

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	11
3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido	15
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	16
3.7 - Nível de endividamento	17
3.8 - Obrigações	18
3.9 - Outras informações relevantes	19

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	20
4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado	33
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	34
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	38
4.5 - Processos sigilosos relevantes	39
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	40
4.7 - Outras contingências relevantes	41

Índice

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	42
5. Gerenciamento de riscos e controles internos	
5.1 - Política de gerenciamento de riscos	43
5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado	46
5.3 - Descrição dos controles internos	48
5.4 - Alterações significativas	50
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	51
6. Histórico do emissor	
6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	52
6.3 - Breve histórico	53
6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	54
6.6 - Outras informações relevantes	55
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas	58
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	80
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	81
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	86
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	87
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	92
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	93
7.8 - Políticas socioambientais	94
7.9 - Outras informações relevantes	95
8. Negócios extraordinários	
8.1 - Negócios extraordinários	127
8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	129
8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	130

Índice

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	131
9. Ativos relevantes	
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	132
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	133
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis	155
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	156
9.2 - Outras informações relevantes	161
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	162
10.2 - Resultado operacional e financeiro	234
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	237
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	239
10.5 - Políticas contábeis críticas	244
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	247
10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	248
10.8 - Plano de Negócios	249
10.9 - Outros fatores com influência relevante	251
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	252
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	253
12. Assembleia e administração	
12.1 - Descrição da estrutura administrativa	254
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	257
12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	259
12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	260
12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	261
12.7/8 - Composição dos comitês	268

Índice

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores	270
12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	271
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	272
12.12 - Práticas de Governança Corporativa	273
12.13 - Outras informações relevantes	274

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	275
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	277
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	280
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	283
13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	284
13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	285
13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	286
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	287
13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	288
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	289
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	290
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	292
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	293
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	294
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	295
13.16 - Outras informações relevantes	296

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	297
---------------------------------------	-----

Índice

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	300
14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	301
14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	302
14.5 - Outras informações relevantes	303

15. Controle e grupo econômico

15.1 / 15.2 - Posição acionária	304
15.3 - Distribuição de capital	312
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	313
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	314
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	317
15.7 - Principais operações societárias	318
15.8 - Outras informações relevantes	319

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	320
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	321
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	324
16.4 - Outras informações relevantes	325

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social	326
17.2 - Aumentos do capital social	327
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	330
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	331
17.5 - Outras informações relevantes	332

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações	333
---------------------------	-----

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	334
18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	335
18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	336
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	337
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	340
18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	341
18.8 - Títulos emitidos no exterior	342
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	343
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	344
18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	345
18.12 - Outras informações relevantes	346

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	347
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	348

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	349
20.2 - Outras informações relevantes	350

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	354
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	355
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	356
21.4 - Outras informações relevantes	357

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Austin Laine Powell

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

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

1.3 Declaração e Identificação dos responsáveis:

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário: Austin Laine Powell

Cargo do responsável: Diretor Presidente e Relações com Investidores

O diretor acima qualificado, declara que:

- a. Reviu 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 as suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.

1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores

1.3 Declaração e Identificação dos responsáveis:

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário: Austin Laine Powell

Cargo do responsável: Diretor Presidente e Relações com Investidores

O diretor acima qualificado, declara que:

- a. Reviu 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 as suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.

1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores

1.3 Declaração e Identificação dos responsáveis:

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário: Austin Laine Powell

Cargo do responsável: Diretor Presidente e Relações com Investidores

O diretor acima qualificado, declara que:

- a. Reviu 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 as suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	287-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Pricewaterhousecoopers Aud Ind
CPF/CNPJ	61.562.112/0001-20
Período de prestação de serviço	21/05/2010 a 31/12/2015
Descrição do serviço contratado	Auditoria do balanço patrimonial e correspondentes demonstrações contábeis incluindo as respectivas notas explicativas consolidadas e da controladora preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e padrões internacionais de demonstrações financeiras (IFRS), para os períodos trimestrais e anuais dos anos de 2013, 2012, 2011, 2010 e 2009. O escopo dos trabalhos também considera a auditoria do balanço patrimonial e correspondentes demonstrações contábeis incluindo as respectivas notas explicativas das subsidiárias: Esmeralda S.A, Santa Rosa S.A, Santa Laura S.A., Monel Monjolinho Energética S.A., Enercasa Energia Caiuá S.A, Moinho S.A., Passos Maia Energética S.A, Energen Energias Renováveis S.A., Macaúbas Energética S.A., Novo Horizonte Energética S.A., Seabra Energética S.A..
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Honorários de Auditoria referente ao ano de 2015: R\$ 729,5 mil.
Justificativa da substituição	Não houve
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Carlos Biedermann	15/08/2013 a 30/06/2015	220.349.270-87	Avenida Rio Branco, 847, Centro, Florianópolis, SC, Brasil, CEP 88015-205, Telefone (48) 32120200, Fax (48) 32120200, e-mail: carlos.biedermann@br.pwc.com
Celso Luiz Malimpensa	21/05/2010 a 19/04/2012	009.637.118-81	Av. Francisco Matarazzo, 1400, Barra Funda, São Paulo, SP, Brasil, CEP 05001-903, Telefone (11) 36743552, Fax (11) 36742045, e-mail: celso.malimpensa@br.pwc.com
Mario Miguel Tomaz Tannhauser Junior	20/04/2012 a 14/08/2013	149.917.078-54	Avenida Rio Branco, 847, Centro, Florianópolis, SC, Brasil, CEP 88015-205, Telefone (48) 32120200, Fax (48) 32120200, e-mail: mario.tannhauser@br.pwc.com
Maurício Colombari	01/07/2015 a 31/12/2015	151.078.228-19	Avenida Rio Branco, 847, Centro, Florianópolis, SC, Brasil, CEP 88015-205, Telefone (48) 32120200, Fax (48) 32120200, e-mail: mauricio.colombari@br.pwc.com

Possui auditor?	SIM
Código CVM	1236-0
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Baker Tilly Brasil RS Auditores Independentes Sociedade Simples
CPF/CNPJ	21.601.212/0001-02
Período de prestação de serviço	01/01/2016
Descrição do serviço contratado	Prestação de serviços de auditoria das demonstrações contábeis da Statkraft Energias Renováveis S.A., controladora e consolidado, para o exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2016, incluindo a revisão das Informações Trimestrais (ITRs) para os trimestres a findarem-se em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2016.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Honorários de Auditoria referente ao ano de 2016: R\$ 120 mil.
Justificativa da substituição	Auditor das demonstrações consolidadas alterado em função do prazo máximo definido em lei.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não há.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Carlos Alberto dos Santos	01/01/2016	492.488.980-68	Avenida Borges de Medeiros, 2500, conj 1105, Praia de Belas, Porto Alegre, RS, Brasil, CEP: 90110-150, Telefone (51) 33319679, Fax (51) 33319679, e-mail: carlos.santos@bakertillybrasil.com.br

2.3 - Outras informações relevantes

2.3. Outras informações relevantes sobre os auditores:

A Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes realizará Auditoria do balanço patrimonial e correspondentes demonstrações contábeis, incluindo as respectivas notas explicativas individuais, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e padrões internacionais de demonstrações financeiras (IFRS), para os períodos trimestrais e anual do exercício findo em 31 de dezembro de 2016 para as subsidiárias Esmeralda S.A, Santa Rosa S.A, Santa Laura S.A., Monel Monjolinho Energética S.A., Moinho S.A., Passos Maia Energética S.A, Energen Energias Renováveis S.A., Macaúbas Energética S.A., Novo Horizonte Energética S.A., Seabra Energética S.A.

O trabalho tem como honorário para 2016 o montante de R\$ 660 mil.

3.1 - Informações Financeiras - Individual

(Reais)	Exercício social (31/12/2015)	Exercício social (31/12/2014)	Exercício social (31/12/2013)
Patrimônio Líquido	771.681.116,33	682.012.210,57	643.506.191,81
Ativo Total	1.517.310.780,32	1.732.263.000,00	171.749.171.328,93
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	277.427.000,00	214.257.000,00	211.340.549,80
Resultado Bruto	162.876.000,00	110.058.000,00	107.690.338,02
Resultado Líquido	-63.770.000,00	-19.528.000,00	-32.489.661,98
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	143.347.224	117.001.722	117.001.722
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	5,383300	5,829078	5,499972
Resultado Básico por Ação	-0,488960	-0,166900	-0,273481

3.2 - Medições não contábeis

3.2. a) Medições não contábeis e b) conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas:

Cálculo do LAJIDA / EBITDA Consolidado (R\$ mil)	Em 31 de dezembro de		
	2015	2014	2013
Lucro (prejuízo) líquido do período	(63.769)	(19.528)	(32.490)
(+) Tributos sobre o lucro (IR/CSLL)	24.935	1.511	(9.000)
(+) Despesas financeiras líquidas	124.035	96.151	112.453
(+) Depreciação e Amortização	58.126	58.428	65.199
(+) Operação descontinuada	6.718	11.827	-
EBITDA – Instrução CVM nº 527	150.045	148.389	136.162
Receita Líquida	277.428	214.257	211.340
Margem EBITDA	54,1%	69,3%	64,4

O valor de “Depreciações e Amortizações” é parte integrante das notas explicativas das Demonstrações Financeiras para os períodos indicados.

Utilizamos como medida não contábil o LAJIDA, o qual, de acordo com o Ofício Circular CVM/SNC/SEP n.º 01/2007, compreende os lucros antes das despesas financeiras líquidas, do imposto de renda e contribuição social e depreciação e amortização. A margem de LAJIDA é obtida por meio da divisão do LAJIDA do período pela receita operacional líquida.

A Administração da Companhia entende que o acompanhamento do EBITDA e da margem EBITDA, é uma das métricas adequadas para acompanhamento do desempenho da Companhia, pois, ao excluir despesa financeira e depreciação de seus resultados, permitem a comparação da Companhia com outras empresas do mesmo setor de atuação, entretanto, devem ser considerados os diferentes estágios de maturidade, bem como a comparação com empresas de outros setores, porém, com diferentes estruturas de alavancagem e diferentes taxas de amortização e de depreciação.

Os valores constantes para 2015 e 2014 tem como referência as Demonstrações Financeiras Consolidadas para o exercício findo em 31/12/2015. Os saldos apresentam as operações da subsidiária Enercasa em “Operações descontinuadas”, uma vez que o controle acionário desta foi transferido.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

3.3. Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras contábeis divulgadas pela Companhia que as altere substancialmente:

Até a data da apresentação desse Formulário de Referência, não ocorreram eventos subsequentes relevantes que alterem substancialmente as demonstrações financeiras contábeis da Companhia.

3.4 - Política de destinação dos resultados

3.4. Política de destinação dos resultados dos 3 últimos exercícios sociais:

Aspectos Gerais

Nos termos da Lei das S.A. e de nosso Estatuto Social, a AGO é competente para, dentre outros, deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos, conforme exigido pela Lei das S.A.

Cumpra observar que nossa administração apresenta anualmente proposta sobre a destinação do lucro líquido remanescente após as seguintes deduções e provisões legais: (i) 5% para constituição de reserva legal, até; (ii) 25% do lucro líquido ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das S.A., a título de dividendo obrigatório, (a constituição da reserva indicada no item (i) acima não prejudicará o direito dos acionistas de receber o pagamento do dividendo obrigatório previsto no item (ii) acima; e (iii) o saldo remanescente do lucro, se houver, terá a destinação que lhe for dado pela Assembleia Geral, atendidas as prescrições legais aplicáveis.

a) Regras sobre retenção de lucros

Exercício Social Findo em 31.12.2015

Nos termos dos artigos 31 e 32 do nosso Estatuto Social vigente no exercício social findo em 31 de dezembro de 2015 e da Lei das Sociedades por Ações, do resultado apurado no exercício, aplicar-se-ia as seguintes deduções e provisões legais: (i) 5% para constituição de reserva legal; (ii) 25% do lucro líquido ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das S.A., a título de dividendo obrigatório, imputando-se ao dividendo obrigatório os dividendos e juros sobre capital próprio pagos antecipadamente no curso do exercício, por deliberação do Conselho de Administração (a constituição da reserva indicada no item (i) acima não prejudicará o direito dos acionistas de receber o pagamento do dividendo obrigatório previsto no item (ii) acima); (iii) eventuais dividendos intermediários deverão ser pagos sob as condições e prazos estabelecidos por deliberações da Diretoria, mas sempre dentro do exercício social; e (iv) o saldo remanescente do lucro, se houver, terá a destinação que lhe for dado pela Assembleia Geral, atendidas as prescrições legais aplicáveis.

Exercício Social Findo em 31.12.2014

Nos termos dos artigos 31 e 32 do nosso Estatuto Social vigente no exercício social findo em 31 de dezembro de 2014 e da Lei das Sociedades por Ações, do resultado apurado no exercício, aplicar-se-ia as seguintes deduções e provisões legais: (i) 5% para constituição de reserva legal; (ii) 25% do lucro líquido ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das S.A., a título de dividendo obrigatório, imputando-se ao dividendo obrigatório os dividendos e juros sobre capital próprio pagos antecipadamente no curso do exercício, por deliberação do Conselho de Administração (a constituição da reserva indicada no item (i) acima não prejudicará o direito dos acionistas de receber o pagamento do dividendo obrigatório previsto no item (ii) acima); (iii) eventuais dividendos intermediários deverão ser pagos sob as condições e prazos estabelecidos por deliberações da Diretoria, mas sempre dentro do exercício social; e (iv) o saldo remanescente do lucro, se houver, terá a destinação que lhe for dado pela Assembleia Geral, atendidas as prescrições legais aplicáveis.

Exercício Social Findo em 31.12.2013

Nos termos dos artigos 31 e 32 do nosso Estatuto Social vigente no exercício social findo em 31 de dezembro de 2013 e da Lei das Sociedades por Ações, do resultado apurado no exercício, aplicar-se-ia as seguintes deduções e provisões legais: (i) 5% para constituição de reserva legal; (ii) 25% do lucro líquido ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das S.A., a título de dividendo obrigatório, imputando-se ao dividendo obrigatório os dividendos e juros sobre capital próprio pagos antecipadamente no curso do exercício, por deliberação do Conselho de Administração (a constituição da reserva indicada no item (i) acima não prejudicará o direito dos acionistas de receber o pagamento do dividendo obrigatório previsto no item (ii) acima); (iii) eventuais dividendos intermediários deverão ser pagos sob as condições e prazos estabelecidos por deliberações da Diretoria, mas sempre dentro do exercício social; e (iv) o saldo remanescente do lucro, se houver, terá a destinação que lhe for dado pela Assembleia Geral, atendidas as prescrições legais aplicáveis.

b) Regras sobre distribuição de dividendos

Exercício Social findo 31.12.2015

Nos termos da Lei das S.A. e de nosso Estatuto Social, a AGO é competente para, dentre outros, deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos, conforme exigido pela Lei das S.A. Cumpra observar que nossa administração apresenta anualmente proposta sobre a destinação do lucro líquido remanescente após as seguintes deduções e provisões legais: (i) 5% para constituição de reserva legal,

3.4 - Política de destinação dos resultados

até; (ii) 25% do lucro líquido ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das S.A., a título de dividendo obrigatório, (a constituição da reserva indicada no item (i) acima não prejudicará o direito dos acionistas de receber o pagamento do dividendo obrigatório previsto no item (ii) acima); e (iii) o saldo remanescente do lucro, se houver, terá a destinação que lhe for dado pela Assembleia Geral, atendidas as prescrições legais aplicáveis.

Exercício Social findo 31.12.2014

Nos termos da Lei das S.A. e de nosso Estatuto Social, a AGO é competente para, dentre outros, deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos, conforme exigido pela Lei das S.A. Cumpre observar que nossa administração apresenta anualmente proposta sobre a destinação do lucro líquido remanescente após as seguintes deduções e provisões legais: (i) 5% para constituição de reserva legal, até; (ii) 25% do lucro líquido ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das S.A., a título de dividendo obrigatório, (a constituição da reserva indicada no item (i) acima não prejudicará o direito dos acionistas de receber o pagamento do dividendo obrigatório previsto no item (ii) acima); e (iii) o saldo remanescente do lucro, se houver, terá a destinação que lhe for dado pela Assembleia Geral, atendidas as prescrições legais aplicáveis.

Exercício Social findo 31.12.2013

Nos termos da Lei das S.A. e de nosso Estatuto Social, a AGO é competente para, dentre outros, deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos, conforme exigido pela Lei das S.A. Cumpre observar que nossa administração apresenta anualmente proposta sobre a destinação do lucro líquido remanescente após as seguintes deduções e provisões legais: (i) 5% para constituição de reserva legal, até; (ii) 25% do lucro líquido ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das S.A., a título de dividendo obrigatório, (a constituição da reserva indicada no item (i) acima não prejudicará o direito dos acionistas de receber o pagamento do dividendo obrigatório previsto no item (ii) acima); e (iii) o saldo remanescente do lucro, se houver, terá a destinação que lhe for dado pela Assembleia Geral, atendidas as prescrições legais aplicáveis.

c) Periodicidade das distribuições de dividendos

Exercício Social Findo em 31.12.2015

Nosso Estatuto Social vigente no exercício social a findo em 31 de dezembro de 2015 previa um dividendo mínimo obrigatório equivalente a 25% do lucro líquido.

Exercício Social Findo em 31.12.2014

Nosso Estatuto Social vigente no exercício social a findo em 31 de dezembro de 2014 previa um dividendo mínimo obrigatório equivalente a 25% do lucro líquido.

Exercício Social Findo em 31.12.2013

Nosso Estatuto Social vigente no exercício social a findo em 31 de dezembro de 2013 previa um dividendo mínimo obrigatório equivalente a 25% do lucro líquido.

d) Restrições à distribuição de dividendos

Exercício Social a Findo em 31.12.2015

Os seguintes contratos financeiros preveem restrições ao pagamento de dividendos acima do mínimo obrigatório de 25% para cada uma de nossas controladas ou coligadas listadas abaixo, salvo se expressamente autorizado pelo agente financeiro:

- **CERAN:** contrato de financiamento mediante repasse de recursos celebrado com o BNDES n.º 21/00883-3; contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 03.2.794.3.1 celebrado com o BNDES; contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 07.2.0045.1 celebrado com o BNDES; contrato de financiamento mediante repasse de recursos do BNDES n.º 21/00418-8 celebrado com o BNDES;
- **Esmeralda:** contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 05.2.0588.1 celebrado com o BNDES;
- **Santa Rosa:** contrato de financiamento mediante repasse de recursos n.º 4.001.444/6 celebrado com o BNDES; contrato de financiamento mediante repasse de recursos n.º 4.001.496/7 celebrado com o BNDES;

3.4 - Política de destinação dos resultados

- **Santa Laura:** contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 06.2.0702.1 celebrado com o BNDES;
- **Monel:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 07.2.0902.1 celebrado com o BNDES.
- **Moinho:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 11.2.0321.1 celebrado com o BNDES.
- **Passos Maia:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 11.2.0103.1 celebrado com o BNDES.
- **Novo Horizonte:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 187.2011.563.2308 celebrado com o BNB.
- **Seabra:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 187.2011.564.2309 celebrado com o BNB.
- **Macaúbas:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 187.2011.562.2310 celebrado com o BNB.

Para maiores informações, favor verificar o item 10.1 (f) deste Formulário de Referência.

Exercício Social a Findo em 31.12.2014

Os seguintes contratos financeiros preveem restrições ao pagamento de dividendos acima do mínimo obrigatório de 25% para cada uma de nossas controladas ou coligadas listadas abaixo, salvo se expressamente autorizado pelo agente financeiro:

- **CERAN:** contrato de financiamento mediante repasse de recursos celebrado com o BNDES n.º 21/00883-3; contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 03.2.794.3.1 celebrado com o BNDES; contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 07.2.0045.1 celebrado com o BNDES; contrato de financiamento mediante repasse de recursos do BNDES n.º 21/00418-8 celebrado com o BNDES;
- **Esmeralda:** contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 05.2.0588.1 celebrado com o BNDES;
- **Santa Rosa:** contrato de financiamento mediante repasse de recursos n.º 4.001.444/6 celebrado com o BNDES; contrato de financiamento mediante repasse de recursos n.º 4.001.496/7 celebrado com o BNDES;
- **Santa Laura:** contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 06.2.0702.1 celebrado com o BNDES;
- **Monel:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 07.2.0902.1 celebrado com o BNDES.
- **Moinho:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 11.2.0321.1 celebrado com o BNDES.
- **Passos Maia:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 11.2.0103.1 celebrado com o BNDES.
- **Enercasa:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 11.2.1187.1 celebrado com o BNDES.
- **Novo Horizonte:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 187.2011.563.2308 celebrado com o BNB.
- **Seabra:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 187.2011.564.2309 celebrado com o BNB.
- **Macaúbas:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 187.2011.562.2310 celebrado com o BNB.
- **Goiás Transmissão:** Contrato de financiamento mediante repasse de recurso do BNDES n.º 21/00786-1 celebrado com o Banco do Brasil e outro contrato de financiamento mediante abertura de crédito com recurso de FCO n.º 21/00785-3, também com o Banco do Brasil.
- **MGE Transmissora:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 11.2.1013.1 celebrado com o BNDES.
- **Energen:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito celebrado com o CDB.

Para maiores informações, favor verificar o item 10.1 (f) deste Formulário de Referência.

3.4 - Política de destinação dos resultados

Exercício Social a Findo em 31.12.2013

Os seguintes contratos financeiros preveem restrições ao pagamento de dividendos acima do mínimo obrigatório de 25% para cada uma de nossas controladas ou coligadas listadas abaixo, salvo se expressamente autorizado pelo agente financeiro:

- **CERAN:** contrato de financiamento mediante repasse de recursos celebrado com o BNDES n.º 21/00883-3; contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 03.2.794.3.1 celebrado com o BNDES; contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 07.2.0045.1 celebrado com o BNDES; contrato de financiamento mediante repasse de recursos do BNDES n.º 21/00418-8 celebrado com o BNDES;
- **Esmeralda:** contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 05.2.0588.1 celebrado com o BNDES;
- **Santa Rosa:** contrato de financiamento mediante repasse de recursos n.º 4.001.444/6 celebrado com o BNDES; contrato de financiamento mediante repasse de recursos n.º 4.001.496/7 celebrado com o BNDES;
- **Santa Laura:** contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 06.2.0702.1 celebrado com o BNDES;
- **Monel:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 07.2.0902.1 celebrado com o BNDES.
- **Moinho:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 11.2.0321.1 celebrado com o BNDES.
- **Passos Maia:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 11.2.0103.1 celebrado com o BNDES.
- **Enercasa:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 11.2.1187.1 celebrado com o BNDES.
- **Novo Horizonte:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 187.2011.563.2308 celebrado com o BNB.
- **Seabra:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 187.2011.564.2309 celebrado com o BNB.
- **Macaúbas:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 187.2011.562.2310 celebrado com o BNB.
- **Goiás Transmissão:** Contrato de financiamento mediante repasse de recurso do BNDES n.º 21/00786-1 celebrado com o Banco do Brasil e outro contrato de financiamento mediante abertura de crédito com recurso de FCO n.º 21/00785-3, também com o Banco do Brasil.
- **MGE Transmissora:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 11.2.1013.1 celebrado com o BNDES.
- **Energen:** Contrato de financiamento mediante abertura de crédito celebrado com o CDB.

Para maiores informações, favor verificar o item 10.1 (f) deste Formulário de Referência.

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	-63.770.000,00	-19.528.005,61	-32.489.661,98
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	0,000000	0,000000	0,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	-8,263776	-3,034626	-4,726019
Dividendo distribuído total	0,00	0,00	0,00
Lucro líquido retido	-63.770.000,00	-19.528.005,61	-32.489.661,98
Data da aprovação da retenção	31/05/2016	23/05/2015	12/05/2014

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Ordinária	0,00				0,00	
Outros						
Ordinária			0,00			

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

3.6. Dividendos declarados a conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores:

Não houve nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 distribuição de dividendos declarados à 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	754.629.000,00	Índice de Endividamento	0,97790405	

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		42.736.000,00	0,00	0,00	469.544.000,00	512.280.000,00
Títulos de dívida	Quirografárias		99.004.000,00	0,00	0,00	143.345.000,00	242.349.000,00
Total			141.740.000,00	0,00	0,00	612.889.000,00	754.629.000,00
Observação							

3.9 - Outras informações relevantes

3.9. Outras informações relevantes:

Adotamos pela primeira vez no exercício de 2010 as normas internacionais de contabilidade. Nos termos da regulamentação aplicável, a data de transição para a adoção das normas internacionais de contabilidade foi o dia 1º de janeiro de 2009.

Observação ao item 3.2 (a): Utilizamos como medida não contábil o LAJIDA, o qual, de acordo com o Ofício Circular CVM n.º 1/2005, compreende os lucros antes das despesas financeiras líquidas, do imposto de renda e contribuição social e depreciação e amortização. O LAJIDA não é uma medida contábil de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não deve ser considerado como substituto para o nosso lucro líquido, como indicador de nosso desempenho operacional ou como substituto do nosso fluxo de caixa como indicador de nossa liquidez. O LAJIDA não possui significado padronizado e a nossa definição de LAJIDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras sociedades. Ainda, a margem de LAJIDA é obtida por meio da divisão do LAJIDA do período pela receita operacional líquida.

Observação ao item 3.2 (a) e (b): o valor de "Depreciações e Amortizações" é parte integrante das notas explicativas das demonstrações financeiras para os períodos indicados.

Com relação ao IFRS 10 e IFRS 11, informamos que nossa subsidiária Passos Maia Energética S.A. consolidada pelo método proporcional em 2012, passou a ser consolidada, a partir de 1º de janeiro de 2013, por equivalência patrimonial. Como consequência, durante as Informações Trimestrais de 2013, bem como na Demonstração Financeira Padronizada anual apresentaremos as informações consolidadas relativas ao exercício de 2012 reclassificadas, resultando em menores receitas e despesas, porém sem afetar o resultado consolidado final da Companhia.

O IFRS 10 - "Demonstrações Financeiras Consolidadas" incluída como alteração ao texto do CPC 36(R3) - "Demonstrações Consolidadas". Apoiase em princípios já existentes, identificando o conceito de controle como fator preponderante para determinar se uma entidade deve ou não ser incluída nas demonstrações financeiras consolidadas da Controladora. A norma fornece orientações adicionais para a determinação do controle. A norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013.

IFRS 11 - "Acordos em Conjunto", emitida em maio de 2011, e incluída como alteração ao texto do CPC 19(R2) - "Negócios em Conjunto". A norma provê uma abordagem mais realista para acordos em conjunto ao focar nos direitos e obrigações do acordo em vez de sua forma jurídica. Há dois tipos de acordos em conjunto: (i) operações em conjunto - que ocorre quando um operador possui direitos sobre os ativos e obrigações contratuais e como consequência contabilizará sua parcela nos ativos, passivos, receitas e despesas; e (ii) controle compartilhado - ocorre quando um operador possui direitos sobre os ativos líquidos do contrato e contabiliza o investimento pelo método de equivalência patrimonial. O método de consolidação proporcional não será mais permitido com controle em conjunto. A norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

4.1. Fatores de risco que podem influenciar a decisão de investimento em valores mobiliários de emissão da Companhia:

a) Com relação à Companhia

Nossos empreendimentos podem ser afetados por diversos fatores, principalmente aqueles fora de nosso controle, o que poderá gerar efeito adverso relevante para nossas receitas e nossa rentabilidade.

Desenvolvemos e investimos em projetos no setor de energia elétrica, os quais demandam significativos investimentos de tempo e capital. Por essa razão, a capacidade de crescimento e fortalecimento dos nossos negócios dependem (i) de nossa capacidade de selecionar projetos atrativos para investimento, e (ii) de nossa capacidade em estruturar e desenvolver adequadamente tais projetos.

Durante a implantação de novos projetos de investimento, podemos enfrentar diversos obstáculos, dentre os quais (i) falhas e/ou atrasos na aquisição de equipamentos ou serviços necessários; (ii) aumento dos custos inicialmente estimados; (iii) dificuldades na obtenção de licenças ambientais e governamentais necessárias; (iv) mudanças nas condições de mercado que tornem os projetos menos rentáveis do que o previsto inicialmente; (v) impossibilidade ou demora para adquirir terras a preços atrativos, ou o aumento do preço das terras; (vi) impossibilidade e demora de encontrar e adquirir terras que apresentem situação regular e em cumprimento com as leis imobiliárias brasileiras; (vii) incapacidade de desenvolver infra-estrutura e atrair mão-de-obra qualificada em tempo hábil e de modo eficaz; e (viii) o fato de estarmos expostos a eventuais questionamentos e litígios que podem surgir a respeito dos projetos adquiridos por nós. Todos estes fatores podem fazer com que o eventual aumento na demanda por energia elétrica seja atendida por projetos de geração de energia elétrica diversos daqueles previstos por nós, o que causará um efeito adverso relevante em nosso resultado.

Ainda, caso os projetos selecionados para investimento gerem retornos abaixo do esperado, ou caso a estruturação e/ou o desenvolvimento desses projetos demande tempo ou investimentos maiores que os inicialmente projetados, nossos resultados poderão ser adversamente afetados.

As parcerias formadas para a realização de nossos investimentos podem não ser bem sucedidas, o que poderá afetar de maneira adversa nossas atividades, situação financeira e nossos resultados operacionais.

Dependemos, em determinadas situações, da formação de parcerias estratégicas para a realização de investimentos, a exemplo da parceria que estabelecemos para a viabilização do CERAN. Tais parcerias tem por objetivo complementar conhecimentos específicos, agregar fonte de financiamento aos nossos empreendimentos, assim como viabilizar operacionalmente a implantação dos mesmos. Não há como assegurar que as parcerias formadas na condução de nossos negócios serão bem sucedidas e produzirão os resultados esperados. A escolha inadequada de parceiros ou a dificuldade de se formar parcerias estratégicas para a realização de investimentos poderão prejudicar nossas atividades, situação financeira e nossos resultados operacionais.

Pela natureza de nossos negócios, também costumamos participar de processos licitatórios como parte em consórcios, tais como CERAN. Em determinadas modalidades de consórcios de que participamos, somos solidariamente responsáveis pelas obrigações dos demais consorciados, independentemente do percentual de nossa participação no consórcio. Caso qualquer deles deixe de cumprir com suas obrigações, poderemos ser obrigados a indenizar de forma solidária o contratante por um eventual descumprimento por parte de uma consorciada, o que poderá prejudicar nossas atividades, situação financeira e nossos resultados operacionais.

Adicionalmente, costumamos contratar junto a empresas prestadoras de serviços no mercado brasileiro, serviços de engenharia consultiva e de empreitada integral, de construção civil, montagem eletromecânica, consultoria especializada, dentre outros. A incapacidade ou indisposição desses contratados em prestar os serviços contratados em prazos adequados, conforme as especificações contratuais, poderá atrasar as obras e os serviços por nós contratados e, conseqüentemente, afetar adversamente nossas receitas e nosso resultado financeiro.

Por fim, investimos comumente em sociedades de propósito específico em conjunto com outras sociedades. Os riscos inerentes às sociedades de propósito específico incluem a potencial insolvência dos parceiros de nossas sociedades de propósito específico e a possibilidade de interesses econômicos ou comerciais divergentes ou incompatíveis entre nossos parceiros e nós. Caso um parceiro em sociedade de propósito específico não cumpra suas obrigações ou fique financeiramente impossibilitado de arcar com sua parcela dos aportes de capital necessários, poderemos ser obrigados a efetuar investimentos adicionais ou a prestar serviços adicionais para compensar a falta de aportes por nosso parceiro. Ainda, os sócios de uma

4.1 - Descrição dos fatores de risco

sociedade de propósito específico poderão ser responsabilizados por obrigações da sociedade de propósito específico em determinadas áreas, incluindo questões fiscais, trabalhistas, proteção ao meio ambiente e consumidor. Tais eventos poderão impactar adversamente nossos negócios.

A impossibilidade de contratação, manutenção e/ou substituição de administradores e colaboradores seniores qualificados pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Atuamos em um setor que depende fortemente da alta qualificação pessoal e profissional de nossos administradores e colaboradores seniores, inclusive no que se refere a sua capacitação técnica, experiência profissional, talento e idoneidade. Não podemos garantir que teremos sucesso em continuar atraindo e manter pessoal qualificado para integrar nossa administração e nosso quadro de colaboradores seniores. A perda dos serviços dos membros de nossa administração ou de colaboradores seniores relevantes, aliada a uma eventual incapacidade de substituição de tais pessoas, pode afetar adversamente nossos resultados.

A relação entre nossa capacidade própria instalada e nossas unidades geradoras é concentrada, de modo que somos particularmente sensíveis a eventuais paralisações prolongadas em qualquer de nossos empreendimentos.

Nossas receitas são originadas por nossas unidades geradoras, sendo que ao final de 2015 nossos três maiores empreendimentos representavam 45% (2014: 41%, 2013: 41%) de nossa capacidade instalada própria de geração de energia elétrica.

Dessa forma, nossos resultados operacionais e financeiros são significativamente dependentes do funcionamento dessas unidades geradoras atualmente em operação. A ocorrência de qualquer evento que cause paralisação prolongada de nossas unidades geradoras poderá resultar em impacto adverso e relevante em nossos resultados financeiros e operacionais.

A estrutura de endividamento de nossas controladas pode afetar adversamente nossos resultados.

Em função das características dos empreendimentos relacionados ao setor elétrico, parcela significativa dos recursos necessários para sua implantação provém de financiamentos que, em grande parte, são obtidos junto ao BNDES. No curso de nossos negócios, poderemos recorrer a novos endividamentos para obter os recursos necessários aos investimentos que pretendemos realizar, elevando nosso nível geral de endividamento.

A ocorrência de variações adversas nos indexadores dos empréstimos atuais e que viermos a celebrar, tais como flutuações nas taxas de juros ou de inflação, poderão impactar negativa e significativamente nosso fluxo de caixa e nossos resultados financeiros em decorrência do aumento de despesas financeiras com encargos de dívida, reduzindo nosso lucro líquido e, assim, os valores para distribuição a nossos acionistas a título de dividendos e/ou outros proventos. O item 10.1 "f" deste Formulário de Referência contém um detalhamento de todos os contratos financeiros celebrados por nós e nossas subsidiárias.

Nossos contratos financeiros possuem garantias reais e fidejussórias e obrigações e restrições específicas, dentre as quais a obrigação de manutenção de determinados índices financeiros, sendo que qualquer inadimplemento em decorrência da inobservância dessas obrigações pode comprometer nossos resultados.

Nossos contratos financeiros estabelecem garantias reais e fidejussórias. Além disso, esses acordos financeiros prevêem restrições no pagamento de dividendos e de manutenção de certos índices, incluindo índices de cobertura de dívida. Não há como garantir que nós atingiremos todos os índices contratados no futuro. Qualquer descumprimento aos termos dos contratos financeiros que não seja sanado ou perdoado pelos respectivos credores poderá resultar na decisão desses credores em declarar o vencimento antecipado do saldo devedor da respectiva dívida, bem como o vencimento antecipado de dívidas de outros contratos financeiros e, conseqüentemente, executar as garantias concedidas.

Adicionalmente, algumas de nossas controladas estão com suas ações empenhadas em garantia em favor de seus respectivos credores, de modo que, em caso de declaração de vencimento antecipado, poderemos perder o controle sobre tais controladas. Nós e nossas controladas estamos sujeitas a restrições de pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio que podem comprometer nossa capacidade de distribuir dividendos para nossos acionistas. O item 10.1 "f" deste Formulário de Referência

4.1 - Descrição dos fatores de risco

contém um detalhamento de todos os contratos financeiros celebrados por nós e nossas subsidiárias.

Na aquisição de terras para implantação de PCHs, podemos enfrentar obstáculos que dificultem o registro da propriedade ou de direitos de livre dispor, o que pode aumentar o risco de não obtermos a autorização de exploração do potencial hidroenergético junto à ANEEL.

Nos termos da Resolução ANEEL 395 (aplicável aos casos em que o pedido de registro ativo para elaboração de projeto for anterior à dezembro de 2008), e da Resolução ANEEL n.º 343/2008 (aplicável aos casos em que o pedido de registro ativo de projeto seja posterior à dezembro de 2008), um dos critérios de desempate para a autorização de exploração de PCHs é a propriedade ou a detenção de direitos de livre dispor sobre a maior área a ser atingida pela instalação da PCH. Somos atualmente titulares de direitos aquisitivos e possessórios de grande parte das áreas onde serão instaladas nossas PCHs, por meio de (i) compromissos de venda e compra, e (ii) escrituras públicas de cessão onerosa de direitos possessórios. Em relação ao registro de direitos possessórios, seu efeito abrange apenas a possibilidade de obtenção da propriedade definitiva no futuro por meio de ação de usucapião, cumpridos os requisitos legais, já que direitos possessórios, ainda que registrados, não conferem direito de propriedade. Até termos o registro imobiliário definitivo dos títulos aquisitivos de todas as unidades imobiliárias, não somos considerados proprietários dos imóveis perante a legislação vigente. Caso não consigamos registrar a propriedade ou direitos de livre dispor sobre as terras por nós adquiridas, o risco de não obtermos as autorizações para exploração de PCHs poderá aumentar, o que poderá afetar nossa capacidade de implantação de nossa estratégia, acarretando em um efeito adverso sobre nossos resultados e nossa condição financeira.

Ainda não somos proprietários de considerável parte das terras nas quais estão instalados nossos Empreendimentos em Operação.

Ainda não somos proprietários de parte das áreas onde estão instalados nossos Empreendimentos em Operação, das quais somos atualmente titulares de direitos aquisitivos e possessórios, por meio de (i) compromissos de venda e compra; e (ii) escrituras públicas de cessão onerosa de direitos possessórios. Estamos em processo de regularização das escrituras definitivas de venda e compra sobre parte dessas áreas, bem como em processo de registro de escrituras públicas de cessão onerosa de direitos possessórios perante o registro imobiliário competente, com efeitos apenas de permitir que consigamos a propriedade definitiva no futuro por meio de ação de usucapião, cumpridos os requisitos legais, já que direitos possessórios, ainda que registrados, não conferem direito de propriedade. Até termos o registro imobiliário definitivo dos títulos aquisitivos de todas as unidades imobiliárias, não somos considerados proprietários dos imóveis perante a legislação vigente. Como as áreas de nossos Empreendimentos em Operação encontram-se alagadas, corremos o risco de terceiros pleitearem por indenizações, tendo em vista ser o alagamento de áreas uma condição irreversível, o que poderá prejudicar nossas atividades, situação financeira e nossos resultados operacionais.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

b) Com relação ao seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle

Os interesses de nossos Acionistas Controladores podem conflitar com os interesses de nossos acionistas minoritários.

Os interesses de nossos Acionistas Controladores podem ser contrários aos interesses de nossos demais acionistas. Sujeito às disposições de nosso Estatuto Social, os Acionistas Controladores possuem poder para:

- eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração e indicar diretores, estabelecer nossa política administrativa e exercer integralmente o controle sobre nossa administração; e
- aprovar qualquer ato que necessite da aprovação de acionistas representando a maioria de nosso capital social, incluindo reorganização societária, aquisição e venda de ativos e o pagamento de quaisquer futuros dividendos.

Não podemos garantir que os atos tomados por nossos Acionistas Controladores Diretos e Indiretos não afetarão adversamente nossos resultados.

O item 12.2 “d” deste Formulário de Referência contém um detalhamento da administração de conflitos de interesse.

c) Com relação aos seus acionistas

Capacidade de investimento de nossos Acionistas.

Pertencemos a um setor que demanda capital intensivo para seu crescimento. Neste sentido, nossa principal fonte de recurso é a através do aporte de capital de nossos acionistas. Dessa forma a capacidade de investimento de nossos acionistas poderá influenciar diretamente nossa capacidade de carecimento.

d) Com relação a suas controladas e coligadas

Nós somos uma empresa holding e dependemos dos resultados de nossas subsidiárias, que podem não vir a ser distribuídos.

A nossa capacidade de distribuir dividendos (inclusive sobre a forma de juros sobre o capital próprio) e de cumprir com nossas obrigações financeiras depende do fluxo de caixa e dos lucros de nossas subsidiárias, bem como da distribuição desses lucros sob a forma de dividendos ou juros sobre capital próprio. Algumas de nossas subsidiárias estão, ou podem no futuro, estar sujeitas à necessidade de realizar novos investimentos originalmente não previstos bem como firmar contratos de empréstimo que proíbam ou limitem a transferência de dividendos para nós e/ou requeiram que as demais dívidas das controladas estejam subordinadas às dívidas incorridas sob tais contratos de empréstimo. Por essa razão, não é possível assegurar que quaisquer desses recursos serão disponibilizados ou que serão suficientes para o pagamento das nossas obrigações e para a distribuição de dividendos a nossos acionistas. Adicionalmente, algumas de nossas subsidiárias estão sujeitas a restrições de distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório, o que poderá limitar os nossos resultados financeiros como sociedade *holding*.

Ainda, a legislação brasileira restringe o pagamento de dividendos ou outras distribuições nos casos em que a companhia tenha apurado prejuízos ou tenha prejuízos acumulados ou, ainda, nos casos em que possua débitos federais de natureza tributária e previdenciária.

e) Com relação a seus fornecedores

Compramos equipamentos nacionais e importados e contratamos serviços terceirizados para a construção, operação e manutenção de nossos empreendimentos. Caso os equipamentos não sejam entregues a contento ou os serviços não sejam executados de acordo com as especificações e padrões mínimos relativos a cada empreendimento, poderemos sofrer um impacto adverso em nossas receitas e resultados operacionais.

A construção de nossos empreendimentos é feita por meio da contratação de empresas terceirizadas. Por sua vez, a operação e manutenção dos mesmos é feita por meio da contratação de empresas terceirizadas ou por meio da contratação de nossa subsidiária ENEX. O fornecimento e a prestação de serviços com qualidade eventualmente abaixo da prevista poderão gerar o não cumprimento de condições declaradas ao poder concedente reduzir temporariamente nossa capacidade de geração e de fornecimento de energia, afetando nossas receitas e nossa imagem, e provocar desgaste acelerado de ativos de geração elétrica, acarretando custos adicionais e a diminuição da receita projetada, podendo causar um impacto adverso em nossa situação financeira e em nossos resultados operacionais. O mesmo poderá acontecer no caso de suspensão ou ruptura imprevista dos contratos de fornecimento de equipamentos ou de prestação de serviços.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A implantação de nossos projetos depende de produtos e serviços altamente especializados, e podemos não conseguir substituí-los prontamente.

A implantação de nossos projetos depende, em grande parte, do fornecimento de produtos e serviços que contratamos junto a terceiros altamente especializados, tais como serviços de engenharia relacionados à construção de empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica. Impactos adversos sofridos por nossos fornecedores podem afetar de forma determinante a qualidade ou tempo de entrega dos produtos ou serviços contratados e, conseqüentemente, podem levar a um impacto no resultado de nossos projetos, tanto pela possibilidade de suspensão ou interrupção dos fornecimentos, como pela dificuldade em contratar novos fornecedores.

A implantação de projetos de geração de energia envolve o uso intensivo de mão-de-obra terceirizada, podendo acarretar diversas responsabilidades para nós.

A implantação de projetos de geração de energia envolve o uso bastante intensivo de mão-de-obra terceirizada para as obras civis de implantação de nossos projetos.

A incapacidade ou indisposição desses terceiros em prestar os serviços contratados com a qualidade prevista em contrato, poderá: (i) causar atraso e inadimplemento de nossas obrigações previstas nas autorizações concedidas pela ANEEL, (ii) colocar em risco a preservação das nossas centrais geradoras, (iii) reduzir temporariamente a disponibilidade/capacidade de geração de energia elétrica das nossas usinas, conseqüentemente, sujeitando-nos à menor receita de vendas e ao pagamento de multas e penalidades previstas em nossos contratos de longo prazo de compra e venda de energia elétrica, bem como na regulamentação do setor elétrico, causando um efeito adverso sobre nós.

A implantação de nossos projetos pode ser afetada em caso de paralisações significativas, greves ou redução de carga horária dos prestadores de serviços contratados por nós. Qualquer paralisação significativa ou redução de carga horária poderá afetar o cronograma de implantação de nossos projetos e, conseqüentemente, afetar adversamente nossos negócios e resultados operacionais. Caso qualquer dessas hipóteses ocorra, nossos resultados poderão ser impactados adversamente.

Além disso, caso as empresas terceirizadas que prestam serviços a nossas subsidiárias e a nós não atendam às obrigações trabalhistas, previdenciárias ou fiscais, poderemos ser considerados solidária ou subsidiariamente responsáveis pelas dívidas destas empresas, podendo, ainda, ser autuados e/ou obrigados a efetuar o pagamento de multas impostas pelas autoridades competentes. Na hipótese de sermos responsabilizados por estas demandas, poderemos sofrer um efeito adverso em nossos resultados. Ainda, não podemos garantir que empregados de empresas contratadas não tentarão reconhecer vínculo empregatício conosco, o que também poderá causar um efeito adverso relevante.

Por fim, a Política Nacional do Meio Ambiente determina que a responsabilidade civil pela degradação e pelos danos causados ao meio ambiente é objetiva e solidária, de modo que independe de culpa e alcança todos aqueles direta e indiretamente relacionados ao dano. Diante disso, poderemos ser responsabilizados, independentemente de culpa ou dolo, por danos ao meio ambiente causados por um de nossos fornecedores no exercício de atividades relacionadas aos nossos projetos e às nossas atividades – como, por exemplo, no caso de dano ambiental ocasionado em uma obra civil contratada. Caso sejamos condenados à reparação do meio ambiente, e, se tais condenações envolverem valores substanciais, nossas operações e resultados, poderão ser relevante e negativamente impactados.

f) Com relação a seus clientes

Nossos empreendimentos possuem CCVEs e CCEARs advindos, dentre outros, das distribuidoras de energia elétrica e Eletrobrás. O atraso ou não cumprimento da agenda de pagamentos dos serviços prestados, por parte das contratantes, poderá trazer redução das receitas dos empreendimentos, podendo causar um impacto adverso na nossa situação financeira e resultados operacionais.

O atraso ou o não cumprimento das obrigações dos CCVEs e CCEARs por parte das contratantes, distribuidoras de energia elétrica e a ELETROBRAS, e a conseqüente redução de receita dos empreendimentos, pode afetar de forma negativa e significativa as nossas receitas e os nossos resultados operacionais.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Nossas receitas dependem do fluxo de pagamentos derivados dos CCVEs e CCEARs celebrados por nossas subsidiárias. Podemos não ser capazes de renovar tais contratos ou fazê-lo em condições satisfatórias.

