da capacidade instalada do país, sendo a maior empresa privada de geração de energia elétrica do Brasil.

ii) Índices de Geração

Ano 2015 - A produção total de energia da Companhia, no ano de 2015, foi de 47.622 GWh ou 5.436 MW médios. Este valor foi 2,7% inferior ao verificado em 2014.

Nas usinas hidrelétricas, a produção foi de 39.723 GWh, 2,9% inferior a produção de 2014. Essa redução de geração foi principalmente devido a uma menor geração na UHE Salto Santiago, que ficou com unidades paradas para modernização por 12 meses em 2015, contra 9 meses em 2014, além de uma menor geração na UHE Estreito no início e no fim de 2015, quando comparado a 2014.

Nas usinas termelétricas a produção foi de 6.410 GWh, 2,9% inferior a produção de 2014. Essa redução de geração ocorreu em função de uma menor geração na UTE William Arjona no primeiro semestre de 2015.

Já as usinas classificadas como complementares produziram em 2015 um total de 1.489 GWh, 4,0% superior ao total produzido em 2014. Esse aumento decorre principalmente da entrada em operação comercial do 5º turbogerador da Usina Termelétrica Ferrari em 23.05.2015, o qual acrescentou 15 MW à capacidade instalada da Usina. Em 21.05.2015 a Aneel autorizou também o início da operação comercial do 1º aerogerador da Usina Eólica Tubarão P&D, com 2,1 MW.

Ano 2014 - A produção total de energia da Companhia, no ano de 2014, foi de 48.942 GWh ou 5.587 MW médios. Com este valor, a Companhia obteve um novo recorde anual de geração, superando em 8% o obtido em 2013. As usinas hidrelétricas, ao atingir a produção total de 40.912 GWh, obtiveram um acréscimo de 7% na produção no ano de 2014 se comparado à de 2013. Nas usinas termelétricas a produção de 6.598 GWh em 2014 foi 4,8% superior àquela gerada em 2013. Este aumento se deve ao despacho das usinas termelétricas, o qual continua acima da média, em função da estratégia de aumentar a garantia energética de todo o sistema nacional. Já as usinas classificadas como complementares produziram em 2014 um total de 1.432 GWh, 76,6% superior ao total produzido em 2013.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

No ano de 2014, entraram em operação comercial as Usinas Eólicas Fleixeiras I e Mundaú, finalizando assim a operação comercial do Complexo Eólico Trairí. Também se destaca, no ano de 2014, a entrada em operação comercial da Usina Fotovoltaica Cidade Azul, a maior usina solar do Brasil, além da aquisição de Ferrari, totalizando assim um acréscimo de 128,5 MW à capacidade instalada da Companhia. A UTE Ferrari, por sua vez, passou por um processo de ampliação, sendo que o turbogerador n.º 05 foi sincronizado ao Sistema Interligado Nacional em abril de 2015, caracterizando o início da operação em testes. Em 23.05.2015, a Aneel autorizou o início da operação comercial deste turbogerador, acrescentando, portanto, 15 MW à capacidade instalada da Usina.

Ano 2013 - A produção total de energia da Companhia, no ano de 2013, foi de 45.344 GWh ou 5.176 MW médios. Este elevado valor de geração resultou no novo recorde anual de geração da empresa, superando o recorde anterior obtido em 2011. Já em relação ao ano anterior, representa um aumento de 25,3%. Nas usinas hidrelétricas, a produção total de energia atingiu 38.239 GWh, ou seja, 25% acima da produção verificada na mesma fonte em 2012, sendo que em 2013 as condições hidrológicas foram amplamente favoráveis. Nas usinas termelétricas, que operaram principalmente no atendimento ao consumo de carvão determinado pela Aneel, a produção foi 28% superior àquela gerada em 2012, ou seja, de 6.294 GWh. Este valor se deve ao despacho das usinas termelétricas, acima da média, em função da estratégia de aumentar a garantia energética de todo o sistema nacional. Já as usinas classificadas como complementares produziram em 2013 um total de 811GWh, evolução de 17% em relação ao total produzido em 2012.

Adicionalmente, cabe mencionar que no ano de 2013 houve o inicio da operação comercial das usinas eólicas Trairí e Guajiru, elevando em 55 MW a capacidade instalada da empresa, juntamente com o inicio do período de testes de comissionamento da Usina Eólica de Fleixeiras I (30 MW), que entrou em operação comercial em janeiro de 2014. Já a entrada em operação da Usina Eólica Mundaú ocorreu em abril de 2014, aumentado em mais 30 MW a capacidade instalada da empresa.

Geração bruta medida nos 3 (três) últimos exercícios:

	Produção (GWh)		
Usinas	**2015**	**2014**	**2013**
UHE Itá (UHIT) (em consórcio)	9.407	9.014	7.441
UHE Salto Santiago (UHSS)	6.995	8.035	8.434
UHE Machadinho (UHMA) (em consórcio)	6.971	6.798	5.148
UHE Estreito (UHET)	4.388	5.344	5.105
UHE Salto Osório (UHSO)	6.439	6.348	5.968
UHE Cana Brava (UHCB)	2.163	2.126	2.609
UHE Passo Fundo (UHPF)	1.087	938	895
UHE São Salvador (UHSA)	1.237	1.281	1.384
UHE Ponte de Pedra (UHPP)	1.036	1.028	1.256
Usinas Hidrelétricas – Subtotal	**39.723**	**40.912**	**38.239**
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL)	4.962	5.018	5.719
UTE William Arjona (UTWA)	1.091	1.227	294
UTE Charqueadas (UTCH)	356	353	254
UTE Alegrete (UTAL)(*)	-	-	27
Usinas Termelétricas - Subtotal	**6.410**	**6.598**	**6.294**

(*) Em atendimento ao pleito da Tractebel Energia, a Aneel revogou a outorga da UTE Alegrete, conforme Resolução Autorizativa n.º 4.567, de 25 de fevereiro de 2014.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

	Produção (GWh)		
Usinas	**2015**	**2014**	**2013**
Usina de Cogeração Lages (UCLA)	148	149	133
UTE Ibitiúva Bioenergética (UTIB)	166	167	196
UTE Ferrari Termelétrica (UTFE)	305	237	-
UFV Cidade Azul (UFCA)	3	2	-
PCH Rondonópolis (PHRO)	86	98	100
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha (PHJG)	75	88	91
PCH Areia Branca (PHAB)	28	57	72
EOL Beberibe (UEBB)	90	87	89
EOL Pedra do Sal (UEPS)	69	64	66
EOL Trairi (UETR)	120	123	27
EOL Guajiru (UEGU)	151	133	32
EOL Fleixeiras (UEFL)	134	134	6
EOL Mundau (UEMU)	111	93	-
EOL Tubarão P&D (UETB)	3	-	-
Usinas de Fontes Complementares - Subtotal	**1.489**	**1.432**	**811**
Total	**47.622**	**48.942**	**45.344**

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
2015	87%
2014	87%
2013	92%

A disponibilidade verificada em 2015 foi praticamente a mesma verificada em 2014 e inferior a verificada em 2013. Em 2015 houve continuidade das modernizações nas unidades geradoras das UHE Salto Santiago, Passo Fundo e Ponte de Pedra, além da continuidade do alto grau de solicitação das usinas termelétricas, intensificando assim o desgaste em seus componentes.

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

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 nº 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 a 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.

Contudo, a Companhia possui contratos de aquisição de energia com a Itasa em montante superior à sua participação societária, descrita no item (i) acima, os quais perfazem o montante total de 228,38 MW médios. Assim, a participação total de energia que a Companhia possui nessa Usina, somando-se o item (i) ajustado aos contratos de aquisição de energia e os itens (ii) e (iii) é de 544,24 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 735,2 MW médios, possuindo 4 (quatro) unidades geradoras de 355 MW cada. Está situada no curso principal do Rio Iguaçu, no município de Saudade do Iguaçu (PR). O início das atividades ocorreu em 1980, sendo que a primeira das 4 (quatro) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho no Sistema Integrado Nacional (SIN) em dezembro de 1980 e a quarta em setembro de 1982.

A energia assegurada da Usina apresentou aumento de 12,2 MW médios em 2015. O Ministério das Minas e Energia, através da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, homologou a revisão extraordinária da Garantia Física, solicitada pela Tractebel, estabelecendo novo valor através da portaria nº 35, de 22.05.2012. A homologação da Garantia Física adicional da Usina foi condicionada à efetiva comprovação da realização da modernização e obtenção dos valores de rendimentos propostos no memorial descritivo do projeto básico de modernização. A modernização da primeira Unidade Geradora proporcionou um incremento de 6,3 MW médios e a segunda Unidade incrementou 5,9 MW médios. Com a conclusão da modernização da terceira e quarta Unidades Geradoras, previstas para 2016 e 2017, respectivamente, a Garantia Física final da Usina será de 747,2 MW médios.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 do mesmo ano.

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

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

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

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

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

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA): A UHSA tem capacidade instalada de 243,2 MW e energia assegurada de 151,1 MW médios, possuindo 2 (duas) unidades geradoras de 121,6 MW cada. A Usina está situada no Rio Tocantins, entre os municípios de São Salvador do Tocantins (TO) e Paranã (TO). A Usina entrou em operação comercial em 2009, sendo que a primeira das 2 (duas) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em agosto de 2009 e a segunda em novembro de 2009.

Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP): A UHPP tem capacidade instalada de 176,1 MW e energia assegurada de 132,3 MW médios, possuindo 3 (três) unidades geradoras de 58,7 MW cada. Está situada no curso principal do Rio Correntes, no município de Sonora (MT). A operação da usina teve início em 2005, sendo que a primeira das 3 (três) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em julho de 2005 e a terceira em setembro de 2005.

PCH Rondonópolis (PHRO): A PHRO tem capacidade instalada de 26,6 MW e energia assegurada de 10,1 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 9,2 MW médios, com 3 (três) unidades geradoras de 7,9 MW cada. Está situada no curso principal do Ribeirão Ponte de Pedra, no município de Rondonópolis (MT). O início das atividades ocorreu em fevereiro de 2007.

PCH Areia Branca (PHAB): A PHAB tem capacidade instalada de 19,8 MW e energia assegurada de 10,4 MW médios, com 2 (duas) unidades geradoras de 9,9 MW cada. Está situada no curso principal do Manhuaçu, localizada entre os municípios de Caratinga (MG) e Ipanema (MG). As 2 (duas) unidades geradoras foram disponibilizadas para início de operação comercial em março de 2010.

Geração termelétrica - Usinas em operação

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

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL): O CTJL possui o maior potencial termelétrico a carvão da América Latina com capacidade instalada de 857 MW e 649,9 MW médios de energia assegurada. É constituído por 3 (três) usinas termelétricas (UTLA, UTLB e UTLC) e 7 (sete) unidades geradoras, tendo sido construído com o objetivo básico de aproveitar o carvão mineral catarinense e, está localizada no município de Capivari de Baixo (SC).

As operações das UTLA, UTLB e UTLC tiveram início em 1965, 1979 e 1997, respectivamente, e a produção era destinada, inicialmente, ao abastecimento energético do litoral sul e leste do estado de Santa Catarina. Atualmente este complexo está interligado ao SIN e, eventualmente, quando solicitado e aprovado pelas autoridades brasileiras, essas usinas geram energia com a finalidade de atender as necessidades energéticas da Argentina e do Uruguai.

Usina Termelétrica William Arjona (UTWA): A UTWA possui capacidade instalada de 190 MW e energia assegurada de 136,1 MW médios. É constituída por 5 (cinco) conjuntos turbogeradores que utilizam gás natural como combustível, podendo também utilizar óleo diesel, e está localizada no município de Campo Grande (MS).

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

Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH): A UTCH possui capacidade instalada total de 72 MW e 45,7 MW médios de energia assegurada. A Usina é constituída por 4 (quadro) unidades geradoras e é movida a carvão mineral e está localizada no município de Charqueadas (RS). As operações da Usina tiveram início em 1962, sendo que a primeira das 4 (quadro) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho no SIN em janeiro de 1962 e a quarta em março de 1969. A produção da UTCH visa garantir o abastecimento energético da região da grande Porto Alegre.

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.

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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

O sistema de operação, utilizando biomassa como combustível, foi enquadrado como um Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), de acordo com o Protocolo de Kyoto. Em abril de 2006, o Comitê Executivo do MDL, da Organização das Nações Unidas (ONU), concedeu o registro no MDL para a UCLA pelo uso de resíduos de madeireiras da região como combustível, evitando desta forma a emissão de metano, um gás de efeito estufa, que seria gerado se tais resíduos continuassem a ser depositados inadequadamente e a se decompor no meio ambiente. Dessa forma, a usina está habilitada a gerar um montante de 196.689 toneladas de créditos de carbono (*Certified Emission Reductions – CER*) por ano para serem comercializados.

Geração Eólica – Usinas em Operação

A energia é gerada através de aerogeradores que utilizam a força do vento para a geração de energia. A Companhia opera com as seguintes usinas:

Usina Eólica Beberibe (UEBB): esta Usina possui capacidade instalada de 25,6 MW e 7,8 MW médios de energia assegurada. É constituída por 32 (trinta e dois) aerogeradores instalados no município de Beberibe (CE). As operações da Usina tiveram início em setembro de 2008, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral cearense.

Usina Eólica Pedra do Sal (UEPS): esta Usina possui capacidade instalada de 18 MW e 5,7 MW médios de energia assegurada. É constituída por 20 (vinte) aerogeradores instalados no município de Parnaíba (PI). As operações da Usina tiveram início em dezembro de 2008, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral piauiense.

Usina Eólica Trairí (UETR): esta Usina possui capacidade instalada de 25,4 MW e 14,4 MW médios de energia assegurada. É constituída por 11 (onze) aerogeradores instalados no município de Trairi (CE). As operações da Usina tiveram início em novembro de 2013, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral cearense.

Usina Eólica Guajiru (UEGU): esta Usina possui capacidade instalada de 30 MW e 17,7 MW médios de energia assegurada. É constituída por 13 (treze) aerogeradores instalados no município de Trairi (CE). As operações da Usina tiveram início em novembro de 2013, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral cearense.

Usina Eólica Mundaú (UEMU): esta Usina possui capacidade instalada de 30 MW e 15,2 MW médios de energia assegurada. É constituída por 13 (treze) aerogeradores instalados no município de Trairi (CE). As operações da Usina tiveram início em abril de 2014, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral cearense.

Usina Eólica Fleixeiras I (UEFL): esta Usina possui capacidade instalada de 30 MW e 16,6 MW médios de energia assegura. É constituída por 13 (treze) aerogeradores instalados no município de Trairi (CE). As operações da Usina tiveram início em janeiro de 2014, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral cearense.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usina Eólica Tubarão P&D (UETB): esta Usina possui capacidade instalada de 2,1 MW e é constituída por 1 (um) aerogerador, instalado no município de Tubarão (SC). A operação da Usina teve início em maio de 2015, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético local. Foi concebida como um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (PE 0403-0041/2013), dentro da Chamada de P&D Estratégico da Aneel nº 017, e servirá como laboratório para testes de componentes eletrônicos, elétricos e mecânicos a serem embarcados no protótipo final de 3,3 MW a ser instalado.

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

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

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

A UTE Ibitiúva Bioenergética é resultante da parceria entre a TBLP, controladora da Ibitiúva Bioenergética S.A., com participação acionária de 95%, e da Andrade Açúcar e Álcool. A energia gerada por esta Usina foi vendida em 14.08.2008, no Leilão de Energia de Reserva promovido pela Aneel por um período de 15 (quinze) anos.

A Ibitiúva Bioenergética S.A. possui a participação de 72,9% no Consórcio Andrade, responsável pela exploração da UTE Ibitiúva Bioenergética, o que corresponde a 22,9 MW da capacidade instalada desta Usina e 13,9 MW médios de capacidade comercial. A participação remanescente no Consórcio Andrade, de 27,1%, pertence a Andrade Açúcar e Álcool.

Usina Termelétrica Ferrari (UTFE): Esta Usina possui capacidade instalada de 80,5 MW e Garantia Física de 35,6 MW médios. A UTE Ferrari está localizada no município de Pirassununga (SP), e utiliza como combustível o bagaço da cana-de-açúcar. O início da operação comercial ocorreu em junho de 2009.

Em abril de 2014, a Ferrari iniciou as atividades direcionadas à ampliação da UTE Ferrari, de modo a elevar a sua capacidade instalada para 80,5 MW e sua capacidade comercial para 35,6 MW médios. Em 11.11.2014, a Aneel emitiu a Resolução Autorizativa nº 4.906, autorizando o referido aumento da capacidade instalada da UTE Ferrari. As obras de ampliação foram concluídas em abril de 2015, tendo sido dado início a operação comercial da unidade geradora responsável pelo acréscimo de 15 MW à capacidade instalada em maio de 2015. Em 07.03.2016 o Ministério das Minas e Energia emitiu a Portaria nº 47, definindo em 35,6 MW médios a garantia física da UTE Ferrari para 2016, 2017 e 2018.

Geração Solar Fotovoltaica – Usinas em Operação

Usina Fotovoltaica Cidade Azul (UFCA): Esta Usina possui capacidade instalada de 3,0 MWp, atualmente, a maior planta solar fotovoltaica em funcionamento no País. Está localizada no município de Tubarão - SC, anexa ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. Foi concebida como uma usina experimental para fins de pesquisa, desenvolvimento e capacitação técnica, objetivo do projeto P&D Estratégico nº 013/2011 da Aneel. O início da operação comercial ocorreu em 09.08.2014.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

iv) Percentuais já depreciados dos ativos das usinas em 31.12.2015

Usina	Entrada em Operação	% Depreciação Média
Hidrelétricas		
UHE Itá (em consórcio)	2000	46,14
UHE Salto Santiago	1980	71,28
UHE Machadinho (em consórcio)	2002	40,68
UHE Estreito (em consórcio)	2011	14,79
UHE Salto Osório	1975	75,82
UHE Cana Brava	2002	37,60
UHE Passo Fundo	1973	73,58
UHE São Salvador	2009	20,94
UHE Ponte de Pedra	2005	34,08
Termelétricas		
UTE Jorge Lacerda A (UTLA) (unidades I a IV)	1965	82,75
UTE Jorge Lacerda B (UTLB) (unidades V e VI)	1979	85,00
UTE Jorge Lacerda C (UTLC) (unidade VII)	1997	79,06
UTE William Arjona	1999	57,62
UTE Charqueadas	1962	79,57
UTE Alegrete	1968	82,53
Complementares		
Usina de Cogeração Lages	2003	48,34
UTE Ibitiúva Bioenergética (em consórcio)	2010	33,69
UTE Ferrari	2009	20,91
PCH Rondonópolis	2007	31,76
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	2007	33,08
PCH Areia Branca	2010	27,80
EOL Beberibe	2008	33,68
EOL Pedra do Sal	2008	32,95
EOL Trairí	2013	10,49
EOL Guajiru	2013	10,26
EOL Flexeiras I	2014	9,70
EOL Mundaú	2014	8,42

(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 ONS, com o objetivo de minimizar ou evitar os impactos no sistema elétrico. Portanto, o impacto das mesmas nos negócios da Companhia pode ser considerado de baixíssimo risco ou até mesmo sem risco.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

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

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

Em junho de 2014, a Companhia sofreu sinistros em duas unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL) e em um dos vertedouros da Usina Hidrelétrica Itá, os quais acarretaram em indisponibilidades forçadas. Os danos materiais e os efeitos financeiros decorrentes da interrupção dos negócios estão cobertos pelas apólices de seguro. A retomada da operação da última unidade geradora objeto do sinistro ocorreu em meados de fevereiro de 2015.

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 SIN, 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, em 31.12.2015, a maior geradora de energia elétrica do setor privado brasileiro 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 31.12.2015, no Brasil, a Companhia atendia consumidores livres localizados nos estados de Alagoas, Bahia, Distrito Federal, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraíba, Paraná, Pernambuco, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rio Grande do Norte, Santa Catarina, Sergipe e São Paulo, além de distribuidoras em todas as regiões do país, bem como comercializadoras de energia.

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

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 47% nos anos de 2015 e 2014 e 38% no ano de 2013.

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

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

Um dos principais instrumentos de fidelização de clientes utilizado nos últimos anos foi a continuidade do "Programa de Relacionamento com o Cliente", que consiste em ampla gama de iniciativas, tais como visitas às usinas da Companhia, ações de *marketing experience* com enfoque regional**,** disponibilização de serviços exclusivos para o cliente na página da Companhia na internet ("Clientes *Online*"), patrocínios em eventos do setor elétrico e os "Encontros Tractebel", que são basicamente eventos com apresentações sobre temas de interesse para os clientes, com ênfase em economia, política e mercado de energia.

O resultado de referidas ações comerciais da Companhia e de fidelização junto aos clientes, dentre outras, é aferido bianualmente mediante realização de "Pesquisa de Satisfação do Cliente", aplicada por consultores independentes. A última pesquisa, realizada em setembro de 2014, apontou um índice de clientes satisfeitos e muito satisfeitos de 94,8%, acima do resultado da pesquisa realizada em 2012, cujo resultado foi de 94,5%.

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

i. participação em cada um dos mercados

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

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

	31.12.2015		31.12.2014		31.12.2013	
Em R$ milhões	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**
Mercado nacional						
Distribuidoras de energia elétrica	3.046	46,7	3.044	47,0	2.824	50,7
Comercializadoras de energia elétrica	209	3,2	239	3,7	250	4,4
Consumidores livres	2.916	44,8	2.248	34,7	1.887	33,9
Transações no mercado de curto prazo	303	4,7	903	14,0	566	10,2
Outras receitas	38	0,6	39	0,6	42	0,8
	6.512	**100**	**6.473**	**100**	**5.569**	**100**

Dentre os consumidores livres atendidos pela Companhia, destacam-se empresas que atuam nos seguintes setores: cerâmica, cimento e vidro, químico e petroquímico, papel e celulose, metalurgia, automotivo, borracha e plástico, alimentos, mineração, gases industriais, água e saneamento, siderurgia, têxtil, couro e vestuário, dentre outros de menor participação na carteira.

Setores	**Participação**
Cerâmica, Cimento e Vidro	16%
Químico e Petroquímico	15%
Papel e Celulose	9%
Metalurgia	8%
Automotivo	7%
Borracha e Plástico	6%
Alimentos	6%
Mineração	5%
Gases industriais	5%
Água e Saneamento	4%
Siderurgia	4%
Têxtil, Couro e Vestuário	3%
Demais Setores	12%
	100%

Em 31.12.2015, a Companhia atendia aproximadamente 450 unidades consumidoras no segmento de Consumidores Livres, localizadas em diversos estados do Brasil, conforme já comentado anteriormente. Dentre os consumidores industriais atendidos pela Companhia, destacam-se: Votorantim, Vale, Braskem, Tupy, Intercement, Lafarge, Volkswagen, White Martins, entre outros.

O preço de venda da energia elétrica nos 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. Entretanto, a Companhia ainda possui contratos bilaterais com distribuidoras, remanescentes do modelo anterior do Setor Elétrico.

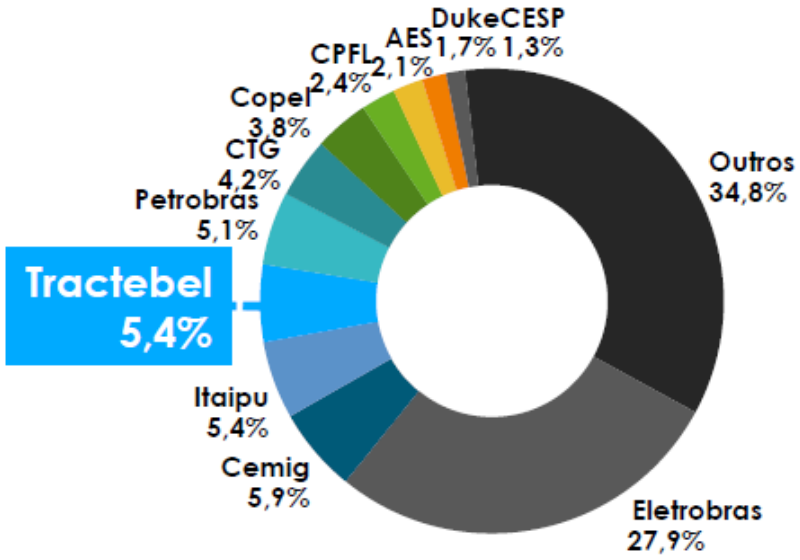
Os contratos bilaterais dispõem de mecanismo que visa inibir a rescisão pelos respectivos compradores ao estabelecer multa rescisória que leva em consideração o valor remanescente do contrato.

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

ii. Condições de competição nos mercados

Em 31.12.2015, a Companhia possuía capacidade instalada de 7.044,3 MW, o que correspondia a uma participação de aproximadamente 5,4% no mercado brasileiro de energia elétrica. Os principais concorrentes da Companhia, com controle estatal, eram: Eletrobras, Companhia Energética de São Paulo (CESP), Cemig, Petrobras e Companhia Paranaense de Energia (Copel), além das seguintes empresas que possuem controle privado: AES Tietê, CPFL Energia, Duke Energy, Grupo Neoenergia e Energias do Brasil.



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

iii. Posicionamento no mercado competitivo

A Tractebel Energia vem sustentando nos últimos anos a sua posição de principal geradora privada do país. A atual capacidade instalada da Companhia em suas 28 usinas, incluindo a participação nos consórcios Itá, Machadinho e Estreito, é de 7.044,3 MW, dos quais aproximadamente 78,9% em usinas hidrelétricas, 15,9% em termelétricas e 5,2% em energias complementares.

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

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

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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

A 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 ENGIE. Tanto o processo de expansão quanto a inserção em novos mercados estratégicos estão amparados na sólida estrutura organizacional e financeira do Grupo e na larga experiência internacional de seus administradores.

d. Eventual sazonalidade

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

e. Principais insumos e matérias primas:

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

O carvão mineral utilizado no CTJL é majoritariamente oriundo de lavra subterrânea. O fornecimento, até o final de 2015, era feito pelo Consórcio Catarinense de Carvão Energético (CCCE), do qual faziam parte as empresas mineradoras filiadas ao Sindicato da Indústria de Extração de Carvão do Estado de Santa Catarina (SIECESC). Após o encerramento deste contrato, foram firmados novos contratos diretamente com as empresas mineradoras, os quais serão repactuados anualmente.

No caso da UTCH, o carvão mineral é integralmente produzido a partir de lavra a céu aberto e o fornecimento cabe à Copelmi Mineração Ltda. O contrato com esta mineradora encerrou em 31.12.2015, tendo sido firmado outro contrato de fornecimento com validade de um ano.

Em ambos os casos, estes fornecedores tradicionais vêm, há décadas, suprindo as necessidades de consumo da Companhia, decorrentes do atendimento dos requisitos eletroenergéticos do SIN e determinadas pelo ONS.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Quanto ao CTJL, destaca-se que cabe a Tractebel Energia a definição das quantidades fornecidas por cada mineradora. Registra-se que a Companhia mantém e faz uso de estoques reguladores capazes de absorver súbitas demandas de consumo, o que permite conciliar suas necessidades de curto e médio prazo com a capacidade de expansão da oferta por parte dos produtores.

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).

Os contratos em vigor em 2015 e os novos contratos preconizam compras mínimas mensais de 200.000 toneladas (t) para o CTJL e de 28.866 t para a UTCH, sendo que os recursos financeiros destinados a estas aquisições - e as compras adicionais, sempre que necessário -, são originários da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), criada pela Lei nº 10.438, de 26.04.2002 - modificada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003 - nos termos do Decreto nº 4.541, de 23.12.2002, modificado pelo Decreto nº 5.029 de 31.03.2004 e, mais recentemente, procedimentado pela Resolução Normativa Aneel n° 500 de 17.07.2012, competindo à Eletrobras o gerenciamento da sua utilização para fins de reembolso.

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

A Resolução Normativa Aneel nº 500 estabeleceu procedimentos para o reembolso do custo de combustíveis do empreendimento que utilizem carvão mineral nacional, por intermédio da CDE. Nos procedimentos foram introduzidos novos critérios de reembolso que consideram a eficiência energética das usinas, que é o principal foco da norma. Estes novos procedimentos para o reembolso passaram a ser aplicados a partir de 01.01.2016.

A Companhia vem efetuando manutenções a fim de melhorar a eficiência energética do CTJL e garantir o reembolso integral das aquisições de carvão mineral necessárias à operação de seu parque térmico. Por estar procedendo estas melhorias, durante o ano de 2016 a Companhia será reembolsada integralmente das referidas aquisições. A partir de 2017, serão analisados os resultados das melhorias efetuadas, a fim de identificar a necessidade de devolução do montante reembolsado no ano de 2016 e de glosa futuras. No que tange a UTCH, a Administração da Companhia aprovou em 05.05.2016, em Reunião do Conselho de Administração, o plano de desligamento, desativação e desmobilização de seus ativos. Desta forma, a partir de janeiro de 2016, a Companhia não vem sendo reembolsada das aquisições de carvão mineral efetuadas por esta Usina.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Óleo combustível e Óleo diesel – CTJL e UTCH

No que diz respeito ao combustível secundário - derivados de petróleo: óleo combustível e óleo diesel, consumido no CTJL e o óleo diesel consumido na UTCH, essas aquisições são 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 exclusivamente para óleo diesel.

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

Gás natural

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

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

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

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

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

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

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

Com essa decisão o fornecimento de gás para essa Usina foi retomado, ainda que o processo sobre a defasagem do preço de gás - alegado pela Petrobras - continue vigente e no aguardo dos desfechos comentados no parágrafo anterior. Porém, a Ministra relatora do referido processo restabeleceu o direito da Petrobras de não fornecer gás, até o julgamento final do Agravo Regimental, do qual é a relatora. Em novembro de 2013 a Tractebel Energia obteve êxito em seu pleito e o fornecimento de gás foi reestabelecido, bem como uma nova data de vigência do contrato de fornecimento de gás foi estabelecida para outubro de 2014. Atualmente o fornecimento está sendo garantido por liminar, sendo que a Companhia propõe a celebração de um novo contrato de fornecimento garantindo o direito estabelecido pelo PPT.

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

Biomassa

A Unidade de Cogeração Lages (UCLA) consome biomassa originada pela indústria madeireira da região serrana catarinense, tendo sido concebida como alternativa sustentável e ecologicamente correta para a destinação dos resíduos desse processo, possibilitando a comercialização de créditos de carbono. O suprimento básico da planta é assegurado por cerca de 20 (vinte) contratos de médio prazo, com duração entre 2 (dois) e 5 (cinco) anos, nos quais os preços dos insumos adquiridos (serragem, cavacos, refilos, cascas, etc.) são valorados de acordo com seu conteúdo energético e passíveis de reajustamentos anuais, negociados à luz da realidade do mercado.

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Nas demais unidades que utilizam este combustível, Usina Termelétrica Ibitiúva (UTE Ibitiúva) e Usina Termelétrica Ferrari (UTE Ferrari), o suprimento de biomassa é responsabilidade das empresas consorciadas, Consórcio Andrade e Ferrari Agro, respectivamente, estando a quantidade fornecida associada à geração das Usinas.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores

Conforme mencionado no item 7.3. e) i. anteriormente citado, eventuais dependências 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

a. Montante total de receitas provenientes do cliente

A Companhia não possui receitas provenientes de cliente responsável por mais de 10% de sua receita líquida de vendas. Em 2015, a Companhia, auferiu receita de R$ 568 milhões por meio de suprimento de energia à Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), o que representa 8,29% de sua receita líquida.

b. Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 autorização ou permissão ao Ministério das Minas e Energia (MME) ou à Aneel, conforme o caso. Concessões, autorizações e permissões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 (trinta e cinco) anos para novas concessões de geração e 30 (trinta) anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Sob esta regra, as concessões de geração anteriores a 11.12.2003 poderiam ser prorrogadas por mais 20 (vinte) anos, a critério do Poder Concedente, de acordo com a legislação. Os contratos de concessão mais recentes não preveem a possibilidade de prorrogação.

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

Em função da 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 dos bens que integram o projeto original ao primeiro período de concessão dos ativos, pois, segundo interpretação da legislação específica, não há certeza quanto à indenização pelo poder concedente ao final do prazo da concessão dos investimentos ainda não amortizados.

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

- **Serviço adequado:** a concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação, modicidade nas tarifas e acesso ao serviço.
- **Responsabilidade objetiva:** a concessionária é responsável por todos os danos diretos ou indiretos resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de sua culpa.
- **Alterações na participação controladora:** o Poder Concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação da controladora na concessionária.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **Intervenção pelo Poder Concedente:** o Poder Concedente poderá intervir na concessão a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais, regulatórias e legais pertinentes, caso a concessionária deixe de cumprir com suas obrigações.

- **Término antecipado da concessão:** o término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação, caducidade, rescisão, anulação e/ou falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual. A encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, mediante indenização; a caducidade consiste na retomada da atividade e de bens concedidos pelo Poder Concedente após processo administrativo com todos os direitos e garantias atinentes ao "devido processo legal", no qual reste comprovado que a concessionária, sem justificativa, (i) deixou de prestar serviço de forma adequada ou completa, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço; (ii) deixou de cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão; (iii) paralisou o serviço ou concorreu para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou de força maior; (iv) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados, (v) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente; (vi) não atendeu intimação do Poder Concedente no sentido de regularizar a prestação do serviço; e (vii) foi condenada em sentença transitada em julgado por sonegação de tributos, inclusive contribuições. A concessionária tem direito à indenização, a *posteriori*, por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária.

  Por fim, a rescisão contratual pode ser feita de comum acordo entre as partes ou em decorrência de decisão judicial irrecorrível, proferida em processo interposto pelo concessionário.

- **Reversão no advento do termo contratual:** a reversão no advento do termo contratual será efetuada com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

- **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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

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

Concessões e Autorizações

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Concessões para a geração de energia hidrelétrica

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

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

- Autorizações para geração termelétrica, eólica e pequenas centrais hidrelétricas

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Data do ato	Vencimento
Usinas termelétricas (UTE)				
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Tractebel Energia	857	25.09.1998	27.09.2028
UTE Charqueadas	Tractebel Energia	72	25.09.1998	27.09.2028
UTE Alegrete(*)	Tractebel Energia	66	25.09.1998	27.09.2028
UTE William Arjona	Tractebel Energia	190	01.06.2000	28.04.2029
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade	33	05.04.2000	05.04.2030
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28	29.10.2002	28.10.2032
UTE Pampa Sul	Pampa Sul	340	31.03.2015	30.03.2050
UTE Ferrari(**)	Ferrari Termoelétrica	80	27.07.2007	26.07.2042
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)				
PCH Areia Branca	Areia Branca	20	02.05.2000	02.05.2030
PCH Rondonópolis	Tupan	27	18.12.2002	18.12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	18.12.2002	18.12.2032

(*) A Usina Termelétrica Alegrete (UTAL) é uma usina termelétrica movida a óleo combustível construída a cerda de 45 anos. A Usina, em decorrência do seu alto custo de operação, não é despachada em situações de normalidade de operação do sistema elétrico. Por não ser economicamente viável, a Companhia solicitou a Aneel a revogação definitiva da autorização de operação, a qual foi deferida em fevereiro de 2014, e está em processo de devolução da mesma à União.

(**) A UTE Ferrari teve sua capacidade instalada ampliada de 65,5 MW para 80,5 MW em 11.11.2014.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Data do ato	Vencimento
Usinas eólicas (EOL)				
EOL Pedra do Sal	Pedra do Sal	18	01.10.2002	01.10.2032
EOL Beberibe	Beberibe	26	31.07.2003	03.08.2033
EOL Trairí	Trairí	25	20.09.2011	28.09.2041
EOL Guajiru	Guajiru	30	20.09.2011	28.09.2041
EOL Fleixeiras I	Fleixeiras I	30	20.09.2011	26.09.2041
EOL Mundaú	Mundaú	30	20.09.2011	26.09.2041
EOL Tubarão P&D	Tractebel Energia	2	21.05.2015	N.A. (**)
Usinas eólicas (EOL) Projeto				
EOL Santa Mônica	Santa Mônica SPE	19	20.01.2015	25.01.2045
EOL Ouro Verde	Ouro Verde	30	20.01.2015	22.01.2045
EOL Estrela	Estrela	30	27.01.2015	04.02.2045
EOL Cacimbas I	Cacimbas	19	27.01.2015	04.02.2045
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	116	02.07.2015	02.07.2050
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	03.08.2015	03.08.2050
Usina solar fotovoltaica				
Cidade Azul	Tractebel Energia	3	10.04.2014	N.A. (**)

(**) Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

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

Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

Ministério de Minas e Energia (MME)

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

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

Conselho Nacional de Política de Energia (CNPE)

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

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

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

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

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

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

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

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

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

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A EPE, cuja criação foi autorizada pela Lei nº 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.

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

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

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

Comercialização de Energia

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

Ambientes para a Comercialização de Energia Elétrica

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

A energia elétrica gerada pela UHE Itaipu é comercializada pela Eletrobras e os volumes que devem ser comprados por cada distribuidora são determinados compulsoriamente pela Aneel. Os preços pelos quais a energia gerada pela UHE Itaipu é comercializada, com a Eletrobras, são indexados ao dólar norte-americano e estabelecidos em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. A Medida Provisória nº 579, de 11.09.2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, em 11.01.2013, estabeleceu que a União Federal pode assumir os efeitos da variação cambial da tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional. Consequentemente, os preços para UHE Itaipu aos consumidores finais não estão mais sujeitos à variação da taxa de câmbio.

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

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) deverão ser celebrados entre cada geradora e as distribuidoras do SIN, que são obrigadas a oferecer garantias às geradoras. As contratações entre as distribuidoras e geradoras preveem a entrega da energia a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, 1 (um) e, no máximo, 15 (quinze) anos. As contratações entre as Distribuidoras e novos empreendimentos das geradoras preveem a entrega da energia a partir do 3° ou do 5° ano contado do ano da respectiva licitação e terão prazo de duração de, no mínimo, 15 (quinze) e, no máximo, 30 (trinta) anos.

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

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

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

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

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

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

Redução Compulsória no Consumo

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

O Ambiente de Contratação Livre (ACL)

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

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

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

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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. Os agentes vendedores que não cumprirem estas exigências estarão sujeitos às penalidades por insuficiência de Lastro.

Os Leilões de Energia

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

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

Cada agente vendedor que contrate a venda de energia por meio do leilão firmará um CCEAR com cada distribuidora, proporcionalmente à demanda declarada na intenção de compra da distribuidora. Os CCEAR dos leilões "A-5" e "A-3" têm prazos que variam de 15 (quinze) a 30 (trinta) anos, e os CCEAR dos leilões "A-1" têm prazo variado entre 1 (um) e 15 (quinze) anos. Contratos decorrentes dos leilões de ajuste estarão limitados ao prazo de 2 (dois) anos.

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

Leilões de Ajuste

Os leilões de ajuste estão previstos no artigo 26 do Decreto n.º 5.163 de 30.07.2004, e na Resolução Normativa Aneel n.º 162, de 01.08.2005, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das distribuidoras, até o limite de 5% dessa carga.

Leilão de Energia de Reserva

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Os leilões de energia de reserva têm por objetivo a venda de energia de reserva destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

Leilões de Fontes Alternativas

Os "Leilões de Fontes Alternativas", regulamentados por meio do Decreto nº 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 de ser um dos mecanismos para atender o mercado consumidor das distribuidoras.

Limitação de Repasse de Custos de Aquisição

No que se refere ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica dos leilões às tarifas dos consumidores finais, o Governo 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, conforme critérios estabelecidos em Decreto.

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.

A Resolução Aneel nº 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

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

Garantias Financeiras para comercialização da energia

Mensalmente, a CCEE calcula e exige que todos os agentes aportem garantias financeiras com base na análise de sua exposição no Mercado de Curto Prazo (MCP) em um horizonte de seis meses. No cálculo é considerado o resultado do agente no MCP referente ao último mês contabilizado e as exposições nos cinco meses subsequentes, em função de dados preliminares e dados de geração e consumo declarados pelo agente para esses meses.

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

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

Remuneração das Geradoras

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

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

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

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

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

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

Alocação do MRE

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

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

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

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

Em situações nas quais as geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de garantia física do MRE, a garantia física alocada é diminuída de forma a refletir os

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

números efetivos de geração do MRE. Isto é, as geradoras recebem um nível de energia alocada que é baseado na porcentagem do seu nível de garantia física em relação ao nível de garantia física do MRE como um todo, multiplicado pela geração efetiva. Ainda que algumas geradoras do MRE gerem acima de seus níveis de garantia física, se o MRE como um todo não for capaz de atingir os níveis totais de energia assegurada, aquelas geradoras receberão, ainda assim, níveis de garantia física alocada, que estarão abaixo de seus níveis de garantia física.

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

Repactuação do Risco Hidrológico

A Lei nº 13.203, de 08.12.2015, dispôs sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica relativo à energia contratada nos âmbitos do ACR e ACL, mediante pagamento de prêmio de risco pelos geradores em favor dos consumidores. As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia. Tal mecanismo de contratação possibilita a limitação da exposição financeira dos geradores hidrelétricos na CCEE.

Energia Secundária

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

Generation Scaling Factor (GSF)

O GSF deriva de um índice entre o montante total de energia hidrelétrica produzida por todos os participantes do MRE e respectivas energias asseguradas. Um GSF inferior a 1 significa que a produção da geração hidrelétrica será menor do que a energia assegurada alocada e, como tal, as empresas de energia hidrelétrica estariam expostas ao mercado de curto prazo. A repactuação do risco hidrológico possibilitou mitigar o efeito do GSF para diferentes níveis de risco.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Incentivos a Fontes Alternativas de Energia

Desde a promulgação da Lei nº 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%; (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; e (iv) Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*net meetering*) para micro e minigeradores conectados aos sistemas de distribuição.

Encargos Setoriais

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

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

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

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

Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST)

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres pela utilização da rede básica e é reajustada anualmente pela Aneel de acordo com (i) a inflação; e (ii) as receitas anuais permitidas para as transmissoras, incluindo o custo de expansão, determinadas pela Aneel.

Em conformidade com critérios estabelecidos pela Aneel, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação da operação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários do sistema de transmissão. Os usuários da rede, incluindo as geradoras, assinam contratos com o ONS que lhes conferem o direito de usar a rede de transmissão em troca do pagamento das tarifas divulgadas.

Tarifa de Transporte de Itaipu

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

Cobrança pela Utilização de Recursos Hídricos "Royalties"

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

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE)

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26.12.1996, e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 28.11.1997. Em 2013, foi modificada pela Lei nº 12.783/2013. Trata-se de taxa anual, diferenciada em função da modalidade de serviço e proporcional ao porte da concessão, permissão ou autorização (aqui incluídas a produção independente e a autoprodução de energia).

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

Reserva Global de Reversão (RGR)

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

A Lei nº 12.783/2013 desobrigou, a partir de 01.01.2013, do recolhimento da quota anual da RGR: (i) as concessionárias e permissionárias de distribuição; (ii) as concessionárias de transmissão licitadas a partir de 12.09.2012; e (iii) as concessionárias de transmissão e geração prorrogadas ou licitadas nos termos dessa Lei.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

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

Para as usinas termelétricas que utilizam carvão mineral produzido no Brasil, a referida Lei requer que a CDE seja utilizada para subvencionar até 100% do custo do combustível. De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão deve ser observada pelas usinas a fim de garantir determinados níveis de produção de carvão mineral nacional. É importante notar que a legislação da CDE

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

determina que novas usinas somente podem ser acrescidas à CDE se disporem de suficiente capacidade financeira para cobrir as respectivas despesas adicionais.