Parcela relevante de nossas receitas são derivadas dos contratos de CCVEs e CCEARs celebrados por nossas subsidiárias. Ao término destes contratos seremos obrigados a renová-los e poderemos não obter condições favoráveis para a comercialização de nossa energia elétrica. Ainda, caso não possamos celebrar novos contratos de longo prazo, podemos ser obrigados a vender nossa energia no mercado de curto prazo ou no mercado *spot* nos quais o preço da energia elétrica sofre constantes oscilações. Todos estes eventos podem afetar adversamente nossos resultados operacionais.

g) Com relação aos setores de atuação

Poderemos ser penalizados pela ANEEL em caso de descumprimento das disposições de nossas autorizações e concessões ou da legislação e regulamentação aplicáveis.

Nossas atividades de geração de energia elétrica são conduzidas de acordo com termos de autorizações e concessões firmados com o poder concedente, alguns dos quais são passíveis de renovação mediante nossa solicitação e a critério da ANEEL, dentro dos limites fixados na legislação aplicável. Com base nas disposições de nossos contratos de concessão, de nossos termos de autorizações e na legislação e regulamentação aplicáveis, em caso de descumprimento de qualquer disposição de referidos contratos de concessão e termos de autorizações ou da legislação e regulamentação aplicáveis, inclusive no que se refere a atrasos no cronograma de implantação e na entrada em operação comercial, a ANEEL poderá impor penalidades a nós que, dependendo da gravidade do descumprimento, tal como disposto na Resolução ANEEL n.º 63, de 12 de maio de 2004, poderão incluir:

- advertências;
- multas;
- interdição das instalações;
- embargos de obras;
- restrições à operação de instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária de participação em licitações para obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações, bem como impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica;
- revogação da autorização;
- intervenção administrativa; ou
- caducidade da concessão ou da permissão.

Nos termos da Resolução supra mencionada, a ANEEL poderá impor penalidades a nós por descumprimento de qualquer disposição de nossos contratos de concessão e autorizações ou da legislação e regulamentação aplicáveis. Conforme a gravidade do inadimplemento, tais penalidades podem incluir multas por infração de até 2,0% do valor anual estimado da receita com vendas de energia elétrica do autorizado ou concessionário que tenha cometido a infração. A ANEEL pode, ainda, sem prejuízo das penalidades descritas acima, intervir temporariamente nas concessões ou permissões outorgadas para assegurar a adequada exploração dos serviços de energia elétrica e o cumprimento das leis e regulamentos aplicáveis.

Qualquer das penalidades relacionadas acima poderá ter um efeito relevante e negativo na condução de nossos negócios e em nossos resultados operacionais.

Estaremos impedidos de implementar projetos de UHEs caso não sejamos vencedores nos leilões para outorga de concessões. Ainda, no caso das PCHs, poderemos não obter a outorga da autorização para exploração destes projetos. Todos estes fatores poderão afetar nosso plano de investimento e nossos resultados.

De acordo com a legislação do setor elétrico brasileiro, os projetos desenvolvidos para UHEs são entregues ao governo, por intermédio da ANEEL e da EPE. Tais projetos, a fim de atender a agenda de expansão da oferta de energia do mercado brasileiro, são licitados por meio de leilões de energia, ocasião na qual a outorga de concessão das UHEs são concedidas ao empreendedor que ofertou o menor preço de venda da parcela mínima da energia do empreendimento destinada ao ACR.

Nestes leilões, contratos de suprimento de energia de longo prazo (30 anos) são firmados com os vencedores. Não podemos assegurar que seremos capazes de ofertar os melhores preços nos leilões de energia de forma a vencê-los. Se o Governo Federal não realizar novos leilões, por qualquer motivo, ou caso os leilões sejam realizados, não formos vencedores, nossa

4.1 - Descrição dos fatores de risco

estratégia de crescimento, nossos negócios e nossos resultados poderão ser adversamente afetados.

Por fim, no que se refere aos projetos de PCH em fase de desenvolvimento de estudos, não somos capazes de assegurar que a exploração destes será, necessariamente, outorgada a nós, uma vez que a regulamentação setorial não assegura às empresas que estão desenvolvendo os estudos de inventário e/ou projetos básicos o direito de exploração, sendo que, existindo outros empreendedores interessados na exploração de determinado potencial hídrico, o MME outorgará o direito de exploração com base nos critérios de seleção determinados pela Resolução nº 395/1998, para os casos em que o pedido de registro ativo para elaboração de Projetos Básicos tenham sido aceitos antes de dezembro de 2008, e na Resolução nº 343/2008, para os casos em que o pedido de registro ativo para a elaboração de Projetos Básicos tenham sido aceitos em período posterior a dezembro de 2008. Caso não nos seja concedida a outorga de exploração de PCHs em fase de desenvolvimento de estudos, nossa estratégia de crescimento e nossos resultados poderão ser afetados.

Uma redução na disponibilidade de financiamentos ou a alteração no custo desses financiamentos poderá restringir a capacidade de realização dos investimentos previstos por nós.

Nosso crescimento exige volumes significativos de capital. Além do fluxo de caixa gerado internamente, dependemos de financiamentos de longo prazo sob a forma de linhas de crédito concedidas notadamente pelo BNDES, além de, em menor grau, empréstimos bancários e outras fontes de financiamentos, incluindo a emissão de títulos e valores mobiliários para a realização de investimentos. No entanto, não é certo que nós conseguiremos captar recursos para custear os investimentos necessários por meio de operações de crédito ou de emissão de ações. Condições econômicas desfavoráveis no Brasil e no mundo, e no mercado nacional e internacional de crédito e de capitais, tais como altas de taxas de juros, liquidez reduzida ou uma diminuição no interesse dos investidores e das instituições financeiras na concessão de empréstimos ou concessão de crédito, podem vir a limitar nosso acesso à fontes diversas de financiamento. O custo de captação de dívida poderá aumentar significativamente se as taxas de juros aumentarem, limitando nossa capacidade de tomar empréstimos ou emitir dívida. Uma redução na disponibilidade desses financiamentos ou a alteração no custo desses endividamentos poderá restringir nossa capacidade de realização dos investimentos previstos e ter um efeito adverso relevante sobre nossas atividades, situação financeira, retorno sobre investimento e resultados operacionais. Ainda, é importante observar que alguns dos nossos contratos financeiros contém cláusulas restritivas para a tomada de novas dívidas sem prévia anuência dos respectivos credores, o que pode nos impedir de obter novos financiamentos.

Adicionalmente, variações adversas significativas nos indexadores de nossos empréstimos, inclusive em decorrência de aumento de inflação ou taxa de juros, causando um aumento de nossas despesas futuras com encargos de dívida, poderão reduzir o nosso lucro líquido e, conseqüentemente, os valores disponíveis para distribuição a nossos acionistas.

Atrasos na construção e maturação de nossos projetos, bem como eventuais custos excedentes, podem encarecer e afetar nosso negócio e resultados operacionais de maneira adversa.

Atrasos na construção de nossos projetos podem afetar o início da geração de fluxo de caixa derivado de nossas unidades, o que poderia aumentar nossas necessidades de financiamento para custear investimentos de capital. Ainda, nossos projetos estão sujeitos a aumentos de custo ocorridos por fatores fora de nosso controle.

Além disso, firmamos contratos de venda de energia com previsão de datas específicas para o início da entrega da energia. Atrasos na implantação dos projetos podem provocar atraso no início de geração da energia contratada. Nesse caso, seremos obrigados a comprar energia para honrar nossos compromissos de venda. Esta compra pode ser feita por meio de contrato bilateral com qualquer agente gerador ou comercializador ou, ainda, por meio do mercado de curto prazo, ou mercado *spot*, na CCEE.

A impossibilidade de concluir a construção de nossos projetos, atrasos significativos nas obras e aumentos nos custos podem afetar adversamente nossos negócios e nossos resultados operacionais. Além disso, poderemos estar sujeitos a sanções dos órgãos reguladores, incluindo, dentre outras, advertências, multas, embargos, interdições e revogação da concessão ou da autorização, o que poderia nos impactar adversamente. A ANEEL, por exemplo, estabelece que no caso de atraso na implantação dos empreendimentos, além das penalidades advindas da celebração dos contratos, de acordo com a Resolução nº 63 de 12 de maio de 2004, o empreendedor pode vir a sofrer multa de até 1% sobre o valor do faturamento anual ou sobre o valor estimado da energia produzida e ainda, em casos reiterados, pode vir a ter a revogação da concessão ou da autorização.

Podemos ser responsáveis por perdas e danos causados a terceiros, inclusive danos ambientais, sendo que os

4.1 - Descrição dos fatores de risco

seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir tais perdas e danos.

Poderemos ser responsabilizados por perdas e danos causados a terceiros, inclusive por (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na construção e operação de nossas usinas, que acarretem interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a um agente identificado do setor elétrico, exceto em casos de força maior. Não podemos garantir que nossas apólices de seguro serão suficientes em todas as circunstâncias ou contra todos os riscos. A ocorrência de um sinistro significativo não segurado ou não indenizável, parcial ou integralmente, ou a não observância de nossos subcontratados em cumprir obrigações indenizatórias assumidas perante nós ou em contratar seguros, pode ter um efeito adverso sobre nossos resultados. Além disso, não podemos assegurar que seremos capazes de manter apólices de seguro a taxas comerciais razoáveis ou em termos aceitáveis no futuro, o que também poderia afetar adversamente nossos resultados.

Não é possível garantir ainda que conseguiremos (i) renovar nossas apólices em termos suficientes e favoráveis ou (ii) contratar seguros em termos suficientes e favoráveis para nossos projetos que se encontram atualmente em fase de desenvolvimento. Por fim, sinistros que não estejam cobertos pelas nossas apólices ou a impossibilidade de renovação das mesmas podem afetar adversamente nossos negócios e nossa condição financeira.

Ademais, as atividades do setor de energia elétrica podem causar significativos impactos e danos ao meio ambiente. A legislação federal impõe responsabilidade objetiva àquele, que direta ou indiretamente, causar degradação ambiental e, portanto, o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados independe de dolo ou culpa. No âmbito administrativo, as penalidades podem variar de advertência a multas, que podem chegar até R\$50.000 mil. O pagamento de indenizações ambientais substanciais ou despesas relevantes incorridas para custear a recuperação do meio ambiente poderá nos impedir, ou nos levar a retardar ou redirecionar planos de investimento em outras áreas, o que poderá afetar adversamente nossos resultados.

Caso nossas UHEs e PCHs registrem indisponibilidades maiores do que aquelas utilizadas para o cálculo da Garantia Física, seremos obrigados, por força da aplicação do MRA, a adquirir energia no mercado de curto prazo, no qual estaremos expostos ao PLD.

Um dos parâmetros utilizados para o cálculo da Garantia Física de um empreendimento de geração de energia elétrica é o valor declarado de indisponibilidade, calculado levando-se em consideração a projeção da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e Indisponibilidade Programada (IP) de cada empreendimento.

No curso de operação de nossos empreendimentos, podemos registrar indisponibilidades superiores àquelas declaradas na ocasião de cálculo da Garantia Física. Estas indisponibilidades superiores às previstas podem ocorrer, dentre outros motivos, por força de mau funcionamento nos equipamentos, tempo de manutenção programada superior ao esperado, quebras nos equipamentos, dentre outros.

Nesta hipótese, a legislação prevê a aplicação do Mecanismo de Redução da Energia Assegurada (MRA) por meio do qual verifica-se uma redução temporária (em bases mensais) da Garantia Física dos empreendimentos. Dessa forma, o montante de energia reduzido por força de aplicação do MRA deve ser compensado por meio da aquisição de energia no mercado de curto prazo, no qual estamos expostos ao PLD, podendo tal aquisição se mostrar mais custosa que o preço a ser recebido pela entrega da energia. Caso nossos empreendimentos sofram tais reduções, nosso resultado operacional será adversamente afetado.

A ANEEL poderá extinguir os termos de nossas autorizações e concessões antes do vencimento de seus prazos e a indenização poderá ser insuficiente para que recuperemos o valor integral de nossos investimentos.

Nossas autorizações podem ser revogadas e nossas concessões podem ser encampadas a qualquer tempo pelo poder concedente, quando o interesse público assim o exigir, respeitadas as garantias conferidas em sede legal aos autorizados e concessionários. Ainda, em caso de determinadas infrações graves, o poder concedente pode declarar a caducidade das nossas concessões ou a revogação de nossas autorizações. A ocorrência de qualquer um destes eventos poderá causar um impacto adverso sobre nossos resultados.

Caso os termos de autorizações detidos por nós sejam revogados pela ANEEL ou as concessões encampadas, a indenização recebida pela parcela não amortizada de nossos investimentos poderá não ser suficiente para a recuperação integral de nossos

4.1 - Descrição dos fatores de risco

investimentos. No caso de revogação de nossas autorizações ou de declaração de caducidade de nossas concessões em decorrência de infrações, também a indenização a que temos direito não precisará ser previamente paga pelo poder concedente.

Cumpre, ainda, ressaltar que no caso de empreendimentos de geração que não sejam a partir de fonte hidrelétrica, não ocorre a reversão de bens e, portanto, não há a reversão dos bens ao poder concedente, de modo que não nos seria devida indenização nos casos de revogação ou encampação.

Atrasos ou a não obtenção das licenças ou quaisquer outros documentos necessários para o desenvolvimento de nossos projetos poderão afetar nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Parcela significativa de nossos negócios advém de licitações, as quais dependem da pré-qualificação dos interessados e do cumprimento de determinadas exigências, incluindo requisitos mínimos como indicadores da estabilidade financeira do participante e/ou de seus acionistas. Não podemos assegurar que teremos capacidade para satisfazer todos os requisitos necessários para adquirir novas concessões ou participar de novos processos licitatórios.

Ainda, para conduzirmos nossos negócios e desenvolvermos nossas atividades, é necessária a obtenção de diversas licenças, certificações, acervos entre outros documentos perante diferentes agências e órgãos públicos, agências reguladoras e autoridades federais e estaduais com jurisdição sobre o meio-ambiente. No Brasil, o processo de obtenção de documentos perante estas agências e órgãos públicos pode ser, em determinados casos, bastante demorado. Caso enfrentemos dificuldades de qualquer natureza para obter as licenças, autorizações, certificações, certidões ou acervos necessários para o desenvolvimento dos nossos negócios, o que conferiria atraso nos cronogramas de implantação dos projetos, nossa situação financeira e resultados operacionais poderão ser adversamente afetados.

O aumento na demanda por energia elétrica no Brasil poderá ser inferior às estimativas da EPE.

Nossos investimentos em projetos de geração de energia elétrica foram baseados na expectativa de aumento da demanda por energia elétrica conforme indicado pela EPE. No entanto, caso esse aumento da demanda seja inferior, a receita estimada para nossos projetos de investimento pode ser reduzida, gerando um impacto adverso em nossos resultados. Além disso, nossas autorizações para geração de energia elétrica nos submetem ao regime de produção independente de energia elétrica, que, por definição legal e regulamentar, obriga-nos a comercializar a energia gerada em nossos empreendimentos por nossa conta e risco, vale dizer, tais autorizações não nos conferem qualquer garantia de mercado consumidor para nossa produção de energia elétrica, no todo ou em parte. Consequentemente, nossas vendas de energia elétrica estão sujeitas à existência de demanda suficiente do mercado consumidor. Caso não sejamos capazes de comercializar a totalidade da energia por nós gerada no futuro, poderemos ter uma redução de nossa receita estimada, o que pode gerar um efeito adverso em nossa situação financeira e nos nossos resultados operacionais.

Consumidores de energia no ACR podem reduzir a demanda inicialmente contratada. Poderemos não conseguir vender toda nossa capacidade de geração de energia no ACR.

De acordo com nossa estratégia de negócios, venderemos nossa energia elétrica preferencialmente no ACR, por meio de leilões públicos. Excepcionalmente venderemos nossa energia no ACL. De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico as distribuidoras adquirentes de energia elétrica no ACR podem reduzir o montante de energia contratada nos seguintes casos: (i) compensação pela saída de consumidores potencialmente livres do ACR para o ACL; e (ii) desvios das estimativas de demanda elaboradas pelas distribuidoras, sendo que neste caso a redução está limitada a 4% por ano do montante inicialmente contratado.

Caso as distribuidoras de energia elétrica decidam reduzir o montante de energia contratada, nossos negócios e operações poderão ser adversamente afetados. Adicionalmente, se não pudermos negociar a venda de toda nossa capacidade instalada total no ACR ou no ACL, poderemos ser compelidos a vender nossa capacidade de geração excedente no mercado de curto prazo ou *spot*, onde os preços estão sujeitos à significativa volatilidade. Se isso ocorrer em períodos em que os preços no mercado à vista estejam em baixa, poderemos sofrer um impacto adverso na nossa situação financeira e nos nossos resultados operacionais.

Nossa estratégia de crescimento e rentabilidade poderá ser prejudicada pela crescente concorrência no setor de

4.1 - Descrição dos fatores de risco

energia elétrica brasileiro.

Nossa estratégia de crescimento envolve a expansão de nossos negócios em novos projetos de geração, submetidos ao processo de autorização ou concessão outorgada pela ANEEL, na qualidade de representante do poder concedente. Esta atividade poderá ser prejudicada pela diminuição dos potenciais disponíveis e pela crescente concorrência na realização de estudos e solicitação de autorização para execução de projetos. A rentabilidade de nossos projetos poderá ser afetada pela necessidade de oferta de preços baixos de energia nos certames em função da concorrência em projetos de geração de energia. Ainda, a concorrência em projetos de PCHs pode impactar o custo de aquisição das áreas necessárias para a implantação dos projetos, reduzindo a atratividade dos mesmos.

Além disso, é impossível assegurar que teremos sucesso em aproveitar quaisquer dessas oportunidades de crescimento, uma vez que enfrentamos uma crescente concorrência na indústria de geração de energia elétrica por parte de empresas estatais e privadas. Considerando que a obtenção desses novos negócios depende em parte de fatores alheios a nosso controle, é impossível assegurar que teremos sucesso em todas as oportunidades de crescimento que procuraremos explorar neste segmento. Qualquer incapacidade de implementar nossa estratégia de crescimento poderá causar um efeito adverso sobre nós.

Caso nossas PCHs, UHEs e UEEs tenham suas Garantias Físicas reduzidas por meio de revisão prevista na regulação do setor, nosso resultado operacional será adversamente afetado.

Todos os empreendimentos de geração de energia elétrica no Brasil possuem um montante calculado de energia, parâmetro conhecido no mercado como Garantia Física. Este montante determina o limite máximo de energia elétrica a ser vendido por cada empreendimento no ACR e/ou no ACL. Tais limites estão, nos termos da legislação, sujeitos a revisões periódicas.

O Decreto 2.655 de 2 de julho de 1998 prevê, em seu artigo 21, que a Garantia Física de cada empreendimento de geração de energia elétrica passará, a cada 5 anos, por uma revisão. Ainda, nos termos do referido Decreto, tais revisões não poderão implicar em redução superior a 5% do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste. Referida revisão pode ocorrer em função, dentre outros, de avaliação hidrológica errada no dimensionamento da usina ou indisponibilidades acima daquelas utilizadas para o cálculo da Garantia Física. Caso nossos empreendimentos tenham suas Garantias Físicas reduzidas no contexto de tais revisões, nosso resultado operacional será adversamente afetado. Ainda, é importante observar que tal redução poderá ser revertida sempre que novas revisões ocorrerem.

Em qualquer hipótese de redução da Garantia Física de nossos empreendimentos, tal redução poderá nos impossibilitar de entregar o montante de energia contratado por nossas controladas no ACL ou no ACR, caso tais montantes não sejam ajustados de comum acordo entre as partes (exceto com relação ao contratos celebrados no ACR na hipótese de racionamento, uma vez que a legislação prevê que os montantes de tais contratos deverão ser reduzidos na proporção da redução do consumo verificado). Nesta hipótese seremos obrigados a adquirir energia em montante suficiente para recompor o montante de energia contratado. Esta aquisição poderá ser feita por meio de contratos bilaterais de curto prazo ou ainda, por meio da aquisição de energia no mercado *spot*. Os custos com a contratação de energia adicional afetarão adversamente nosso resultado.

Nossas UEEs celebrarão CCVEs de reserva que estão sujeitos à redução do montante de energia contratada, o que poderá afetar adversamente nosso resultado.

O Contrato de Energia de Reserva a ser celebrado pelas geradoras vencedoras do 2º LER prevê que o montante de energia contratado em cada CCVE de reserva poderá ser revisto a cada 4 (quatro) anos, conforme previsto no edital do 2º LER e na Nota Técnica EPE-DEE-RE-014/2009-r0, emitida pela EPE em 22 de maio de 2009. Esta revisão do montante contratado pode se dar em caso de a geração média do quadriênio ser inferior ao valor contratado. Caso o montante de energia contratado seja reduzido, nosso resultado será adversamente afetado.

O MRE pode, em determinadas condições hidrológicas desfavoráveis, não ser suficiente para realocar a energia produzida no sistema de forma a garantir o atendimento da demanda total. Nesta hipótese, todas as usinas hidrelétricas podem sofrer uma redução temporária da Garantia Física, o que afetará adversamente nosso resultado operacional.

Numa situação extrema de condições hidrológicas desfavoráveis, a energia gerada por todas as hidrelétricas no sistema pode

4.1 - Descrição dos fatores de risco

ficar abaixo da Garantia Física total do sistema (calculada como a soma de todas as Garantias Físicas individuais). Neste caso, aplica-se sobre todas as hidrelétricas um fator redutor da Garantia Física, calculado a partir da relação entre a energia total efetivamente gerada e a Garantia Física total do sistema.

Nesta hipótese, a diferença entre o montante de energia elétrica contratado e o produto da aplicação do fator de redução na Garantia Física, é arcado por todas as hidrelétricas ao custo do preço da energia no mercado de curto prazo (PLD). Não temos como controlar os fatores que afetam a geração de energia elétrica no sistema, razão pela qual, na ocorrência de tais eventos hidrológicamente desfavoráveis, seremos obrigados a arcar com o custo da energia despachado no sistema ao PLD, afetando adversamente nossos resultados.

Por fim, em situações hidrológicas extremamente desfavoráveis em que os níveis pluviométricos não atinjam os montantes necessários à recomposição dos reservatórios ou manutenção da vazão dos rios, o governo poderá decretar um racionamento a todos os geradores e consumidores, reduzindo compulsória e temporariamente nossa Garantia Física. Nesta hipótese, a redução em nossa Garantia Física não nos obriga adquirir energia no mercado *spot* (o que nos colocaria em exposição ao PLD) uma vez que a demanda será compulsoriamente reduzida na mesma proporção. Ainda assim, a redução mencionada acima afetará adversamente nosso resultado, já que a receita derivada dos nossos CCVEs passará a ser calculada com base na nova Garantia Física.

É importante observar que os níveis de chuva e a vazão dos rios podem ser afetados por uma série de fatores, tais como acúmulo de sedimentos no leito do rio, temperatura do ar, níveis de evaporação, urbanização, bem como as mudanças climáticas associadas ao aquecimento global. Tal risco materializou-se no período compreendido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, quando o Brasil enfrentou um racionamento de energia elétrica, tendo o Governo Federal, por meio da Câmara de Gestão da Crise Energética – CGE, imposto aos agentes de geração de energia hidrelétrica e aos consumidores finais uma redução compulsória da disponibilidade de energia elétrica. Se houver outra situação de risco sistêmico e escassez generalizada de energia hidrelétrica, o governo poderá impor redução compulsória na Garantia Física dos geradores de energia elétrica, bem como no consumo de energia elétrica pelos consumidores finais, para fins de recomposição dos reservatórios de UHEs e PCHs, que podem reduzir proporcionalmente a quantidade de energia elétrica vendida pelas geradoras, causando um efeito adverso sobre nossos resultados. Vale ressaltar que o ano de 2014 também foi fortemente afetado pela crise hidrológica, sendo que tal risco novamente materializou-se trazendo prejuízos a Companhia da ordem de R\$ 40 milhões.

A pressão de movimentos sociais contrários à construção de grandes empreendimentos no setor elétrico pode sujeitar as empresas do setor elétrico, inclusive nós, a interrupções na implantação e/ou operação desses empreendimentos.

Movimentos sociais organizados, contrários à expansão do setor elétrico por meio do desenvolvimento de grandes empreendimentos, podem levar a interrupções ou atrasos significativos no curso da implantação e/ou operação desses projetos, por meio de reivindicações de reassentamento coletivo e/ou individual, concessão de benefícios, compensações ou indenizações, dentre outros. Movimentos populares tais como o Movimento dos Atingidos por Barragens, o Movimento dos Trabalhadores Rurais Sem Terras e movimentos de defesa de populações indígenas ou causas ambientais são ativos no país e, por vezes, invadem e ocupam obras ou usinas em operação. Não podemos garantir que nossas usinas não serão invadidas, ocupadas ou sofrerão reivindicações por movimentos sociais. Qualquer ação nesse sentido por parte de tais movimentos sociais que atinja um de nossos projetos poderá afetar de maneira negativa nossos negócios e resultados.

h) Com relação à regulação do setor de atuação

Nós atuamos em um ambiente altamente regulado e poderemos ser afetados adversamente por medidas governamentais.

A implantação da nossa estratégia de crescimento e a condução de nossas atividades podem ser afetadas de forma adversa por ações governamentais, dentre as quais podem ser citadas:

- descontinuidade e/ou mudanças nos critérios para concessão de autorizações para exploração de potenciais hidrelétricos, eólicos, de biomassa e de outras fontes renováveis;
- descontinuidade e/ou mudanças nos critérios para concessão de licenças ambientais por parte do Governo Federal ou dos governos estaduais, conforme o caso;
- descontinuidade e/ou mudanças nos critérios para aquisição de energia elétrica no ACR ou no ACL, entre outras alterações de natureza regulatória;
- descontinuidade ou redução no desconto de 50% nas tarifas de transmissão e distribuição de energia gerada por

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- fontes renováveis e comercializadas a consumidores livres e consumidores especiais;
- alteração das normas aplicáveis aos nossos negócios; e
- alterações das regras ambientais, trabalhistas e tributárias.

Adicionalmente, não podemos assegurar as ações que serão tomadas pelo Governo Federal e/ou pelos governos estaduais no futuro com relação ao desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro, e em que medida tais ações poderão nos afetar adversamente.

Qualquer alteração na legislação ou na regulamentação relativas ao setor elétrico brasileiro poderá impor um ônus relevante sobre nossas atividades e causar um efeito adverso sobre nós. Na medida em que não formos capazes de repassar aos clientes os custos decorrentes da edição de novas leis e regulamentos, nossos resultados operacionais podem ser adversamente afetados.

A nossa atividade é regulamentada e supervisionada, principalmente, pelo MME e pela ANEEL. O Governo Federal, por meio do MME, e a ANEEL tem, historicamente, exercido um grau substancial de influência sobre os nossos negócios, inclusive sobre as modalidades, os termos e as condições dos contratos de venda de energia que estamos autorizados a celebrar, bem como sobre os níveis de produção de energia.

Nos últimos anos, o Governo Federal implantou novas políticas para o setor elétrico brasileiro. Essas políticas tiveram como objetivo incentivar investimentos privados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil. Nesse sentido, em 15 de março de 2004, foi aprovada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes e as regras aplicáveis à venda de energia elétrica no Brasil.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada perante o Supremo Tribunal Federal, por meio de Ações Diretas de Inconstitucionalidade. Em 11 de outubro de 2006, o STF indeferiu as medidas cautelares das referidas ações, por 7 votos a 4, declarando que, em princípio, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não viola a Constituição Federal. No entanto, o mérito das referidas ações ainda não foi julgado. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja declarada inconstitucional, os agentes do setor elétrico, incluindo a Companhia, poderão ser adversamente afetados.

Ademais, reformas futuras na legislação e na regulamentação do setor elétrico brasileiro e seus efeitos sobre nós são difíceis de prever. Por exemplo, há projeto de lei em tramitação no congresso nacional que dispõe sobre a gestão, organização e controle social das agências reguladoras. Esse projeto de lei visa alterar a estrutura de tais agências, mediante, dentre outros pontos, a criação (i) de contratos de gestão que deverão ser firmados entre as agências e os Ministérios a que estiverem vinculadas, e, também, (ii) de ouvidoria nas agências, com o objetivo de zelar pela qualidade dos serviços prestados e acompanhar o processo interno de apuração das denúncias e reclamações dos usuários, seja contra a atuação da agência, seja contra entes regulados, sendo que o ouvidor, responsável pela respectiva ouvidoria, será indicado pelo Presidente da República. Caso o mencionado projeto seja aprovado, as medidas dele decorrentes poderão reduzir as atribuições da ANEEL, passando o poder concedente, sobretudo o MME – ao qual a ANEEL é vinculada –, a ter maior atuação e influência no setor elétrico brasileiro. Não podemos assegurar que esta reformulação institucional não afetará nosso adversamente nossos resultados operacionais e nossa condição financeira.

Poderemos incorrer em custos significativos para cumprir com eventuais alterações na regulação ambiental.

O nosso setor de atuação é altamente regulado e demanda o cumprimento de uma série de exigências legais e regulamentares, bem como a obtenção de diversas licenças. Qualquer incapacidade de cumprirmos com qualquer dessas disposições poderá nos sujeitar à imposição de penalidades, desde advertências até sanções relevantes, ao pagamento de indenizações em valores significativos, a suspensão e cancelamento de licenças ambientais ou suspensão da atividade comercial de usinas geradoras sob nosso controle, o que poderá causar um efeito adverso sobre nós. Além disso, o Governo Federal e os governos dos Estados onde atuamos poderão, no futuro, adotar regras mais estritas aplicáveis a nossas atividades. Por exemplo, essas regras poderão exigir investimentos adicionais na mitigação do impacto ambiental de nossa atividade, bem como, na recomposição de elementos dos meios bióticos e/ou geológicos das regiões onde atuamos, levando-nos a incorrer em custos significativos para cumprir com tais regras, podendo causar um efeito adverso sobre os nossos negócios e a nossa situação financeira.

O poder concedente possui discricionariedade para determinar os termos e as condições aplicáveis às futuras outorgas de uso de potenciais hidrelétricos e de projetos eólicos, necessários para a realização dos investimentos

4.1 - Descrição dos fatores de risco

projetados por nós. Assim, é possível que tenhamos que se sujeitar a aumentos não previstos em nossos custos.

Referidas outorgas concedem o direito de exploração de potenciais hidráulicos ou eólicos por prazo determinado, limitado a 35 anos, bem como estabelecem direitos e obrigações do autorizatário, incluindo, mas não se limitando, ao dever de observar os prazos para a execução das obras e implantação da usina e a obtenção das licenças ambientais. Além disso, a autorização estabelece a obrigação do outorgado sujeitar-se à fiscalização da ANEEL, sendo que, para tanto, deve ser paga a chamada taxa de fiscalização, além de outros encargos setoriais aplicáveis. Estamos também sujeitos a regulamentações futuras da ANEEL, do MME e de autoridades ambientais. Há, portanto, certo nível de discricionariedade do poder concedente, que poderá alterar unilateralmente custos de fiscalização, regras para comercialização futura da energia elétrica, incidência de encargos setoriais, bem como despesas relacionadas a temas ambientais, entre outros, que podem impactar adversamente a rentabilidade de nossos negócios.

i) Com relação aos países estrangeiros

Nosso acionista Controlador possui origem na Noruega e variações naquela economia poderão afetar a nossa capacidade de investimento.

j) Com relação a questões socioambientais

Os riscos relacionados a questões socioambientais estão descritos nos itens acima.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

4.2. Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que estamos expostos, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros:

No item "4.1" deste Formulário de Referência descrevemos detalhadamente os riscos a que estamos expostos, bem como apresentamos, quando aplicável, os efeitos econômicos sobre a Companhia.

Também, no item "10.1" deste Formulário, apresentamos uma análise detalhada sobre os impactos financeiros e econômicos das taxas de juros e exposição cambial sobre os resultados da Companhia.

Ainda, cabe ressaltar que analisamos constantemente os riscos aos quais está exposta e que possam afetar seus negócios, situação financeira e os resultados das suas operações de forma adversa. Estamos constantemente monitorando mudanças no cenário macro-econômico e setorial que possam influenciar nossas atividades, notadamente por meio de acompanhamento dos principais indicadores de performance e das tendências de regulação do setor. Atualmente, não identificamos cenário de aumento ou redução nos riscos mencionados acima.

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

4.3. Processos judiciais, administrativos e arbitrais em que a Companhia ou suas controladas são partes, são relevantes para seus negócios e não estão sob sigilo:

4.3.1 Tributários

Em dezembro de 2015 existiam 4 (quatro) processos administrativos de natureza fiscal, todos em trâmite perante a Receita Federal do Brasil (Delegacia de Barueri/SP) na qual nossa controlada Enex figura como ré, sendo em todos os processos estimada a probabilidade de perda como remota por nossos advogados.

Há ainda, 1 (um) processo judicial movido pela controlada Santa Laura (ação anulatória de débito fiscal, em desfavor do Município de Faxinal dos Guedes – processo nº 080.11.008099-8) envolvendo valores não relevantes para a empresa.

4.3.2 Trabalhistas

Em dezembro de 2015 tramitavam 3 (três) processos judiciais de natureza trabalhista movida por ex-empregados da Statkraft com risco de perda provável, totalizando o montante de R\$ 1.170 mil.

A Enex (controlada) era parte passiva em 28 (vinte e oito) processos judiciais de natureza trabalhista em dezembro de 2015, representando um valor total agregado de exposição (risco provável) de R\$ 1.890 mil.

4.3.3 Processos Cíveis

4.3.3.1 Demandas Judiciais Cíveis Relevantes

Processo: 200971170005600 (novo nº 5001090-75.2012.4.04.7117)	
a. juízo	Vara Federal Erechim - RS
b. instância	1ª
c. data de instauração	08.05.2009
d. partes no processo	Autor: Ministério Público Federal Ré: Monel Monjolinho Energética S.A e outros
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Licenças Prévias, de Instalação e de Operação da UHE Monel e Indenização por danos morais coletivos supostamente sofridos pelos índios que habitavam a região.

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

f. principais fatos	<p>Ação Civil Pública ajuizada sob a alegação de ilegalidade do processo de licenciamento ambiental, objetivando, liminarmente, impedir a emissão de Licença de Operação (UHE Monel) e, como pedido principal, a reparação de danos sócio-ambientais e econômicos dele decorrentes sobre as comunidades indígenas. O pedido liminar foi parcialmente deferido pelo juízo <i>a quo</i>, para que não fosse emitida licença de operação. Posteriormente a Monel e a FEPAM ingressaram com pedido de suspensão de liminar perante o TRF4, o qual foi deferido. A FUNAI interpôs agravo de instrumento requerendo a nulidade da licença de operação emitida e, por consequência, a imediata suspensão do enchimento do reservatório. A referida liminar foi concedida. Nesse interregno, a FUNAI e a Monel firmaram acordo em relação aos impactos da construção da usina nas comunidades indígenas, pelo qual comprometiam-se a firmar Termo de Compromisso e pelo qual a recorrente comprometia-se a desistir do recurso. Referido Termo de Compromisso foi firmado em 14.12.2009. Em contrapartida, o MPF pediu ao juiz que o referido termo fosse considerado nulo, e houvesse a majoração da multa por descumprimento da liminar. Tendo sido indeferidos os referidos pedidos pelo juiz da causa, o MPF interpôs agravo de instrumento, para o qual foi negado provimento pelo TRF4, e, por consequência, o MPF interpôs embargos de declaração, o qual foi parcialmente provido para o fim de prequestionamento, e, posteriormente, interpôs recurso especial. Em contrapartida, o juízo a quo determinou a aplicação de multa diária, caso a Monel descumprisse a liminar. No entanto, a Monel interpôs agravo de instrumento, sob o argumento de que o enchimento era irreversível e não podia ser paralisado. Após o julgamento de mérito do agravo de instrumento da FUNAI, pelo TRF4, que decidiu pela cassação da liminar, a Monel acabou por desistir do agravo que havia interposto. A FUNAI e o MPF interpuseram embargos de declaração, acolhidos apenas para fins de prequestionamento, e, posteriormente, foi interposto recurso especial e recurso extraordinário, pela FUNAI, e recurso especial pelo MPF, os quais foram contrarrazoados pela Monel. Foi protocolada contestação da Monel, arguindo a perda do objeto do pedido de nulidade do licenciamento ambiental, pois a conclusão da obra, com o enchimento do reservatório, já seria fato consumado, e ainda a ausência de dano moral coletivo. O Ministério Público Federal requereu a desistência parcial da ação, uma vez que a obra da usina foi concluída, situação que não poderia ser revertida sem causar mais danos sócio-econômicos na opinião do MPF e o prosseguimento apenas quanto ao pedido de indenização por danos morais coletivos supostamente sofridos pelos índios que habitavam a região. Em razão da celebração de Termo de Compromisso entre a Monel e a FUNAI, no qual se prevêem formas de reparação dos eventuais danos causados à comunidade indígena, a Monel requereu a extinção total do processo. Em 29.10.2010, o juiz extinguiu o processo sem resolução do mérito em relação à parte dos pedidos do MPF, julgando parcialmente procedente a ação a fim de condenar a Monel a ressarcir os danos extrapatrimoniais causados, cumprindo as obrigações constantes do referido termo de compromisso. No caso de não ser comprovado o cumprimento do referido termo, a Monel estará sujeita à multa diária no valor de R\$ 10.000,00, a partir do trigésimo primeiro dia do trânsito em julgado da sentença. O BNDES interpôs embargos de declaração, sendo os mesmos julgados procedentes, a fim de manter o BNDES no pólo passivo, entretanto, extinguiu o processo com fulcro no art 267, VI. O MPF apelou em 08.04.2011 e a FUNAI 29.06.2011. A MONEL apresentou Contrarrazões aos recursos e protocolou Recurso Adesivo em 27.10.2011, sendo Contrarrazoado pela FUNAI e pelo MPF em 20/03/2012. Processo digitalizado em 27/08/12 (processo eletrônico), passando a tramitar sob o nº 5001090-75.2012.4.04.7117. Em dezembro de 2015 o processo continuava aguardando julgamento dos recursos.</p>
g. chance de perda:	Inexistente em relação à validade das licenças de operação do empreendimento e provável em relação ao dano moral coletivo.

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

h. análise do impacto em caso de perda do processo	Salienta-se que a sentença proferida já limitou a ação apenas ao pedido de dano moral coletivo, e, neste particular, condenou a MONEL. Porém, ficou definido na sentença que o valor desse dano moral coletivo já está contemplado no Termo de Compromisso firmado entre a MONEL e a FUNAI, de modo que a condenação foi no sentido apenas de determinar o cumprimento do termo, sem condenação adicional. Por inexistir condenação adicional, não há por ora necessidade de provisionamento.
i. valor provisionado, se houver provisão	Não aplicável

Processo: nº 0354265-80.2014.8.19.0001	
a. juízo	4ª Vara Empresarial da Comarca da Capital do Estado do Rio de Janeiro
b. instância	Ação de execução com pedido de cumprimento de sentença arbitral. Os autos da ação de execução encontram sob a responsabilidade do juízo de 1º Grau (4ª Vara Empresarial).
c. data de instauração	09.10.2014
d. partes no processo	a) Exequente: BBE Brasil Bioenergia S/A b) Executada: Statkraft Energias Renováveis S/A
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atribuído a causa (atualizado até 09.12.2015): R\$ 40.229 mil
f. principais fatos	Ajuizada Execução Judicial em razão dos termos da sentença arbitral proferida no processo arbitral nº 39/2010 (Câmara de Comércio Brasil-Canadá). Recebida a citação e determinada a penhora on-line do numerário correspondente. Após deferimento da penhora online e posterior liberação dos valores constrictos mediante oferecimento de seguro-garantia judicial, a Statkraft apresentou Impugnação à Execução da Sentença Arbitral. Referida impugnação foi autuada e encontra-se apensada aos autos da ação de execução. Em 31/12/2015 continuamos aguardando o julgamento dos mesmos.
g. chance de perda:	Provável.
h. análise do impacto em caso de perda do processo	Por força da reestruturação societária ocorrida na Companhia em 08 de março de 2012, conforme detalhado no item 8.1 desse Formulário de Referência, foi assinado termo de transferência acionária da nossa participação na BBE para o acionista controlador Jackson. A realização da transferência acionária está impedida em função do processo supracitado. Caso tenhamos perdas em função da ação, o antigo acionista Jackson se responsabilizará integralmente pelos valores envolvidos (valores já destinados e aplicados pela Companhia).
i. valor provisionado, se houver provisão	Não aplicável (pagamento integral de possível condenação pelo ex acionista Jackson)

Processo: 0000893-46.2014.8.24.0037	
a. juízo	2ª Vara Cível da Comarca de Joaçaba, Estado de Santa Catarina
b. instância	Ação Civil Pública, em trâmite na 1ª instância (2ª Vara Cível de Joaçaba/SC)
c. data de instauração	06.06.2007
d. partes no processo	Autora: Ministério Público Federal Ré: Statkraft Energias Renováveis S.A. e outros
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$1.325.597.856,80 (07/2007)

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

f. principais fatos	<p>O MPF aduz fraude na obtenção das Licenças Ambientais de Instalação (LAIs) e das Usinas de Energia Eólica (UEEs) do Parque de Água Doce. A alegação do MPF é baseada na emissão das licenças em data retroativa, como alternativa de burlar a legislação atinente à espécie, sustentando que a ilegalidade estaria causando prejuízos ao erário. Há desdobramentos na ação principal, quais sejam: (i) recurso de Agravo de Instrumento interposto pelo MPF em face da decisão de negativa do pedido de liminar pleiteado na petição inicial. Foi parcial provimento ao recurso para fins de proibir o BNDES de conceder financiamento ao Parque Eólico de Água Doce. A Desenvix/Statkraft interpôs recurso especial em face desta decisão; (ii) recurso de Agravo de Instrumento interposto pela Desenvix/Statkraft em face da decisão que rejeitou as preliminares argüidas em sede de Contestação; (iii) recurso especial interposto em face da decisão prolatada em sede do Agravo de Instrumento, conforme item I. Foi negado provimento ao recurso e a Desenvix/Statkraft interpôs recurso especial em face dessa decisão; (iv) impugnação ao valor da causa interposta pela Desenvix/Statkraft, a qual foi rejeitada em primeira instância, sendo que foi interposto Agravo de Instrumento. em face da decisão que rejeitou as preliminares argüidas. Em 07/0/2010, a Desenvix/Statkraft interpôs recurso especial contra a decisão proferida pelo TRF-4ª Região proibindo o BNDES de conceder financiamento ao Parque Eólico de Água Doce. No mesmo dia, foi proposta ação cautelar visando à atribuição de efeito suspensivo ao recurso especial, que foi admitido, porém não conhecido no STJ. Interposto RE contra o não conhecimento do REsp. RE inadmitido. Interposto agravo de instrumento contra a inadmissão do RE. O agravo aguarda julgamento no STF. Em 12/03/2010, as rés apresentaram, nos autos da ação civil pública, petições especificando as provas que pretendiam produzir. Em 2011, foram elas intimadas a indicar as testemunhas a serem ouvidas. A audiência designada foi cancelada e a Desenvix/Statkraft ainda não foi intimada de nova data para a realização da mesma. Em dezembro de 2012 foi dado provimento a recurso especial interposto pela co-ré Santa Cruz Energia, reconhecendo a incompetência da Justiça Federal para julgar a lide. Baixado os autos Em 25/11/2013, foi proferida a seguinte decisão: “Ao dar parcial provimento ao REsp. 1.118.367 o e. STJ declarou a incompetência da Justiça Federal para processar e julgar a presente demanda em razão da intervenção da União no feito (fls. 2470/2474). Sendo assim, remetam-se os autos à DIST para que a União seja excluída do pólo ativo. Intimem-se. Após, remetam-se os autos ao Juízo de Direito da Comarca de Joaçaba/SC”. Aguarda-se baixa dos autos à Justiça Estadual da Comarca de Joaçaba, onde feito passou a tramitar. Realizadas audiência no dia 07/12/2015 às 15:10h (em Florianópolis/SC, através de carta precatória, para oitiva os réus Bernardo Beirith, Carlos Alberto, Pessanha Gonzaga e José Salesio de Moraes. Aguardando designação de audiência para oitiva dos demais réus.</p>
g. chance de perda:	Possível
h. análise do impacto em caso de perda do processo	<p>Não somos parte do empreendimento. Assim, a eventual procedência da ação não impactaria as nossas atividades. Todavia, cabe ressaltar que a eventual procedência da ação, apesar de não impactar diretamente as nossas atividades, poderia importar em impactos financeiros à Statkraft (necessidade de pagamento de indenização, bem como possibilidade de não poder contratar com a Administração Pública por determinado período).</p>
i. valor provisionado, se houver provisão	Não aplicável

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

4.4. Processos judiciais, administrativos e arbitrais em que a Companhia ou suas controladas são partes, não estão sob sigilo e cujas partes contrárias são administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de seus controladores:

Em 31 de dezembro de 2015 possuíamos apenas 01 (um) processo judicial (Reclamatória Trabalhista) cuja parte contrária foi ex-administrador da Companhia. Tendo em vista se tratar de processo onde o Reclamante busca o reconhecimento de vínculo empregatício e considerando que a decisão de primeiro grau nos foi desfavorável, o risco de desembolso pela Statkraft é provável (valores já informados/incluídos no item 4.3.2 acima).

4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5. Impactos em caso de perda e valores envolvidos em processos sigilosos relevantes em que a Companhia ou suas controladas são parte:

A Statkraft era Parte em dois processos arbitrais sigilosos no qual litigava com a BBE Brasil Bioenergia S.A. e outros. Ambos foram sentenciados em setembro de 2013, impondo condenações as Partes, sendo em relação à Statkraft no montante aproximado de R\$ 40,7 milhões (informações detalhadas no item 4.3.3.1 acima – sentença arbitral gerou o ajuizamento do processo nº 0354265-80.2014.8.19.0001). Todavia, há entendimento por parte dos advogados da empresa de que as sentenças arbitrais careceram de fundamentação adequada, fazendo com que a Statkraft movesse ação anulatória que se encontra em processamento. Os autos aguardam julgamento do mérito e os advogados responsáveis pela demanda entendem que nosso êxito é possível.

Com a conclusão da Operação de consolidação do controle acionária, em 13 de Julho de 2015, a Companhia recebeu do grupo Jackson, como garantia à possibilidade de perdas em demandas judiciais pela Companhia, relativa à sua participação na BBE Brasil Bioenergia S/A, conforme descrito no item 4.3 desse Formulário de Referência, o montante é equivalente a R\$ 40,2 milhões, ou seja montante do débito. Este valor permanecerá em posse da Companhia até a liquidação da contingência em questão, sendo que as diferenças entre os valores pagos pela Companhia referente a presente lide e o montante recebido, deverão ser compensados pelas partes.

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

4.6. Processos judiciais, administrativos e arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, em que a Companhia ou suas controladas são partes, não estão sob sigilo e em conjunto são relevantes para seus negócios:

Em 31 de dezembro de 2015 a Statkraft detinha 19 (dezenove) Reclamatórias Trabalhistas movidas por ex-empregados da empresa Pau D'Alho Produção de Cana-de-açúcar Ltda em face dessa empresa e, subsidiariamente, da Statkraft. A Statkraft consta no polo passivo de tais ações em razão da tentativa dos Reclamantes caracterizarem a existência de Grupo Econômico constituído entre Pau D'Alho e Statkraft, o que inexistente, conforme demonstrado nos respectivos processos. As ações vêm sendo julgadas improcedentes em face da Statkraft e os advogados patronos da ação entendem que o risco de perda da ação (para esta Companhia) é remoto.

4.7 - Outras contingências relevantes

4.7. Outras contingências relevantes:

As mesmas contingências elencadas no item 4.3.3.

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

4.8. Informações sobre as regras do país de origem da Companhia e regras do país no qual os valores mobiliários da Companhia estão custodiados:

Não possuíamos em 31 de dezembro de 2015 valores mobiliários negociados no exterior.

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

5.1. Política de gerenciamento de riscos, objetivos, estratégias e instrumentos:

a) política de gerenciamento de riscos, b) objetivos e estratégias da política

Após a troca de controle acionário ocorrida em julho de 2015, a Statkraft Energias Renováveis passou a aplicar as práticas de Gestão de Riscos, de acordo com o modelo de gestão “The Statkraft Way”.

Gerenciamento de Riscos

A Statkraft está exposta a riscos operacionais e de Mercado ao longo de toda sua cadeia de valor. Os riscos mais importantes são aqueles relacionados às operações de mercado, gestão financeira, execução de projetos.

Gestão de risco corporativo – processo integrado

A estratégia de crescimento global da Statkraft e a sua crescente internacionalização, juntamente a as mudanças no setor de energia fazem com que seja necessária uma forte gestão de risco sobre o portfólio de investimento. A Statkraft possui um Comitê de Investimentos central para aumentar o manuseio do risco em relação aos investimentos individuais e ao portfólio de projetos. A Gestão de Riscos é uma parte integrada ao sistema de Governança da Statkraft, baseada em um sistema de monitoramento de riscos em cada unidade de negócios da Companhia. A análise de risco e o perfil corporativo de risco são concluídos pelo grupo de gestão, reportado ao Conselho de Administração da Statkraft no mundo.

Riscos financeiros

O departamento central de tesouraria coordena e gerencia os riscos financeiros associados à moeda estrangeira, taxas de juros e liquidez, incluindo refinanciamentos e novos empréstimos. A Statkraft está exposta a riscos de taxas através dos seus financiamentos externos. O Grupo está exposto ao risco de moeda através:

- Integração entre os mercados nórdicos e continentais;
- Comercialização de energia do grupo em Euros
- Financiamentos
- Outros fluxos de caixa relacionados a subsidiárias e Companhias associadas.

Os riscos de moeda e juros são regulados por mandatos. O risco de liquidez na Statkraft está relacionado ao desvio entre o perfil de maturidade dos financiamentos e os fluxos de caixa gerados pelos ativos. O risco de liquidez é tratado com boas fontes de empréstimos, facilidades de créditos e requerimentos mínimos para os caixas e equivalentes de caixa do grupo.

A Statkraft está exposta ao risco de crédito e da contraparte nas operações de comercialização de energia. A avaliação de crédito de todas as contrapartes antes da assinatura de contratos é uma maneira de se lidar com este risco.

Riscos operacionais

Todos os processos ao longo da cadeia estão expostos a riscos operacionais. Os maiores riscos operacionais estão relacionados aos nossos investimentos e às atividades operacionais. Como resultado pode-se ter:

- Lesões aos empregados da Statkraft, contratados e terceiros;
- Danos ao meio ambiente;
- Danos ou perdas relacionados às nossas plantas e outros ativos;
- Danos à reputação;
- Perdas financeiras.

A primeira prioridade da Statkraft é desenvolver e executar atividades e operações de maneira responsável. A gestão do risco é um dos primeiros estágios de um desenvolvimento de um projetos de investimento, devendo este ser ajustado para que seja um importante fator de sucesso. A Statkraft possui seguro para todos os riscos operacionais significativos.

A Statkraft gerencia o risco operacional através de procedimentos detalhados para as atividades nas unidades

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

operacionais e possui diversos planos de contingência. Além disso, a Statkraft possui um sistema para registrar e reportar condições perigosas, incidentes indesejados e danos e lesões. Todos os casos são analisados continuamente para prevenir e limitar quaisquer consequência e para assegurar que podemos monitorar e implementar as medidas necessárias.

Todos os projetos da Statkraft possuem uma sistemática avaliação de risco, que ocorre para cada projeto:

- Tendo alocado um reserva de projeto para maiores investimentos;
- Implementando monitoramento e reportando fatores importantes para a implementação do projeto;
- Avaliando e planejando ações de mitigação dos riscos do projeto.

Os aspectos mais críticos estão conectados com o desenvolvimento das atividades internacionais da Statkraft. A maior atenção é relacionada ao desenvolvimento de sistemas de aprendizado, assegurando aderência aos procedimentos de gestão de risco que evitem atrasos, custos desnecessários e incidentes indesejados.

Estimativas de possíveis consequências financeiras de todo o risco operacional, bem como riscos significativos individuais centrais, estão incluídos no relatório de riscos a nível do grupo.

Mudanças no meio ambiente

Mudanças climáticas, desenvolvimento tecnológico e mudança no comportamento do consumidor são importantes para todos os riscos mencionados acima e são importantes direcionadores para as mudanças na estrutura e decisões políticas. O aumento nas incertezas no mercado de energia representam ameaças e oportunidades. Para explorar essas oportunidades a Statkraft se esforça para adaptar-se às mudanças no ambiente, desenvolvendo líderes habilidosos, tendo suficiente flexibilidade e adaptabilidade em nosso modelo de negócios e processo decisório, monitorando continuamente o desenvolvimento tecnológico e identificando potenciais ameaças e oportunidades para nossos negócios.

c) estrutura operacional e controles internos para gerenciamento de riscos

Como desdobramento da política acima descrita, gerenciamos constantemente os riscos a que estamos expostos. Sempre que identificarmos uma situação de risco que afete de maneira relevante nosso negócio, analisaremos as possíveis soluções para mitigação deste risco. A Companhia trabalha com orçamento anual aprovado pelo Conselho de Administração. Durante o exercício social, o orçamento operacional serve de parâmetro de medição da eficiência de nossas operações e investimentos. Também durante o exercício social utilizamos de projeções ou *forecast*, para obtermos um resultado mais próximo do real, caso haja algum desvio orçamentário.

Também contamos com Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração e ao Diretor Presidente, criados na AGE de 08 de março de 2012 quando tiveram sua estrutura, composição e atribuições definidas. O objetivo dos comitês é auxiliar o Diretor Presidente (CEO) e o Conselho de Administração de forma a conferir rapidez, transparência e exatidão às decisões do Conselho de Administração. Os comitês também fornecerão uma análise prévia dos assuntos relevantes para o Conselho de Administração. Os membros dos comitês serão nomeados pelo Conselho de Administração e devem representar um misto de independência, representação dos acionistas e conhecimento técnico. Caso haja necessidade de conhecimentos mais específicos, membros de fora da Companhia poderão ser indicados. Os membros do comitê serão nomeados para um período de 1 ano, podendo ser prorrogado por outro ano. Os membros não serão remunerados, exceto no caso de membros externos. Os comitês deverão se reunir periodicamente para discutir assuntos estratégicos e operacionais levantados pelo Conselho de Administração, pela Administração Executiva ou por seus membros. Tais discussões deverão resultar em recomendações formais com relação a decisões, políticas e estratégias. Os comitês devem elaborar suas recomendações pelo menos 10 dias antes da reunião do Conselho, para que o Conselho tenha tempo suficiente de analisar a documentação.

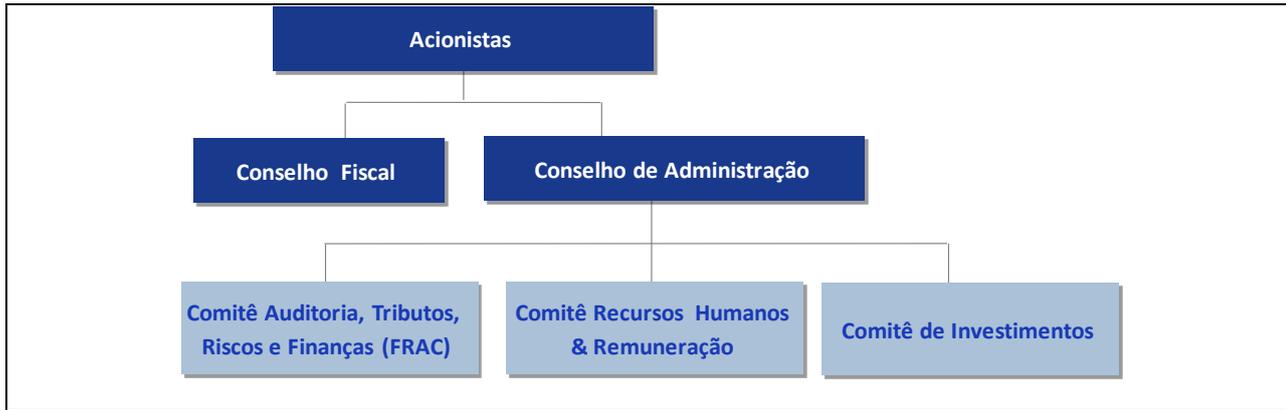
A RCA realizada no dia 13 de julho de 2015 alterou a estrutura dos Comitês de Assessoramento através da extinção e criação de novos comitês, os quais passaram a ser: Comitê de Investimentos, Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças (FRAC), e Comitê de Recursos Humanos e Remuneração.

O Conselho de Administração poderá designar outros comitês conforme julgue necessário.

Enquanto a FUNCEF mantiver uma participação de, no mínimo, 15% (quinze por cento) do capital social da Companhia, terá ela o direito de nomear membros dos Comitês de Assessoramento em proporção à sua participação no capital social.

O organograma a seguir mostra essa estrutura:

5.1 - Política de gerenciamento de riscos



5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

5.2. Política de gerenciamento de riscos de mercado da Companhia, objetivos, estratégias e instrumentos:

a) política de gerenciamento de riscos, b) objetivos e estratégias da política

Após a troca de controle acionário ocorrida em julho de 2015, a Statkraft Energias Renováveis passou a aplicar as práticas de Gestão de Riscos, de acordo com o modelo de gestão "The Statkraft Way".

Gerenciamento de Riscos

A Statkraft está exposta a riscos operacionais e de Mercado ao longo de toda sua cadeia de valor. Os riscos mais importantes são aqueles relacionados às operações de mercado, gestão financeira, execução de projetos.

Riscos de Mercado

A Statkraft está sujeita a significativos riscos de Mercado em relação à geração e comercialização de energia. As receitas de geração de energia estão expostas aos riscos de volume e preço:

- Ambos fatores (preço e volume) são impactados por questões climáticas e pluviiais, enquanto o preço depende da produção, consumo e condições de transmissão do mercado;
- Os preços da energia gerada pela companhia (hidráulica e eólica) são também impactados pela geração de outras fontes de energia;

A Statkraft gerencia o risco no mercado de energia se utilizando da comercialização de energia física e instrumentos financeiros em múltiplos mercados. A crescente integração dos mercados de energia tem impactado significativamente os modelos de negócio e gestão de risco. Em consequência, a Statkraft coloca ênfase na inter-relação desses vários mercados. As estratégias de hedge são reguladas por limites nas posições de volume valor, bem como por critérios de avaliação de novos contratos em relação às receitas esperadas e a redução de risco. O portfólio é constantemente ajustado em relação a nossa percepção atual dos preços futuros e a capacidade de produção da Companhia.

As atividades da Statkraft na comercialização de energia e outros serviços consiste em (i) comercializar produtos padronizados e (ii) produtos adaptados individualmente para clientes. Os novos produtos e serviços possuem tipicamente uma vida curta quando comparados a outras atividades, sendo que a rentabilidade é reduzida como consequência da competitividade com outros concorrente ou restrições regulatórias. O gerenciamento dos riscos dá-se através de mandatos que cobrem matéria-prima, áreas geográficas e duração. A função independente de gestão de risco garante objetividade na avaliação e tratamento dos riscos.

As atividades de venda estão expostas a níveis de incerteza sobre os preços de vendas aos clientes, como ao preço de compra. A Statkraft limita a exposição líquida garantindo simetria entre compras e vendas no mercado de energia, bem como usando instrumentos financeiros.

c) estrutura operacional e controles internos para gerenciamento de riscos

Como desdobramento da política acima descrita, gerenciamos constantemente os riscos a que estamos expostos. Sempre que identificarmos uma situação de risco que afete de maneira relevante nosso negócio, analisaremos as possíveis soluções para mitigação deste risco. A Companhia trabalha com orçamento anual aprovado pelo Conselho de Administração. Durante o exercício social, o orçamento operacional serve de parâmetro de medição da eficiência de nossas operações e investimentos. Também durante o exercício social utilizamos de projeções ou *forecast*, para obtermos um resultado mais próximo do real, caso haja algum desvio orçamentário.

Participamos de diversas associações de mercado:

- APINE – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
- ABRAGEEL – Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa
- ABEEOLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica
- ABRAPCH – Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidrelétricas
- APESC – Associação dos Produtores de Energia de Santa Catarina

A participação nestas associações tem por objetivo:

- Fórum de discussões técnicas;

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

- Troca de experiências sobre práticas de mercado;
- Contato facilitado com agências governamentais;
- Evitar exposição indesejada da marca da Companhia, blindando-a;
- Compartilhamento de custos com ações judiciais.

Também contamos com Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração e ao Diretor Presidente, criados na AGE de 08 de março de 2012 quando tiveram sua estrutura, composição e atribuições definidas. O objetivo dos comitês é auxiliar o Diretor Presidente (CEO) e o Conselho de Administração de forma a conferir rapidez, transparência e exatidão às decisões do Conselho de Administração. Os comitês também fornecerão uma análise prévia dos assuntos relevantes para o Conselho de Administração. Os membros dos comitês serão nomeados pelo Conselho de Administração e devem representar um misto de independência, representação dos acionistas e conhecimento técnico. Caso haja necessidade de conhecimentos mais específicos, membros de fora da Companhia poderão ser indicados. Os membros do comitê serão nomeados para um período de 1 ano, podendo ser prorrogado por outro ano. Os membros não serão remunerados, exceto no caso de membros externos. Os comitês deverão se reunir periodicamente para discutir assuntos estratégicos e operacionais levantados pelo Conselho de Administração, pela Administração Executiva ou por seus membros. Tais discussões deverão resultar em recomendações formais com relação a decisões, políticas e estratégias. Os comitês devem elaborar suas recomendações pelo menos 10 dias antes da reunião do Conselho, para que o Conselho tenha tempo suficiente de analisar a documentação.

A RCA realizada no dia 13 de julho de 2015 alterou a estrutura dos Comitês de Assessoramento através da extinção e criação de novos comitês, os quais passaram a ser: Comitê de Investimentos, Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças (FRAC), e Comitê de Recursos Humanos e Remuneração.

O Conselho de Administração poderá designar outros comitês conforme julgue necessário.

Enquanto a FUNCEF mantiver uma participação de, no mínimo, 15% (quinze por cento) do capital social da Companhia, terá ela o direito de nomear membros dos Comitês de Assessoramento em proporção à sua participação no capital social.

O organograma a seguir mostra essa estrutura:



5.3 - Descrição dos controles internos

5.3. Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

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, (b) as estruturas organizacionais envolvidas, (c) se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento:

Após a troca de controle acionário ocorrida em julho de 2015, a Statkraft Energias Renováveis passou a aplicar as práticas de Controles Internos sobre Demonstrações Financeiras do Grupo Statkraft. As práticas de controles internos buscam assegurar demonstrações confiáveis nos nossos reportes mensais, trimestrais e anuais. Estas práticas de controles internos são baseadas no "COSO" (ferramenta de gerenciamento de riscos) publicado em 2013.

Nosso sistema de gestão, "The Statkraft Way", garante um bom ambiente de controle e contribui para o atingimento dos objetivos e intenções do grupo. Um sólido sistema de gestão, combinado com um forte ambiente de controles, é o fundamento para os trabalhos relacionados a Controles Internos sobre Demonstrações Financeiras.

Controles Internos sobre Demonstrações Financeiras (ICFR)

O ICFR deverá garantir informações rápidas e confiáveis. Todas as subsidiárias do grupo Statkraft são requeridas a estar em conformidade com os requerimentos do ICFR. A Administração assume a função de garantir o funcionamento de um bom sistema de controles internos. Os principais elementos do processo de ICFR são (i) avaliação de risco, (ii) avaliação do design dos controles, (iii) execução e monitoramento contínuo, (iv) auto avaliação e (v) reporte dos controles.

1. Avaliação de risco:

O grupo responsável por ICFR realizou uma avaliação anual do risco de que haja inconsistência nas demonstrações financeiras. O resultado desta avaliação de risco é documentada em um mapa, apresentando a probabilidade de que o risco ocorra e a consequência deste erro, caso ocorra, nas demonstrações financeiras. Este mapa de risco é apresentado ao Comitê de Auditoria da Holding (Noruega).

2. Avaliação do design dos controles:

Uma vez identificados os processos de negócio e suporte necessários para administrar os riscos identificados na etapa anterior, este trabalho tem por objetivo verificar se possuímos controles apropriados implementados, de modo a mitigar suficientemente os riscos. Para os controles identificados, descrevemos como estes devem ser realizados, documentados e revisados. Ainda, descrevemos quem são os responsáveis por implementá-los. Todas as descrições dos controles ficam disponíveis em um portal para todos os empregados da Companhia.

3. Execução e monitoramento contínuo:

Para cada controle, definimos com que frequência estes devem ser executados e quem é responsável por executá-los e revisá-los. Os controles devem ser executados mensalmente, trimestralmente ou anualmente, sendo os gerentes responsáveis por garantir a adequação das execuções aos requerimentos dos controles.

4. Auto avaliação e revisão:

Mensalmente, com base em uma amostra, o departamento responsável pelos controles internos (Statkraft Holding) revisar a aderência das execuções em relação aos requerimentos de controles internos. O resultado desta revisão é reportado à administração. Anualmente os gerentes devem executar uma auto avaliação sobre como os controles estão sendo executados e documentados ao longo do exercício fiscal. O resultado desta auto avaliação é apresentado ao Comitê de Auditoria do grupo.

5. Reporte:

Os resultados globais dos controles internos são reportados ao Comitê de Auditoria do grupo duas vezes ao ano. O mapa de avaliação de risco é apresentado ao comitê em Agosto, sendo a auto avaliação em Março. Se alguma violação material ocorre, a qualquer tempo, esta é levada ao Comitê de Auditoria.

5.3 - Descrição dos controles internos

A Companhia possui uma Vice Presidência responsável pela gestão dos sistema de controles internos, bem como por assistir a administração no monitoramento da aderência aos requerimentos de Controles Internos.

Importante mencionar que, no ano de 2015, os profissionais envolvidos na execução e revisão dos controles internos no Brasil receberam treinamento presencial sobre o assunto, estando a administração local apta e aderente ao sistema de controles da Companhia.

(d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente e (e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas.

Os auditores independentes emitiram “Relatório de recomendações para o aprimoramento dos controles internos elaborados em conexão com o exame das demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2014”, no qual informam aos nossos diretores que foi efetuado estudo e avaliação dos sistemas contábil e de controles internos com o exclusivo propósito de estabelecer a natureza, a oportunidade e a extensão necessárias para a aplicação dos procedimentos de auditoria para fins de emitir opinião sobre as demonstrações financeiras nessa data e não para fins de expressar uma opinião ou conclusão sobre os nossos sistemas contábil e de controles internos.

Como resultado desse estudo e avaliação foram feitas sugestões de aprimoramento dos controles internos pelos auditores independentes sendo 26 recomendações classificadas como outras deficiências.

Outras deficiências são aquelas que não são deficiências significativas, mas que são de importância suficiente para merecer a atenção da administração.

Até a data da publicação deste relatório, os auditores não haviam entregue a “Carta de Recomendações” referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

5.4 - Alterações significativas

5.4. Alterações significativas nos principais riscos de mercado ou na política de gerenciamento de risco em relação ao último exercício social:

No último exercício social não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado, bem como no monitoramento de riscos por nós adotado.

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

5.5. Outras informações relevantes:

Todas informações relevantes foram apresentadas nos itens acima.

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

Data de Constituição do Emissor	19/05/1995
Forma de Constituição do Emissor	Fomos constituídos sob a forma de sociedade empresária limitada e, posteriormente, transformados em sociedade por ações em 20 de novembro de 1995.
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	19/09/2011

6.3 - Breve histórico

6.3. Breve histórico da Companhia:

A Statkraft Energias Renováveis S.A., constituída em 19 de maio de 1995, tem por objeto (i) a participação em outras sociedades nas áreas de geração de energia elétrica originada de fontes renováveis, transmissão de energia elétrica e operação e manutenção de usinas de geração de energia elétrica, (ii) a prestação de serviços de assessoria, consultoria, administração, gerenciamento e supervisão, nas suas áreas de atuação; e (iii) a implementação, propriedade, financiamento e operação de projetos de energia renovável, com principal foco naqueles de geração de energia hidrelétrica, mas também incluindo os projetos de energia eólica, solar e de biomassa

A Statkraft foi constituída originalmente sob a forma de sociedade limitada, com a denominação social de Desenvix Empreendimentos Ltda. e, em 20 de novembro daquele mesmo ano a Companhia foi transformada em uma sociedade por ações, passando a operar sob a denominação social "Desenvix S.A."

A Companhia atua de maneira integrada, dominando todo o ciclo de negócio, desde a execução de inventários, passando pelo licenciamento, modelagem econômico-financeira, financiamento, construção, até a operação de empreendimentos de transmissão e geração de energia, em todas as fontes de energia renovável.

Em 22 de setembro de 2010, após uma reestruturação societária executada para a entrada indireta da Fundação dos Economistas Federais ("FUNCEF") em seu capital social, a Companhia passou a operar sob a denominação social "Desenvix Energias Renováveis S.A."

Em setembro de 2011, a Statkraft conquistou a concessão de registro de Companhia aberta dada pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), seguido pelo evento de listagem das ações da Companhia no Bovespa Mais.

Além da operação e implantação de seus empreendimentos, as atividades da Statkraft buscam o constante desenvolvimento de novos projetos, que garantirão o crescimento futuro da empresa, em condições favoráveis de mercado.

Em setembro de 2011 a Statkraft adquiriu o controle integral da Enex, por meio da qual atua como prestadora de serviços de operação e manutenção de usinas de geração e de sistemas elétricos.

No dia 12 de agosto de 2011, nossos Acionistas Controladores diretos e indiretos, celebraram com a Statkraft Norfund Power Invest AS, um Contrato de Compra e Venda, para alienação de participação acionária na Companhia à SN Power.

No dia 08 de março de 2012, após o cumprimento de todas as condições precedentes, a Statkraft Investimentos Ltda (inicialmente como SN Power) passou a integrar definitivamente o corpo de acionistas da Desenvix.

No dia 13 de fevereiro de 2015, a Statkraft Investimentos Ltda, firmou um acordo com a Jackson Empreendimentos S.A. visando adquirir a totalidade das ações detidas pelo Caixa FIP Cevix.

Em 13 de Julho de 2015 a Companhia divulgou ao mercado o Fato Relevante, confirmando a conclusão da operação de alteração de controle acionário em que a Statkraft Investimentos Ltda adquiriu a totalidade das ações detidas pelo grupo Jackson na Statkraft.

Mediante a conclusão desta operação, a Statkraft Investimentos Ltda agora detém 81,31% do capital total da Companhia e FUNCEF (Fundação dos Economistas Federais) manteve sua participação em 18,69% do capital total.

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada também em 13 de julho de 2015, os acionistas aprovaram a mudança da denominação social da Companhia para Statkraft Energias Renováveis S/A.

Atualmente os ativos da Companhia incluem 6 usinas hidrelétricas, participações minoritárias em 4 usinas hidrelétricas, 1 complexo eólico no estado da Bahia formado por 3 usinas, 1 complexo eólico no estado de Sergipe, perfazendo capacidade instalada própria de 316MW.

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

6.5. Pedidos de falência fundados em valor relevante e pedidos de recuperação judicial ou extrajudicial:

Não houve pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial da Companhia.

6.6 - Outras informações relevantes

6.6. Outras informações relevantes – principais eventos societários:

Não fomos objeto de nenhum evento societário antes de dezembro de 2009, conforme listado no item 6.6.1 abaixo.

6.6.1 Associação com a FUNCEF e reestruturação

Em 10 de dezembro de 2009, formalizamos uma associação com a FUNCEF visando alavancar recursos para nossas atividades de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Para tanto, em 11 de outubro de 2007, constituímos a Cevix, sob a denominação Rubi S.A., cujo capital foi formado mediante a transferência de nossas participações nas seguintes sociedades: (i) Monel; (ii) Santa Rosa; (iii) Santa Laura; (iv) Moinho e (v) Esmeralda.

Posteriormente, foi constituído um fundo de investimento em participação (Caixa FIP Cevix), em que 75% das quotas foram integralizadas por nós, mediante a transferência de 100% de nossa participação na Cevix, e os demais 25% foram subscritos pela FUNCEF, com integralizações periódicas em recursos financeiros, sendo tais recursos capitalizados na Cevix e, posteriormente, nas sociedades operacionais por ela controladas.

Adicionalmente, ao longo de ano de 2010, realizamos uma reestruturação societária para nos preparar para o registro de companhia aberta. A reestruturação teve como objetivo consolidar um veículo para o registro de companhia aberta, reunindo os ativos do grupo na Companhia. A reestruturação envolveu, inicialmente, a cisão parcial da Companhia, com versão das quotas do Caixa FIP Cevix, detidas à época pela Companhia, para a sua controladora Jackson.

A Jackson, por sua vez, constituiu um Fundo de Investimento em Participações (FIP Desenvix) e um Fundo de Investimento em Quotas de Fundos de Investimento em Participação (FIC FIP Jackson), sendo que as quotas do FIP Desenvix foram integralizadas, em conjunto, pela Jackson e pela FUNCEF, mediante o aporte de ações detidas pela Jackson na Companhia e de recursos financeiros, respectivamente. Posteriormente, as quotas do FIC FIP Jackson foram integralizadas com as quotas detidas pela Jackson no FIP Desenvix.

A reestruturação foi concluída com a incorporação da Cevix pela Companhia e com a alteração de nossa denominação para "Desenvix Energias Renováveis S.A.". Todas as operações relacionadas à referida reestruturação foram realizadas com avaliação dos ativos pelo seu valor patrimonial.

6.6.2 Aquisição ENEX

No mês de setembro de 2011 a Statkraft adquiriu os 50% de participação detidos pelo Grupo Energia na Enex Operação e Manutenção de Sistemas Elétricos Ltda, passando a deter o seu controle integral, com 100% das ações da companhia.

6.6.3 Associação com Statkraft (inicialmente SN Power)

Em 12 de agosto de 2011, os principais acionistas da Companhia, Jackson Empreendimentos Ltda. e FUNCEF, celebraram um Contrato de Compra e Venda, Subscrição de Ações e Outras Avenças ("Contrato de Compra e Venda") com a SN Power, para alienação de participação acionária na Statkraft à SN Power. O fechamento do negócio estava condicionado ao atendimento de certas condições precedentes, como anuência dos credores e autorizações de órgão reguladores do setor.

Em 8 de março de 2012 foi assinado entre os acionistas da Companhia, a notificação de cumprimento de condições precedentes ao fechamento da operação de compra e venda.

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 8 de março de 2012, foram aprovados os seguintes assuntos: (i) o aumento de capital social da Companhia, através da emissão de 7.439.555 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal, as quais foram subscritas e integralizadas pela SN Power com o adiantamento concedido anteriormente, no montante de R\$ 120 milhões; (ii) alteração da composição do Conselho de Administração da Companhia; (iii) alteração da composição do Conselho Fiscal da Companhia; (iv) aprovação da estrutura, composição e atribuições dos Comitês de Assessoramento da Companhia; e (v) aprovação do novo Estatuto Social da Companhia. Nos termos desta aprovação ficou alterada a redação do artigo 5o do Estatuto Social da Companhia que passou a ter a seguinte redação: "O capital social, totalmente subscrito e integralizado, é de R\$ 666.787, dividido em 107.439.555 de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal".

Na mesma data, os integrantes do novo bloco de controle da Companhia (Jackson e SN Power) celebraram um acordo de acionistas, regulando o seu relacionamento na qualidade de acionistas e controladores da Companhia. A Jackson passa a deter o controle indireto da Companhia através do Caixa Fundo de Investimento em Participações Cevix, enquanto que SN Power e FUNCEF detêm o controle direto da Companhia. A participação no capital social da Companhia passou a ser a seguinte: Jackson - 40,65%; SN Power - 40,65% e FUNCEF - 18,70%.

Em 19 de fevereiro de 2013, após uma reestruturação societária a SN Power Energia do Brasil Ltda transferiu suas ações para a SN Power Brasil Investimentos Ltda.

6.6 - Outras informações relevantes

Em razão de alteração no controle acionário do Grupo SN POWER (*Joint-Venture* das empresas norueguesas Statkraft AS e Norfund AS), ocorrida no mês de junho de 2014, a partir de 18 de junho de 2014, a SN Power Brasil Investimentos Ltda. alterou sua denominação social para Statkraft Investimentos Ltda., mantendo os mesmos números do CNPJ e Municipal.

Já a SN Power Energia do Brasil Ltda. alterou sua denominação social para Statkraft Power Energia do Brasil Ltda..

Em relação às holdings estrangeiras que detêm a Statkraft Investimentos Ltda., estas também já tiveram seus nomes alterados.

Em dezembro de 2014 a Statkraft Investimentos Ltda aumentou sua participação no capital da Companhia adquirindo ações do FIP Cevix, que passou a deter 44,47% do seu capital social.

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 12 de maio de 2015, foi aprovado o aumento de capital social da Companhia, através da emissão de 6.118.955 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal. A participação no capital social da Companhia passou a ser a seguinte: Jackson – 35,01%; Statkraft Investimentos Ltda– 46,30% e FUNCEF - 18,69%.

Em 13 de Julho de 2015 a Companhia divulgou ao mercado o Fato Relevante, confirmando a conclusão da operação de alteração de controle acionário em que a Statkraft Investimentos Ltda adquiriu a totalidade das ações detidas pelo grupo Jackson na Companhia. Mediante a conclusão desta operação, a Statkraft Investimentos Ltda agora detêm 81,31% do capital total da Companhia e FUNCEF (Fundação dos Economistas Federais) manteve sua participação em 18,69% do capital total.

Na mesma data os Acionistas reunidos em Assembleia Geral Extraordinária, aprovaram o aumento de capital social da Companhia, através da emissão de 20.226.547 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, na proporção de sua participação acionária.

Estrutura Societária após subscrição de ações de 13.07.2015

Nome	n.º Ações	% Total
FUNCEF Brasileira CNPJ/MF: 00.436.923/0001-90	26.794.623	18,69
Statkraft Investimentos Ltda. Brasileira CNPJ/MF: 16.660.530/0001-04	116.552.601	81,31
Total	143.347.224	100,00

6.6.4 Aumento de participação na Energen Energias Renováveis S.A.

Em 19 de setembro de 2012 o Conselho de Administração reunido aprovou o aumento de participação societária na subsidiária Energen Energias Renováveis S.A., passando a Statkraft a ser titular de 15.675.000 (quinze milhões, seiscentos e setenta e cinco mil) Ações ordinárias do seu capital social, representando 95% (noventa e cinco por cento) de todas as Ações de emissão da Energen. O aumento de participação se dará pela aquisição de 1.100.000 (um milhão e cem mil) Ações da Água Quente, representando 6,67% de todas as ações de emissão da Energen, ao Preço de R\$ 1.094.283,11 (um milhão, noventa e quatro mil e duzentos e oitenta e três reais e onze centavos). O pagamento à Água Quente será realizado parcialmente mediante a assunção, pela Statkraft, da obrigação da Água Quente de pagar uma parcela do Saldo Devedor do Mútuo à Energen, no montante de R\$ 522.854,54 (quinhentos e vinte e dois mil, oitocentos e cinquenta e quatro reais e cinquenta e quatro centavos). A parcela remanescente do Preço de Aquisição, no valor de R\$ 571.428,57 (quinhentos e setenta e um mil, quatrocentos e vinte e oito reais e cinquenta e sete centavos), será paga em moeda corrente nacional.

6.6.5 Transferência societária da subsidiária São Roque Energética S.A.

No dia 20 de dezembro de 2011, durante leilão de energia promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e ocorrido na sede da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em São Paulo, a Statkraft arrematou a concessão para construção e operação da Usina Hidrelétrica de São Roque, localizada no rio Canoas, Estado de Santa Catarina. O empreendimento terá potência instalada de 135,00 MW e garantia física de 90,90 MW médios.

No dia 18 de outubro de 2012 a Administração da Companhia protocolou junto a ANEEL pedido de anuência para a transferência societária da sua subsidiária integral, a São Roque Energética S.A., para o FIP Desenvix, controlado pelo FIP FIC Jackson, controlado pela Jackson Empreendimentos Ltda, que por sua vez é controladora da Statkraft com 40,65%.

6.6 - Outras informações relevantes

No dia 14 de janeiro de 2013 a ANEEL, através da 1ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2013 aprovou a transferência societária da subsidiária integral da Statkraft, a São Roque Energética S.A., para o FIP Desenvix.

6.6.6 Transferência societária da subsidiária Enercasa Energia Caiuá S.A.

Em 13 de Julho de 2015, com a conclusão da operação de alteração de controle acionário da Companhia, o controle acionário de Enercasa Energia Caiuá S.A., detentora da Usina Termelétrica Enercasa, projeto de biomassa, foi transferido para o Caixa FIP Cevix.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

7.1. Descrição sumária das atividades desenvolvidas pela Companhia e por suas controladas:

7.1.1 Sumário da Companhia

7.1.1.1 Nosso Grupo Econômico

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 13 de julho de 2015, foi aprovado o aumento de capital social da Companhia, através da emissão de 20.226.547 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, que passou a apresentar a seguinte posição acionária:

Bloco de Controle da Statkraft Energias Renováveis S.A.



Statkraft

A STATKRAFT é uma empresa de origem norueguesa, líder e maior gerador de energia renovável da Noruega sendo ainda terceira maior da região nórdica da Europa desde a década de 90, atuando nos segmentos de energia hidroelétrica, energia eólica e gás de aquecimento urbano. Historicamente está ligada intrinsecamente com o desenvolvimento de geração de energia hidroelétrica da Noruega desde os primórdios do século XIX, quando o poder de cachoeira do país foi explorado pela primeira vez. Possui usinas de energia ao redor do mundo com 387 plantas e uma capacidade de 19.265 MW, contando ainda com aproximadamente 4.200 funcionários espalhados em mais de 20 países.

Em Junho/2014, resultado da reestruturação internacional do Grupo, assumiu o controle acionário das empresas SN POWER no Brasil, uma joint-venture formada em 2002 por ela mesma em parceria também com o fundo norueguês de investimentos NORFUND, criada com o objetivo de atuar em mercados emergentes, especificamente os mercados da América do Sul, América Central, Ásia e África. Presente ativamente no Brasil desde 2008, operando no mercado de comercialização de energia desde 2011 quando adquiriu a empresa Enerpar Energias do Paraná Ltda. cujos contratos de energia de longo prazo possuem vigência até 2025. Essa reestruturação ocorrida na parceria entre as duas acionistas proporcionou à STATKRAFT ampliar sua participação societária no negócio, a qual passa então a comandar as operações no Brasil, Chile, Peru e Índia. Ainda no Brasil, participa na empresa Statkraft Energias Renováveis S.A. desde Março/2012 (81,31%), o que configura sua participação em nosso país não somente na comercialização de energia, como também na geração de energia hidrelétrica e eólica.

A STATKRAFT tem experiência em atuar nos mercados para reduzir riscos e otimizar carteiras de energia, ambicionando no Brasil aplicar esta experiência e apresentar soluções para consumidores industriais e geradores. O Brasil é visto pelo Grupo como uma importante plataforma de crescimento no âmbito internacional, considerando o potencial da crescente demanda de energia elétrica bem como pelos excelentes recursos hídricos e eólicos disponíveis. Ao integrar a operação no país, a STATKRAFT aspira se beneficiar de sua experiência global no desenvolvimento e operação de hidrelétricas para fortalecer e aumentar a presença local aplicando a experiência em mercados internacionais.

Trata-se de uma empresa com trindade de valores claramente definidos: Competência (usando seu conhecimento e experiência para atingimento de metas em linha com sua forte política de governança), Responsabilidade (criando valor enquanto mostrando preocupação com empregados, clientes, meio ambiente e sociedade), Inovação (pensando criativamente, identificando oportunidade e desenvolvendo soluções efetivas), orgulhosa ainda por atuar conservadoramente perante suas obrigações fiscais e ambientais junto aos governos, confirmando sua postura honesta evitando assim, correr riscos que possam ser prejudiciais a sustentabilidade dos negócios e da própria empresa.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

FUNCEF

A FUNCEF - Fundação dos Economiários Federais - é o terceiro maior fundo de pensão do Brasil e um dos maiores da América Latina. Entidade fechada de previdência privada, sem fins lucrativos e com autonomia administrativa e financeira, foi criada com base na Lei nº 6.435, de 15 de julho de 1977, com o objetivo de administrar o plano de previdência complementar dos empregados da Caixa Econômica Federal. Em maio de 2015 possui patrimônio ativo total superior a R\$ 56 bilhões e aproximadamente 137 mil participantes.

A Fundação é regida pela legislação específica do setor, por seu Estatuto, pelos regulamentos dos Planos de Benefícios e por atos de gestão, a exemplo do Código de Conduta Corporativa e do Manual de Governança Corporativa. Seus recursos são investidos em áreas diversas que se dividem em: renda fixa, renda variável, imóveis e operações com participantes. Esses investimentos garantem o pagamento dos benefícios de seus participantes e, como aplica seus recursos no país, a FUNCEF, como investidor corporativo, tem papel ativo no desenvolvimento nacional.

7.1.1.2 Visão Geral da Companhia

Somos uma companhia dedicada ao desenvolvimento, implantação e operação de projetos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, notadamente por meio de usinas hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, parques eólicos e usinas termoelétricas movidas à biomassa e, em menor escala, transmissão de energia elétrica. Atuamos de maneira integrada, o que acreditamos nos conferir vantagens competitivas e retornos atrativos em nossos projetos.

Ao final de Dezembro de 2015 os ativos da Companhia incluíam 06 usinas hidrelétricas, participações minoritárias em 04 usinas hidrelétricas, 01 complexo eólico no estado da Bahia formado por 03 usinas, 01 complexo eólico no estado de Sergipe, perfazendo capacidade instalada própria de 316MW. Além disso possui portfólio de projetos relacionados principalmente à energia hidráulica de menor escala.

Adicionalmente por meio da nossa subsidiária ENEX atuamos como prestadores de serviços de operação e manutenção de usinas de geração e de sistemas elétricos.

A tabela abaixo possui informações acerca dos empreendimentos em que investimos, os quais representam os nossos Empreendimentos em Operação ao final de dezembro de 2015:

		Empreendimento	Participação Statkraft	Sócios	Início das Operações	Potência Instalada (MW/Km)	Potência Instalada Statkraft (MW/Km)
14 Ativos de Geração de Energia Em Operação	Controladas	PCH Esmeralda	100%	N/A	Dez/06	22,20	22,20
		PCH Santa Laura	100%	N/A	Out/07	15,00	15,00
		PCH Santa Rosa II	100%	N/A	Jul/08	30,00	30,00
		PCH Moinho	100%	N/A	Set/11	13,70	13,70
		UHE Monjolinho	100%	N/A	Set/09	74,00	74,00
		PCH Victor Baptista Adami	50,00%	ADAMI	Fev/12	25,00	12,50
		UEE Macaúbas	100%	N/A	Jul/12	35,07	35,07
		UEE Seabra	100%	N/A	Jul/12	30,06	30,06
		UEE Novo Horizonte	100%	N/A	Jul/12	30,06	30,06
		UEE Barra dos Coqueiros	95,0%	Água Quente	Set/12	34,50	32,8
	Participações Minoritárias	CERAN					
		- UHE Monte Claro ⁽¹⁾	5,00%	CPFL, CEEE	Jan/05	130,00	6,50
		- UHE Castro Alves ⁽¹⁾	5,00%	CPFL, CEEE	Mar/08	130,00	6,50
		- UHE 14 de Julho ⁽¹⁾	5,00%	CPFL, CEEE	Dez/08	100,00	5,00
UHE Dona Francisca		2,12%	COPEL, CEEE, CELESC, Gerdau	Fev/01	125,00	2,70	
Geração de Energia	-x-	-x-	-x-	-x-	794,6	316,0	

⁽¹⁾ A participação detida nestes empreendimentos se dá por meio da CERAN.

Nossas atividades envolvem também o constante desenvolvimento de novos projetos. Em 31 de dezembro de 2015 nosso Portfólio de Projetos era composto por 11 Projetos Prioritários em Desenvolvimento (196,5 MW próprios) e 19 Projetos em Desenvolvimento (740,2 MW próprios), totalizando

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

2.434,9 MW, sendo 936,7 MW próprios. Nos projetos que desenvolvemos, por vezes investimos juntamente com sócios tradicionais do setor elétrico, como CPFL, EDP, CEEE, CHESF, COPEL, CELESC, CEMIG, Neoenergia, Eletronorte, Eletrosul, dentre outros; o que nos permite partilhar os riscos de determinados empreendimentos com parceiros altamente qualificados.

Mais detalhadamente, incluímos na categoria dos Projetos Prioritários em Desenvolvimento aqueles projetos de nosso portfólio que se encontram, no nosso entendimento, em estado mais avançado de desenvolvimento (incluindo compra de terras e licenças emitidas, conforme detalhado na tabela abaixo), com possibilidade de iniciarem a construção num horizonte entre 1 e 2 anos, dependendo de condições favoráveis do mercado.

As tabelas abaixo apresentam com mais detalhes o estado de maturação de nosso portfólio de Projetos Prioritários em Desenvolvimento, em 31 de dezembro de 2015:

	Projetos Prioritários em Desenvolvimento ⁽¹⁾								
	PCH			SOLAR			EOLICA		
	Potência Instalada (MW)	Potência Própria (MW)	Número de Projetos	Potência Instalada (MW)	Potência Própria (MW)	Número de Projetos	Potência Instalada (MW)	Potência Própria (MW)	Número de Projetos
Projetos com registro na ANEEL, com licença ambiental e com terras compradas ou arrendadas	30,0	15,0	1	10,0	10,0	1	0	0	0
Projetos com registro na ANEEL, sem licença ambiental e com terras compradas ou arrendadas	134,4	128,1	7	0	0	0	0	0	0
Projetos a serem registrados na ANEEL, sem licença ambiental e com terras compradas ou arrendadas	28,0	14,0	1	0	0	0	29,4	29,4	1
Total	192,4	157,1	9	10,0	10,0	1	29,4	29,4	1
Total Potência Própria do Portfólio Prioritário em Desenvolvimento	196,50 MW								

⁽¹⁾ O item 7.1.2.3 des Formulário de Referência apresenta a relação detalhada de todos os projetos que compõem a categoria de Projetos Prioritários em Desenvolvimento.

Os demais 19 projetos de nosso Portfólio de Projetos que não se encontram entre os Projetos Prioritários em Desenvolvimento são agrupados na categoria Projetos em Desenvolvimento, completando o total de 30 projetos de nosso Portfólio de Projetos. Para efeitos deste Formulário de Referência, um Projeto em Desenvolvimento é aquele que reúne ao menos uma das três características a seguir: (i) projeto básico protocolado na ANEEL ou em fase final de conclusão; (ii) ao menos uma das licenças ambientais emitidas; e (iii) terras adquiridas.

A tabela abaixo detalha o estado de maturação de nossos Projetos em Desenvolvimento, em 31 de dezembro de 2015:

	Projetos em Desenvolvimento ⁽¹⁾											
	PCH			UHE			SOLAR			EOLICA		
	Potência Instalada (MW)	Potência Própria (MW)	Número de Projetos	Potência Instalada (MW)	Potência Própria (MW)	Número de Projetos	Potência Instalada (MW)	Potência Própria (MW)	Número de Projetos	Potência Instalada (MW)	Potência Própria (MW)	Número de Projetos
Projetos com concessão emitida pela ANEEL, sem licença ambiental	0	0	0	50,0	10,0	1	0	0	0	0	0	0
Projetos com registro na ANEEL, com licença ambiental e com terras compradas ou arrendadas (se aplicável) ⁽²⁾	0	0	0	0	0	0	20,0	20,0	1	0	0	0
Projetos com registro na ANEEL, sem licença ambiental e com terras compradas ou arrendadas (se aplicável) ⁽²⁾	20,4	20,4	1	1834,2	565,9	8	0	0	0	0	0	0
Projetos a serem registrados na ANEEL, sem licença ambiental e com terras compradas ou arrendadas (se aplicável) ⁽²⁾	169,0	54,1	6	79,5	39,8	1	0	0	0	30,0	30,0	1
Total	189,4	74,5	7	1963,7	615,7	10	20,0	20,0	1	30,0	30,0	1
Total Potência Própria do Portfólio Prioritário em Desenvolvimento	740,2 MW											

⁽¹⁾ O item 7.1.2.4 deste Formulário de Referência apresenta a relação detalhada de todos os projetos que compõem a categoria de Projetos em Desenvolvimento.

⁽²⁾ O item "terras compradas ou arrendadas" não se aplica aos projetos de UHEs, uma vez que a compra de terras nestes empreendimentos é feita somente após a outorga de concessão pela ANEEL.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

7.1.1.3 Pontos Fortes

Acreditamos que nossos principais pontos fortes são os seguintes:

Administração experiente, sólida base de acionistas e parceiros com experiência de atuação no Setor Elétrico Brasileiro.

Reunimos uma equipe altamente especializada, composta por aproximadamente 58 colaboradores, em 31 de dezembro de 2015, com formação técnica diferenciada e experiência no setor elétrico.

Nosso controlador Statkraft, é o maior gerador de energia elétrica da Noruega e o maior da Europa em fontes renováveis.