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

Em 17.07.2012, a ANEEL publicou a Resolução nº 500, que estabelece os procedimentos para reembolso do custo de combustíveis de empreendimento que utilize carvão mineral nacional, por intermédio CDE. Nesta resolução, o critério de reembolso atualmente em vigor permanecerá vigente até 31.12.2015. A partir de 01.01.2016, o reembolso do custo do combustível dependerá do nível de eficiência da central geradora. O prazo de 31.12.2015, excepcionalmente, poderá ser prorrogado para 31.12.2016, sob ato autorizativo específico da Aneel, desde que seja comprovada, até 31.10.2015, a realização de obras de reforma ou renovação da central geradora para fins de atendimento do nível de eficiência de referência.

Contribuição para P&D

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

Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)

A CCC é uma subvenção econômica paga por todos os consumidores de energia para cobertura do custo do combustível utilizado para produção de energia elétrica nos sistemas isolados. Por meio da Lei nº 12.783/2013 os recursos para a cobertura desses subsídios passaram a ocorrer por meio do fundo setorial da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e não mais por arrecadação direta de quotas.

Encargos por Segurança Energética (ESS-SE)

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

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

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Desde 01.08.2013, foram incorporados mecanismos de aversão ao risco hidrológico aos modelos utilizados no processo de formação do PLD. Assim, os modelos de despacho e formação de preço tendem a antecipar o despacho termelétrico, incorporando o custo dessas usinas ao PLD. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) continua com a prerrogativa de despachar termelétricas fora da ordem de mérito para garantir a segurança energética, sendo esse custo adicional rateado entre todos os agentes de mercado na proporção de sua energia comercializada.

Esta alteração de regra impôs custos adicionais aos geradores e comercializadores, que no entendimento destes é indevido, o que motivou questionamento jurídico das novas regras de parte de associações representativas de geradores e comercializadores. Atualmente, geradores e comercializadores estão isentos da cobrança deste encargo, por força de liminar judicial que aguarda seu trânsito em julgado.

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.

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

Princípios e Gestão Ambiental

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

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

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.

Com o objetivo de sistematizar a gestão da energia e, consequentemente, melhorar seu desempenho energético, no final de 2014 a Companhia conquistou a certificação NBR ISO 50001 (Sistemas de Gestão da Energia) para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

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, ao meio ambiente, à responsabilidade social, à saúde e segurança do trabalho e à gestão da energia são inseridas e gerenciadas pelo sistema para que sejam devidamente acompanhadas e respondidas.

Diretrizes do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Meio Ambiente, Responsabilidade Social, Saúde e Segurança do Trabalho e Gestão da Energia (SIG).

Operacional	Maximizar a geração de energia, observando o planejamento do ONS, preservando as condições ambientais e garantindo a segurança dos aproveitamentos.
Ambiental	Gerar energia, em observância às normas de segurança, ao uso racional e preservação dos recursos naturais, prevenir a poluição e controlar os riscos ambientais, atuando, primordialmente, de forma preventiva.
Patrimonial	Utilizar estritamente as áreas necessárias aos empreendimentos, realocar áreas remanescentes para uso social e ambiental, detectando e impedindo seu uso irregular.
Relacionamento com a sociedade	Participar da vida das comunidades localizadas nas áreas de influência dos empreendimentos, procurando identificar e satisfazer suas expectativas, disponibilizando mecanismos de comunicação abertos e permanentes.
Saúde e segurança no trabalho	Preservar a integridade física e psíquica de todos os empregados, prestadores de serviço, fornecedores, clientes e visitantes, por meio do reconhecimento, avaliação e controle dos perigos e riscos existentes, melhorando continuamente os processos, equipamentos e ambiente de trabalho.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Mudanças climáticas	Priorizar as fontes renováveis de energia em sua matriz energética e em seus processos, investir em Pesquisa & Desenvolvimento, desenvolver projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e outras soluções sustentáveis, de forma a atuar como promotora do desenvolvimento sustentável.
Responsabilidade Social	Promover o desenvolvimento sustentável, a melhoria da qualidade de vida e a inclusão social, priorizando a infância e adolescência, a edução e a valorização sociocultural nas regiões onde atua, com ética e integridade, transparência e diálogo com as partes interessadas.
Gestão da Energia	Melhorar continuamente o desempenho energético do seu processo de geração, garantindo a disponibilidade e a viabilidade de recursos e apoiando a aquisição de produtos, serviços e projetos para atingir metas energéticas mais eficientes.

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

Controle operacional	- Definição de critérios e procedimentos. - Implantação de estruturas físicas e de controle, como barreiras de contenção para conter vazamentos, sistemas separadores água-óleo, entre outros.
Atendimento a emergências	- Identificação de possíveis situações de emergência e desenvolvimento de Planos de Atendimento a Emergências Ambientais, que permitem a intervenção necessária, no momento mais oportuno, para impedir ou minimizar os impactos ao meio ambiente.
Medição e monitoramento	- Definição de Planos de Monitoramento Ambiental para acompanhamento daquelas atividades com potencial de gerar aspectos e impactos significativos.

Certificações e conformidade legal

Todas as usinas do parque gerador operado pela Companhia contam com as autorizações e licenças ambientais exigidas pelos órgãos competentes, cumprindo as condicionantes aplicáveis nas três fases do projeto: Licença Ambiental Prévia (avaliação de viabilidade do projeto), Licença Ambiental de Instalação e Licença Ambiental de Operação.

Constantemente, a Companhia avalia e ajusta suas operações e procedimentos, a fim de atender aos padrões legais e alcançar os compromissos voluntários que assume.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Além da conformidade legal, as 14 (quatorze) maiores usinas operadas pela Companhia, equivalentes a 84% da capacidade instalada total do parque gerador, são certificadas conforme os requisitos da NBR ISO 14001-2004 – Sistema de Gestão Ambiental, além da NBR ISO 9001-2008 (Sistema de Gestão da Qualidade) e OHSAS 18001-2007 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança no Trabalho). Em novembro de 2013, essas 14 Usinas foram recertificadas pelo Organismo Certificador de acordo com essas três normas, por mais três anos.

Essas certificações refletem o constante trabalho de equipe em busca da excelência dos processos e representam importantes ganhos, com a adoção das melhores práticas na gestão do meio ambiente. A Companhia continua com o processo de implementação do Sistema Integrado de Gestão na UHE Estreito, cuja certificação está prevista para 2016, e elevará o percentual na capacidade instalada de usinas certificadas em fase de operação para mais de 96%.

A ISO 14001 é uma, norma internacional que estabelece os requisitos necessários para a Gestão Ambiental de um empreendimento, com ênfase na avaliação dos aspectos ambientais e respectivos impactos associados, melhoria contínua do desempenho da organização na prevenção e controle da poluição, atendimento à legislação ambiental e no gerenciamento das situações de emergência.

As usinas que ainda não possuem certificação, mas que operam dentro desses padrões, são: a UHE Estreito, as PCHs Rondonópolis, José Gelazio da Rocha e Areia Branca, as eólicas Beberibe, Pedra do Sal, Trairí, Mundaú, Guajiru e Fleixeiras, a Usina Fotovoltaica Cidade Azul, a termelétrica Ibitiúva Bioenergética e a Usina Termelétrica Ferrari.

Percentual de Certificação (NBR ISO 14.001)	
Capacidade Instalada Total – MW	8.765
Capacidade Instalada nas Usinas Certificadas - MW	7.330
Geração Total em 2015 - MWh	47.622.436
Geração nas Usinas Certificadas em 2015 - MWh	41.893.996
Percentual de Certificação NBR ISO 14.001 (capacidade instalada) - %	**83,6**
Percentual de Certificação NBR ISO 14.001 (geração) - %	**88,0**

Notas: Não foram consideradas neste cálculo as Usinas em fase de Implantação/Projeto.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas 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.
- **Semanas do Meio Ambiente e Sustentabilidade – SEMAS**: realizadas nas Regionais do Rio Iguaçu, Rio Uruguai, Rio Tocantins e Jorge Lacerda. Os eventos são abertos aos empregados e à comunidade, com o objetivo de promover conscientização ambiental e, de modo mais abrangente, os princípios da sustentabilidade.
- **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. Em 2015 foram plantadas e doadas 262,2 mil mudas, cerca de 104,9% da meta anual, e atendidos em torno de 100,5 mil visitantes nas Usinas e pessoas pelo Programa de Educação Ambiental, cerca de 100,5% da meta anual.
- **Programa de conservação de nascentes:** A Companhia também desenvolve projetos de nascentes, em parceria com organizações governamentais e do terceiro setor. Até 2014, 648 nascentes foram preservadas, beneficiando 402 famílias em 51 comunidades na região das usinas hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago. Além disto, em 2015 foram preservadas mais 20 nascentes em São Jorge D'Oeste – PR, 123 nascentes em Sulina – PR e 40 nascentes em Rio Bonito do Iguaçu – PR. Iniciativas semelhantes são desenvolvidas em outras regiões, como na da Usina Hidrelétrica Machadinho e na do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.
- **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:

  - Parque Ambiental Jorge Lacerda: inaugurado em outubro de 2013, na cidade de Capivari de Baixo (SC), o parque tem por objetivo transformar uma área antes degradada em modelo de conservação. O projeto foi desenvolvido 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Parque Estadual Fritz Plaumann: localizado em Concórdia (SC), foi implantado em parceria com empresas privadas, a Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina (FATMA) e a sociedade civil, viabiliza a proteção e o uso público da mais importante área da remanescente Floresta Estacional Decidual (Floresta do Rio Uruguai). O parque é gerido por uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP), responsável pela equipe e manutenção das áreas da Unidade de Conservação, criada com esse objetivo e que conta com a participação da Tractebel Energia.

- Parque Natural Municipal Mata do Rio Uruguai Teixeira Soares: o Parque, parte da compensação ambiental da implantação da UHE Itá, é localizado no município de Marcelino Ramos (RS), conta com uma área de 426,1 hectares e visa aumentar as áreas protegidas por meio da educação ambiental e da adequação de atividades de turismo ecológico e rural, entre outros projetos de desenvolvimento integrado aos objetivos da conservação ambiental. O Parque foi inaugurado em agosto de 2015.

- **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 230 mil pessoas.

- **Programa de Relacionamento com a Comunidade:** a Companhia desenvolve uma série de iniciativas de relacionamento com as comunidades do entorno das suas usinas, com o objetivo de apresentar suas atividades e informar a população sobre conservação ambiental e desenvolvimento social. Entre essas iniciativas, destacam-se:

  - Visitas às Usinas e Comunicação Socioambiental: a Companhia abre suas usinas para visitações de estudantes e pesquisadores, apresentando as operações e os programas socioambientais desenvolvidos. Em 2015, foram mais de 41,1 mil visitantes às usinas da Companhia e mais de 59,4 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:**

A área dos reservatórios das usinas hidrelétricas que a Companhia opera e seus entornos são de responsabilidade jurídica da Companhia e de suas controladas, que conta com equipes de vigilância ambiental e sócio-patrimonial e mantém acordos de cooperação com a Polícia Ambiental local para os trabalhos de fiscalização.

Além disso, a Companhia incentiva o uso múltiplo dessas áreas pelas comunidades, estabelecendo parcerias com municípios para criação de praias artificiais, áreas reservadas à pesca, motonáutica e outras formas de lazer, bem como o recurso de irrigação para agropecuária.

O item "biodiversidade regional", descrito em cada usina, apresenta quantitativamente a diversidade de espécies em cada área/região. Exceto quando especificada a fonte, os dados sobre biodiversidade foram levantados no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e no Relatório de Impacto ao Meio Ambiente (RIMA) de cada usina.

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).

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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: 14 espécies mamíferos, 302 espécies aves, 14 espécies de anfíbios, 39 espécies de peixes.

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: 13 espécies mamíferos, 303 espécies aves, 09 espécies de anfíbios, 39 espécies de peixes.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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: Parque Estadual Dom Osório Stoffel, com 64,22 Km².

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: Parque Estadual Dom Osório Stoffel, com 64,22 Km².

PCH Areia Branca

Localização: Caratinga e Ipanema (MG).
Área do reservatório: 1,36 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 112,71 ha no reservatório da Usina.
Biodiversidade regional: 17 espécies de mamíferos, 191 de aves, 16 de répteis e 20 de anfíbios.
Unidades de Conservação: não há na área diretamente afetada.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

UHE Estreito

Localização: entre os municípios de Estreito (MA), Aguiarnópolis e Palmeiras do Tocantins (TO).
Área do reservatório: 555,0 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 125,0 km².
Biodiversidade regional: duas espécies de mamíferos aquáticos, 164 de aves, 21 de répteis, 38 de anfíbios e 50 de peixes.
Unidades de Conservação: o reservatório é adjacente à Unidade de Conservação Monumento Natural das Árvores Fossilizadas, com 356,3 km².

Indicadores Ambientais Consolidados

Emissões

Gestão

A Companhia monitora constantemente suas emissões e, assim, desenvolve e aplica diversas técnicas, práticas e processos que as minimizem, tais como:

Contexto
As principais emissões atmosféricas originadas pelas usinas da Tractebel Energia, resultantes do processo de geração de energia nas termelétricas, são:
- Dióxido de Carbono (CO_2)
- Dióxido de Enxofre (SO_2)
- Óxido de Nitrogênio (NOx)
- Material Particulado (MP)

- Uso de precipitadores eletrostáticos nas unidades do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, que retêm mais de 99,0% das emissões do material particulado.
- Instalação, em 2010, de filtros de mangas e dessulfurizador na UTE Charqueadas, que reduzem as emissões de material particulado e de dióxido de enxofre (SO_2).
- Redução da formação e emissão de dióxido de enxofre por meio do controle do teor de enxofre no carvão e óleos combustíveis.
- Destinação de 100% das cinzas resultantes da combustão de carvão mineral retidas nos equipamentos para a produção de cimento.
- Destinação de 100% das cinzas resultantes da combustão de biomassa (resíduas de madeira e bagaço de cana) retidas nos equipamentos para a agricultura e silvicultura.
- Implantação de sistema (*software*) para estimativa das emissões de CO_2 em viagens aéreas junto à agência de turismo contratada para este serviço.
- Implantação de sistema de videoconferência em todas as usinas ou unidades regionais com o objetivo de reduzir o número de deslocamentos e, consequentemente, as emissões de Gases de Efeito Estufa.
- Elaboração, desde 2010, do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa de toda a Companhia conforme as diretrizes do GHG Protocol Brasileiro e asseguração das informações contidas no documento por terceira parte. O inventário de 2015 foi publicado na íntegra no site da Companhia como um anexo do Relatório de Sustentabilidade 2015.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Indicadores

Em 2015, as emissões atmosféricas de dióxido de carbono (CO_2) referente ao uso de combustíveis fósseis nas Usinas Termelétricas da Tractebel Energia totalizaram 6.091.658,38 toneladas – valor que corresponde a uma redução de 4,2% em relação a 2014, em especial, pela menor geração de energia no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

A Unidade de Cogeração Lages 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, a Usina está habilitada a gerar créditos de carbono, conforme estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, para comercialização pela Lages Bioenergética.

Uma missão do Banco Mundial esteve fazendo uma visita às instalações da UCLA, em maio de 2012, com o objetivo de verificar se o projeto vem atendendo as normas do MDL e as políticas de salva-guardas do próprio Banco, uma que são clientes dos créditos do Projeto Lages.

MDL da Unidade de Cogeração Lages

- 6 certificações até 2013, com a emissão de 1.794.133 RCE, sendo: 277.768 RCE geradas entre novembro de 2004 e maio de 2006, 274.958 RCE entre junho de 2006 e maio de 2007, 247.668 RCE entre junho de 2007 e maio de 2008, 157.914 RCE entre junho de 2008 e maio de 2009, 443.651 RCE entre junho de 2009 e maio de 2011 e 392.174 RCE entre junho de 2011 e dezembro de 2012.

- Estimativa de emissão de 745.357 RCE em 2016, as quais estão em processo de verificação (7ª certificação) e foram geradas entre janeiro de 2013 e outubro de 2014.

- Do total de RCE emitidas até o momento (1.794.133 RCE), 1.358.387 RCE foram comercializadas com diferentes organizações, 105.000 RCE foram doadas para compensação das emissões da Copa do Mundo de 2014, 5.000 RCE foram doadas para compensação das emissões da Conferência Rio+20, 35.881 RCE (equivalente a 2% do total de RCE emitidas) foram entregues compulsoriamente no momento das emissões a um fundo para atenuação dos efeitos climáticos, gerido pela ONU, e 289.865 RCE continuam em estoque disponíveis para comercialização ou compensação de emissões.

No ano de 2011, 2012 e 2013 foram aprovados, nesta ordem, os processos da 4ª, 5ª e 6ª verificação (auditoria) do projeto Lages Methane Avoidance Project, referentes, respectivamente, aos períodos de junho de 2008 a maio de 2009, de junho de 2009 a maio de 2011 e de junho de 2011 a dezembro de 2012.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 2013, foi realizada a 6ª verificação das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da Unidade de Cogeração Lages. Assim, em novembro foram emitidas 392.174 RCEs, referente ao período de 1° de junho de 2011 a 31 de dezembro de 2012, geradas por esse projeto. Ainda no ano, a Tractebel Energia elaborou o 3º Relatório de Execução do projeto, entregue ao Banco Mundial, comprovando o atendimento aos compromissos de sustentabilidade e à política de salvaguarda estabelecida pelo Banco para aquisição das RCEs geradas.

A Companhia também obteve, em 2012, registro junto à UNFCCC dos quatro projetos de MDL que compõem o Complexo Eólico Trairí, no Ceará. Assim, esses projetos estão aptos a gerar créditos de carbono respectivamente da ordem de:

- Trairí: 38.310 RCEs por ano;
- Guajiru: 50.695 RCEs por ano;
- Mundaú: 41.086 RCEs por ano; e
- Fleixeiras I: 45.876 RCEs por ano.

Consumo de Energia Direta

Gestão

O processo produtivo da Companhia consome energia elétrica gerada em parte pelo próprio empreendimento e em parte proveniente do SIN, especialmente nos períodos em que as usinas prestam suporte ao SIN. O suporte de reativo é um dos serviços suplementares prestados por alguns agentes ao SIN, denominados “Serviços Ancilares”, que visa promover a qualidade e estabilidade do sistema. Para promover esse suporte, as unidades geradoras de algumas hidrelétricas operam como compensadores síncronos em determinadas ocasiões, consumindo energia ativa e gerando simultaneamente o suporte de energia reativa requerido pelo sistema. O consumo de energia direta proveniente de combustíveis fósseis, por sua vez, se dá principalmente 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).

Além disto, conforme mencionado anteriormente, a Companhia obteve a certificação NBR ISO 50001 (Sistemas de Gestão da Energia) para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda no final de 2014. No âmbito dessa certificação, há uma meta de “Aumentar em 7,5% a eficiência energética do CTJL, reduzindo em 7,5% as emissões de CO2, até 2017, considerando o ano de 2012 como ano base.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Indicadores

Em 2015, a Tractebel Energia consumiu 187,1 GWh de energia da rede, que correspondem a 673,6 mil GJ na operação das usinas de seu parque gerador, para produzir 47.622,4 GWh, correspondentes a 171,4 milhões de GJ de energia elétrica. A tabela a seguir apresenta o total de energia consumido e produzido por tipo de usina.

Consumo e produção de energia em 2015

	Consumo de energia		Produção	
Tipo de usina	**GWh**	**GJ**	**GWh**	**GJ**
Não renováveis (fósseis)	66,4	238,9 mil	6.410,2	23,1 milhões
Renováveis	120,7	434,6 mil	41.212,2	148,4 milhões

Eficiência Energética

Em 2004 foi criado o Programa Tractebel Energia de Diagnóstico de Eficiência Energética, fruto da política de fidelização de clientes e de seu foco no desenvolvimento sustentável. O serviço é oferecido gratuitamente à sua carteira de clientes do mercado livre. En 2015, 3 diagnósticos foram realizados e, em média, 11,3% de potencial de redução no consumo de energia foi identificado. Se fossem implantadas todas as oportunidades de melhoria apontadas pelo Programa, isso representaria uma economia total na ordem de R$ 18 milhões.

O objetivo do trabalho desenvolvido pela Tractebel Energia é ajudar o cliente industrial a identificar possibilidades de redução do consumo de energia em seu processo produtivo, diminuindo custos e aumentando sua competitividade e a confiabilidade do sistema de energia. Por outro lado, a eventual energia não consumida em função da implantação de ações sugeridas pelo Diagnóstico de Eficiência Energética é vendida para outros clientes, permitindo a ampliação e a diversificação da carteira de clientes livres da Tractebel Energia.

Recentemente também foi criado pela Companhia um grupo interno para gestão de energia, cujos trabalhos estão sendo focados especialmente em melhorias na área de eficiência energética. Este grupo vem trabalhando com base nos princípios da NBR ISO 50001, e tem concentrado suas atividades inicialmente nas Usinas Termelétricas.

Água

Gestão

A maioria das unidades termelétricas da Companhia conta com sistemas de efluentes líquidos que operam em regime fechado, evitando o lançamento de poluentes nos rios e possibilitando a reutilização da água. Assim, há uma redução média estimada de 50% do consumo. As unidades que ainda não contam com sistema fechado tratam os efluentes (tratamento físico-químico de sedimentação e neutralização) antes lançá-los ao corpo receptor e dispõem de bacias de contenção nos reservatórios de combustíveis para evitar a poluição das águas decorrente de possíveis vazamentos.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 2010, foi concluída a implementação do fechamento do Sistema de Arraste de Cinzas Pesadas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, o que vem proporcionando uma redução média no consumo de água industrial da usina em aproximadamente 95%.

Contexto
Mais de 99% do consumo de água e dos efluentes líquidos gerados pela Companhia é procedente das usinas termelétricas. Nas hidrelétricas, a Tractebel monitora constantemente a qualidade da água dos reservatórios e dos rios do entorno.

Nas hidrelétricas, a Companhia mantém metas mais rigorosas do que os padrões estabelecidos pela legislação para redução da concentração de óleos e graxas nos efluentes dos poços de drenagem e treina e capacita seus profissionais acerca da coleta e análise de efluentes, com o objetivo de evitar a contaminação dos corpos d'água.

Nesse sentido, foi concluída na UHE Machadinho a substituição do sistema de lubrificação a óleo mineral das bombas e tanques de drenagem por lubrificação a água, evitando os riscos de derramamentos ou vazamentos de óleo. As UHE Passo Fundo, Machadinho, Cana Brava e Itá contam ainda com um controle dos efluentes dos poços de drenagem, por meio de um sistema que separa a água do óleo dos efluentes gerados na casa de máquinas.

A Companhia possui um sistema implantado para Utilização da Água de Drenagem das Galerias de Inspeção da Barragem, nas UHE Salto Osório, UHE Itá e UHE Machadinho, diminuindo o uso de produtos químicos no tratamento da água nestas Usinas.

Resíduos Perigosos

Gestão

A gestão de resíduos perigosos contempla o acondicionamento, o armazenamento interno temporário, o transporte e a destinação final obedecendo às regulamentações do licenciamento ambiental, às normas da ONU e os demais requisitos legais aplicáveis.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Resíduos Não Perigosos

Gestão

A Tractebel Energia se empenha para reaproveitar, reutilizar ou reciclar seus resíduos não perigosos, a fim de evitar o impacto ambiental de seu descarte e da extração de novos materiais da natureza.

As cinzas leves resultantes da queima do carvão mineral para geração de energia elétrica correspondem a aproximadamente 60,3% do volume total de resíduos destinados em 2015, e são vendidas à indústria cimenteira como insumo do cimento pozolânico, substituindo o calcário em sua composição.

As cinzas pesadas são aproveitadas como base para a pavimentação asfáltica de rodovias e como neutralizadoras da acidez do solo na recuperação de depósitos de rejeitos de carvão, devido ao seu pH alto.

Contexto

Os principais resíduos não perigosos gerados pela Tractebel são as cinzas, originadas no processo de combustão das usinas termelétricas a carvão e biomassa, além de papéis, plásticos, vidro e sucata metálica ferrosa e não ferrosa.

As cinzas são divididas em leves, que são arrastadas com os gases de combustão e retidas nos precipitadores eletrostáticos ou filtros de manga, e pesadas, que permanecem no fundo da caldeira.

Parte das cinzas pesadas provenientes da UTE Charqueadas volta à cava da mina e é aplicada na recuperação ambiental da área onde o carvão mineral foi extraído.

Indicadores

Em 2015, 96,6% do volume total de resíduos não perigosos foram reciclados, reutilizados, ou ainda reaproveitados em processos de compostagem e pavimentação de estradas.

Destinação dos Resíduos em 2015 (em toneladas)

	UHEs	PCHs	Eólicas	Biomassa	UTEs (Fósseis)	Total
Cinzas Leves (Evacuado)	-	-	-	16.732,6	1.091.507,6	1.108.240,2
Cinzas Leves (Recuperado)	-	-	-	16.732,6	1.091.507,6	1.108.240,2
% de Recuperação	**-**	**-**	**-**	**100**	**100**	**100**
Cinzas Pesadas (Evacuado)	-	-	-	100.852,0	693.461,1	794.313,1
Cinzas Pesadas (Recuperado)	-	-	-	100.852,0	693.461,1	794.313,1
% de Recuperação	**-**	**-**	**-**	**100**	**100**	**100**
Gesso (Evacuado)	-	-	-	-	20.835,2	20.835,2
Gesso (Recuperado)	-	-	-	-	20.835,2	20.835,2
% de Recuperação	**-**	**-**	**-**	**-**	**100**	**100**
Lodo de Esgoto (Evacuado)	28,9	-	-	11,7	968,1	1.008,7
Lodo de Esgoto (Recuperado)	-	-	-	-	-	-
% de Recuperação	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Outros Resíduos Não-Perigosos (Evacuado)	614,2	2,9	6,4	61,6	2.244,9	2.930,0
Outros Resíduos Não-Perigosos (Recuperado)	523,9	2,6	-	37,5	1.826,7	2.390,7
% de Recuperação	**85,3**	**89,9**	**-**	**60,9**	**81,4**	**81,6**
Outros Resíduos Perigosos (Evacuado)	188,6	1,0	17,0	2,8	268,9	478,3
Outros Resíduos Perigosos (Recuperado)	49,8	0,9	-	-	249,9	300,6
% de Recuperação	**26,4**	**92,0**	**-**	**-**	**92,9**	**62,8**

Combustíveis

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Gestão

A Companhia desenvolve continuamente pesquisas e estudos para a geração de energia por meio de fontes renováveis, a fim de minimizar o consumo de combustíveis fósseis, fonte esgotável e de maior impacto ambiental.

Contexto
A Companhia consome combustíveis derivados do petróleo (óleo diesel e combustível), carvão mineral e gás natural, para geração de energia nas usinas termelétricas, e resíduos de madeira e bagaço de cana-de-açúcar para a produção de energia das usinas de biomassa.

Além das fontes hídricas, que correspondem à maior parte do portfolio, a Companhia conta com seis parques eólicos e três 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 e UTE Ferrari). 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 2015, o consumo em combustíveis fósseis nas usinas termelétricas operadas pela Companhia foi de 20,1 mil GWh (72,3 milhões de GJ). A tabela a seguir apresenta o consumo de combustíveis em GJ nos anos de 2015 e 2014.

Consumo de combustíveis (em GJ)

Materiais	2015	2014
Carvão mineral	58.370.843	58.987.165
Óleo diesel	198.906	158.459
Óleo combustível	112.604	111.729
Gás natural	13.643.510	15.301.732
Biomassa de madeira	2.441.766	2.374.328
Biomassa de cana-de-açúcar	8.635.210	7.736.777
Total de consumo	83.402.839	84.670.190

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.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 2015, foram plantadas aproximadamente 71,6 mil mudas e outras 246,7 mil, doadas a órgãos públicos, comunidades e organizações do terceiro setor. Nos seis anos de existência do programa, cerca de 3,6 milhões de mudas já foram plantadas e doadas.

Ictiofauna

Por meio de projetos de pesquisa da ictiofauna, a Companhia busca compreender o equilíbrio dinâmico estabelecido ao longo da formação e maturidade dos lagos e, assim, adotar em cada usina o manejo específico que minimize os impactos desse processo sobre as espécies. Entre as principais iniciativas desenvolvidas, destaca-se o repovoamento dos rios por meio da reprodução em laboratório de alevinos de espécies nativas.

A Tractebel Energia, por meio do Consórcio Itá, mantém um convênio com o Ibama para repovoamento de peixes na bacia do Rio Uruguai e, em pesquisa conjunta com o Laboratório de Peixes de Água Doce (Lapad) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), reproduz alevinos de espécies ameaçadas de extinção na região, como piracanjuba, dourado, curimbatá e piava, entre outros.

No ano de 2015 foram soltos 45.000 alevinos nativos nos reservatórios da Tractebel Energia no Rio Iguaçu, dos quais 22.000 no reservatório da UHSS e 23.000 no reservatório da UHSO.

Custos e investimentos em gestão ambiental

Em 2015, a Companhia investiu R$ 69,3 milhões em melhorias para proteção ambiental, instalação de tecnologias mais limpas, pessoal, controle das emissões atmosféricas, educação e treinamento ambiental, certificação externa, serviços externos de gestão ambiental, pessoal alocado em atividades gerais de gestão ambiental e projetos de Pesquisa & Desenvolvimento.

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

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					
	2015		2014		2013	
País	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Brasil	6.512	100%	6.473	100%	5.569	100%

b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total da Companhia

Não houve receita proveniente de clientes de países estrangeiros nos exercícios de 2015, 2014 e 2013.

c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total da Companhia

Não houve receita proveniente de países estrangeiros nos exercícios de 2015, 2014 e 2013.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

A Companhia 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 - Políticas socioambientais

a) Divulgação das informações sociais e ambientais

O principal meio de divulgação de informações sociais e ambientais da Companhia é o Relatório de Sustentabilidade, o qual é publicado anualmente e está disponível no website da Companhia e consolida as informações de sustentabilidade da Tractebel Energia e suas controladas no período. Outros instrumentos são também utilizados, focados em públicos ou eventos específicos, com conteúdos mais sintetizados, a citar: Apresentações de Resultados Trimestrais, Relatórios da Administração, Programa de Visitas, informativo interno "Boas Novas", website, entre outros.

b) a metodologia seguida na elaboração dessas informações

A Companhia adota as diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI), versão G4, e tem aderido gradualmente à estrutura do Relato Integrado proposto pelo *International Integrated Reporting Council* (IIRC).

c) auditoria e revisão realizada por entidade independente

O Relatório de Sustentabilidade é verificado e assegurado de forma independente entidade independente. Em 2015, a empresa responsável pela verificação e asseguração foi a SGS ICS Certificadora Ltda.

d) página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações

O Relatório de Sustentabilidade está disponível no website da Companhia: http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/sustentabilidade/financas/relatorios-de-sustentabilidade.

7.9 - Outras informações relevantes

Em complemento ao item 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 partir de 10 de fevereiro de 2016, visando minimizar os impactos da Resolução Aneel nº 500, que estabelece procedimentos para o reembolso do custo de combustível em usinas que utilizam o carvão mineral nacional, a UTE Charqueadas teve sua capacidade nominal de geração reduzida pela metade. Assim, sua capacidade instalada passou a ser de 36,0 MW e sua capacidade comercial de 22,9 MW médios.

Adicionalmente, a Companhia mantém em seu website (www.tractebelenergia.com.br) – "Investidores" - "Governança Corporativa" - "Códigos e Políticas" os seguintes documentos:

1. Política de Direitos Humanos
2. Cartilha Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações;
3. Política de Engajamento de Stakeholders;
4. Política de Negociação e Divulgação;
5. Regulamento do Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas;
6. Regimento Interno do Comitê de Sustentabilidade;
7. Política Tractebel Energia sobre as Mudanças Climáticas;
8. Política de Investimentos e Derivativos;
9. Código de Ética;
10. Código de Ética – Versão Áudio;
11. Política Tractebel Energia de Gestão Sustentável;
12. Regimento Interno do Conselho de Administração; e
13. Código de Meio Ambiente.

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes sobre este item "7".

8.1 - Negócios extraordinários

Nos exercícios sociais encerrados em 2015, 2014 e 2013, a Companhia não adquiriu ou alienou qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal de seus negócios.

8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Nos exercícios sociais encerrados em 2015, 2014 e 2013, não houve qualquer alteração significativa na forma de condução dos negócios da Companhia.

8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor 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.

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

Não existem outras informações relevantes sobre este item "8".

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Não existem outros bens relevantes do ativo não circulante além daqueles informados nos quadros 9.1.a, 9.1.b e 9.1.c.

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

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Usina Hidrelétrica São Salvador	Brasil	TO	Paranã	Própria
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	Brasil	MT	Itiquira	Própria
Usina Hidrelétrica Passo Fundo	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Usina Termelétrica Charqueadas	Brasil	RS	Charqueadas	Própria
Usina Termelétrica Pampa Sul	Brasil	RS	Candiota	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 Trairí (Área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Fleixeiras I (Área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Mundaú (Área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Guajiru (Área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Sala Comercial	Brasil	SP	São Paulo	Alugada
Usina Hidrelétrica Salto Osório	Brasil	PR	Quedas do Iguaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Salto Santiago	Brasil	PR	Saudade do Iguaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Itá (em consórcio)	Brasil	RS	Aratiba	Própria
Parques Eólicos CLWP I, II, III, IV, V, VI, VII, XV, XVI, XVIII e XXI (área alug	Brasil	BA	Sento Sé e Umburanas	Própria
Usina Hidrelétrica Machadinho (em consórcio)	Brasil	SC	Piratuba	Própria
Usina Hidrelétrica Cana Brava	Brasil	GO	Cavalcante	Própria
Usina Termelétrica Ferrari	Brasil	SP	Pirassununga	Própria

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	UHE Salto Santiago - Tractebel Energia	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	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	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	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	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	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 São Salvador – Tractebel Energia	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	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	de 01.10.1999 a 30.09.2034	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

Denominação 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)
31/12/2015	3,410000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2015	1.041.035.519,94
31/12/2014	0,410000	0,000000	0,00			
31/12/2013	1,960000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
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

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
31/12/2015	-5,360000	0,000000	21.937.500,00	Valor contábil	31/12/2015	285.485.741,54
31/12/2014	-6,650000	0,000000	25.350.000,00			
31/12/2013	-2,020000	0,000000	21.937.500,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00	-	Controlada	Brasil	SC	Lages	Geração e comercialização de energia elétrica	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
31/12/2015	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2015	43.795.590,23
31/12/2014	-26,020000	0,000000	26.000.000,00			
31/12/2013	0,000000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.

Denominação 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)

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

Denominação 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)**		
31/12/2015	5467,710000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2015	233.844.207,48		
31/12/2014	-96,790000	0,000000	226.461.627,86					
31/12/2013	-22,480000	0,000000	0,00					
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 a geração de energias complementares	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2015	44,430000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2015	1.664.027.094,47		
31/12/2014	40,620000	0,000000	0,00					
31/12/2013	11,870000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Rentabilidade dos investimentos.								
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. (Pampa Sul)	04.739.720/0001-24	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Participação em projetos de geração. Sem atividade até o momento	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2015	2356,780000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2015	355.825.505,49		
31/12/2014	1159,710000	0,000000	0,00					
31/12/2013	372,170000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Desenvolvimento de um novo negócio.								
Usina Termoelétrica Norte Catarinense Ltda. (Norte Catarinense)	09.212.980/0001-60	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Participação em projetos de geração. Sem atividade até o momento	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2015	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2015	1.000,00		
31/12/2014	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2013	0,000000	0,000000	0,00					

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

Denominação 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)**		
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Possibilidade de desenvolvimento de um novo negócio.								

9.2 - Outras informações 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:

9.1.b.ii. 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;
- 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.

9.2 - Outras informações relevantes

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;
- 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.

9.1.b.iii. 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.

9.2 - Outras informações relevantes

Adicionalmente cabe informar que a Companhia não tem nenhuma patente, licença, franquia ou contrato de tecnologia.

Em complemento ao quadro 9.1.b, segue a relação das autorizações detidas:

Autorizações	Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (Autorizações) - Tractebel Energia	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	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	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	PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha (Autorizações) – Controlada indireta Hidropower	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	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	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	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	de 06.04.2000 a 05.04.2030	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Beberibe (Autorizações) – Controlada indireta Beberibe	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	de 02.10.2002 a 01.10.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário

9.2 - Outras informações relevantes

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Autorizações	Eólica Trairí (Autorizações) – Controlada indireta Trairí	de 29.09.2011 a 28.09.2041	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	de 27.09.2011 a 26.09.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Mundaú (Autorizações) – Controlada indireta Mundaú	de 27.09.2011 a 26.09.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Guajiru (Autorizações) – Controlada indireta Guajiru	de 29.09.2011 a 28.09.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	UTE Ferrari (Autorizações) – Controlada indireta Ferrari	de 27.07.2007 a 26.07.2042	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	UTE Pampa Sul (Autorizações) – Controlada Pampa Sul	de 31.03.2015 a 30.03.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Santa Mônica (Autorizações) – Controlada indireta Santa Mônica	de 26.01.2015 a 25.01.2045	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Ouro Verde (Autorizações) – Controlada indireta Ouro Verde	de 23.01.2015 a 22.01.2045	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Estrela (Autorizações) – Controlada indireta Estrela	de 05.02.2015 a 04.02.2045	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Cacimbas (Autorizações) – Controlada indireta Cacimbas	de 05.02.2015 a 04.02.2045	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário

9.2 - Outras informações relevantes

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Autorizações	Eólica CLWP III (Autorizações) – Controlada indireta CLWP III	de 02.07.2015 a 02.07.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica CLWP IV (Autorizações) – Controlada indireta CLWP IV	de 02.07.2015 a 02.07.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica CLWP V (Autorizações) – Controlada indireta CLWP V	de 03.08.2015 a 03.08.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica CLWP VI (Autorizações) – Controlada indireta CLWP VI	de 02.07.2015 a 02.07.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica CLWP VII (Autorizações) – Controlada indireta CLWP VII	de 02.07.2015 a 02.07.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica CLWP XXI (Autorizações) – Controlada indireta CLWP XXI	de 03.08.2015 a 03.08.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário

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.

Alteração da denominação social da controlada Épsilon Participações Ltda.

Em junho de 2015, a denominação social da Sociedade foi alterada de Épsilon Participações Ltda. para Usina Termelétrica Norte Catarinense Ltda.

A UTE Norte Catarinense é um projeto de usina movida a gás natural (GNL) com capacidade de 600MW a ser instalada na cidade de Garuva, próximo ao Porto de Itapoá. O projeto encontra-se em fase de estudos quanto à sua implementação.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2015

O ano de 2015 foi marcado pelo agravamento da crise econômica no País. O Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), responsável pelo cálculo oficial do Produto Interno Bruto (PIB), apurou retração desse índice de 3,8%. A inflação, conforme o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), acumulada no ano foi de 10,7%, 4,2 pontos percentuais acima do teto da meta inflacionária fixada pelo Banco Central, de 6,5%. Adicionalmente, o real foi substancialmente desvalorizado em relação ao dólar: a moeda americana foi cotada em R$ 3,92 ao final de 2015, representando alta de 47,5% em relação ao fechamento de 2014.

Como nos últimos anos, em 2015 o setor elétrico nacional sofreu influência da baixa hidrologia. O potencial hidrológico do país é indiscutível: em 2015, as usinas hidrelétricas representaram 65% da capacidade instalada. Associados a esse potencial estão o baixo custo de geração, além do nível reduzido de emissões atmosféricas da geração hidrelétrica quando comparada à geração térmica convencional. Entretanto, eventos climáticos extremos, frequentes nos últimos anos, apontam para a necessidade de ajustes no planejamento e na operação do setor elétrico brasileiro. A alteração que se observa no regime de chuvas demonstra que não é possível manter apenas a fonte hidráulica na base do sistema. Em 2015, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia elétrica registrou queda de 2,5%, haja vista a redução da atividade econômica no País. Desta forma, os impactos negativos resultantes dos eventos climáticos foram reduzidos pela diminuição do consumo de energia elétrica.

A Tractebel Energia, no ano de 2015, obteve lucro líquido de R$ 1.501 milhões, valor 8,5% ou R$ 118 milhões superior ao exercício de 2014. O EBITDA alcançado pela Companhia foi de R$ 3.115 milhões, um aumento de 7,6% ou R$ 220 milhões se comparado ao ano de 2014. Esses resultados se devem, sobretudo, à estratégia adequada de redução da exposição aos altos preços do mercado de curto prazo no início do ano, de alocação mensal da energia contratada e de manutenção do parque gerador. O alcance desses números em um cenário de retração da economia e eventos climáticos adversos demonstra a resiliência da Companhia e a confiança que o mercado lhe confere.

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

- Geração de lucro crescente – No ano de 2015, a Companhia apresentou crescimento consistente de seus resultados, mesmo diante do cenário de crise econômica. O lucro líquido consolidado do exercício de 2015 foi de R$ 1.501 milhões.
- Forte geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado, cujo conceito é lucro líquido mais imposto de renda e contribuição social, despesas financeiras líquidas e depreciação e amortização, no ano de 2015 alcançou R$ 3.115 milhões. A margem EBTIDA atingiu 47,8%.
- Manutenção do baixo nível de endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2015 foi de 1,2 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,4 vezes. Em 31.12.2015, a dívida denominada em moeda estrangeira - 34% do total, estava integralmente protegida contra a variação cambial por operações de *swap*.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Classificação de risco (rating) – Em dezembro de 2015, a Fitch Ratings rebaixou o Rating Internacional em moeda estrangeira da Companhia de "BBB" para "BBB-", com perspectiva negativa, ato contínuo ao rebaixamento do rating soberano do Brasil. Não houve alteração no Rating Nacional de Longo Prazo, que permanece "AAA(bra)", com perspectiva estável. Em 17.02.2016, a Standard & Poor's rebaixou o rating de crédito corporativo de longo prazo, atribuído na Escala Nacional Brasil à Companhia, de "brAAA" para "brAA", o qual havia sido reafirmado em dezembro de 2015, em função do rebaixamento do rating soberano do País para "brAA-". Cabe ressaltar que apesar do rebaixamento do rating pela S&P, a companhia manteve seu rating um grau acima do rating soberano em moeda local. Ao mesmo tempo, essa agência reafirmou o rating de curto prazo "brA1". Posteriormente, a pedido da Companhia, os ratings foram retirados da agência Standard &Poor's.
- Reduzido nível de inadimplência – Resultado do rigoroso processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.
- Crescimento sustentado – Ao fim de 2015, a Companhia possuía capacidade instalada de 7.044,3 MW e operava um parque gerador de 8.765,0 MW, mantendo-se, desta forma, como a maior geradora privada de energia do Brasil. A capacidade instalada alcançada ao fim de 2015 representa um aumento de 17,1 MW em relação ao ano anterior. Tal crescimento se deu com a finalização das obras de expansão da Usina Termelétrica Ferrari, iniciadas em 2014, e a inclusão do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Eólico de Tubarão, os quais agregaram, respectivamente, 15,0 MW e 2,1 MW ao parque gerador da Companhia. A Tractebel Energia permanece atenta, diretamente ou por meio de sua controladora ENGIE, a oportunidades de expansão em todo o Brasil, desde que atendam aos requisitos de viabilidade econômica e de conformidade com o conceito de sustentabilidade.
- Implantação de novas usinas – Em janeiro de 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) emitiu as resoluções autorizativas de implantação e exploração das Usinas do Complexo Eólico Santa Mônica. O prazo das autorizações é de 30 anos a contar da data da publicação das referidas resoluções. O Complexo Eólico Santa Mônica acrescentará 97,2 MW a capacidade instalada da Companhia e sua entrada em operação está prevista para iniciar no segundo semestre de 2016. Em junho e outubro de 2015, a Companhia adquiriu os direitos de desenvolvimento das fases II e III-A do Complexo Eólico Santo Agostinho, compostas por 11 Sociedades de Propósito Específico (SPE) que acrescentarão à capacidade instalada da Companhia, aproximadamente, 250 MW. Ainda em junho de 2015, o Ibama emitiu Licença de Instalação para a Usina Termelétrica Pampa Sul, a qual terá capacidade instalada de 340 MW. Este projeto foi aprovado como empreendimento prioritário para geração de energia pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e fornecerá energia elétrica para o mercado por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), contribuindo para a estabilidade do sistema energético.
- Comercialização de energia em leilão promovido pela Aneel – A Companhia comercializou, em agosto de 2015, por meio do Complexo Eólico Santa Mônica, 46,0 MW médios no Leilão de Geração promovido pela Aneel, a preço médio de venda de R$ 188,45/MWh, pelo prazo de 20 anos. A energia negociada no leilão terá início de suprimento em 01.01.2018.
- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia – No ano de 2015 os dividendos propostos corresponderam a 55% do lucro líquido distribuível da Companhia.
- Permanência da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA – A Companhia participa desse índice desde a sua primeira edição em 2005.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Valorização da cotação das ações da Companhia – As ações da Companhia apresentaram no ano de 2015 valorização de 2,3%, enquanto o índice do setor elétrico (IEE) e o Ibovespa retraíram, nesse mesmo período, 8,7% e 13,3%, respectivamente, reflexo das incertezas políticas e econômicas vivenciadas pelo Brasil.