Outra parcela significativa de nosso capital é detida pela FUNCEF, terceiro maior fundo de pensão do Brasil, segundo ranking publicado pela ABRAPP, contando com ativos de aproximadamente R\$ 56 bilhões em 31 de dezembro de 2015.

A FUNCEF é um investidor institucional com experiência em investimentos no setor de infraestrutura no Brasil, notadamente em investimentos no setor elétrico, os quais realiza de forma direta e indireta por intermédio de FIPs (e.g. InfraBrasil, Brasil Energia e Caixa Ambiental). Acreditamos que a participação da FUNCEF em nosso capital, além de nos conferir um alto padrão de governança corporativa, representa um diferencial relevante para nossos negócios, permitindo-nos em conjunto com este importante participante no setor de geração de energia elétrica no Brasil.

Por fim, nossa expertise no desenvolvimento de projetos de geração de energia elétrica, nos possibilitou trabalhar em parceria com renomadas empresas do setor de energia elétrica, como CPFL, EDB, CEEE, CHESF, COPEL, CELESC, Neoenergia, Eletronorte, FURNAS e Eletrosul, dentre outros.

Histórico comprovado em desenvolvimento, implantação e operação de empreendimentos no setor elétrico.

Possuímos mais de 15 anos de experiência comprovada em desenvolvimento, implantação e operação de empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica. Durante esse período, desenvolvemos e contribuimos para implantação de mais de 5.300 MW em empreendimentos de geração hidráulica, os quais se encontram em operação no Brasil.

Desde 2005, quando iniciamos as obras da PCH Esmeralda (nossa primeira PCH a entrar em operação, em dezembro de 2006), conseguimos antecipar o prazo de entrega das obras de dois dos nossos quatro empreendimentos construídos no período. Este fato reforça a experiência de nosso corpo técnico e a sua capacidade de gerenciar projetos, obras, fornecedores e contratados, além de nossa capacidade de antecipar e equacionar problemas na execução destes empreendimentos.

Ao final de Julho de 2015 possuíamos quatorze Empreendimentos de geração de energia elétrica em operação (316MW próprios).

Ainda, nossa controlada ENEX possui extensa carteira de clientes, totalizando 2.130 MW. Acreditamos que a ENEX nos confere conhecimento no setor de operação e manutenção de empreendimentos de geração de energia elétrica.

Acreditamos que nosso conhecimento integrado de todo o ciclo de desenvolvimento de projetos (desenvolvimento, implantação, operação), além do conhecimento do negócio dos principais agentes e sua regulação, mostrado em nosso histórico empresarial, confere-nos uma posição de destaque na expansão do setor.

Ainda, acreditamos que nosso conhecimento técnico dos projetos que desenvolvemos nos confere uma posição privilegiada de competitividade nos leilões de concessão de UHEs e na aquisição das autorizações para construção e operação das PCHs, uma vez que podemos oferecer preços competitivos e condizentes com as necessidades técnicas apresentadas por cada empreendimento.

O item 7.1.1.2 deste Formulário de Referência contém um detalhamento de todos os nossos empreendimentos em operação.

Vasto Portfólio de Projetos, diversificado no que se refere aos estágios de desenvolvimento e localização geográfica

Para que um projeto de geração entre em operação, são necessários, no mínimo, dois anos de estudos para se determinar sua viabilidade intrínseca. Quando o projeto se mostra viável, o prazo para seu desenvolvimento e implantação, principalmente se tratando de energia hidrelétrica, varia entre cinco e seis anos. Durante esse período, alguns projetos não são concluídos, especialmente por força de restrições ambientais. Desse modo, para garantir seu crescimento, uma geradora precisa manter um portfólio vasto e ativo de projetos em estudo e desenvolvimento, e uma equipe com experiência no desenvolvimento de tais projetos.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Em 31 de dezembro de 2015, nosso Portfólio de Projetos totalizava 2.434,9 MW, divididos em 30 projetos, sendo 936,7 MW próprios. Do nosso Portfólio de Projetos, 11 projetos compõem nosso portfólio de Projetos Prioritários em Desenvolvimento (196,5 MW próprios) e os outros 19 projetos compõem nosso portfólio de Projetos em Desenvolvimento (740,2 MW próprios).

Vale destacar também o avançado estágio de desenvolvimento de nosso Portfólio de Projetos. Investimos constantemente recursos, tempo e conhecimento nesses Projetos há mais de cinco anos, o que nos dá liberdade para substituir nossos Projetos Prioritários em Desenvolvimento que, por algum motivo apresente algum empecilho para sua implantação, por qualquer outro de nossos Projetos em Desenvolvimento. Além disso, a diversificação do nosso Portfólio de Projetos em projetos de PCHs, UEEs, UFVs e UHEs nos confere o poder de priorizar sempre, a cada momento, os projetos que apresentem a taxa de retorno mais atrativa para nós.

Outra característica relevante de nossa carteira de projetos é a sua diversidade geográfica, agregando-nos conhecimentos importantes sobre o potencial energético brasileiro, e nos permitindo aproveitar boas oportunidades de negócio em todo o território brasileiro.

Exposição a setor com perspectiva de alto crescimento e habilidade para capturar tal crescimento.

Estimativas do MME no PDE (2014-2022) indicam que, para sustentar o crescimento econômico esperado do Brasil para os próximos anos, deverão ser adicionados ao sistema elétrico brasileiro aproximadamente 71,087 GW de capacidade instalada até 2023, dos quais 83,8% (ou 60,736 GW) provenientes de projetos de geração por meio de fontes renováveis, sendo 53,1% (ou 32,265 GW) de UHEs de grande porte e 49,2% (ou 29,875 GW) de demais projetos de fontes renováveis.

O Brasil é o sexto maior país membro do G-20 em capacidade de energias renováveis (excluindo grandes hidrelétricas), terceiro em capacidade hidrelétrica e terceiro em produção de energia de biomassa. Na capacidade de energia eólica, a meta do governo é a de alcançar aproximadamente 22,439 GW de capacidade até 2023, segundo o PDE (2014-2023). Para alcançar esta meta, o plano do governo é realizar Leilões específicos para as diferentes fontes de energias renováveis, como foi feito em dezembro de 2009 para a energia eólica, quando contratamos 128 MW de nossos projetos de usinas eólicas na Bahia e em Sergipe.

Atuação voltada para desenvolvimento de projetos de geração de energia por meio de fontes renováveis, incluindo projetos de energia incentivada.

Observa-se no Brasil e no mundo um crescimento na importância do desenvolvimento de formas limpas de geração de energia elétrica com foco na sustentabilidade ambiental, o que nos leva a crer que a geração de energia por meio de fontes renováveis irá crescer cada vez mais.

O desenvolvimento de projetos com as características mencionadas nos garante um amplo acesso a fontes de financiamento, uma vez que os grandes bancos financiadores de projetos de geração de energia são, na sua maioria, signatários dos Princípios do Equador. Ainda, a grande maioria de nossos empreendimentos são elegíveis para certificação como MDL, podendo ser beneficiados com a comercialização de CERs.

Desde de 2001, com a criação do primeiro programa de incentivo a energia renovável, o PROINFA, e culminando em 2009 com o primeiro leilão de energia eólica, o governo brasileiro vem constantemente criando bases, inclusive regulatórias, para incentivar projetos de geração de energia renovável. Ao final de 2015, a capacidade instalada de energia de fonte hidro e renovável no Brasil era da ordem de aproximadamente 143.683 MW.

Mais especificamente, instituiu-se no Brasil uma série de incentivos para o desenvolvimento de pequenas usinas de geração a partir de fontes renováveis (energia incentivada), dentre os quais destacamos; (i) possibilidade de venda de energia em mercados reservados (ACL e ACR) sem imposição de tarifa pela ANEEL ou determinação de equilíbrio econômico-financeiro; (ii) licenciamento, construção e operação mais simples, mais rápidos e a custos menores; (iii) incentivos legais e desconto em tarifas setoriais; (iv) amplo acesso a financiamento; (v) geração de créditos de carbono; (vi) possibilidade de tributação em regime de lucro presumido e (vii) redução em 50% da TUST/TUSD. Possuímos um histórico bem sucedido e um extenso portfólio de projetos com estas características, o que nos coloca em posição de aproveitar tais incentivos e nos garante vantagens competitivas no setor de geração de energia elétrica.

Atuação num setor regulamentado, com contratos de longo prazo, risco reduzido de suprimento e baixa inadimplência.

A indústria de geração de energia elétrica brasileira é caracterizada por baixos níveis de inadimplência e contratos de longo prazo de fornecimento de energia. Como resultado, todos os nossos Empreendimentos em Operação e Construção possuem 100% de sua energia contratada, com prazos que variam entre 14 anos e 30 anos. Ao longo de nossa história, não verificamos qualquer inadimplência relevante em nossos contratos de fornecimento de energia elétrica.

Adicionalmente, para manter baixo o nível de risco de inadimplência, o governo promove leilões anuais de energia com grande antecedência (três a cinco anos), fazendo com que as distribuidoras assumam obrigações de suprimento do mercado cativo, tornando o setor elétrico atrativo para novos projetos de geração de energia elétrica, uma vez que estes requerem investimentos significativos de longo prazo.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

A manutenção do risco de déficit de suprimento de energia elétrica na faixa de 5%, acrescido à demanda crescente, leva à execução pela ANEEL de leilões anuais A -3 e A -5, além de leilões de energia de reserva, o que faz com que o mercado de geração de energia elétrica seja crescente e atrativo.

Operação integrada com foco na criação de valor

Possuímos um modelo de operação integrada, que contempla desde a prospecção e desenvolvimento dos projetos, passando pela sua implantação, comercialização de energia e até a operação e manutenção.

Acreditamos que a experiência técnica dos nossos engenheiros nos confira uma vantagem competitiva relevante, uma vez que nos permite realizar uma avaliação técnica completa dos projetos nos quais pretendemos investir. Esta avaliação é fundamental para a definição da viabilidade do projeto, incluindo a concepção da planta geradora, meio de conexão ao SIN, sistema viário, etc. Toda esta análise, complementada pela nossa experiência nas demais etapas do desenvolvimento de projetos de geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis (e.g. análise de impacto ambiental, estratégia de venda de energia elétrica, coordenação de fatores de produção, etc), coloca-nos em posição privilegiada para avaliar e desenvolver boas oportunidades neste setor.

Já na operação e manutenção de nossos empreendimentos, contamos com nossa subsidiária ENEX, que emprega profissionais com vasta experiência nesse tipo de atividade. Essa experiência também nos permite uma melhor avaliação da viabilidade de cada projeto, à medida que nos dota de conhecimento sobre a atividade de O&M e a as suas dificuldades para diferentes projetos.

Contamos ainda com a vasta experiência do nosso controlador Statkraft que é o maior gerador de energia elétrica da Noruega e o maior da Europa em fontes renováveis.

7.1.1.4 Estratégia

Somos uma companhia do setor de energia elétrica com investimentos em geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Buscaremos continuamente aumentar nossos investimentos em projetos no setor elétrico, com foco em geração de energia renovável, incluindo usinas hidrelétricas e eólicas.

Para alcançar nossos objetivos, pretendemos implementar a seguinte estratégia:

Crescimento com foco em energia renovável.

Pretendemos nos valer da experiência de nossa administração no desenvolvendo projetos de geração de energia renovável, na sua implantação, bem como operação. Buscaremos alinhar o aproveitamento de boas oportunidades de negócios que possam surgir para o desenvolvimento de empreendimentos, com o crescente conhecimento que adquiriremos naqueles em que já investimos.

Contamos ainda com a vasta experiência do nosso controlador Statkraft que é o maior gerador de energia elétrica da Noruega e o maior da Europa em fontes renováveis.

Contínuo crescimento da capacidade de geração por meio de projetos próprios.

Nos leilões em que participamos, podemos dar lances para a obtenção de capacidade de geração de projetos próprios ou de terceiros, conforme mecânica de tais leilões conduzidos pela ANEEL. Buscaremos priorizar os projetos próprios para aumentarmos nossa capacidade instalada, à medida que, em tais projetos, possuímos grande conhecimento sobre todas as variáveis que podem impactar seu sucesso. Acreditamos que o conhecimento que possuímos desse portfólio próprio, juntamente com nosso profundo conhecimento do setor elétrico, permite-nos identificar a melhor forma de implantação e desenvolvimento do projeto.

Para maiores detalhes sobre os nossos Projetos Prioritários em Desenvolvimento, vide item 7.1.2.3 deste Formulário de Referência.

Contínua busca de parceiros estratégicos para cada projeto.

Acreditamos que cada projeto possui desafios próprios por sua localização, características técnicas e sociais, e que a escolha dos parceiros é importante para aumentarmos as chances de sucesso e o retorno financeiro de cada empreendimento. Ao mesmo tempo, a formação de consórcios

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

e parcerias reduz a potencial concorrência em determinados projetos que pretendemos desenvolver, o que nos permite diversificar ainda mais o nosso portfólio, além de reduzir certos custos fixos a que estamos sujeitos.

Ao longo de nossa história, fomos bem-sucedidos no estabelecimento de parcerias estratégicas com importantes empresas do setor elétrico, conforme demonstram nossos empreendimentos em operação. Pretendemos continuar formando parcerias sempre que as características de um empreendimento assim demandarem.

Ainda, como antecipado acima, acreditamos que o relacionamento com a FUNCEF e Statkraft também nos proporciona acesso a altos padrões de governança corporativa para a nossa empresa.

Contínuo investimento no aperfeiçoamento de nosso capital humano.

Pretendemos aprimorar continuamente nossas políticas de estímulo à constante atualização tecnológica de nosso corpo técnico, por meio de programas de educação continuada e o desenvolvimento de cursos de capacitação, formação e atualização de nosso corpo de profissionais. Ao mesmo tempo, intensificaremos os esforços para a atração de profissionais qualificados e com o perfil exigido pelo nosso modelo de negócios.

7.1.2 Portfólio de Empreendimentos e Projetos

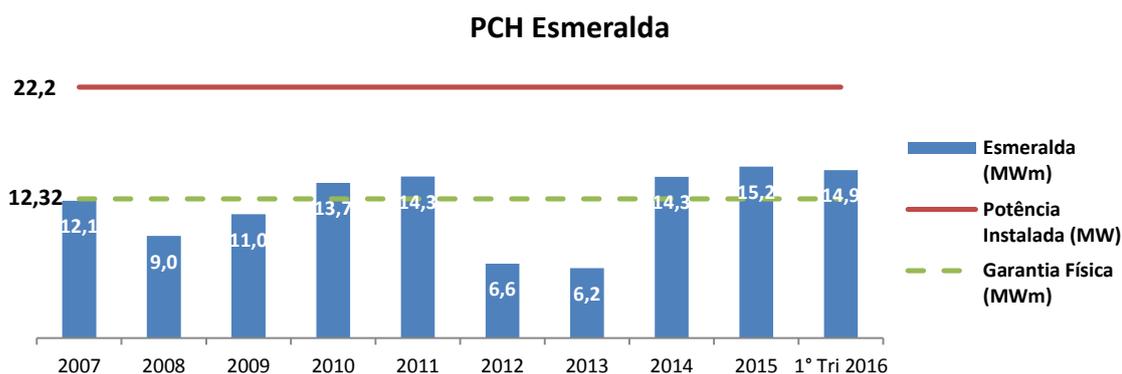
7.1.2.1 Empreendimentos em Operação

7.1.2.1.1 PCH Esmeralda

A PCH Esmeralda possui potência instalada de 22,2 MW (12,32 MW de Garantia Física) e está localizada no rio Bernardo José, entre os municípios de Pinhal da Serra e Barracão, no norte do Estado do Rio Grande do Sul. Detemos 100% deste empreendimento, sendo que nossos investimentos foram da ordem de R\$ 72.625 mil, dos quais R\$55.425 mil foram captados por meio de financiamento direto junto ao BNDES, na modalidade *project finance*, com prazo de amortização de 12 anos em 144 prestações mensais.

A energia elétrica do empreendimento foi integralmente vendida à Eletrobrás no âmbito do PROINFA por meio da celebração de CCVE a um preço de R\$ 121,35/MWh (data base: junho de 2004), por um período de suprimento de 20 anos, com início em 15 de dezembro de 2006 até 14 de dezembro de 2026. Referido contrato prevê a entrega de 105.680 MW/h por ano. O preço base atualizado, em 31 de dezembro de 2015, era de R\$ 226,35/MWh.

Gráfico da Geração Histórica



As obras de implantação tiveram início em maio de 2005 e, em dezembro de 2006, a PCH Esmeralda entrou em operação comercial, criando no período aproximadamente 450 empregos diretos e 600 indiretos conforme relatórios de acompanhamento de obra encaminhados à ANEEL durante o período de construção do empreendimento.

A Esmeralda S.A. está devidamente autorizada pela FEPAM, a operar a PCH Esmeralda, por meio da Licença Ambiental de Operação - LO n.º 4.667/2012 - DL, com validade até 10 de agosto de 2016.

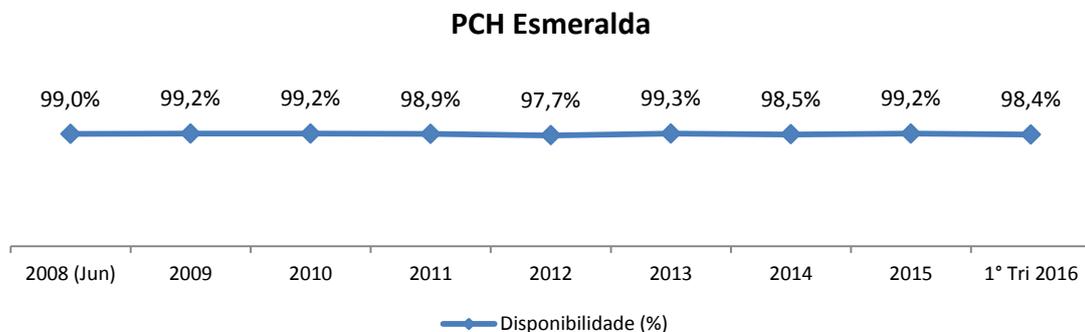
7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Fomos autorizados a nos estabelecer como Produtor Independente de Energia Elétrica para a exploração da PCH Esmeralda pela Resolução ANEEL n° 605, de 21 de dezembro de 2001. Tal autorização foi transferida para a PCE Projetos e Consultorias de Engenharia Ltda. pela Resoluções ANEEL n° 191, de 4 de maio de 2004 e, posteriormente, para a Esmeralda S.A. pela Resolução ANEEL n° 295, de 31 de agosto de 2005.

A PCH Esmeralda está conectada ao SIN através de uma linha de transmissão com tensão de 69 kV e 7,67 Km de extensão até a SE da PCH São Bernardo, que por sua vez se conecta ao sistema da RGE na SE de Paim Filho no Estado do Rio Grande do Sul. Referida linha de transmissão possui Licença Ambiental de Operação – LO n°. 5834/2011 – DL, emitida pela FEPAM, com validade até 12 de outubro 2015. O licenciamento do empreendimento atendeu aos requisitos estabelecidos no § 4º do Artigo 14 da Lei Complementar n° 140, pois foi protocolada solicitação de renovação de Licença de Operação através do processo administrativo 005106-0567/15-0 em 10/06/2015, portanto com 169 dias de antecedência da expiração de seu prazo de validade. Sendo assim, o prazo de validade da Licença Ambiental, LO n° 5834/2011-DL, concedida através do processo administrativo n° 013083-0567/11-7, emitida em 13/10/2011, fica prorrogado por tempo indeterminado, até manifestação da FEPAM no processo 005106-0567/15-0.

Os serviços de O&M do empreendimento e da LT estão contratados com a ENEX que, em conjunto com a nossa diretoria de operação, compartilham as atribuições de gestão técnica e administrativa, de modo a garantir o mais alto índice de disponibilidade para o SIN.

Gráfico da Disponibilidade Histórica



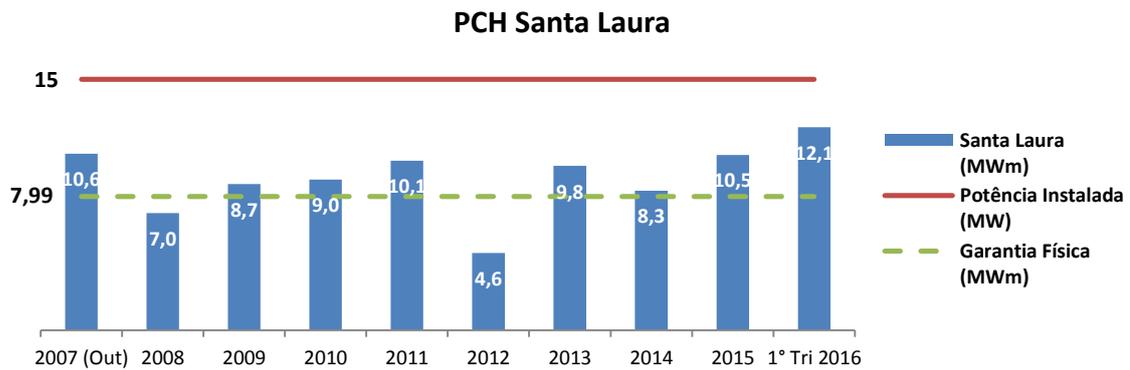
7.1.2.1.2 PCH Santa Laura

A PCH Santa Laura possui potência instalada de 15,0 MW (7,99 MW de Garantia Física) e está localizada no rio Chapecozinho, a aproximadamente 58 km de sua foz, entre os municípios de Faxinal dos Guedes e Ouro Verde, ambos no Estado de Santa Catarina. Detemos 100% deste empreendimento, sendo que nossos investimentos foram da ordem de R\$65.821 mil, dos quais R\$40.821 mil foram captados por meio de financiamento direto junto ao BNDES, na modalidade *project finance*, com prazo de amortização de 12 anos em 144 prestações mensais.

A energia elétrica do empreendimento foi integralmente vendida à Eletrobrás no âmbito do PROINFA por meio da celebração de CCVE a um preço de R\$123,01/MWh (data base: julho de 2004), por um período de suprimento de 20 anos, com início em 31 de dezembro de 2007 até 30 de dezembro de 2027. Referido contrato prevê a entrega de 69.642 MW/h por ano. O preço base atualizado, em 31 de dezembro de 2015, era de R\$ 227,85/MWh.

Gráfico da Geração Histórica

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas



As obras de implantação da usina duraram 18 meses, período no qual foram criados aproximadamente 350 empregos diretos e 600 empregos indiretos segundo relatórios de acompanhamento da obra enviados à ANEEL e ELETROBRÁS durante o período de construção do empreendimento. Em outubro de 2007 a PCH Santa Laura entrou em operação comercial. O término das obras e o início da geração foram antecipados em três meses. A energia gerada nesse período de antecipação foi vendida em contratos de curto prazo com consumidores livres.

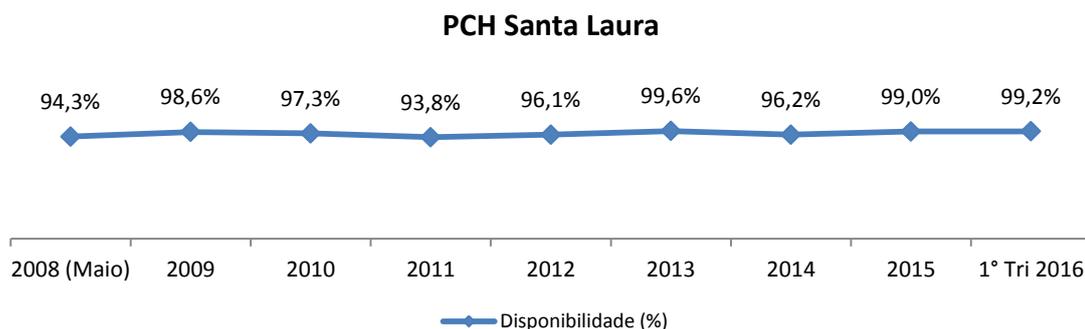
A Santa Laura está devidamente autorizada, pela FATMA, órgão ambiental licenciador do Estado de Santa Catarina, a operar a PCH Santa Laura, por meio da Licença Ambiental de Operação - LAO 4695/2015 - GELUR, com validade até 23 de julho de 2019.

A PCH Santa Laura está conectada ao SIN através de uma linha de transmissão com tensão de 69 kV e 13,5 Km de extensão até a SE da Xanxerê, que pertence ao sistema elétrico da CELESC no Estado de Santa Catarina. Referida linha de transmissão possui a Licença Ambiental de Operação - LAO n°. 9467/2011, emitida pela FATMA, com validade até 09 de dezembro de 2015. O processo de renovação da referida Licença de Operação foi protocolado tempestivamente, tendo sua licença prorrogada automaticamente. O processo de renovação da LO está em trâmite no Órgão Licenciador.

As técnicas alternativas aplicadas na recuperação de áreas degradadas na região da PCH Santa Laura renderam dois troféus Fritz Müller consecutivos ao empreendimento. O troféu Fritz Müller dado pela FATMA é a maior premiação ambiental do Estado de Santa Catarina.

Os serviços de O&M da usina e da LT estão contratados com a ENEX, que, em conjunto com nossa diretoria de operação, compartilham as atribuições de gestão técnica e administrativa, de modo a garantir o mais alto índice de disponibilidade para o SIN.

Gráfico da Disponibilidade Histórica



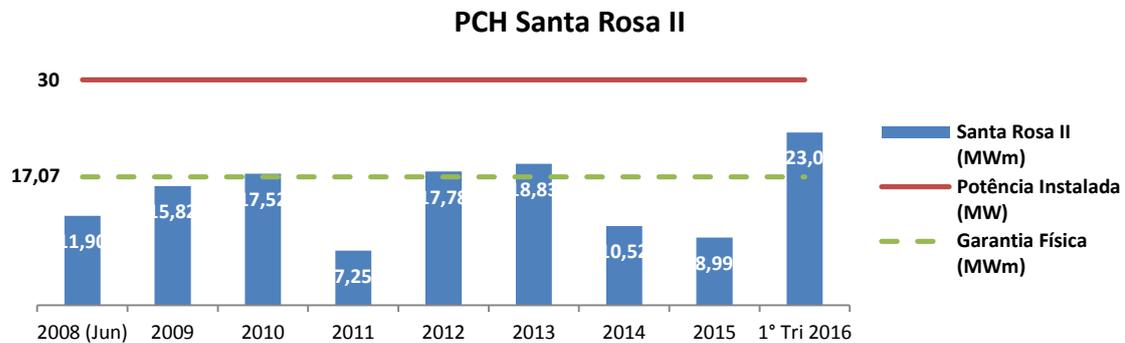
7.1.2.1.3 PCH Santa Rosa II

A PCH Santa Rosa II possui potência instalada de 30,0 MW (17,1 MW de Garantia Física) e está localizada no rio Grande, afluente do rio Paraíba do Sul, entre os municípios de Bom Jardim e Cordeiro, no Estado do Rio de Janeiro. Detemos 100% deste empreendimento, sendo que nossos investimentos foram da ordem de R\$138.963 mil, dos quais R\$88.963 mil foram captados por meio de dois financiamentos indiretos junto ao BRADESCO/BNDES, na modalidade *project finance* indireto, com prazo de amortização de 14 anos em 168 prestações mensais.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

A energia elétrica do empreendimento foi integralmente vendida à Eletrobrás no âmbito do PROINFA por meio da celebração de CCVE a um preço de R\$121,35/MWh (data base: junho de 2004), por um período de suprimento de 20 anos, com início em 30 de junho de 2008 até 29 de junho de 2028. Referido contrato prevê a entrega de 148.036 MW/h por ano. O preço base atualizado, em 31 de dezembro de 2015, era de R\$ 226,35/MWh.

Gráfico da Geração Histórica



As obras de implantação iniciaram-se em abril de 2006, e em junho de 2008 a PCH Santa Rosa II entrou em operação comercial. Durante este período o empreendimento gerou aproximadamente 600 empregos diretos e 1000 empregos indiretos foram criados de acordo com relatórios de acompanhamento de obras encaminhados à ANEEL E ELETROBRAS.

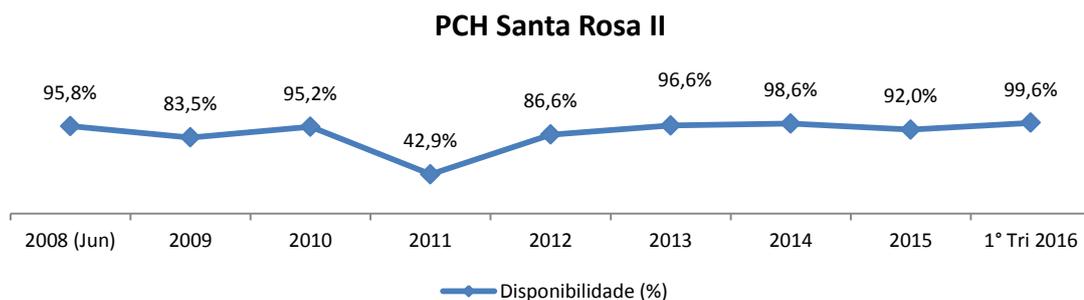
A Santa Rosa está devidamente autorizada pelo INEA, órgão ambiental licenciador do Estado do Rio de Janeiro, a operar a PCH Santa Rosa II, por meio da Licença Ambiental de Operação - LO n.º FE014183, com validade até 19 de maio de 2013. O processo de renovação da referida Licença de Operação foi protocolado tempestivamente, tendo sua licença prorrogada automaticamente. O processo de renovação da LO está em trâmite no Órgão Licenciador.

A Monteiro Aranha S.A. foi autorizada a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica para a exploração da PCH Santa Rosa II pela Resolução ANEEL n.º 197, de 31 de maio de 2001. Tal autorização foi transferida para a Santa Rosa S.A. pela Resolução ANEEL n.º 279, de 17 de junho de 2003. A Resolução ANEEL n.º 72, de 14 de fevereiro de 2005, autorizou a prorrogação dos prazos para a implantação da PCH Santa Rosa II e a modificação das características técnicas de suas instalações de transmissão.

A PCH Santa Rosa II está conectada ao SIN através de uma linha de transmissão com tensão de 69 kV e 7 km aproximadamente de extensão até a SE LT Macabú – Val de Palmas, que pertence ao sistema elétrico da AMPLA no Estado do Rio de Janeiro. Referida linha de transmissão possui a Licença Ambiental de Operação - LO n.º. IN024292, emitida pelo Instituto Estadual do Ambiente - INEA, com validade até 23 de agosto de 2019.

Os serviços de operação e manutenção da usina e da linha de transmissão estão contratados com a ENEX, que, em conjunto com a nossa diretoria de operação, compartilham as atribuições de gestão técnica e administrativa, de modo a garantir o mais alto índice de disponibilidade desta usina para o SIN.

Gráfico da Disponibilidade Histórica



7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

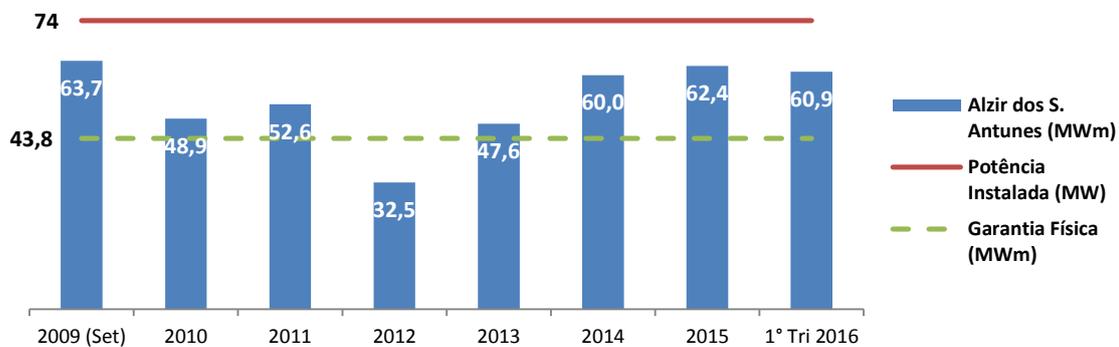
7.1.2.1.4 UHE Alzir dos Santos Antunes (antiga Monjolinho)

A UHE Alzir dos Santos Antunes possui potência instalada de 74,0 MW (43,8 MW de Garantia Física) e está localizada no rio Passo Fundo, entre os municípios de Nonoai e Faxinalzinho, cujo reservatório abrange também os municípios de Benjamin Constant do Sul e Entre Rios do Sul, no norte do Rio Grande do Sul. Detemos 100% deste empreendimento, sendo que nossos investimentos foram da ordem de R\$280.000 mil, dos quais R\$169.659 mil foram captados por meio de financiamento direto junto ao BNDES, na modalidade *project finance*, com prazo de amortização de 16 anos.

A UHE Alzir dos Santos Antunes foi arrematada por nós no grupo E do leilão n.º 004/2001 promovido pela ANEEL em 20 de novembro de 2001, sendo o contrato de concessão de uso de bem público assinado em 23 de abril de 2002 (Contrato de Concessão n.º 018/2002). No 3º Leilão de Energia Nova comercializamos a energia referente a 42 MW médios a um preço de R\$122,63 MW/h (data base: outubro de 2006) por um prazo de 30 anos, com início em 01 de janeiro de 2011 até 31 de dezembro de 2040. O preço base atualizado, em 31 de dezembro de 2015, era de R\$ 202,92/MWh.

Gráfico da Geração Histórica

UHE Alzir dos S. Antunes



Desde setembro de 2009, a UHE Alzir dos Santos Antunes está operando no SIN. O término das obras e o início da geração foram antecipados em 16 meses. A energia gerada nesse período de antecipação foi comercializada no ACL por meio da celebração de CCVE a um preço de R\$181,20 por MW/h (data base: abril de 2008).

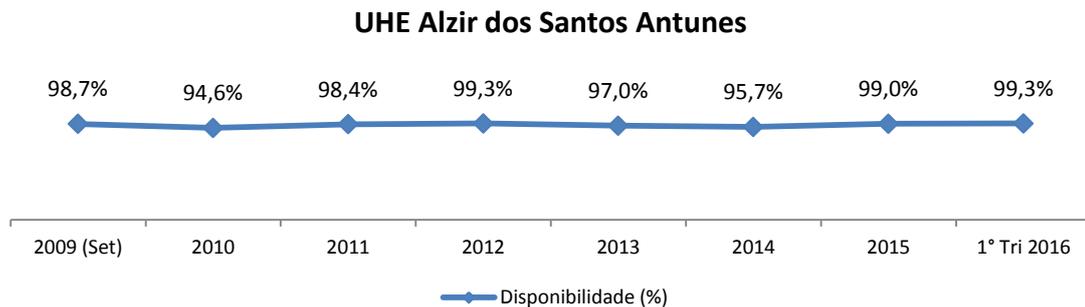
A Monel está devidamente autorizada pela FEPAM, órgão ambiental licenciador do Estado do Rio Grande do Sul, a operar a UHE Monjolinho por meio da Licença Ambiental de Operação - LO n.º 3159/2013-DL, com validade até 28 de junho de 2017.

A UHE Alzir dos Santos Antunes está conectada ao SIN através de uma linha de transmissão com tensão de 138 kV e 18,85 km de extensão até a SE de Passo Fundo, que pertence ao sistema elétrico da Eletrosul do Estado do Rio Grande do Sul. A referida linha de transmissão possui a Licença Ambiental de Operação - LAO n.º. 06291/2013-DL, emitida pela FEPAM, com validade até 10 de dezembro de 2017.

Os serviços de operação e manutenção da usina e da linha de transmissão estão contratados com a ENEX, que, em conjunto com a nossa diretoria de operação, compartilham as atribuições de gestão técnica e administrativa, de modo a garantir o mais alto índice de disponibilidade para o SIN.

Gráfico da Disponibilidade Histórica

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas



7.1.2.1.5 CERAN

CERAN é o consórcio responsável pela construção e operação do Complexo Energético Rio das Antas, situado no trecho médio do Rio das Antas, na região Nordeste do Rio Grande do Sul. O Complexo é formado pelas UHEs Monte Claro (130,0 MW e 59,0 MW de Garantia Física), Castro Alves (130,0 MW e 64,0 MW de Garantia Física) e 14 de Julho (100,0 MW e 50,0 MW de Garantia Física). O valor total investido é da ordem de R\$ 1.086.680 mil, dos quais parte foi obtida através de financiamento com o BNDES. Investimos no empreendimento o montante de R\$ 23.046 mil de capital próprio.

Detemos, por meio da CERAN, 5% deste empreendimento.

A primeira unidade geradora da UHE Monte Claro encontra-se em operação desde dezembro de 2004, seguida pela entrada em operação da primeira unidade geradora da UHE Castro Alves em março de 2008. Por sua vez, a entrada em operação comercial da primeira unidade geradora da UHE 14 de Julho foi em dezembro de 2008.

O empreendimento agrega 360,0 MW de potência ao SIN. A Garantia Física de 173,0 MW produzida nas 3 UHEs está contratada com as distribuidoras do Grupo CPFL e CEEE por meio de CCVEs.

A tabela abaixo contém um detalhamento de todas as UHEs que compõem o CERAN:

Nome	UHE Castro Alves	UHE 14 de Julho	UHE Monte Claro	
Localização	Rio das Antas (RS) entre Nova Pádua e Nova Roma do Sul (RS)	Rio das Antas (RS) entre Cotiporã e Bento Gonçalves (RS)	Rio das Antas (RS) entre Bento Gonçalves e Veranópolis (RS)	compõem o CERAN devidamente pela FEPAM a operar seguintes licenças operação: (i) a UHE por meio da Licença Operação – LO n°. com validade até 18 2016; (ii) a UHE 14 meio da Licença Operação – LO n°. DL, com validade até de 2016; e (iii) a UHE Monte Claro por meio da Licença Ambiental de Operação – LO n°. 939/2012 – DL, com validade até 14 de fevereiro de 2016.
Potência Instalada	130,0 MW	100,0 MW	130,0 MW	
Área Inundada	5 km ²	6 km ²	1,4 km ²	
Tipo de Barragem	Gravidade/ Concreto Compactado a Rolo – CCR	Gravidade / Concreto Compactado a Rolo - CCR	Gravidade / Concreto Compactado a Rolo - CCR	
Altura Máxima	45 m	37 m	25 m	
Casa de Força	Subterrânea	Subterrânea	Semi abrigada	
Turbinas	3 tipo Francis de eixo horizontal	2 tipo Kaplan	2 tipo Kaplan	

Ademais, as linhas de transmissão correspondentes às referidas UHEs estão devidamente autorizadas a operar por meio das seguintes licenças ambientais de operação: (i) linha de transmissão referente à UHE Castro Alves por meio da Licença de Operação - LO n°. 1311/2012 – DL, com validade até 08 de março de 2016; (ii) linha de transmissão referente à UHE 14 de Julho por meio da Licença de Operação – LO n°. 7933/2012 – DL, com validade até 26 de dezembro de 2016 e Processo de Renovação da Licença com Processo Administrativo de N° 16944-05.67/08-8; e (iii) linha de transmissão referente à UHE Monte Claro por meio da Licença de Operação – LO n°. 064/2012 - SMAMA, com validade até 12 de agosto de 2016.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

7.1.2.1.6 UHE Dona Francisca

A UHE Dona Francisca possui potência instalada de 125,0 MW (80,0 MW de Garantia Física), situada no Rio Jacuí entre os municípios de Agudo do Sul e Nova Palma, no estado do Rio Grande do Sul. A UHE Dona Francisca é compartilhada por meio de um consórcio celebrado entre Dona Francisca e CEEE. Por sua vez, a Dona Francisca é detida por nós (2,12%), pela Copel (23,03%), CELESC (23,03%) e Gerdau (51,82%).

Nos termos do consórcio, o compartilhamento da energia observará os percentuais previamente pactuados entre as partes, conforme detalhado na tabela abaixo:

I – Para os 10 (dez) primeiros anos:

EMPRESA	%
CEEE	5,00
Dona Francisca	95,00
TOTAL	100,00

II – A partir do 11º (décimo - primeiro) até o 20º (vigésimo) ano:

EMPRESA	%
CEEE	10,00
Dona Francisca	90,00
TOTAL	100,00

III – A partir do 21º (vigésimo - primeiro) ano até o 35º (trigésimo-quinto) ano:

EMPRESA	%
CEEE	15,00
Dona Francisca	85,00
TOTAL	100,00

O contrato de concessão possui prazo de duração de 35 anos contados a partir da data de assinatura, ocorrida em 28 de agosto de 1998. A energia elétrica é produzida pela UHE Dona Francisca na condição de PIE, sendo que a potência instalada foi definida pela ANEEL na Resolução 146/2004 e Nota Técnica 095/2004.

A tabela abaixo contém um detalhamento das informações da usina:

Nome	UHE Dona Francisca
Localização	Rio Jacuí (RS) entre Agudo e Nova Palma (RS)
Potência Instalada	125,0 MW
Garantia Física	80,0 MW
Área Inundada	19,2 km ²
Tipo de Barragem	Gravidade / Concreto Compactado a Rolo - CCR
Altura Máxima	50,5 m
Casa de Força	Abrigada
Turbinas	2 tipo Francis de eixo horizontal

A UHE Dona Francisca está devidamente autorizada pela FEPAM, órgão ambiental licenciador do Estado do Rio Grande do Sul, a operar por meio da Licença de Operação - LO n.º 1140/2012 – DL, com validade até 11 de fevereiro de 2016.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

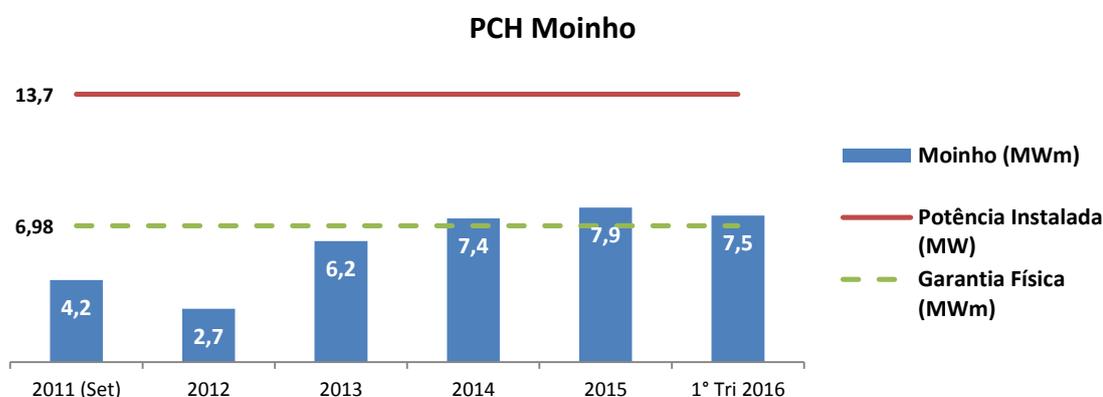
7.1.2.1.7 PCH Moinho

A PCH Moinho encontra-se localizada no rio Bernardo José, afluente do rio Pelotas, entre os municípios de Barracão e Pinhal da Serra, na região Norte do estado do Rio Grande do Sul. O empreendimento possui capacidade instalada total de 13,7 MW (6,98 MW de Garantia Física) e está em operação comercial desde setembro de 2011.

A Statkraft detém 100% de participação do empreendimento, sendo que os investimentos para sua implantação são da ordem de R\$93.000 mil, dos quais R\$47.850 mil foram captados por meio de financiamento direto junto ao BNDES, na modalidade *project finance*, com prazo de amortização de 16 anos em 192 prestações mensais.

A energia que será produzida pela PCH foi vendida em CCVE no ACL por 19,4 anos, a partir de agosto de 2011. O CCVE celebrado prevê a entrega de 61.320,0 MW/h ano a um preço médio de R\$145,7 por MW/h (data base: fevereiro de 2009). O preço base atualizado, em 31 de dezembro de 2015, era de R\$ 202,01/MWh.

Gráfico da Geração Histórica



A PCH Moinho S.A. está devidamente autorizada pela FEPAM, órgão ambiental licenciador do Estado do Rio Grande do Sul, a operar por meio da Licença Ambiental de Operação - LO n.º 4987/2011- DL, com validade até 28 de agosto de 2015. O licenciamento do empreendimento atendeu aos requisitos estabelecidos no § 4º do Artigo 14 da Lei Complementar n.º 140, pois foi protocolada solicitação de renovação de Licença de Operação através do processo administrativo 004068-0567/15-0 em 30/04/2015, portanto com 165 dias de antecedência da expiração de seu prazo de validade.

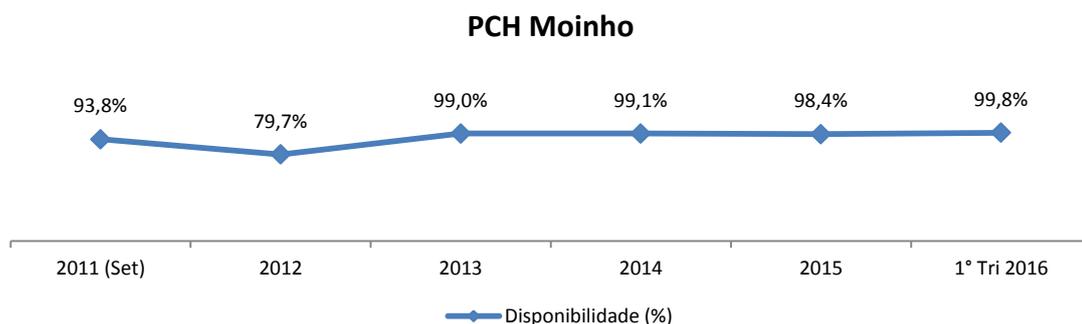
Sendo assim, o prazo de validade da Licença Ambiental, LO n.º 7499/2012-DL, concedida através do processo administrativo n.º 011492-0567/11-4, emitida em 03/12/2012, fica prorrogado por tempo indeterminado, até manifestação da FEPAM no processo 004068-0567/15-0.

A Moinho S.A. foi autorizada a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica para a exploração da PCH Moinho por meio da Resolução ANEEL n.º 1.451, de 8 de julho de 2008.

Os serviços de O&M e da LT estão contratados com a ENEX que, em conjunto com a nossa diretoria de operação, compartilharão as atribuições de gestão técnica e administrativa.

Gráfico da Disponibilidade Histórica

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas



7.1.2.1.8 PCH Victor Baptista Adami

A ANEEL, por meio do Despacho no 378, de 1o de fevereiro de 2012, liberou as unidades geradoras UG1 e UG2 da PCH Victor Baptista Adami para início da operação em teste, e por meio dos Despachos nos 583 e 606, de 17 de fevereiro e 23 de fevereiro de 2012, respectivamente, liberou as unidades geradoras para início da operação comercial. A PCH está localizada no rio Chapecó, município de Passos Maia/SC, possuindo potência instalada de 25,0 MW (13,70 MW de Garantia Física) e reservatório com área de 175 ha.

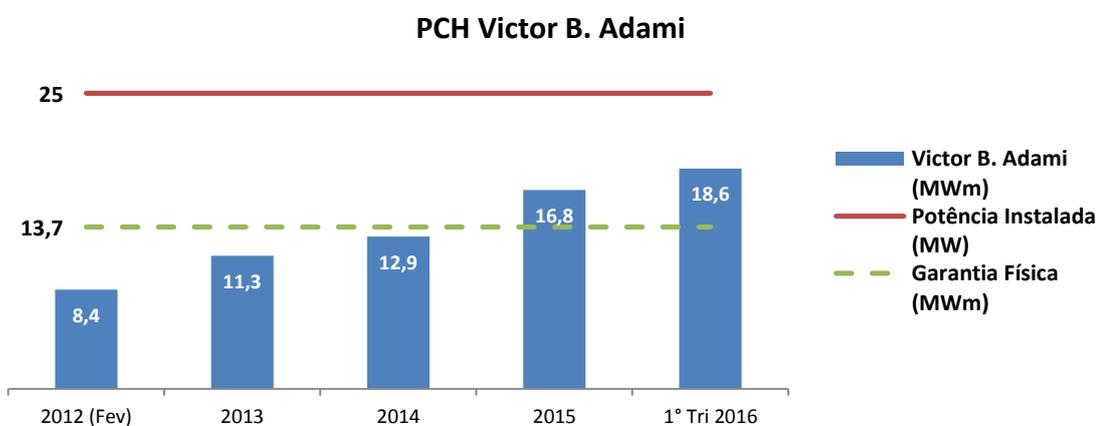
A PCH pertence integralmente à Passos Maia Energética S.A., sendo que detemos 50% de participação nesta SPE. Os demais 50% são detidos pela Adami S.A. – Madeiras. O investimento total para o empreendimento foi da ordem de R\$126.000 mil, dos quais R\$86.564 mil foram captados por meio de financiamento direto junto ao BNDES, na modalidade *project finance*, com prazo de amortização de 13,3 anos em 160 prestações mensais.

Em 8 de novembro de 2011 a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a alteração do nome do empreendimento que passou a se chamar PCH Victor Baptista Adami, em substituição à PCH Passos Maia. A alteração foi autorizada pela ANEEL em despacho no 2.363 de 3 de junho de 2011.

A Adami S.A. – Madeiras foi autorizada a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica para a exploração da PCH Victor Baptista Adami pela Resolução n° 68, de 2 de março de 2004. Tal autorização foi posteriormente transferida para a Passos Maia Energética S.A. pela Resolução n° 1.880, de 7 de abril de 2009.

A energia produzida pela PCH foi vendida em CCVE no ACL, com início previsto para o fornecimento de energia a partir de 01 de janeiro de 2012 por um período de 19 anos. O CCVE celebrado prevê a entrega de 109.500 MWh ano a um preço médio de R\$147,1 por MWh (data base: outubro de 2009). O preço base atualizado, em 31 de dezembro de 2015, era de R\$ 220,55/MWh.

Gráfico da Geração Histórica

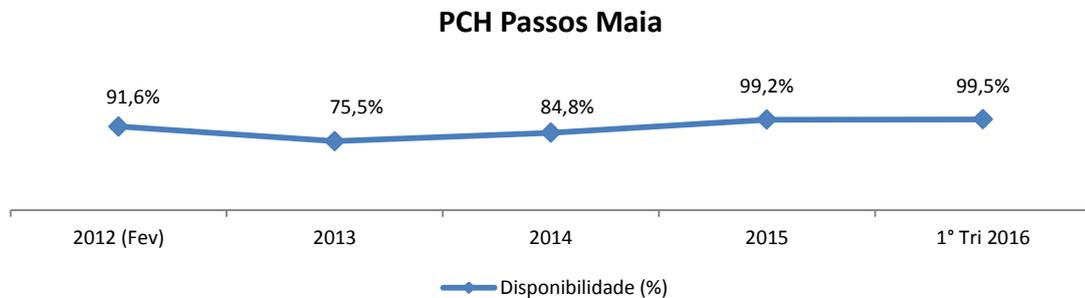


A Passos Maia está devidamente autorizada pela FATMA, órgão ambiental licenciador do Estado de Santa Catarina, a instalar a PCH Victor Baptista Adami, por meio da Licença Ambiental de Instalação - LAI 9867/2011, com validade prorrogada até 19 de dezembro de 2015. O processo de renovação da referida Licença de Operação foi protocolado tempestivamente, tendo sua licença prorrogada automaticamente. O processo de renovação da LO está em trâmite no Órgão Licenciador. O empreendimento é operado por nossa controlada ENEX.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Os serviços de operação e manutenção da usina e da linha de transmissão estão contratados com a ENEX que, em conjunto com a nossa diretoria de operação, compartilham as atribuições de gestão técnica e administrativa, de modo a garantir o mais alto índice de disponibilidade para o SIN.

Gráfico da Disponibilidade Histórica



7.1.2.1.9 Complexo Eólico Statkraft Bahia

O Complexo Eólico Statkraft Bahia está localizado no município de Brotas de Macaúbas, na região central da Bahia. Até o momento, o empreendimento é constituído por três usinas eólicas, UEE Macaúbas (35,07MW), UEE Novo Horizonte (30,06MW) e UEE Seabra (30,06MW), totalizando 95,19MW. Trata-se do maior empreendimento detido integralmente por nós atualmente em andamento, com investimentos de aproximadamente R\$ 425.000 mil, dos quais R\$ 267.984 mil foram captados por meio de financiamento direto junto ao BNB, na modalidade *project finance* com prazo de amortização de 15 anos em 180 prestações mensais.

No total, o Complexo Eólico Statkraft Bahia possui um potencial energético de 300,0 MW, subdividido em 10 usinas com aproximadamente 30,0 MW cada, para as quais já possuímos a Licença Ambiental de Localização emitida pelo IMA, com validade até 14 de julho de 2015, sendo que as demais sete usinas ainda estão em fase de estudo de viabilidade de implantação.

O desenvolvimento do projeto do Complexo Eólico Statkraft Bahia teve início em 2007 e se estendeu até final de 2009, ano em que ocorreu o primeiro leilão exclusivo de energia eólica do Brasil (2º LER). Vendemos neste leilão 34,0 MW médios de energia, sendo 13,0 MW médios da UEE Macaúbas, 11,0 MW médios da UEE Seabra e 10,0 MW médios da UEE Novo Horizonte a um preço de R\$139,99/MWh (data base dezembro de 2009). Esta energia será contratada pela CCEE como energia de reserva por um prazo de 20 anos. O preço base dezembro de 2015 era de R\$ 199,96/MWh.

Através dos despachos nº 2.220, nº 2.221 e nº 2.222, a ANEEL autorizou, a partir do dia 6 de julho de 2012, o início da operação comercial do Complexo Eólico Statkraft Bahia.

Para a implantação do empreendimento, contratamos a empresa Alstom, responsável pelo fornecimento e montagem dos aerogeradores e as conexões elétricas entre as torres e subestações.

Ao todo foram implantados 57 aerogeradores com 1,67 MW de potência nominal. A estrutura de operação e manutenção do parque eólico será conduzido pela ENEX e pela Alstom/GE nos primeiros 10 anos.

Com relação ao licenciamento ambiental, o Complexo Eólico Statkraft Bahia possui Licença de Operação, emitida pelo IMA, com validade até 04 de maio de 2016 para as Usinas Eólicas Seabra, Novo Horizonte e Macaúbas.

Destacam-se o excelente desempenho das Usinas do Complexo Eólico da Bahia, sendo que uma delas recorrentemente apresenta-se com o melhor desempenho de geração de energia de fonte eólica no ano de 2014, levando-se em consideração o fator de capacidade, entre os participantes do sistema integrado nacional (conectadas à rede básica Tipo I), conforme o Boletim Mensal de Geração Eólica publicado pelo ONS, conforme relatório do mês de dezembro 2014.

Usina Eólica de Novo Horizonte destacou-se com o melhor fator capacidade do ano de 2014 e Seabra com o terceiro melhor fator capacidade.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

	Geração Média (MW)		Fator de Capacidade		Ranking
	2014	2015	2014	2015	2015
Novo Horizonte	16,8	16,4	55,7%	54,7%	6°
Seabra	16,3	16,3	54,3%	55,3%	3°
Macaúbas	16,4	16,3	46,7%	46,5%	25°
Complexo Bahia	49,5	49,0	52,1%	51,5%	13°
Usinas Eólicas Tipo I (1)	0,0	2517,8	-	36,7%	-

fonte: Boletim Mensal de Geração Eólica Dezembro/2015 - Operador Nacional do Sistema

(1) Usinas Eólicas Tipo I com início da Operação Comercial anterior a 01/01/2015.

7.1.2.1.10 Parque Eólico Barra dos Coqueiros

O Parque Eólico Barra dos Coqueiros pertence à empresa Energen Energias Renováveis S.A., (CNPJ/MF 08.207.876/0001-15), autorizada pela Portaria DOU No - 617, de 6 de Julho de 2010 a estabelecer-se como PÍEE, mediante a implantação e exploração da central geradora eólica denominada "Barra dos Coqueiros", constituída de vinte e três unidades aerogeradoras totalizando 34.500 kW de capacidade instalada e 10.500 kW médios de garantia física de energia, localizada no município de Barra dos Coqueiros, Estado de Sergipe.

Através dos despachos nº 2.742, 2.831, 2.940 e 3.004, a ANEEL autorizou, a partir do mês de setembro de 2012, o início da operação comercial da Usina Eólica Barra dos Coqueiros.

Em 21 de janeiro de 2011, a Companhia e a JP Participações Ltda. assinaram contrato de compra e venda de ações da Energen Energias Renováveis S.A., empresa que possui autorização do Ministério das Minas e Energia para estabelecer-se como produtor independente de energia elétrica mediante a implantação e exploração da Central Geradora Eólica denominada EOL - Barra dos Coqueiros, localizada no município de Barra dos Coqueiros, estado de Sergipe. Como parte do contrato, a Companhia adquiriu a participação de 88,33% das ações ordinárias e das ações preferenciais. Em 10 de maio de 2011 a ANEEL anuiu, por meio da Resolução Autorizativa no 2.880/2011, a troca de controle da Energen Energias Renováveis S.A., assim como em 25 de abril de 2011 as ações preferenciais foram convertidas em ordinárias.

O sistema de transmissão de interesse restrito da UEE Barra dos Coqueiros é constituído de uma subestação elevadora de 13,8/69 kV, junto ao empreendimento, além de uma LT em 69 kV, com cerca de vinte e um km de extensão, em circuito simples, interligando a subestação elevadora à subestação Taiçoca, de 69 kV, de propriedade da Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.

A UEE Barra dos Coqueiros vendeu 10,0 MW médios de energia no primeiro leilão exclusivo de energia eólica do Brasil (2º LER) a um preço de R\$152,50/MWh (data base dezembro de 2009). Esta energia será contratada pela CCEE como energia de reserva por um prazo de 20 anos. O preço base dezembro de 2015 era de R\$ 217,83/MWh.

Com relação ao licenciamento ambiental, a UEE Barra dos Coqueiros possui Licença de Operação – LO 137/2014, emitida em 04 de novembro de 2014 pela ADEMA – Administração Estadual do Meio Ambiente do Estado de Sergipe, com validade até 04 de novembro de 2017.

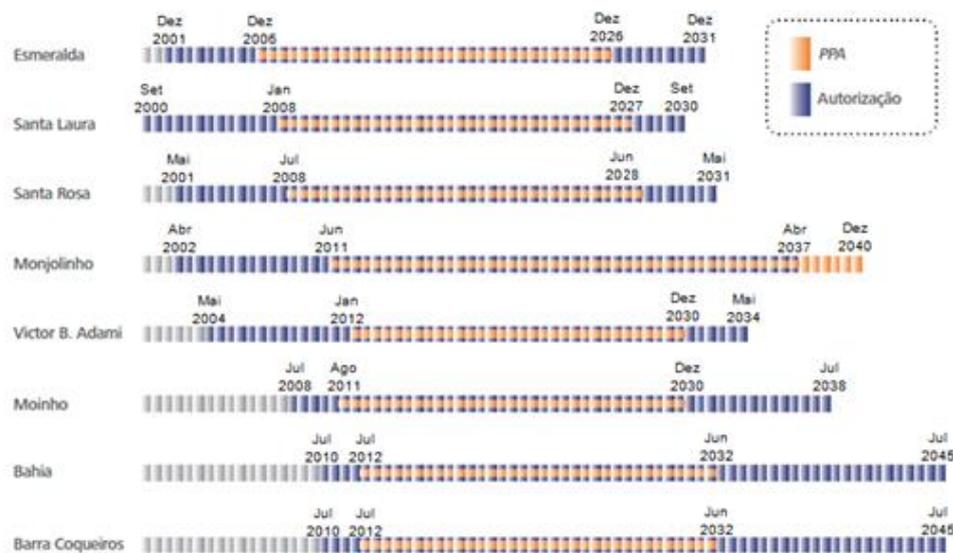
No dia 19 de setembro de 2012, o Conselho de Administração da Statkraft aprovou o aumento de participação societária na subsidiária Energen Energias Renováveis S.A., passando a Statkraft a ser titular de 15.675.000 (quinze milhões, seiscentos e setenta e cinco mil) Ações ordinárias do seu capital social, representando 95% (noventa e cinco por cento) de todas as Ações de emissão da Energen.

7.1.2.1.11 Perfil de comercialização dos nossos empreendimentos em operação

A Statkraft prioriza a comercialização de energia através de Contrato de Compra e Venda de Energia de longo prazo, trazendo com isso maior previsibilidade ao seu fluxo de caixa.

A figura abaixo demonstra a energia contratada da Statkraft por concessão / autorização:

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas



7.1.2.3 Projetos Prioritários em Desenvolvimento

Possuímos em 31 de dezembro de 2015, 11 Projetos Prioritários em Desenvolvimento, totalizando uma capacidade de geração de 231,8 MW, dos quais 196,5 MW referem-se à nossa participação em tais Projetos. Conforme mencionado anteriormente, incluímos na categoria Projetos Prioritários em Desenvolvimento aqueles projetos de nosso Portfólio de Projetos que se encontram, no nosso entendimento, em estado mais avançado de desenvolvimento (incluindo compra de terras e licenças emitidas, conforme detalhado na tabela abaixo), com possibilidade de iniciarem a construção num horizonte entre um e dois anos. A tabela abaixo resume as principais características desses projetos:

Nossa participação em cada Projeto Prioritário em Desenvolvimento, bem como nas SPEs que poderão ser criadas para o desenvolvimento dos mesmos, caso estes sejam efetivamente implantados, é meramente indicativa e pode variar até o momento da efetiva implantação em razão de condições de mercado e estratégias da Companhia.

	Usina	Participação Statkraft	Início das operações (estimado)	Potência Instalada (MW)	Energia média (MW)	Potência Própria (MW)	Terras para implantação de projetos
Projetos Prioritários em Desenvolvimento	UEE Nova Canarana	100,00%	jul/18	29,4	12,7	29,4	89,9%
	UFV Brotas de Macaúbas I	100,00%	jul/18	10,0	2,0	10,0	100,0%
	PCH Bom Retiro	50,00%	jan/19	30,0 ⁽¹⁾	20,1	15,0	100,0%
	PCH Canoas	50,00%	jan/22	28,0 ⁽¹⁾	16,6	14,0	43,2%
	PCH Bandeira	100,00%	jan/21	28,0 ⁽²⁾	16,3	28,0	31,7%
	PCH Sossego	100,00%	jan/20	17,0 ⁽³⁾	7,6	17,0	46,0%
	PCH Sakura	50,00%	jun/19	12,6 ⁽⁴⁾	6,5	6,3	5,3%
	PCH São Manoel	100,00%	jan/20	30,0 ⁽⁵⁾	16,7	30,0	63,1%
	PCH do Cobre	100,00%	jan/22	19,0 ⁽⁶⁾	10,1	19,0	49,3%
	PCH Bonito B	100,00%	jan/22	18,0 ⁽⁷⁾	9,5	18,0	53,0%
	PCH Bonança	100,00%	jan/20	9,8 ⁽⁸⁾	4,0	9,8	45,6%
Total Geral	-x-	-x-	231,8	122,1	196,5	-x-	

(1) Referida potência instalada baseia-se em estudos internos da Companhia e ainda não foi aprovada pela ANEEL.

(2) Referida potência instalada baseia-se em estudos internos da Companhia e ainda não foi aprovada pela ANEEL. A potência instalada atualmente aprovada pela ANEEL é de 25,4 MW, nos termos do Despacho nº 3.246, de 9 de agosto de 2011.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

(3) Referida potência instalada baseia-se em estudos internos da Companhia e ainda não foi aprovada pela ANEEL. A potência instalada atualmente aprovada pela ANEEL é de 9,0 MW, nos termos do Despacho nº 234, de 26 de janeiro de 2009.

(4) Referida potência instalada baseia-se em estudos internos da Companhia e ainda não foi aprovada pela ANEEL. A potência instalada atualmente aprovada pela ANEEL é de 10,6 MW, nos termos do Despacho nº 1.966, de 12 de junho de 2012.

(5) Referida potência instalada baseia-se em estudos internos da Companhia e ainda não foi aprovada pela ANEEL. A potência instalada atualmente aprovada pela ANEEL é de 26,50 MW, nos termos do Despacho nº 3.386, de 17 de agosto de 2011.

(6) Referida potência instalada baseia-se em estudos internos da Companhia e ainda não foi aprovada pela ANEEL. A potência instalada atualmente aprovada pela ANEEL é de 17,80 MW, nos termos do Despacho nº 3.217, de 9 de agosto de 2011.

(7) Referida potência instalada baseia-se em estudos internos da Companhia e ainda não foi aprovada pela ANEEL. A potência instalada atualmente aprovada pela ANEEL é de 16,30MW, nos termos do Despacho nº 3.610, de 5 de setembro de 2011.

(9) Referida potência instalada baseia-se em estudos internos da Companhia e ainda não foi aprovada pela ANEEL. A potência instalada atualmente aprovada pela ANEEL é de 5,5 MW, nos termos do Despacho nº 706, de 25 de fevereiro de 2009.

Os itens abaixo apresentam uma descrição pormenorizada de cada um dos projetos referidos na tabela acima.

7.1.2.3.1 UEE Nova Canarana

O estudo de viabilidade do projeto eólico Nova Canarana está sendo desenvolvido pela Statkraft, com uma potência instalada de 29,4 MW gerados a partir de uma quantidade estimada de 14 aerogeradores a serem instalados na área contígua das usinas eólicas em operação pela Statkraft na Bahia, município de Brotas de Macaúbas. A empresa já é detentora do direito de uso de aproximadamente 90% das terras necessárias para a instalação da usina.

Atualmente estamos em processo de licenciamento ambiental prévio junto ao INEMA.

Nossa participação no projeto é de 100,0%, representando uma potência instalada própria de 29,4 MW.

7.1.2.3.2 UFV Brotas de Macaúbas I

A Statkraft está desenvolvendo o estudo de viabilidade do projeto fotovoltaico UFV Brotas de Macaúbas I, com uma potência instalada de 10,0 MWp a ser construído junto ao parque eólico de Brotas de Macaúbas – BA. Este projeto se trata da primeira etapa de um parque solar de 30MWp.

Nossa participação no projeto é de 100,0%, representando uma potência instalada própria de 10,0 MWp.

Atualmente já possuímos a Licença Ambiental de Localização emitida pelo INEMA, mesma licença emitida para o Complexo Eólico Bahia, no qual a UFV Brotas de macaúbas I faz parte.

7.1.2.3.3 PCH Bom Retiro

A PCH Bom Retiro é um projeto com potência instalada estimada em 30,0 MW (dos quais 15,0 MW são pertencentes à Statkraft), planejado para ser instalado no rio Taquari, utilizando o reservatório já formado pela barragem-eclusa de Bom Retiro, nos municípios de Cruzeiro do Sul e Bom Retiro do Sul, no Estado do Rio Grande do Sul.

Em 30 de abril de 2010, já tínhamos adquirido toda a terra necessária para a implantação do projeto. O projeto foi atualizado pela Estelar Engenharia em 2016. A Statkraft aguarda a emissão da Resolução Autorizativa pela ANEEL para a exploração da PCH Bom Retiro.

Em relação ao licenciamento ambiental, a PCH Bom Retiro obteve a Licença Ambiental de Instalação-LAI nº 372/2004-DL, emitida pela FEPAM em 04 de maio de 2004. E teve recentemente, nova Licença Ambiental Prévia – LP nº 642/2015-DL, emitida pela FEPAM em 23/12/2015. O procedimento para a renovação da licença ambiental de instalação, será feita após emissão da Resolução Autorizativa por parte da ANEEL.

O projeto, quando concluído, deverá ser conectado ao SIN através de uma LT de 69 kV na SE Estrela, da AESul.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

7.1.2.3.4 PCH Canoas

Os Estudos de Revisão do Inventário Hidrelétrico do Rio Canoas, no trecho entre as cotas EL 760,0m e 780,0m foram desenvolvidos pela Statkraft em parceria com a Energias Complementares do Brasil e entregues na ANEEL, no presente momento se encontram em análise pela Agência. Os estudos indicam uma PCH com potência instalada de 28,0 MW (dos quais 14,0 MW são pertencentes à Statkraft).

Já iniciamos a aquisição das propriedades atingidas pelo reservatório da futura usina. Até o momento adquirimos 43,2% de terras do reservatório para a implantação do projeto.

A PCH Canoas está planejada para ser construída no estado de Santa Catarina, abrangendo os municípios de Curitibaanos e São José do Cerrito. Atualmente estamos realizando as devidas interações com os órgãos responsáveis no estado, inclusive com o órgão estadual licenciador (FATMA), com vistas à obtenção das informações necessárias para o desenvolvimento dos estudos e para a abertura futura do processo de licenciamento ambiental para o empreendimento.

7.1.2.3.5 PCH Bandeira

Os estudos de projeto básico para a PCH Bandeira, a qual possui potência instalada estimada em 28,0 MW foram protocolados na ANEEL em outubro de 2011 estando em fase de análise para aprovação. Iniciamos a aquisição das propriedades atingidas pelo reservatório da futura usina, para fins de garantirmos prioridade na autorização da ANEEL para desenvolvimento do empreendimento. Até o momento adquirimos 31,7% de terras para a implantação do projeto.

A PCH Bandeira terá seu eixo de barramento localizado no Alto Rio Piquiri, na divisa dos municípios de Laranjal e Nova Laranjeira, no estado do Paraná. Nossa participação no projeto é de 100,0%.

Atualmente estamos aguardando a realização das audiências públicas a serem agendadas pelo IAP, já tendo sido os estudos de EIA/RIMA protocolados no órgão. A realização das audiências é necessária para obtenção do Licenciamento Ambiental Prévio do projeto.

7.1.2.3.6 PCH Sossego

A PCH Sossego é um projeto com potência instalada estimada em 17,0 MW, sendo que detemos 100,0% de participação no projeto. Esta PCH está planejada para ser instalada no Rio Grande, abrangendo os municípios de Macuco e Trajano de Moraes, no estado do Rio de Janeiro. Até o momento adquirimos 46,0% de terras para a implantação do projeto.

O Projeto Básico protocolado em 09 de setembro de 2008, está em fase de análise na ANEEL assim como as complementações apresentadas em 12 de março de 2009.

Em relação ao licenciamento ambiental, estamos atualmente realizando as devidas interações com os órgãos responsáveis no estado do Rio de Janeiro, dentre eles o IPHAN, que já se manifestou favoravelmente à liberação da Licença Prévia e remeteu tal posicionamento à Diretoria de Licenciamento Ambiental do INEA. Já tendo sido os estudos de EIA/RIMA protocolados no INEA assim como as audiências públicas realizadas.

7.1.2.3.7 PCH Sakura

O projeto básico da PCH Sakura, com potência instalada prevista de 12,60 MW, a qual está planejada para ser implantada no estado de Santa Catarina, abrangendo os municípios de Frei Rogério e Curitibaanos, foi desenvolvido pela Statkraft em Parceria com a Múltipla Participações, protocolizada na ANEEL em 2012 e aguarda análise para aprovação.

Atualmente estamos buscando a obtenção do Licenciamento Ambiental Prévio da PCH, junto à FATMA, órgão estadual licenciador. Os estudos de EIA/RIMA já foram protocolados na FATMA e a audiência pública está prevista para ser realizada no ano de 2016.

Considerando nossa participação de 50%, este projeto adicionará 6,30 MW de capacidade própria para o nosso portfólio. Até o momento adquirimos 5,3% de terras do reservatório para a implantação do projeto.

7.1.2.3.8 PCH São Manoel

Os estudos de projeto básico para a PCH São Manoel, empreendimento cuja potência instalada é estimada em 30,0 MW, foram protocolados na ANEEL em outubro de 2011 estando em fase de análise para aprovação. Iniciamos a aquisição das propriedades atingidas pelo reservatório da futura usina, para fins de garantirmos prioridade na autorização da ANEEL para desenvolvimento do empreendimento. Até o momento adquirimos 63,1% de terras do reservatório para a implantação do projeto.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

A PCH São Manoel terá seu eixo de barramento localizado no Alto Rio Piquiri na divisa dos municípios de Palmital e Nova Laranjeiras, no estado do Paraná. Nossa participação no projeto é de 100,0%, representando uma potência instalada própria de 30,0MW.

Atualmente estamos aguardando a realização das audiências públicas a serem agendadas pelo IAP, já tendo sido os estudos de EIA/RIMA protocolados no órgão. A realização das audiências é necessária para obtenção do Licenciamento Ambiental Prévio do projeto.

7.1.2.3.9 PCH Do Cobre

Os estudos de projeto básico para a PCH do Cobre, empreendimento cuja potência instalada é estimada em 19,0 MW, foram protocolados na ANEEL em outubro de 2011 estando em fase de análise para aprovação. Iniciamos a aquisição das propriedades atingidas pelo reservatório da futura usina, para fins de garantirmos prioridade na autorização da ANEEL para desenvolvimento do empreendimento. Até o momento adquirimos 49,3% de terras para a implantação do projeto.

A PCH do Cobre está planejada para ter seu eixo de barramento localizado no Alto Rio Piquiri, na divisa dos municípios de Palmital e Marquinho, no estado do Paraná. Nossa participação no projeto é de 100,0%, representando uma potência correspondente própria de 19,0 MW.

Atualmente estamos aguardando a realização das audiências públicas a serem agendadas pelo IAP, já tendo sido os estudos de EIA/RIMA protocolados no órgão. A realização das audiências é necessária para obtenção do Licenciamento Ambiental Prévio do projeto.

7.1.2.3.10 PCH Bonito B

Os estudos de projeto básico para a PCH Bonito B, empreendimento cuja potência instalada é estimada em 18,0 MW, foram protocolados na ANEEL em outubro de 2011 estando em fase de análise para aprovação. Iniciamos a aquisição das propriedades atingidas pelo reservatório da futura usina, para fins de garantirmos prioridade na autorização da ANEEL para desenvolvimento do empreendimento. Até o momento adquirimos 53,0% de terras para a implantação do projeto.

A PCH Bonito B está planejada para ter seu eixo de barramento localizado no Alto Rio Piquiri, na divisa dos municípios de Goioxim e Santa Maria do Oeste no estado do Paraná. Nossa participação no projeto é de 100,0%, representando uma potência instalada própria de 18,0 MW.

Atualmente estamos aguardando a realização das audiências públicas a serem agendadas pelo IAP, já tendo sido os estudos de EIA/RIMA protocolados no órgão. A realização das audiências é necessária para obtenção do Licenciamento Ambiental Prévio do projeto.

7.1.2.3.11 PCH Bonança

A PCH Bonança é um projeto integralmente detido por nós, com uma potência instalada estimada em 9,80 MW e um reservatório de 0,531 Km². O projeto prevê sua implantação no Rio Grande, abrangendo os municípios de Macuco e São Sebastião do Alto no estado do Rio de Janeiro. Até o momento adquirimos 45,6% de terras para a implantação do projeto.

Atualmente aguarda-se a aprovação do Projeto Básico desta PCH na ANEEL. Em relação ao licenciamento ambiental, a PCH Bonança obteve a Licença Ambiental Prévia n.º INO23731 emitida em 08 de julho de 2013 pelo INEA, órgão licenciador do estado do Rio de Janeiro. O procedimento para a prorrogação da licença ambiental prévia foi protocolada em março 2015.

7.1.2.4 Projetos em Desenvolvimento

Possuímos ainda um portfólio de 19 Projetos em Desenvolvimento, totalizando uma capacidade de geração de 2.203,1 MW, dos quais 740,2 MW referem-se à nossa participação em tais Projetos. Conforme mencionado anteriormente, consideramos um Projeto em Desenvolvimento como aquele que reúna ao menos uma das três características a seguir: (i) projeto básico protocolado na ANEEL ou em fase final de conclusão; (ii) ao menos uma das licenças ambientais emitidas; e (iii) terras adquiridas. A tabela abaixo apresenta de forma resumida as características principais dos nossos Projetos em Desenvolvimento e que não se enquadram como Projetos Prioritários em Desenvolvimento para investimentos no ano de 2016/2017.

Nossa participação em cada Projeto em Desenvolvimento, bem como nas SPes que poderão ser criadas para o desenvolvimento dos mesmos, caso estes sejam efetivamente implantados, é meramente indicativa e pode variar até o momento da efetiva implantação em razão de condições de mercado e estratégicas da Companhia.

Desenv	Usina	Participação	Potência Instalada	Energia média	Potência Própria (MW)
--------	-------	--------------	--------------------	---------------	-----------------------

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

		(estimado)(MW) ⁽¹⁾	(estimado)	
Projetos com concessão emitida pela ANEEL, sem autorizações ambientais para início de construção				
UHE Cubatão	20,00%	50,0	24,0	10,0
Total Parcial	-x-	50,0	24,0	10,0
Projetos com registro na ANEEL, com licença ambiental e com terras compradas ou arrendadas				
UFV Brotas de Macaúbas II	100,00%	20,0	4,0	20,0
Total Parcial	-x-	20,0	4,0	20,0
Projetos com registro na ANEEL, sem licença ambiental e com terras compradas ou arrendadas (se aplicável) ⁽²⁾				
PCH Pinhalito	100,00%	20,4	11,7	20,4
UHE Apertados	25,00%	139,0	79,4	34,8
UHE Ercilandia	25,00%	87,1	53,4	21,8
UHE Foz do Piquiri	51,00%	101,2	48,7	51,6
UHE Comissário	51,00%	105,3	63,0	53,7
UHE Porto Galeano	40,00%	81,0	48,3	32,4
UHE Itapiranga	33,20%	724,6	380,6	240,6
UHE Riacho Seco	22,00%	276,0	143,8	60,7
UHE Pedra Branca	22,00%	320,0	192,1	70,4
Total Parcial	-x-	1854,6	1021,0	586,3
Projetos a serem registrados na ANEEL, com/sem licença e com/sem terras compradas ou arrendadas				
UEE Bahia	100,00%	30,0	12,0	30,0
UHE Muçum	50,00%	79,5	43,7	39,8
PCH Foz do São Marcos	32,00%	30,0	17,5	9,6
PCH Ranchinho	32,00%	30,0	17,5	9,6
PCH Espigão do Meio	32,00%	19,0	11,0	6,1
PCH Santo Isidoro	32,00%	30,0	17,7	9,6
PCH Foz do Quebra Dentes	32,00%	30,0	17,4	9,6
PCH São Jorge	32,00%	30,0	17,7	9,6
Total Parcial	-x-	278,5	154,6	123,8
Total Geral	-x-	2203,1	1203,6	740,2
⁽¹⁾ As referidas potência instalada baseiam-se em estudos internos da Companhia e podem ainda não ter sido aprovadas pela ANEEL.				
⁽²⁾ O item "terras compradas ou arrendadas" não se aplica aos projetos de UHEs, uma vez que a compra de terras nestes empreendimentos é feita somente após a outorga da concessão pela ANEEL.				

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

7.2. Segmentos operacionais:

a) produtos e serviços comercializados

A Companhia não elabora e divulga informações por segmento, uma vez que atua preponderantemente na geração e comercialização de energia elétrica gerada por meio de contratos de longo prazo, que representam substancialmente as receitas da Companhia nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013.

Nossas receitas decorrem principalmente da produção de energia elétrica de nossos empreendimentos, das atividades de operação e manutenção pela nossa controlada ENEX. Vale observar também que apuramos receitas decorrentes de reembolso de gastos com o desenvolvimento de projetos que não obtivemos autorização ou concessão para sua exploração.

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

Nossa receita operacional decorre, principalmente, da venda de energia elétrica e de atividades oriundas de operação e manutenção pela nossa subsidiária ENEX. A energia produzida por nós é negociada por meio de contratos de compra e venda de energia, celebrados tanto no ACL, ambiente no qual o preço é negociado diretamente entre consumidor e produtor, quanto no ACR, ambiente no qual o preço da energia é o preço de lance ofertado em leilões realizados pelo governo para suprir as demandas das distribuidoras.

- Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015

	Receita (R\$mil)	Participação na Receita
Fornecimento de energia elétrica	241.486	87,0%
Serviços prestados	35.941	13,0%
Total	277.427	100,0%

- Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014

	Receita (R\$mil)	Participação na Receita
Fornecimento de energia elétrica	182.903	85,4%
Serviços prestados	31.355	14,6%
Total	214.258	100,0%

- Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013

	Receita (R\$mil)	Participação na Receita
Fornecimento de energia elétrica	185.424	87,7%
Serviços prestados	25.916	12,3%
Total	211.340	100,0%

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

Não aplicável, conforme descrito no item 7.2.a desse Formulário de Referência.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

7.3. Produtos e serviços:

a) características do processo de produção

Usinas Hidrelétricas e Pequenas Centrais Hidrelétricas

UHEs e PCHs produzem energia elétrica por meio da energia potencial armazenada na água. A água captada nos reservatórios é direcionada às turbinas por meio de um sistema de encanamentos conhecido como condutos forçados. Tais condutos fazem com que a água entre dentro das turbinas e movimente as pás que, por sua vez, movimentam o respectivo eixo conectado à unidade geradora.

Este processo realiza a conversão eletromecânica de energia, transformando energia potencial em energia elétrica. Os reservatórios das usinas podem ser (i) de acumulação e (ii) a fio d'água. O primeiro tipo permite controlar a vazão do rio e armazenar água para utilização em períodos futuros, precavendo-se de períodos hidrológicos desfavoráveis. O segundo tipo não possui esta possibilidade. Neste caso, é necessário captar a vazão afluyente de água para a geração de energia ou, alternativamente, verter a água caso não haja demanda no determinado momento.

- Tecnologia utilizada

Grande parte dos equipamentos utilizados na construção de UHEs e de PCHs são produzidos no Brasil. Os equipamentos que não possuem fabricante nacional são devidamente importados principalmente dos EUA, da Europa e da Ásia. A participação de produtores locais é um aspecto relevante neste mercado, uma vez que o BNDES exige índices de nacionalização dos equipamentos utilizados em empreendimentos desta natureza da ordem de 60%. Dessa maneira, para viabilizar empreendimentos custeados pelo BNDES, desenvolveu-se no Brasil uma indústria relevante de fornecimento de equipamentos para projetos de UHEs e PCHs.

Para além das obras de infraestrutura civil (barragens, dutos, etc), a grande maioria dos equipamentos utilizados em empreendimentos desta natureza está alocado no conjunto turbina/gerador e também na subestação do projeto. O conjunto turbina/gerador necessita de inúmeros equipamentos de controle e monitoramento para alcançar níveis eficientes e seguros de geração de energia elétrica (controles de abertura de vazão, sensoriamento de falhas, etc). Por sua vez, a subestação possui diversos equipamentos de medição e transformação, entregando de forma eficiente e segura a energia gerada ao SIN.

Não desenvolvemos internamente nenhuma das tecnologias utilizadas nos equipamentos alocados em nossos empreendimentos.

- Produtividade

A produtividade de empreendimentos hidrelétricos é medida em termos de fator de capacidade, o qual é calculado por meio da divisão da Garantia Física pela potência instalada de cada empreendimento. As UHEs e PCHs no Brasil, em geral, são dimensionadas de forma a operarem com um fator de capacidade entre 50% e 55%, vale dizer, um fator de geração de energia médio ao longo dos tempos próximo de 50% a 55% de sua capacidade total.

No caso de empreendimentos com reservatório fio d'água, o fator de capacidade pode ser explicado em grande medida pela intermitência das chuvas. Vale lembrar que, em empreendimentos desta natureza, não há possibilidade de acúmulo de água para geração futura. Sendo assim, no período de secas, a usina pode ser obrigada a trabalhar com uma capacidade bastante reduzida e, em alguns casos, até mesmo ser desligada por falta de água. Estas reduções sazonais impactam, na média, a geração efetiva em relação à capacidade total.

Por sua vez, no caso de empreendimento com reservatórios de acumulação, o fator de capacidade pode ser explicado (i) pela necessidade de acúmulo de água para geração em períodos futuros e (ii) pelas definições de geração do ONS que, tendo em vista o equilíbrio do sistema, tem o poder de reduzir ou interromper a geração destas usinas para garantir o equilíbrio energético no futuro.

Dessa maneira, a despeito das peculiaridades técnicas de cada empreendimento, é razoável supor que nossos Projetos operarão com um fator de capacidade no intervalo de 50% a 55%.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Nossos Empreendimentos em Operação possuem um fator de capacidade médio de 53,07%, conforme detalhado a seguir:

Empreendimento	Garantia Física / Potência Instalada	Fator de Capacidade (%)
UHE Monjolinho	43,8/74	59,2%
PCH Santa Rosa II	17,1/30	57,0%
PCH Santa Laura	8,0/15	53,3%
PCH Esmeralda	12,3/22,2	55,5%
PCH Moinho	6,98/13,7	50,9%
PCH Passos Maia	13,7/25,0	54,8%
UHE Dona Francisca	78,0/125	62,4%
CERAN		
- UHE Castro Alves	64,0/130	49,2%
- UHE 14 de Julho	50,0/100	50,0%
- UHE Monte Claro	59,0/130	45,4%

- Performance

Os indicadores de performance para empreendimentos hidrelétricos são, basicamente, as Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Forçada e Programada (TEIF/IP), parâmetros que indicam a qualidade da operação e manutenção do empreendimento. No caso de UHEs, tais taxas são padronizadas pelo ONS. No caso das PCHs, tais taxas são declaradas pelos empreendedores aos órgãos regulatórios.

- Seguros

É prática de mercado a celebração de seguros para os ativos de um dado empreendimento. Ainda, tendo em vista as peculiaridades das obras de construção civil, é comum a celebração de seguros de responsabilidade civil para a hipótese de acidentes envolvendo o empreendimento e a sua operação.

- Paralisação e Manutenção

A paralisação das turbinas ocorre tanto em eventos de força maior, assim como na ocorrência de algum problema técnico. Ainda, todos os equipamentos de um empreendimento hidrelétrico precisam passar por manutenções preventivas, notadamente os equipamentos do conjunto turbina / gerador.

Usinas Eólicas

Este tipo de empreendimento tem por característica gerar eletricidade a partir da força dos ventos. Aerogeradores são posicionados de forma a captar da maneira mais eficiente possível as correntes de ar. Cada aerogerador possui um conjunto de pás ligadas ao eixo do rotor do gerador de energia. A corrente de ar passa pelas pás dos aerogeradores e movimenta referido rotor. Este movimento permite a conversão eletromecânica da energia cinética dos ventos em energia elétrica.

- Tecnologia utilizada

Grande parte dos equipamentos utilizados na construção de UEEs são produzidos no Brasil. Os equipamentos que não possuem fabricante nacional são devidamente importados principalmente dos EUA, da Europa e da Ásia. A participação de produtores locais é um aspecto relevante neste mercado, uma vez que o BNDES exige índices de nacionalização dos equipamentos utilizados em empreendimentos desta natureza da ordem de 60%. Observa-se no Brasil um processo acentuado de ampliação do parque fabril destinado à produção de equipamentos para UEEs. Este fato é explicado pelo potencial eólico ainda inexplorado no Brasil, assim como pela relevância que a energia eólica assumiu na matriz energética brasileira nos últimos anos.

A grande maioria dos equipamentos utilizados em empreendimentos desta natureza está alocado nos aerogeradores assim como na subestação do projeto. Os aerogeradores necessitam de inúmeros equipamentos de

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

controle e monitoramento para alcançar níveis eficientes e seguros de geração de energia elétrica. Ainda, a subestação possui diversos equipamentos de medição e transformação, entregando de forma eficiente e segura a energia gerada ao SIN.

Não desenvolvemos internamente nenhuma das tecnologias utilizadas nos equipamentos alocados em nossos empreendimentos.

- Produtividade

As UEEs no Brasil são dimensionadas de forma a aproveitarem o máximo de potência em um determinado local. Como a energia da usina eólica não pode ser armazenada, sua produção deve ser imediatamente consumida.

Destacam-se o excelente desempenho das Usinas do Complexo Eólico da Bahia, sendo que uma delas recorrentemente apresenta-se com o melhor desempenho de geração de energia de fonte eólica no ano de 2014, levando-se em consideração o fator de capacidade, entre os participantes do sistema integrado nacional (conectadas à rede básica Tipo I), conforme o Boletim Mensal de Geração Eólica publicado pelo ONS, conforme relatório do mês de dezembro 2014.

Usina Eólica de Novo Horizonte destacou-se com o melhor fator capacidade do ano de 2014 e Seabra com o terceiro melhor fator capacidade.

	Geração Média (MW)		Fator de Capacidade		Ranking
	2014	2015	2014	2015	2015
Novo Horizonte	16,8	16,4	55,7%	54,7%	6°
Seabra	16,3	16,3	54,3%	55,3%	3°
Macaúbas	16,4	16,3	46,7%	46,5%	25°
Complexo Bahia	49,5	49,0	52,1%	51,5%	13°
Usinas Eólicas Tipo I (1)	0,0	2517,8	-	36,7%	-

fonte: Boletim Mensal de Geração Eólica Dezembro/2015 - Operador Nacional do Sistema

(1) Usinas Eólicas Tipo I com início da Operação Comercial anterior a 01/01/2015.

- Performance

Os indicadores de performance para empreendimentos eólicos são os mesmos utilizados em empreendimentos hidrelétricos, vale dizer, as Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Forçada e Programada (TEIF/IP), parâmetros que indicam a qualidade da operação e manutenção do empreendimento.

- Seguros

É prática de mercado a celebração de seguros para os ativos envolvidos em uma UEE.

- Paralisação e Manutenção

A paralisação dos aerogeradores ocorre tanto em eventos de força maior, assim como na ocorrência de algum problema técnico. Ainda, todos os equipamentos precisam passar por manutenções preventivas, notadamente os equipamentos envolvidos diretamente nos aerogeradores.

b) características do processo de distribuição

Linhas de Transmissão e Distribuição

O processo de produção e consumo de energia elétrica, devido às suas propriedades físicas, é realizada em tempo real. O MW/h produzido em um determinado instante de tempo deve ser prontamente consumido pelas cargas conectadas ao sistema.

O processo de distribuição da energia produzida pelos nossos empreendimentos ocorre por meio das LTs conectadas ao SIN. A transmissão é caracterizada pela interligação dos centros de carga às usinas do sistema. Tendo em vista a característica do

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

SEB, em que o potencial hidrelétrico é predominante, normalmente as usinas hidrelétricas são localizadas longe dos centros de consumo, fazendo com que tais linhas sejam de grande porte e transportem grandes blocos de energia.

Ao se chegar aos centros de carga, o transporte de energia é feito pelas linhas de distribuição pertencentes à cada concessionária regional. Tais linhas efetivamente entregam ao consumidor final a energia gerada pelas usinas conectadas ao sistema. Tanto geradores quanto consumidores de energia pagam uma tarifa de uso pela transmissão e distribuição da energia elétrica como forma de remunerar as empresas prestadoras de serviços de transporte e distribuição de energia elétrica.

Para o caso de nossos Empreendimentos em Operação, o acesso ao SIN é realizado da seguinte maneira:

- (i) UHE Monjolinho, pela Subestação Passo Fundo, pertencente à Eletrosul;
- (ii) PCH Esmeralda conectada ao sistema da RGE Distribuição pela subestação Paim Filho;
- (iii) PCH Santa Rosa II acessa o sistema pelo entroncamento das linhas de distribuição Palmas/Macabu pertencentes à distribuidora AMPLA;
- (iv) PCH Santa Laura, acessa o sistema por meio da Subestação Xanxerê pertencente à CELESC Distribuição; e
- (v) UHE Dona Francisca e UHEs pertencentes ao CERAN se conectam ao sistema da CEEE Distribuição, por meio das Subestações Dona Francisca e Montes Claros, respectivamente.
- (vi) PCH Passos Maia, conectada ao sistema da COPEL Distribuição por meio da SE 138 kV Palmas
- (vii) PCH Moinho, conectada ao sistema da CELESC, por meio de derivação simples da linha de 138 kV que interliga a PCH Ouro e a SE Campos Novos
- (viii) Complexo Eólico da Bahia, acessa a Rede Básica, na área da CHESF, por meio da SE Brotas de Macaúbas que secciona a a LT 230 kV Irecê – Bom Jesus da Lapa
- (ix) Parque Eólico Barra dos Coqueiros, acessa o sistema por meio da SE do Porto, pertencente à Vale do Rio Doce.

c) características dos mercados de atuação: (i) participação em cada um dos mercados; (ii) condições de competição nos mercados

Participação no Mercado

Participamos do mercado de geração de energia elétrica em todas as regiões do país abrangidas pelo SIN. Os contratos de compra e venda de energia podem ser celebrados em qualquer um dos submercados (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte), independentemente do contrato ser firmado na modalidade quantidade ou na modalidade disponibilidade.

Detemos 0,22% do mercado nacional de geração de energia elétrica, comparando-se nossa capacidade instalada de 316 MW (item 7.1.1.2 desse Formulário de Referência) com a capacidade instalada brasileira de 143 mil MW (item 7.9.1.1.1 desse Formulário de Referência). Dado que o setor elétrico brasileiro é fortemente interligado, qualquer geração, seja conectada a uma Distribuidora, seja diretamente na Rede Básica, será despachada de forma otimizada pelo ONS para atender à carga em todos os submercados. Assim, não é possível identificar em termos energéticos, onde será consumida a geração de cada usina, que por sua vez impossibilita o conhecimento da nossa participação em cada submercado.

Concorrência

Em 15 de março de 2004, o governo promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Esta lei objetivou principalmente fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas moderadas, por meio de processos competitivos de leilões públicos de compra e venda de energia. Essa lei foi regulamentada por inúmeros decretos a partir de maio de 2004 e está sujeita à regulamentação posterior emitida pela ANEEL e pelo MME, conforme detalhado mais adiante.