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2014

Em 2014, ano marcado por uma severa estiagem, a Tractebel Energia manteve sua trajetória de resultados consistentes. Seu EBITDA e lucro líquido foram de R$ 2.895 milhões e R$ 1.383 milhões, respectivamente, um pouco inferiores aos alcançados em 2013, que foram de R$ 3.043 e R$ 1.437, respectivamente, a despeito da considerável elevação dos custos nas transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para repor a energia elétrica que não foi possível gerar. O crescimento destes custos decorreu, substancialmente, da maior exposição da Companhia na CCEE em razão, principalmente, dos efeitos do maior fator de ajuste da garantia física, o GSF (Generation Scaling Factor), que ocorre quando a geração das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é inferior à energia assegurada das usinas. Esta exposição foi agravada pelo aumento substancial do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que passou do valor médio de R$ 258,19 em 2013 para R$ 675,81 em 2014.

A diversidade de suas fontes, aliada à gestão coordenada do planejamento e controle da oferta, do portfólio de contratos e da manutenção das usinas, permitiu à Companhia melhor enfrentar os desafios decorrentes da escassez de chuvas, confirmando a resiliência apontada pelo mercado como um dos seus principais diferenciais. Também contribuíram para o resultado esforços bem-sucedidos nas áreas tributária, regulatória e legal, que propiciaram ganhos não recorrentes, sem os quais o EBITDA e o lucro líquido teriam sido 13,0% e 17,7% menores que os de 2013.

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

- Geração de elevadas margens de lucro – O lucro líquido do exercício de 2014 atingiu R$ 1.383 milhões. Os efeitos dos eventos acima mencionados afetaram negativamente o lucro do exercício.
- Consistente geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado alcançou R$ 2.895 milhões no ano de 2014, 4,9% inferior ao de 2013. A margem EBITDA ficou em 44,7%.
- Baixo nível de endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2014 foi de 1,4 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,8 vezes. Do total da dívida no final do exercício de 2014, 29,9% estava denominada em moeda estrangeira, a qual estava integralmente protegida por operações de *swap* contra a variação cambial.
- Manutenção da classificação de risco (rating) – Fitch Ratings: (i) Internacional - "BBB", e (ii) Nacional de Longo Prazo e da Segunda Emissão de Debêntures - "AAA(bra)"; Standard & Poor's: (i) Crédito corporativo de longo prazo, na escala nacional Brasil – "brAAA", e (ii) Crédito corporativo de curto prazo – "brA-1".
- Reduzido nível de inadimplência – Essa condição é resultado do rígido processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Crescimento sustentado – A expansão total da capacidade instalada da Companhia no ano foi de 128,5 MW, por meio da aquisição parque gerador da Usina Termelétrica Ferrari, localizada em São Paulo, de 65,5 MW, e da entrada em operação das centrais eólicas Fleixeiras I e Mundaú, no Ceará – ambas de 30,0 MW e pertencentes ao Complexo Eólico Trairi – e da Usina Eólica Solar Cidade Azul, de 3,0 MW de pico, em Santa Catarina.
- Comercialização de energia em leilão promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) – A Companhia foi vitoriosa no leilão de energia nova para entrega a partir de 2019, promovido pela Aneel, em novembro de 2014, quando foram comercializados 386,9 MW médios de energia de três plantas: o Complexo Eólico Campo Largo (82,6 MW médios), a termelétrica a carvão Pampa Sul (294,5 MW médios) e a termelétrica a biomassa Ferrari (9,8 MW médios).
- Contratos de construção de usinas – Em 2014, a Companhia firmou contratos de construção das usinas pertencentes ao Complexo Eólico Santa Mônica, Usina Termelétrica Pampa Sul e Complexo Eólico Campo Largo.
- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia – No ano de 2014 os dividendos propostos corresponderam a 55% do lucro líquido distribuível da Companhia.
- Manutenção da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA – Este é o décimo ano consecutivo que as ações da Companhia participam deste índice.
- Desvalorização da cotação das ações da Companhia – Ao longo do ano, as ações da Tractebel Energia registraram desvalorização de 1,3%, em relação a 2013, refletindo as incertezas do cenário macroeconômico e do setor elétrico, enquanto as ações que compõem o Ibovespa recuaram 2,9%.

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2013

No exercício de 2013, a Companhia – assim como as demais empresas do setor elétrico – foi afetada pelas decisões do Governo Federal relacionadas à forte estiagem que se prolongou desde o final de 2012. Entre elas estão a redistribuição do ônus da geração termelétrica adicional e a implantação de medidas complementares, no decorrer de 2013, que vieram em sentido oposto ao do planejamento das empresas. Estas medidas contribuíram de forma negativa para os resultados nas transações no mercado de curto prazo, inclusive na CCEE, cuja variação entre os anos de 2013 e 2012 foi uma despesa líquida adicional de R$ 316 milhões. Por outro lado, a Companhia apresentou um crescimento de 8,3% na sua receita líquida de venda para distribuidoras, clientes livres e comercializadoras. Diante desse cenário, o EBITDA da Companhia em 2013 foi ligeiramente inferior ao de 2012.

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

- Geração de lucros consistentes – O lucro líquido acumulado em 2013 atingiu 1.437 milhões. Os efeitos decorrentes das transações de curto prazo acima mencionadas bem como do *impairment* constituído, no valor de R$ 67 milhões, afetaram negativamente o lucro do exercício de 2013.
- Sólida geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado alcançou R$ 3.043 milhões no ano de 2013, 1,9% inferior ao de 2012. A margem EBITDA ficou em 54,6%.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Baixo endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2013 foi de 1,1 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,7 vezes. Em 2013 a Companhia reduziu a sua dívida em moeda estrangeira com a quitação antecipada da dívida com o Tesouro Nacional no valor líquido de R$ 65 milhões, reduzindo a sua exposição cambial e gerando um ganho financeiro de quase R$ 50 milhões.
- Manutenção da classificação de risco (rating) – Fitch Ratings: (i) Internacional - "BBB", e (ii) Nacional de Longo Prazo e da Segunda Emissão de Debêntures - "AAA(bra)"; Standard & Poor's: (i) Crédito corporativo de longo prazo, na escala nacional Brasil – "brAAA", e (ii) Crédito corporativo de curto prazo – "brA-1".
- Reduzido nível de inadimplência – Essa condição é resultado do austero processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.
- Crescimento sustentado – No primeiro trimestre de 2013, entrou em operação comercial a oitava e última unidade geradora da Usina Hidrelétrica Estreito e, no quarto trimestre do mesmo ano, entraram em operação dois dos quatro parques eólicos em implantação do Projeto Trairí: a Central Eólica Guajiru e a Central Eólica Trairí. Ainda em 2013, a Companhia adquiriu projetos eólicos na Bahia, que permitirão o desenvolvimento de uma potência instalada de aproximadamente 206 MW.
- Recorde de geração – Em 2013 a produção total de energia atingiu 45.344 GWh, representando um aumento de 25,3% em relação ao ano anterior. Essa produção representou seu novo recorde anual de geração e foi possível ser atingido pela melhora na hidrologia em relação a 2012 e ao maior despacho de energia termelétrica. Contribuiu também para o atingimento dessa marca, a totalidade da capacidade instalada da Usina Hidrelétrica (UHE) Estreito e o início da operação comercial dos Parques Eólicos Trairí e Guajiru.
- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia – No ano de 2013 os dividendos propostos corresponderam novamente a 100% do lucro líquido distribuível Companhia, com redução da dívida líquida da Companhia.
- Manutenção da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA – A Companhia participa desse índice desde a sua primeira edição em 2005.
- Valorização da cotação das ações da Companhia – Ao longo do ano, as ações da Tractebel Energia registraram valorização de 15,5%, em relação a 2012, sem contar a distribuição de proventos, com yield superior a 6%, enquanto as ações que compõe o índice do setor elétrico recuaram 8,8% e o Ibovespa 15,5%.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

b. 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 sua estratégia de crescimento nos próximos anos.

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

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

Valores em R$ milhões	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
Endividamento bruto[1]	3.759	3.989	3.495
(-) Caixa e equivalente de caixa e depósitos vinculados	2.544	1.751	1.346
Endividamento líquido	1.215	2.238	2.149
Endividamento de longo prazo (% do total do endividamento)	67,4%	89,3%	81,0%
Patrimônio líquido	6.642	5.655	5.365
Grau de alavancagem[2]	15,5%	28,4%	28,6%
Composição da estrutura de capital:			
- Capital próprio (patrimônio líquido / passivo total)	43,4%	41,5%	42,5%
- Capital de terceiros (passivo circulante e não circulante / passivo total)	56,6%	58,5%	57,5%

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

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A Companhia, considerando o seu perfil do endividamento e a sua posição de liquidez, em situações normais de mercado, possui plenas 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 condições normais de mercado, a sólida geração de caixa confere à Companhia margem de conforto para honrar todas as obrigações de longo prazo existentes.

No quadro abaixo estão listados os principais indicadores de capacidade de pagamento da dívida utilizados pela Companhia.

Valores em R$ milhões	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
EBITDA	3.115	2.895	3.043
Despesa financeira bruta	752	553	568
Despesa financeira líquida	471	346	385
Endividamento bruto	3.759	3.989	3.495
Endividamento líquido	1.215	2.238	2.149
Endividamento líquido / EBITDA	0,4	0,8	0,7
Endividamento total / EBITDA	1,2	1,4	1,1
EBITDA / Despesa financeira bruta	4,1	5,2	5,4

Nos últimos três exercícios sociais a Companhia honrou suas obrigações assumidas com terceiros, tais como fornecedores, dividendos, dívidas, concessões a pagar, entre outros.

[1] Contempla os empréstimos, os financiamentos e as debêntures, considerando os efeitos dos *hedges*.

[2] Endividamento líquido / (Endividamento líquido + Patrimônio líquido)

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A classificação de risco (rating) da Companhia em 31.12.2015 era feita por duas agências de rating, a Fitch Ratings e a Standard & Poor's.

Em dezembro de 2015, a Fitch Ratings rebaixou o Rating Internacional de diversas empresas brasileiras, incluindo o da Companhia, o qual passou de "BBB" para "BBB-", com perspectiva negativa. Esse evento ocorreu como ato contínuo ao rebaixamento do rating soberano do Brasil, tendo sido explicado como reflexo da recessão econômica, da continuidade dos desdobramentos fiscais adversos e da crescente incerteza política, que poderá minar ainda mais a capacidade de o governo implementar medidas fiscais para estabilizar a crescente carga da dívida. A perspectiva negativa destaca a continuidade das incertezas e os riscos negativos relativos aos desdobramentos econômico, fiscal e político. Ainda foi mencionado na revisão que o cenário doméstico em deterioração vem aumentando os desafios enfrentados pelas autoridades para determinar medidas políticas corretivas oportunas, de forma a sustentar a confiança e melhorar as perspectivas de crescimento, de consolidação fiscal e de estabilização da dívida do país. O Rating Nacional de Longo Prazo de "AAA (bra)" foi mantido pela agência.

Em fevereiro de 2016, a Standard & Poor's rebaixou o rating de crédito corporativo de longo prazo, atribuído na Escala Nacional Brasil, de "brAAA" para "brAA", o qual havia sido reafirmado em dezembro de 2015, haja vista o rebaixamento do rating soberano do País para "brAA-". Adicionalmente, o rating de curto prazo "brA1" foi reafirmado nas revisões efetuadas em dezembro de 2015 e fevereiro de 2016. É válido salientar que o relatório feito por essa agência em dezembro de 2015 destacava o bom desempenho operacional e os resultados financeiros saudáveis da Companhia, apesar do terceiro ano consecutiva de situação hidrológica desfavorável. Após o rebaixamento em fevereiro de 2016, os ratings dessa agência foram retirados, a pedido da Tractebel Energia.

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

A Companhia utiliza linhas de crédito em instituições financeiras de primeira linha, inclusive estrangeiras, com a finalidade de suprir uma eventual necessidade de caixa de curto e médio prazo.

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

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

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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 previstas (capital de giro, financiamento de longo prazo e fiança bancária) perante instituições financeiras de primeira linha no montante global de aproximadamente R$ 5,8 bilhões.

Em caso de necessidade de financiamento para capital de giro, a Companhia pretende utilizar linhas de crédito disponíveis no mercado junto a instituições financeiras de primeira linha. Para fins de financiamento de ativos não-circulantes, a Companhia pretende utilizar prioritariamente recursos de financiamentos de longo prazo diretamente junto ao BNDES ou por meio de Bancos Repassadores.

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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 das dívidas contratadas

		Condições de pagamento		Valores em R$ milhões		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**31.12.2015**	**31.12.2014**	**31.12.2013**
Controladora:						
Moeda nacional						
Bank of America Merril Lynch	98% do CDI	07.2014	Principal: a partir de 07.2013 Trimestrais	-	-	292
Nordic Investment Bank	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: Mensais Juros: Trimestrais	172	161	151
BNDES – Modernização	TJLP + 2,26% a.a. (a)	07.2020	Principal: Mensais, após 08.2016 Juros: Trimestrais até 08.2016 e posteriormente mensais	191	127	-
BNDES – Usina São Salvador	TJLP + 2,7% a.a. (a)	10.2023	Mensais	126	142	158
Repasse BNDES (Bancos) (b)	TJLP + 3,25% a.a. (a)	10.2023	Mensais	255	286	319
Repasse Finame (Bancos)	2,91% a.a.	01.2023	Mensais	21	17	13
Moeda estrangeira (euro)						
BNP Paribas (*Floating Rate Notes*)	*Euribor* + 2,75% a.a.	11.2015	Anuais	-	-	129
Moeda estrangeira (dólar)						
HSBC USA I	1,3882% a.a. com swap para 99,9% do CDI	08.2015	Principal: 08.2015 Juros: trimestrais	-	238	211
HSBC USA II	1,4294% a.a. com swap para 97% do CDI	03.2016	Principal: 03.2016 Juros: trimestrais	387	263	-
HSBC USA III	1,7871% a.a. com swap para 99% do CDI	10.2016	Principal: 10.2016 Juros: trimestrais	307	211	-
HSBC USA IV	1,8104% a.a. com swap para 98,6% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	191	132	-
HSBC USA V	1,8471% a.a. com swap para 97% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	38	-	-
Mizuho Bank	1,7260% a.a. com swap para 96,02% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	341	235	-
Bank of Tokyo	114,2857% Libor + 0,5486% a.a. com swap para 98% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	188	131	-

Continua na próxima página

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

		Condições de pagamento		Valores em R$ milhões		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**31.12.2015**	**31.12.2014**	**31.12.2013**
Controladas:						
Hidropower - Banco do Brasil	8,08% a.a.	10.2017	Mensais	7	11	15
Companhia Energética Estreito						
BNDES – Crédito Social	TJLP	06.2018	Mensais	14	18	22
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. (a)	09.2029	Mensais	736	785	839
Repasse BNDES (Bancos) (b)	TJLP + 2,95% a.a. (a)	09.2029	Mensais	499	534	570
Ibitiúva						
BNDES (Subcrédito B)	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	17	21	26
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a. (a)	01.2021	Mensais	19	22	25
Ferrari						
BNDES	TJLP + 1,91% a.a. (a)	06.2021	Mensais	23	27	-
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a. (a)	07.2032	Principal: Mensais após 08.2016 Juros: Trimestrais até 07.2016 e posteriormente mensais	44	-	-
Repasse BNDES (Bancos) (b)	TJLP + 3,40% a.a. (a)	06.2021	Mensais	10	12	-
Beberibe - BNDES	TJLP + 3,5% a.a. (a)	12.2023	Mensais	74	80	86
Pedra do Sal - BNDES	TJLP + 1,92% a.a. (a)	12.2023	Mensais	50	54	58
Areia Branca – BNDES	TJLP + 2,5% a.a. (a)	06.2024	Mensais	41	45	50
Projeto Trairí (c) – BNDES	TJLP + 2,51% a.a. (a)	07.2029	Mensais	315	337	359

(a) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.

(b) Os Bancos são os seguintes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.

(c) Financiamento do Projeto Trairí, composto pelas seguintes empresas: Trairí, Mundaú, Guajiru e Fleixeiras I.

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

Os saldos em 31.12.2015, 31.12.2014 e 31.12.2013 dos contratos abaixo listados se encontram na tabela do item f(i) anteriormente apresentada.

Tractebel Energia

- Bank of America Merrill Lynch

Em julho de 2014, a Companhia liquidou o empréstimo contratado junto ao Bank of America Merril Lynch. O valor original do empréstimo era de US$ 274 milhões de dólares norte americano, equivalente a R$ 430 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

- Nordic Investment Bank

Em janeiro de 2013, a Companhia assinou contrato de empréstimo junto ao Nordic Investment Bank (NIB), no montante de R$ 143 milhões, correspondentes a US$ 70 milhões. O recebimento ocorreu no dia 22.01.2013, no valor de R$ 142 milhões, líquido dos custos de captação de R$ 1 milhão. O prazo de amortização é de 10 anos, a partir de outubro de 2015, e os encargos financeiros sobre o empréstimo são IPCA + 3,55% ao ano.

- BNDES – Modernização

Em setembro de 2014, a Companhia assinou contrato com o BNDES, no valor de R$ 318 milhões, para financiamento da modernização das usinas Salto Santiago, Passo Fundo e Jorge Lacerda A. Em 31.12.2015, haviam sido liberados R$ 231 milhões. Do total do financiamento, R$ 273 milhões terão juros equivalentes a TJLP + 2,26% e amortizações mensais de agosto de 2016 a julho de 2020; R$ 43 milhões pagarão juros fixos de 6% a.a. e amortizações mensais entre agosto de 2016 e julho de 2024; e R$ 2 milhões terão juros correspondentes a TJLP e amortizações mensais de agosto de 2016 a julho de 2020.

- BNDES – Usina São Salvador e Repasse BNDES (Bancos)

Em março de 2007, a Companhia Energética São Salvador (“CESS”) contratou com o BNDES e Bancos Repassadores do BNDES – Itaú Unibanco, Bradesco, Santander e Votorantim – financiamento no valor inicial de R$ 570 milhões, para a construção da Usina Hidrelétrica São Salvador.

- BNP Paribas (*Floating Rate Notes*)

Em novembro de 1999, a Companhia emitiu 40 milhões de Euros em *Floating Rate 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. Essa dívida foi renegociada na data do seu vencimento original, passando a ter prazo de oito anos, com vencimento em novembro de 2015, e remuneração pela taxa *Euribor,* acrescida de *spread* de 2,75% a.a. sobre o saldo devedor do principal, a serem pagos anualmente. Em novembro de 2014, a Companhia liquidou antecipadamente a totalidade da dívida, no valor equivalente a R$ 130 milhões, representando seu valor de mercado.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Empréstimos tomados em moeda estrangeira

A Companhia contratou, durante os anos de 2013, 2014 e 2015, empréstimos em moeda estrangeira com os bancos HSBC USA, Mizuho Bank e Bank of Tokyo.

Desta forma, para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra as oscilações do dólar norte americano, a Companhia contratou operações de *swap* para a totalidade dos empréstimos contratados em moeda estrangeira, com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira. Com isso, será mantida uma posição ativa correspondente à variação do dólar mais juros e uma posição passiva equivalente a variação do CDI. O vencimento do principal e a amortização dos juros dos empréstimos e dos *swaps* ocorrerão exatamente nas mesmas datas. É válido destacar que a Política de Investimentos e Derivativos da Companhia estabelece que a utilização de instrumentos financeiros derivativos fica restrita à proteção de riscos (*hedge*) e deve ser mantida correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos.

As principais condições dos empréstimos e das operações de *swap* são as seguintes:

		Valor		Empréstimo e posição ativa do *swap*	Posição passiva do *swap*	
Bancos	Mês/Ano	US$ milhões	R$ milhões	Δ US$ + Juros (a.a.)	Δ do CDI	Vencimento
HSBC USA I	08.2013	90	207	1,3882 %	99,9% do CDI	08.2015
HSBC USA II	03.2014	100	231	1,4294 %	97,0% do CDI	03.2016
HSBC USA III	10.2014	80	200	1,7871 %	99,0% do CDI	10.2016
HSBC USA IV	12.2014	50	128	1,8104%.	98,6% do CDI	12.2016
HSBC USA V	01.2016	10	27	1,8471%.	97,0% do CDI	12.2016
Mizuho Bank	12.2014	90	234	1,7260 %	96,02% do CDI	12.2016
Bank of Tokyo	12.2014	50	131	114,2857% da Libor + 0,5486%	98,0% do CDI	12.2016
		470	**1.158**			

Em função das características destes instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo para o registro dos mesmos. Assim, tanto o instrumento de *hedge* (*swap*) quanto o empréstimo objeto do *hedge* são mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo integralmente a Companhia das oscilações do dólar norte americano e da taxa de juros.

Controladas consolidadas na Tractebel Energia

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

- Companhia Energética Estreito (CEE)

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

- Projeto Trairí

Em maio de 2012, as controladas indiretas Mundaú, Guajiru, Fleixeiras I e Trairí assinaram financiamento junto ao BNDES destinado à implantação de seus parques eólicos do Complexo Trairí, no estado do Ceará. O montante total financiado foi de R$ 358 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Garantias dos empréstimos e financiamentos

A Companhia mantém garantia para os empréstimos e financiamentos a seguir descritos. Para os demais empréstimos não há garantias concedidas pela Companhia.

- Bank of America Merrill Lynch

A garantia do empréstimo era uma Nota Promissória no valor de US$ 274 milhões em favor do Bank of America N.A. Conforme já mencionado a Companhia liquidou o empréstimo em julho de 2014.

- BNDES – Modernização

As garantias dadas para o contrato firmado com o BNDES para a modernização das usinas Salto Santiago, Passo Fundo e Jorge Lacerda A são cessão fiduciária das receitas provenientes de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

- BNDES e Repasse BNDES (Bancos) – financiamento oriundo da Usina Hidrelétrica São Salvador, incorporado pela Tractebel Energia

Devido à incorporação, as garantias do respectivo financiamento foram substituídas por fiança bancária para a parcela do BNDES e para os bancos repassadores será mantida apenas a conta centralizadora de recebíveis.

- BNDES e Repasse BNDES (Bancos) – Empreendimentos hidrelétricos

Os financiamentos de empreendimentos hidrelétricos têm as seguintes garantias: (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 em montante equivalente a três meses do serviço da dívida ou fiança bancária; (d) conta reserva em valor correspondente a três meses das despesas contratuais de operação e manutenção, aplicável às usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades; e (e) caução da totalidade das ações.

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

- BNDES – Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Biomassa e eólicos

As garantias dos projetos eólicos são as que seguem: (a) alienação fiduciária de bens e equipamentos; (b) totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (c) recebíveis e conta reserva; e (d) fiança corporativa da Tractebel Energia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

São representadas pelas debêntures emitidas pela Companhia. Em 31.12.2015, 31.12.2014 e 31.12.2013 a Companhia possuía as seguintes emissões vigentes:

			Condições de Pagamento				
	Quantidade	Remuneração	Juros/variação monetária	Principal	Dez/15	Dez/14	Dez/13
2ª Emissão série única	35.000	IPCA + 7% a.a.	Anualmente em maio	3 parcelas em 05.2012/13/14	-	-	174
5ª Emissão série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Anualmente em dezembro	3 parcelas em 12.2022/23/24	181	163	-

Informações adicionais sobre as debêntures

- Pagamento da terceira parcela das debêntures da 2ª emissão

Em maio de 2014, foi realizado o pagamento da terceira e última parcela da 2ª emissão de debêntures no valor de R$ 185 milhões.

- Quinta emissão de debêntures

Em dezembro de 2014, a Companhia emitiu 165.000 debêntures simples, não conversíveis em ações da emissora, de série única, da espécie quirografária, com valor nominal de R$ 1, perfazendo na data de emissão, o montante total de R$ 165 milhões. Estas debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,3% a.a., incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado. O pagamento dessa remuneração é anual, tendo ocorrido o primeiro em 15.12.2015. O principal será amortizado em 3 parcelas anuais, nas datas de 15.12.2022, 15.12.2023 e 15.12.2024.

A liquidação da oferta pública das debêntures ocorreu no dia 23.12.2014 e os recursos obtidos destinam-se a modernização das usinas Salto Santiago e Passo Fundo.

Os custos das transações incorridos na captação de recursos através dessa emissão foram de R$ 3 milhões, os quais foram contabilizados como redução do valor justo inicialmente reconhecido. Dessa forma a taxa de juros efetiva das debêntures para fins de apropriação da despesa de juros contábil será de 6,4% a.a.

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(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, bem como se a Companhia vem cumprindo essas restrições

a) Empréstimos e financiamentos

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

Dívida	***Covenants***
Controladora:	
Bank of America Merrill Lynch	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 3,5
Nordic Investment Bank	Controladora: Dívida total/EBITDA ≤ 3,5 Consolidado: Dívida Total/EBITDA ≤ 4,5 Controladora e Consolidado: EBITDA/despesas financeiras ≥ 2,0
BNDES - Modernização	Dívida líquida/EBITDA ≤ 3,5
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) – Usina São Salvador	Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 4,5
HSBC USA, Mizuho Bank e Bank of Tokyo	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 4,5
Controladas:	
BNDES e Bancos (Repasse BNDES)	Índice de cobertura do serviço da dívida3 ≥ 1,2 ou 1,3, dependendo da controlada
BNDES Ampliação - Ferrari	Dívida líquida/EBITDA ≤ 3,5
BNDES - Ibitiúva	Índice de endividamento geral ≤ 0,80 Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3

A Tractebel Energia, na condição de controladora e garantidora do financiamento da CEE com o BNDES, precisa cumprir o seguinte índice financeiro: Dívida consolidada/EBITDA ≤ 3,5.

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.

[3] Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

b) Debêntures

Dívida	*Covenants*
2ª Emissão – série única	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 3,5
5ª Emissão – série única	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 4,5

Adicionalmente aos compromissos financeiros descritos na tabela, nos termos das escrituras de emissão das debêntures, a Companhia deve obedecer às restrições descritas a seguir, sob pena de vencimento antecipado das dívidas representadas pelas debêntures: (i) inadimplemento por prazo superior a dois dias úteis de pagamentos definidos na escritura de emissão das debêntures; (ii) descumprimento por prazo superior a cinco dias úteis após o recebimento de comunicação remetida pelo Agente Fiduciário de qualquer obrigação não pecuniária definida na escritura de emissão das debêntures; (iii) não pagamento de quaisquer obrigações que, individual ou em conjunto, sejam iguais ou superiores a R$ 100 milhões; (iv) vencimento antecipado de qualquer dívida cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R$ 100 milhões; (v) protesto de títulos de responsabilidade da Companhia ou qualquer de suas controladas; (vi) liquidação, dissolução, extinção ou qualquer forma de reorganização societária das controladas da Companhia e da própria Companhia, exceto se a(s) sociedade(s) sucessória(s) forem, também, controladas, direta ou indiretamente, por empresa do grupo econômico no qual a Companhia está inserida; (vii) pedido de recuperação judicial, extrajudicial, autofalência ou qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência da Companhia ou de suas controladas; (viii) requerimento ou decretação de falência da Companhia ou de suas controladas, exceto se tal requerimento for contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (ix) cisão, fusão, incorporação ou qualquer tipo de reorganização societária da Companhia, exceto se: (ix.i) a alteração for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas; (ix.ii) for garantido o direito de resgate aos debenturistas que não concordarem com a reorganização; ou (ix.iii) a sociedade sucessora for controlada, direta ou indiretamente, por empresa do mesmo grupo econômico da Companhia; (x) alteração no controle acionário direto ou indireto da Companhia; (xi) 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; (xii) intervenção ou perda da concessão/autorização que represente mais de 25% de sua capacidade instalada, e que comprovadamente afete a capacidade econômico financeira da Companhia; (xiii) transformação do tipo societário da Companhia; (xiv) redução do capital social da Companhia, exceto se aprovado em Assembleia Geral de Debenturistas; (xv) 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; (xvi) cessão, promessa de cessão ou qualquer forma de transferência ou promessa de transferência a terceiros dos direitos e das obrigações assumidas com a emissão das debêntures, sem que haja a prévia autorização dos debenturistas; (xvii) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorização, concessões, subvenções, alvarás ou licenças necessárias para o exercício das atividades da Companhia que implique na interrupção ou suspensão de 25% da capacidade de geração da Companhia e cause um efeito significativo na capacidade da Companhia cumprir com as obrigações advindas da Escritura de emissão das debêntures; (xviii) não cumprimento de qualquer decisão

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

judicial, administrativa ou sentença judicial, transitada em julgado e que não caiba recurso ou sentença arbitral não sujeita a recurso, em valor individual ou agregado igual ou superior a R$ 100 milhões; (xix) não manutenção de classificação de risco corporativo igual ou superior a AA, em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; e (xx) utilização dos recursos provenientes da emissão das debêntures conforme descrito na Escritura de emissão da mesma.

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

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

A Companhia mantém junto ao BNDES financiamento para a Modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo, no valor de R$ 275 milhões. O projeto de modernização das usinas citadas encontra-se em execução e até o momento foram sacados R$ 188 milhões (68,3%). O saldo a sacar é de R$ 87 milhões e a previsão da Companhia é que tais recursos sejam liberados até outubro de 2017.

A controlada CEE contratou com o BNDES um financiamento suplementar para a construção da UHE Estreito, no valor de R$ 309 milhões, dos quais R$ 1 milhão ainda está pendente de liberação, o que significa que 99,7% do montante total do financiamento já foi utilizado. A previsão da Companhia é que tais recursos sejam liberados até junho de 2016.

Adicionalmente, em dezembro de 2015, a controlada Ferrari Termoelétrica S.A. contratou financiamento com o BNDES, no valor de R$ 81 milhões, para a ampliação de sua usina, dos quais R$ 44 milhões (54,3%) foram liberados, restando R$ 37 milhões. A expectativa de realização é até setembro de 2016.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

h.1) Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014, preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2015**	**% da receita**	**2014**	**% da receita**	**2015 *versus* 2014 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**6.512**	**100,0**	**6.473**	**100,0**	**0,6**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda	(1.783)	27,4	(1.276)	19,7	39,7
Transações no mercado de energia de curto prazo	(67)	1,0	(1.040)	16,1	(93,6)
Encargos de uso da rede elétrica e de conexão	(363)	5,6	(333)	5,1	9,0
Custo de produção de energia elétrica	(1.562)	24,0	(1.301)	20,1	20,1
Custo dos serviços prestados	(28)	0,4	(25)	0,4	12,0
	(3.803)	**58,4**	**(3.975)**	**61,4**	**(4,3)**
LUCRO BRUTO	**2.709**	**41,6**	**2.498**	**38,6**	**8,4**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(17)	0,3	(17)	0,3	0,0
Despesas gerais e administrativas	(183)	2,7	(181)	2,7	1,1
Outras receitas operacionais, líquidas	(5)	0,1	3	(0,0)	(266,7)
	(205)	**3,1**	**(195)**	**3,0**	**5,1**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**2.504**	**38,5**	**2.303**	**35,6**	**8,7**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	281	(4,3)	207	(3,2)	36,0
Despesas financeiras	(752)	11,5	(553)	8,5	36,0
	(471)	**7,2**	**(346)**	**5,3**	**36,0**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.033**	**31,3**	**1.957**	**30,3**	**3,9**
Imposto de renda e contribuição social	(532)	8,2	(574)	8,9	(7,3)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.501**	**23,1**	**1.383**	**21,4**	**8,5**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**2,30**		**2,12**		
EBITDA	**3.115**	**47,8**	**2.895**	**44,7**	**7,6**

Receita líquida de vendas

A receita líquida de vendas passou de R$ 6.473 milhões em 2014 para R$ 6.512 milhões em 2015, ou seja, crescimento de R$ 39 milhões, equivalente a 0,6%. Essa elevação decorreu essencialmente destas combinações: (i) R$ 822 milhões — aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 600 milhões — redução da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo, incluindo as realizadas no âmbito da CCEE; e (iii) R$ 182 milhões — menor quantidade de energia vendida.

- Preço médio líquido de vendas

O preço médio líquido de vendas foi de R$ 171,37/MWh, 14,9% superior ao praticado em 2014 (R$ 149,20/MWh). A elevação do preço ocorreu essencialmente em razão da atualização monetária dos contratos existentes e dos maiores preços praticados em novos contratos.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Volume de vendas
No ano de 2015, o volume de venda de energia foi de 36.012 GWh (4.111 MW médios) contra 37.072 GWh (4.232 MW médios) registrados em 2014, redução de 1.060 GWh (121 MW médios), ou 2,9%. Tal variação decorreu da combinação destes principais fatores: (i) término de contratos com distribuidoras e comercializadoras, cujas quantidades foram vendidas para consumidores livres ou liquidadas no mercado de curto prazo, de modo a atenuar os efeitos negativos provenientes do défice sistêmico de geração hidrelétrica; e (ii) elevação do volume de compras.

Custos da venda de energia e dos serviços prestados
Os custos da venda de energia e serviços atingiram R$ 3.803 milhões, 4,3%, ou R$ 172 milhões, inferiores aos R$ 3.975 milhões registrados no ano de 2014. Tais variações decorreram essencialmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda: aumento de R$ 507 milhões em 2015 em relação a 2014, refletindo principalmente (i) reajustes de preço dos contratos existentes; e (ii) aumento das compras de médio e de longo prazo no montante de 552 GWh (63 MW médios), em especial à aquisição de excedente de energia da Usina Hidrelétrica Jirau.

- Transações no mercado de curto prazo: Entre os exercícios de 2015 e 2014, ocorreu redução desses custos em R$ 973 milhões. Tal variação inclui a redução do custo registrada no quarto trimestre de 2015, de R$ 120 milhões, relativos aos efeitos da adesão à repactuação do risco hidrológico. Mais detalhes estão descritos a seguir, em item específico.

- Combustíveis para produção de energia elétrica: acréscimo de R$ 46 milhões entre os anos comparados, refletindo, principalmente, a elevação do preço unitário e do custo de distribuição do gás natural consumido pela Usina Termelétrica William Arjona, em razão da depreciação do real perante o dólar.

- Encargos de uso de rede elétrica e conexão: elevação de R$ 30 milhões entre os exercícios de 2015 e de 2014, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

- Materiais e serviços de terceiros: crescimento de R$ 33 milhões no confronto entre os anos comparados, em virtude, principalmente, de maior demanda por serviços de operação e manutenção, sobretudo no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, na Usina Termelétrica Charqueadas e nas usinas hidrelétricas Salto Santiago e Estreito.

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (royalties): ampliação de R$ 8 milhões entre os anos de 2015 e 2014, em razão, basicamente, do reajuste anual de preços.

- Pessoal: aumento de R$ 22 milhões entre os anos analisados, por causa, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados.

- Depreciação e amortização: ampliação de R$ 7 milhões nos anos comparados, em virtude, sobretudo, de novos ativos adicionados ao parque gerador da Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Provisões operacionais, líquidas: efeito negativo no resultado de R$ 77 milhões entre os anos analisados. Os principais fatores que contribuíram para a ampliação no comparativo anual desses custos foram, substancialmente: (i) R$ 92 milhões — reversão em 2014 de provisão cível relativa à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP), motivada por decisão favorável à Companhia que reduziu o risco de perda na ação judicial; (ii) R$ 15 milhões - reversão em 2014 de provisão relativa à cobrança do Instituto Nacional de Seguridade Social (INSS) em decorrência da adesão da Companhia ao plano de equacionamento de débitos fiscais, denominado "REFIS da Copa"; (iii) R$ 18 milhões - redução em 2015 da provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor; e (iv) R$ 12 milhões - referentes à constituição em 2014 e reversão por pagamento em 2015 de provisão cível relativa às indenizações de desapropriações vinculadas à Usina Hidrelétrica Cana Brava.

- Outros: entre os anos comparados a variação foi negativa em R$ 71 milhões, o que refletiu, essencialmente: (i) reversão de passivos prescritos em 2014, no valor de R$ 55 milhões, relacionados à compra de energia e a encargos de transmissão; (ii) pagamento de R$ 6 milhões de indenizações de desapropriações ocorridas em 2015; e (iii) aumento em R$ 10 milhões do valor do prêmio dos seguros renovados pela Companhia.

Detalhamento das operações de curto prazo, inclusive as transações na CCEE
Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia com duração da entrega não superior a seis meses e que tenham como objetivo principal a gestão da exposição da Companhia na CCEE. Dessa forma, o preço da energia em tais operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal — e, portanto, de curto prazo — dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas a PLD, logo, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da Câmara são sintetizados numa fatura única, a receber ou a pagar, exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando, nos últimos anos, mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos – razão pela qual a Tractebel Energia apresenta este detalhamento, que permite analisar as oscilações dos principais elementos, a despeito de terem sido alocados ora na receita ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (*GSF – Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (energia secundária); (iii) do chamado "risco de submercado"; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

No acumulado de 2015, o resultado líquido (diferença entre receitas e custos – deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e custos) decorrente de transações de curto prazo, inclusive as realizadas na CCEE, foi positivo em R$ 236 milhões ante ao resultado negativo de R$ 136 milhões obtido em 2014, ou seja, melhora de R$ 372 milhões entre os anos comparados.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Essa variação é consequência, essencialmente, da combinação destes fatores: (i) redução substancial do efeito negativo decorrente do ajuste de garantia física da aplicação do GSF; (ii) diminuição da posição credora na CCEE como resultado da estratégia de alocação mensal de energia pela Companhia; (iii) decréscimo da exposição termelétrica em virtude das expressivas reduções do PLD médio no ano corrente, mesmo com a elevação do volume exposto; (iv) reconhecimento no quarto trimestre de 2015, dos efeitos decorrentes da adesão à repactuação do risco hidrológico de algumas usinas da Companhia com energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), conforme estabelecido pela Lei 13.203/2015; (v) redução do resultado nas transações na CCEE no quarto trimestre de 2015, em comparação ao quarto trimestre de 2014, decorrente do reconhecimento dos montantes relativos à recuperação dos impactos negativos na CCEE no ano de 2014, em função de sinistros em unidades geradoras; (vi) incremento de receita com serviços ancilares; (vii) aumento de receita no MRE, atrelada à Tarifa de Energia de Otimização (TEO); (viii) efeito positivo das transações de curto prazo e (ix) reversão, no segundo trimestre de 2014, da provisão dos supostos custos relativos aos efeitos da participação dos geradores no rateio dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), como estabelecido pela Resolução CNPE 03, em razão da redução do risco de perda na ação judicial que contesta a cobrança desses valores. Os efeitos mencionados nos itens (ii) e (v) atenuaram os impactos positivos dos demais.

Cabe considerar que as expressivas reduções do PLD médio entre os anos analisados, conforme a seguir informados, contribuíram de forma significativa para a mitigação dos efeitos negativos nos resultados decorrentes da aplicação do GSF e da exposição termelétrica e, em contrapartida, para a redução dos efeitos positivos do excedente de energia liquidado na CCEE.

No comparativo entre os anos, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste reduziu 57,8%, passando de R$ 675,81/MWh em 2014 para R$ 285,1341/MWh em 2015.

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e a fim de mitigar os efeitos negativos do GSF aplicado às usinas integrantes do MRE, a Companhia, em dezembro de 2015, aderiu, mediante manifestação formal e despachos emitidos pela Aneel, à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. Como condicionante para a adesão, a Companhia teve que desistir de qualquer disputa judicial que impeça a aplicação do GSF as suas usinas.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Tal repactuação foi retroativa a janeiro de 2015, resultando no ressarcimento (líquido do prêmio de risco de 2015), no valor de R$ 223 milhões, registrado na rubrica do ativo "Repactuação de risco hidrológico a apropriar", que será compensado com os prêmios de risco futuros a serem incorridos pela Companhia. A tabela a seguir apresenta os resultados a serem ressarcidos referentes aos efeitos da repactuação no ano de 2015 e prazo de postergação da amortização dos prêmios unitários do mecanismo do ACR por classe de produto.

Critérios da repactuação do risco hidrológico

Usina	Produto	Repactuação (MW médios)	Repactuação (MWh)	Reembolso unitário líquido (R$)	Reembolso total (R$ milhões)	Prazos* (anos)
UHE Cana Brava	SP92	261,66	2.292.177	18,26	41,9	13,25
UHE Itá	SP92	336,00	2.943.360	18,26	53,7	13,25
UHE Machadinho	SP92	84,04	736.190	18,26	13,4	13,25
UHE Ponte de Pedra	SP95	123,55	1.082.315	23,80	25,8	7,17
UHE Salto Santiago	P97	150,00	1.314.000	24,36	32,0	2,92
UHE São Salvador	SP91	142,13	1.245.048	16,52	20,6	17,25
UHE Estreito	SP91	247,13	2.164.859	16,52	35,8	17,25
TOTAL		**1.344,51**	**11.777.950**		**223,1**	

* Prazo de postergação do pagamento do prêmio a partir de janeiro de 2016 para ressarcimento do resultado de 2015.

Lucro bruto

No ano de 2015 o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.709 milhões, R$ 211 milhões ou 8,4% superior ao apresentado em 2014, que foi de R$ 2.498 milhões, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita líquida de vendas" e "Custos da energia vendida e dos serviços prestados".

Receitas (despesas) operacionais

No ano de 2015, a Companhia reconheceu uma provisão para redução ao valor recuperável de ativos (*impairment),* no valor de R$ 10 milhões, em função de sua recuperação pelo valor em uso ou de venda ter sido avaliada como incerta.

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

No acumulado de 2015, esse resultado foi de R$ 2.504 milhões, R$ 201 milhões ou 8,7% maior em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.303 milhões, resultado das variações acima descritas nos subitens "Lucro bruto" e "Receitas (despesas) operacionais".

Resultado financeiro

- Receitas financeiras: no comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 74 milhões, ou 36,0%, passando de R$ 207 milhões em 2014 para R$ 281 milhões em 2015. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 139 milhões na receita com aplicações financeiras; (ii) reversão de R$ 61 milhões, em 2014, correspondente aos juros e à variação monetária dos passivos prescritos mencionados anteriormente no item "Custos da Venda de Energia e Serviços - Outros"; (iii) reconhecimento em 2014 de R$ 11 milhões de ganhos decorrentes de êxito em ações judiciais; e (iv) incremento de R$ 4 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Despesas financeiras: No comparativo entre os anos, as despesas aumentaram de R$ 553 milhões para R$ 752 milhões, ou seja, R$ 199 milhões, ou 36,0%, resultado da combinação, principalmente, destas variações: (i) crescimento de R$ 75 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas; (ii) aumento de R$ 138 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar; (iii) decréscimo de R$ 18 milhões nos juros e na variação monetária sobre provisões e contingências; e (iv) incremento de R$ 4 milhões na despesa com variação cambial de dívidas.