Tais marcos regulatórios garantem um ambiente de competição no segmento de geração, sendo que os segmentos de distribuição e transmissão são considerados monopólios naturais, razão pela qual suas remunerações são determinadas por tarifas cobradas dos agentes de consumo e geração. Outro aspecto importante é a competição pela venda de energia no ACL, o que permite que os consumidores escolham o preço de energia mais atrativo para seus objetivos.

Em função das características do SEB, todas as geradoras de energia elétrica no Brasil são potenciais concorrentes. Esta concorrência se dá, especialmente no caso de PCHs, por meio da disputa por aprovação de inventários e projetos básicos junto à ANEEL, bem como por compra de terras, que por força da legislação, conferem direitos de autorização de exploração

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

de potenciais hidroenergéticos pela ANEEL. Ainda, disputamos com nossos concorrentes em leilões de concessões, notadamente no caso de UHEs e de venda de energia, no caso de PCHs, Usinas Eólicas e Térmicas a Biomassa. Dentre nossos principais concorrentes destacamos as empresas de geração de energia renovável, e todo e qualquer agente estabelecido, ou que pretenda se estabelecer, como PIE.

d) eventual sazonalidade

Todos os nossos empreendimentos dependem de fontes naturais para a produção de energia elétrica, sendo certo que a disponibilidade de tais fontes está sujeita a sazonalidades intrínsecas, conforme detalhado abaixo. Ainda assim, é importante observar que adotamos diferentes mecanismos para se proteger de eventos de sazonalidade, adequando nossas obrigações contratuais às características de nosso processo de produção. O MRE, no caso das usinas hidrelétricas, e os contratos de venda de Energia de Reserva, são exemplos destes mecanismos. O item 7.9.1 deste Formulário de Referência contém uma descrição detalhada destes mecanismos.

Além da sazonalidade, uma mudança climática também pode afetar o nosso negócio, em caso de alteração nos níveis de precipitação da chuva, volume ou fluxo dos rios no local de nossas usinas ou nas correntes de vento.

Empreendimentos Hidrelétricos

Devido às características estocásticas do regime de chuvas nas bacias hidrográficas, a geração de energia elétrica de uma determinada usina hidrelétrica depende fundamentalmente da sazonalidade inerente ao regime das chuvas. Esta característica pode ser mitigada se o reservatório da usina permitir acumulação de água.

Empreendimentos Eólicos

As turbinas eólicas estão sujeitas à variabilidade do regime de ventos.

e) principais insumos e matérias primas:

Todos os nossos empreendimentos utilizam insumos naturais renováveis para a produção de energia elétrica, conforme detalhado a seguir:

- **Usinas hidrelétricas:** utilizamos neste tipo de empreendimento a água oriunda das vazões afluentes precipitadas nas respectivas bacias hidrográficas, fazendo proveito do ciclo natural de chuvas.
- **Usinas eólicas:** o insumo utilizado para a produção de energia elétrica neste tipo de empreendimento é o vento, que determina a quantidade de energia a ser produzida em função da possibilidade de aproveitamento eólico.

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

7.4. Clientes relevantes (responsáveis por mais de 10% da receita líquida total da Companhia):

Possuíamos em 31 de dezembro de 2015 dois clientes relevantes, conforme descrição abaixo, responsáveis por aproximadamente 49,4% de nossa receita operacional líquida do período encerrado em 31 de dezembro de 2015.

- ELETROBRAS adquiriu, por um prazo de 20 anos a totalidade da energia elétrica produzida pelas PCHs Esmeralda até 14 de dezembro de 2026, Santa Rosa II até 29 de junho de 2028 e Santa Laura até 31 de dezembro de 2027, nos termos do contrato de compra e venda de energia celebrado no mercado regulado. Todas as PCHs listadas acima se enquadram no PROINFA, promovido pelo governo federal para estimular a produção de energia renovável e não convencional. ELETROBRAS foi responsável por 18,7% de nossa receita operacional líquida em 31 de dezembro de 2015, representando uma receita de R\$ 51.814 mil.
- CCEE adquiriu a totalidade da energia elétrica produzida pelas Usinas do Complexo Eólico da Bahia e Parque Eólico de Barra dos Coqueiros, por um prazo de 20 anos até julho de 2032, ambos nos termos do contrato de compra e venda de energia celebrado no mercado regulado. A CCEE foi responsável por 39,6% de nossa receita operacional líquida em 31 de dezembro de 2014, representando uma receita de R\$ 85.274 mil.

Possuíamos em 31 de dezembro de 2014 dois clientes relevantes, conforme descrição abaixo, responsáveis por aproximadamente 61,5% de nossa receita operacional líquida do período encerrado em 31 de dezembro de 2014.

- ELETROBRAS adquiriu, por um prazo de 20 anos a totalidade da energia elétrica produzida pelas PCHs Esmeralda até 14 de dezembro de 2026, Santa Rosa II até 29 de junho de 2028 e Santa Laura até 31 de dezembro de 2027, nos termos do contrato de compra e venda de energia celebrado no mercado regulado. Todas as PCHs listadas acima se enquadram no PROINFA, promovido pelo governo federal para estimular a produção de energia renovável e não convencional. ELETROBRAS foi responsável por 21,9% de nossa receita operacional líquida em 31 de dezembro de 2014, representando uma receita de R\$46.859 mil.
- CCEE adquiriu, por um prazo de 15 anos a totalidade da energia elétrica produzida pela UTE Enercasa até 31 de dezembro de 2024, além de adquirir a totalidade da energia elétrica produzida pelas Usinas do Complexo Eólico da Bahia e Parque Eólico de Barra dos Coqueiros, por um prazo de 20 anos até julho de 2032, ambos nos termos do contrato de compra e venda de energia celebrado no mercado regulado. A CCEE foi responsável por 39,6% de nossa receita operacional líquida em 31 de dezembro de 2014, representando uma receita de R\$84.901 mil.

Possuíamos em 31 de dezembro de 2013 dois clientes relevantes, conforme descrição abaixo, responsáveis por aproximadamente 55,5% de nossa receita operacional líquida do período encerrado em 31 de dezembro de 2013.

- ELETROBRAS adquiriu, por um prazo de 20 anos a totalidade da energia elétrica produzida pelas PCHs Esmeralda até 14 de dezembro de 2026, Santa Rosa II até 29 de junho de 2028 e Santa Laura até 31 de dezembro de 2027, nos termos do contrato de compra e venda de energia celebrado no mercado regulado. Todas as PCHs listadas acima se enquadram no PROINFA, promovido pelo governo federal para estimular a produção de energia renovável e não convencional. ELETROBRAS foi responsável por 27,8% de nossa receita operacional líquida em 31 de dezembro de 2013, representando uma receita de R\$63.904 mil.
- CCEE adquiriu, por um prazo de 15 anos a totalidade da energia elétrica produzida pela UTE Enercasa até 31 de dezembro de 2024, além de adquirir a totalidade da energia elétrica produzida pelas Usinas do Complexo Eólico da Bahia e Parque Eólico de Barra dos Coqueiros, por um prazo de 20 anos até julho de 2032, ambos nos termos do contrato de compra e venda de energia celebrado no mercado regulado. A CCEE foi responsável por 27,7% de nossa receita operacional líquida em 31 de dezembro de 2013, representando uma receita de R\$63.563 mil.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

7.5. Efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades da Companhia:

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

Todos os nossos empreendimentos decorrem de atividade delegada pelo poder concedente por meio de outorga de concessão para prestação de serviço público para geração e transmissão de energia elétrica para uso de bem público para geração de energia elétrica e/ou de autorização para exploração de unidades geradoras com capacidade instalada igual ou inferior a 30 MW, na qualidade de PIE.

No que se refere aos projetos em fase de desenvolvimento de estudos, não somos capazes de assegurar que a exploração destes será, necessariamente, outorgada à Companhia, uma vez que a regulamentação setorial não assegura às empresas que estão desenvolvendo os estudos de inventário e/ou projetos básicos o direito de exploração, sendo que, existindo outros empreendedores interessados na exploração de determinado potencial (PCH ou UHE), o MME outorgará o direito de exploração com base nos critérios de seleção presentes na Resolução n.º 395/1998, para os casos de projetos cujo Projeto Básico tenha sido aceitos antes de dezembro de 2008, e na Resolução n.º 343/2008, para os casos de projetos cujo Projeto Básico tenha sido aceitos em período posterior a dezembro de 2008.

A regulamentação da ANEEL prevê a imposição de sanções contra os agentes do setor e classifica as multas com base na natureza e severidade da infração (inclusive advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de processos de licitação para novas concessões, permissões ou autorizações e caducidade), de forma que a exploração de empreendimentos de geração de energia elétrica em desconformidade com a regulamentação e/ou ato de outorga poderá implicar na aplicação de multas de até 2% do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de auto-produção e produção independente, correspondente aos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração, ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze meses.

As infrações que resultam em multas incluem, mas não se limitam às falhas dos agentes setoriais em solicitar a prévia e expressa autorização da ANEEL para determinados atos, incluindo, mas não se limitando a: (i) celebração de contratos entre partes relacionadas; (ii) venda ou cessão de ativos relacionados aos serviços prestados, assim como a imposição de qualquer ônus sobre esses ativos; e (iii) mudanças no controle societário do detentor da autorização ou concessão. Na fixação do valor das multas o agente regulador leva em consideração a abrangência e a gravidade da infração, os danos dela resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida pelo infrator e a existência de sanção anterior nos últimos quatro anos.

Ainda, a ANEEL detém autonomia para revogar as autorizações para exploração dos empreendimentos, dependendo da gravidade e da intensidade das infrações cometidas.

Nós e nossos administradores possuímos longa experiência no relacionamento com a administração pública, notadamente no que tange à obtenção de autorização para suas atividades. Este relacionamento sempre se deu de forma respeitosa e de acordo com os mais altos valores éticos. Não temos histórico de nenhum problema relevante com tais autoridades.

Mais especificamente, mantemos relacionamento constante com as seguintes autoridades e órgãos:

- ANEEL, para entre outros, os aspectos relativos às autorizações de estudos de inventários de bacias e projetos básicos, bem como as respectivas aprovações destes estudos e os atos homologatórios que definem os autorizados ou concessionários a explorar determinado potencial energético identificado em uma bacia hidrográfica;
- ONS, para os aspectos relativos ao acesso aos sistemas de transmissão e programação da geração e manutenção da UHE Monjolinho;
- CCEE, para os aspectos relativos à regulação dos contratos de compra e venda de energia, bem como o fornecimento dos dados de medição das usinas para contabilização do Mercado de Curto Prazo;
- EPE, para os aspectos relativos à definição dos dados técnicos dos projetos que serão levados à leilão pela ANEEL e o consequente cadastramento dos empreendimentos nos leilões;
- MME, para os aspectos relativos ao acompanhamento e atualização do plano de expansão e programas do governo federal;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- IBAMA e fundações estaduais de meio ambiente, para os aspectos relativos ao processo de licenciamento ambiental de nossos empreendimentos;
- INCRA, para assuntos relacionados ao ordenamento fundiário e desenvolvimento sustentável de nossos empreendimentos; e
- Prefeituras, para assuntos relativos à questões sociais envolvendo os municípios onde desenvolvemos e implantamos nossos empreendimentos.

Mais informações sobre a regulação aplicável a nós e nossos negócios podem ser obtidas nos itens 7.9.1 e 7.9.2 deste Formulário de Referência.

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:

Nós e nossas subsidiárias estamos sujeitos, na condução de nossos negócios, a abrangente legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal. Tais leis e regulamentos disciplinam, por exemplo, a utilização de recursos naturais, a reabilitação e restauração de áreas degradadas, o controle de emissões de poluentes, o tratamento de efluentes industriais, a utilização de produtos perigosos, além do acondicionamento, transporte e destinação final de resíduos sólidos.

Nós e nossas subsidiárias observamos, no desenvolvimento de nossas atividades, toda a legislação ambiental aplicável, de forma que nossa atividade se conduza de acordo com os mais altos padrões de responsabilidade social e ambiental. Mais especificamente:

- **Licenciamento ambiental do portfólio da Companhia:** Licenciamento ambiental do portfólio da Companhia. Cada projeto passa por uma análise individualizada, em conjunto com o órgão ambiental competente, acerca da profundidade dos estudos ambientais necessários para o seu licenciamento. Após esta etapa iniciamos a contratação de empresas especializadas sob a coordenação de nossa equipe de meio ambiente.
- **Implantação dos programas ambientais:** Cada licença ambiental outorgada aos nossos empreendimentos possui determinadas condicionantes. Tais condicionantes devem ser observadas por nós para a manutenção da validade de cada licença. Dessa maneira, após o recebimento das licenças ambientais, nosso corpo técnico inicia os procedimentos necessários para a implantação dos programas ambientais necessários para o cumprimento das referidas condicionantes. Estes programas envolvem, entre outros: (i) plantio de mudas nativas, (ii) monitoramento das condições ambientais (qualidade de água, peixes, fauna terrestre, avifauna e flora), (iii) monitoramento e resgates arqueológicos, e (iv) programas socioeconômicos (monitoramento da população atingida, remanejamentos, monitoramento das condições de infraestrutura dos municípios abrangidos pelos projetos, dentre outros).
- **Investimentos Sociais:** Adotamos, sempre que possível, políticas de desenvolvimento de ações sociais em nossos empreendimentos, garantindo que nossa atividade se dê de acordo com os mais altos indicadores de responsabilidade social. Indicamos abaixo alguns exemplos de projetos socioambientais desenvolvidos em alguns de nossos empreendimentos:
 - **UHE Monjolinho.** Na fase de implantação e primeiros quatro anos de operação, desenvolvemos cerca de 15 projetos relacionados com educação, saúde e infraestrutura direcionados às comunidades em que este empreendimento se encontra instalado. Dentre outros, estas ações envolvem:
 - Cobertura do centro poliesportivo da escola do município de Faxinalzinho, estado do Rio Grande do Sul;
 - Expansão do Centro Municipal de Atendimento à Criança e Adolescente (CEMACAAD) do município de Nonoai, estado do Rio Grande do Sul;
 - Aquisição de material hospitalar para o município de Nonoai, estado do Rio Grande do Sul;
 - Aquisição de ônibus adaptados para a Associação dos Pais e Amigos dos Excepcionais do município de Nonoai, estado do Rio Grande do Sul; e
 - Implantação de projeto de revitalização cultural nas terras indígenas localizadas no município de Nonoai, estado do Rio Grande do Sul, envolvendo, dentre outras ações, a doação de livros para bibliotecas comunitárias.

Para além dos projetos sociais mencionados acima, atualmente desenvolvemos na UHE Monjolinho o atendimento

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

das 56 condicionantes estabelecidas na Licença de Operação da Usina e das 11 condicionantes da licença ambiental da Linha de Transmissão, das quais podemos destacar:

- Plantio de aproximadamente 450.000 mudas nativas;
- Apoio à produção agrícola de duas comunidades indígenas, totalizando o repasse de cerca de R\$100.000,00 anuais.
- **PCH Moinho.** Na fase de implantação e primeiros quatro anos de operação, desenvolvemos projetos relacionados com educação, saúde e infraestrutura direcionados às comunidades em que este empreendimento se encontra instalado. Estas ações envolveram, dentre outras, a:
 - Negociação com autoridade municipais para o desenvolvimento de projetos sociais focados, notadamente, na área da saúde;
 - Aquisição de Unidades de Terapia Intensiva (UTIs) móveis para o município de Pinhal da Serra, estado do Rio Grande do Sul; e
 - Expansão do centro de saúde pública do município de Barracão, estado do Rio Grande do Sul.
 - Construção de uma ponte com capacidade para 45ton sobre o rio Bernardo José, ligando definitivamente os municípios de Barracão e Pinhal da Serra, no estado do Rio Grande do Sul. Até a construção desta ponte, a ligação entre os municípios era realizada por meio de uma balsa com capacidade para somente 15ton.
 - Além dos projetos sociais mencionados acima, atualmente desenvolvemos o atendimento das 45 condicionantes estabelecidas na Licença de Operação da PCH e das 11 condicionantes da licença ambiental da Linha de Transmissão.
- **PCH Santa Rosa II.** Desenvolvemos ao longo do processo de construção do empreendimento inúmeros projetos com o objetivo de recuperar, manter e preservar a qualidade ambiental das áreas diretamente ligadas com a implantação do empreendimento. Estas ações envolveram mais de 12 programas ambientais, especialmente relacionados com atividades de reflorestamento e plantação de mais de 130.000 espécies de plantas nativas. Atualmente mantemos o atendimento das 31 condicionantes estabelecidas na Licença de Operação da PCH e das 19 condicionantes da licença ambiental da Linha de Transmissão.
- **Passos Maia.** Durante a fase de implantação do projeto, foram desenvolvidos mais de 13 programas relacionados a minimização de possíveis impactos, visando manter e preservar a qualidade ambiental nas áreas direta e indiretamente afetadas pelo empreendimento. Atividades envolvendo trabalhadores e a comunidade local também fizeram parte dos programas. Atualmente diversos programas permanecem em atendimento, sendo 26 condicionantes estabelecidas na Licença de Operação da PCH e das 20 condicionantes da licença ambiental da Linha de Transmissão.
- **Complexo Eólico da Bahia.** Além de o empreendimento colaborar significativamente com uma política sustentável de desenvolvimento energético do país, aplicando uma tecnologia totalmente “limpa” e coerente com a expectativa mundial de preservação do meio ambiente, a empresa utilizou-se de soluções de engenharia que minimizaram o impacto ambiental das obras de implantação e, marcantemente, oportunizou benefícios de ordem sócio-ambiental e estrutural às comunidades do entorno. Mais de 270 famílias e cerca de 9 comunidades foram contempladas com melhorias de acessos viários, programas de capacitação profissional e desenvolvimento cultural, ganhando noções da importância da preservação ambiental e da nova tecnologia que chegava em seu quintal. A parceria com a Prefeitura do Município foi um dos segredos do sucesso das campanhas realizadas. A implantação de um novo traçado e total recuperação de 35 quilômetros de estrada vicinal – acesso ao Canteiro de Obras - contemplaram essas comunidades locais que tinham péssimas condições de trafegabilidade aos seus redutos e aos municípios vizinhos. Foram criados mais de 600 empregos durante o desenvolvimento da obra, buscando mão de obra efetiva nas comunidades locais e nos municípios vizinhos. No pico da obra foram contratados 276 trabalhadores oriundos das comunidades localizadas no entorno do empreendimento, representando 47% do total de mão de obra requerida. No processo de seleção dos trabalhadores a STATKRAFT promoveu ação conjunta com a Prefeitura Municipal de Brotas de Macaúbas para regularização documental de 171 pessoas, com emissão de carteiras de identidade, CPFs e Carteiras de Trabalho. Também foram realizadas ações voltadas para a capacitação da população local. Em parceria com o SENAI foi efetuada a capacitação profissional na área da construção civil de 35 pessoas residentes nas comunidades do entorno do Parque Eólico. Outra ação, realizada em parceria com a Prefeitura Municipal de Brotas de Macaúbas, trata do Projeto de Educação de Jovens e Adultos, beneficiando cerca de 40 pessoas. Neste projeto, a Statkraft financiou o transporte dos alunos. Destaca-se também a ação conjunta com o Município e outras instituições, como Sebrae, Embrapa e Associações Comunitárias, onde a Statkraft está desenvolvendo um projeto de geração de renda que

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

envolverá 16 comunidades do entorno do Parque Eólico. Destaca-se a implantação, no final de 2015, da Unidade de Multiplicação Rápida de Mudas de Mandioca, em parceria com a Embrapa. Ao todo foram desenvolvidos 11 programas socioambientais, destacando-se as ações do programa de Educação Ambiental e Saúde, onde foram capacitados professores do ensino fundamental das escolas públicas municipais e Agentes Comunitários de Saúde dos municípios de Brotas de Macaúbas e Seabra, formando Comitês Antidrogas nas Comunidades Boa Vista e Cocal, problema já pungente no ambiente rural. O acesso à água foi outra prioridade da STATKRAFT junto às comunidades do entorno do Parque Eólico. Aproveitando a infraestrutura de poços artesianos perfurados para atender as necessidades da obra, a STATKRAFT doou dois poços artesianos e 04 moto-bombas, beneficiando cerca de 140 famílias das comunidades de Sumidouro, Baixio de Sumidouro, Boa Vista e Ouricuri. Outro benefício alcançado foi a implantação de rede de energia elétrica nas comunidades Sumidouro e Baixio do Sumidouro, beneficiando cerca de 70 famílias. Através de gestão e apoio da STATKRAFT, junto com Governo do Estado, estas comunidades foram priorizadas no Programa Luz Para Todos e passaram a ter o benefício a partir de novembro de 2010.

Ainda, é importante observar que mantemos um corpo técnico qualificado para atender às diferentes demandas da área ambiental. Contamos com uma equipe de profissionais com variadas formações, incluindo engenheiros agrônomos, engenheiros ambientais, engenheiros sanitaristas, engenheiros de aquicultura, biólogos, assistentes sociais, sociólogos, geógrafos e técnicos agrícolas. Este corpo multidisciplinar (i) elabora relatórios e documentos referentes aos nossos projetos, (ii) implementa programas ambientais e de monitoramento populacional, (iii) realiza estudos socioeconômicos, e (iv) coordena e gerencia as contratações de empresas consultoras que elaboram estudos ambientais e implantam programas ambientais específicos, como monitoramento da ictiofauna e qualidade da água, por exemplo.

Para além do cumprimento da legislação ambiental, incorporamos em nossas atividades os seguintes princípios e práticas ambientais:

- Nossa equipe de meio ambiente é envolvida desde a concepção dos projetos, oportunidade na qual avalia a viabilidade ambiental, os riscos ambientais e propõe melhorias ao projeto, de forma a torná-lo em linha com as melhores práticas ambientais.
- Nossa equipe técnica atua intensamente durante a implantação de nossos empreendimentos, realizando estudos e trabalhos de auditoria e, ainda, qualificando todas as empresas prestadoras de serviços, garantido que as empresas contratadas tenham uma política ambiental em linha com os princípios de preservação e prevenção de danos ao meio ambiente.
- No que se refere às nossas usinas em operação, mantemos o compromisso constante de adequação à legislação ambiental, como forma de garantir a manutenção do licenciamento ambiental de todos os nossos empreendimentos. Nesse sentido, mantemos continuamente programas ambientais em nossos empreendimentos, especialmente aqueles voltados a verificar as interferências com o ambiente local, garantindo que qualquer modificação no meio seja prontamente perceptível e mitigada.

Nossa política ambiental tem sido reconhecida pela comunidade por meio de prêmios e nomeações. Por exemplo, a PCH Santa Laura recebeu por duas vezes consecutivas (2007 e 2008) o Prêmio Fritz Müller, em reconhecimento à sua gestão ambiental. O Troféu Fritz Müller é um dos prêmios mais respeitados na área ambiental em todo o Brasil e foi criado em 1982, pela FATMA (órgão estadual ambiental de Santa Catarina). No ano de 2010, a UHE Monjolinho recebeu o prêmio Borboleta Azul da Assembleia Legislativa do Estado do Rio Grande do Sul e Associação Riograndense de Imprensa – ARI, como empreendimento destaque na área ambiental do ano de 2009.

O item 7.9.2 contém uma descrição pormenorizada dos principais aspectos legais aplicáveis aos nossos negócios, bem como a nossa situação em relação a cada um destes diplomas legais.

c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

Conduzimos nossas atividades principalmente por meio das marcas mencionadas no item 9.1(b) deste Formulário de Referência, as quais estão devidamente registradas no INPI. Tendo em vistas as características de nosso negócio, o resultado de nossa participação em processos licitatórios não depende do valor agregado pela nossa marca.

Ainda, não dependemos de patentes, concessões, licenças, franquias ou contratos de royalties para desenvolvimento de nossas atividades com exceção das licenças e concessões referidas no item 7.5 (a) deste Formulário de Referência.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

7.6. Informações acerca dos países em que a Companhia obtém receitas relevantes:

a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor.

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2015, nossa receita proveniente de clientes sediados no Brasil foi de R\$ 277.427 mil, o que corresponde à totalidade de nossa receita líquida operacional.

b) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor.

A partir de 2016 passaremos a registrar receita do exterior, referente ao reembolso de custos com mão de obra de alguns dos nossos colaboradores. Estas receitas serão provenientes de unidades da Statkraft, principalmente do Chile e do Peru.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

7.7. Regulação dos países em que a Companhia obtém receitas relevantes:

Não aplicável, em função da inexistência de receitas provenientes de outros países que não o Brasil, conforme informado no Item 7.6 deste Formulário de Referência.

7.8 - Políticas socioambientais

7.8. Em relação às políticas socioambientais, indicar:

a) se o emissor divulga informações sociais e ambientais:

Além dos aspectos socioambientais apresentados no item 7.1 deste formulário de referência, nossa Companhia não divulgada balanço social ou outra informações do gênero.

b) a metodologia seguida na elaboração dessas informações:

Não aplicável, uma vez que não há divulgação.

c) se essas informações são auditadas ou revisadas por entidade independente:

Não aplicável, uma vez que não há divulgação.

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

Não aplicável, uma vez que não há divulgação.

7.9 - Outras informações relevantes

7.9. Outras informações relevantes:

7.9.1 Visão Geral do Setor

O SEB acompanhou a tendência mundial de reformas estruturais realizadas nas duas últimas décadas e também passou por grandes alterações. Nos países desenvolvidos essas reformas foram motivadas por ganhos de eficiência que normalmente são obtidos em ambientes de mercado com adequada concorrência. Para os países em desenvolvimento, a reestruturação representou uma alternativa para viabilizar a expansão do setor frente à dificuldade do Estado em arcar com os investimentos necessários.

O SEB possui as seguintes características principais:

- Suprimento de energia proveniente preponderantemente por meio de fontes renováveis hidroelétricas (Aproximadamente 75% da produção de energia e 65% da capacidade instalada do SEB);
- O mercado é regulado com o objetivo de suprir a demanda agregada pelo menor custo de geração possível;
- A expansão da geração é realizada pelo governo por meio dos LENs (“Leilões de Energia Nova”) visando entrega de energia no período de 3 ou 5 anos(LEN A -3 e LEN A -5);
- O SEB possui grande malha de transmissão que conecta as fontes de geração aos grandes centros de consumo, permitindo o uso racional das fontes de energia hidráulica;
- Operação do sistema realizada de forma centralizada pelo ONS (“Operador Nacional do Sistema”);
- A receita dos geradores é oriunda dos seus contratos de venda de energia, independente de sua geração efetiva;
- Usinas termelétricas têm seus custos variáveis (combustível e O&M) pagos pelos consumidores finais toda vez que a usina é despachada;
- Consumidores industriais representaram aproximadamente 60% do total consumido de energia elétrica no país em 2015.

7.9.1.1. Características Gerais

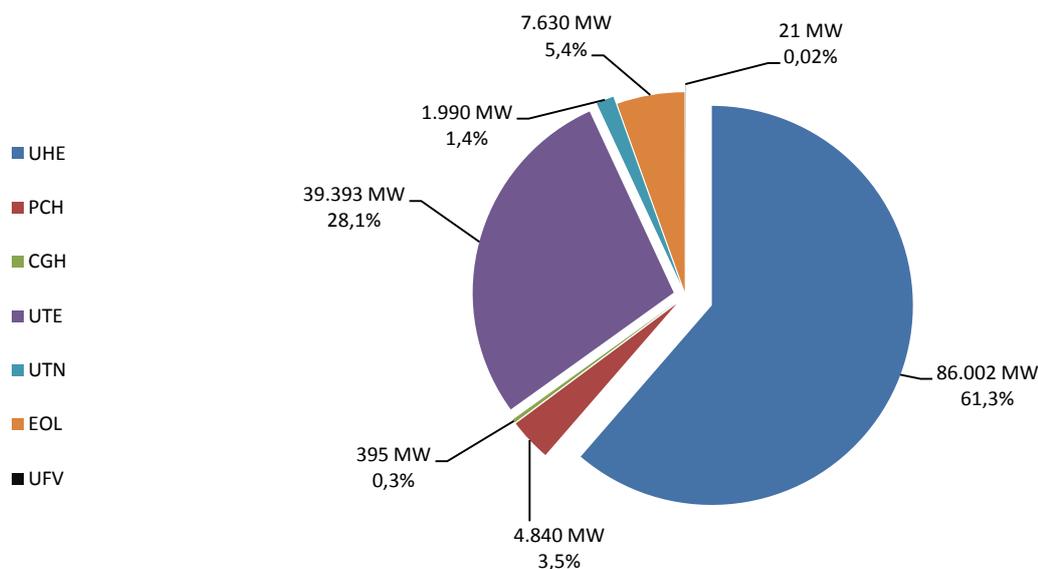
7.9.1.1.1 Características da Oferta

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte. Com pouco mais de 140,29 GW de potência instalada até dezembro de 2015, onde predomina a geração a partir de fontes renováveis, distribuídas em oito bacias hidrográficas. Mesmo contando com reservatórios significativos, trata-se de um sistema fortemente dependente dos regimes de chuvas.

O SIN é formado pelos subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 2,3% da energia requerida pelo país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

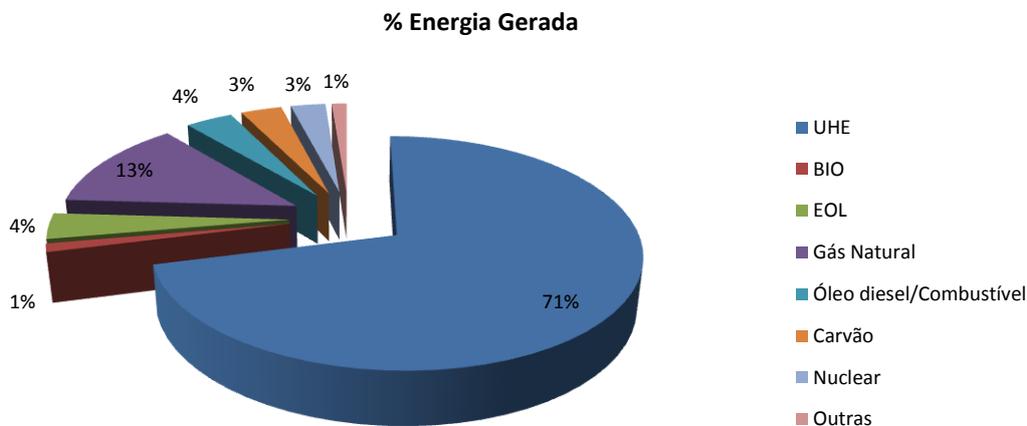
As figuras a seguir, indicam a participação por tipo de fonte, na capacidade instalada e na geração efetiva, até o ano de 2015:

7.9 - Outras informações relevantes



*Inclui somente a parcela Brasileira de ITAIPU (7.000 MW)
 Fonte ANEEL

Geração por fonte (Jan-Dez 2015)



Fonte ANEEL

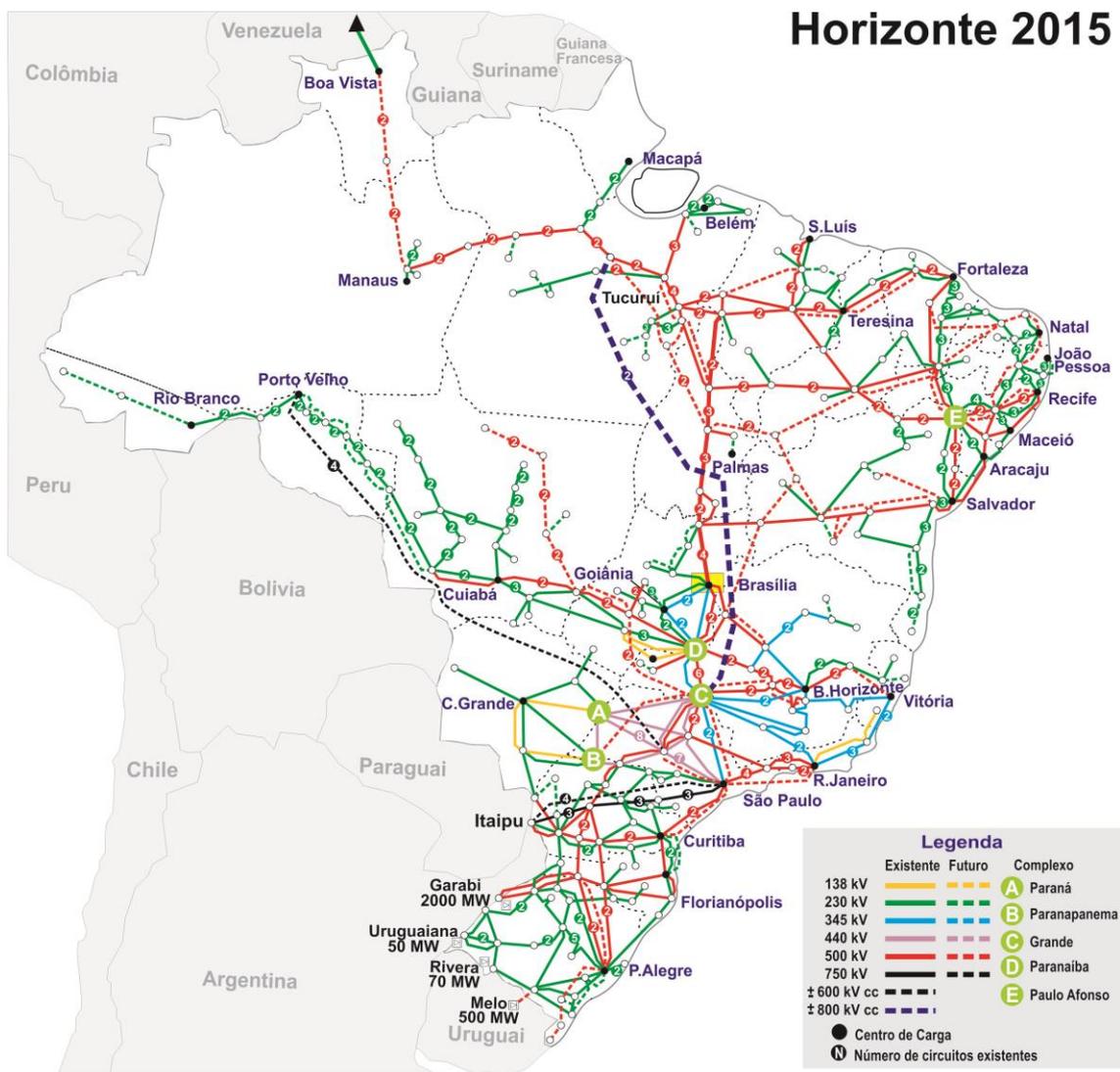
Nas UHEs a energia disponível é limitada pela capacidade de armazenamento dos reservatórios. Isso introduz uma relação direta entre uma decisão operativa tomada no presente e suas conseqüências futuras. Por exemplo, se os reservatórios forem utilizados no presente e vier a ocorrer no futuro um período com baixas aflúncias, se fará necessário utilizar um elevado nível de geração termelétrica. Existe ainda a chance de não se dispor de energia suficiente no futuro, ou seja, pode vir a ocorrer um déficit no suprimento. Em contrapartida, se os reservatórios são pouco utilizados no presente e aflúncias elevadas acontecerem no futuro, o sistema se defrontará com a situação de ocorrência de vertimento (vazão utilizada para controlar o nível do reservatório e não utilizada na geração) o que, neste caso, representa uma situação indesejável de desperdício.

Devido à existência de diversos rios com múltiplos aproveitamentos hidrelétricos, a operação de uma usina depende das vazões liberadas a montante por outras usinas, ao mesmo tempo em que sua operação afeta as usinas a jusante, de forma análoga. Essa interdependência operativa é afetada também pelas restrições de uso múltiplo da água, tais como navegação, irrigação, lazer, saneamento e ainda pelos procedimentos de hidrologia operacional que compreendem, por exemplo, estratégias para prevenção e controle de situações de cheias ou mitigação de efeitos de períodos de estiagem.

7.9 - Outras informações relevantes

Outro aspecto relevante a ser mencionado sobre o SIN é o fato de ser impossível prever com exatidão as afluências futuras, as quais dependem dos distintos regimes hidrológicos, aspectos climáticos e características geológicas das bacias hidrográficas do país. Conseqüentemente, dado que as condições de suprimento de energia dependem de quanto, quando e onde chove, agrega-se assim um caráter probabilístico ao processo decisório de geração.

As características diversas dos rios e a complementaridade entre regiões levaram ao desenvolvimento de uma rede de transmissão bastante extensa e ramificada, que permite explorar essas diferenças. Por intermédio das interconexões elétricas é possível reduzir os custos operativos, com a diminuição da produção termelétrica sempre que houver energia hidrelétrica excedente em outras regiões do sistema. Da mesma forma, em períodos com valores baixos de afluências, a contribuição das usinas termelétricas é de especial importância no atendimento ao mercado de energia e/ou minimização de riscos.

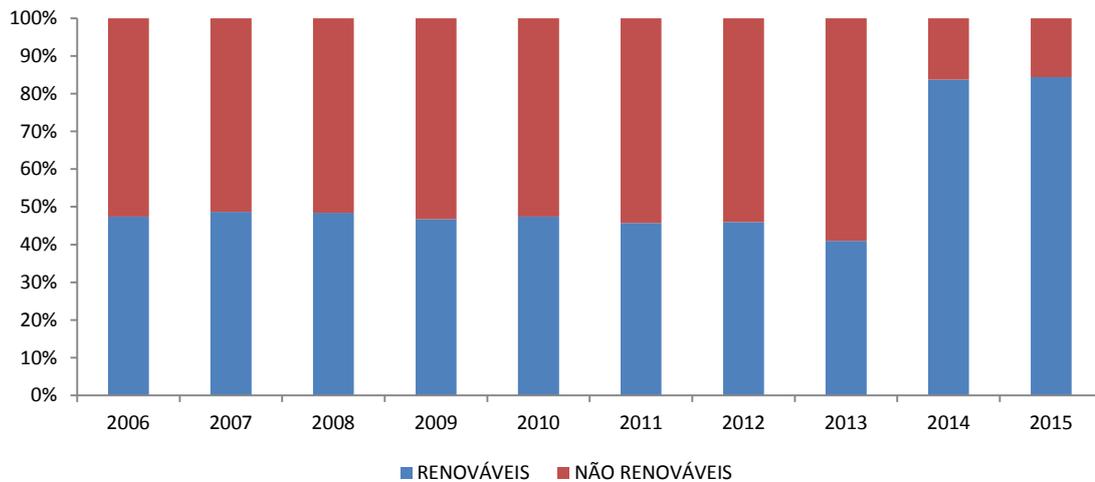


Fonte: ONS

Em função da maior necessidade de utilização da capacidade de oferta frente ao crescimento do consumo, observa-se atualmente uma enorme procura por capacidade produtiva, o que tem viabilizado a inserção de novas fontes de geração, especialmente por meio de programas governamentais e da proliferação de novos agentes setoriais.

Neste contexto, a matriz energética brasileira vem se modificando e as fontes de energias renováveis apresentando um ganho de participação, com destaque para a energia eólica.

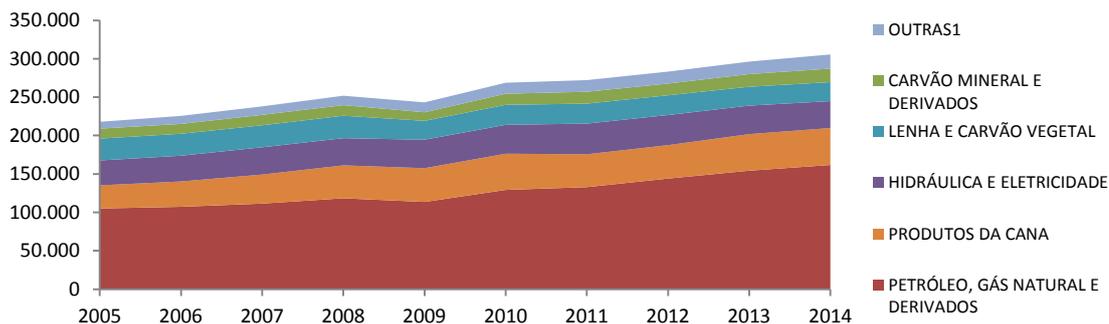
7.9 - Outras informações relevantes



Fonte: EPE

No entanto, já se contempla o início de uma redução no ritmo de crescimento da energia hidro, principalmente em função deste potencial se encontrar cada vez mais distante para o suprimento aos centros de consumo, ou ainda devido a questões ambientais impeditivas.

Evolução da Participação por Fonte



7.9.1.1.2 Características do Consumo

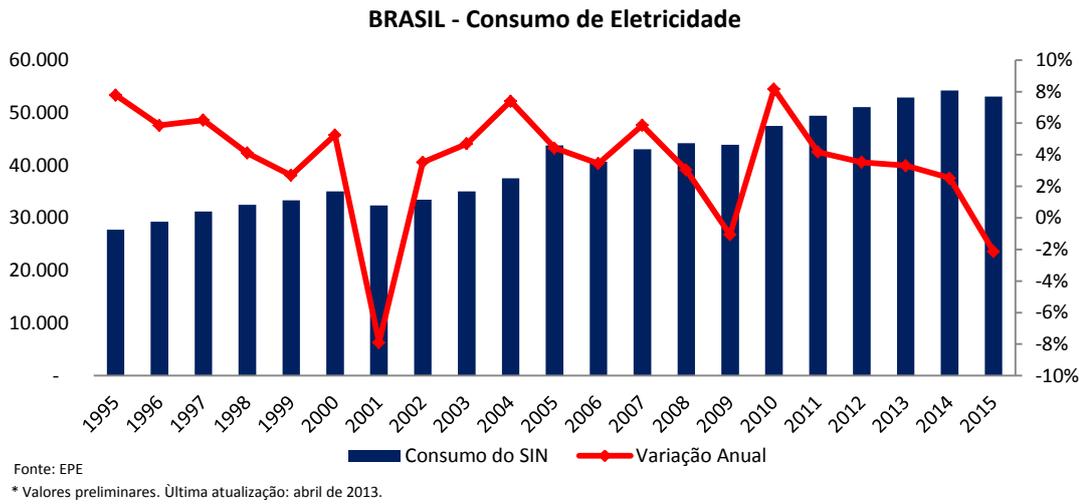
O Brasil se destacou como economia emergente, com o PIB de 2013 na ordem de R\$ 4,8 trilhões, representando um aumento de 2,3% em termos reais em relação a 2012. De acordo com as últimas projeções do Banco Central, a expectativa de crescimento do PIB para 2016 é de 1,7% em termos reais.

Além do comportamento da economia, outro aspecto importante para o crescimento do mercado consumidor de eletricidade é a continuidade de mudanças na demanda reprimida em domicílios, escolas, postos de saúde, igrejas, centros comunitários, bombeamento d' água, etc., através da implantação de programas para a universalização do atendimento (por exemplo, o Programa Luz para Todos, do Ministério de Minas e Energia ou o projeto PRODUZIR, com recursos do Banco Mundial).

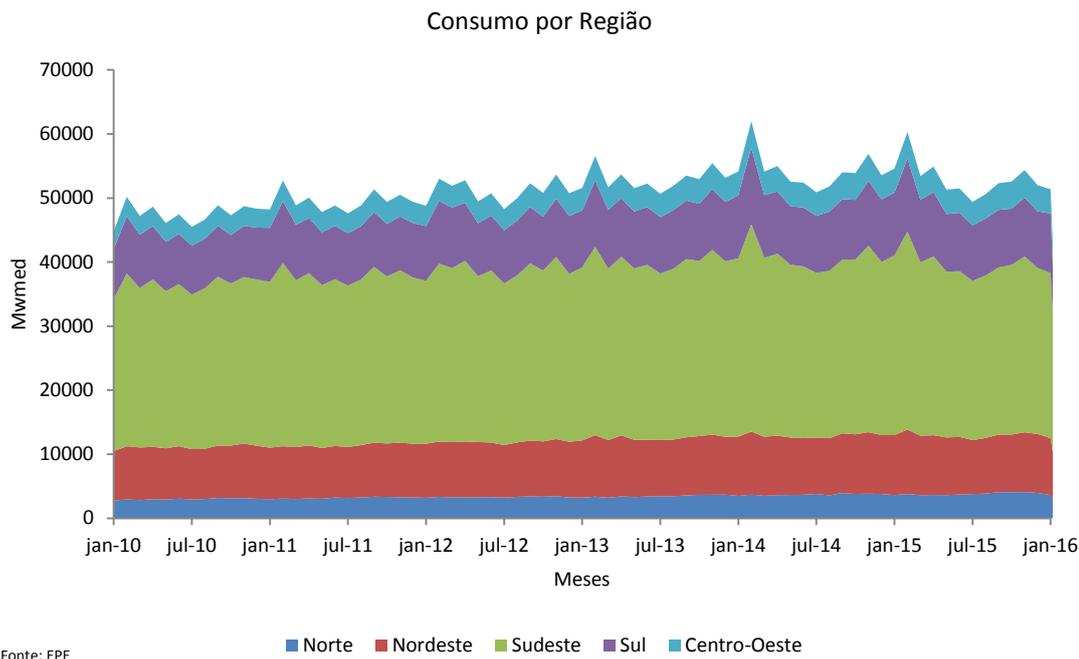
O consumo de energia elétrica vem crescendo a expressivas taxas ao longo das últimas décadas, à exceção do período de racionamento causado por um período de baixa hidraulicidade, ao longo dos anos de 2000 e 2001 e a recessão econômica dos dois últimos anos, que será detalhado mais adiante.