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

No acumulado do ano, as despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social passaram de R$ 574 milhões em 2014 para R$ 532 milhões em 2015, redução de R$ 42 milhões. Essa variação se deu, sobretudo, em função da elevação dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2015. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro em 2015 e 2014 ficaram em 26,2% e 29,3%, respectivamente.

Lucro líquido do exercício

O lucro líquido passou de R$ 1.383 milhões em 2014 para R$ 1.501 milhões em 2015, ou seja, elevação de R$ 118 milhões, ou 8,5%. Tal variação decorreu, essencialmente, destes fatores: (i) aumento de R$ 220 milhões do EBITDA; (ii) elevação de R$ 125 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) incremento de R$ 9 milhões na depreciação e amortização; (iv) reconhecimento de *impairment* de R$ 10 milhões no exercício de 2015; e (v) redução de R$ 42 milhões do imposto de renda e da contribuição social.

EBITDA e margem EBITDA

Em 2015, o EBITDA aumentou R$ 220 milhões, ou 7,6%, passando de R$ 2.895 milhões, em 2014, para R$ 3.115 milhões. A margem EBITDA atingiu 47,8%, representando um aumento de 3,1 p.p. em comparação com 2014. As elevações dos indicadores decorreram, principalmente, da combinação destes fatores: (i) aumento de R$ 640 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (ii) acréscimo de R$ 507 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) efeito positivo de R$ 426 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (iv) reversão em 2014 da provisão decorrente dos impactos da Resolução CNPE 03, publicada em 2013, no montante de R$ 54 milhões; (v) elevação de R$ 46 milhões no consumo de combustível; (vi) acréscimo de R$ 30 milhões nos encargos de uso da rede elétrica e conexão; (vii) reversão em 2014 de provisões relativas à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, no valor de R$ 92 milhões; (viii) reversão de passivos prescritos em 2014, no montante de R$ 55 milhões; e (ix) elevação de R$ 62 milhões dos demais custos e das despesas operacionais. Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes de 2014 mencionados nos itens (iv), (vii) e (viii), a elevação do EBITDA seria de R$ 421 milhões, ou 15,6%, entre os exercícios comparados.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A tabela a seguir apresenta a reconciliação do lucro líquido com o EBITDA.

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	31.12.2015	31.12.2014
Lucro líquido do exercício	1.501	1.383
(+) Imposto de renda e contribuição social	532	574
(+) Despesas financeiras, líquidas	471	346
(+) Depreciação e amortização	601	592
EBITDA	**3.105**	**2.895**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	10	-
EBITDA Ajustado	**3.115**	**2.895**
Margem EBITDA (%)	**47,8%**	**44,7%**

O EBITDA apresentado pela Companhia segue a orientação estabelecida na Instrução CVM nº 527/2012, que passou a reger a divulgação desse indicador não contábil. 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, amortização e impairment, 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 2014 e de 2013, preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2014**	**% da receita**	**2013**	**% da receita**	**2014 *versus* 2013 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**6.473**	**100,0**	**5.569**	**100,0**	**16,2**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda	(1.276)	19,7	(776)	13,9	64,4
Transações no mercado de energia de curto prazo	(1.040)	16,1	(638)	11,5	63,0
Encargos de uso da rede elétrica e de conexão	(333)	5,1	(308)	5,5	8,1
Custo de produção de energia elétrica	(1.301)	20,1	(1.165)	20,9	11,7
Custo dos serviços prestados	(25)	0,4	(25)	0,4	-
	(3.975)	**61,4**	**(2.912)**	**52,3**	**36,5**
LUCRO BRUTO	**2.498**	**38,6**	**2.657**	**47,7**	**(6,0)**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(17)	0,3	(19)	0,3	(10,5)
Despesas gerais e administrativas	(181)	2,7	(178)	3,2	1,7
Provisão para redução ao valor recuperável	-	-	(73)	1,3	(100,0)
Outras receitas operacionais, líquidas	3	(0,0)	-	-	-
	(195)	**3,0**	**(270)**	**4,8**	**(27,8)**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**2.303**	**35,6**	**2.387**	**42,9**	**(3,5)**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	207	(3,2)	183	(3,3)	13,1
Despesas financeiras	(553)	8,5	(568)	10,2	(2,6)
	(346)	**5,3**	**(385)**	**6,9**	**(10,1)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO					**(2,2)**
	1.957	**30,3**	**2.002**	**35,9**	
Imposto de renda e contribuição social	(574)	8,9	(565)	10,1	1,6
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.383**	**21,4**	**1.437**	**25,8**	**(3,8)**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS					
	2,12		**2,20**		
EBITDA	**2.895**	**44,7**	**3.043**	**54,6**	**(4,9)**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Receita líquida de vendas

Na comparação entre 2014 e 2013, houve uma ampliação da receita líquida de vendas de R$ 904 milhões, ou 16,2%, passando de R$ 5.569 milhões em 2013 para R$ 6.473 milhões em 2014. Essa elevação decorreu essencialmente da seguinte combinação: (i) R$ 352 milhões - aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 218 milhões – elevação da quantidade de energia vendida; (iii) R$ 177 milhões – acréscimo da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE; (iv) R$ 160 milhões – recomposição de receita que a Companhia deixou de auferir na CCEE em razão da paralização temporária da geração, motivada por sinistros ocorridos em unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda; e (v) R$ 6 milhões – redução da receita de venda de crédito de carbono.

- Preço médio líquido de vendas

Em 2014, o preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, foi de R$ 149,20/MWh, 6,6% superior ao praticado em 2013, de R$ 139,97/MWh. A elevação ocorreu essencialmente em razão da atualização monetária dos contratos existentes.

- **Volume de vendas**

A quantidade de energia vendida no ano de 2014 foi de 37.072 GWh (4.232 MW médios), crescimento de 1.627 GWh (186 MW médios), ou 4,6%, na comparação com 2013, quando o volume foi de 35.445 GWh (4.046 MW médios). Tal variação é decorrente principalmente da combinação do seguinte: (i) elevação do volume de compras; (ii) início da operação plena do Complexo Eólico Trairí; e (iii) aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A., eventos parcialmente compensados pela redução da demanda de clientes e pelo maior volume de capacidade comercial descontratada em 2014.

Custos da energia vendida e dos serviços prestados

Em 2014, os custos da venda de energia e serviços alcançaram R$ 3.975 milhões, 36,5%, ou R$ 1.063 milhões superiores aos R$ 2.912 milhões de 2013. Essa variação decorreu essencialmente dos seguintes fatores:

- Energia elétrica comprada para revenda: incremento de R$ 500 milhões em 2014 em relação a 2013, refletindo principalmente (i) os reajustes de preço dos contratos existentes; e (ii) o aumento das contratações de médio e longo prazo no montante de 2.897 GWh (331 MW médios) em 2014.

- Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE: entre 2014 e 2013, ocorreu aumento nos custos de R$ 402 milhões. Tal variação inclui o montante de R$ 83 milhões, reconhecido como recuperação de custo, haja vista a elevação da exposição na CCEE devido à interrupção temporária da geração de unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda anteriormente citada. Maiores detalhes estão descritos a seguir em item específico.

- Combustíveis para produção de energia elétrica: acréscimo de R$ 134 milhões entre 2014 e 2013, refletindo principalmente o aumento do consumo de gás natural pela Usina Termelétrica William Arjona, em razão de maior despacho da Usina.

- Encargos de uso de rede elétrica e conexão: elevação de R$ 25 milhões entre 2014 e 2013, reflexo em grande parte do reajuste anual das tarifas de transmissão, além da entrada em operação comercial do Complexo Eólico Trairí e da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Materiais e serviços de terceiros: crescimento de R$ 21 milhões entre 2014 e 2013, em decorrência principalmente de maior demanda por serviços de operação e manutenção, especialmente no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, na Usina Hidrelétrica São Salvador e na Usina Termelétrica Ferrari.

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): aumento de R$ 22 milhões entre 2014 e 2013, explicada em grande parte pelo incremento na geração de unidades hidrelétricas da Companhia.

- Pessoal: aumento de R$ 16 milhões entre 2014 e 2013, em função substancialmente do reajuste anual da remuneração e benefícios dos empregados.

- Depreciação e amortização: ampliação de R$ 10 milhões entre 2014 e 2013, em função principalmente do início da operação do Complexo Eólico Trairí e da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A.

- Reversão de provisões operacionais, líquida: efeito positivo no resultado de R$ 14 milhões entre 2014 e 2013, decorrente principalmente de: (i) R$ 92 milhões – reversão de provisão cível relativa à cobrança de valor adicional de TUST da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, motivada por decisão favorável à Companhia que reduziu o risco de perda na ação judicial; (ii) R$ 89 milhões – constituição de provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor em função de divergência quanto à aplicação dos termos da legislação vigente, no que se refere à definição do preço do insumo consumido; e (iii) R$ 16 milhões – reversão de provisão relativa à cobrança de INSS em decorrência da adesão da Companhia ao plano de equacionamento de débitos fiscais denominado "REFIS da Copa".

- Outros: efeito positivo de R$ 55 milhões entre 2014 e 2013, refletindo essencialmente a reversão no segundo trimestre de 2014 de passivos prescritos relacionados à compra de energia e encargos de transmissão.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo, inclusive as transações na CCEE

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia com duração da entrega não superior a seis meses, que tenham como objetivo principal a gestão da exposição da Tractebel na CCEE. Dessa forma, o preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal – e, portanto, de curto prazo – dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas a PLD, logo, à semelhança das operações de curto prazo.

Sobre as transações 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, 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 ocorrendo uma mudança no perfil das faturas, o que dificulta a comparação direta dos elementos que as compõem nos dois anos. Esta é a razão para a criação do presente tópico, para permitir 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Genericamente esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada, que ocorre quando a geração das usinas que fazem parte do MRE, em relação à energia alocada, é maior (Energia Secundária) ou menor (GSF – *Generation Scaling Factor*); (iii) do chamado "risco de submercado"; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que, por sua vez, será liquidada ao valor do PLD.

No acumulado de 2014, o resultado líquido decorrente de transações de curto prazo, inclusive as realizadas na CCEE, foi negativo em R$ 136 milhões ante ao também resultado negativo de R$ 71 milhões obtido em 2013, ou seja, uma piora de R$ 65 milhões entre os anos comparados. Expurgando a constituição da provisão da CNPE 03 em 2013 e a sua reversão em 2014, o resultado negativo das transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, entre os exercícios, seria maior em R$ 174 milhões.

Essa piora decorreu em especial pela conjunção do que segue: (i) crescimento do efeito líquido negativo decorrente da aplicação do GSF; (ii) elevação da posição credora na CCEE como resultado da estratégia de alocação de energia pela Companhia; (iii) aumento da exposição termelétrica da Companhia relacionada sobretudo à suspensão de geração causada pelos sinistros e manutenções de unidades geradoras termelétricas; (iv) redução de compras de energia de curto prazo; (v) elevação do resultado positivo no MRE; (vi) reversão da provisão dos eventuais custos relativos aos efeitos da participação dos geradores no rateio dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), conforme estabelecido pela Resolução CNPE 03, visto a redução do risco de perda na ação judicial que contesta a cobrança desses valores; e (vii) recuperação dos efeitos negativos na CCEE, ocasionados pela interrupção na geração, devido a sinistros em unidades geradoras, anteriormente mencionado. Desta forma, os efeitos negativos relatados nos itens (i) e (iii) foram atenuados pelos demais.

Os expressivos aumentos do PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste entre 2013 e 2014 contribuíram significativamente para os efeitos positivos nos resultados decorrentes da ampliação da posição credora na CCEE, e de forma negativa para os custos relativos à aplicação do GSF e à exposição termelétrica. No comparativo entre os anos, o PLD nos mesmos submercados avançou 161,7%, passando de R$ 258,19/MWh em 2013 para R$ 675,81/MWh em 2014.

Lucro bruto

No ano de 2014 o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.498 milhões, 6,0% abaixo do apresentado em 2013, que foi de R$ 2.657 milhões, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita líquida de vendas" e "Custos da energia vendida e dos serviços prestados".

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Receitas (despesas) operacionais

- Provisão para redução ao valor recuperável

No ano de 2013, a Companhia reconheceu provisão para redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos, em especial os da Usina Termelétrica Charqueadas, no montante de R$ 73 milhões. O *impairment* dos ativos de Charqueadas foi constituído em razão dos prováveis efeitos resultantes das normas impostas pela Aneel que preveem a redução do reembolso do carvão a partir de janeiro de 2016, o que, de acordo com avaliações internas, inviabilizaria a recuperação dos ativos e dos investimentos adicionais que seriam necessários para atendimento aos novos fatores de eficiência da usina exigidos pelo Regulador.

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

No acumulado de 2014, esse resultado foi de R$ 2.303 milhões, R$ 84 milhões ou 3,5% menor em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.387 milhões, resultado das variações acima descritas nos subitens “Lucro bruto” e “Receitas (Despesas) operacionais”.

Resultado financeiro

- Receitas financeiras: No comparativo entre 2014 e 2013, as receitas financeiras aumentaram R$ 24 milhões, passando de R$ 183 milhões para R$ 207 milhões. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) reversão de R$ 61 milhões em 2014, correspondente aos juros e variação monetária de passivos prescritos; (ii) aumento de R$ 25 milhões na receita com aplicações financeiras; (iii) redução de R$ 18 milhões nos ganhos decorrentes de êxito em ações judiciais; (iv) reconhecimento de ganho de R$ 49 milhões em 2013, oriundo da liquidação antecipada a valor de mercado da dívida junto à Secretaria do Tesouro Nacional (STN); e (v) incremento de R$ 2 milhões de variação monetária de depósitos judiciais.

- Despesas financeiras: As despesas caíram de R$ 568 milhões em 2013 para R$ 553 milhões em 2014, ou seja, R$ 15 milhões, resultado da combinação das seguintes variações: (i) redução de R$ 42 milhões na despesa com variação cambial de dívidas; (ii) aumento de R$ 8 milhões nos juros e variação monetária sobre as concessões a pagar; (iii) elevação de R$ 7 milhões nos juros líquidos sobre passivo atuarial; (iv) crescimento de R$ 7 milhões nos juros e variação monetária sobre dívidas; (v) incremento de R$ 5 milhões nos encargos financeiros sobre demais débitos da Companhia.

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

As despesas com IR e CSLL passaram de R$ 565 milhões em 2013 para R$ 574 milhões em 2014, aumento de R$ 9 milhões. Essa variação é resultado principalmente da redução do lucro antes dos impostos e do menor montante do crédito dos juros sobre o capital próprio. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro nos anos de 2014 e 2013 ficaram em 29,3% e 28,2%, respectivamente.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Lucro líquido do exercício

No exercício, o lucro líquido passou de R$ 1.437 milhões em 2013 para R$ 1.383 milhões em 2014, ou seja, uma redução de R$ 54 milhões, ou 3,8%. Essa variação decorreu, essencialmente, dos seguintes fatores anteriormente explicados, líquidos do imposto de renda e contribuição social: (i) redução de R$ 97 milhões do EBITDA; (ii) queda de R$ 37 milhões das despesas financeiras líquidas recorrentes e redução dos ganhos financeiros não recorrentes entre os anos de 2013 e 2014 de R$ 11 milhões, resultando em uma variação de R$ 26 milhões no resultado financeiro; (iii) aumento de R$ 7 milhões da depreciação e amortização; (iv) reconhecimento do *impairment* de R$ 48 milhões no exercício de 2013; e (v) redução de R$ 24 milhões das deduções permanentes das bases de cálculo do imposto de renda e contribuição social, em especial os juros sobre o capital próprio.

Expurgando-se os efeitos anuais não recorrentes, líquidos de impostos, que impactaram positivamente o EBITDA de 2014, no valor total de R$ 133 milhões, e negativamente o ano de 2013, em R$ 36 milhões, o registro do *impairment* em 2013 no valor de R$ 48 milhões e os efeitos positivos não recorrentes no resultado financeiro, quais sejam: (i) encargos financeiros de R$ 41 milhões sobre os passivos prescritos revertidos em 2014; (ii) ganho no ano de 2013 de R$ 33 milhões na liquidação antecipada de dívida; e (iii) ganho em 2013 de R$ 19 milhões em ação judicial transitada em julgado, o lucro líquido nos anos de 2014 e 2013 seria R$ 1.209 milhões e R$ 1.469 milhões, respectivamente, uma redução de R$ 259 milhões, ou 17,7%, entre os anos analisados.

EBITDA e Margem EBITDA

No exercício, o EBITDA apresentou redução de R$ 148 milhões, ou 4,9%, passando de R$ 3.043 milhões em 2013 para R$ 2.895 milhões em 2014. A margem EBITDA em 2014 atingiu 44,7%, representando uma queda de 9,9 p.p. em comparação ao ano anterior. As reduções dos referidos indicadores decorreram principalmente da combinação dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 570 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (ii) efeito negativo de R$ 417 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (iii) reconhecimento em 2014 da recuperação dos efeitos negativos na CCEE decorrentes dos sinistros em unidades geradoras da Companhia, conforme acima mencionado, no valor de R$ 243 milhões; (iv) reversão em 2014 da provisão decorrente dos impactos da Resolução CNPE 03, constituída em 2013, no montante de R$ 54 milhões, resultando em variação positiva de R$ 108 milhões; (v) acréscimo de R$ 500 milhões nas compras de energia para revenda; (vi) crescimento de R$ 134 milhões no consumo de combustível; (vii) constituição em 2014 de provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor, em função de divergência à definição do preço do combustível consumido, no montante de R$ 89 milhões; (viii) reversão em 2014 de provisões relativas: (viii.i) à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, no valor de R$ 92 milhões; e (viii.ii) a passivos prescritos, no montante de R$ 55 milhões; e (ix) elevação de R$ 76 milhões dos demais custos e despesas operacionais. Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes mencionados nos itens (iv), (viii.i) e (viii.ii), o EBITDA teria alcançado R$ 2.694 milhões e R$ 3.097 milhões, nos anos de 2014 e 2013 respectivamente, uma redução de R$ 403 milhões, ou 13,0%, entre os exercícios comparados.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	31.12.2014	31.12.2013
Lucro líquido do exercício	1.383	1.437
(+) Imposto de renda e contribuição social	574	565
(+) Despesas financeiras, líquidas	346	385
(+) Depreciação e amortização	592	583
EBITDA	**2.895**	**2.970**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	-	73
EBITDA Ajustado	**2.895**	**3.043**
Margem EBITDA (%)	**44,70%**	**54,60%**

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

Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas financeiras, o imposto sobre a renda e a contribuição social e a depreciação, amortização e *impairment*, 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

h.2) Comparação entre os balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2015, 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013 preparados de acordo com o IFRS e os CPC

	ATIVO							
Valores em R$ milhões	31.12.2015	%	31.12.2014	%	31.12.2013	%	31.12.2015 *versus* 31.12.2014 (%)	31.12.2014 *versus* 31.12.2013 (%)
ATIVO CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	2.397	15,7	1.605	11,8	1.224	9,7	49,3	31,1
Contas a receber de clientes	774	5,1	713	5,2	740	5,9	8,6	(3,6)
Estoques	89	0,6	70	0,5	65	0,5	27,1	7,7
Créditos fiscais a recuperar	46	0,3	51	0,4	60	0,5	(9,8)	(15,0)
Combustíveis a reembolsar	144	0,9	343	2,5	140	1,1	(58,0)	145,0
Indenização de seguro a receber	8	0,1	217	1,6	-	-	(96,3)	-
Depósitos vinculados	20	0,1	104	0,8	4	-	(80,8)	2.500,0
Ganhos não realizados em operações de hedge	778	5,1	30	0,2	-	-	2.493,3	-
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26	0,2	-	-	-	-	-	-
Outros ativos circulantes	74	0,5	54	0,5	72	0,7	37,0	(25,0)
	4.356	**28,6**	**3.187**	**23,5**	**2.305**	**18,4**	**36,7**	**38,3**
Ativo não circulante mantido para venda	87	0,6	87	0,6	-	-	-	-
	4.443	**29,2**	**3.274**	**24,1**	**2.305**	**18,4**	**36,7**	**38,3**
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Realizável a Longo Prazo								
Créditos fiscais a recuperar	47	0,3	84	0,6	100	0,8	(44,0)	(16,0)
Depósitos vinculados	158	1,0	156	1,1	131	1,0	1,3	19,1
Depósitos judiciais	133	0,9	117	0,9	107	0,8	13,7	9,3
Valores a receber pela alienação de ativo	-	-	-	-	87	0,7	-	(100,0)
Ganhos não realizados em operações de hedge	130	0,8	64	0,5	1	-	103,1	6.300,0
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	197	1,3	-	-	-	-	-	-
Outros ativos não circulantes	52	0,2	60	0,4	56	0,4	(13,3)	7,1
	717	**4,5**	**481**	**3,5**	**482**	**3,7**	**49,1**	**(0,2)**
Imobilizado	**9.898**	**64,7**	**9.658**	**71,0**	**9.708**	**76,9**	**2,5**	**(0,5)**
Intangível	**243**	**1,6**	**197**	**1,4**	**126**	**1,0**	**23,4**	**56,3**
	10.858	**70,8**	**10.336**	**75,9**	**10.316**	**81,6**	**5,1**	**0,2**
TOTAL	**15.301**	**100,0**	**13.610**	**100,0**	**12.621**	**100,0**	**12,4**	**7,8**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Valores em R$ milhões	31.12.2015	%	31.12.2014	%	31.12.2013	%	31.12.2015 *versus* 31.12.2014 (%)	31.12.2014 *versus* 31.12.2013 (%)
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	574	3,8	642	4,7	510	4,0	(10,6)	25,9
Dividendos e juros sobre o capital próprio	271	1,8	200	1,5	221	1,8	35,5	(9,5)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.713	11,2	455	3,3	667	5,3	276,5	(31,8)
Concessões a pagar	61	0,4	55	0,4	52	0,4	10,9	5,8
Imposto de renda e contribuição social a pagar	18	0,1	228	1,7	434	3,4	(92,1)	(47,5)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	97	0,6	67	0,5	63	0,5	44,8	6,3
Provisão para remunerações e encargos	103	0,7	72	0,5	64	0,5	43,1	12,5
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	26	0,2	15	0,1	15	0,2	73,3	-
Obrigações com benefícios de aposentadoria	22	0,1	49	0,4	29	0,2	(55,1)	69,0
Outros passivos circulantes	104	0,7	160	1,2	95	0,8	(35,0)	68,4
	2.989	**19,6**	**1.943**	**14,3**	**2.150**	**17,1**	**53,8**	**(9,6)**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2.534	16,6	3.598	26,4	2.830	22,4	(29,6)	27,1
Concessões a pagar	2.010	13,1	1.711	12,6	1.543	12,2	17,5	10,9
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	247	1,6	187	1,4	180	1,4	32,1	3,9
Obrigações com benefícios de aposentadoria	256	1,7	234	1,7	190	1,5	9,4	23,2
Imposto de renda e contribuição social diferido	559	3,7	213	1,6	164	1,3	162,4	29,9
Outros passivos não circulantes	64	0,3	69	0,4	199	1,6	(7,2)	(65,3)
	5.670	**37,0**	**6.012**	**44,1**	**5.106**	**40,4**	**(5,7)**	**17,7**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	2.446	16,0	2.446	18,0	2.446	19,4	-	-
Reservas de capital	92	0,6	92	0,7	92	0,7	-	-
Reservas de lucros	2.833	18,5	1.783	13,1	1.772	14,0	58,9	0,6
Aumento de capital e dividendos propostos	500	3,3	806	5,9	462	3,7	(38,0)	74,5
Ajustes de avaliação patrimonial	769	5,0	524	3,9	590	4,7	46,8	(11,2)
	6.640		**5.651**		**5.362**			
Participação de acionista não controlador	2	-	4	-	3	-	(50,0)	33,3
	6.642	**43,4**	**5.655**	**41,6**	**5.365**	**42,5**	**17,5**	**97,2**
TOTAL	**15.301**	**100,0**	**13.610**	**100,0**	**12.621**	**100,0**	**12,4**	**7,8**

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2015 e 31.12.2014

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

O acréscimo de R$ 792 milhões resulta, principalmente, da seguinte combinação: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 2.579 milhões; (ii) aplicação de R$ 753 milhões em ativos imobilizado e intangível; (iii) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 704 milhões; (iv) amortização de R$ 414 milhões de empréstimos, financiamentos e debêntures; (v) captação de recursos através de empréstimos e financiamentos, no montante de R$ 138 milhões, destinados, principalmente, a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago, Passo Fundo e Jorge Lacerda, a ampliação da Ferrari Termoelétrica S.A. e a construção dos projetos em desenvolvimento; e (vi) pagamento de parcelas de concessões no montante de R$ 59 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Contas a receber de clientes

O crescimento de R$ 61 milhões deve-se, principalmente, ao aumento do preço médio de venda de energia à comercializadoras e consumidores livres e ao acréscimo das transações no mercado de energia de curto prazo, parcialmente reduzidos pelo decremento da quantidade vendida a distribuidoras.

Estoques

O aumento de R$ 19 milhões decorre, principalmente, da elevação do estoque de carvão e do incremento do volume em estoque e do preço de compra de itens de almoxarifado.

Combustíveis a reembolsar

A redução de R$ 199 milhões decorreu, substancialmente, da regularização dos reembolsos do combustível comprado para consumo nas usinas termelétricas da Companhia. Os reembolsos, em situação normal, são realizados após a apresentação dos comprovantes de pagamento aos fornecedores. Em 31.12.2015 estavam pendentes de reembolso da Eletrobras os montantes referentes as competências de novembro e dezembro do mesmo ano, enquanto que em 31.12.2014 os valores referentes a agosto a dezembro de 2014 não haviam sido reembolsados. A regularização se deu no primeiro semestre de 2015.

Indenização de seguro a receber

O decréscimo de R$ 212 milhões decorre principalmente do seguinte: (i) R$ 39 milhões – reconhecimento de complemento de indenização de seguro de lucros cessantes em razão dos impactos negativos na CCEE decorrentes da paralização temporária de geração em unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, motivada por sinistros ocorridos em 2014; e (ii) R$ 248 milhões – recebimento das indenizações dos sinistros acima mencionado relativos a períodos anteriores que ainda se encontravam pendentes de recebimento.

Depósitos vinculados

O decréscimo de R$ 84 milhões deriva dos seguintes fatores: (i) R$ 53 milhões – redução de garantias financeiras em razão das operações realizadas na CCEE; (ii) R$ 42 milhões – liberação de parcela dos depósitos efetuados em conta vinculada haja vista o cumprimento de determinadas condições precedentes estabelecidas no contrato de aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A.; e (iii) R$ 11 milhões – aportes de garantias estabelecidas nos contratos de venda de energia efetuados por clientes da Companhia, os quais serão liberados conforme a realização desses contratos.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Ganhos não realizados em operações de hedge

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de valor justo e de fluxo de caixa, os quais apresentam saldo em 2015 de R$ 489 milhões e R$ 289 milhões, respectivamente. As operações de *hedge* de valor justo foram contratadas concomitantemente aos empréstimos tomados em moeda estrangeira, a fim de proteger a totalidade dos pagamentos futuros de principal e juros das oscilações do dólar norte americano. As operações de *hedge* de fluxo de caixa visam proteger os pagamentos dos compromissos futuros em moeda estrangeira advindos dos contratos de construção de usinas. O incremento de R$ 748 milhões foi fortemente influenciado pelo aumento do dólar frente ao real no ano de 2015.

Repactuação de risco hidrológico a apropriar

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e na Resolução Normativa nº 684/2015, em dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas da Companhia cuja energia estava vendida no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Como condição para a adesão ao referido Acordo, a Companhia formalizou a desistência de qualquer disputa judicial com a Aneel que impeça a aplicação direta do mecanismo do GSF. As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR. Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que será compensado com os prêmios de risco calculados a valor presente devidos pela Companhia. A estimativa da Companhia é de que R$ 26 milhões sejam compensados no exercício de 2016 e, por isto, este saldo está apresentado no ativo circulante.

Outros ativos circulantes

O aumento de R$ 20 milhões decorre da combinação dos seguintes itens: (i) R$ 9 milhões – aumento de despesas a apropriar haja vista incremento do prêmio do seguro internacional de danos à propriedade e interrupção de negócios; (ii) R$ 6 milhões – incremento de dispêndios e sinistros a serem reembolsados; (iii) R$ 3 milhões – acréscimo de adiantamento a fornecedores; e (iv) R$ 2 milhões – crescimento do saldo a compensar de imposto de renda e contribuição social.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Créditos fiscais a recuperar

A redução de R$ 37 milhões é resultado, principalmente, da combinação dos seguintes itens: (i) maior utilização de créditos de PIS e Cofins durante o exercício de 2015; e (ii) aumento do ICMS a recuperar sobre aquisições de ativo imobilizado.

Depósitos judiciais

O incremento em R$ 16 milhões refere-se, basicamente, a variação monetária dos depósitos judiciais.

Ganhos não realizados em operações de hedge

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa. A natureza da operação e a razão do acréscimo de R$ 66 milhões apresentado estão descritas no item "Ganhos não realizados em operações de *hedge*", no item "Ativo circulante".

Repactuação de risco hidrológico a apropriar

O montante de R$ 197 milhões corresponde aos valores que serão compensados com a obrigação de prêmio de risco no período compreendido entre 2017 e 2033, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 684/2015. A natureza da rubrica está descrita no item "Repactuação de risco hidrológico a apropriar", no item "Ativo circulante".

Imobilizado

O aumento em R$ 240 milhões é decorrente dos seguintes itens: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 784 milhões; (ii) depreciação de R$ 588 milhões; (iii) capitalização de R$ 68 milhões de juros e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures; (iv) baixas de bens inservíveis no montante de R$ 14 milhões; e (v) reconhecimento de provisão para redução ao valor de recuperação de ativos (*impairment)* de R$ 10 milhões.

Intangível

O acréscimo de R$ 46 milhões decorreu, substancialmente, do reconhecimento dos direitos sobre os projetos Campo Largo, Santo Agostinho e Assú.

Passivo circulante

Fornecedores

O decremento de R$ 68 milhões é resultado do aumento dos saldos de energia elétrica comprada e de fornecedores de imobilizado, parcialmente compensado pela redução das transações na CCEE, dos fornecedores de combustíveis fósseis e biomassa e dos fornecedores de materiais e serviços.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Dividendos e juros sobre capital próprio

O aumento de R$ 71 milhões decorre de um maior crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao ano de 2015 em comparação com o ano 2014.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O incremento de R$ 1.258 milhões ocorreu pelos seguintes fatores: (i) transferência de R$ 1.609 milhões do passivo não circulante, decorrente, principalmente, do vencimento em 2016 dos empréstimos com o HSBC USA, o Mizuho Bank e o Bank of Tokyo; (ii) pagamentos de principal e juros de R$ 756 milhões; e (iii) encargos financeiros de R$ 405 milhões.

Imposto de renda e contribuição social a pagar

A redução de R$ 210 milhões ocorreu devido a adoção da Companhia, a partir do terceiro trimestre de 2015, de pagamento do imposto de renda e da contribuição social com base no balanço mensal de suspensão ou redução, enquanto que anteriormente a apuração mensal era baseada na estimativa, através da receita bruta.

Outras obrigações fiscais e regulatórias

O aumento de R$ 30 milhões deve-se, principalmente, ao incremento do saldo a pagar de PIS e Cofins, em razão de: (i) menor crédito tomado em dezembro de 2015, se comparado ao período de dezembro de 2014; (ii) aumento de receita de venda; e (iii) aumento de receitas financeiras.

Provisão para remunerações e encargos

Em 2015 houve o incremento da provisão para gastos com demissão voluntária referente a colaboradores, inclusive administradores, que aderiram ao Plano de Demissão Voluntária – PDV, reaberto em 2013, e se desligarão em 2016 e da provisão para participação nos resultados e bônus gerencial, o que resultou em um aumento de R$ 31 milhões na rubrica.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

O decréscimo de R$ 27 milhões deve-se, essencialmente, à redução da estimativa de pagamentos de benefícios e contribuições a serem efetuados no ano de 2016.

Outros passivos circulantes

A redução de R$ 56 milhões deve-se, principalmente, a liberação do depósito em garantia para liquidação de parcela decorrente da aquisição da integralidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A. e aplicação da integralidade dos recursos de obrigações com programa de P&D em projetos.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O decréscimo de R$ 1.064 milhões é explicado pelos seguintes fatores: (i) transferência para o passivo circulante de R$ 1.609 milhões das dívidas que vencerão em 2016; (ii) encargos financeiros de R$ 407 milhões; e (iii) captação de recursos do BNDES e do HSBC USA, no valor global de R$ 138 milhões, destinados, principalmente, a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago, Passo Fundo e Jorge Lacerda, a ampliação da Ferrari Termoelétrica S.A. e a construção dos projetos em desenvolvimento.

Concessões a pagar

O incremento de R$ 299 milhões decorre do seguinte: (i) juros e variação monetária de R$ 364 milhões; e (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 65 milhões. ***Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas***

O aumento de R$ 60 milhões é resultado, principalmente, da constituição provisões conforme avaliação de risco de perda feita pela Companhia e seus consultores jurídicos.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

O aumento de R$ 22 milhões deve-se, essencialmente, a remensuração atuarial, em razão da avaliação atuarial ocorrida ao fim do exercício de 2016.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O incremento de R$ 346 milhões decorre, basicamente, da combinação dos seguintes impactos nos tributos diferidos: (i) aumento dos ganhos com as operações de *swap* e *hedge* de fluxo de caixa; e (ii) maior depreciação acelerada fiscal de ativos elegíveis. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento das provisões cíveis, fiscais e trabalhistas.

Patrimônio líquido

O aumento de R$ 987 milhões decorreu da combinação do seguinte: (i) lucro líquido do exercício de 2015 de R$ 1.501 milhões; (ii) dividendos intercalares pagos e juros sobre o capital próprio creditados relativos a 2015 de R$ 628 milhões; (iii) reconhecimento de ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa no valor de R$ 272 milhões; (iv) aprovação da distribuição dos dividendos propostos relativos a 2014 de R$ 172 milhões; e (v) ganho na remensuração de obrigações com benefícios de aposentadoria no montante de R$ 14 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2014 e 31.12.2013

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

O acréscimo de R$ 381 milhões resulta, principalmente, da seguinte combinação: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 1.677 milhões; (ii) captação de recursos através de empréstimos, financiamentos e debêntures, no montante de R$ 1.220 milhões, destinados, principalmente, a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo, a ampliação da Ferrari Termoelétrica S.A., a construção dos projetos eólicos em desenvolvimento e ao refinanciamento da dívida; (iii) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 1.081 milhões; (vi) amortização de R$ 782 milhões de empréstimos, financiamentos e debêntures; (v) aplicação de R$ 353 milhões em ativos imobilizado e intangível; (vi) pagamento pela aquisição das empresas Ferrari Termoelétrica S.A., CLWP Brasil II Participações Ltda., CLWP Brasil III Participações Ltda. e dos direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, no montante de R$ 235 milhões; e (vii) pagamento de parcelas de concessões a pagar no montante de R$ 55 milhões.

Contas a receber de clientes

A redução de R$ 27 milhões deve-se, principalmente, a diminuição dos montantes a receber decorrentes de transações no mercado de energia de curto prazo, parcialmente compensada pela elevação das contas a receber resultante do aumento do preço de venda da energia e dos novos contratos de venda firmados.

Combustíveis a reembolsar

O incremento de R$ 203 milhões decorreu, substancialmente, pelo acúmulo de cinco meses dos montantes de compras de combustível a serem reembolsados pela Eletrobras em 31.12.2014 e de somente dois meses em 31.12.2013. Uma das parcelas vencidas foi recebida no mês de janeiro de 2015.

Indenização de seguro a receber

O saldo de R$ 217 milhões corresponde à indenização de seguro a receber em razão dos impactos negativos na CCEE decorrentes da paralização temporária de geração em unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, motivada por sinistros ocorridos nestas unidades. A Companhia recebeu R$ 101 milhões no primeiro trimestre de 2015.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Depósitos vinculados

O incremento de R$ 100 milhões deriva, principalmente, dos seguintes fatores: (i) R$ 48 milhões – depósitos efetuados em conta vinculada para garantir o cumprimento de determinadas condições precedentes estabelecidas no contrato de aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A., quais sejam: (i.i) implantação de melhorias na eficiência do processo de co-geração, obtenção de licença ambiental, bem como revisão da garantia física da usina; e (i.ii) revisão técnica do turbo gerador, conclusão de obras de adequação de subestações, entre outras; e (ii) R$ 54 milhões – aporte de garantias financeiras em razão das operações realizadas na CCEE.

Ganhos não realizados em operações de hedge

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de valor justo e fluxo de caixa, os quais apresentam saldo em 2014 de R$ 27 milhões e R$ 3 milhões, respectivamente. As operações de *hedge* de valor justo foram contratadas concomitantemente aos empréstimos tomados em moeda estrangeira, a fim de proteger a totalidade dos pagamentos futuros de principal e juros das oscilações do dólar norte americano. As operações de *hedge* de fluxo de caixa visam proteger os pagamentos de dos compromissos futuros em moeda estrangeira advindos dos contratos de construção de usinas.

Outros ativos circulantes

A redução de R$ 18 milhões decorre, substancialmente, da diminuição do saldo a compensar de imposto de renda e contribuição social.

Ativo não circulante mantido para venda

Nesta rubrica estão registrados os bens recebidos pela Companhia em função de sentença favorável em ação de execução movida contra a Elétrica Jacuí Ltda. (Eleja) para a cobrança de valores a receber decorrentes da venda do empreendimento termelétrico Jacuí. Em 2013 os valores a receber da Eleja, no valor de R$ 87 milhões, vinham sendo apresentados na rubrica “Valores a receber pela alienação de ativo”, no ativo não circulante. A partir de 30.09.2014, com a adjudicação e o recebimento dos bens concedidos em garantia do crédito, a Companhia passou a registrar o ativo como “Ativo não circulante mantido para venda”, mantendo o registro do valor contábil do ativo, visto que o mesmo apresenta valor inferior à avaliação apresentada pelo perito judicial dos ativos que cabem à Companhia, no montante de R$ 115 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Créditos fiscais a recuperar

A redução de R$ 16 milhões está relacionada, principalmente, à compensação de créditos de PIS e Cofins durante o exercício de 2014.

Depósitos vinculados

O aumento em R$ 25 milhões deve-se, basicamente, ao complemento do depósito em garantia do financiamento do Parque Eólico Trairi.

Depósitos judiciais

O incremento em R$ 10 milhões refere-se, basicamente, a variação monetária dos depósitos judiciais.

Ganhos não realizados em operações de hedge

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de valor justo e fluxo de caixa, os quais apresentam saldo em 2014 de R$ 39 milhões e R$ 25 milhões, respectivamente. A natureza das operações está descrita no item "Ganhos não realizados em operações de *hedge*", no item "Ativo circulante".

Imobilizado

A redução em R$ 50 milhões é decorrente dos seguintes itens: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 294 milhões; (ii) aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A., cujo imobilizado era de R$ 217 milhões, inclusive o valor justo de aquisição alocado a estes ativos; (iii) juros de empréstimos e financiamentos capitalizados no montante de R$18 milhões; (iv) depreciação de R$ 577 milhões; e (v) baixa de ativos de R$ 2 milhões.

Intangível

O acréscimo de R$ 71 milhões decorreu, substancialmente, do reconhecimento dos direitos sobre os projetos CLWP Brasil II Participações Ltda., CLWP Brasil III Participações Ltda. e Santo Agostinho, adquiridos em combinações de negócios.

Passivo circulante

Fornecedores

O incremento de R$ 132 milhões é resultante, substancialmente, da combinação dos seguintes itens: (i) aumento do saldo de transações na CCEE; (ii) incremento dos fornecedores de combustíveis fósseis e biomassa; (iii) redução dos saldos de energia elétrica comprada; e (iv) decréscimo dos fornecedores de imobilizado e intangível.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Dividendos e juros sobre capital próprio

O decréscimo em R$ 21 milhões decorre de um menor crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao ano de 2014 em comparação com 2013.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O decréscimo de R$ 212 milhões ocorreu pelos seguintes fatores: (i) pagamentos de principal e juros de R$ 1.004 milhões; (ii) transferência de R$ 567 milhões do passivo não circulante, decorrente, principalmente, das parcelas do empréstimo com o BNP Paribas, liquidado antecipadamente em 2014, e do empréstimo, líquido do *hedge*, com o HSBC com vencimento em 2015; (iii) encargos financeiros apropriados de R$ 219 milhões; e (iv) absorção do contrato de financiamento com o BNDES e bancos repassadores decorrente da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A. no valor de R$ 6 milhões.

Impostos de renda e contribuição social a pagar

A redução de R$ 206 milhões decorre, substancialmente, da combinação da redução do lucro real (base de cálculo do imposto de renda e contribuição social) e do menor montante de crédito dos juros sobre o capital próprio.

Provisão para remunerações e encargos

O acréscimo de R$ 8 milhões decorre, substancialmente, de aumento da provisão para participação nos resultados e bônus gerencial.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

O incremento de R$ 20 milhões deve-se, essencialmente, ao aumento da estimativa de pagamentos de benefícios e contribuições a serem efetuados no ano de 2015.

Outros passivos circulantes

O acréscimo de R$ 65 milhões deve-se, principalmente, as parcelas vincendas referentes à aquisição da integralidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A., CLWP Brasil II Participações Ltda., CLWP Brasil III Participações Ltda. e Complexo Santo Agostinho.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O aumento de R$ 768 milhões é explicado pelos seguintes fatores: (i) recebimento de financiamentos do BNDES e de recursos provenientes da emissão de debêntures, substancialmente para a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo, e de empréstimos contraídos com o HSBC, Mizuho e Tokyo, no valor global de R$ 1.220 milhões; (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 567 milhões das dívidas que vencerão em 2015; (iii) absorção do contrato de financiamento com o BNDES e bancos repassadores decorrente da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A. no valor de R$ 38 milhões; e (iv) encargos financeiros de R$ 77 milhões.

Concessões a pagar

O incremento de R$ 168 milhões decorre do seguinte: (i) juros e variação monetária de R$ 226 milhões; e (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 58 milhões.

Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

O avanço de R$ 7 milhões refere-se, substancialmente, ao que segue: (i) atualização das provisões existentes no montante de R$ 22 milhões e (ii) reversão de provisão relativa à cobrança de INSS em decorrência da adesão da Companhia ao plano de equacionamento de débitos fiscais denominado "REFIS da Copa", no valor de R$ 16 milhões.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

O aumento de R$ 44 milhões deve-se, essencialmente, a combinação dos seguintes itens: (i) juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido de R$ 28 milhões; (ii) contribuição da patrocinadora de R$ 34 milhões; (iii) perda na remensuração atuarial de R$ 70 milhões; e (iv) transferência de R$ 20 milhões para o passivo circulante.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O incremento de R$ 49 milhões decorre, basicamente, da combinação dos seguintes impactos nos tributos diferidos: (i) maior depreciação acelerada fiscal de ativos elegíveis; (ii) redução dos ganhos com as operações de *swap* e do custo atribuído do imobilizado (valor justo); (iii) constituição de tributos diferidos sobre as operações de *hedge* de fluxo de caixa e sobre os juros capitalizados; e (iv) provisão pela remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria.

Outros passivos não circulantes

A redução de R$ 130 milhões decorre, fundamentalmente, dos seguintes itens: (i) reversão de passivos prescritos relacionados à compra de energia e encargos de transmissão no valor de R$ 116 milhões; e (ii) transferência de R$ 26 milhões para o passivo circulante do valor esperado de realização das obrigações com pesquisa e desenvolvimento nos próximos doze meses.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Patrimônio líquido

O aumento de R$ 290 milhões decorreu da combinação do seguinte: (i) lucro líquido do exercício de 2014 de R$ 1.383 milhões; (ii) aprovação da distribuição dos dividendos propostos relativos a 2013 de R$ 462 milhões; (iii) dividendos intercalares e juros sobre o capital próprio creditados relativos a 2014 de R$ 603 milhões; (iv) remensuração de obrigações com benefícios de aposentadoria no montante de R$ 46 milhões; e (v) reconhecimento de ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa no valor de R$ 18 milhões.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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:

Em R$ milhões	31.12.2015	%	31.12.2014	%	31.12.2013	%	31.12.2015 *versus* 31.12.2014 (%)	31.12.2014 *versus* 31.12.2013 (%)
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS								
Distribuidoras de energia elétrica	3.046	46,7	3.044	47,0	2.824	50,7	0,1	7,8
Comercializadoras de energia elétrica	209	3,2	239	3,7	250	4,4	(12,6)	(4,4)
Consumidores livres	2.916	44,8	2.248	34,7	1.887	33,9	29,7	19,1
Transações no mercado de curto prazo	303	4,7	903	14,0	566	10,2	(66,4)	59,5
Outras receitas	38	0,6	39	0,6	42	0,8	(2,6)	(7,1)
	6.512	**100,0**	**6.473**	**100,0**	**5.569**	**100,0**	**0,6**	**16,2**

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita líquida de vendas entre os exercícios findos em 31.12.2015 e 31.12.2014

Distribuidoras de energia elétrica

No ano de 2015, a receita de venda a distribuidoras atingiu R$ 3.047 milhões, incremento de 0,1% em relação ao exercício de 2014, quando foi de R$ 3.044 milhões. Esse acréscimo é explicado pela associação destas variações: (i) R$ 246 milhões — crescimento de 8,4% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 244 milhões — redução de 7,7% — ou 1.434 GWh (163 MW médios) — do volume de energia vendida.

Comercializadoras de energia elétrica

A receita de venda a comercializadoras atingiu R$ 209 milhões, 12,6% inferior à receita auferida em 2014 — R$ 239 milhões. A redução apresentada é resultado dos seguintes aspectos: (i) R$ 129 milhões — queda de 42,8%, ou 881 GWh (101 MW médios), no volume de energia vendida; e (ii) R$ 99 milhões — acréscimo de 52,7% no preço médio líquido de vendas.

Consumidores livres

No ano de 2015, a receita de vendas a consumidores livres alcançou R$ 2.916 milhões, 29,7% além dos R$ 2.248 milhões verificados em 2014. Essa ampliação está relacionada ao que segue: (i) R$ 477 milhões — crescimento de 20,4% no preço médio líquido da energia vendida; e (ii) R$ 191 milhões — acréscimo de 1.255 GWh (143 MW médios), ou 7,7%, no volume de venda de energia.

Transações no mercado de curto prazo

No exercício de 2015, em relação ao ano anterior, houve decréscimo de R$ 600 milhões na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 903 milhões em 2014 para R$ 303 milhões em 2015. Mais explicações sobre tais operações e variações podem ser obtidas no item 10.1.h.1.

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita líquida de vendas entre os exercícios findos em 31.12.2014 e 31.12.2013

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Distribuidoras de energia elétrica

No ano de 2014, essa receita atingiu 3.044 milhões, aumento de 7,8%, ou R$ 220 milhões, em relação ao exercício de 2013, que apresentou R$ 2.824 milhões de receita de venda a distribuidoras. Esse acréscimo é explicado pela associação das seguintes variações: (i) R$ 216 milhões – crescimento de 7,6% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 4 milhões – ligeiro incremento de 0,1% do volume de energia vendida.

Comercializadoras de energia elétrica

Em 2014, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 239 milhões, R$ 11 milhões inferior, ou 4,4%, à receita auferida em 2013 de R$ 250 milhões. A redução apresentada é resultado dos seguintes aspectos: (i) R$ 8 milhões – diminuição de 3,1%, ou 65 GWh (7 MW médios), na quantidade de energia vendida; e (ii) R$ 3 milhões – decréscimo de 1,3% no preço médio líquido de vendas.

Consumidores livres

No exercício de 2014, essa receita alcançou R$ 2.248 milhões, 19,1%, ou R$ 361 milhões, além dos R$ 1.887 milhões auferidos no ano de 2013. Essa ampliação está relacionada ao que segue: (i) R$ 222 milhões – acréscimo de 1.669 GWh (191 MW médios), ou 11,4%, na quantidade de venda de energia; e (ii) R$ 139 milhões – crescimento de 6,9% no preço médio líquido da energia vendida.

Transações no mercado de curto prazo

Nos doze meses de 2014, em relação ao ano anterior, houve uma ampliação de R$ 337 milhões na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 566 milhões em 2013 para R$ 903 milhões em 2014. Maiores explicações sobre essas operações e variações podem ser encontradas no item 10.1.h.1.

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia nos anos de 2015, 2014 e 2013 estão abaixo mencionados. Informações complementares sobre os mesmos estão detalhadas nos itens 10.1.h e 10.2.a.(i) anteriormente descritos.

Ano de 2015 - (i) ampliação do preço médio líquido de venda; (ii) redução da quantidade vendida à distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres; (iii) resultado positivo nas transações realizadas no âmbito da CCEE ante resultado negativo no exercício anterior, incluindo os efeitos da adesão à repactuação do risco hidrológico de algumas usinas da Companhia, cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada, conforme estabelecido na Lei nº 13.203/2015; (iv) crescimento dos custos com a compra de energia para revenda; (v) efeito negativo decorrente de constituição de provisões operacionais; (vi) aumento dos demais custos de energia vendida e dos serviços prestados; e (vii) crescimento das despesas financeiras líquidas em função, principalmente, dos maiores juros e variações, monetárias e cambiais, sobre as dívidas.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Ano de 2014 - (i) elevação do preço médio líquido de venda e da quantidade de energia vendida; (ii) efeito negativo no resultado líquido das transações no mercado de curto prazo, inclusive na CCEE, incluindo o reconhecimento da recuperação dos efeitos negativos na CCEE decorrentes dos sinistros em unidades geradoras da Companhia; (iii) incremento dos custos com a compra de energia para revenda; (iv) aumento do consumo de combustíveis em razão do maior despacho da Usina Termelétrica William Arjona; (v) reversão de passivos prescritos relativos à compra de energia e encargos de transmissão; e (vi) queda das despesas financeiras líquidas.

Ano de 2013 - (i) aumento do preço médio líquido de venda e da quantidade de energia vendida; (ii) variação negativa no resultado líquido das transações no mercado de curto prazo, inclusive na CCEE; (iii) aumento no lucro relativo às demais operações da Companhia; (iv) registro de *impairment* de ativos de geração termelétrica; e (v) reconhecimento de ganhos não recorrentes decorrentes de liquidação antecipada de dívida e de ação judicial favorável à Companhia relativa a juros e variação monetária sobre venda de energia.

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

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

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

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

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. O impacto médio referente ao reajuste de preço pelos índices de inflação no exercício de 2015 foi de cerca de R$ 37 milhões, e nos anos de 2014 e 2013 foi de aproximadamente R$ 27 milhões e R$ 18 milhões, respectivamente.

Combustível para a produção de energia elétrica - O preço do gás consumido na UTE William Arjona é denominado em dólar norte americano, equivalente em reais, e reajustado anualmente pela variação do *Producer Price Index* (*PPI*), um indicador do governo americano para *commodities* de uso industrial. Os preços do carvão não reembolsável pela CDE são negociados quando da contratação da aquisição ou da renovação do contrato e tem como indexador fórmulas paramétricas cujos principais componentes são o INPC e índices setoriais específicos, na sua maioria, publicados pela Fundação Getulio Vargas (FGV). Os índices de correção não resultaram em efeitos relevantes no custo da Companhia. A desvalorização do real frente ao dólar elevou substancialmente o custo unitário do gás nos exercícios de 2015 e 2014.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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 de transmissão observados, e esperados, para todo sistema, e nos índices de reajustes dos contratos de transmissão e conexão vigentes – em maioria IGP-M e IPCA. O efeito da variação desses indicadores de inflação no custo da Companhia foi de aproximadamente R$ 35 milhões, R$ 20 milhões e R$ 18 milhões em 2015, 2014 e 2013, 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. Para os anos de 2015 o reajuste da TAR foi de 6,7% e o impacto no custo da Companhia foi de aproximadamente R$ 11 milhões. Nos anos de 2014 e 2013, os efeitos decorrentes dos reajustes de 5,9% e de 3,5% foram de R$ 9 milhões e de R$ 5 milhões, respectivamente.

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

Exposição ao câmbio

A Companhia não possui, em 31.12.2015 e 31.12.2014, empréstimos expostos à variação da cotação de moeda estrangeira, em função dos instrumentos de *hegde* (*swap*) contratados. Em 31.12.2013, o montante de R$ 129 milhões exposto a tal variação correspondia a 3,7% do somatório consolidado dos empréstimos, dos financiamentos e das debêntures da Companhia.

Em novembro de 2014, o empréstimo junto ao BNP Paribas foi liquidado antecipadamente, no montante de R$ 130 milhões, extinguindo a exposição da Companhia ao Euro.

Em setembro de 2013, a Companhia liquidou antecipadamente a totalidade de suas dívidas em dólar norte americano, contratadas junto à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), no valor de R$ 64 milhões, extinguindo a exposição da Companhia ao dólar.

A Companhia possui empréstimos contratados em dólar com *swap* integral para o CDI, os quais geram efeito no resultado de dívidas vinculadas à variação do CDI e não ao dólar. Estes empréstimos têm vencimentos em 2016.

Não houve, em 2015, impacto no resultado financeiro em decorrência de variação cambial. No exercício de 2014, o resultado financeiro foi impactado positivamente em R$ 3 milhões (efeito negativo de R$ 39 milhões em 2013). Estes efeitos representaram aproximadamente 0,2% do resultado operacional da Companhia em 2014 (2,0% em 2013).

Em decorrência de não existirem saldos de empréstimos e de financiamentos em moeda estrangeira sem cobertura de *hedge*, o risco de impactos relevantes no seu resultado financeiro e caixa em decorrência da variação das moedas estrangeiras frente ao Real é nulo.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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, do CDI, do IPCA e do IGP-M. Os impactos dos juros e da variação monetária no resultado financeiro da Companhia nos exercícios de 2015, 2014 e 2013 foram os seguintes:

(Valores em R$ milhões)	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Concessões a pagar	Total
Exercício Social findo em 31.12.2015			
- Juros	282	173	455
- Variação monetária	45	191	236
Exercício Social findo em 31.12.2014			
- Juros	235	152	387
- Variação monetária	16	73	89
Exercício Social findo em 31.12.2013			
- Juros	223	136	359
- Variação monetária	21	81	102

2015

a. Introdução ou alienação de segmento operacional

A Companhia administra os seus negócios como um único segmento operacional, o qual é composto pelas atividades de geração e comercialização da energia elétrica gerada pelos seus ativos ou comprada por meio de contratos de médio e longo prazo. Tal segmento representou 99,4% das receitas líquidas de vendas consolidadas auferidas em 2015. O crescimento do parque gerador da Companhia em 2015 foi formado com a finalização das obras de expansão da Ferrari Termelétrica, iniciadas em 2014, que agregaram 15,0 MW ao parque gerador. Em complemento, a inclusão do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Eólico de Tubarão (SC), agregou 2,1 MW. Com isso, os 7.044,3 MW alcançados ao final de 2015 representam um aumento de 17,1 MW ou 0,2% em relação aos 7.027,2 MW do final de 2014.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são as seguintes:

- Complexo eólico Santa Mônica

A implantação do Complexo Eólico Santa Mônica prosseguiu durante o ano de 2015, e sua entrada em operação comercial está prevista para 2016. Com capacidade de 97,2 MW, será composto por quatro centrais eólicas. No Leilão A-3, ocorrido em agosto de 2015, a Tractebel Energia comercializou 46,0 MW médios desse empreendimento, pelo prazo de 20 anos, a partir de 1º de janeiro de 2018. Os quatro parques eólicos têm capacidade comercial total de 48,7 MW médios. O custo de construção está estimado em R$ 460 milhões.

- Complexo Eólico Santo Agostinho

Em agosto de 2014 a controlada integral TBLP adquiriu os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, o qual é composto por vinte e quatro SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW, cada SPE participando com 25 MW, todo localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no Estado do Rio Grande do Norte.

Em dezembro de 2014, a Companhia finalizou o processo de aquisição da primeira fase do projeto, tendo sido transferidas nove SPE e uma holding para seu controle. O valor de aquisição atualizado referente a esta primeira fase foi de R$ 21 milhões.

Em junho e outubro de 2015, a Companhia adquiriu, através de sua controlada integral TBLP, os direitos de desenvolvimento das fases II e III-A, respectivamente, do Complexo Eólico Santo Agostinho, as quais são compostas por 11 (onze) Sociedades de Propósito Específico (SPE). Os parques estão localizados nos munícipios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte.

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

- Projeto Santo Assú

Em novembro de 2015, a controlada direta TBLP assinou contrato de aquisição de projetos de implantação de três usinas fotovoltaicas e de opção de compra de duas usinas fotovoltaicas, com prazo de exercício até 11 de junho de 2016, no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte. Ainda em novembro de 2015, a TBLP, por meio de sua controlada Assú V, a qual desenvolverá um dos projetos adquiridos, comercializou 9,2 MW médios em Leilão de Energia de Reserva – LER promovido pela Aneel, ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, a serem fornecidos a partir de 1º de novembro de 2018. Assú V terá capacidade instalada de 36,7 MW, e suas obras deverão ser iniciadas em 2016. O empreendimento demandará o investimento total de aproximadamente R$ 220 milhões.

Eventual alienação – Eólica Beberibe, Eólica Pedra do Sal e Hidrelétrica Areia Branca

Em 06 de julho de 2015 a Companhia publicou Comunicado ao Mercado informando a contratação de uma empresa de assessoria para coordenar uma eventual alienação das sociedades de propósito específico: (i) Eólica Beberibe S.A., que detém autorização outorgada pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("Aneel") para explorar o Parque Eólico Beberibe, com capacidade instalada de 25,6 MW; (ii) Eólica Pedra do Sal S.A., que detém autorização outorgada pela Aneel para explorar o Parque Eólico Pedra do Sal, com capacidade instalada de 18,0 MW; e (iii) Hidrelétrica Areia Branca S.A, que detém autorização outorgada pela Aneel para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, com capacidade instalada de 19,8 MW.

A Operação faz parte de uma estratégia de otimização do parque gerador da Companhia, que visa a permitir a expansão em ativos que ofereçam maior grau de sinergia entre si. O fechamento da Operação estará sujeito, dentre outros, ao atingimento de condições favoráveis de venda pela Companhia, bem como à obtenção das devidas aprovações pelas autoridades competentes.

c. Eventos ou operações não usuais

- Repactuação de risco hidrológico

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e a fim de mitigar os efeitos negativos do GSF aplicado às usinas integrantes do MRE, a Companhia, em dezembro de 2015, aderiu, mediante manifestação formal e despachos emitidos pela Aneel, à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. Como condicionante para a adesão, a Companhia teve que desistir de qualquer disputa judicial que impeça a aplicação do GSF as suas usinas.

Tal repactuação foi retroativa a janeiro de 2015, resultando no ressarcimento (líquido do prêmio de risco de 2015), no valor de R$ 223 milhões, registrado na rubrica do ativo "Repactuação de risco hidrológico a apropriar", que será compensado com os prêmios de risco futuros a serem incorridos pela Companhia.

As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR. Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que será compensado com os prêmios de risco calculados a valor presente devidos pela Companhia.

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

A classificação do montante a ser ressarcido no balanço patrimonial da Companhia tem a seguinte composição: (i) R$ 26 milhões reconhecidos no ativo circulante; e (ii) R$ 197 milhões reconhecidos no ativo não circulante. A tabela a seguir demonstra a expectativa de realização do saldo reconhecido no ativo não circulante:

2017	26
2018	25
2019	15
2020	15
2021	15
2022 a 2026	62
2027 a 2031	35
2032 em diante	4
	197

2014

a. Introdução ou alienação de segmento operacional

A Companhia administra os seus negócios como um único segmento operacional, o qual é composto pelas atividades de geração e comercialização da energia elétrica gerada pelos seus ativos ou adquirida por meio de contratos de médio e longo prazo. Tal segmento representou 99,3% das receitas líquidas de vendas consolidadas auferidas em 2014. Os seguintes eventos resultaram em impactos na capacidade instalada da Companhia: (i) incremento de 65,5 MW em razão da incorporação ao parque gerador da Usina Termelétrica Ferrari; (ii) acréscimo de 60 MW resultante da entrada em operação das centrais Eólicas Fleixeiras I e Mundaú, ambas de 30 MW e pertencentes ao Complexo Eólico Trairí; (iii) aumento de 3 MW em razão da entrada em operação da Usina Fotovoltaica Cidade Azul; e (iv) redução de 66 MW decorrente do pedido de revogação definitiva da autorização da operação e a respectiva devolução à União da Usina Termelétrica Algrete feita pela Companhia à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Assim, a Tractebel Energia encerrou o ano de 2014 com um acréscimo de 62,5 MW, em relação à capacidade instalada de 2013.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são as seguintes:

- Ferrari Termoelétrica S.A.

Em fevereiro de 2014, a controlada integral TBLP concluiu o processo de aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A. pelo valor de R$ 176 milhões, cuja composição é a seguinte:

(i) R$ 161 milhões – valor pago na data do fechamento, dos quais R$ 46 milhões foram depositados em conta vinculada para liberação quando do cumprimento de determinadas condições precedentes, quais sejam: (a) R$ 34 milhões - implantação de melhorias na eficiência do processo de co-geração, obtenção de licença ambiental, bem como revisão da garantia física da usina para 35,6 MW médios; e (b) 12 milhões - revisão técnica do turbo gerador, conclusão de obras de adequação das subestações entre outras.

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

(ii) R$ 4 milhões – montante pago em abril de 2014, relativo ao ajuste de preço decorrente da variação do capital do giro e endividamento líquido entre a data da assinatura do contrato e a data do fechamento do negócio.

(iii) R$ 11 milhões – valor que será pago mediante o compromisso de fornecimento de combustível adicional pelo vendedor em quantidade e qualidade suficientes para que a UTE Ferrari gere 35,6 MW médios de energia elétrica.

O valor atualizado do depósito mencionado no item (i), no montante de R$ 48 milhões, somado ao compromisso citado no item (iii), resulta no montante total de R$ 59 milhões, o qual está registrado no passivo.

A Ferrari Termoelétrica S.A. é uma sociedade de propósito específico detentora de todos os ativos da Central Geradora Termelétrica UTE Ferrari (UTE Ferrari), um empreendimento de cogeração de energia a biomassa de cana-de-açúcar, em operação comercial desde junho de 2009, localizado no Município de Pirassununga, Estado de São Paulo. A UTE Ferrari conta com uma capacidade instalada de 65,5 MW e capacidade comercial de 23,2 MW médios, dos quais 18,0 MW médios foram contratados em Leilões de Energia Elétrica destinados ao Ambiente de Contratação Regulada.

Em abril de 2014, a Companhia iniciou as atividades direcionadas à modernização e ampliação da UTE, de modo a elevar a sua capacidade comercial para 35,6 MW médios, bem como a de sua capacidade instalada para 80,5 MW.

- Projeto Campo Largo

Em junho de 2014, a TBLP, controlada integral da Companhia, concluiu o processo de aquisição das empresas CLWP Brasil II Participações Ltda. (CLWP II) e CLWP Brasil III Participações Ltda. (CLWP III), pelos montantes de R$ 22 milhões e R$ 40 milhões, respectivamente, dos quais R$ 9 milhões referem-se a parcelas condicionadas ao aumento de capacidade instalada, atualizadas pela variação do IPCA e de juros de 1,5% a.a.

O montante total da aquisição corresponde, substancialmente, ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos.

A CLWP II é uma holding detentora de cinco SPE, totalizando um potencial de desenvolvimento de 150 MW. O desenvolvimento de tais projetos estão sendo avaliados pela Companhia.

A CLWP III é uma holding detentora de dez SPE, as quais totalizam um potencial total de desenvolvimento de 300 MW. Destas SPE, quatro deram início a construção dos parques eólicos a partir de novembro de 2014, tendo em vista a assinatura de contrato de fornecimento de seus aerogeradores. Um dos parques cuja construção teve início em 2014, vendeu sua energia no leilão promovido pela Aneel em novembro de 2014.

- Projeto Santo Agostinho

Em agosto de 2014 a controlada integral TBLP adquiriu os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, o qual é composto por vinte e quatro SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW, todo localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no Estado do Rio Grande do Norte.

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

O valor máximo de aquisição é de R$ 54 milhões, composto por um valor fixo de R$ 39 milhões e um valor vinculado a desempenho de até R$ 15 milhões, que será pago desde que satisfeitas determinadas condições previstas em contrato. Na data da aquisição a Companhia pagou o montante de R$ 3 milhões relativos ao adiantamento previsto em contrato atualizado.

Em dezembro de 2014, a Companhia finalizou o processo de aquisição da primeira fase do projeto, tendo sido transferidas nove SPE e uma holding para seu controle. O valor de aquisição atualizado referente a esta primeira fase é de R$ R$ 21 milhões.

c. Eventos ou operações não usuais

Os principais eventos não usuais que impactaram no resultado da Companhia no exercício de 2014 foram os seguintes: (i) reversão do registro dos custos estimados de R$ 55 milhões, constituído em 2013, relativos aos efeitos da participação dos geradores no rateio dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), conforme estabelecido pela Resolução CNPE 03, visto a redução do risco de perda na ação judicial que contesta a cobrança desses valores; (ii) reversão de passivos prescritos relacionados à compra de energia e encargos de transmissão no valor de R$ 55 milhões e os respectivos encargos financeiros no montante de R$ 61 milhões; e (iii) reversão de provisão cível relativa à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP), no valor de R$ 92 milhões, motivada por decisão favorável à Companhia que reduziu o risco de perda na ação judicial.

2013

a. Introdução ou alienação de segmento operacional

A entrada em operação comercial da oitava e última unidade geradora da Usina Hidrelétrica Estreito, em março de 2013, e o início da operação comercial dos parques eólicos Trairí e Guajiru, em outubro e novembro de 2013, aumentou em 39,1 MW médios a capacidade comercial da Companhia.

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 2013, 2012 e 2011 são as seguintes:

b.1) Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013

Companhia Energética Estreito (CEE)

Em março de 2013, a Aneel autorizou o início da operação comercial da 8ª unidade geradora de energia da UHE Estreito, adicionando 135,8 MW de potência e 7,0 MW médios de capacidade comercial da usina. Com essa nova unidade em operação a UHE Estreito atingiu 100% do total de sua capacidade instalada e de sua energia assegurada, o equivalente a 1.087 MW e 641,1 MW médios, respectivamente, sendo 435,6 MW e 256,9 MW médios pertencentes à CEE.

Companhia Energética São Salvador (CESS)

Em 30.12.2013, a Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas aprovou, por unanimidade, a incorporação da controlada integral Companhia Energética São Salvador (CESS) na Tractebel Energia, mediante versão do acervo líquido da empresa na data base de 30.12.2013.

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

Complexo Trairi – atualização em relação às informações de 2012

Os parques eólicos Trairi e Guajiru deram início à operação comercial em outubro e novembro de 2013, adicionando 55,4 MW de capacidade instalada e 32,1 MW médios de capacidade comercial ao parque gerador da Companhia. O parque eólico Fleixeiras iniciou suas operações em teste em dezembro de 2013 com a efetivação da operação comercial em janeiro de 2014, agregando 30 MW e 16,6 MW médios, respectivamente, às capacidades instalada e comercial da Companhia. A energia gerada pelos parques eólicos do Projeto Trairí tem sido vendida no Ambiente de Comercialização Livre (ACL), em contratos de médio e longo prazo, através da controlada TBLC.

Projeto Campo Largo

Em junho de 2013, a Companhia concluiu o processo de aquisição da CLWP Brasil Ltda. pelo montante de R$ 22 milhões, após o cumprimento de determinadas condições previstas em contrato firmado em janeiro de 2013, dos quais R$ 13 milhões referem-se a parcelas vincendas, atualizadas pela variação do IPCA e de juros de 1,5% a.a.

A CLWP é detentora de 7 SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um projeto de geração eólica, nos municípios de Umburanas e Sento Sé, a 420 km de Salvador, com potência instalada conjunta de 206 MW e capacidade comercial de 105 MW médios.

A Companhia está em processo de realização de estudos internos de avaliação quanto à implantação do projeto.

Os controladores anteriores da CLWP também estão desenvolvendo outros projetos eólicos, de mais 150 MW de capacidade instalada, na mesma região, sobre os quais a Companhia tem preferência de compra, pelo valor de R$ 17 milhões, condicionada à obtenção de licenciamento ambiental, já em fase adiantada de aprovação.

Complexo Eólico Santa Mônica

O Complexo Eólico Santa Mônica possui capacidade instalada e comercial atualizada total de 97,2 MW e 55,3 MW médios, respectivamente. O referido projeto se encontra em fase adiantada de estudos internos de avaliação quanto à sua implantação. O Complexo é composto pelos seguintes parques eólicos.

- Central Eólica Santa Mônica e Central Eólica Ouro Verde – atualização em relação ás informações de 31.12.2012.

Em agosto de 2013, a TBLP, controlada integral da Companhia, concluiu o processo de aquisição das empresas Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE S.A. (cujo projeto denomina-se Central Eólica Santa Mônica) e Usina Geradora Eólica Santa Mônica II SPE Ltda.(detentora do projeto Central Eólica Ouro Verde) pelo valor de R$ 7 milhões, após o atendimento das condições contratuais precedentes ao fechamento do negócio, dos quais R$ 4 milhões referem-se a parcelas vincendas, atualizadas pela variação do IPCA. O projeto eólico, localizado no Estado do Ceará, é composto por duas usinas com capacidade instalada atualizada total de 48,6 MW e capacidade comercial atualizada de 27,1 MW médios.

- Central Eólica Cacimbas – atualização em relação às informações de 31.12.2012

Em fevereiro de 2013, após o cumprimento das condições precedentes, a TBLP finalizou a aquisição da Central Eólica Cacimbas Ltda. (atual denominação da Flecheiras Geração e Comercialização de Energia

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

Elétrica Ltda.). A capacidade instalada e comercial atualizada do projeto é de 18,9 MW e 11,7 MW médios, respectivamente.

- Central Eólica Estrela

A Central Eólica Estrela (projeto detido pela Central Eólica Trairí II Ltda.), adquirida no ano de 2010, é um projeto cuja capacidade instalada atualizada é de 29,7 MW e a capacidade comercial atualizada é de 16,5 MW.

Ferrari Termoelétrica S.A.

Em dezembro de 2013, a Companhia assinou contrato de aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A., através da controlada TBLP, pelo valor de R$ 172 milhões, desde que satisfeitas determinadas condições resolutivas estabelecidas no contrato de compra e venda de ações. Em fevereiro de 2014, após o cumprimento de todas as condições precedentes, a aquisição da empresa foi concluída.

A Ferrari Termoelétrica S.A. é uma sociedade de propósito específico detentora de todos os ativos da Central Geradora Termelétrica UTE Ferrari (UTE Ferrari), um empreendimento de cogeração de energia a biomassa de cana-de-açúcar, em operação comercial desde junho de 2009, localizado no Município de Pirassununga, Estado de São Paulo. A UTE Ferrari conta com uma capacidade instalada de 65,5 MW e capacidade comercial de 23,2 MW médios, dos quais 18,0 MW médios foram contratados em Leilões de Energia Elétrica destinados ao Ambiente de Contratação Regulada.

A SPE pretende realizar investimentos da ordem de R$ 85 milhões, direcionados à modernização e ampliação da UTE, a fim de ampliar sua capacidade instalada para 80,5 MW. Com isso, é esperada a elevação da sua capacidade comercial para 35,6 MW médios.

Alienação do Projeto Porto das Barcas

Em 12.12.2013, a Companhia, em função de pouca sinergia com os demais projetos eólicos, alienou a totalidade das ações detidas capital social da Porto das Barcas S.A., pelo montante de aproximadamente R$ 2 milhões, um projeto eólico localizado no Estado do Piauí. Esta empresa não realizou nenhuma atividade operacional.

b.2) Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012

Complexo Trairi – atualização em relação às informações de 2011

Em maio de 2012, foi concedido pelo BNDES o financiamento de R$ 358 milhões, destinado à implantação dos quatro parques eólicos do Complexo Trairi, no Ceará, dos quais R$ 205 milhões foram sacados até dezembro de 2012. A capacidade instalada e comercial do parque é 115,4 MW e de 58,2 MW médios, respectivamente.

Projeto eólico Santa Mônica

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

Esse projeto é composto por duas usinas com capacidade instalada total de 58,8 MW e capacidade comercial de 26,5 MW médios.

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

Projetos eólicos Campo Largo

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

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

Projeto eólico Flecheiras

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

b.3) Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011

Conclusão da alienação do Projeto Seival

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

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

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

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

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

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

Com referência ao Porto do Delta, cuja capacidade instalada é de 30 MW, a Companhia concluiu a sua venda no ano de 2013.

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

c. Eventos ou operações não usuais

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

Ano de 2013 – os principais eventos foram os que seguem: (i) reconhecimento de provisão para redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) no valor de R$ 73 milhões, correspondente principalmente aos ativos da Usina Termelétrica Charqueadas, em razão de normas impostas recentemente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que reduzirão o reembolso do consumo de carvão, a partir de janeiro de 2016, dependendo do padrão de eficiência da usina e não possibilitarão a recuperação de investimentos adicionais que seriam necessários para o atingimento de novos fatores de eficiência exigidos pelo regulador; (ii) registro dos custos estimados de R$ 55 milhões relativos à participação dos geradores no rateio dos Encargos do Serviço do Sistema (ESS), estabelecida pela CNPE 03, apesar de liminar obtida pela associação que representa a Companhia, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine), suspendendo os efeitos da referida Resolução; (iii) ganho financeiro de R$ 49 milhões auferido pela liquidação antecipada a valor de mercado da dívida junto à Secretaria do Tesouro Nacional (STN) e de seu respectivo depósito em garantia; e (iv) ganho de R$ 29 milhões em ação judicial que questionava o montante dos juros e variação monetária sobre vendas de energia recebidas em atraso em anos anteriores.

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

a. Mudanças significativas nas práticas contábeis

CPC 33 (R1) e IAS 19 Revisada – Benefícios a empregados

Exercício encerrado em 31.12.2013

As práticas contábeis relativas ao reconhecimento e mensuração dos Benefícios a empregados foram alteradas e sua adoção se tornou obrigatória a partir de 01.01.2013.

A nova norma eliminou a abordagem do método do "corredor", que permitia o diferimento do reconhecimento dos ganhos ou perdas atuariais no resultado. Desta forma, os ganhos e perdas atuariais avaliados anualmente pelos atuários passaram a ser reconhecidos diretamente na rubrica de "Ajuste de avaliação patrimonial - Outros resultados abrangentes", no Patrimônio Líquido.

Ademais, o cálculo da rentabilidade de ativos do plano passou a ser realizado com base na taxa de desconto utilizada para fins de avaliação do valor presente das obrigações com benefícios de aposentadoria.

b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Exercício encerrado em 31.12.2013

Em consequência das alterações das normas CPC 33 e IAS 19 para o registro de benefícios a empregados, conforme anteriormente mencionado, a Companhia ajustou retrospectivamente a 01.01.2012 os ativos, passivos e resultados com os benefícios de aposentadoria, bem como os respectivos efeitos no imposto de renda e contribuição social diferidos. Assim, o exercício de 2013 já contemplou a nova prática relativa ao reconhecimento e mensuração dos Benefícios a empregados.

c. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Exercício encerrados em 31.12.2015 e 31.12.2014

Não houve ressalva no Relatório (Parecer) dos Auditores Independentes da Companhia relativo às Demonstrações Contábeis dos exercícios findos em 31.12.2015 e 31.12.2014.

Exercício encerrados em 31.12.2013

Não houve ressalva no Relatório (Parecer) dos Auditores Independentes da Companhia relativo às Demonstração Contábil do exercício findo em 31.12.2013.

Transcrevemos no parágrafo a seguir, a ênfase padrão constantes dos relatórios dos auditores independentes emitidos sobre as demonstrações contábeis relativa ao exercício findo em 31.12.2013, aplicável a todas as Companhias que possuem investimentos em controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto avaliados pelo método da equivalência patrimonial, conforme exigências do Comunicado Técnico IBRACON nº 04/2010. Tendo em vista a exigência prevista pelo IBRACON, a Administração da Companhia considera apropriada a ênfase abaixo a seguir transcrita.

"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. "

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

A ênfase padrão supracitada foi excluída a partir dos relatórios dos auditores independentes emitidos sobre as demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31.12.2014, pois, em agosto de 2014, o IASB emitiu uma revisão do IAS 27 permitindo que as entidades adotem também o método de equivalência patrimonial na avaliação dos seus investimentos. A adoção antecipada desse procedimento eliminou a única inconsistência entre as práticas contábeis brasileiras e internacionais até então existentes, não sendo necessário qualquer ajuste retrospectivo nas demonstrações contábeis reportadas.

10.5 - Políticas contábeis críticas

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

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

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

a. Instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações contábeis. A definição do valor justo dos derivativos da Companhia exige o uso de metodologias de valoração que podem ser complexas e envolve o uso de estimativas de câmbio futuro e taxas de juros de longo prazo.

b. Vida útil do ativo imobilizado

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

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

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

10.5 - Políticas contábeis críticas

d. Obrigações com benefícios de aposentadoria

A Companhia reconhece suas obrigações com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando as seguintes práticas: (i) os compromissos futuros decorrentes dos planos de benefício de pensão são descontados ao valor presente com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com duração média (*duration*) similar à esperada para pagamento dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos do plano de pensão são avaliados pelos seus valores de mercado na data do balanço patrimonial.

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

As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser materialmente diferentes dos resultados reais devido às 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.

O processo de revisão da recuperação de ativos é subjetivo e requer julgamentos significativos através da realização de análises. No ano de 2015, a Companhia reconheceu provisão para redução do valor recuperável de ativos no montante de R$ 10 milhões. Em 2014, não houve quaisquer indicativos identificados que resultassem na redução do valor recuperável dos ativos da Companhia. Em 31.12.2013, a Companhia, baseada em suas análises, identificou a necessidade de constituir provisão para redução do valor recuperável de alguns de seus ativos de longa duração, no montante de R$ 73 milhões.

e. Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

São definidas 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 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

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

b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Os diretores da Companhia esclarecem que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013.

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

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

Os diretores da Companhia esclarecem que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013.

10.8 - Plano de Negócios

a. Investimentos:

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

A Companhia, ao final do ano de 2015, detinha em andamento as obras dos Complexos Eólicos Santa Mônica e Campo Largo e da Usina Termelétrica Pampa Sul. O montante investido, em 2015, foi de R$ 917 milhões, sendo R$ 779 milhões provenientes de recursos próprios e R$ 138 milhões através de dívidas.

Os investimentos realizados em 2015 e os previstos para o período de 2016 a 2018, na data-base de 31.12.2015, são os seguintes:

Valores em R$ milhões	Realizado 2015	Previsto 2016	Previsto 2017	Previsto 2018
Financiamento com:				
- Capital de terceiros	138	1.882	567	1.034
- Capital próprio	779	469	1.033	879
	917	2.351	1.600	1.913

No ano de 2015, a Companhia investiu R$ 494 milhões na construção de novas usinas, dos quais R$ 275 milhões nos parques eólicos em construção na Região Nordeste, R$ 160 milhões na Usina Termelétrica Miroel Wolowski (Pampa Sul), R$ 42 milhões na ampliação da Usina Termelétrica Ferrari e R$ 17 milhões no Projeto Solar Fotovoltaico Assú. Houve, também, aquisição de novos investimentos no valor de R$ 66 milhões.

Adicionalmente, no mesmo ano, a Companhia investiu R$ 223 milhões em projetos de manutenção e revitalização do seu parque gerador, de forma a manter o alto grau de disponibilidade das usinas. Os principais investimentos foram na modernização das usinas de Salto Santiago e Passo Fundo, onde foram investidos R$ 134 milhões.

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

Os principais projetos e investimentos previstos para 2016 são: (i) a continuidade da modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; (ii) a construção dos Complexos Eólicos Santa Mônica e Campo Largo e da Usina Termelétrica Pampa Sul; e (iii) o prosseguimento do programa de revitalização e manutenção do parque gerador da Companhia.

Ademais, para o ano de 2016, os investimentos previstos consideram a previsão de reserva financeira, no montante de R$ 511 milhões, para a aquisição da participação da Energia Sustentável do Brasil, empresa que detém 40% do empreendimento em Jirau.

ii. Fontes de financiamento dos investimentos

Os projetos setoriais geralmente possuem financiamento da ordem de 50% a 70% do investimento total e o restante normalmente é coberto com recursos próprios. O BNDES é o financiador da maioria dos projetos da Companhia.

10.8 - Plano de Negócios

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.

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

Em consonância com o modelo de negócios do Grupo Econômico ENGIE no Brasil, a controladora ENGIE LA 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.

Nesse contexto, a ENGIE, 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 ENGIE detém participação de 40%.

Ainda conforme o modelo de negócios, o Comitê de Partes Relacionadas da Tractebel Energia negociará a aquisição com a ENGIE LA.

A perspectiva é que o projeto seja transferido para a Tractebel Energia quando os principais riscos de desenvolvimento tiverem sido mitigados.

c. Novos produtos e 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% ao o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) 40% a projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) desenvolvidos pela Companhia, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel; e (iii) 20% ao Ministério de Minas e Energia (MME) a fim de custear, principalmente, os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético brasileiro.

10.8 - Plano de Negócios

No final do ano de 2015, a Companhia e suas controladas tinham saldo de R$ 112 milhões para investimentos em projetos próprios, dos quais R$ 52 milhões estão relacionados a projetos de P&D já em execução.

Parte substancial do valor já comprometido refere-se aos projetos de pesquisa e desenvolvimento direcionado (i) à geração fotovoltaica (FV) de 3MWp , no qual a Companhia é a empresa proponente, que conta com outras 11 empresas do setor elétrico – chamadas de cooperadas – e com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), atuando como entidade Executora, e (ii) ao desenvolvimento e certificação de um aerogerador com tecnologia nacional e potência nominal de 3,3 MW, em parceria com a empresa WEG S.A. Estima-se um investimento de cerca de R$ 56 milhões e R$ 160 milhões para cada projeto acima mencionado, dos quais aproximadamente R$ 35 milhões e 70 milhões serão financiados com recursos de P&D oriundos da Tractebel Energia, respectivamente.

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.

10.9 - Outros fatores com influência relevante

Em 11.05.2016 a Companhia publicou um Comunicado ao Mercado informando que tomou conhecimento do comunicado à imprensa, divulgado em 10.05.2016, a agência Fitch Ratings rebaixou o Rating Internacional em moeda estrangeira da Companhia de BBB- para BB+, ainda um nível acima do rating soberano, com perspectiva negativa. A revisão da nota da Companhia foi reflexo do rebaixamento do Rating soberano, divulgado pela Agência, em 05.05.2016. Não houve alteração do Rating Nacional de Longo Prazo da Tractebel, que permanece sendo 'AAA(bra)', com perspectiva estável.

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

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" a seguir.

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 Companhia 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 nestas premissas:

- Cronograma de manutenções das unidades geradoras;
- Diagnósticos de equipamentos;
- Obrigações regulatórias; e
- Iniciativas estratégicas.

Os valores informados, projeção e realizado, não consideram juros sobre a construção (juros sobre Capital Próprio e Capital de Terceiros).

A Administração pode influenciar todas as premissas, exceto as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle.

Em caso de alteração relevante nas premissas retro mencionadas, as projeções podem ser revisadas.

d. Valores dos indicadores que são objeto da previsão

Os montantes projetados e realizados referentes aos últimos três exercícios sociais são apresentados a seguir. Tais valores estão expressos em milhões de reais e não contemplam os juros sobre os financiamentos capitalizados durante o período de construção das usinas.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

- **Ano de 2013**

Projeção para o ano corrente de 2013 informado ao final de 2012:

Descrição \ Período de projeção	2013
Financiado com dívida	205
Financiado com capital próprio	989
Total	**1.194**

Investimentos realizados no ano corrente de 2013:

Descrição \ Período	2013
Financiado com dívida	152
Financiado com capital próprio	533
Total	**685**

Variação entre o projetado e o realizado referente ao ano corrente de 2013:

Descrição \ Período de análise	2013
Financiado com dívida	(53)
Financiado com capital próprio	(456)
Total	**(509)**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2013:

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

Financiado com capital próprio – A redução no montante previsto para 2013, de R$ 456 milhões, em relação aos R$ 989 milhões divulgados no quarto trimestre, é derivada destes principais fatores: (i) redução de R$ 511 milhões decorrente da postergação para 2014 do investimento na aquisição de Jirau; (ii) aumento de gastos na UHE Estreito no montante de R$ 73 milhões; (iii) redução de R$ 12 milhões decorrente de alteração na estrutura de financiamento do Complexo Eólico Trairi; e (iv) redução de R$ 6 milhões devido à postergação de investimentos em novos projetos eólicos, anteriormente previstos para o ano de 2013.

Projeção para os anos subsequentes

Projeção para os anos de 2014 e 2015, informada ao final de 2012:

Descrição \ Período de projeção	2014	2015
Financiado com dívida	-	-
Financiado com capital próprio	203	169
Total	**203**	**169**

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Projeção para os anos de 2014, 2015 e 2016, vigente ao final de 2013:

Descrição \ Período de projeção	2014	2015	2016
Financiado com dívida	-	-	-
Financiado com capital próprio	489	739	243
Total	**489**	**739**	**243**

Variação entre as projeções informadas ao final de 2012 e vigentes ao final de 2013:

Descrição \ Período de projeção	2014	2015	2016[1]
Financiado com dívida	-	-	n.a.
Financiado com capital próprio	286	570	n.a.
Total	**286**	**570**	**n.a.**

Resumo das variações nas projeções para 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.

- **Ano de 2014**

Projeção para o ano corrente de 2014 informado ao final de 2013:

Descrição \ Período de projeção	2014
Financiado com dívida	-
Financiado com capital próprio	489
Total	**489**

Investimentos realizados no ano corrente de 2014:

Descrição \ Período	2014
Financiado com dívida	343
Financiado com capital próprio	276
Total	**619**

Variação entre o projetado e o realizado referente ao ano corrente de 2014:

Descrição \ Período de análise	2014
Financiado com dívida	343
Financiado com capital próprio	(213)
Total	**130**

[1] A projeção para o ano de 2016 foi apresentada a partir do quarto trimestre de 2013, motivo pelo qual não é informada a comparação entre projetado e realizado daquele ano.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2014:

As variações em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2014 (durante o 4º trimestre de 2013) decorreram destes fatos:

Financiado com dívida – O acréscimo no montante previsto para 2014 decorreu, substancialmente, pela captação via Debêntures de Infraestrutura.

Financiado com capital próprio – A redução no montante previsto para 2014, de R$ 213 milhões, em relação aos R$ 489 milhões divulgados no quarto trimestre, é derivada, substancialmente, da captação via Debêntures de Infraestrutura para cobertura da manutenção do parque gerador.