O gráfico abaixo mostra o crescimento do ano 2001 até 2015, em valores absolutos e variação percentual:

7.9 - Outras informações relevantes



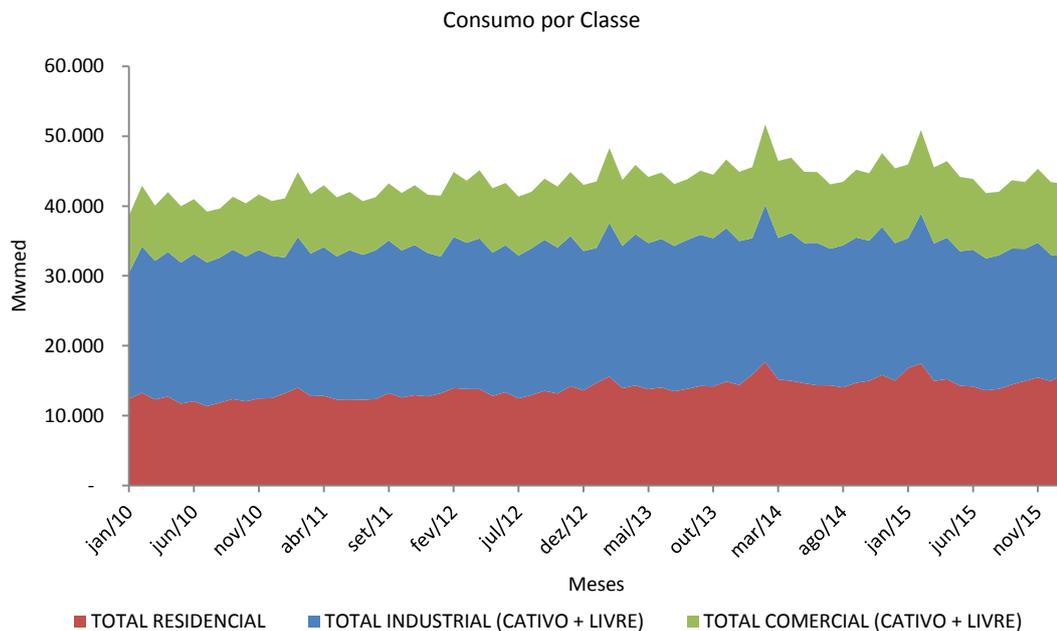
O gráfico a seguir mostra a proporção da distribuição por Classe de Consumo e por Região:



O segmento industrial responde quase que pela metade do consumo total, seguido pelo residencial, o qual vem crescendo em número de domicílios atendidos.

O gráfico, a seguir, apresenta a distribuição espacial do mercado:

7.9 - Outras informações relevantes



7.9.1.2. Regulação Setorial - Histórico Recente do SEB

7.9.1.2.1 Período anterior a 1995

Por mais de trinta anos, até meados da década de 90, predominou no SEB uma estrutura estatal e federativa, com base no Código de Águas de 1934. As grandes empresas sob controle federal eram basicamente atuantes nos segmentos de geração e transmissão e não participavam da distribuição. As empresas estaduais de energia elétrica de maior porte eram verticalizadas, enquanto as empresas privadas e estaduais de menor porte restringiam-se à distribuição. O planejamento da expansão e a operação dos sistemas interligados tinham o comando da ELETROBRAS.

No entanto, a partir de 1975 foi-se configurando uma crise fiscal na União e nos Estados, rebatendo igualmente em problemas financeiros e administrativos nas grandes empresas do setor elétrico. Instituições financeiras internacionais reduziram seus fluxos de investimentos em projetos de infra-estrutura, levando à paralisação e postergação de grandes usinas geradoras, bem como à insuficiência dos sistemas de transmissão e distribuição, elevando o risco de déficit de energia e apontando para uma crise de abastecimento no médio prazo. Tais instituições recomendaram a necessidade de privatização do setor para alavancar recursos privados. A situação não se tornou tão grave por uma conjugação de baixas taxas de crescimento da economia, demandando menores demandas de consumo energético, e situações hidrológicas favoráveis (o que, para um parque gerador majoritariamente hidrelétrico, representou um recurso, embora conjuntural, expressivo).

Na segunda metade da década de 90 o crescimento do consumo de eletricidade foi da ordem de 4,8% ao ano. A reestruturação do setor era urgente, com investimentos privados, redução de tarifas e melhoria dos serviços. Pode-se considerar como um marco da reforma setorial a Lei nº 8.631, de 1993, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores.

Não obstante, no início de 1995 havia 56 obras de geração paralisadas no país. Destas, 33 tiveram suas licenças cassadas, pois os investimentos sequer foram iniciados. A situação das 23 obras restantes, perfazendo 10 mil MW, foi renegociada, buscando capital privado. Importantes parcerias com a livre iniciativa foram definidas para investimentos nas usinas geradoras. Destaque-se que 14 destas obras entraram em operação até 2001, com mais de 60% dos recursos investidos advindos de parcerias com a iniciativa privada (segundo o MME).

7.9.1.2.2 Período 1995 - 2004

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, a chamada Lei das Concessões, além de criar condições para uma maior participação de capitais privados, introduziu a competição na construção de novos projetos, mediante regulamentação do regime de licitação das concessões, outorgadas, até então, somente às concessionárias estaduais e federais. Teve prosseguimento com a aprovação do Decreto nº 1.503, de 25 de maio de 1995, que incluiu o Sistema ELETROBRAS no Programa Nacional de Desestatização (PND) e orientou as privatizações nos segmentos de geração e distribuição.

7.9 - Outras informações relevantes

Este processo de mudanças foi marcado pela promulgação da Lei n.º 9.074 de 1995, que criou o PIE, e, ainda, introduzindo o conceito de Consumidor Livre, estabelecendo as bases legais para que os grandes consumidores pudessem comprar energia livremente. O Decreto n.º 2.003/1996 regulamentou a figura do PIE, peça-chave no novo sistema, além de autorizar a venda da produção do autoprodutor.

Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. As principais conclusões do projeto foram a necessidade de desverticalização das empresas de energia elétrica, vale dizer, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição; incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado.

Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no SEB. A reestruturação criou três novas entidades: a ANEEL, órgão regulador e fiscalizador de todas as relações no setor, o ONS, que controla de forma integrada toda a operação do SIN, e a Administradora do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE), operando o MAE, onde são livremente comercializados os excedentes de energia. Introduziu ainda a figura dos Agentes comercializadores de eletricidade, constituídos por empresas credenciadas para comprar e vender energia elétrica livremente no mercado.

A opção pela venda dos ativos existentes, não obstante ter atraído recursos de alguns grupos privados tradicionais atuantes no ramo, resultou na falta de investimentos para a expansão, e a extinção do Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema (GCPS) resultou na falta de planejamento. Além disso, o processo de privatização do segmento de geração sofreu reverses que atrasaram a agenda preestabelecida: a demora na definição das regras para a operação do MAE, concluída somente em fevereiro de 2000, deixou o mercado inseguro e a crise cambial de janeiro de 1999 e as mudanças macroeconômicas que se seguiram reduziram a atratividade dos leilões de ativos para os investidores estrangeiros, além do racionamento imposto em 2001.

Aliado a este cenário, e também em função da ocorrência de vazões afluentes moderadamente desfavoráveis a partir de 1998, os reservatórios reduziram progressivamente seus volumes armazenados, demonstrando um déficit estrutural no SIN.

Uma das ações preventivas tomadas pelo Governo Federal foi o Programa Prioritário Termelétrico (PPT), abrangendo 49 projetos de termelétricos, na maioria, a gás natural. Destes, devido principalmente ao risco cambial, foram concentrados esforços para a viabilização de 15 usinas.

Dada a demora havida na execução de medidas pelo Governo Federal, o racionamento foi iniciado em maio de 2001, estendendo-se até fevereiro de 2002.

Até praticamente o mês de março de 2001 as instituições do Governo Federal que não tratavam diretamente de energia elétrica e a sociedade como um todo não tinham noção clara da crise que se aproximava. Com isso, foi adiada a divulgação do fato de que havia uma crise de suprimento e risco concreto de racionamento de energia, o que prejudicou não só a adoção de medidas preventivas por parte do governo e dos consumidores, como também a discussão racional de soluções para a crise.

O racionamento afetou toda a cadeia produtiva e até hoje não existe consenso sobre o real prejuízo verificado na economia.

Os gargalos de transmissão existentes na época agravaram a crise. Após esse evento pairou sobre o setor a sensação de instabilidade jurídica e regulatória que impedia a atuação do mercado em sua plenitude, dentro de um ambiente estável para investimentos. O mercado teve problemas na liquidação desde setembro de 2000 até dezembro de 2002, configurando assim um cenário de alta inadimplência.

Em outubro de 2002 vieram as eleições presidenciais no país, onde a oposição sagrou-se vencedora. Ao assumir o poder, o novo governo colocou na pauta de discussões uma nova estrutura institucional para o setor elétrico, com proposta de novos paradigmas, regras e procedimentos.

7.9.1.2.3 Período 2004 adiante

Em julho de 2003 o MME publicou a "Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico". Representantes dos diversos segmentos da sociedade opinaram sobre o documento e sugeriram importantes contribuições no sentido de flexibilizar a proposta inicial, de forma a diminuir seu forte viés estatal. Muitas dessas sugestões foram incorporadas e, em dezembro de 2003, foi publicado um novo documento, intitulado como o "Modelo Institucional do Setor Elétrico".

Novas negociações e alterações foram realizadas e em março foi publicada a Lei n.º 10.848/04, que define as principais diretrizes do modelo. Em julho do mesmo ano foi publicado o Decreto n.º 5163/04, que regulamentou a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões de autorizações de geração, dentre outros. O Decreto n.º 5.177/04 detalhou as disposições que deveriam ser tratadas na "Convenção de Comercialização", que foi instituída pela Resolução Normativa ANEEL n.º 109/2004.

7.9 - Outras informações relevantes

Os principais objetivos foram:

- a) Garantir a segurança no suprimento de energia elétrica;
- b) Promover a modicidade tarifária, por meio de contratação eficiente para consumidores regulados;
- c) Promover a inserção social do SEB por meio da universalização do atendimento.

Para a garantia do suprimento as principais medidas foram:

- a) Contratação de 100% da demanda;
- b) Cálculo realista dos lastros (Garantia Física) da geração.

Para a modicidade tarifária a consumidores regulados instituiu-se:

- a) Compra e venda de energia, sempre pelo menor preço, garantido através da realização de leilões;
- b) Existência de um "pool" de distribuidoras, repartindo riscos e benefícios, e equalização das tarifas de suprimento;
- c) Contratação em separado da energia proveniente de novas usinas ("energia nova") e da de usinas existentes ("energia velha").

Para a contratação de energia foram criados dois ambientes:

- a) ACR, para o atendimento aos consumidores com tarifas reguladas (distribuidoras);
- b) ACL, para a contratação de energia atendendo aos consumidores livres, por intermédios de contratos bilaterais livremente negociados.

Os referidos leilões são realizados com 5 e 3 anos de antecedência relativamente ao ano de início de suprimento (denominados Leilões A-5 e A-3), e com 1 ano de antecedência (chamado Leilão A-1), e ainda "Leilão de Geração Distribuída", "Leilão de Fontes Alternativas" e "Leilão de Energia de Reserva".

Com base nas modificações identificadas acima, o SEB passou a ser organizado conforme descrito abaixo, com a criação de novos agentes e também com revisão das atribuições de agentes já existentes:

- CNPE (Conselho Nacional de Política Energética)

É um órgão interministerial de assessoramento à presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso país.

É também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

- MME (Ministério de Minas e Energia)

É o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implantação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do SEB e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

- EPE (Empresa de Pesquisa Energética)

Instituída pela Lei n.º 10.847/04 e criada pelo Decreto n.º 5.184/04, é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

7.9 - Outras informações relevantes

Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos para o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para novos aproveitamentos hidrelétricos com potência igual ou superior a 30 MW.

- CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico)

Órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)

As alterações promovidas em 2004 pelo novo modelo do setor incluíram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN.

- CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)

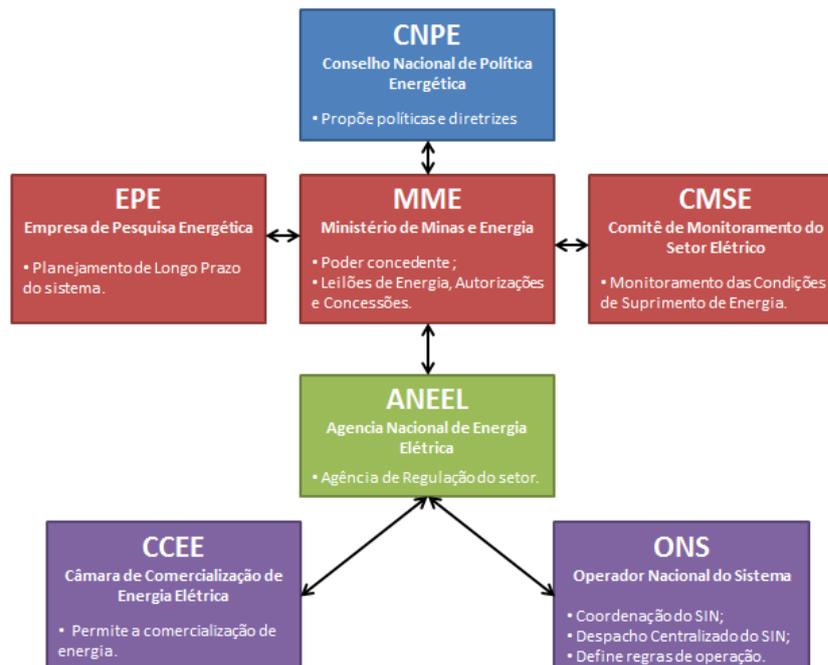
Instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04, absorveu as funções do MAE e suas estruturas organizacionais e operacionais. Entre suas principais obrigações estão: a apuração do PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo; a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados; a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR, por delegação da ANEEL.

- ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)

Criado pela Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto n.º 2.655, de 2 de julho de 1998, com as alterações do Decreto n.º 5.081, de 14 de maio de 2004, para operar, supervisionar e controlar a Geração de energia elétrica no SIN e administrar a rede básica de Transmissão de energia elétrica no Brasil, atendendo os requisitos de carga, otimizando custos e garantindo a confiabilidade do sistema, definindo, ainda, as condições de acesso à malha de Transmissão em alta-tensão do país.

O organograma a seguir mostra como os agentes interagem no SEB:

7.9 - Outras informações relevantes



Fonte: CCEE

Além destes, são importantes outras instituições como ANA, IBAMA, órgãos estaduais e municipais.

A ANA (Agência Nacional de Águas) é responsável pela regulação do uso da água em lagos e rios sob o domínio federal. Seus objetivos incluem a garantia da qualidade e quantidade da água para atender seus usos múltiplos. Adicionalmente, a ANA deve implementar o “Plano Nacional de Monitoramento de Recursos Hídricos”, uma série de mecanismos que buscam o uso racional dos recursos hídricos do país.

No que tange aos rios e lagos sob domínio estadual, compete aos órgãos estaduais – a exemplo do “Ingá” (Instituto de Gestão das Águas e Clima) – a implantação dos respectivos “Planos Estaduais de Recursos Hídricos”, assim como a análise e concessão das outorgas de uso de recursos hídricos.

O IBAMA, por sua vez, é a agência ambiental ligada ao MME e responsável pelo monitoramento e fiscalização ambiental em âmbito federal. O IBAMA é responsável pelo licenciamento ambiental das atividades e empreendimentos que produzam impacto ambiental em âmbito regional ou nacional – localizadas ou desenvolvidas em dois ou mais Estados, cujos impactos ultrapassem os limites territoriais do Brasil ou de um ou mais Estados.

Por fim, os órgãos e agências ambientais municipais são responsáveis pelo licenciamento das atividades que impliquem impacto ambiental local, e, nos demais casos, tem-se que os órgãos e agências ambientais estaduais detêm a competência para realizar o licenciamento ambiental – a exemplo do IMA, órgão ambiental licenciador no Estado da Bahia

7.9.1.3 Concessões e Autorizações – Aspectos Gerais

7.9.1.3.1 Concessões

As empresas ou consórcios que desejam construir ou operar instalações para geração, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem solicitar ao MME ou à ANEEL, uma concessão, permissão ou autorização, conforme o caso. Concessões são disputadas pelos interessados por meio de licitações e dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é de 35 anos para novas concessões de UHEs, e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Algumas concessões existentes de geração poderão ser renovadas, a critério do poder concedente, por um período adicional de 20 anos.

A Lei de Concessões estabelece, entre outros fatores, as condições que a concessionária deve cumprir ao prestar serviços relacionados ao mercado energético, os direitos dos consumidores, bem como as obrigações das concessionárias e do poder concedente.

7.9 - Outras informações relevantes

7.9.1.3.2 Autorizações

As companhias atuantes como PIEs ou autoprodutores que explorem a geração de PCHs, UEEs e/ou UTE a biomassa, estão sujeitas ao regime jurídico da autorização para produção de energia elétrica. Ao contrário das concessões tradicionais de uso de bem público ou do regime de prestação de serviço público de geração de energia elétrica, as autorizações para exploração de PCHs e de usinas eólicas não requerem licitação prévia e são mais flexíveis e menos onerosas que as concessões. Autorizações para exploração de PCHs e de usinas eólicas são outorgadas a título gratuito. As PCHs ainda são dispensadas do pagamento pelo uso do recurso hídrico (conforme § 4º do artigo 26 da Lei n. 9.427/96), além de outras reduções de encargos setoriais.

Os titulares das autorizações, desde que arquem com os ônus das indenizações correspondentes, têm o direito de promover, em seu próprio nome, as desapropriações e instituir as servidões administrativas de bens declarados de utilidade pública pela ANEEL, necessárias ou úteis à construção e posterior operação da usina em questão e suas instalações de transmissão de interesse restrito, ou seja, linhas que farão a conexão de nossas PCHs e de usinas eólicas aos sistemas de distribuição da concessionária local e, conseqüentemente, ao SIN.

De acordo com as autorizações, os atos que visem à modificação e ampliação do empreendimento, transferência a terceiros dos bens ou instalações e cessão dos direitos decorrentes das autorizações, requerem aprovação prévia pela ANEEL.

As autorizações são válidas por 30 anos, podendo ser prorrogadas a critério da ANEEL. Os direitos decorrentes das autorizações, incluídos aqueles sobre a exploração de potencial hidráulico ou dos ventos, conforme o caso pode ser cedido para outra empresa ou consórcio de empresas, desde que mediante prévia autorização da ANEEL.

No Brasil, o PIE pode contratar livremente os preços de venda de energia elétrica, o que não seria possível se sua atividade econômica fosse regida pelas regras aplicáveis às concessionárias de serviços públicos.

A fim de permitir a utilização da energia produzida por fontes alternativas de energia, os titulares das autorizações tem o direito de acessar livremente os sistemas de transmissão e distribuição, mediante pagamento dos respectivos encargos de uso e conexão, quando devidos. Nos termos da Resolução ANEEL n.º 77 e da Lei n.º 9.427, alterada pela Lei n.º 11.943, de 28 de maio de 2009, as PCHs, usinas eólicas e biomassa tem direito ao desconto mínimo de 50% nas tarifas de uso dos referidos sistemas.

7.9.1.3.3 Outorga para exploração de empreendimentos hidrelétricos

Para exploração de potencial de empreendimento hidráulico, o empreendedor interessado deverá observar e cumprir as regras dispostas na Resolução ANEEL n.º 393/98, nos casos em que o aceite do projeto básico for anterior à dezembro de 2009, e na Resolução ANEEL n.º 343/08, para os casos em que o aceite ao projeto básico seja posterior à publicação de referida resolução, bem como as disposições da legislação ambiental no que diz respeito aos estudos de viabilidade necessários e ao cumprimento das condicionantes previstas em cada uma das licenças de que necessitará o empreendedor para consecução do pretensão empreendimento. Importante ressaltar que os empreendimentos que causem impacto ambiental nacional e regional ou aqueles localizados em áreas de interesse ou domínio da União, a competência para licenciar é atribuída ao IBAMA. Com exceção desses casos, e ressalvados os casos em que o impacto ambiental causado é local e que, portanto, a competência é do órgão municipal, o órgão estadual é, em regra, responsável pelo licenciamento, de modo que cada Estado possui legislação e procedimentos próprios.

A obtenção de outorga para exploração de uma PCH depende primeiramente de uma avaliação preliminar da viabilidade da construção da usina, levando-se em conta o potencial hidráulico a ser explorado. Caso este seja economicamente viável, os próximos passos são: (a) a elaboração de estudo ambiental simplificado ou de EIA-RIMA, dependendo do grau dos impactos ambientais que a usina causará; (b) protocolo do estudo preliminar da viabilidade perante o órgão ambiental competente para fins de obtenção da licença ambiental prévia, cuja emissão pode depender inclusive da realização de audiência pública para determinação dos impactos, da observância do plano de compensação ambiental definido e do pagamento das taxas relativas ao licenciamento; (c) registro do projeto básico perante a ANEEL e sua elaboração, o que ocorre em paralelo com a obtenção da licença ambiental de instalação para a área de implantação da PCH; (d) após a aprovação do projeto básico pela ANEEL, da outorga da autorização de exploração e da emissão da licença de instalação pelo órgão ambiental competente, o empreendedor está autorizado a iniciar a construção da PCH, fase em que deve celebrar os contratos de construção da usina (normalmente EPC no regime turn-key); para (e) finalmente, solicitar ao órgão ambiental competente a emissão da licença de operação do empreendimento, bem como da autorização da ANEEL para sua entrada em operação comercial.

Caso o potencial hidráulico não seja conhecido, a ANEEL exigirá do empreendedor a elaboração de inventário simplificado do aproveitamento hidráulico que se pretende explorar. Depois de aprovado o referido inventário pela ANEEL, esta autorizará o início dos trabalhos relativos à execução do projeto básico da usina em questão.

7.9 - Outras informações relevantes

7.9.1.3.4 Penalidades

A regulamentação da ANEEL prevê a imposição de sanções contra os agentes do setor e classifica as multas com base na natureza e severidade da infração (inclusive advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de processos de licitação para novas concessões, permissões ou autorizações e caducidade). Para cada infração, as multas podem chegar a até 2% do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração, ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze meses. Algumas infrações que podem resultar em multas referem-se às falhas dos agentes setoriais em solicitar a prévia e expressa autorização da ANEEL para determinados atos, inclusive: (i) celebração de contratos entre partes relacionadas; e (ii) venda ou cessão de ativos relacionados aos serviços prestados, assim como a imposição de qualquer ônus sobre esses ativos.

7.9.1.3.5 Término antecipado das Autorizações

As autorizações perdem sua validade quando do término do prazo fixado pelo poder concedente. No entanto, o poder concedente pode extinguir as autorizações antes do prazo fixado, caso a respectiva autorizada cometa alguma das infrações listadas abaixo, consideradas razões que ensejam a extinção das autorizações antes do prazo:

- Comercializar energia em desacordo com as prescrições da legislação específica e das próprias autorizações;
- Descumprir as obrigações decorrentes das autorizações e da legislação de regência;
- Transferência a terceiros dos bens e instalações sem prévia e expressa autorização da ANEEL;
- Não recolhimento de multa decorrente de penalidade imposta por infração;
- Descumprimento de notificação da ANEEL para regularizar a exploração das PCHs; ou
- Solicitação das respectivas autorizadas.

Ao término das autorizações, não havendo prorrogação do prazo, os bens e instalações vinculados à produção de energia elétrica nas PCHs poderão passar a integrar o patrimônio da União Federal, a seu exclusivo critério, mediante indenização (apurada por auditoria do poder concedente) dos investimentos realizados, desde que tais investimentos tenham sido previamente autorizados e ainda não amortizados. A ANEEL também pode exigir que as autorizadas restabeleçam o livre escoamento das águas do rio no qual está implantada a PCH.

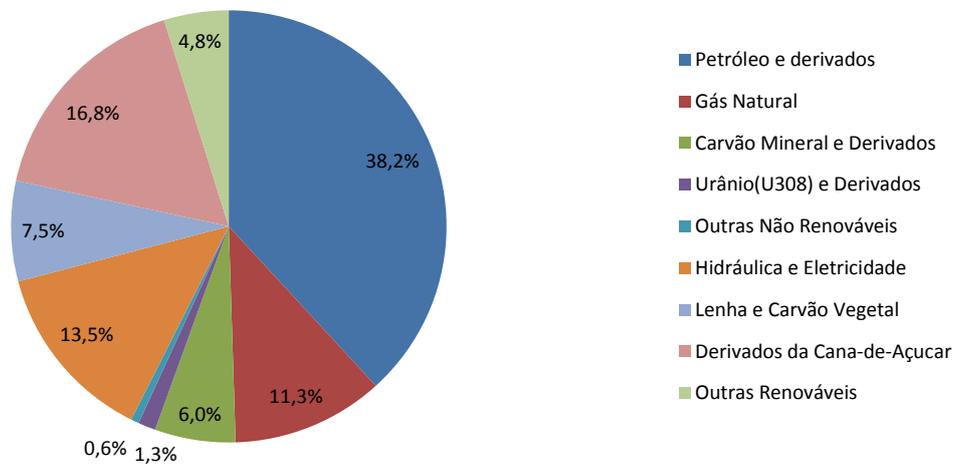
7.9.1.4 Participação das fontes na oferta de geração

Entre os maiores produtores de eletricidade do mundo, o Brasil é o que apresenta a maior parcela de eletricidade a partir de fontes renováveis, sendo o país que atualmente mais produz eletricidade limpa no planeta (em termos de emissões de gases do efeito estufa).

O Plano Nacional de Energia – PNE 2030, elaborado pela EPE, apresenta um cenário para a matriz energética brasileira com uma pequena perda de participação da fonte hidro, um pequeno ganho no carvão e também no gás, mas com ganhos significativos em outras renováveis e na cana de açúcar (biomassa).

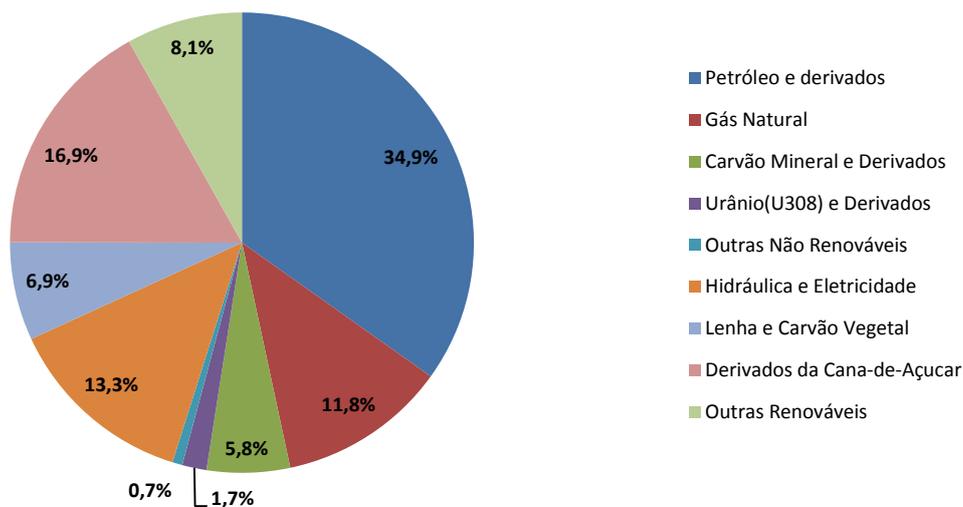
7.9 - Outras informações relevantes

2015



Fonte EPE

Oferta de Energia -2024



Fonte EPE

7.9.1.5 Incentivo às fontes alternativas

Como forma de incentivo à expansão da oferta de energia elétrica, além dos investimentos privados no setor, buscou-se o desenvolvimento de fontes alternativas de geração. Em abril de 2002 foi instituído, pela Lei n.º 10.438/2002, o PROINFA, sendo posteriormente alterado pela Lei n.º 10.762/2003, com o objetivo de fomentar a participação de energias renováveis na geração de energia destinada ao suprimento do SIN. Toda a energia do PROINFA foi contratada pela ELETROBRAS, tendo como fonte primária UTE a biomassa, UEE e PCHs. Sua viabilização contou com condições favoráveis de financiamento, por meio do BNDES.

Outra forma de expansão da oferta de energia alternativa está na incorporação de sistemas de cogeração aos sistemas elétricos, uma vez que a oferta cresce por meio da utilização eficiente de combustíveis que atendem as linhas de produção. Ressalta-se que plantas de cogeração não são utilizadas exclusivamente na indústria, mas também nos segmentos de comércio e serviços.

7.9 - Outras informações relevantes

Cogeração consiste na produção simultânea de energia térmica e energia elétrica a partir do uso de um combustível convencional (gás natural, óleo combustível, diesel e carvão) ou algum tipo de resíduo industrial (cavaco de madeira, bagaço de cana, casca de arroz, dentre outros). Podem-se citar como pontos atrativos desse tipo de empreendimento os ganhos de eficiência em determinados processos, aumento da qualidade da energia, disseminação de geração distribuída, auto-suficiência de suprimento e redução de impactos ambientais.

A legislação brasileira, no sentido de incentivar a cogeração, provê benefícios de política energética condicionado ao uso racional das fontes que satisfaçam o conceito da qualificação, referindo-se ao termo genérico “cogeração qualificada”. A Resolução ANEEL N° 235/2006, define a cogeração e estabelece os requisitos técnico-jurídicos para a sua qualificação. Como benefício aos cogeneradores qualificados, além da redução nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), tem-se a isenção da aplicação, em pesquisa e desenvolvimento (P&D), no mínimo de 1% da receita operacional líquida das empresas que geram energia exclusivamente a partir dessas centrais.

É importante observar ainda outras medidas de incentivo à expansão da oferta de geração de energia elétrica no Brasil por meio de fontes alternativas, como redução de 50% nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, isenção do encargo de 1% a ser aplicada em P&D e ainda, para as PCHs, isenção do encargo de Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH). Ainda, foram criadas formas de incentivo à comercialização de energia elétrica gerada a partir desses empreendimentos, procurando incluir nesse mercado uma nova categoria de consumidores, denominados “Consumidores Especial”.

7.9.1.6 A comercialização de energia elétrica

O processo de comercialização de energia elétrica ocorre de acordo com parâmetros legais conforme citados anteriormente.

As relações comerciais entre os agentes participantes da CCEE são regidas por contratos de compra e venda de energia, que devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo conhecidos somente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no mercado de curto prazo e valoradas ao PLD, determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o “Custo Marginal de Operação” do sistema, sendo este último limitado por um preço mínimo e por um preço máximo, conforme detalhado a seguir.

As chamadas “Regras de Comercialização” são um conjunto de equações matemáticas e fundamentos conceituais, todas contidas na “Convenção de Comercialização de Energia Elétrica” que, associadas aos seus respectivos “Procedimentos de Comercialização”, estabelecem as bases necessárias para a operação comercial da CCEE e estipulam o processo de contabilização e liquidação tanto no mercado regulado quanto no mercado livre.

As Regras de Comercialização versão 2012 foram aprovadas pela Resolução ANEEL n°. 456/2011.

7.9.1.6.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

No ACR, as empresas de distribuição compram a energia que esperam comercializar com seus consumidores cativos, por meio de leilões regulados pela ANEEL e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas com as geradoras, comercializadoras e importadoras de energia elétrica (chamadas comumente de “Agentes Vendedores”).

Um dos aspectos que diferenciam o novo modelo institucional do anterior é o seu esquema de contratação para os consumidores cativos. Pelo esquema anterior, uma distribuidora poderia estabelecer contratos bilaterais diretamente com geradores ou PIEs. Já no novo modelo, as distribuidoras devem contratar sua energia somente através de leilões públicos, objetivando a modicidade tarifária.

Os leilões regulados de compra de energia pelas distribuidoras são separados em leilões de energia existente (que visam à recontração da energia) e LENs (para a licitação de novas usinas e contratação de sua energia). A legislação também prevê a realização de leilões especiais de energia renovável (UTES a biomassa, PCHs, energia solar e UEEs).

A energia gerada por (i) projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximo a centros de consumo (chamados de “Geração Distribuída”); (ii) usinas qualificadas nos termos do PROINFA; (iii) Itaipu e (iv) Angra 1 e 2, a partir de 1º de janeiro de 2013, não estarão sujeitas a processos de leilão centralizados para o fornecimento de energia no ACR. A energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada pela ELETROBRAS e os volumes que devem ser comprados por cada distribuidora são determinados compulsoriamente pela ANEEL. Os preços da energia gerada por Itaipu são em dólares e estabelecidos em um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai.

7.9 - Outras informações relevantes

A aquisição, pelas distribuidoras, de energia proveniente de processos de “Geração Distribuída”, UEEs e PCHs deve observar um processo competitivo de chamada pública, que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso. O montante contratado não pode ultrapassar o limite de 10% da carga da distribuidora (Resolução ANEEL 167/2005).

Os contratos são de duas espécies (i) “Contratos de Quantidade de Energia”; e (ii) “Contratos de Disponibilidade de Energia”.

Nos termos de um “Contrato de Quantidade de Energia” os “Agentes Vendedores” se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica e assumem o risco de que o fornecimento poderá ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, entre outros fatores que poderão afetar ou diminuir o fornecimento de energia elétrica, e no caso de falta de fornecimento terão que comprar a energia no mercado, de forma a cumprir seus compromissos de fornecimento.

De outra forma, nos termos de um “Contrato de Disponibilidade de Energia”, a unidade geradora se compromete a disponibilizar uma determinada capacidade ao ACR. Neste caso, a receita da geradora é garantida e o risco hidrológico de despacho de tais usinas (pagamento de custos variáveis) é assumido pela distribuidora. Em conjunto, estes contratos constituem os chamados CCEAR (“Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado”).

Os contratos por disponibilidade no SIN são feitos somente para geradores termelétricos e no mercado regulado. Neste tipo de contrato, o gerador recebe uma receita fixa anual exatamente igual ao montante total correspondente ao seu lance vencedor no LEN. Esta receita fixa deve ser suficiente para a remuneração dos investimentos e cobertura de todos os custos fixos da usina, incluindo custos fixos de O&M, tarifas de transmissão/distribuição, encargos e tributos. Já os custos variáveis de geração são totalmente repassados às distribuidoras sempre que a usina é despachada pelo ONS. As distribuidoras, por sua vez, repassam os custos variáveis aos consumidores finais, com autorização do regulador. Os custos fixos e variáveis de operação são declarados pelo gerador no processo realizado pela EPE de habilitação técnica para o leilão.

Este tipo de contrato CCEAR é totalmente padronizado e é estabelecido pela ANEEL/CCEE, não havendo nenhuma margem para negociação, por tratar-se de contrato de adesão que faz parte do edital do leilão. O gerador assina tais contratos com cada uma das empresas distribuidoras que compraram energia no leilão em que o gerador se sagrou vencedor, nos montantes proporcionais aos requisitos de carga informados por aquelas empresas à CCEE antes do leilão.

Com relação à indexação prevista no CCEAR, a receita fixa é indexada pelo IPCA, medido mensalmente pelo IBGE. Já os custos variáveis são divididos em custo de combustível e custo de O&M variável. Para o carvão importado, o custo de combustível é corrigido pela variação do preço internacional do carvão mais a variação do câmbio. O O&M variável é corrigido pelo IPCA.

O CCEAR por disponibilidade inclui ainda penalidades por atraso na entrada em operação e por disponibilidade verificada menor que a declarada para o cálculo da garantia física (limite de comercialização) da usina. Deve-se destacar que penalidades por atraso na entrada em operação podem ser evitadas adquirindo energia no mercado para cobrir o atraso. Já para a penalidade por disponibilidade verificada menor que a declarada é possível evitá-la comprando energia no mercado, mas esta energia deve ser oriunda de projeto cuja data de outorga inicial seja igual ou posterior à da usina.

7.9.1.6.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No ACL é realizada a compra e venda de energia entre concessionárias de geração, produtores independentes, autoprodutores, comercializadoras de energia elétrica, importadores de energia e consumidores livres. O ACL também inclui contratos bilaterais existentes entre geradoras e distribuidoras até sua respectiva expiração, quando deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

O consumidor livre tem a possibilidade de usufruir dos benefícios de negociar livremente contratos de energia elétrica com os agentes de geração e de comercialização sujeitando-se, contudo, aos riscos inerentes desta atividade. Os agentes vendedores oferecem contratos customizados de venda de energia elétrica que variam de acordo com o perfil de cada cliente.

Podem optar pela condição de livres os consumidores com demanda igual ou superior a 3 MW e atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. Para consumidores conectados após 08/07/1995 não existe restrição relativa ao nível da tensão de atendimento, conforme Lei n.º 9.074/95. No caso de consumidores atendidos somente por meio de fontes alternativas de energia como PCH, solar, UEE e UTE a biomassa, com potência injetada menor ou igual a 50 MW, o limite máximo é reduzido para 0,5 MW, sem restrição quanto ao nível de tensão.

Um consumidor que esteja habilitado a escolher seu fornecedor, no caso, um consumidor potencialmente livre, e que tenha um contrato por prazo indeterminado com uma distribuidora, somente poderá rescindir tal contrato mediante notificação à distribuidora, com antecedência mínima de 15 dias da data em que tal distribuidora deverá declarar suas necessidades de energia para o leilão seguinte, ressalvado que o fornecimento no ACL só

7.9 - Outras informações relevantes

será iniciado no ano seguinte ao da notificação, exceto se o contrato de fornecimento entre a distribuidora e o consumidor potencialmente livre dispuser expressamente o contrário.

A introdução de cláusulas de flexibilização nos contratos de energia (*hedge*) contra a volatilidade de preço, bem como a indexação do preço da energia a um índice de interesse da empresa como, por exemplo, o preço de seu produto final apresenta-se como artifícios utilizados pelos agentes geradores e comercializadores com o intuito de atrair um número maior de consumidores livres, ou mesmo manter os atuais.

7.9.1.6.3 Tradeoff ACL X ACR

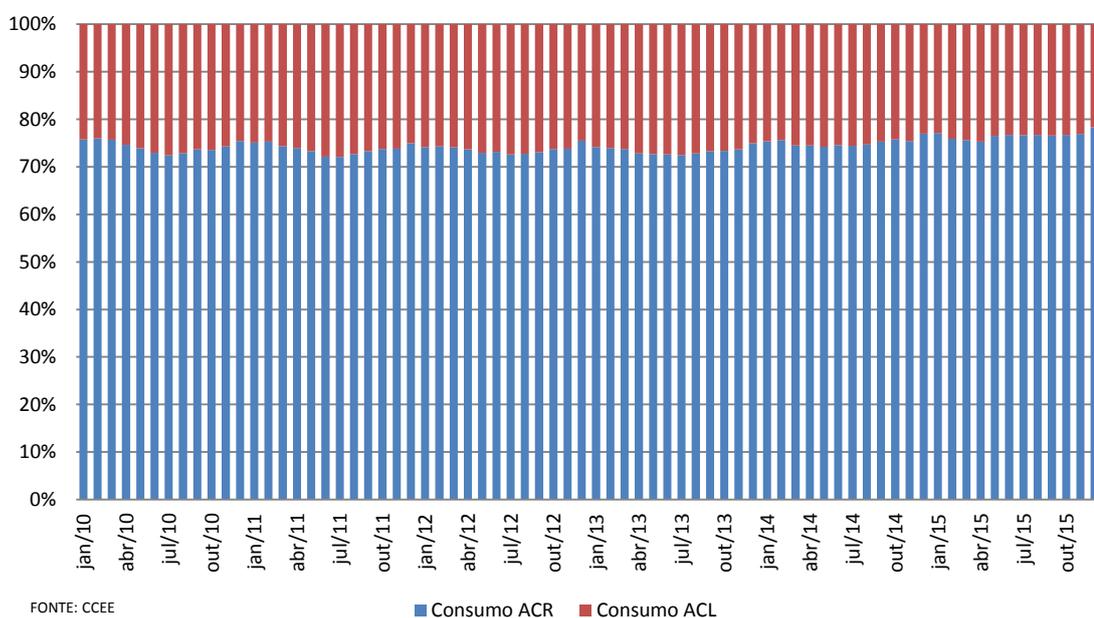
Um consumidor cativo conectado no sistema de uma distribuidora paga a Tarifa de Fornecimento de Energia (TF), que é composta por duas parcelas, a Tarifa de Energia (TE) e a TUSD. A TUSD por sua vez é composta por uma parcela de encargos (também conhecida como TUSD-Encargos) e outra que remunera o uso dos ativos envolvidos propriamente ditos (também conhecida como TUSD-Fio). O incentivo para migração ao ACL se dá quando a oportunidade de contratação oferece um preço mais atraente quando comparado à TE praticada no ambiente regulado; ou seja, o consumidor livre está constantemente avaliando a sua condição em comparação à tarifa do cativo.

O maior incremento da migração de consumidores cativos para o ambiente livre foi de 2004 para 2005, dado seu grande volume e representatividade em relação ao número total de Agentes da CCEE. A tabela a seguir apresenta a evolução do número de Agentes registrados na CCEE, segregados por classe, com base em seu ano de adesão.

Esse movimento foi impulsionado pela grande atratividade de preços praticados no ACL em função da sobreoferta de energia encontrada no período pós-acionamento. Atualmente a taxa de crescimento desse mercado é menor, em função da escassez de oferta de energia (contratos).

Atualmente o mercado regulado corresponde a cerca de 75% do mercado.

Evolução do Consumo no ACR/ACL



7.9.1.6.4 Consumidores Especiais

Os consumidores especiais são caracterizados por uma unidade ou conjunto de unidades consumidoras que possuam carga igual ou superior a 500,0 kW, integrantes do SIN.

De acordo com a Lei n.º 9.427/1996, posteriormente modificada pela Lei n.º 10.762/2003, esses consumidores possuem o direito de negociar preço livremente com os geradores de energia elétrica que utilizem as seguintes fontes primárias de Geração (i) hidrelétricas com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30,0 MW, destinadas à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de PCH, (ii) hidrelétricas com potência superior a 1,0 MW e igual ou inferior a 50,0 MW, destinadas à produção independente ou autoprodução, independente de ter ou não

7.9 - Outras informações relevantes

características de PCH, (iii) hidrelétricas com potência igual ou inferior a 1,0 MW e (iv) plantas com base em fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, com potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 50,0 MW.

Para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, os agentes têm livre acesso assegurado aos sistemas de transmissão e de distribuição, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido. No entanto, como forma de incentivo a essas fontes de geração, a ANEEL estipulou o percentual de 50% de redução nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos referidos aproveitamentos. Ou seja, os geradores, consumidores ou conjunto de consumidores com potência instalada maior ou igual a 500,0 kW, que comercializarem energia no sistema interligado com as fontes citadas, são beneficiados com os descontos nas tarifas de uso dos sistemas. São os chamados “Consumidores Especiais”. Nos sistemas isolados o limite mínimo de demanda dos consumidores especiais é reduzido de 500,0 kW para 50,0 kW, conforme disposto na Lei n.º 10.438/2002. Em dezembro de 2014 havia 1.172 consumidores especiais e 621 consumidores livres.

7.9.1.6.5 O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

De acordo com as regras de comercialização em vigor, a proteção financeira contra riscos hidrológicos para os geradores é garantida através do MRE. O MRE é um mecanismo financeiro que objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores, na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do SIN.

Sua função é garantir que todos os geradores participantes do MRE comercializem a energia assegurada que lhes foi atribuída pela ANEEL, independente de sua produção real de energia, desde que as usinas participantes do MRE, como um todo, tenham gerado energia suficiente para tal. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo (ou alocando) a energia excedente daquelas que geraram acima de suas energias asseguradas para aquelas que geraram abaixo de suas energias asseguradas. O despacho das usinas é determinado pelo ONS, que leva em conta a demanda de energia, as condições hidrológicas do SIN e as limitações da transmissão.

O ressarcimento dos custos de geração da energia realocada é realizado para compensar os geradores que realocam energia ao sistema acima de seu montante de energia assegurada. Isto é feito através da Tarifa de Energia de Otimização (TEO), para o pagamento de seus custos variáveis de operação (exceto combustível) e das compensações financeiras pelo uso da água. Os custos desta energia realocada (de todos os geradores que doaram energia ao MRE) serão então totalizados e pagos por todos aqueles geradores que receberem energia do MRE.

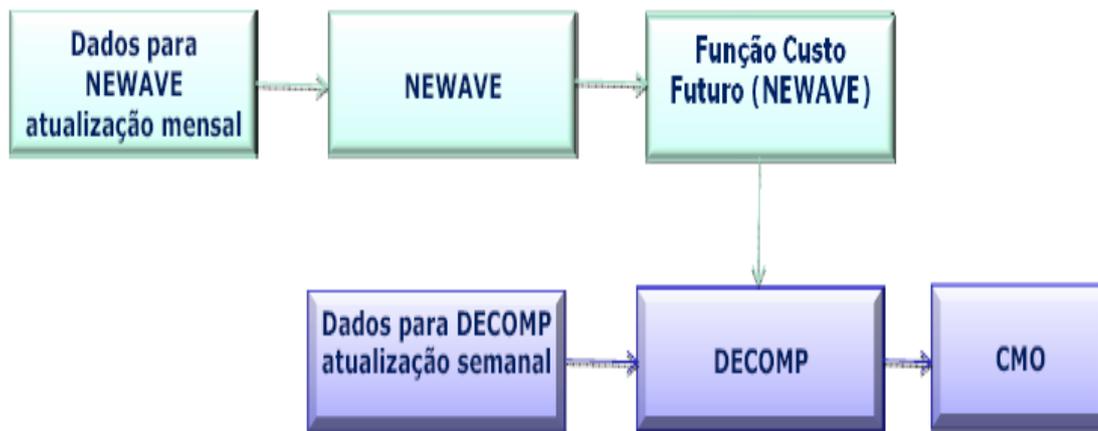
Porém, conforme via de regra, o gerador que performa a cima do seu montante de energia assegurada pode optar por não aderir a metodologia aplicada no MRE e assim informar para as entidades responsáveis que não ira participar do MRE. Caso o gerador queria retornar, o mesmo terá que esperar 12 meses a partir da data de saída para possa retornar ao MRE.

7.9.1.6.6 A formação de preço no mercado de curto prazo

Os modelos utilizados para a definição da otimização dos recursos de geração no SEB são o “NEWAVE” e “DECOMP”. Nestes modelos são considerados os limites de transmissão entre submercados (as restrições de transmissão internas a cada subsistema são desconsideradas, de modo que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os pontos de consumo) e as simulações da operação do sistema consideram diversos cenários de vazões, combinando componentes estruturais (por exemplo, a configuração hidrotérmica e sua expansão) e conjunturais (por exemplo, a condição inicial de armazenamento). Nestas simulações são considerados os custos de geração das termelétricas. Assim, por exemplo, se determinada série hidrológica que estiver sendo simulada for de seca severa, o armazenamento dos reservatórios vai caindo, mesmo com o acionamento de todas as térmicas, podendo haver o corte de carga, que por sua vez é valorado pelo “Custo de Déficit”.

Um dos resultados obtidos nesses modelos é o chamado “Custo Marginal de Operação” ou “CMO”, conforme ilustrado abaixo.