Projeção para os anos subsequentes

Projeção para os anos de 2015 e 2016, informada ao final de 2013:

Descrição \ Período de projeção	2015	2016
Financiado com dívida	-	-
Financiado com capital próprio	739	243
Total	**739**	**243**

Projeção para os anos de 2015, 2016 e 2017, vigentes ao final de 2014:

Descrição \ Período	2015	2016	2017
Financiado com dívida	643	690	834
Financiado com capital próprio	320	1.215	555
Total	**963**	**1.905**	**1.389**

Variação entre as projeções informadas ao final de 2013 e vigentes ao final de 2014:

Descrição \ Período de análise	2015	2016	2017[2]
Financiado com dívida	643	690	n.a.
Financiado com capital próprio	(419)	972	n.a.
Total	**224**	**1.662**	**n.a.**

Resumo das variações nas projeções para 2015 e 2016

As variações em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2015 (informadas durante o 4º trimestre de 2013) referem-se, essencialmente à (i) postergação de 2015 para 2016 do investimento na aquisição de participação em Jirau; (ii) da construção do Complexo Campo Largo, da UTE Pampa Sul e da Eólica Santa Mônica; (iii) da revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia; e (iv) da aquisição da Ferrari.

[2] A projeção para o ano de 2017 foi apresentada a partir do quarto trimestre de 2014, motivo pelo qual não é informada a comparação entre projetado e realizado daquele ano.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2016 (informadas durante o 4º trimestre de 2013), estão relacionadas a seguir as razões para as atualizações ocorridas: (i) postergação de 2015 para 2016 do investimento na aquisição de participação em Jirau, conforme anteriormente mencionada; (ii) construção do Complexo Campo Largo, da termelétrica Pampa Sul e da Eólica Santa Mônica; e (iii) revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia.

- **Ano de 2015**

Projeção para o ano corrente de 2015 informado ao final de 2014:

Descrição \ Período de projeção	2015
Financiado com dívida	643
Financiado com capital próprio	320
Total	**963**

Investimentos realizados no ano corrente de 2015:

Descrição \ Período de projeção	2015
Financiado com dívida	138
Financiado com capital próprio	779
Total	**917**

Variação entre o projetado e o realizado referente ao ano corrente de 2015:

Descrição \ Período de projeção	2015
Financiado com dívida	(505)
Financiado com capital próprio	459
Total	**(46)**

No ano de 2015, a Companhia investiu R$ 917 milhões na construção, manutenção e revitalização do seu parque gerador. A construção das Eólicas Santa Mônica e Parque Campo Largo, da UTE Pampa Sul e do projeto Assú demandou R$ 494 milhões. Os projetos de manutenção receberam investimentos de R$ 223 milhões. Na modernização das usinas de Salto Santiago e Passo Fundo foi investido R$ 134 milhões.

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2015:

As variações em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2015 (durante o 4º trimestre de 2014) decorreram destes fatos:

Financiado com dívida – O decréscimo no montante previsto para 2015 decorreu, substancialmente, pela não captação via Debêntures de Infraestrutura como originalmente previsto.

Financiado com capital próprio – O aumento no montante previsto para 2015, de R$ 320 milhões, em relação aos R$ 779 milhões divulgados no quarto trimestre, é derivado, substancialmente, da não captação via Debêntures de Infraestrutura para cobertura de desenvolvimento dos novos projetos (UTE Pampa Sul, Usinas Eólicas Santa Mônica e Campo Largo).

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Projeção para os anos subsequentes

Projeção para os anos de 2016 e 2017, informada ao final de 2014:

Descrição \ Período de projeção	2016	2017
Financiado com dívida	690	834
Financiado com capital próprio	1.215	555
Total	**1.905**	**1.389**

Projeção para os anos de 2016, 2017 e 2018, vigentes ao final de 2015:

Descrição \ Período de projeção	2016	2017	2018
Financiado com dívida	1.882	567	1.034
Financiado com capital próprio	469	1.033	879
Total	**2.351**	**1.600**	**1.913**

Variação entre as projeções informadas ao final de 2014 e vigentes ao final de 2015:

Descrição \ Período de análise	2016	2017	2018[3]
Financiado com dívida	1.192	(267)	n.a.
Financiado com capital próprio	(746)	478	n.a.
Total	**446**	**211**	**n.a.**

Resumo das variações nas projeções para 2016 e 2017

As variações em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2016 (informadas durante o 4º trimestre de 2014) referem-se, substancialmente ao (i) aumento de valor para construção do Parque Campo Largo, da UTE Pampa Sul e da Eólica Santa Mônica; e (ii) aumento de valor para revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia.

Em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2017 (informadas durante o 4º trimestre de 2014), estão relacionadas a seguir as razões para as atualizações ocorridas: (i) aumento nos gastos para construção do Parque Campo Largo e da UTE Pampa Sul; (ii) redução na previsão de investimentos na Eólica Santa Mônica; e (iii) redução no valor para revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia.

[3] A projeção para o ano de 2018 foi apresentada a partir do quarto trimestre de 2015, motivo pelo qual não é informada a comparação entre projetado e realizado daquele ano.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

- **Ano de 2016**

Projeção para o ano corrente de 2016 informado ao final de 2015

Descrição \ Período de projeção	2016
Financiado com dívida	1.882
Financiado com capital próprio	(42)
Lucros retidos de 2010 destinados à aquisição de Jirau	511
Total	**2.351**

Investimentos realizados no ano corrente de 2016:

Descrição \ Período de projeção	2016
Financiado com dívida	636
Financiado com capital próprio	554
Lucros retidos de 2010 destinados à aquisição de Jirau	-
Total	**1.190**

Variação entre o projetado e o realizado referente ao ano corrente de 2016:

Descrição \ Período de projeção	2016
Financiado com dívida	(1.246)
Financiado com capital próprio	596
Lucros retidos de 2010 destinados à aquisição de Jirau	(511)
Total	**(1.161)**

No ano de 2016, os investimentos totais da Companhia foram de R$ 1.190 milhões, sendo: (i) R$ 192 milhões – destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (ii) R$ 98 milhões – direcionados à modernização de Salto Santiago; e (iii) R$ 900 milhões – aplicados na UTE Pampa Sul (R$ 620 milhões), no Projeto Eólico Santa Mônica (R$ 158 milhões), no Projeto Eólico Campo Largo (R$ 90 milhões) e nas demais usinas (R$ 32 milhões).

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2016:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2016 ao final de 2015 e os investimentos realizados neste ano decorreram destes fatos:

Financiado com dívida – O decréscimo no montante realizado de 2016, quando comparado ao previsto, é decorrente, principalmente, da não captação neste ano de financiamentos, como originalmente previsto, para a construção dos Projetos Eólicos Santa Mônica e Campo Largo, bem como, postergação de gastos na UTE Pampa Sul.

Financiado com capital próprio e lucros retidos de 2010 destinados à aquisição de Jirau – O aumento no montante realizado de R$ 554 milhões, em relação ao previsto de R$ 469 milhões, ocorreu, substancialmente, devido a não captação de recursos de terceiros para cobertura de desenvolvimento dos novos projetos, como Projetos Eólicos Santa Mônica e Campo Largo. Tal aumento foi atenuado pela postergação para 2017 da aquisição da participação na UHE Jirau e menor realização de gastos com manutenção do parque gerador.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

- **Projeção para os anos subsequentes**

Projeção para os anos de 2017 e 2018, informada ao final de 2015:

Descrição \ Período de projeção	2017	2018
Financiado com dívida	567	1.034
Financiado com capital próprio	1.033	879
Total	**1.600**	**1.913**

Projeção para os anos de 2017, 2018 e 2019, vigentes ao final de 2016:

Descrição \ Período de projeção	2017	2018	2019
Financiado com dívida	2.052	1.550	131
Financiado com capital próprio	(15)	718	250
Lucros retidos de 2010 destinados à aquisição de Jirau	511	-	-
Total	**2.548**	**2.268**	**381**

Variação entre as projeções informadas ao final de 2015 e vigentes ao final de 2016:

Descrição \ Período de projeção	2017	2018	2019
Financiado com dívida	1.485	516	n.a.
Financiado com capital próprio	(1.048)	(161)	n.a.
Lucros retidos de 2010 destinados à aquisição de Jirau	511	-	n.a.
Total	**948**	**355**	**n.a.**

Resumo das variações para as projeções de 2017 e 2018 durante o ano corrente de 2016:

Financiado com dívida – O aumento no montante orçado em 2016, quando comparado ao orçado em 2015, para os anos 2017 e 2018, é derivado da postergação da captação de Empréstimos, previsto no Projeto Eólico Santa Mônica e Projeto Eólico Campo Largo para os anos de 2017 e 2018, bem como postergação dos gastos na Usina UTE Pampa Sul em 2016.

Financiado com capital próprio e lucros retidos de 2010 destinados à aquisição de Jirau – A redução no montante orçado de 2015, quando comparado ao orçado em 2016, para os anos 2017 e 2018, é derivado, substancialmente, pela postergação para 2017 da aquisição de participação na UHE Jirau (R$ 511 milhões).

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

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, quando aplicável, conforme apresentado no item 11.1.d.

b. quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

As referidas comparações estão apresentadas no item 11.1.d.

c. quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

As projeções ao final do 4º trimestre de 2016 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 em suas demonstrações contábeis.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

a. Atribuições de cada órgão e comitê identificando se possuem regimento interno próprio

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$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais), 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, cuja competência é da diretoria executiva até 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$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais);

XIII - deliberar sobre a aquisição e a alienação de ações de emissão da Companhia, fixando-lhes preço e condições;

XIV - deliberar sobre a emissão de novas ações, o preço de emissão e as demais condições de tais emissões, observado o que dispuser este Estatuto;

XV - declarar, nos casos previstos neste Estatuto, dividendos intercalares à conta de lucro apurado em balanço semestral ou, em períodos menores, dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros, bem como o crédito ou pagamento de juros sobre o capital próprio;

XVI - deliberar sobre a emissão de notas promissórias comerciais (*commercial papers*), bem como a emissão de bônus de subscrição;

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;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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, aos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição (CUST e CUSD) e às operações de contratação de instrumentos financeiros e securitários aceitos e necessários para garantia de processos judiciais e à liquidação financeira das operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, não se aplica o limite estabelecido no inciso VIII deste artigo, devendo 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 e atos subsequentes a eles vinculados, incluindo contratação de instrumentos financeiros e securitários aceitos e necessários para garantia:

a) até 20MWmédios por mês, limitado a 1.000GWh na duração total do contrato, aprovação por dois diretores da Tractebel Energia;

b) acima de 20MWmédios por mês e até 150MWmédios por mês, limitado a 7.500GWh na duração total do contrato, aprovação pelo diretor presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia; e

c) acima de 150MW médios por mês ou acima de 7.500GWh na duração total do contrato, aprovação pelo conselho de administração;

II – para contratos de exportação de energia, CUST e CUSD, e atos subsequentes a eles vinculados, incluindo contratação de instrumentos financeiros e securitários aceitos e necessários para garantia, aprovação pelo diretor presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia;

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; e

IV – para contratação de instrumentos financeiros e securitários aceitos e necessários para garantia de processos judiciais e à liquidação financeira das operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, aprovação por dois diretores.”.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

O Conselho de Administração possui regimento interno próprio, que está disponível no website da Companhia (www.tractebelenergia.com.br), no seguinte endereço: Investidores > Governança Corporativa > Códigos e Políticas.

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."

Compete à Auditoria Interna:

As atribuições da Auditoria Interna, vinculada hierarquicamente ao Diretor Presidente, estão estabelecidas no Manual de Organização da Companhia, conforme mencionamos a seguir:

I - Analisar os sistemas de controle interno, objetivando o monitoramento dos riscos de processo.

II - Analisar todas as atividades da Companhia, incluindo os contratos, quando permitido contratualmente, as subsidiárias, as joint ventures e outras relações empresariais.

III - Realizar missões conjuntas com a Auditoria Corporativa.

IV - Elaborar Relatório de Auditoria sobre o resultado das missões e remeter para o Presidente do Conselho de Administração, Diretor Presidente, Diretor e Gerente da área auditada e Auditoria Corporativa.

V - Acompanhar as melhorias dos sistemas de controle interno e processos, para assegurar que os objetivos das missões de auditoria sejam alcançados.

VI - Coordenar as atividades do Comitê de Ética.

A área de auditoria interna existe na estrutura organizacional desde a criação da Companhia.

Compete ao Conselho Fiscal:

A atual composição do Conselho Fiscal foi reeleita em 14.04.2016, na 19ª Assembleia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia. Na 28ª Assembleia Geral Extraordinária dos acionistas, realizada em 20.02.2013, foi aprovada alteração no Estatuto Social para que o Conselho Fiscal passe a ter funcionamento permanente e lhe conferir outras atribuições, além das já previstas em lei, como:

I - avaliar os sistemas de gestão de risco e de controles internos; e

II – opinar sobre quaisquer propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração de contratação de serviços adicionais a serem contratados com a empresa prestadora de serviço de auditoria das demonstrações financeiras.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Comitês:

- Estatutários – Comitê Estratégico

Estatutariamente, a Companhia possui um Comitê Estratégico composto de até 7 (sete) membros, acionistas ou não da Companhia, residentes no país ou não, podendo ser administradores, eleitos pelo Conselho de Administração. O Comitê Estratégico se reúne periodicamente sempre que a administração julgar necessário submeter alguma matéria a esse órgão, que tem por função atuar como órgão consultivo da administração.

- Não Estatutários

A Companhia possui outros comitês para o auxílio à Administração, os quais possuem funções de apoio, não tendo participação do processo de decisão dos órgãos de administração. Os principais comitês estão apresentados a seguir:

- **Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas ("Comitê Independente")**

A Companhia possui um Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas ("Comitê Independente"), com o objetivo de assegurar que tais transações observem sempre condições estritamente comutativas, negociadas de forma independente, mediante processo transparente e seguro.

O Comitê Independente é de funcionamento não permanente e instalado pelo Conselho de Administração sempre que a Companhia ou sociedade sob seu controle pretender realizar 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 especificadas em seu Regulamento.

No exercício de 2015 o referido Comitê Independente não foi instalado.

O Comitê possui regimento interno próprio, que está disponível no website da Companhia (www.tractebelenergia.com.br), no seguinte endereço: Investidores > Governança Corporativa > Códigos e Políticas.

- **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 de Planejamento Tributário; (iv) Comitê de Inovação; (v) Comitê de Sustentabilidade; (vi) Comitê de Performance Humana; (vii) Comitê de Ética; e (viii) Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial.

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 na 143ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 09.06.2015, foi aprovada a indicação do representante eleito pelos empregados para compor, de forma permanente, o Comitê de Sustentabilidade.

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 Companhia. Em suas funções, promove o conceito de desenvolvimento sustentável dentro da Companhia e avalia solicitações de apoio socioambientais.

O Comitê de Sustentabilidade possui regimento interno próprio, que está disponível no website da Companhia (www.tractebelenergia.com.br), no seguinte endereço: Investidores > Governança Corporativa > Códigos e Políticas.

A relação de comitês consta do website da Companhia (www.tractebelenergia.com.br), no seguinte endereço: Investidores > 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 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 identificando o método utilizado

Em 04.05.2012, o Conselho de Administração aprovou a proposta para implantação de mecanismo de avaliação periódica anual do Conselho e de seus membros, mediante a emissão de relatório das atividades executadas em cada exercício, contendo o número de reunião realizada, os temas abordados e o tempo despendido, a assiduidade dos membros do Conselho e a participação dos conselheiros em outras atividades, como reuniões do Comitê Estratégico, reuniões com investidores e eventos corporativos e sociais da Companhia.

Em 05.05.2016, dentro das melhores práticas de governança corporativa, o Conselho de Administração tomou conhecimento e aprovou por unanimidade o relatório de atividades, relativo ao exercício de 2015.

A avaliação do desempenho da Auditoria Interna está vinculada ao cumprimento do Plano Anual de Auditoria Interna, aprovado pelo Diretor Presidente. Esse Plano é estabelecido em conformidade com os objetivos empresariais da Tractebel Energia e a consequente avaliação independente dos riscos de negócios inerentes aos processos executados pela Companhia.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Não há mecanismos de avaliação formal de desempenho dos membros dos Comitês. Já quanto ao Conselho de Administração, em 05.05.2016 foi aprovado o relatório de suas atividades relativas ao exercício de 2015, 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.

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 - dirigir as atividades de gestão administrativa, documentação, suprimentos e serviços;

II - dirigir as atividades de tecnologia da informação e de telecomunicações;

III - promover ações de comunicação empresarial, de relações públicas, de responsabilidade social, e coordenar o marketing institucional da Companhia;

IV - dirigir as atividades de recursos humanos da Companhia e coordenar as atividades de relações trabalhistas;

V - coordenar as atividades de Organização & Métodos e a atualização do Manual de Organização da Companhia;

VI - acompanhar e representar a Companhia na gestão das entidades de previdência privada por ela patrocinadas; e

VII - coordenar as atividades do Comitê de Sustentabilidade e do Comitê de Inovação.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores:

I - promover a administração financeira, contábil e fiscal da Companhia e suas controladas;

II - preparar e acompanhar o orçamento empresarial;

III - coordenar as relações com os mercados de capitais e financeiros, representando a Companhia e prestando as informações à Comissão de Valores Mobiliários - CVM, Bolsa de Valores, acionistas e investidores;

IV - promover a administração financeira das questões relacionadas a entidades de previdência privada patrocinadas pela Companhia;

V - coordenar as atividades dos Comitês Financeiro e Tributário; e

VI - coordenar a elaboração do Relatório Anual de Sustentabilidade junto às áreas da Companhia.

Diretor de Planejamento e Controle:

I - coordenar a elaboração do Plano Estratégico da Companhia;

II - avaliar e monitorar o gerenciamento do risco empresarial;

III - propor operações de compra e venda de energia, visando o gerenciamento do risco de mercado da Companhia;

IV - relatar e monitorar as exposições do portfólio de contratos, verificando se as operações realizadas estão de acordo com a política de comercialização da Companhia;

V - efetuar o planejamento e programação da produção;

VI - dirigir os assuntos de natureza regulatória relacionados com a comercialização e produção de energia;

VII - analisar preço e riscos e propor produtos e estratégias para comercialização de energia; e

VIII - coordenar as atividades do Comitê de Gerenciamento de Risco e do Comitê de Energia.

Diretor de Geração:

I - promover a gestão, operação e manutenção dos ativos de geração da Companhia;

II - conduzir a implementação física de novos projetos de geração; e

III - conduzir o licenciamento ambiental do parque gerador, incluindo novos projetos.

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 do cliente; e

V - efetuar a contabilização e comercialização de energia no CCEE e operacionalizar os contratos de compra e venda de energia.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Diretor de Desenvolvimento de Negócios:

I - desenvolver novos projetos de geração.

As atribuições de cada diretor foram aprovadas na 151ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 05.05.2016, cuja ata está disponível nos sites da Companhia, da CVM e da BM&FBovespa.

a. Prazos de convocação

Em atenção ao disposto na Instrução CVM n.º 559, de 27 de março de 2015, as assembleias gerais da Companhia passaram a ser convocadas com prazo mínimo de 30 (trinta) dias de antecedência.

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.engieenergia.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

A Companhia não tem a prática de indicar procuradores para representação dos acionistas nas assembleias gerais, com orientação de voto especifica para a respectiva ordem do dia.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

f. formalidades necessárias para aceitação de procurações outorgadas por acionistas, indicando se a Companhia exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarização, consularização e tradução juramentada e se a Companhia admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

Conforme consta dos editais de convocações, para participação na Assembleia Geral, além do comprovante de titularidade das ações de emissão da Companhia, os acionistas devem apresentar os seguintes documentos:

- Acionistas Pessoas Físicas: *i)* documento oficial de identificação com foto (RG, RNE, CNH, Passaporte ou carteiras de classe profissional oficialmente reconhecidas).

- Acionistas Pessoas Jurídicas: *i)* cópia autenticada do último estatuto ou contrato social consolidado ou de suas alterações e da ata de eleição dos diretores, caso esses não constem do contrato social; e *ii)* original ou cópia autenticada de documento oficial de identificação, com foto, do(s) representante(s) legal(is).

- Fundos de Investimento: *i)* original ou cópia autenticada do último regulamento consolidado do fundo ou suas alterações, do estatuto ou contrato social consolidado ou suas alterações do seu administrador e da ata de eleição dos diretores do administrador do fundo, caso esses não constem do contrato social; e *ii)* original ou cópia autenticada de documento oficial de identificação, com foto, do(s) representante(s) legal(is).

Caso o acionista se faça representar por procurador (acionista ou administrador da companhia ou, ainda, advogado), além dos atos societários listados acima dos acionistas pessoas jurídicas e dos fundos de investimentos, deverá ser apresentado o documento oficial de identificação do procurador e procuração com poderes específicos, emitida em prazo inferior a um ano contado da data da Assembleia, nos termos do §1º do art.126 da LS/A, por instrumento público ou particular, no último caso com a firma do outorgante reconhecida em cartório, sendo dispensada a apresentação do documento de identificação de quem assinou a procuração.

A Companhia não exige a tradução juramentada de documentos que tenham sido originalmente lavrados em língua portuguesa, inglesa ou espanhola ou que venham acompanhados da respectiva tradução nestas línguas.

A Companhia não admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico.

g. formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto a distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se a Companhia exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarização e consularização

Em atenção à Instrução CVM n.º 481/2009, e suas alterações posteriores, a Companhia passará a adotar o voto a distância a partir do exercício de 2017.

O acionista que optar por exercer seu direito de voto a distância poderá fazê-lo enviando o boletim de voto, devidamente preenchido, rubricado e assinado, com firma reconhecida, diretamente à sede da Companhia, localizada na Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064, Bairro Agronômica, CEP 88025-255 – Florianópolis/SC – Brasil, aos cuidados da Unidade Organizacional Assuntos Jurídicos, acompanhado do comprovante de titularidade das ações de emissão da Companhia e dos demais documentos indicados na alínea "f" retro mencionada, conforme o caso.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

O boletim de voto a distância deve ser recebido, na Companhia, até 7 (sete) dias antes da data da assembleia. Boletins entregues após a data estabelecida serão desconsiderados.

h. se a companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância

A Companhia não disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância.

i. instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no boletim de voto a distância

Nos termos do artigo 21-L da Instrução CVM n.º 481, e suas alterações posteriores, os acionistas poderão incluir no boletim de voto a distância:

(i) candidatos ao Conselho de Administração e ao Conselho Fiscal da Companhia, desde que observados os limites estabelecidos no Anexo 21-L-I dessa Instrução. Nesse caso, o acionista deverá deter, no mínimo, 1% de ações da Companhia, atualmente equivalente a 6.527.421,92 ações ordinárias; e

(ii) propostas de deliberação por ocasião da Assembleia Geral Ordinária, desde que observados os limites estabelecidos no Anexo 21-L-II dessa Instrução. Nesse caso, o acionista deverá deter, no mínimo, 2% do capital social da Companhia.

A proposta de inclusão deverá ser encaminhada diretamente à sede da Companhia, localizada na Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064, Bairro Agronômica, CEP 88025-255 – Florianópolis/SC – Brasil, aos cuidados da Unidade Organizacional Assuntos Jurídicos, observadas as orientações contidas no artigo 21-M da Instrução CVM n.º 481, no período estabelecido no parágrafo 1º do artigo 21-L da citada Instrução CVM.

j. se a companhia disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

A companhia não disponibiliza.

k. Outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto a distância

Além do envio do boletim de voto diretamente à Companhia, conforme descrito na alínea "g" retro mencionada, o acionista poderá adotar uma das seguintes alternativas:

(i) Envio ao custodiante

O acionista poderá transmitir a instrução de preenchimento do boletim ao custodiante de suas ações, observados os procedimentos e os documentos exigidos pelo ele. Posteriormente, o custodiante encaminhará a manifestação de voto à Central Depositária da BM&FBovespa. Recomenda-se que os acionistas entrem em contato com seus agentes de custódia para verificar os procedimentos para emissão da instrução e seu poder de voto.

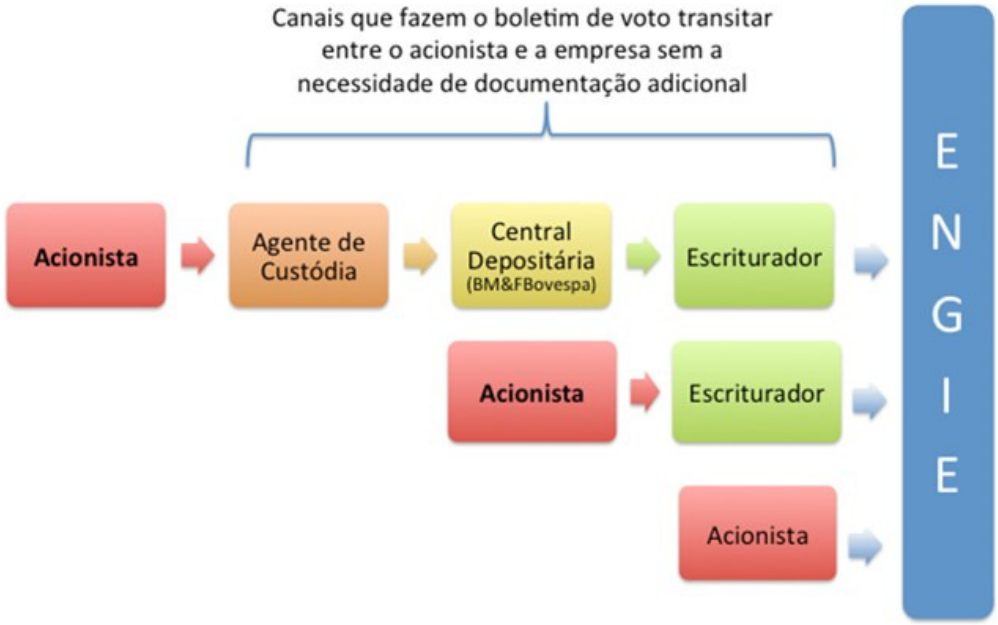
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

(ii) Envio ao escriturador

Os acionistas que detêm posição escritural com o Itaú Corretora de Valores S.A. poderão transmitir a instrução de voto pelo site (www.itaucorretora.com.br).

A instrução de voto deve ser recebida, tanto pelo custodiante, como pelo escriturador, até 7 (sete) dias antes da data da assembleia. Instruções recebidas após esse prazo serão desconsideradas.

Abaixo apresentamos, de forma esquematizada, os canais que o acionista possui para o exercício do voto a distância.



Por fim, cabe ressaltar que o acionista ou o seu procurador, que comparecendo fisicamente à assembleia geral, poderão exercer o voto presencialmente. Nesse caso, será desconsiderada a sua instrução de voto a distância porventura já enviada.

12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

a. número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias

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 prevista no Estatuto.

No exercício de 2015 ocorreram 8 (oito) reuniões do Conselho de Administração, 4 (quatro) ordinárias e 4 (quatro) extraordinária.

b. se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

Não há acordo de acionistas arquivado na Companhia.

c. regras de identificação e administração de conflitos de interesses

O regimento interno do Conselho de Administração prevê que todo conselheiro deverá informar, integral e antecipadamente, qualquer conflito de interesse, real ou potencial, direto ou indireto, que ele possa ter sobre qualquer matéria constante da pauta da reunião.

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.

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

A Companhia, na condição de integrante do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, tem no seu Estatuto Social cláusula prevendo a resolução de conflitos entre os acionistas e entre estes e a Companhia por meio de arbitragem, nos seguintes termos:

"Do Juízo Arbitral – Artigo 41 - A Companhia, seus acionistas, Administradores e os membros do conselho fiscal, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no estatuto social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem, do Regulamento de Sanções e do Contrato de Participação no Novo Mercado".

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**	**Percentual de participação nas reuniões**
Outros cargos e funções exercidas no emissor		**Descrição de outro cargo / função**			
Marco Antonio Amaral Sureck	11/06/1955	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2016	3 anos	3
200.638.909-25	Engenheiro	19 - Outros Diretores	05/05/2016	Sim	0.00%
Membro do Comitê de Energia.		Diretor de Comercialização de Energia			
Júlio César Lunardi	14/02/1962	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2016	3 anos	2
432.586.979-49	Engenheiro	19 - Outros Diretores	05/05/2016	Sim	0.00%
Membro do Comitê de Inovação, do Comitê de Gerenciamento de Riscos e do Comitê de Sustentabilidade		Diretor Administrativo			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	08/02/1965	Pertence apenas à Diretoria	31/05/2016	3 anos, contados a partir de 05.05.2016	0
821.111.117-91	Economista	10 - Diretor Presidente / Superintendente	01/07/2016	Sim	0.00%
Membro do Comitê Financeiro e do Comitê de Planejamento Tributário e responsável pela área de Auditoria Interna.					
Edson Luiz da Silva	19/03/1958	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2016	3 anos	3
298.418.879-91	Engenheiro	19 - Outros Diretores	05/05/2016	Sim	0.00%
Membro do Comitê de Energia e do Comitê de Gerenciamento de Riscos		Diretor de Planejamento e Controle			
Carlos Henrique Boquimpani de Freitas	07/12/1975	Pertence apenas à Diretoria	27/10/2016	3 anos, contados a partir de 05.05.2016	0
047.985.477-78	Engenheiro	12 - Diretor de Relações com Investidores	09/01/2017	Sim	0.00%
Diretor Financeiro					
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	14/01/1948	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	10
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	14/04/2016	Sim	38.00%
Membro do Comitê Estratégico					
Gil de Methodio Maranhão Neto	18/01/1963	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	6
734.574.937-15	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	14/04/2016	Sim	63.00%
-					
José Pais Rangel	09/09/1940	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	6
239.775.667-68	Advogado	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	14/04/2016	Não	100.00%
-					
Luiz Antônio Barbosa	26/05/1956	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	13

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**	**Percentual de participação nas reuniões**
Outros cargos e funções exercidas no emissor		**Descrição de outro cargo / função**			
343.757.249-00	Eletricitário	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	14/04/2016	Não	25.00%
-					
Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro	13/03/1949	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	6
312.769.037-15	Advogado	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	14/04/2016	Não	0.00%
-					
Maurício Stolle Bähr	17/09/1957	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	13
748.528.847-49	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	14/04/2016	Sim	100.00%
Membro do Comitê Estratégico					
Roberto Henrique Tejada Vencato	14/10/1964	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	5
412.103.280-20	Eletricitário	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	14/04/2016	Não	75.00%
Membro do Comitê de Sustentabilidade					
José João Abdalla Filho	30/05/1945	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	3
245.730.788-00	Banqueiro	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	14/04/2016	Não	0.00%
-					
Willem Frans Alfons Van Twembeke	22/08/1965	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	3
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	14/04/2016	Sim	38.00%
Membro do Comitê Estratégico					
Pierre Jean Bernard Guiollot	21/04/1968	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	0
000.000.000-00	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	14/04/2016	Sim	0.00%
Membro do Comitê Estratégico.					
José Carlos Cauduro Minuzzo	29/10/1951	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	6
199.412.420-20	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	14/04/2016	Sim	50.00%
-					
Manoel Arlindo Zaroni Torres	18/12/1949	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	12
115.116.056-34	Engenheiro	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	14/04/2016	Sim	100.00%
Membro do Comitê Estratégico					
Paulo Jorge Tavares Almirante	24/08/1964	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/07/2016	2 anos	0

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**	**Percentual de participação nas reuniões**
Outros cargos e funções exercidas no emissor		**Descrição de outro cargo / função**			
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/07/2016	Sim	0.00%
Membro do Comitê Estratégico					
Antonio Alberto Gouvêa Vieira	31/08/1955	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	6
338.907.227-68	Advogado	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	14/04/2016	Não	100.00%
-					
Simone Cristina de Paola Barbieri	14/03/1971	Pertence apenas ao Conselho de Administração	17/04/2017	2 anos, contados a partir de 14.04.2016	0
149.142.418-46	Psicóloga	23 - Conselho de Administração (Suplente)	17/04/2017	Sim	0.00%
-					
Gustavo Henrique Labanca Novo	05/03/1968	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	0
000.674.107-07	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	14/04/2016	Sim	0.00%
Diretor de Desenvolvimento de Negócios e membro do Comitê Estratégico.		Membro do Conselho de Administração (Suplente)			
José Luiz Jansson Laydner	10/02/1961	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos	0
481.767.029-00	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	14/04/2016	Sim	0.00%
Diretor de Geração e membro do Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial		Membro do Conselho de Administração (suplente)			
Ailton Pinto Siqueira	03/08/1939	Conselho Fiscal	14/04/2017	1 ano	14
006.936.346-34	Banqueiro	48 - C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas	14/04/2017	Não	0.00%
-					
Carlos Guerreiro Pinto	17/06/1942	Conselho Fiscal	17/04/2017	1 ano	9
047.615.457-04	Administrador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	17/04/2017	Sim	100.00%
-					
Flávio Marques Lisboa Campos	17/11/1950	Conselho Fiscal	17/04/2017	1 ano	14
118.388.096-00	Engenheiro	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	17/04/2017	Sim	0.00%
-					
Manoel Eduardo Bouzan de Almeida	03/04/1952	Conselho Fiscal	17/04/2017	1 ano	13
269.006.377-87	Contador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	17/04/2017	Sim	0.00%
-					

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**	**Percentual de participação nas reuniões**
Outros cargos e funções exercidas no emissor		**Descrição de outro cargo / função**			
Manoel Eduardo Lima Lopes	07/07/1943	Conselho Fiscal	17/04/2017	1 ano	14
046.227.237-00	Contador	45 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas	17/04/2017	Não	100.00%
-					
Paulo de Resende Salgado	02/07/1945	Conselho Fiscal	17/04/2017	1 ano	11
161.008.917-00	Economista	40 - Pres. C.F.Eleito p/Controlador	17/04/2017	Sim	100.00%
-					

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

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.

Júlio César Lunardi - 432.586.979-49

Nascido em 14.02.1962, é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), com MBA Executivo pela Fundação Dom Cabral (MG). Iniciou sua carreira profissional na Eletrosul, onde trabalhou na área de geração hidráulica. Em 2012 assumiu a responsabilidade pela gerência regional das 12 hidrelétricas da Tractebel Energia. Coordena os Comitês 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.

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. Ocupou os cargos de Diretor Financeiro da Energia Sustentável do Brasil, Diretor empregado da Tractebel Gás Engineering GmbH e Diretor de Petróleo e Gás da Leme Engenharia Ltda., Diretor Superintendente da Metalnave S.A. e Diretor Financeiro das Indústrias Verolme-Ishibras S.A. Em 21.12.2009 foi eleito Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia e, atua, ainda, como Diretor de algumas Sociedades de Propósitos Específicos controladas pela Companhia. É membro titular do Conselho de Administração da Itá Energética S.A.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Edson Luiz da Silva - 298.418.879-91

Nascido em 19.03.1958, é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), mestre em Engenharia Elétrica - Sistemas de Potência pela UFSC e doutor em Engenharia Elétrica – Sistemas de Energia pela UFSC. Trabalhou como engenheiro na Eletrosul nas áreas de operação e planejamento do sistema, tendo participado do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema (GCPS), de 1982 a 1991. Foi Professor da Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica de 1994 a 2015, tendo também exercido atividades de consultoria para o Setor Elétrico Brasileiro. Na Tractebel Energia, trabalhou de 2000 a 2011 como Gerente de Assuntos Regulatórios e de Mercado, assumindo a Diretoria de Planejamento e Controle em 2011. Também é Conselheiro da Associação Brasileira de Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE).
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 Henrique Boquimpani de Freitas - 047.985.477-78

Nascido em 07.12.1975, é formado em Engenharia de Produção pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), com MBA pela INSEAD (França). Trabalhou como Gerente de Finanças na ENGIE Brasil Energia, responsável pelas atividades de financiamentos, gestão de caixa, tesouraria, faturamento e gestão de seguros. Desde 2013 ocupa a função de Gerente Corporativo de Finanças (CFO) na ENGIE Energia Chile (EECL), empresa de geração e transmissão de energia listada na Bolsa de Valores de Santiago (Chile), controlada pela ENGIE. Em 2016, assumiu a Presidência do Conselho da Inversiones Hornitos S.A., sociedade anônima fechada chilena. Atualmente é Conselheiro das seguintes empresas: Electroandina S.A.; Edelnor Transmisión S.A.; Gasoducto Nor Andino Chile SpA; Central Termoeléctrica Andina S.A.; Transmisora Eléctrica del Norte S.A.; e Gasoducto Nor Andino Argentina.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

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 e Presidente do Conselho de Administração 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 ENGIE S.A. (nova denominação da GDF SUEZ S.A.), comandando a divisão Energy EuropeInternational do grupo; (ii) presidente do conselho de administração da International Power Ltd.; (iii) membro do comitê executivo e do comitê administrativo da ENGIE; e (iiiv) CEO da Electrabel e da International Power S.A., além de integrar o Comitê Estratégico e o Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gil de Methodio Maranhão Neto - 734.574.937-15

Nascido em 18.01.1963, é Engenheiro Civil formado pela Veiga de Almeida, possui MBA em finanças pelo IBMEC. Atuou nas áreas de Mercado de Capitais (administração de fundos de ações e underwriting) e comercial (Fundos de Pensão) no Banco Nacional S.A. No período 1994-96 trabalhou na Nacional Energética, na construção da Hidrelétrica Serra da Mesa. Desde 1996 no Grupo ENGIE (nova denominação do grupo GDF SUEZ), onde atuou como Gerente Delegado, Diretor de Construção da Tractebel Energia S.A. (Hidrelétricas Itá e Machadinho, Termelétrica William Arjona), e Diretor de Desenvolvimento de Negócios. Atualmente é Diretor de Estratégia, Comunicações e Responsabilidade Social Corporativa, membro do Comitê Executivo do Grupo no Brasil e membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil 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 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. É Diretor Vice-Presidente do Banco Clássico S.A.; membro do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; membro do Conselho de Administração da Kepler Weber S.A.; Gestor de Fundos de Investimento, credenciado pela CVM e membro do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais, Cemig Distribuição S.A., e Cemig Geração e Transmissão S.A. e membro do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A.. Ainda, foi fundador e membro do Conselho de Curadores da Fundação Banco Central de Previdência Privada (CENTRUS); coordenador do Programa de Desestatização de empresas de capital aberto controladas pelo Banco Central do Brasil; Presidente do Conselho de Administração da Companhia América Fabril; membro titular do Conselho de Administração da Companhia Fábrica de Tecidos Dona Isabel; e Presidente da Companhia Nacional de Tecidos Nova América.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luiz Antônio Barbosa - 343.757.249-00

Nascido em 26.05.1956, é Eletricitário. Foi diretor da Associação dos Empregados da Eletrosul, a ASES, e delegado na Associação dos Profissionais da Eletrosul (APROSUL). É Diretor do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina (SINTRESC). É membro suplente 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 Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro - 312.769.037-15

Nascido em 13.03.1949, é formado em Direito desde o ano de 1972, na então Universidade do Estado da Guanabara. Foi o 1º colocado no 1º concurso público para advogados da Comissão de Valores Mobiliários, no ano de 1978, mas não assumiu a função, permanecendo na iniciativa privada. Desde dezembro de 1980 é sócio de Motta, Fernandes Rocha Advogados, com escritórios no Rio de Janeiro e em São Paulo. Atua preponderantemente nas áreas de direito societário e mercado de capitais, tendo assessorado a BM&FBOVESPA na concepção e na implementação do Novo Mercado. Foi membro do Conselho de Administração da Bolsa de Valores do Rio de Janeiro e do Conselho de Administração da BNDESPAR. Foi diretor da Comissão de Valores Mobiliários e membro do Conselho de Recursos do Sistema Financeiro Nacional. É conselheiro de administração certificado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). De 15.07.2002 a 27.05.2004 foi Presidente da Comissão de Valores Mobiliários. Também foi Presidente do Council of Securities Regulators of the Americas (COSRA). Participa, atualmente, das seguintes entidades: (1) membro do corpo de árbitros da Câmara de Arbitragem do Novo Mercado; (2) membro do Conselho Consultivo da Associação Brasileira de Venture Capital e Private Equity (ABVACP); (3) membro do Conselho Diretor da Associação Brasileira de Companhias Abertas (Abrasca); (4) Presidente da Câmara Consultiva de Listagem da BM&FBovespa e (5) membro da Comissão de Ética e da Comissão Técnica do Instituto Brasileiro de Relações com Investidor - IBRI. Tem diversos trabalhos publicados sobre direito societário e mercado de capitais, tendo feito palestras no Brasil e no exterior sobre tais assuntos. Além de membro suplente do Conselho de Administração da Tractebel Energia, é também membro do Conselho de Administração da Alesat S.A. e da Madeira Energia S.A. (companhias fechadas).
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

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 ENGIE no Brasil, Presidente do Conselho de Administração do ONS e Presidente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil 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.

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. Diretor Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A.; membro suplente do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; Diretor-Presidente da Dinâmica Energia S.A.; Diretor-Presidente da Social S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial; membro suplente do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais, Cemig Distribuição S.A., Cemig Geração e Transmissão S.A. e; da Tractebel Energia S.A.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Willem Frans Alfons Van Twembeke - 000.000.000-00

Nascido em 22.08.1965, possui mestrados em engenharia eletromecânica pela Universidade Católica de Leuven (Bélgica) e em engenharia com especialização em ciência nuclear pelo Rensselaer Polytechnic Institute (NY, EUA), possui ainda MBA pela Universidade Católica de Leuven (Bélgica). Ingressou no Grupo em 1991 na Tractebel Energy Engineering. Em 1997 foi transferido para a América do Sul, onde ocupou diferentes cargos executivos no Chile e no Peru. No período de 2001 a 2004 exerceu o cargo de presidente executivo da Electroandina, no Chile, e no período de 2004 a 2006 exerceu o cargo de presidente executivo da EnerSur, Gás Natural de Lima y Callao e Suez Energy, no Peru. Em 2006 retornou a Bruxelas como vice-gerente geral de negociação e gestão de portfólio na Electrabel até janeiro de 2010, nesse período exerceu também os cargos de presidente do conselho de administração das empresas Europan Energy Portfolio Management (Holanda), Electrabel Energeia Hellas (Grécia) e GDFSUEZ Energy Trading Romania (Romênia), também foi membro do conselho de administração da ACEA Electrabel Trading(Itália). Retornando à América Latina, passou a exercer 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.

Pierre Jean Bernard Guiollot - 000.000.000-00

Nascido em 21.04.1968, graduado em Serviços Públicos pela Sciences Po Paris. No período de 2008 a 2012 exerceu o cargo de gerente de contabilidade da ENGIE S.A. (atual denominação da GDF SUEZ S.A.). Em 2013 passou a exercer o cargo de diretor financeiro da divisão de energia internacional da ENGIE S.A. e desde 2014 é membro do Conselho de Administração da Glow Energy PCL.
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. É membro do Conselho de Administração da CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétríca e da ABCM – Associação Brasileira do Carvão Mineral. De 1999 a 06 de maio de 2016 exerceu a função de Diretor de Produção de Energia da Tractebel Energia, com operação de 8.765MW de capacidade instalada. 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. Em 2015, participou do “Leading from the Chair” programme – INSEAD – 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 atuou como Diretor Presidente de Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) controladas pela Tractebel Energia até junho de 2016. É membro do Conselho de Administração da Tractebel Energia e da Energia Sustentável do Brasil, presidente do Conselho Plenário do Comitê Gestor do Consórcio Machadinho e 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.

Paulo Jorge Tavares Almirante - 000.000.000-00

Nascido em 24.08.1964, é engenheiro com mestrado em engenharia mecânica pela Universidade Técnica de Lisboa, diplomado em estudos de gestão pela Universidade Católica de Lisboa e participou do programa global de desenvolvimento de liderança da London Business School. Possui mais de 25 anos de experiência nos setores de energia elétrica e de gás. De 2004 a 2013 foi diretor da International Power PLC para a região da Ibéria, responsável pela gestão executiva dos negócios em Portugal e Espanha e de 2013 a início de 2016 foi presidente da TrustEnergy, responsável pela gestão executiva dos negócios da Engie Europa em Portugal, e diretor executivo da Portgás, concessionária para implantação de rede de gás natural em 29 municípios portugueses. Atualmente exerce os cargos de Presidente Executivo da Unidade de Negócios de Geração na Europa e Vice-Presidente do Comitê Executivo, ambos na ENGIE. Ainda, foi membro do comitê consultivo regulador de energia de Portugal e é vice-presidente da associação portuguesa de indústria de energia elétrica.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Antonio Alberto Gouvêa Vieira - 338.907.227-68

Nascido em 31.08.1955, é formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica (PUC) do Rio de Janeiro, cursou pós-graduação em Administração de Empresas pela mesma universidade. Sócio do Gouvêa Vieira Advocacia, participou nos Conselhos de Administração das empresas Companhia Vidraria Santa Marina (Saint Gobain), de 1992 a 2003; Alcatel Telecomunicações S.A., de 1990 a 2002; Eternit S.A., de 1996 a 2000; Telesp Celular Participações S.A., de 1998 a 2001; e Acesita S.A. (ArcelorMittal Inox Brasil), de 1999 a 2008, do Conselho Fiscal da Companhia de Bebidas das Américas (Ambev), de 2000 a 2001, Presidente do Conselho Consultivo do Banco Calyon Brasil S.A., de 2000 a 2007, e atualmente integra a diretoria executiva da Pubas S.A. e é membro do Conselho de Administração da (i) Leroy Merlin Cia. Brasileira de Bricolagem, desde 1996; (ii) da Boa Esperança S.A.; e (iii) da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino – Lycée Molière.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Simone Cristina de Paola Barbieri - 149.142.418-46

Nascida em 14.03.1971, formada em Psicologia pela Universidade de São Paulo (USP), possui MBA Executivo em Administração Global –SOCIESC e Universidade Lusófona de Lisboa e ICC International Coaching Certification pela Iluminatta Brasil. De 2004 a 2015 foi Coordenadora de RH na ENGIE Brasil Energia S.A., tendo estruturado o programa de sucessão e preparação de potenciais, atuado em processos de desenvolvimento de lideranças, gestão do clima, gestão de desempenho e demais processos relacionados ao desenvolvimento de pessoas. Anteriormente, foi Consultora de RH na Roland Berger Human Resources, atuando em assessment e desenvolvimento de executivos. Atualmente é Diretora de Recursos Humanos na ENGIE Brasil Participações Ltda., responsável pela gestão de RH e Saúde & Segurança, respondendo pela gestão cultural e da mudança, além do alinhamento das práticas de RH nas diversas entidades que compõem a BU 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 as tenham suspendidos ou inabilitadas para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gustavo Henrique Labanca Novo - 000.674.107-07

Nascido em 05.03.1968, é formado em engenharia eletrônica pela Universidade Gama Filho. No Grupo ENGIE (nova denominação do grupo GDF SUEZ) há mais de 15 anos., atuando no período de 1998 a 200 como gerente de projetos e de desenvolvimento de negócios. No período de 2000 a 2010 atuou como analista financeiro, gerente de finanças sênior e AIFA (Acquisitions, Investment & Financial Advisory). Já em 2010 a 2015, foi VP de Desenvolvimento e negócios. Atualmente exerce o cargo de Diretor de Desenvolvimento de Negócios da Companhia. Ainda exerce o cargo de membro titular do Conselho Deliberativo da PREVIG Sociedade de Previdência Complementar, entidade instituída pela Tractebel Energia S.A.; membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A; e membro titular do Conselho de Administração da Usina Termelétrica Pampa Sul 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. De novembro de 2011 a 06.05.2016 exerceu o cargo de Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos da Companhia. Em 09.05.2016 assumiu o cargo de Diretor de Geração. 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

Ailton Pinto Siqueira - 006.936.346-34

Nascido em 03.08.1939, trabalhou no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ) de 1971 a 1989 onde exerceu os seguintes cargos: Gerente de Agência 1971 a 1974, Inspetor de 1974 a 1980 e Auditor de 1980 a 1989, quando se aposentou. De 26.03.1998 até a presente data é Diretor do Banco Clássico S.A. Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carlos Guerreiro Pinto - 047.615.457-04

Nascido em 17.06.1942, é formado em Administração de Empresas pela Sociedade Unificada de Ensino Superior Augusto Motta (SUAM), é Pós-Graduado em Administração de Empresas pelo Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPEAD), concluiu Curso de Gerência Financeira pelo Centro de Treinamento do Citibank N.A. e é certificado em Parceria para o Desenvolvimento Empresarial pela Fundação Dom Cabral. Foi responsável pela estruturação da área de Open Market do Banco Nacional, sendo também designado Diretor da Área de Risco de Negócios. Adicionalmente, atuou como Presidente da Sinal Corretora de Valores. Exerceu as funções de Diretor Fiscal, nomeado pela Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS), reguladora das empresas de planos privados de saúde, no período de março/2010 a novembro/2011, como auditor nas operadoras colocadas em regime especial de Direção Fiscal. Foi Consultor Convidado da Fundação Getúlio Vargas, prestando serviços de consultoria em Gestão no Instituto Estadual do Ambiente – INEA e na Secretaria Estadual do Ambiente do Estado do Rio de Janeiro – SEA. Atualmente exerce a função de Administrador do Santuário de Nossa Senhora de Fátima no Recreio dos Bandeirantes, Rio de Janeiro-RJ. 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 da América Latina da Tractebel Engineering Latin America (Tractebel Engineering – ENGIE 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 ENGIE, para trabalhar na holding como contador, onde permaneceu até a sua aposentadoria, no final de junho de 2011. Atualmente exerce o cargo de membro titular do conselho fiscal da Energia Sustentável do Brasil 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.

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.
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 Programa de Desenvolvimento Gerencial e Capital Market FGV-AID-EUA. Foi Vice-Presidente do Citibank, Diretor do Banco Crefisul, 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 Consultor Econômico.
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.

12.7/8 - Composição dos comitês

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato	Percentual de participação nas reuniões
CPF	**Descrição outros comitês**	**Descrição outros cargos ocupados**	**Data de nascimento**	**Data posse**	**Número de Mandatos Consecutivos**	
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	Comitê Financeiro	Outros	Economista	21/12/2009	Indeterminado	100.00%
821.111.117-91		Coordenador	08/02/1965	21/12/2009	0	
Diretor Presidente, responsável pela área de Auditoria Interna e coordenador do comitê de PlanejamentoTributário						
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	15/03/2001	Indeterminado	100.00%
000.000.000-00	Comitê Estratégico		14/01/1948	15/03/2001	0	
Membro efetivo do Conselho de Administração						
Gustavo Henrique Labanca Novo	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	05/05/2016	Indeterminado	0.00%
000.674.107-07	Comitê Estratégico		05/03/1968	05/05/2016	0	
Diretor de Desenvolvimento de Negócios e membro suplente do Conselho de Administração						
Manoel Arlindo Zaroni Torres	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	05/05/2016	Indeterminado	0.00%
115.116.056-34	Comitê Estratégico		18/12/1949	05/05/2016	0	
Membro efetivo do Conselho de Administração						
Maurício Stolle Bähr	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	25/06/1999	Indeterminado	100.00%
748.528.847-49	Comitê Estratégico		17/09/1957	25/06/1999	0	
Presidente do Conselho de Administração						
Paulo Jorge Tavares Almirante	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	28/07/2016	Indeterminado	0.00%
000.000.000-00	Comitê Estratégico		24/08/1964	28/07/2016	0	
Membro efetivo do Conselho de Administração						
Pierre Jean Bernard Guiollot	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador	05/05/2016	Indeterminado	0.00%
000.000.000-00	Comitê Estratégico		21/04/1968	05/05/2016	0	
Membro efetivo de Conselho de Administração.						
Willem Frans Alfons Van Twembeke	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	29/04/2013	Indeterminado	100.00%
000.000.000-00	Comitê Estratégico		14/01/1948	29/04/2013	0	
Membro efetivo do Conselho de Administração						
Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência						
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI - 821.111.117-91						

A experiência profissional do membro está descrita no item 12.5/6.

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert - 000.000.000-00

A experiência profissional do membro está descrita no item 12.5/6.

Gustavo Henrique Labanca Novo - 000.674.107-07

A experiência profissional do membro está descrita no item 12.5/6.

Manoel Arlindo Zaroni Torres - 115.116.056-34

A experiência profissional do membro está descrita no item 12.5/6.

Maurício Stolle Bähr - 748.528.847-49

A experiência profissional do membro está descrita no item 12.5/6.

Paulo Jorge Tavares Almirante - 000.000.000-00

A experiência profissional do membro está descrita no item 12.5/6.

Pierre Jean Bernard Guiollot - 000.000.000-00

A experiência profissional do membro está descrita no item 12.5/6.

Willem Frans Alfons Van Twembeke - 000.000.000-00

A experiência profissional do membro está descrita no item 12.5/6.

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 31/12/2015

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

A Tractebel é controladora, indireta, da Ibitiúva com 95% de participação no capital desta empresa.

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

Mambro 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

Membro suplente do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva) | 09.541.336/0001-36

Diretor Presidente e membro do Conselho de Administração

Observação

A Tractebel é controladora, indireta, da Ibitiúva com 95% de participação no capital desta empresa.

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Ita 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			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Membro suplente 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			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Machadinho	03.064.917/0001-48		
Membro suplente do Conselho Plenário e Diretor			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto do Consórcio machadinho com 19,28% de participação no consórcio.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
consórcio itá	01.246.598/0001-66		
Membro do Comitê Gestor			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Vice-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			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Ita 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	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda. (ENGIE Brasil)	01.370.013/0001-15		
Diretor			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho			
Pessoa Relacionada			
ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ)	00.000.000/0000-00		
Vice Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Electrabel S.A.			
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power S.A.			
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

Willem Frans Alfons Van Twembeke — Controle — Controlador Indireto

Membro efetivo do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

International Power Ltd.

Membro do Conselho de Administração

Observação

-

Administrador do Emissor

Willem Frans Alfons Van Twembeke — Controle — Controlador Indireto

Membro efetivo do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

GDF SUEZ Energy International

Vice-Presidente Executivo

Observação

-

Administrador do Emissor

Pierre Jean Bernard Guiollot — Controle — Controlador Indireto

Membro suplente do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ)

Diretor Financeiro da Divisão de Energia Internacional

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			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Ita 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			
Paulo Jorge Tavares Almirante		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ)	00.000.000/0000-00		
Presidente Executivo da Unidade de Negócios de Geração na Europa e Vice-Presidente do Comitê Executivo.			
Observação			
-			

Exercício Social 31/12/2014

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			
A Tractebel é controladora, indireta, da Ibitiúva com 95% de participação no capital desta empresa.			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é 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
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			
A Tractebel é controladora, indireta, da Ibitiúva com 95% de participação no capital desta empresa.			
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			
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			
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			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Machadinho	03.064.917/0001-48		
Membro suplente do Conselho Plenário e Diretor			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto do Consórcio machadinho com 19,28% de participação no consórcio.			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
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			
Marco Antônio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização 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 suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora, indireta, da Ibitiúva com 95% 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			
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			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Ita 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	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda. (ENGIE Brasil)	01.370.013/0001-15		
Diretor			

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			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	000.000.000-00	Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ)	00.000.000/0000-00		
Vice Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
consórcio itá	01.246.598/0001-66		
Membro do Comitê Gestor			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	000.000.000-00	Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Electrabel S.A.			
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	000.000.000-00	Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power S.A.			
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Willem Frans Alfons Van Twembeke		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power Ltd.			
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Willem Frans Alfons Van Twembeke		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF SUEZ Energy International			
Vice-Presidente Executivo			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Pierre Jean Bernard Guiollot		Controle	Controlador Indireto

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ)	00.000.000/0000-00		
Diretor Financeiro da Divisão de Energia Internacional			
Observação			
-			

Exercício Social 31/12/2013

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			
A Tractebel é controladora, indireta, da Ibitiúva com 95% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é 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			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Diretor Presidente e membro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora, indireta, da Ibitiúva com 95% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
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			
Marco Antônio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização 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 suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora, indireta, da Ibitiúva com 95% 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			
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			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Ita 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	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda. (ENGIE Brasil)	01.370.013/0001-15		
Diretor			

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

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert | 000.000.000-00 | Controle | Controlador Indireto

Membro do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ) | 00.000.000/0000-00

Vice Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo

Observação

-

Administrador do Emissor

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert | | Controle | Controlador Indireto

Membro do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

Electrabel S.A.

Diretor Presidente

Observação

-

Administrador do Emissor

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert | | Controle | Controlador Indireto

Membro do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

International Power S.A.

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			
Willem Frans Alfons Van Twembeke		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power Ltd.			
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Willem Frans Alfons Van Twembeke		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF SUEZ Energy International			
Vice-Presidente Executivo			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	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 de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Machadinho	03.064.917/0001-48		
Membro suplente do Conselho Plenário e Diretor			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto do Consórcio machadinho com 19,28% de participação no consórcio.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
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			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
consórcio itá	01.246.598/0001-66		
Membro do Comitê Gestor			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Pierre Jean Bernard Guiollot		Controle	Controlador Indireto
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ)	00.000.000/0000-00		
Diretor Financeiro da Divisão da Energia Internacional			
Observação			
-			

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos 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 31.12.2016 e o prêmio líquido é de R$ 300.068,00.

12.12 - Práticas de Governança Corporativa

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.

12.13 - Outras informações relevantes

Assembleias gerais

Nos últimos 3 (três) anos, foram realizadas as seguintes assembleias gerais, na respectiva ordem cronológica decrescente:

- 20ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 17.04.2017;
- 31ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 14.07.2016;
- 19ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 14.04.2016;
- 18ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 30.04.2015;
- 30ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 17.12.2014;
- 17ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 08.04.2014;
- 29ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 30.12.2013;
- 16ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 17.04.2013; e
- 28ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 20.02.2013.

As assembleias acima relacionadas foram instaladas, na sua totalidade, em primeira convocação, com um quórum de acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito a voto.

Complemento à composição dos administradores

Na 19ª AGO de 14.04.2016 foi eleita como membro suplente do Conselho de Administração, indicada pela controladora da Companhia, a Sra. Natacha Marly Herero Et Guichard, francesa, advogada, passaporte nº 10CV67807, data de nascimento: 02.08.1971, sendo que sua posse ficou condicionada à obtenção de autorização das autoridades competentes brasileiras, fato que ainda não ocorreu. Por esse motivo, suas informações, ainda, não estão compondo o campo 12.5/6 deste formulário.

Adicionalmente, segue o currículo atualizado da Conselheira:

Natacha Marly Herero Et Guichard - 10CV67807
Nascida em 02.08.1971, é advogada formada pela Universidade de Madrid, mestre em direito financeiro pela ESCP (Ecole Supérieure de Commerce de Paris) e em direito europeu, societário e tributação pela Universidade de Pau e curso em direito internacional pela Universidade de Estocolmo. Ingressou no Grupo ENGIE (atual denominação do Grupo GDF SUEZ) em 2002. Nos últimos 5 anos foi vice conselheira geral da ENGIE, responsável por todas as questões legais do grupo em Marrocos e diretoria jurídica do grupo ENGIE no Oriente Médio. No período de 2012 a 2015 foi membro do Conselho de Administração da SAFI Energy Company, sociedade de propósito específico para implantação de uma usina de geração de energia elétrica localizada no sul de Marrocos e no mesmo período de exerceu o cargo de secretária da International Power Al Magrib, companhia responsável por todas as atividades de ENGIE no Norte da Africa e de Tarec, sociedade responsável pela operação de um parque eólico na região de Tarfaya. Atualmente exerce o cargo de Conselheira Geral e Diretora dae Ética da ENGIE Brasil. Ainda, em 2015 foi membro do Conselho de Administração do CAS (Casablanca American School), organização sem fins lucrativos, com atuação na área de educação no norte da África.

12.13 - Outras informações relevantes

Complemento à Composição dos membros da Administração e às Relações de Subordinação

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 – reeleito Diretor Presidente em 05.05.2016, posse em 05.05.2016 e mandato até 04.05.2019, permanecendo no cargo até 30.06.2016 em decorrência do processo de sucessão, conforme deliberado na 152ª RCA de 31.05.2016.
- José Luiz Jansson Laydner – eleito Diretor de Geração em 05.05.2016, posse em 09.05.2016 e mandato até 04.05.2019; e
- Gustavo Henrique Labanca Novo – eleito Diretor de Desenvolvimento de Negócios em 05.05.2016, posse em 09.05.2016 e mandato até 04.05.2019.

Adicionalmente ao quadro 12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle, em 19.01.2015 foi instalado o Conselho de Administração da Usina Termelétrica Pampa Sul S.A., do qual são membros Manoel Arlindo Zaroni Torres, Edson Luiz da Silva, José Carlos Cauduro Minuzzo, José Luiz Jansson Laydner, Eduardo Antonio Gori Sattamini e Gustavo Henrique Labanca Novo.

Também no quadro 12.10, as empresas GDF SUEZ Energy International, International Power Ltd. (atual denominação da International Power Plc.), International Power S.A. (atual denominação da SUEZ Tractebel S.A.) e Electrabel pertencem ao grupo controlador ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ), sediado na França.

Composição do Conselho de Administração

A atual composição do Conselho de Administração foi deliberada na 19ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 14.04.2016 e disponível no site da Companhia, da CVM e da BM&FBovespa.

Composição da Diretoria e do Comitê Estratégico

As atuais composições da Diretoria e do Comitê Estratégico foram aprovadas na 151ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 05.05.2016, cuja ata está disponível no site da Companhia, da CVM e da BM&FBovespa.

12.13 - Outras informações relevantes

Cargos ocupados por membros do Conselho de Administração da Companhia em outras sociedades

Em atendimento às regras do novo Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, divulgamos adicionalmente, às informações anteriormente mencionadas, os cargos que os membros do Conselho de Administração (CA) da Companhia ocupam em outras sociedades ou entidades que não as controladoras e controladas da Companhia:

- Maurício Stolle Bähr - Diretor Presidente da GDF SUEZ Energy Brasil Ltda., representante geral da ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ) no Brasil, Presidente do Conselho de Administração do ONS e da Energia Sustentável do Brasil S.A.,
- Manoel Arlindo Zaroni Torres - Presidente do Conselho Plenário do Comitê Gestor do Consórcio Machadinho; membro do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil; e membro do Conselho Superior de Formulação Estratégica da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC).
- Dirk Achiel Marc Beeuwsaert - Diretor da Tractebel Engineering.
- José Pais Rangel - Diretor Vice-Presidente do Banco Clássico S.A.; membro do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; membro do Conselho de Administração da Kepler Weber S.A.; Gestor de Fundos de Investimento, credenciado pela CVM. membro titular do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais, Cemig Distribuição S.A., e Cemig Geração e Transmissão S.A..
- Antonio Alberto Gouvêa Vieira – Sócio do Gouvêa Vieira Advocacia; Diretor Executivo da Pubas S.A.; e membro do Conselho de Administração da Leroy Merlin Cia. Brasileira de Bricolagem, da Boa Esperança S.A. e da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino – Lycée Molière.
- Luiz Antônio Barbosa - Diretor do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina.
- Gil de Methodio Maranhão Neto – Diretor do Grupo ENGIE no Brasil.
- José Carlos Cauduro Minuzzo – Membro do Comitê Gestor do Consórcio Itá e do Consórcio Machadinho e membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil.
- José João Abdalla Filho – Diretor Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A.; membro suplente do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; Diretor-Presidente da Dinâmica Energia S.A.; Diretor-Presidente da Social S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial; e membro suplente do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais, Cemig Distribuição S.A., e Cemig Geração e Transmissão S.A.
- Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro - membro do corpo de árbitros da Câmara de Arbitragem do Novo Mercado; membro do Conselho Consultivo da Associação Brasileira de Venture Capital e Private Equity (ABVACP); membro do Conselho Diretor da Associação Brasileira de Companhias Abertas (Abrasca); Presidente da Câmara Consultiva de Listagem da BM&FBovespa, membro da Comissão de Ética e da Comissão Técnica do Instituto Brasileiro de Relações com Investidor - IBRI. e membro do Conselho de Administração da Alesat S.A. e da Madeira Energia S.A. (companhias fechadas).

12.13 - Outras informações relevantes

- Roberto Henrique Tejada Vencato – Dirigente Sindical.

Atribuições dos outros comitês

Adicionalmente as informações apresentadas no item 12.1, seguem as atribuições dos outros comitês com funções de apoio, os quais não têm participação no processo de decisão dos órgãos de administração:

- Comitê de Energia: (i) 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; (ii) 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; (iii) aprovar as estratégias para participação em leilões de compra e venda de energia; (iv) aprovar os contratos padrões de venda de energia; (v) analisar e propor soluções mitigadoras para os processos relacionados com a comercialização de energia, que envolvam riscos apontados pelo Comitê de Riscos da Companhia; e (vi) reunir-se quinzenalmente para avaliar os negócios e a situação do mercado de energia elétrica.
- Comitê de Financeiro: (i) 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.); (ii) orientar as aplicações de recursos financeiros; (iii) aprovar o "*ranking*" de bancos com os quais a Companhia irá trabalhar; (iv) recomendar à Diretoria Executiva a contratação de operações de reestruturação de passivo e de captação de recursos; e (v) identificar riscos de descasamentos nas operações ativas e passivas e, se pertinente, propor à Diretoria operações hedge.
- Comitê de Planejamento Tributário: (i) interpretar a legislação tributária para definir procedimentos específicos, quando necessário; (ii) decidir sobre contestações administrativas e judiciais; (iii) apresentar sugestões para obtenção de benefícios junto às autoridades fiscais; e (iv) participar das decisões sobre novos projetos, identificando as oportunidades de economia fiscal.
- Comitê de Ética: (i) avaliar permanentemente a atualidade e pertinência do código; (ii) determinas as ações necessárias à divulgação e disseminação dos mais elevados padrões de conduta ética na Companhia; (iii) assumir o julgamento de casos de maior gravidade de violação do Código de Ética; e (iv) deliberar sobre as dúvidas de interpretação do Código de Ética.
- Comitê de Inovação: (i) incentivar as pessoas a buscarem mudanças através da inovação e criatividade; (ii) criar um ambiente propício para que novas ideias surjam, sejam percebidas e possam ser exploradas com sucesso, agregando valor para a Companhia; (iii) transformar-se em um centro de recepção e triagem de ideias inovadoras de qualquer natureza, de sugestões de melhoria ou de redução de despesas; (iv) receber e avaliar as propostas encaminhadas pelos empregados; (v) recomendar a alocação de recursos para a adoção das ideias promissoras; (vi) sugerir à Diretoria Executiva ações de reconhecimento dos autores das ideias que apresentarem os resultados mais significativos para a Companhia; e (vii) estimular a participação da Companhia no concurso "Troféus Iniciativas de Inovação" da ENGIE.

12.13 - Outras informações relevantes

- Comitê de Sustentabilidade: (i) apresentar sugestões de ações de sustentabilidade empresarial para consolidação da imagem da Companhia e de seu compromisso com a sustentabilidade; (ii) criar um sistema proativo de inserção em questões sociais e ambientais das comunidades onde a Companhia atua, reduzindo a participação em demandas reativas; (iii) priorizar os interesses da Companhia e da Sociedade nas decisões de apoio sócio-ambientais; (iv) avaliar as solicitações de apoio encaminhadas à Companhia, estabelecendo uma escala de prioridade de acordo com os seus interesses; (v) propor o direcionamento dos recursos disponibilizados para as ações que apresentem maior efetividade social e ambiental; (vi) aumentar a transparências das ações realizadas; (vii) sugerir o desenvolvimento de iniciativas de geração de energia através de fontes renováveis; e (viii) propor ações de mitigação de riscos ambientais nos novos empreendimentos.
- Comitê de Performance Humana: assegurar a implementação dos fundamentos de Performance Humana de forma a minimizar a ocorrência de eventos por erro ou falha humana nas usinas da Companhia.
- Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial: (i) propor a política de segurança em Sistemas de Controle Industrial; (ii) definir o programa de trabalho inicial, atribuições e formato do Grupo Tático em Sistemas de Controle Industrial; (iii) aprovar o plano anual de trabalho do Grupo Tático em Sistemas de Controle Industrial; (iv) acompanhar periodicamente as atividades do Grupo Tático em Sistemas de Controle Industrial; (v) arbitrar sobre casos controversos na definição e aplicação das políticas e procedimentos; (vi) assegurar que os novos empreendimentos do Grupo ENGIE, no Brasil, estão de acordo com as definições do Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial; e (vii) aprovar o orçamento global aplicado a segurança em Sistemas de Controle Industrial.

Processo de sucessão do cargo de Diretor Presidente

Em 31.05.2016, na 152ª RCA, o Conselho de Administração deliberou a escolha de Eduardo Antonio Gori Sattamini para assumir, a partir de 1° de julho de 2016 e pelo prazo que resta à atual diretora, ou seja, até 04 de maio de 2019., o cargo de Diretor-Presidente da Companhia, dando curso ao processo de sucessão do atual Diretor Manoel Arlindo Zaroni Torres, que exerce o cargo desde 1999.

Na qualidade de Diretor-Presidente indicado, Eduardo Sattamini iniciará um programa de transição com Manoel Arlindo Zaroni Torres, que permanecerá no pleno exercício de sua atual função de Diretor-Presidente até 30 de junho de 2016. A partir dessa data, Manoel Zaroni permanecerá no Conselho de Administração da Companhia como Vice-Presidente do Conselho pelo período de 2 (dois) anos.

Eduardo Sattamini é atualmente o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores na ENGIE Brasil Energia, exercendo essa função desde 2010, tem larga experiência profissional e atua no grupo desde 2000. Até que seja eleito o novo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, o novo Diretor Presidente acumulará os dois cargos.

12.13 - Outras informações relevantes

Sucessão do cargo de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Em continuidade ao processo de sucessão dos administradores da Companhia, no dia 27.10.2016, na 156ª RCA, o Conselho de Administração elegeu Carlos Henrique Boquimpani de Freitas para assumir, a partir de 9 de janeiro de 2017 e pelo prazo que resta à atual diretora, ou seja, até 04 de maio de 2019., o cargo de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia.

Carlos Freitas ingressou no Grupo ENGIE há 16 anos, em Bruxelas, no departamento financeiro. De 2001 a 2004 atuou no Brasil e em seguida, no Chile. Voltou ao Brasil como Gerente Financeiro da ENGIE Brasil Energia, cargo que ocupou de 2009 a 2013, quando assumiu a diretoria financeira da E-CL, no Chile, sendo também responsável pela área de estratégia.

Substituição de membro suplente do Conselho de Administração

No dia 17.04.2017, na 20ª AGO, os Acionistas da Companhia elegeram Simone Cristina de Paola Barbieri para o cargo de membro suplente do Conselho de Administração em substituição ao Conselheiro renunciante Marcelo Fernandes Soares. Atualmente, Simone é Diretora de Recursos Humanos, Saúde e Segurança do trabalho na ENGIE Brasil Participações Ltda., Controlador Direto da Companhia.

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

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 para o Exercício Social anualmente pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia.

A remuneração fixa tem como objetivo refletir o valor da experiência, responsabilidade do cargo assumido por cada administrador, sua competência e reputação profissional, bem como o tempo dedicado às suas funções.

A parcela variável objetiva fornecer níveis de remuneração competitivos em relação aos praticados pelo mercado, retribuir os esforços na construção dos resultados e valores gerados pela Companhia, por meio de uma bonificação atrelada ao seu desempenho e motivar o cumprimento dos objetivos empresariais e estratégicos, refletindo a cultura e os valores da Companhia e de sua controladora.

A composição da remuneração de cada perfil de administrador é estabelecida pelo Conselho de Administração, conforme abaixo:

- Conselho de Administração

O valor anual estabelecido, é composto por remuneração fixa e parcela variável, quando aplicável, sendo o montante global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas e pago em 13 parcelas mensais.

O presidente do Conselho recebe como remuneração uma parcela variável com base nos resultados alcançados pela Companhia, considerando indicadores financeiros, metas e seus resultados operacionais. Os membros eleitos pelos empregados poderão receber ainda um bônus calculado com base na soma da média do número de remunerações mensais pagas aos empregados como Participação nos Lucros ou Resultados e Bônus Gerencial.

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

- Diretoria Estatutária

A remuneração dos membros da Diretoria é dividida entre parcelas fixa e 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.

O valor do bônus pode variar entre 35% e 88% 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, de acordo com o cumprimento das metas estabelecidas.

- Diretoria Não Estatutária

A Companhia não tem Diretoria não estatutária instalada.

- Conselho Fiscal

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

- Comitês

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

- Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas

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

Este comitê foi instalado em 04.05.2012 para analisar uma transação específica e desinstalado nesta mesma data, após a aprovação desta matéria no Conselho de Administração. Nos últimos três exercícios não ocorreram pagamentos a título de remuneração para os participantes desse Comitê.

(ii) Proporção de cada elemento na remuneração total

A remuneração do Conselho de Administração é fixa para todos os seus integrantes, exceto para o Presidente do Conselho e para o Conselheiro eleito pelos empregados da Companhia, que também recebem remuneração variável. A remuneração variável do Presidente do Conselho pode alcançar até 88% da remuneração fixa e a do conselheiro eleito pelos empregados a até 40% da sua remuneração fixa. Já a remuneração do Conselho Fiscal é fixa em sua totalidade.

A remuneração fixa da Diretoria Estatutária é estabelecida com base no mercado, e seu valor é pago em 13 parcelas mensais. A parcela variável pode variar de 35% a 88% da remuneração anual fixa.

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

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

	2015	2014	2013
Conselho de Administração			
Remuneração fixa	79%	81%	87%
Remuneração Variável	20%	19%	10%
Benefícios	1%	-	3%
Conselho fiscal			
Remuneração fixa	100%	100%	100%
Remuneração Variável	-	-	-
Benefícios	-	-	-
Diretoria Estatutária			
Remuneração Fixa	58%	53%	56%
Remuneração Variável	40%	45%	39%
Benefícios	2%	2%	5%

(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, Engie.

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

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 até 10% do resultado do grupo econômico controlador.

O Conselho Fiscal tem sua remuneração estabelecida em valor que não pode ser inferior a 10% da remuneração média da Diretoria Executiva. Este Conselho não tem remuneração variável.

(v) Existência de membros não remunerados pela Companhia e a razão para esse fato

Não há membros não remunerado na Companhia que componham o 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.

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.

A remuneração variável (bônus) está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e 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;

- indicadores individuais e operacionais: cumprimento de metas, resultados industriais e/ou financeiros;

- questões comportamentais e gerenciais.

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 para o Exercício Social (Janeiro a Dezembro).

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

- indicadores financeiros do ano que representam em média 40% do valor do bônus anual;

- indicadores individuais e operacionais 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 *performance shares* vinculado aos resultados futuros do grupo.

De um modo geral, estas *performance 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 documento.

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 pelos administradores 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 31/12/2016 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18,00	7,00	3,00	28,00
Nº de membros remunerados	17,70	7,00	3,00	27,70
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	4.193.050,55	6.314.508,76	414.983,15	10.922.542,46
Benefícios direto e indireto	0,00	707.971,34	0,00	707.971,34
Participações em comitês	261.263,18	0,00	0,00	261.263,18
Outros	1.247.207,84	1.768.062,46	82.996,63	3.098.266,93
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais	Encargos sociais	Encargos sociais	
Remuneração variável				
Bônus	920.494,73	5.765.647,68	0,00	6.686.142,41
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	257.738,53	1.614.381,35	0,00	1.872.119,88
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais	Encargos sociais		
Pós-emprego	44.124,24	477.208,92	0,00	521.333,16
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	17 membros para todo o ano e 1 membro para 8 meses	7 membros para todo o ano	3 membros para todo o ano	
Total da remuneração	6.923.879,07	16.647.780,51	497.979,78	24.069.639,36

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2015 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18,00	7,00	3,00	28,00
Nº de membros remunerados	17,50	7,00	3,00	27,50
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.668.646,47	5.674.432,75	367.860,00	9.710.939,22
Benefícios direto e indireto	0,00	2.458.615,02	0,00	2.458.615,02
Participações em comitês	211.420,00	0,00	0,00	211.420,00
Outros	893.757,00	1.701.732,86	73.572,03	2.669.061,89

Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais	Encargos sociais	Encargos sociais	
Remuneração variável				
Bônus	934.087,55	5.376.946,02	0,00	6.311.033,57
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	261.544,51	1.500.956,73	0,00	1.762.501,24
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais	Encargos sociais		
Pós-emprego	31.258,70	410.863,52	0,00	442.122,22
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	17 membros para todo o ano e 1 membro para 6 meses	7 membros para todo o ano	3 membros para todo o ano	
Total da remuneração	6.000.714,23	17.123.546,90	441.432,03	23.565.693,16

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2014 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18,00	7,00	3,00	28,00
Nº de membros remunerados	18,00	7,00	3,00	28,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.564.857,97	5.405.290,53	346.500,00	9.316.648,50
Benefícios direto e indireto	0,00	596.433,05	0,00	596.433,05
Participações em comitês	201.000,00	0,00	0,00	201.000,00
Outros	870.468,57	1.606.804,06	69.300,00	2.546.572,63
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	885.391,04	5.037.577,00	0,00	5.922.968,04
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	247.909,53	1.410.521,55	0,00	1.658.431,08

Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	36.997,90	397.923,27	0,00	434.921,17
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	18 membros para todo o ano. Em 2014 foi aprovado pela Assembleia Geral Ordinária - AGO o valor global da remuneração anual dos Administradores, fixado em até R$ 24 milhões para o exercício social de 2014. Este montante foi estabelecido prevendo o valor de bônus máximo para os administradores, que não foi integralmente realizado e também previa o programa de sucessão de executivos com plano de desligamento voluntário, cujos desligamentos previstos para 2014 não ocorreram.	7 membros para todo o ano. Em 2014 foi aprovado pela Assembleia Geral Ordinária - AGO o valor global da remuneração anual dos Administradores, fixado em até R$ 24 milhões para o exercício social de 2014. Este montante foi estabelecido prevendo o valor de bônus máximo para os administradores, que não foi integralmente realizado e também previa o programa de sucessão de executivos com plano de desligamento voluntário, cujos desligamentos previstos para 2014 não ocorreram.	3 membros para todo o ano. Em 2014 foi aprovado pela Assembleia Geral Ordinária - AGO o valor global da remuneração anual dos Administradores, fixado em até R$ 24 milhões para o exercício social de 2014. Este montante foi estabelecido prevendo o valor de bônus máximo para os administradores, que não foi integralmente realizado e também previa o programa de sucessão de executivos com plano de desligamento voluntário, cujos desligamentos previstos para 2014 não ocorreram.	
Total da remuneração	5.806.625,01	14.454.549,46	415.800,00	20.676.974,47

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2013 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18,00	7,00	3,00	28,00
Nº de membros remunerados	17,90	7,00	3,00	27,90
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.342.378,62	5.019.923,94	323.679,00	8.685.981,56
Benefícios direto e indireto	0,00	508.197,27	0,00	508.197,27
Participações em comitês	188.658,00	0,00	0,00	188.658,00
Outros	774.559,03	1.503.167,35	64.765,80	2.342.492,18
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	383.761,05	3.818.693,79	0,00	4.202.454,84
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	115.995,28	1.060.692,20	0,00	1.176.687,48
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	131.694,48	689.044,54	0,00	820.739,02

Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	17 membros durante 12 meses e 1 membro durante 11 meses.	7 membros durante todo o ano.	3 membros durante todo a ano.	
Total da remuneração	4.937.046,46	12.599.719,09	388.444,80	17.925.210,35

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 2016

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	18	7,0
Número de membros remunerados	2,0	7,0
Bônus		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	1.178.233,26	7.706.462,64
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	1.178.233,26	7.380.029,03
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	-	-

Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações

Reconhecido nos 3 (três) últimos exercícios:

Diretoria Estatutária (Valores em Reais)	2015	2014	2013
Número total de membros	7,0	7,0	7,0
Número de membros remunerados	7,0	7,0	7,0
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	7.025.364,49	6.695.504,32	5.379.142,36
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas.	4.790.021,24	4.565.116,58	4.218.773,14
Valor efetivamente reconhecido no resultado	6.877.902,75	6.448.098,55	4.879.385,99
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.

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

Conselho Administração (Valores em Reais)	2015	2014	2013
Número total de membros	18	18	18
Número de membros remunerados	2,0	2,0	2,0
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	1.195.632,06	1.133.300,57	966.104,81
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	868.954,93	730.225,02	707.098,97
Valor efetivamente reconhecido no resultado	1.195.632,06	1.133.300,57	499.756,33
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

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

13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatuária

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

13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatuária

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

13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatuária

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

13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções

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

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

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, inclusive Diretores que também são membros deste Conselho, detinham, em 31.12.2015, 381.132 ações de emissão da Tractebel Energia, equivalente a 0,058389% do total das ações emitidas.

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

A cotação da ação da Companhia em 31.12.2015 era de R$ 33,49 por ação. (Vide informações adicionais sobre o item 13.9 no quadro 13.5).

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

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	3,0	8,0
Número de membros remunerados		
Nome do Plano	Plano CD	Plano CD
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	2,0	7,0
Condições para se aposentar antecipadamente	1,0	1,0
Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	1.747.342,60	8.123.981,33
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	138.718,73	432.250,93
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		
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
Nº de membros	7,00	7,00	7,00	18,00	18,00	18,00	3,00	3,00	3,00
Nº de membros remunerados	7,00	7,00	7,00	17,50	18,00	17,90	3,00	3,00	3,00
Valor da maior remuneração(Reais)	3.406.503,08	3.385.348,93	2.455.228,97	1.497.508,31	1.599.840,30	1.163.329,63	147.144,01	138.600,00	129.481,60
Valor da menor remuneração(Reais)	1.117.163,88	1.382.199,78	866.467,04	138.960,00	130.800,00	122.794,80	147.144,01	138.600,00	129.481,60
Valor médio da remuneração(Reais)	2.446.220,99	2.064.935,54	1.799.959,87	342.897,96	322.590,28	275.812,65	147.144,01	138.600,00	129.481,60

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2015	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.
31/12/2014	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.
31/12/2013	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.

Conselho de Administração	
31/12/2015	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.
31/12/2014	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.
31/12/2013	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.

Conselho Fiscal	
31/12/2015	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.
31/12/2014	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.
31/12/2013	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.

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

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

A remuneração dos membros do Conselho de Administração que têm contratos de trabalho vinculados aos controladores diretos e indiretos da Companhia correspondem a 83%, 72% e 77% do total da remuneração do Conselho de Administração nos anos de 2015, 2014 e 2013, respectivamente. Na Diretoria Executiva, o contrato de trabalho do Diretor presidente é mantido com a controladora. Sua remuneração é integralmente paga pela Tractebel Energia e representa 22%, 26% e 26% da remuneração total da Diretoria em 2015, 2014 e 2013, respectivamente. No Conselho Fiscal não há membros que são 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

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

Não houve, nos 3 últimos exercícios sociais, 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.

13.16 - Outras informações relevantes

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

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

	Plano de 2015	Plano de 2014	Plano de 2013
Ações por desempenho (*Perfomance Shares*)			
Quantidade	2.583	3.214	2.600
Valores em reais 31.12.2015	179.260,20	223.051,60	180.440,00

Notas:

- O valor da ação da Engie, na Bolsa de Paris, tem as seguintes cotações:

	Euros	Reais
31.12.2015	16,33	69,40
31.12.2014	19,43	62,70
31.12.2013	17,04	54,98

O número de ações por desempenho (*Performance Shares*) é reduzido na medida em que determinados índices financeiros da controladora Engie 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.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

a. número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica) - Consolidado

Exercício social encerrado em 31.12.2015

	Atividade			Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Operação**	**Manutenção**	**Administração**	
Região Sul	350	313	357	1.020
Região Sudeste	2	-	4	6
Região Centro-Oeste	15	14	7	36
Região Norte	5	7	2	14
Região Nordeste	24	27	42	93
Total	**396**	**361**	**412**	**1.169**

Exercício social encerrado em 31.12.2014

	Atividade			Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Operação**	**Manutenção**	**Administração**	
Região Sul	347	315	363	1.025
Região Sudeste	2	-	4	6
Região Centro-Oeste	15	12	7	34
Região Norte	4	6	2	12
Região Nordeste	24	26	47	97
Total	**392**	**359**	**423**	**1.174**

Exercício social encerrado em 31.12.2013

	Atividade			Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Operação**	**Manutenção**	**Administração**	
Região Sul	356	303	364	1.023
Região Sudeste	2	-	4	6
Região Centro-Oeste	15	10	7	32
Região Norte	4	7	2	13
Região Nordeste	27	25	45	97
Total	**404**	**345**	**422**	**1.171**

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 31.12.2015

	Atividade		Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Apoio técnico**	**Apoio administrativo**	
Região Sul	283	410	693
Região Centro-Oeste	78	18	96
Região Sudeste	11	45	56
Região Norte	-	-	-
Região Nordeste	33	40	73
Total	**372**	**513**	**918**

Exercício social encerrado em 31.12.2014

	Atividade		Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Apoio técnico**	**Apoio administrativo**	
Região Sul	320	327	647
Região Centro-Oeste	67	42	109
Região Sudeste	9	-	9
Região Norte	3	29	32
Região Nordeste	7	26	33
Total	**406**	**424**	**830**

Exercício social encerrado em 31.12.2013

	Atividade		Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Apoio técnico**	**Apoio administrativo**	
Região Sul	335	341	676
Região Centro-Oeste	67	42	109
Região Sudeste	9	-	9
Região Norte	3	29	32
Região Nordeste	7	26	33
Total	**421**	**438**	**859**

c. índice de rotatividade

Os índices de rotatividade consolidado da Companhia foram de 3,97 em 2015, 4,21 em 2014 e 3,90 em 2013.

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

Não houve qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item anterior.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

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, a Companhia considera os seguintes aspectos:

- 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 Companhia. 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 a prática de valores de remuneração competitivos quando comparados aos praticados pelo mercado de trabalho no Brasil.
- Programa de Bônus Gerencial: aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial, o programa é atrelado ao atendimento dos desafios assumidos nas metas individuais, a fim de alcançar as metas das áreas e consequentemente, os objetivos empresariais. O valor distribuído será proporcional ao grau de impacto e de dificuldade das metas da área e estará condicionado ao percentual de alcance das mesmas.

b. Política de benefícios

Visando a atração, retenção e motivação de profissionais alinhados com os valores da Companhia, oferecemos benefícios com base na legislação vigente, buscando equilibrar as tendências de mercado e as aspirações dos empregados.

Neste sentido, todos os empregados da Tractebel Energia têm acesso em iguais condições a:

- Auxílio à recuperação da saúde (assistência médica, odontológica, farmacêutica, psicológica, fonoaudiológica e nutricional);
- Auxílio alimentação;
- Auxílio no atendimento aos portadores de necessidades especiais;
- Seguro de vida em grupo com cobertura para incapacidade e invalidez; e
- Previdência privada.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

c. Características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não administradores

A Companhia não tem programa de incentivo baseado em suas cotas ou suas ações. Entretanto, sem ônus e sem vinculação com os seus resultados, os empregados da Companhia, podem participar de programa estabelecido pelo grupo controlador ENGIE.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor 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 trabalhadores.

- **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 -** 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.

Não houve, nos exercícios de 2015, 2014 e 2013, paralizações ou greves dos trabalhadores da Companhia.

A Companhia mantém relações com os seguintes sindicatos:

INTERSUL

- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Florianópolis;
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica do Sul do Estado de Santa Catarina;
- Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de Lages;
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica no Estado de Mato Grosso do Sul; e
- Federação Nacional dos Trabalhadores Indústrias Urbanas.

INTERSINDICAL

- Sindicato dos Contabilistas da Grande Florianópolis;
- Sindicato dos Economistas no Estado de Santa Catarina;
- Sindicato dos Administradores do Estado de Santa Catarina;
- Federação Nacional dos Técnicos Industriais - (abrange o Sindicato dos Técnicos Industriais); e
- Federação Nacional dos Engenheiros - (abrange o Sindicato dos Engenheiros).

SINSESC

- Sindicato dos Profissionais de Secretariado no Estado de Santa Catarina.

14.5 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes na seção 14.

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.					
01.370.013/0001-15	Brasileira-RJ	Não	Sim	21/09/2006	
Não					
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	
Não					
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**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
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		
Não					
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**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.				**01.370.013/0001-15**	
International Power S.A.					
	Belga	Não	Sim	18/07/2013	
Não					
1.860.623.886	99,990000	0	0,000000	1.860.623.886	99,990000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
1	0,010000	0	0,000000	1	0,010000
TOTAL					
1.860.623.887	100,000000	0	0,000000	1.860.623.887	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	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatório		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
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	
Não					
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**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
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	
Não					
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**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
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	
Não					
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**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
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	09/04/2015	
Não					
5.445.083.468	99,990000	0	0,000000	5.445.083.468	99,990000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
14	0,010000	0	0,000000	14	0,010000

TOTAL					
5.445.083.482	100,000000	0	0,000000	5.445.083.482	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**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
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	28/03/2014	
Não					
120.752.485	99,130000	0	0,000000	120.752.485	99,130000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
1.059.769	0,870000	0	0,000000	1.059.769	0,870000

TOTAL					
121.812.254	100,000000	0	0,000000	121.812.254	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**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
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.					
OUTROS					
1.625.847.696	66,760000	0	0,000000	1.625.847.696	66,760000
República da França					
		Não	Não	31/03/2015	
Não					
809.437.315	33,240000	0	0,000000	809.437.315	33,240000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
2.435.285.011	100,000000	0	0,000000	2.435.285.011	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	14/04/2016
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	6.727
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	7.672
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	1.020

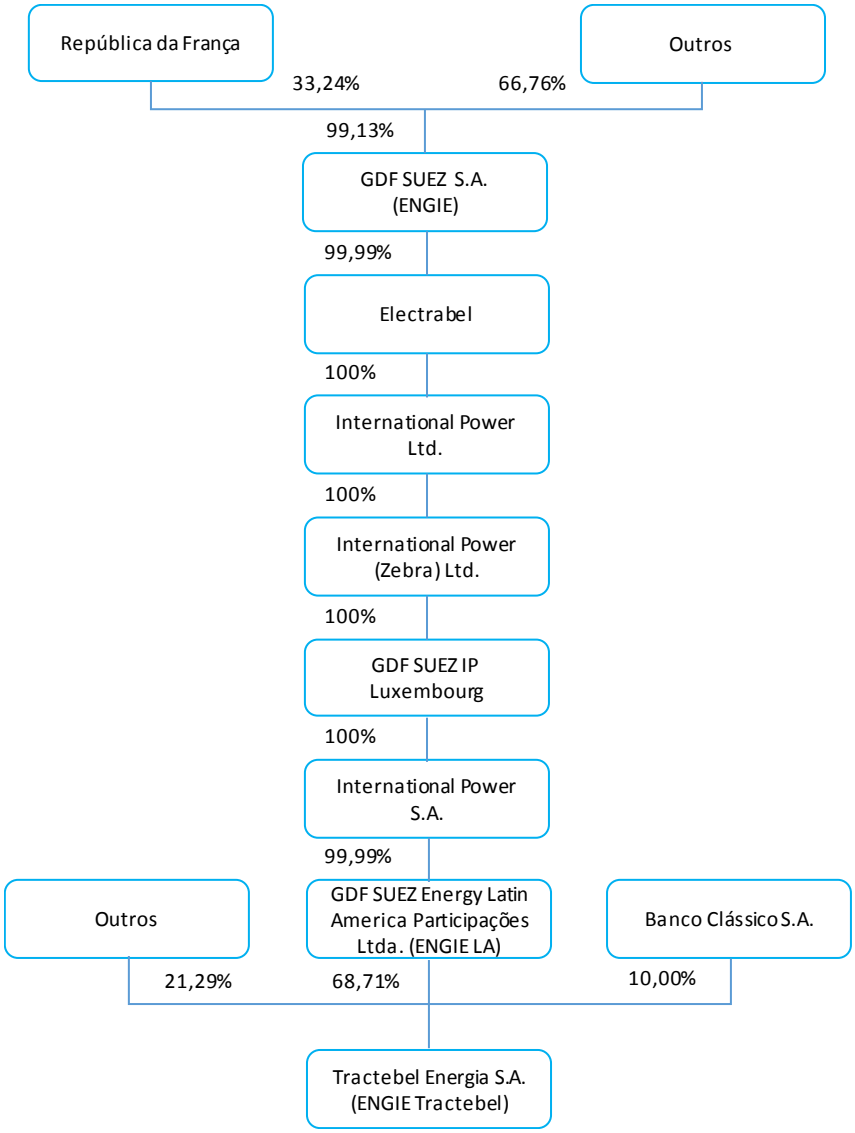
Ações em Circulação

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)	203.848.707	31,230000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Preferencial Classe A	0	0,000000%
Total	203.848.707	31,230000%

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

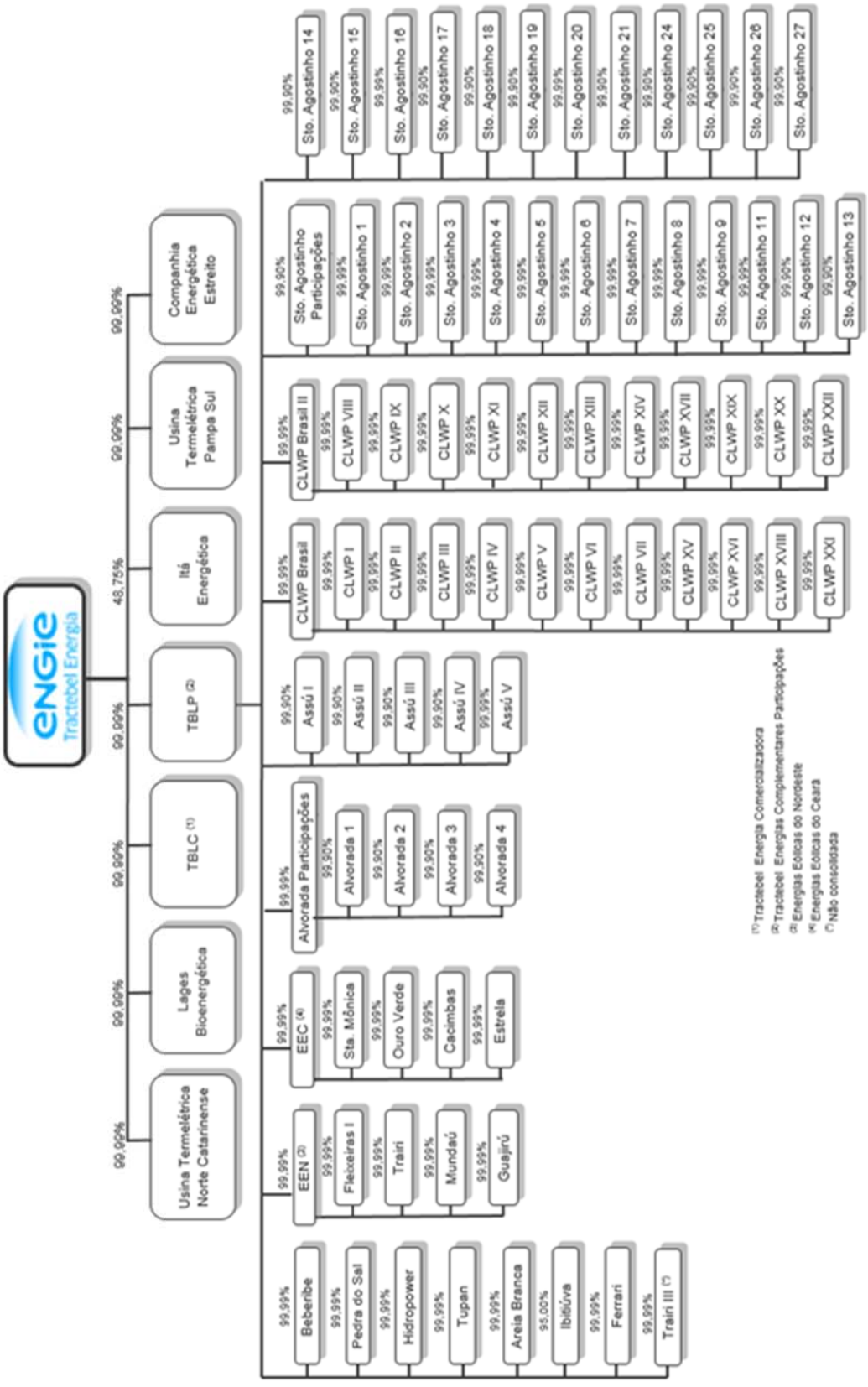
a) controladores diretos e indiretos bem como acionistas com participação igual ou superior a 5% de ações



15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

b) principais controladas e coligadas da Companhia

Controladas:



15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Coligadas:

A Companhia não possui empresas coligadas.

c)participações da Companhia em sociedades do grupo

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

d) participações de sociedades do grupo na Companhia

Não há participação de sociedades do grupo na Companhia, além de seu acionista controlador, a ENGIE LA.

e) principais sociedades sob controle comum

A Itasa é uma Sociedade sob controle comum que tem como objetivo a exploração da UHE Itá em parceria através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da Aneel, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 28.12.1995. As ações representativas do Capital Social da Itasa são detidas pela Tractebel Energia, CSN e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

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

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

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.

15.7 - Principais operações societárias

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

Evento	**Aquisição da CLWP Brasil Ltda. (CLWP) – Fase I**
Principais condições do negócio	A Companhia assinou, em 24.01.2013, o contrato de compra da totalidade do capital social da CLWP Brasil Ltda. (CLWP). Em junho de 2013, após satisfeitas determinadas condições precedentes estabelecidas no contrato, a aquisição foi concluída pelo valor de R$ 22 milhões. A CLWP é detentora de 7 projetos de geração eólica, nos municípios de Umburanas e Sento Sé no estado da Bahia, com potência instalada conjunta e capacidade comercial de 206 MW e 105 MW médios, respectivamente. O desenvolvimento do projeto ainda está em fase de avaliação pela empresa.
Sociedades envolvidas	CLWP Brasil Ltda. (CLWP),TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

15.7 - Principais operações societárias

Evento	Aquisição de Central Eólica Cacimbas Ltda. (atual denominação da Flecheiras Geração e Comercialização de Energia Elétrica Ltda.)
Principais condições do negócio	Em 06.02.2013, a Companhia adquiriu o projeto eólico Cacimbas, que fica localizado próximo aos parques eólicos do Projeto Trairí, no Ceará, pelo valor de R$ 1 milhão. A capacidade instalada e comercial prevista para o projeto é de 18,9 MW e 8,9 MW médios, respectivamente. Em 11.04.2014 o Conselho de Administração da Companhia autorizou o início da obra de construção do Complexo Eólico Santa Mônica, o qual inclui o projeto Cacimbas, cuja entrada em operação está prevista para 2016.
Sociedades envolvidas	Central Eólica Cacimbas Ltda. (Cacimbas), TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

15.7 - Principais operações societárias

Evento	Conclusão da aquisição do projeto eólico Santa Mônica – continuação de 2012
Principais condições do negócio	No mês de agosto de 2013, após satisfeitas determinadas condições, ocorreu a conclusão do processo de aquisição do projeto Santa Mônica pelo valor de R$ 7 milhões. O projeto é composto por duas usinas com capacidade instalada total de 58,8 MW e capacidade comercial de 26,5 MW médios. Em 11.04.2014 o Conselho de Administração da Companhia autorizou o início da obra de construção do Complexo Eólico Santa Mônica, o qual inclui as usinas geradoras eólicas Santa Mônica e Santa Mônica II, cuja entrada em operação da totalidade do Projeto está prevista para 2016.
Sociedades envolvidas	Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE S.A. (Santa Mônica), Usina Geradora Eólica Santa Mônica II SPE Ltda. (Santa Mônica II) TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

15.7 - Principais operações societárias

Evento	Alienação do Projeto Porto das Barcas
Principais condições do negócio	O Projeto Porto das Barcas foi inicialmente adquirido pela EEN e fazia parte do conjunto de projetos eólicos na Região Nordeste. Em 12.12.2013 a Companhia decidiu alienar a totalidade das ações detidas pela TBLP no capital social da Porto das Barcas, pelo montante de R$ 1,5 milhão. A parcela remanescente de R$ 750 mil será recebida até 01.12.2014, após o cumprimento das condições precedentes constantes no contrato relacionado.
Sociedades envolvidas	Porto das Barcas, TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

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

15.7 - Principais operações societárias

Evento	Aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A.
Principais condições do negócio	A Companhia assinou, em dezembro de 2013, o contrato de compra da totalidade do capital social da Ferrari termoelétrica S.A. (Ferrari). Em fevereiro de 2014, após satisfeitas determinadas condições do contrato, foi concluída a aquisição pelo valor de R$ 172 milhões. A Ferrari é uma SPE detentora de todos os ativos da Central Geradora Termelétrica UTE Ferrari (UTE Ferrari), um empreendimento de cogeração de energia a biomassa de cana-de-açúcar, localizado no município de Pirassununga no estado de São Paulo, com potência instalada de 65,5 MW e capacidade comercial de 23,2 MW médios.
Sociedades envolvidas	TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

- **Principais eventos societários no ano de 2014**

Evento	Conclusão da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A. (Ferrari) – continuação de 2013
Principais condições do negócio	Em fevereiro de 2014, a Companhia concluiu, por meio de sua controlada direta TBLP, o processo de aquisição da totalidade do capital social da Ferrari pelo valor de R$ 176 milhões.
Sociedades envolvidas	Ferrari, TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

15.7 - Principais operações societárias

Evento	**Aquisição da CLWP Brasil II Participações Ltda. (CLWP II) e CLWP Brasil III Participações Ltda. (CLWP III) – Fase II e III do Complexo Eólico Campo Largo (CECL)**
Principais condições do negócio	Em junho de 2014, a TBLP concluiu o processo de aquisição das empresas CLWP II e CLWP III, pelos montantes de R$ 22 milhões e R$ 40 milhões, respectivamente. A CLWP II é detentora de 5 (cinco) sociedades de propósito específico (SPE), totalizando um potencial inicial de desenvolvimento de 147 MW e a CLWP III é detentora de 10 (dez) SPE, com potencial inicial total de desenvolvimento de 270 MW, todas localizadas nos municípios de Umburanas e Sento Sé, no estado da Bahia.
Sociedades envolvidas	CLWP II, CLWP III,TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

15.7 - Principais operações societárias

Evento	Aquisição do Projeto Santo Agostinho
Principais condições do negócio	Em agosto de 2014, a TBLP, adquiriu os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte, o qual é composto por 24 (vinte e quatro) SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de 600 MW de capacidade instalada. O valor máximo de aquisição será de R$ 54 milhões, composto por um montante fixo de R$ 39 milhões e um valor vinculado a desempenho de até R$ 15 milhões, que será pago desde que satisfeitas determinadas condições previstas em contrato. Em dezembro de 2014, finalizou-se o processo de aquisição da primeira fase do projeto, tendo sido transferidas 1 (uma) *holding* e 9 (nove) SPE para seu controle. O valor de aquisição foi de R$ 21 milhões, dos quais R$ 15 milhões serão pagos em 2015.
Sociedades envolvidas	SPEs do Projeto Santo Agostinho,TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

15.7 - Principais operações societárias

- **Principais eventos societários no ano de 2015**

Evento	**Aquisição do Projeto Santo Agostinho**
Principais condições do negócio	Em 31.12.2015, a Companhia finalizou o processo de aquisição de 1 *holding* e 19 SPE pelo valor de R$ 45,9 milhões. O montante refere-se à mais valia do negócio adquirido, a qual corresponde, substancialmente, ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos, tendo sido alocada integralmente no ativo intangível.
Sociedades envolvidas	SPEs do Projeto Santo Agostinho,TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

Evento	**Aquisição do Projeto Assú**
Principais condições do negócio	Em novembro de 2015, a TBLP assinou contrato de aquisição de projetos de implantação de três usinas fotovoltaicas e de opção de compra de duas usinas fotovoltaicas, com prazo de exercício até 11 de junho de 2016, no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte. Ainda em novembro de 2015, a TBLP, por meio de sua controlada Assú V, a qual desenvolverá um dos projetos adquiridos, comercializou 9,2 MW médios em Leilão de Energia de Reserva – LER promovido pela Aneel, ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, a serem fornecidos a partir de 1º de novembro de 2018. O empreendimento demandará o investimento total de aproximadamente R$ 220 milhões.
Sociedades envolvidas	SPEs do Projeto Assú,TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

Em 04.02.2016 a Companhia finalizou o processo de aquisição da fase 3 do Projeto Santo Agostinho, compreendendo 5 SPE, pelo valor de R$ 13 milhões. O montante refere-se à mais valia do negócio adquirido, a qual corresponde, substancialmente, ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos, tendo sido alocada integralmente no ativo intangível.

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 ENGIE são amplamente pulverizadas e que não possui conhecimento de outros acionistas, a não ser a República da França, com participação superior a 5% das ações totais.

"*Golden share*" – República da França

A República da França não detém o controle da ENGIE. Entretanto, de acordo com a legislação francesa a República da França deve permanecer com mais de um terço do capital da ENGIE. Além disso, o capital social da ENGIE 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 a República da França por prazo indefinido e lhe dá o direito de veto sobre decisões tomadas pela ENGIE, ou suas subsidiárias francesas que, direta ou indiretamente, pretendam vender, transferir operações, afiançar, dar em garantia ou mudar a utilização prevista de determinados ativos cobertos pela legislação francesa, caso essas operações possam vir a prejudicar os interesses da França em relação à continuidade do abastecimento de gás.

Os ativos cobertos pelo direito de veto previstos na *golden share* são os seguintes:

- Gasodutos localizados na França;
- Ativos relacionados com a distribuição de gás natural na França;
- Armazenamento subterrâneo de gás natural situado na França; e
- Instalações de gás natural liquefeito situado na França.

Quadros 15.1 / 2 / 4 – Posição acionária e Organograma dos acionistas e do grupo econômico

A GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda – Controladora Direta da Companhia – alterou a sua denominação social para ENGIE Brasil Participações Ltda.

Com o objetivo de alinhar a identidade da Companhia a da sua controladora, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 14.07.2016, foi aprovada a nova denominação social da Tractebel Energia S.A., passando a se chamar ENGIE Brasil Energia S.A.

15.8 - Outras informações relevantes

Quadro 15.3 – Ações em circulação

Em 14.04.2016, data da realização da Assembleia Geral Ordinária, os membros do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Conselho Fiscal e Comitê Estratégico detinham 380.852 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

A Companhia possui contratos celebrados com suas controladas e com suas controladoras indiretas, conforme a seguir especificados.

A contratação das operações descritas abaixo foi aprovada pelos órgãos da administração da Companhia e das controladas ou controladoras (diretas e indiretas), conforme o caso, em observância aos limites de competência definidos no Estatuto Social da Companhia e em seus procedimentos internos para contratação de tais operações.

Considerando que a Companhia atua no setor elétrico, os negócios jurídicos realizados entre agentes concessionários, permissionários e autorizados e partes a eles relacionadas devem ser submetidos à anuência prévia da Aneel, sendo que o descumprimento dessa exigência pode ensejar a aplicação de penalidades.

Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas

A Companhia e sua controladora ENGIE Brasil 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 ENGIE Brasil e indireta ENGIE.

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 ENGIE 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 ENGIE se compromete em limitar o montante recebido acima de suas contribuições de *equity*, ajustados por CDI, em no máximo 12% do "CAPEX" total; e
- Será autorizado a contratar advogados, assessores financeiros, consultores técnicos e outros assessores para apoio nas negociações.

O regulamento do Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas está arquivado no site da Companhia (www.tractebelenergia.com.br) da Comissão de Valores Mobiliários (www.cvm.gov.br) e da BM&FBOVESPA (www.bmfbovespa.com.br)

16.2 - 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
Consórcio Estreito Energia	29/04/2010	199.706.000,00	Em 2015: R$ 211.048.080,65; Em 2014: R$ 190.826.636,73; Em 2013: R$ 196.860.671,27.	199.706.000,00	Até 28.04.2025	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Indireta						
Objeto contrato	Contrato de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica Estreito e da linha de transmissão para conexão da usina ao Sistema Interligado Nacional.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações; falta de pagamento; revogação ou término do contrato de concessão pela Aneel.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Ibitiúva Bioenergética S.A.	01/01/2015	431.418,88	Em 2015: R$ 323.564,16	431.418,88	31.01.2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Indireta						
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							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							

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
Itá Energética S.A.	15/01/2001	238.865.651,64	Em 2015: R$ 882.922.665,07; Em 2014: R$ 581.704.118,87; Em 2013: 553.656.570,49;	238.865.651,64	Até 16.10.2030	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Direta						
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							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Itá Energética S.A.	15/01/2001	2.218.873.795,03	Em 2015: 932.208.255,51; Em 2014: R$ 810.033.696,73; Em 2013: 1.230.995.017,85.	2.218.873.795,03	Até 16.10.2030	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Direta						
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							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

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
Itá Energética S.A.	11/09/1998	186.140.053,09	Em 2015: R$ 229.653.252,70; Em 2014: R$ 222.617.317,10; Em 2013: 209.733.466,98.	186.140.053,09	Até 16.10.2030	NÃO	0,000000

Relação com o emissor	Controlada Direta
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	
Posição contratual do emissor	Credor
Especificar	

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

A 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 ENGIE 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 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 1998, 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.

16.4 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes na seção 16.

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 Emitido**				
27/10/2016	2.829.055.259,66	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192
Tipo de capital	**Capital Subscrito**				
27/10/2016	2.829.055.259,66	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192
Tipo de capital	**Capital Integralizado**				
27/10/2016	2.829.055.259,66	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192
Tipo de capital	**Capital Autorizado**				
14/04/2009	5.000.000.000,00		0	0	0

17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferênciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
23/02/2016	Conselho de Administração	01/01/0001	290.487.159,11	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
05/05/2016	Conselho de Administração	01/01/0001	1.107.620,69	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
27/10/2016	Conselho de Administração	01/01/0001	91.694.387,96	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										

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 2015, 2014 e 2013, 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

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.
Restrição a circulação	Não
Resgatável	Sim
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	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.
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

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 artigos 32 a 40, abaixo transcritas, todas decorrentes do ingresso da Companhia no segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA.

i) Obrigação de realizar oferta pública por alienação de controle

A obrigação de realizar oferta pública por alienação de controle é disciplinada nos artigos 32 a 34 do Estatuto Social da Companhia, assim redigidos:

"**Artigo 32** - A Alienação de Controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas da Companhia, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao Acionista Controlador Alienante.

Parágrafo único – A oferta pública de que trata este artigo será exigida ainda:

I - quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na Alienação do Controle da Companhia; ou

II - em caso de alienação do controle de sociedade que detenha o Poder de Controle da Companhia, sendo que, nesse caso, o Acionista Controlador Alienante ficará obrigado a declarar à BM&FBOVESPA o valor atribuído à Companhia nessa alienação e anexar documentação que comprove esse valor.

Artigo 33 - Aquele que adquirir o Poder de Controle, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o Acionista Controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a:

I - efetivar a oferta pública referida no Artigo 32 anteriormente citado; e

II - pagar, nos termos a seguir indicados, quantia equivalente à diferença entre o preço da oferta pública e o valor pago por ação eventualmente adquirida em bolsa nos 6 (seis) meses anteriores à data da aquisição do Poder de Controle, devidamente atualizado até a data do pagamento. Referida quantia deverá ser distribuída entre todas as pessoas que venderam ações da Companhia nos pregões em que o adquirente realizou as aquisições, proporcionalmente ao saldo líquido vendedor diário de cada uma, cabendo à BM&FBOVESPA operacionalizar a distribuição, nos termos de seus regulamentos.

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 das S.A. e pelo regulamento do Novo Mercado, uma oferta pública para aquisição das ações da Companhia detidas pelos demais acionistas ("OPA") nos mesmos termos e condições concedidas ao controlador alienante.

A OPA é exigida, ainda:

- Quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou de direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do controle da Companhia;
- Quando ocorrer a transferência indireta do controle da Companhia; e
- Quando aquele que já detiver ações da Companhia, adquirir o poder de controle em razão de contrato particular de compra de ações. Nesse caso, o acionista adquirente estará obrigado a concretizar uma OPA pelos mesmos termos e condições oferecidos ao acionista alienante e ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa, nos seis meses anteriores à data da alienação do Controle. O valor do ressarcimento é a diferença entre o preço pago ao acionista controlador alienante e o valor pago em bolsa, por ações, nesse período, devidamente atualizado.

Nos termos da Lei das S.A., na hipótese de alienação do controle da Companhia, o preço a ser pago pelo acionista adquirente do controle da Companhia em uma OPA deverá equivaler a 100% do valor pago por ação com direito a voto integrante do bloco de controle.

O comprador, quando necessário, deverá tomar as medidas cabíveis para recompor, dentro dos seis meses subsequentes, o percentual mínimo de 25% de ações em circulação no mercado.

A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o comprador do poder de controle, ou para aquele que vier a deter o poder de controle enquanto este não subscrever o termo de anuência dos controladores.

A Companhia não registrará acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do poder de controle enquanto os seus signatários não subscreverem o termo de anuência dos controladores.

ii) Obrigação de realizar oferta pública por cancelamento de registro de companhia aberta

A obrigação de realizar oferta pública por cancelamento de registro de companhia aberta é disciplinada nos artigos 35 a 37 do Estatuto Social da Companhia, a saber:

"**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.

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

Parágrafo único - Obedecidos os demais termos do Regulamento do Novo Mercado, deste Estatuto e da legislação vigente, a oferta pública para cancelamento de registro poderá prever, além do pagamento em dinheiro, também alternativa de permuta por valores mobiliários de outras companhias abertas, a ser aceita a critério do ofertado.

Artigo 36 - Quando for informada ao mercado a decisão de se proceder ao cancelamento de registro de companhia aberta, o ofertante deverá divulgar o valor máximo por ação ou lote de mil ações pelo qual formulará a oferta pública.

§ 1º - A oferta pública ficará condicionada a que o valor apurado no laudo de avaliação a que se refere o Artigo 37 e seus parágrafos não seja superior ao valor divulgado pelo ofertante nos termos do caput deste artigo.

§ 2º - Caso o valor das ações determinado no laudo de avaliação seja superior ao valor informado pelo ofertante, a decisão de se proceder ao cancelamento do registro de companhia aberta ficará revogada, exceto se o ofertante concordar expressamente em formular a oferta pública pelo valor apurado no laudo de avaliação, devendo o ofertante divulgar ao mercado a decisão que tiver adotado.

Artigo 37 - O laudo de avaliação deverá ser elaborado por instituição ou empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, de seus administradores e/ou do(s) acionistas controladores, além de satisfazer os requisitos do § 1° do Artigo 8° da Lei nº 6.404/76, e conter a responsabilidade prevista no Parágrafo 6º do mesmo artigo.

§ 1º - A escolha da instituição ou empresa especializada é de competência privativa da assembleia geral, a partir da apresentação, pelo conselho de administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, ser tomada por maioria dos votos das ações em circulação presentes na assembleia que, se instalada em primeira convocação deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total das ações em circulação ou, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação.
§ 2º - Os custos incorridos com a elaboração do laudo serão arcados pelo ofertante."

iii) Obrigação de realizar oferta pública pela saída do Novo Mercado

A 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.

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

Artigo 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 - 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

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 **31/12/2015**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.419.128.126	35,14	28,47	R$ por Unidade	31,45
30/06/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.559.747.333	36,76	34,00	R$ por Unidade	34,32
30/09/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.962.089.496	36,48	33,00	R$ por Unidade	33,66
31/12/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.929.510.100	37,06	34,00	R$ por Unidade	33,98

Exercício social **31/12/2014**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/12/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.805.988.636	35,80	29,34	R$ por Unidade	33,14
30/09/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.576.495.453	37,57	31,16	R$ por Unidade	33,90
30/06/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.543.156.444	34,67	30,05	R$ por Unidade	32,34
31/03/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.865.594.708	36,73	29,46	R$ por Unidade	32,43

Exercício social **31/12/2013**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.557.471.378	34,62	30,15	R$ por Unidade	31,09
30/06/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.665.161.878	36,45	30,95	R$ por Unidade	32,54
30/09/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.281.592.886	37,70	32,84	R$ por Unidade	33,14
31/12/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.165.391.799	39,02	35,94	R$ por Unidade	35,61

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

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 nominal global (Reais)	350.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	- Vencimento: As Debêntures vencem em 15.05.2014. - As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária). - Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 7% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures. - Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures foram destinados à aquisição pela Emissora da Companhia Energética São Salvador, detentora da concessão da UHE São Salvador, no Rio Tocantins, conforme descrito no Suplemento Definitivo do Prospecto desta Emissão. - Agente fiduciário: Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Outras características relevantes	Tais debêntures foram quitadas em 15.05.2014.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	5ª emissão - Série única
Data de emissão	15/12/2014
Data de vencimento	15/12/2024
Quantidade (Unidades)	165.000
Valor nominal global (Reais)	165.000.000,00
Saldo devedor em aberto	181.436.213,90
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida	- Vencimento: As Debêntures vencem em 15.12.2024. - As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária). - Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,3% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures. - Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures destinam-se a modernização da UHE Salto Santiago e UHE Passo Fundo. - Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	6ª emissão - Série 1
Data de emissão	15/07/2016
Data de vencimento	15/07/2023
Quantidade (Unidades)	246.000
Valor nominal global (Reais)	246.600.000,00
Saldo devedor em aberto	246.600.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá realizar, a seu exclusivo critério e a qualquer tempo, desde que transcorridos, no mínimo, 4 (quatro) anos contados da data de emissão, conforme assim permitido nos termos da Lei 12.431/11 e nos termos da Resolução do CMN n.º 4.476, de 11 de abril de 2016 (“Resolução CMN 4.476”), o resgate antecipado total das Debêntures da Primeira Série, observado o disposto no artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações e as disposições dessa Escritura de Emissão (“Resgate Antecipado Total”).
Características dos valores mobiliários de dívida	- Vencimento: As Debêntures vencem em 15.07.2023.- As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária).- Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,2621% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures.- Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures destinam-se à implantação da UTE Pampa Sul. - Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	6ª emissão - Série 2
Data de emissão	15/07/2016
Data de vencimento	15/07/2026
Quantidade (Unidades)	353.400
Valor nominal global (Reais)	353.400.000,00
Saldo devedor em aberto	353.400.000,00
Restrição a circulação	Não

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá realizar, a seu exclusivo critério e a qualquer tempo, desde que transcorridos, no mínimo, 4 (quatro) anos contados da data de emissão, conforme assim permitido nos termos da Lei 12.431/11 e nos termos da Resolução do CMN n.º 4.476, de 11 de abril de 2016 (“Resolução CMN 4.476”), o resgate antecipado total das Debêntures da Segunda Série, observado o disposto no artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações e as disposições dessa Escritura de Emissão (“Resgate Antecipado Total”).
Características dos valores mobiliários de dívida	- Vencimento: As Debêntures vencem em 15.07.2026.- As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária).- Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,2515% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures.- Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures destinam-se à implantação da UTE Pampa Sul. - Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários.

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

As ações da Companhia são negociadas na BM&FBOVESPA - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, sob o código "EGIE3".

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

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

a. País: Estados Unidos da América (EUA).

b. Mercado: Mercado de balcão norte-americano de títulos – "Over the Conter (OTC) lastreados em ações ordinárias de emissão da Companhia.

c. Entidade administradora do mercado no qual os valores mobiliários são admitidos à negociação: Pink OTC Markets.

d. Data de admissão à negociação: 01 de junho de 1998.

e. Segmento de negociação: A*merican Depositary Receipts* (ADR)

f. Data de início de listagem no segmento de negociação: 01 de junho de 1998.

g. Percentual do volume de negociações no exterior em relação ao volume total de negociações de cada classe e espécie no último exercício: Em 2015, a proporção entre o volume negociado de *depositary receipts* em relação às ações ordinárias foi de 0,37%.

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 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia negocia American Depositary Receipts (ADR) Nªvel I no mercado de balc«o norte? americano, sob o c· digo EGIEY, pela rela-«o de um ADR para cada a-«o ordin§ria. Contudo, os montantes n«o s«o considerados relevantes pela Companhia.

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

A Companhia não fez oferta pública de ações nos últimos três anos.

18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios

A Companhia não fez oferta pública de distribuição nos últimos três anos.

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

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2013, 2014 e 2015, a Companhia não realizou ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiro.

18.12 - Outras infomações relevantes

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 31.12.2015, 2014 e 2013, 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 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria

Não há outras informações consideradas relevantes.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação	**27/10/2016**
Cargo e/ou função	Acionistas controladores, administradores e empregados da Companhia, da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas. Pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente que, devido a sua função profissional, tenham acesso a informações relevantes. Acionistas ou grupo de acionistas que tenham participação direta ou indireta de no mínimo 5% do capital da Companhia.

Principais características e locais de consulta

De acordo com a política de negociação os seguintes interessados devem assinar o Termo de adesão à Política de Negociação da Companhia:
- Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes;
- Acionistas Controladores;
- Acionistas ou grupo de acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de, no mínimo, 5% (cinco por cento) do capital da Companhia;
- Administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes;
- Pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente que, entretanto, devido à sua função profissional, tenham acesso a informações relevantes.

Informações complementares encontram-se no item 20.2.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização	Conforme a política, as pessoas que assinarem esse Termo devem abster-se de realizar quaisquer negociações com valores mobiliários de emissão da Companhia, inclusive aluguel de ações, no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP), bem como, anteriormente à divulgação de Informação Relevante ao público investidor e sempre que estiver em curso processo de aquisição ou venda de ações de emissão da Companhia. Informações complementares encontram-se no item 20.2.

Política de negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações da Companhia foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 08.11.2007. Em 20.02.2014, a Política foi atualizada e aprovada na 130ª Reunião do Conselho de Administração. O aprimoramento mais recente feito no documento resultou na Versão III da Política, que foi aprovada na 156ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 27.10.2016.

Os Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso à 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 à Informações Relevantes; e as pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente que, entretanto, devido a sua função profissional, tenham acesso à Informações Relevantes, devem assinar o Termo de Adesão a essa Política.

As pessoas que assinarem esse Termo devem abster-se de realizar quaisquer negociações com valores mobiliários de emissão da Companhia, inclusive aluguel de ações, no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP). Entretanto, é permitida a aquisição de ações de emissão da Companhia pelos Acionistas Controladores, Administradores e/ou pessoas vinculadas no período citado acima, se realizada em conformidade com plano de investimento previamente aprovado pela Companhia, em conformidade com o disposto no §3º do artigo 15 da Instrução CVM n.º 358/2002, e suas alterações posteriores.

Também é dever dos Administradores da Companhia comunicar ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia e este, à CVM e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão, a titularidade de valores mobiliários de emissão da Companhia, seja em nome próprio, seja em nome de pessoas a elas vinculadas, bem como as alterações em suas posições acionárias.

São consideradas pessoas vinculadas:

a) cônjuge, de quem não se esteja separado judicialmente, ou companheira (o);

b) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto sobre a renda; e

c) sociedades controladas direta ou indiretamente, sejam pelos Administradores e assemelhados, sejam pelas pessoas citadas nas alíneas anteriores.
A comunicação sobre a alteração na posição acionária deverá ser feita:
(i) imediatamente após a investidura no cargo em que se tenha acesso à Informações Relevantes; e
(ii) no prazo máximo de 5 (cinco) dias após a realização de cada negócio.

Mensalmente, no prazo máximo de 10 (dez) dias após o término do mês, a administração da Companhia envia à CVM a titularidade e as negociações realizadas pelos seus diretores, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas criados por disposição estatutária., com valores mobiliários emitidos pela própria Companhia, por suas controladoras ou controladas.

Não há nenhuma fiscalização interna sobre as negociações efetuadas em período de vedação.

20.2 - Outras informações relevantes

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações também prevê a vedação de negociação com valores mobiliários emitidos pela Companhia, inclusive aluguel de ações, pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão, nos seguintes casos:

a) anteriormente à divulgação de Informação Relevante ao público investidor. Essa vedação não se aplica à aquisição de ações que se encontrem em tesouraria, através de negociação privada, decorrente do exercício de opção de compra de acordo com o plano de outorga de opção de compra de ações aprovado na Assembleia Geral; e

b) quando se afastarem de cargos na administração da Companhia e do seu relacionamento anteriormente à divulgação de Informação Relevante originada durante seu período de gestão e/ou relacionamento até o encerramento do prazo de 6 (seis) meses contado da data de seu afastamento ou até a divulgação ao público investidor da Informação Relevante, o que ocorrer primeiro;

c) sempre que estiver em curso processo de aquisição ou venda de ações de emissão da Companhia, processo esse que seja de conhecimento público, e sempre que tenha sido celebrado acordo ou contrato para transferência do controle acionário da Companhia, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para os mesmos fins, bem como se existir a intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária da Companhia, até a conclusão do respectivo processo.

As vedações de negociação abrangem as negociações realizadas direta e indiretamente pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão, excluídas às realizadas por fundos de investimento dos quais estas pessoas sejam quotistas, desde que não sejam fundos de investimento exclusivos ou fundos de investimento cujas decisões de negociação do administrador ou gestor da carteira não sejam diretamente influenciadas pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão e serão mantidas, mesmo após a divulgação da Informação Relevante, na hipótese em que eventuais negociações com valores mobiliários emitidos pela Companhia por parte de pessoas que assinaram o Termo de Adesão possam interferir, em prejuízo da Companhia ou de seus Acionistas, com o ato ou fato associado à Informação Relevante.

É responsabilidade do Diretor de Relações com Investidores a execução e acompanhamento da Política de negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia.

Não existem outras Informações Relevantes sobre este item “20”.

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

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.

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações da Companhia foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 08.11.2007. Em 20.02.2014, a Política foi atualizada e aprovada na 130ª Reunião do Conselho de Administração. O aprimoramento mais recente feito no documento resultou na Versão III da Política, que foi aprovada na 156ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 27.10.2016.

A referida Política é aplicável aos/às:

i. Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a Informações Relevantes;

ii. Acionistas controladores;

iii. Acionistas ou Grupo de Acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de no mínimo 5% (cinco por cento) do capital da Companhia, doravante somente denominados "Acionistas";

iv. Administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso à 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 à Informações Relevantes.

Essas pessoas deverão aderir, mediante a assinatura do Termo de Adesão, à Política de Informações e Negociação de Ações da Companhia, sendo que será mantida 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.

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;

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

ii. A divulgação de Informações Relevantes será feita por meio da disponibilização da informação em portal de notícias com página na rede mundial de computadores, que disponibilize, em seção disponível para acesso gratuito, a informação em sua integralidade, qual seja, Rede de Divulgação (http://www.rededivulgcao.com.br) e da disponibilização da informação na rede mundial de computadores (internet), no endereço <http://www.engienergia.com.br/wps/portal/internet/investidores>, em teor no mínimo idêntico àquele remetido à Comissão de Valores Mobiliários e às demais entidades dos mercados financeiro e de capitais. A publicação do Ato ou Fato Relevante poderá, a critério do Diretor de Relações com Investidores, ser feita de forma resumida, com a indicação de que a informação completa poderá ser acessada no endereço eletrônico http://www.engieenergia.com.br/wps/portal/internet/investidores;

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;

iv. As pessoas que assinarem o Termo de Adesão e que tiverem conhecimento de Informação Relevante deverão comunicá-la imediatamente ao Diretor de Relações com Investidores. Tais pessoas devem ainda zelar pela divulgação da Informação Relevante pelo Diretor de Relações com Investidores e, constatada a omissão do mesmo, comunicá-la diretamente à CVM;

v. A Informação Relevante deverá, preferencialmente, ser divulgada antes do início ou após o encerramento dos negócios nas Bolsas de Valores ou entidades do mercado de balcão organizado, prevalecendo, no caso de incompatibilidade de horário de negociação em mercados de diferentes países, o horário de funcionamento do mercado brasileiro.

Exceção à imediata divulgação de Informação Relevante

a. Os atos ou fatos que constituam Informação Relevante poderão deixar de ser divulgados se os Acionistas Controladores ou os Administradores entenderem que a sua revelação poderá colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

b. Os Acionistas Controladores ou os Administradores da Companhia poderão submeter à apreciação da CVM sua decisão de, excepcionalmente, manter em sigilo atos ou fatos cuja divulgação ao público investidor possa colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

c. Constituem-se ressalvas à situação prevista no item "a": (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.

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

Dever de sigilo

As pessoas que assinarem o Termo de Adesão à Política devem guardar sigilo acerca de Informações Relevantes que ainda não se tornaram públicas até que tais Informações Relevantes sejam divulgadas ao público investidor, bem como zelar para que subordinados e terceiros também o façam. Devem ainda restringir a discussão de Informações Relevantes em lugares públicos e comunicar imediatamente ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia quaisquer violações da Política.

Divulgação de informações em ofertas públicas

O Diretor de Relações com Investidores deve divulgar, imediatamente após a deliberação da Companhia de realizar oferta pública que dependa de registro na CVM, a quantidade de valores mobiliários emitidos pela Companhia a serem adquiridos ou alienados, os preços, as condições de pagamento e demais condições a que estiver sujeita a oferta nos canais de comunicação utilizados pela Companhia.

Divulgação de informações sobre negociações de valores mobiliários de emissão da Companhia

Os Administradores da Companhia deverão comunicar a titularidade de valores mobiliários de emissão da Companhia, tais como ações e debêntures, seja em nome próprio, seja em nome de pessoas a elas vinculadas, bem como as alterações nessas posições.

Essa comunicação deverá ser encaminhada ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia, por meio do endereço eletrônico diretorderi.brenergia@engie.com, com cópia para controlecvm358.brenergia@engie.com. Caberá ao referido Diretor encaminhar a comunicação à CVM e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão, sendo efetuada (i) imediatamente após terem sido nomeadas ao cargo e (ii) no prazo máximo de 5 (cinco) dias após a realização de cada negócio, indicando o saldo da posição no período.

Divulgação de informações sobre aquisição ou alienação de participação acionária relevante

Os Acionistas Controladores e demais Acionistas da Companhia deverão comunicar ao Diretor de Relações com Investidores a aquisição ou alienação de participação acionária relevante.

Entende-se por participação acionária relevante aquela que corresponda, direta ou indiretamente, a 5% (cinco por cento) ou mais de espécie ou classe de ações representativas do capital social da Companhia.

A declaração acerca da aquisição ou alienação de participação acionária relevante deverá ser encaminhada à CVM, e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão.

A comunicação à CVM e às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão deverá ser encaminhada imediatamente após ser alcançada a participação relevante, devendo a divulgação ser feita pelo Diretor de Relações com Investidores.

Período de silêncio

Visando assegurar a uniformidade na divulgação dos seus resultados, a Companhia adota o Período de Silêncio antes da divulgação pública de suas demonstrações contábeis.

Dessa forma, durante o referido período, que se inicia 15 (quinze) dias antes da data determinada para a divulgação, a Companhia abstém-se de comentar sobre as respectivas demonstrações.

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

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

O responsável pela política de divulgação de informações é o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

21.4 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item "21".