7.9 - Outras informações relevantes

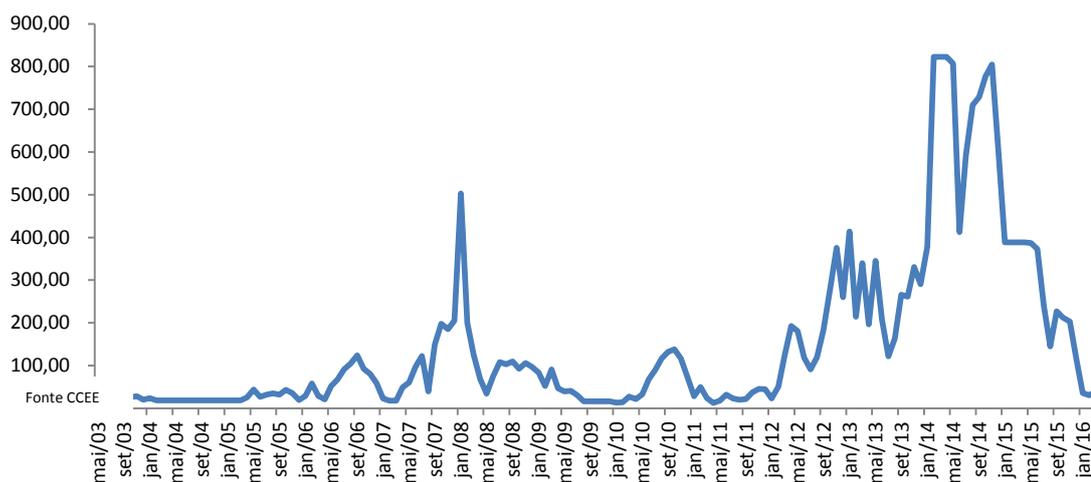


Uma vez que o CMO representa o custo variável do recurso de geração mais caro a ser despachado, tem-se então uma importante informação para determinar o preço da energia elétrica. No caso brasileiro esse preço é denominado de PLD. O PLD é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo, sendo determinado, por patamar de carga, em base semanal *ex-ante*, ou seja, apurado antes da operação real do sistema.

Por determinação da ANEEL, o PLD é limitado a um preço máximo (custo da geração termelétrica mais cara participante do despacho) e um preço mínimo (contempla os custos de operação e manutenção de usinas hidrelétricas e as compensações financeiras – *royalties* - pelo uso dos recursos hídricos).

A título de ilustração, a figura a seguir mostra o histórico das médias mensais do PLD desde maio de 2003 até Jan/2016. O aspecto a ser destacado é a elevada volatilidade verificada em sua trajetória. Quando há sobreoferta de energia no SIN, a consequência é um período de preços baixos. No entanto, no momento em que de demanda de energia volta a se aproximar da oferta, tem-se a elevação da volatilidade do PLD, pois usinas com custo de geração elevado começam a compor o despacho em determinados períodos.

SE/CO



7.9.1.6.7 Tributos e encargos no Setor Elétrico Brasileiro

A seguir lista-se a quantidade de tributos e encargos incidentes, sendo que nem todos são comunicados ao consumidor de forma transparente:

7.9 - Outras informações relevantes

▪ Tributos:

IRPJ: Imposto de Renda da Pessoa Jurídica

CSLL: Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

ISS: Imposto sobre Serviços

PIS/PASEP: Programa de Integração Social e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

ITR: Imposto Territorial Rural

IPVA: Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores

IPTU: Imposto sobre a Propriedade Territorial Urbana

INSS: Contribuição ao INSS devida pelo Empregador

FGTS: Fundo de Garantia por Tempo de Serviço

Outros Encargos Sociais: SAT, Salário Educação, Sistema "S".

▪ Encargos Setoriais:

- CCC (Conta de Consumo de Combustível): encargo para subsidiar a geração de energia elétrica que utiliza combustíveis fósseis nos sistemas isolados. A CCC é paga por todos os consumidores finais através da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), caso o consumidor esteja conectado diretamente na rede básica ou através da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), caso o consumidor esteja conectado na sua distribuidora local. Consumidores que investem em autoprodução são isentos na parcela de sua geração própria. O montante da CCC a ser recolhido é definido anualmente *ex-ante* pela Eletrobrás.

- CDE (Conta de Desenvolvimento Energético): Conta de Desenvolvimento Energético: este encargo se destina a promover a geração eólica, PCH, gás e carvão, promover o programa de universalização da eletricidade; e subsidiar a tarifa para consumidores de baixa renda. Este encargo é pago por todos os consumidores através da TUST ou TUSD. Assim como a CCC, consumidores que investirem em autoprodução estão isentos na proporção de sua geração própria. A CDE é definida anualmente pela ANEEL.

- CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos): é uma participação dos Estados, distritos e alguns departamentos da União nas receitas resultantes da exploração dos recursos hídricos. Este encargo é pago pelas hidrelétricas, com exceção das PCHs, como uma função da energia produzida (R\$/MWh).

- ONS (Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico): é uma taxa destinada a cobrir os custos das atividades do ONS. A taxa da ONS é paga por todos os seus membros, basicamente: geradores, transmissoras e distribuidoras.

- TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica): encargo setorial para cobrir os custos de atividade da ANEEL, pago por todos os agentes do setor.

- RGR (Reserva Global de Reversão): encargo setorial para compensar a reversão dos ativos no final do período de concessão assim como promover recursos para expansão dos serviços públicos de eletricidade. É pago por todas as concessionárias de serviço público.

- UBP (Uso de Bem Público): corresponde a uma taxa pelo direito de concessão pago pelos investidores de hidrelétricas pelo uso do sítio hidrológico para geração de energia. Este pagamento é necessário, pois a concessão de instalação das hidrelétricas pertence à União Federal, e não pode ser cedido sem pagamento.

7.9 - Outras informações relevantes

- P&D (Pesquisa e Desenvolvimento): encargo do setor a ser investido em programas de eficiência energética e estudos de pesquisa e desenvolvimento. Geradores, transmissoras e distribuidoras devem investir anualmente pelo menos 1% de sua receita operacional líquida.

- CCEE: taxa destinada a cobrir os custos das atividades da CCEE, paga por todos os seus membros, a saber: agentes de geração, agentes de comercialização, distribuidoras, consumidores livres e consumidores especiais.

- PROINFA: criado para subsidiar o programa de incentivo as fontes alternativas, este encargo é cobrado de todos os consumidores através da TUST e TUSD. Consumidores de baixa renda e aqueles localizados nos sistemas isolados são isentos desta cobrança.

- ESS (Encargo de Serviço de Sistema): encargo setorial que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica.

Com as novas medidas apresentadas pelo governo federal, durante o mês de setembro de 2012, por meio da Medida Provisória 579, houve a partir de 2013 uma redução significativa na cobrança de encargos setoriais. Ficou determinado a extinção da CCC e RGR, além de uma redução de 75% na cobrança da CDE, os quais somados representam um benefício de 7,6 bilhões de reais por ano.

7.9.1.6.8 Impacto da Medida Provisória 579 nas Operações da Statkraft

Após um período de bastante expectativa dos agentes do setor elétrico quanto ao tratamento que o Governo Federal daria em relação às concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que teriam vencimento a partir de 2015, sem que existisse previsão legal para uma nova prorrogação, foi editada a Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012.

Esta medida, que em sua essência busca reduzir os gastos com energia elétrica no país e assim deixar a indústria mais competitiva, é sustentada por três grandes ações.

- I. Redução do Custo de Geração
- II. Redução nos Custos de Transmissão
- III. Extinção de Encargos Setoriais.

Concessões regulamentadas pelas leis nº 8.987 e nº 9.074 de 1995, que conseqüentemente tem seus prazos vencidos entre 2015 e 2017, e somam cerca de 22 GW de potência instalada, são objetos desta Medida Provisória que busca definir as condições para prorrogação destas outorgas. Para empreendimentos alcançados por esta medida, foi oferecida a opção de extensão da concessão por mais 30 anos, no entanto, sujeito a uma remuneração bastante inferior, baseada nos custos operacionais e setoriais de determinado empreendimento. Esta receita, a princípio permitirá um retorno ao concessionário, de forma a remunerá-lo pela prestação no serviço, no entanto o discurso dos agentes envolvidos ainda é obscuro, deixando margem para incertezas quanto ao cálculo desta tarifa. Ainda neste contexto, o governo se compromete em ressarcir a parcela não depreciada dos ativos, com fundos da RGR e se necessário da União.

Apesar das incertezas, grande parte dos geradores alcançados pela MP 579 aderiu ao programa, no entanto condicionado ao pleno conhecimento das condições da extensão, que deverão ser apresentados até novembro de 2012.

A geração associada a estes geradores será então distribuída na forma de cotas para o portfólio de todas as distribuidoras de forma isonômico, permitindo assim que o desconto seja equivalente para todas as regiões. Esta redução no valor de mercado desta energia corresponde a uma econômica aproximada de 7 bi R\$ ao ano.

Além das concessões de geração, foram adotadas medidas também para a Transmissão, sendo o Grupo Eletrobrás o principal afetado pela Medida uma vez que 62% das linhas alcançadas pela MP 579 pertencem a este grupo. O princípio aplicado para a geração se estende para estes ativos, ou seja, haverá uma redução na RAP (Receita Anual Permitida) suficiente apenas para que se cubram os custos e encargos setoriais. Esta medida terá efeito não somente no mercado cativo (ACR) como também no livre (ACL), uma vez que ambos usufruem das estruturas de transmissão e são sujeitos às tarifas de uso por tal.

A terceira ação prevista pela Medida Provisória 579 foi a redução de encargos no setor elétrico, por meio da extinção da CCC (Cota de Consumo de Combustível) e da RGR (Reserva Global de Reversão), além de uma redução na arrecadação da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético).

Somadas, estas medidas correspondem a uma economia anual em torno de 20 bi R\$, que permitirá descontos na tarifa do ambiente regulado (ACR) entre 16% e 28%, variando em função do nível de tensão em que o consumidor estará conectado.

7.9 - Outras informações relevantes

A Statkraft não será diretamente afetada por esta nova regulamentação uma vez que suas concessões (UHE Monjolinho e LTs) não são alcançadas pela Medida Provisória 579. No entanto deverá ser observada uma desaceleração no crescimento do mercado livre, pelo menos no curto prazo, que também não deverá ter efeito significativo uma vez que o portfólio da Statkraft está praticamente 100% contratado no Longo Prazo, assim imune a estas variações.

Outro aspecto importante, visando os novos empreendimentos, é que extensões das concessões comercializadas a valor de mercado são consideradas apenas como “upsides” nas avaliações econômico-financeiras e não como condições necessárias para a viabilidade dos negócios.

As consequências da MP 579 continuam presentes no setor elétrico, seja através de medidas assessórias que a acompanharam, ou pelas incertezas acerca dos empreendimentos que passaram a operar sob a égide desta nova regulamentação. Até o momento nenhum empreendimento que não tenha aderido ao programa de renovação foi leiloado, tampouco foram acertados os valores finais de indenização para alguns.

7.9.1.6.9 Medida Provisória 688/2015 (LEI - 13203 de 08/12/2015)

A MP 688/2015 altera a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 com o objetivo de colocar fim ao processo de judicialização que representa um grande entrave para o setor elétrico.

Diversos geradores hidráulicos obtiveram liminares que impediram a aplicação do ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) (conhecido como fator de ajuste ou GSF – generation scaling fator).

O MRE foi criado para compartilhar entre seus integrantes os riscos financeiros associados à comercialização de energia produzida pelas usinas hidráulicas.

Os geradores que aderem ao MRE comprometem-se a ceder seus excedentes de energia (geração acima de sua G.F) para cobrir eventuais faltas dos demais participantes.

Os custos variáveis, associados à operação e compensações financeiras pelo uso da água, referentes à produção de energia que é realocada dentro do MRE, são ressarcidos por meio da Tarifa de Energia de Otimização (TEO) associada a cada usina participante do mecanismo (Em 2015, a TEO foi fixada pela ANEEL em R\$ 11,25/MWh).

Entretanto, se os geradores participantes do MRE não produzirem energia suficiente para cobrir toda a garantia física das usinas integrantes do mecanismo, esses terão um valor de energia alocada menor que suas garantias físicas, ao passo que, se produzirem um valor maior, todos terão cobertos os seus montantes de garantia física e ainda existiria uma sobra, chamada de energia secundária.

Numa situação de geração de energia pelos integrantes do MRE aquém da respectiva garantia física total, as usinas que eventualmente comercializaram toda a sua garantia física ficarão expostas no Mercado de Curto Prazo (MCP), cujas exposições são valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Considerando que as hidrelétricas têm falta de energia tipicamente em períodos de seca e, conseqüentemente, alto uso de energia térmica, o PLD praticado nestas ocasiões tende a estar em níveis elevados, o que significa que o agente estará exposto a prejuízos, que podem inviabilizar econômica e financeiramente este setor de geração.

A MP 688/2015 propõe a adoção de um novo formato para minimizar o impacto destas despesas no orçamento das usinas integrantes do MRE, chamado repactuação do risco hidrológico.

A ideia é estabelecer o pagamento de um prêmio de risco pelos geradores hidrelétricos, a ser calculado pela ANEEL, criando condições para arcar com os custos de uma eventual falta de energia necessária para honrar o suprimento contratado.

A repactuação do risco não inclui os efeitos de perdas elétricas da rede básica, de consumo interno e de indisponibilidade de geração.

Para os agentes de geração que repactuarem o risco hidrológico de 2015, o valor do prêmio a ser pago referente à energia contratada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) será de R\$ 9,50/MWh, atualizado anualmente pela ANEEL com base na variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

O prêmio deverá ser depositado na Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

7.9 - Outras informações relevantes

Desta forma, se o volume de energia necessário para que uma usina hidrelétrica atenda o suprimento demandado pelo ACR for maior do que o disponível dentro do MRE, o custo da energia adicional será coberto pelos recursos disponíveis na Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

Ainda, o agente de geração que possuir ação judicial em curso na qual requeira isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE – corresponde a cerca de 23% dos agentes – deverá, como condição para valer-se da repactuação prevista no novo formato, desistir da ação judicial e renunciar a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a referida ação, protocolando requerimento de extinção do processo com resolução do mérito, ficando dispensados os honorários advocatícios em razão da extinção da ação.

A parcela do risco hidrológico associado à energia contratada no Ambiente de Contratação Livre (ACL), o pagamento do prêmio de risco será de R\$ 10,50/MWh, atualizado pela ANEEL pela variação do IPCA, a ser depositado na Conta de Energia de Reserva (CONER), instituída por meio do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008.

Além disso, a repactuação do risco hidrológico referente à energia contratada no ACL determina que os geradores hidrelétricos contratem, voluntariamente, uma reserva de capacidade de geração específica para a mitigação do risco hidrológico de, no mínimo, 5% de sua garantia física, em substituição à energia de reserva prevista na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

A contratação deve ser ressarcida por meio da extensão do prazo das outorgas vigentes, limitada a 15 anos e definida pelo MME, a partir de estudo realizado pela EPE, cujos custos não serão rateados com os usuários finais de energia de reserva do Sistema Interligado Nacional – SIN.

A MP 688/2015 também firma a realização de leilões de energia de reserva de capacidade de geração específica para a mitigação do risco hidrológico com contratação de energia suficiente para atendimento total à substituição desta energia de reserva, com início de suprimento até 1º de janeiro de 2019, cujo preço será limitado ao preço da energia de reserva citada anteriormente.

O custo de deslocamento de geração hidrelétrica será ressarcido aos geradores, subtraído da liquidação da energia secundária e do valor do prêmio de risco, no ano de 2015.

O ressarcimento também pode ser feito por meio da extensão do prazo da outorga vigente, limitada a 15 anos, dispondo o gerador livremente da energia, ou, ainda, por meio do direito de celebração de contrato de energia no ACR, coincidente com a extensão de prazo da outorga vigente, a preços e condições a serem estabelecidos pela ANEEL.

Os recursos utilizados para cobrir eventuais faltas de energia dos geradores hidrelétricos participantes do MRE serão oriundos da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, na qual será aportado o prêmio pago pelos agentes.

Caso o custo necessário para suprir a demanda específica de geradores hidrelétricos vinculados ao ACR seja maior do que o valor dos prêmios depositados, a diferença será arrecadada por meio das bandeiras tarifárias incidentes na conta mensal de luz dos consumidores cativos.

Após análises, estudos e discussões, a Statkraft decidiu aderir a MP 688/2015 para os seguintes empreendimentos da companhia:

- (PCH) Santa Laura S.A.;
- (PCH) Santa Rosa II S.A. e;
- (PCH) Esmeralda S.A.

7.9.1.7 Os leilões de energia

7.9.1.7.1 Leilões de energia nova e de energia existente

O novo modelo institucional do SEB tem três objetivos principais:

- ✓ Garantir a segurança de suprimento de energia elétrica;
- ✓ Promover a modicidade tarifária, através da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;
- ✓ Promover a inserção social no setor elétrico, em particular através dos programas de universalização do serviço de energia elétrica.

7.9 - Outras informações relevantes

Para garantir a segurança de suprimento, o modelo estabelece que toda demanda (distribuidoras e consumidores livres) deve estar 100% contratada, sendo que todo contrato firmado deve possuir um “lastro” físico de produção. Por sua vez, a contratação da demanda das distribuidoras deve ser feita através de leilões de mínimo preço, a fim de garantir a modicidade tarifária.

Torna-se básico induzir à máxima eficiência no processo de alocação de riscos e incentivos entre geradores e distribuidoras e, conseqüentemente, à modicidade tarifária para o consumidor cativo. Existem dois instrumentos principais para promover esta eficiência: o primeiro é a realização da compra de energia sempre através de leilões, na modalidade menor preço; o segundo consiste na contratação de energia por licitação conjunta do montante a ser contratado por todas as distribuidoras, dentro de um ACR, com o objetivo de obter economia de escala na contratação de nova energia, repartir riscos e benefícios dos contratos e, sobretudo, equalizar tarifas de suprimento.

O modelo prevê a realização de dois tipos de leilões:

- ✓ O primeiro tipo tem como objetivo atender o crescimento previsto do consumo acima da capacidade existente de geração. Como o atendimento deste consumo adicional requer, por definição, a construção de novas usinas, este leilão é realizado com antecedência de cinco anos (A-5) ou três anos (A-3) em relação à data de entrega da energia. Além disto, para viabilizar o “*project finance*”, são oferecidos contratos de duração mais longa, entre quinze e trinta anos de duração. Por esta razão este tipo de leilão é conhecido como leilão de “energia nova” ou LEN. Para estimular a eficiência na contratação, há um incentivo à compra de energia nova de fontes mais baratas, já que nos três primeiros anos de entrega de energia nova o repasse de cada distribuidora é limitado ao preço médio de contratação de todas as distribuidoras no ACR. Desta forma, cada distribuidora terá um custo/lucro líquido calculado pela diferença entre o seu custo individual de aquisição da energia e o repasse as tarifas dos consumidores finais (custo médio do ACR).
- ✓ O segundo tipo de leilão visa renovar os contratos de atendimento do consumo existente ao término dos chamados Contratos Iniciais e outros contratos bilaterais em vigor. Visto que estes contratos já são, por definição, respaldados por geradores em operação, não há necessidade de um prazo maior para sua entrada. Como consequência, as licitações são realizadas com um ano de antecedência (A-1), sendo oferecidos contratos com durações variadas, entre cinco e quinze anos. Por analogia ao primeiro tipo de leilão, o segundo tipo é conhecido como leilão de “energia existente”.

7.9.1.7.2 Leilão de Energia de Fontes Alternativas

Além dos LENs e os leilões de energia existente, o MME pode periodicamente organizar também leilões específicos para contratar energia de fontes alternativas (biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, eólica e solar). Contratos padronizados de longo prazo (10-30 anos) são oferecidos e a sistemática do leilão é a mesma do A-3 e A-5. O primeiro leilão de energia alternativa ocorreu em Junho de 2007.

7.9.1.7.3 Leilão de Geração Distribuída (GD)

As distribuidoras podem fazer licitações especiais para a contratação de GD localizada em sua rede de distribuição (tensões abaixo de 230,0 KV). Até 10% da demanda da distribuidora pode ser suprida por este tipo de contrato. Para participar deste leilão, o gerador deve respeitar algumas restrições: eficiência mínima exigida para empreendimentos termoelétricos (com exceção para fonte biomassa ou resíduos de processo), limite máximo de capacidade de 30,0 MW para hidrelétricas, entre outros.

7.9.1.7.4 Leilão de Ajuste

Esse tipo de leilão tem o objetivo fazer um “ajuste fino” entre energia contratada e a demanda. Estes leilões oferecem contratos com duração de até 2 anos e são realizados três ou quatro vezes ao ano, com entrega para o mesmo ano. Por esta razão, esses contratos são conhecidos como “A0”. A distribuidora poderá comprar até 1% do total de sua energia contratada por meio dos leilões de ajuste.

7.9.1.7.5 Leilão para Contratação de Energia de Reserva

Cabe ao poder concedente definir reserva de capacidade de geração a ser contratada, visando garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Dentre os principais motivadores para se ter um mercado de capacidade, destacam-se:

- i) a redução da dependência hidrológica, buscando mitigar o risco hidrológico;

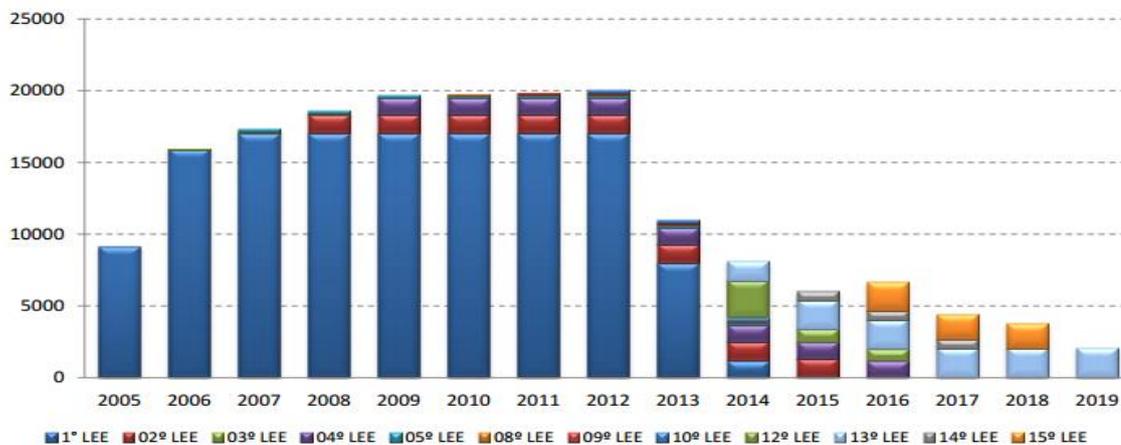
7.9 - Outras informações relevantes

- ii) reduzir o risco em relação aos problemas causados por eventuais atrasos em obras de geradoras;
- iii) aumentar a segurança energética em casos de desvios na previsão da carga;
- iv) a redução da volatilidade do preço do PLD;
- v) a manutenção da margem de segurança do sistema elétrico;

Os custos decorrentes desta contratação de energia de reserva serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo os consumidores livres, os consumidores especiais (com carga superior a 500 kW atendidos por fontes alternativas de Geração de energia) e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrentes da interligação ao SIN.

7.9.1.7.6 Resultados Dos Leilões

Abaixo o resultado dos leilões com respectivas datas de entrega dos volumes contratados.

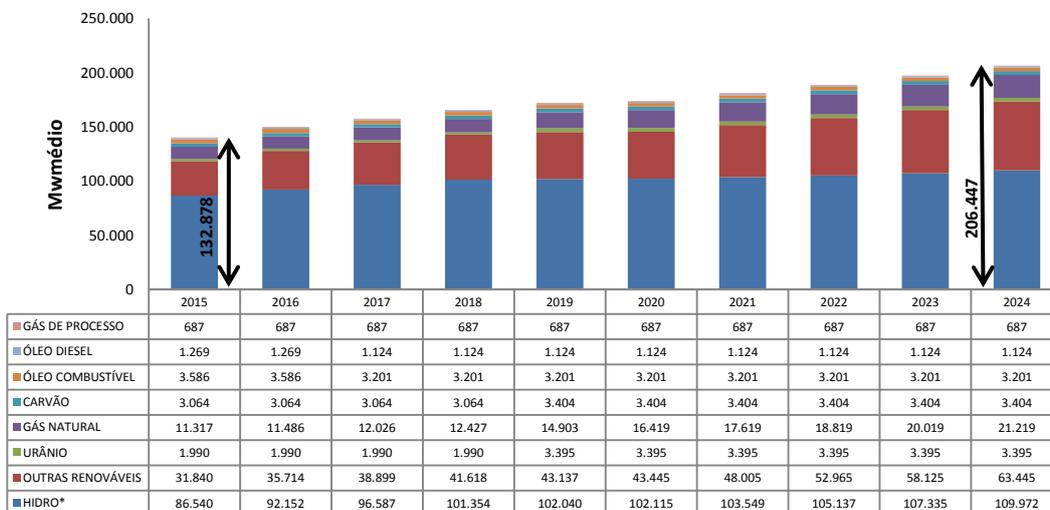


7.9.1.8 A expansão do Parque Gerador

O planejamento da expansão da oferta de energia adota o critério de igualdade entre o chamado “Custo Marginal de Operação” (CMO) e o “Custo Marginal de Expansão” (CME), assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitado o limite de 5% para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica, sendo o risco de déficit a probabilidade de que a oferta de energia elétrica seja menor do que o mercado de energia correspondente, não importando a magnitude do déficit.

7.9 - Outras informações relevantes

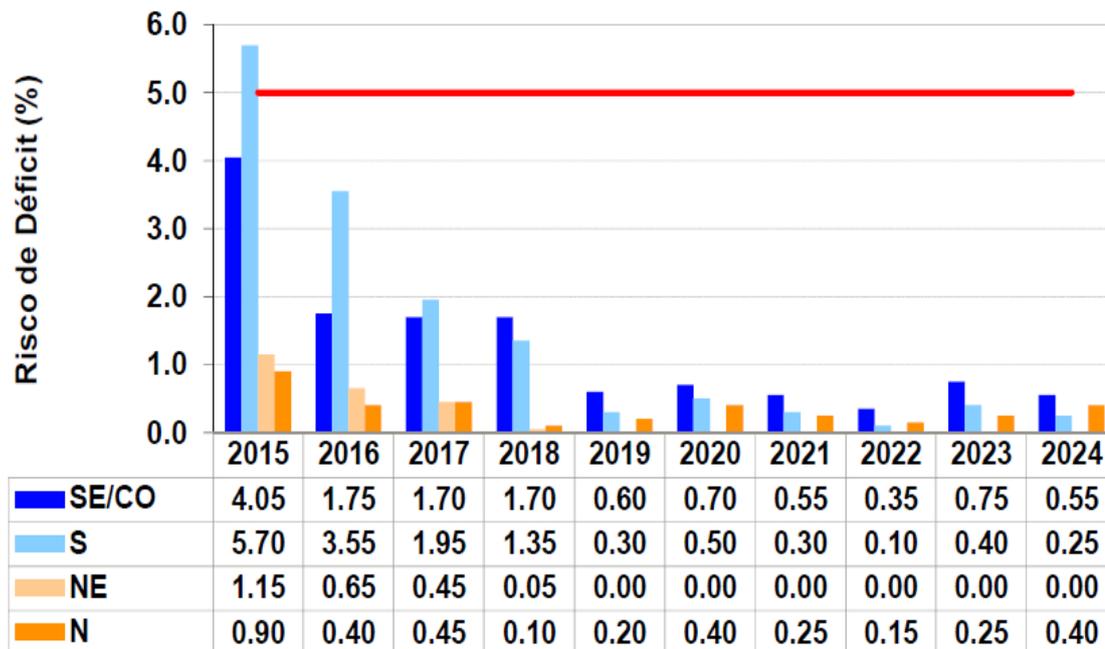
EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA



* Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguai.

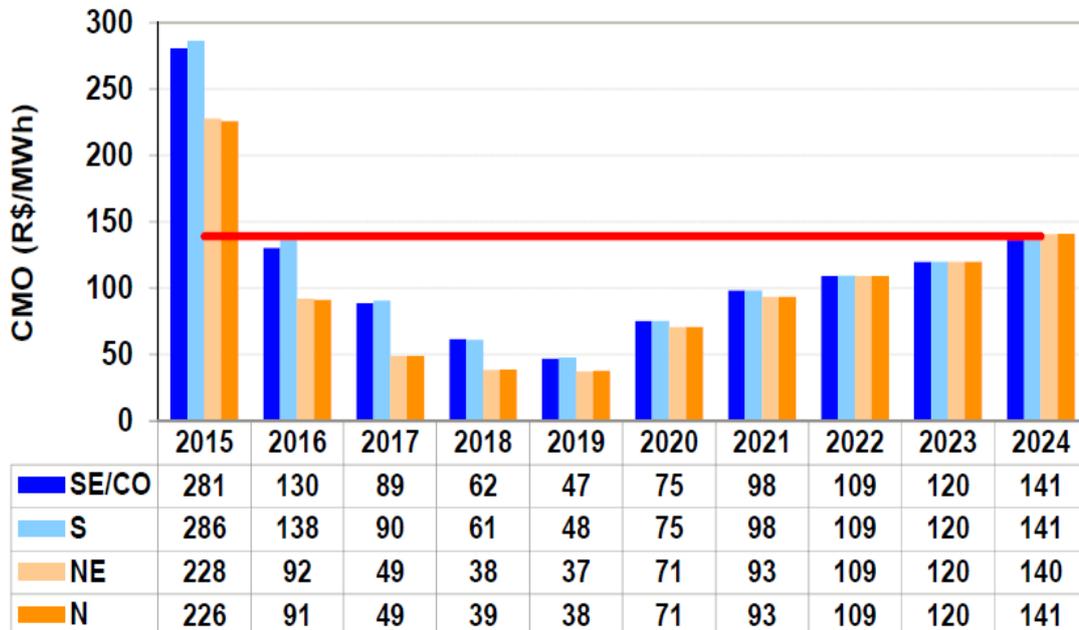
Fonte: PDE 2015/20/24 (EPE)

O gráfico a seguir apresenta os riscos de ocorrência de qualquer déficit de energia em cada um dos quatro subsistemas para o período 2015-2024. Observa-se que os riscos de déficit atendem ao critério de garantia de suprimento, do CNPE, de risco de déficit inferior a 5% em qualquer dos subsistemas, ao longo do período de expansão.



7.9 - Outras informações relevantes

Os valores esperados de Custo Marginal de Operação – CMO são apresentados no gráfico a seguir, para o mesmo período.



As condições hidrológicas atuais levaram a uma situação energética mais sensível onde os valores estipulados no plano decenal não se materializaram. O próximo horizonte de estudo deverá incorporar as reais condições do sistema no momento.

7.9.1.9 Transmissão

O mecanismo pelo qual a expansão das instalações de transmissão é incentivada consiste na concessão dessas instalações por meio de leilões.

Os leilões ocorrem de acordo com a necessidade de expansão do sistema de transmissão da chamada “Rede Básica” (LTs com níveis de tensão maior ou igual a 230,0 kV operadas pelo ONS), fundamentados nos estudos elaborados pela EPE/MME por meio do Programa de Expansão da Transmissão (PET), e pelo ONS com o Plano de Ampliações e Reforços (PAR). Estes estudos têm por objetivo subsidiar as ações de expansão para curto, médio e longo prazo a fim de garantir a continuidade do suprimento de energia em níveis de qualidade considerada adequados, possibilitar o crescimento do consumo de energia elétrica, permitir o intercâmbio de energia entre regiões a fim de garantir a otimização dos recursos energéticos e, principalmente, permitir o livre acesso aos agentes de geração, garantido a competitividade no mercado e consequentemente a modicidade tarifária.

Para a realização de um leilão de transmissão, a ANEEL publica o Edital contendo as regras de procedimentos para a operacionalização do certame, juntamente com as características e requisitos técnicos dos lotes ofertados para construção. Cada lote corresponde a um trecho de Linha de Transmissão da Rede Básica e possui um valor teto para sua Receita Anual Permitida (RAP). Esta receita deverá cobrir os custos de operação e manutenção e o retorno desejado pelo investidor e está sujeita a revisões anuais calculadas pela ANEEL. O investidor interessado deverá oferecer um deságio no valor teto, sendo vencedor aquele que ofertar o menor valor de RAP.

A ANEEL leiloou, de 1998 até 2009, 35.618 quilômetros de novas linhas. Estes empreendimentos atraíram investidores nacionais e internacionais, principalmente da Espanha, Itália, Colômbia, Portugal e Argentina. A figura a seguir apresenta a evolução dos leilões de transmissão realizados no Brasil. Nota-se a partir de 2003 que foram adicionados às linhas transformadores que agregam capacidade de transformação para a Rede Básica.

7.9.1.10 Conexão às instalações de transmissão e distribuição

Nos termos da redação do Decreto n.º 6.460, editado em 19 de maio de 2008, as instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração a partir de fonte eólica, biomassa ou PCHs, não integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações, conectadas

7.9 - Outras informações relevantes

diretamente à rede básica, poderão ser consideradas Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG.

Ademais, o decreto determina ser de responsabilidade do concessionário de serviço público de transmissão de energia elétrica detentor da instalação de rede básica conectada, a implantação e manutenção das ICG, devendo a mesma ser disponibilizada diretamente aos acessantes interessados contra o pagamento dos encargos de transporte correspondentes. Na prática isso significa dizer que os detentores de outorga para geração de energia renovável não mais arcarão com os custos relativos à conexão de suas usinas à Rede Básica, estando somente obrigados a pagar ao distribuidor ou transmissor local, conforme o caso, as tarifas de transporte relacionadas.

Todavia, o citado Decreto ainda não é dotado de eficácia plena, já que depende de regulamentação pelo MME no que se refere ao estabelecimento das diretrizes para a realização das licitações de ICG e das respectivas instalações de Rede Básica conectada. Depende também de regulamentação da ANEEL quanto aos critérios, formas e condições para o enquadramento de instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração como ICG, bem como a definição das regras para o acesso a essas instalações, a ser feito exclusivamente pela concessionária ou permissionária local de distribuição, além de sua forma de custeio pelos acessantes da rede.

7.9.2 Regulação Ambiental

Para o desenvolvimento de atividades potencialmente poluidoras ou que utilizem recursos naturais, tais como a construção e operação de UHEs, PCHs e a geração de energia eólica, a Política Nacional do Meio Ambiente, instituída pela Lei n.º 6.938, de 31 de agosto de 1981 e regulamentada pelo Decreto Federal n.º 99.274, de 06 de junho de 1990, estabelece a obrigação do prévio licenciamento ambiental. Trata-se de um procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente analisa a localização, instalação, ampliação e a operação dos empreendimentos, bem como estabelece as condições para o seu desenvolvimento.

De acordo com a Resolução CONAMA n.º 237, de 19 de dezembro de 1997, o processo de licenciamento ambiental compreende três etapas, nas quais o órgão ambiental competente emite as seguintes licenças:

- **Licença Prévia:** solicitada durante a fase preliminar de planejamento do projeto, aprovando sua localização e concepção. Contém requisitos básicos a serem atendidos com relação à localização, instalação e operação do empreendimento, observadas as normas de uso e ocupação do solo.
- **Licença de Instalação:** autoriza a instalação do empreendimento, de acordo com as especificações determinadas no projeto das obras a serem executadas e as ações de controle de impactos ambientais.
- **Licença de Operação:** solicitada na fase de início da operação do empreendimento, visa autorizar o início do funcionamento da atividade licenciada e dos sistemas de controle ambiental descritos durante o processo de licenciamento.

Para fins de licenciamento de empreendimentos cujos impactos sejam considerados significativos, exige-se a elaboração de EIA/RIMA. Nesses casos, é obrigatória a realização de investimentos em Unidades de Conservação, no valor definido pelo órgão ambiental competente com base no grau de impacto ambiental do empreendimento.

O processo de licenciamento de PCHs possui algumas especificidades definidas pela Resolução CONAMA n.º. 279/01. De acordo com essa Resolução, os empreendimentos elétricos de baixo impacto ambiental podem submeter-se ao procedimento simplificado de licenciamento ambiental. Desse modo, em lugar do EIA/RIMA, deve ser elaborado o RAS que, junto com o registro na ANEEL, será apresentado pelo empreendedor ao requerer emissão de Licença Prévia.

No âmbito administrativo, as penalidades podem variar de simples advertência até aplicação de multa, que pode variar de R\$50,00 a R\$50.000 mil. No âmbito criminal, merece destaque a figura da responsabilidade penal da pessoa jurídica, contemplada de forma independente à responsabilização das pessoas físicas que concorrem para a prática do crime ambiental, e que pode sujeitá-la ao pagamento de multa, apenas restritivas de direitos e prestação de serviços à comunidade. No âmbito cível, o poluidor poderá ser obrigado a recuperar os danos causados independentemente da configuração da culpa.

A demora, ou eventualmente o indeferimento, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação dessas licenças, assim como a eventual impossibilidade da Companhia de atender às exigências estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão prejudicar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação e a operação de nossos empreendimentos.

Conforme dispõe a Política Nacional do Meio Ambiente, além do licenciamento ambiental, os empreendimentos que se dedicam a atividades potencialmente poluidoras ou que utilizem recursos naturais devem ser registrados no CTF, perante o IBAMA. A regularidade desse cadastro

7.9 - Outras informações relevantes

depende da apresentação periódica de relatórios sobre as atividades exercidas e, em alguns casos, do pagamento da TCFA. Nossas atividades estão registradas perante o IBAMA, para fins do Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras.

Em atendimento à Lei Federal nº 9.985/00, que instituiu o Sistema Nacional de Unidades de Conservação, investimos na criação e gestão de Unidades de Conservação como forma de compensar os impactos causados pela implantação e operação dos empreendimentos licenciados por meio de EIA/RIMA. Apresentamos abaixo uma descrição dos principais projetos realizados em atendimento ao disposto acima:

- UHE Monjolinho (Processo Administrativo SEMA RS/DEFAP nº. 004505-05.67/07-1): Parque Estadual Rondinha e ao Parque Estadual do Turvo, ambos localizados no Rio Grande do Sul.
- PCH Santa Rosa II (Termo de Compromisso Ambiental Nº. 10/2008): projetos relacionados a Unidades de Conservação a serem definidos pela Secretaria de Estado do Ambiente do Rio de Janeiro.
- PCH Santa Rosa II (Termo de Convênio para Construção de Escola voltada para Educação Ambiental no Município de Bom Jardim / RJ): implantação de uma escola modelo em gestão ambiental com 392 m² de área construída.
- PCH Santa Laura (Termo de Compromisso Ambiental celebrado junto à FATMA/SC): investimentos em Unidades de Conservação no estado de Santa Catarina.
- PCH Esmeralda (Processo Administrativo SEMA RS/DEFAP nº. 001350-05.00/05-5): investimentos no Parque Estadual Espigão Alto, localizado no município de Barracão/RS.
- PCH Passos Maia (Termo de Compromisso Ambiental celebrado junto à FATMA/SC): investimentos em Unidades de Conservação a serem definidos pelo órgão ambiental.

7.9.2.1 Uso de Recursos Hídricos

A utilização de recursos hídricos para as finalidades de: (i) derivação ou captação; (ii) extração de aquífero para processo produtivo; (iii) lançamento de efluentes líquidos em corpo de água; (iv) aproveitamento hidrelétrico; e (v) outra que altere a quantidade ou qualidade da água em um corpo d'água, depende de prévia autorização do órgão ambiental competente.

A PCH Esmeralda e a UHE Monjolinho possuem outorgas provisórias para utilização de recursos hídricos. Vale observar que a PCH Santa Rosa II, localizada no Rio de Janeiro, e a PCH Santa Laura estão dispensadas da outorga do uso da água por possuir autorização da ANEEL anterior a 11 de março de 2003, conforme determina a Resolução ANA nº. 131/2003.

Reserva de Disponibilidade Hídrica

A RDRH - Reserva de Disponibilidade Hídrica (reserva da quantidade de água necessária à viabilidade do empreendimento hidrelétrico) é obtida junto às secretarias estaduais de recursos hídricos ou, no caso de lagos e rios sob domínio federal, junto à ANA. A sua obtenção é feita com base em estudos de usos múltiplos da água, de forma a garantir a disponibilidade de água compartilhada, mesmo para empreendimentos que operam a fio d'água, como é o caso das PCHs.

Conforme determina a Lei nº. 9984/2000 a competência para solicitação de declaração de reserva de disponibilidade hídrica é da ANEEL. Após a emissão da RDRH, tal certidão é convertida em outorga do uso da água para o empreendedor autorizado ou concessionário para exploração do potencial hidrelétrico.

Sem prejuízo da competência da ANEEL, nossa equipe de meio ambiente acompanha constantemente o processo de obtenção da RDRH pela ANEEL, em linha com as necessidades e os prazos de nossos empreendimentos.

7.9.2.2 Proteção da Flora

A implantação de determinados empreendimentos, como PCHs e UHEs, podem necessitar de supressão em APP. As APP compreendem as florestas e demais formas de vegetação que, por determinação legal, não podem ser removidas em razão da sua localização. A proteção das APPs tem por objetivo preservar os recursos hídricos, a paisagem, a estabilidade geológica, a biodiversidade e o fluxo gênico de fauna e flora, e proteger o solo e o bem estar da população humana.

7.9 - Outras informações relevantes

Nossos projetos são considerados pelo Código Florestal como de utilidade pública, uma vez que envolvem serviços de geração de energia elétrica. Por essa razão, podemos nos habilitar a intervir em APPs, nos termos da resolução CONAMA 369/2000, desde que sejam obtidas autorizações específicas e observados certos condicionantes impostos pelos órgãos ambientais.

Tais condicionantes envolvem, em linhas gerais, a aquisição de novas áreas no entorno dos reservatórios que compensarão as APPs por nós afetadas. Por essa razão, possuímos nos projetos em operação cerca de 1.500ha de áreas de preservação permanente no entorno de nossos reservatórios. Estas áreas são devidamente sinalizadas e cercadas para possibilitar a recuperação com o plantio de mudas nativas e técnicas alternativas de revegetação (implantação de poleiros artificiais, por exemplo). Atualmente, nos 06 projetos hidrelétricos que possuímos em operação, mais de 700.000 mudas nativas já foram plantadas.

7.9.2.3 Áreas Indígenas

O aproveitamento de recursos hídricos e seu potencial energético em terras indígenas dependem de autorização do Congresso Nacional, que não poderá ser concedida sem ouvir as comunidades afetadas. Nossa Companhia não tem controle sobre essa análise política para autorização de projetos.

O desenvolvimento de projetos em áreas indígenas atrai a competência federal do IBAMA para o licenciamento ambiental.

7.9.2.6 Responsabilidade Ambiental

A legislação ambiental estabelece padrões de qualidade e de proteção ambiental que devem ser respeitados pelas fontes poluidoras, e que, se violados, podem sujeitar a empresa a sanções administrativas, civis e criminais.

7.9.2.6.1 Administrativa

A Lei de Crimes Ambientais foi regulamentada pelo Decreto 6.514, de 22 de julho de 2008. Toda ação ou omissão que viole as regras jurídicas de uso, gozo, promoção, proteção e recuperação do meio ambiente é considerada infração administrativa, resultando em sanções administrativas, que abrangem: (i) advertência; (ii) multa, que pode variar entre R\$50,00 e R\$50.000 mil; (iii) apreensão de produtos; (iv) destruição ou inutilização de produtos; (v) suspensão de venda e fabricação de produtos; (vi) embargo de obra ou atividade e suas respectivas áreas; (vii) suspensão parcial ou total da atividade; (viii) demolição de obra; e/ou (ix) pena restritiva de direitos.

7.9.2.6.2 Cível

A responsabilidade civil do poluidor é objetiva, de modo que sua configuração independe da verificação da culpa pelo dano causado, bastando, portanto, a comprovação do dano e a demonstração do nexo de causalidade deste com a atividade desenvolvida pelo eventual poluidor.

Ademais, de acordo com a Política Nacional do Meio Ambiente, a responsabilidade civil ambiental é solidária, de modo que poluidor pode ser todo aquele responsável direta ou indiretamente por atividade causadora de degradação ambiental. Isso significa que a obrigação de reparação pode abranger todo aquele que contribuiu direta ou indiretamente para a ocorrência do dano, assegurado o direito de regresso proporcional em face dos demais corresponsáveis.

Consequentemente, a contratação de terceiros para proceder a qualquer intervenção nas operações, como disposição final de resíduos, não exime o contratante da responsabilidade por eventuais danos ambientais causados pelos contratados.

7.9.2.6.3 Criminal

Na esfera criminal, tanto as pessoas físicas (incluindo, entre outros, os diretores, administradores e gerentes de pessoas jurídicas no exercício de suas funções) como as pessoas jurídicas podem ser responsabilizadas por crimes ambientais.

As penas aplicáveis às pessoas jurídicas são: (i) multa, (ii) restritiva de direitos e (iii) prestação de serviços à comunidade.

As penas restritivas de direitos da pessoa jurídica, por sua vez, podem ser (i) suspensão parcial ou total da atividade, (ii) interdição temporária de estabelecimento, obra ou atividade e (iii) proibição de contratar com o Poder Público, bem como dele obter subsídios, subvenções ou doações.

Os diretores, administradores e outras pessoas físicas que atuem como nossos prepostos ou mandatários e concorrerem para a prática de crimes ambientais atribuídos a nós estão também sujeitos, na medida de sua culpabilidade, à penas restritivas de direitos e privativas de liberdade.

7.9 - Outras informações relevantes

7.9.2.7 Geração de Créditos de Carbono

O mercado de créditos de carbono consiste na comercialização internacional de permissões de emissão e certificados de redução de emissões de gases de efeito estufa, denominados créditos de carbono. O Decreto Legislativo nº 144, de 20 de junho de 2002, ratificou o texto do Protocolo de Kyoto, que foi aberto à assinatura no Japão em 1997 e entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005.

Dentre as políticas e programas do Protocolo de Kyoto, merece destaque o mecanismo de flexibilização denominado MDL, descrito no art. 12. Trata-se de um instrumento adotado como alternativa aos países que não tenham condições de promover a necessária redução de gases do efeito estufa. Nesse sistema cada tonelada métrica de carbono equivalente que deixa de ser emitida ou é retirada da atmosfera por um país em desenvolvimento, poderá ser negociada com países desenvolvidos que possuem metas de redução a serem alcançadas.

Dessa forma, com a introdução do MDL, as empresas que não conseguirem diminuir suas emissões de forma suficiente poderão comprar RCEs em países em desenvolvimento (que tenham gerado projetos redutores de emissão de Gases de Efeito Estufa) e usar esses certificados para cumprir suas obrigações. Os países em desenvolvimento, por sua vez, devem utilizar o MDL para promover seu desenvolvimento sustentável, além de se beneficiar com o ingresso de divisas por conta das vendas de RCEs.

Importante ressaltar que, especificamente com relação aos projetos referentes a PCHs, o Decreto 5.882/06 determina que os créditos de carbono gerados pelos empreendimentos desenvolvidos no âmbito do PROINFA serão de titularidade da Eletrobrás.

Para ter direito a gerar as RCEs, a empresa tem que desenvolver um DCP (Documento de Concepção de Projeto), que descreve o projeto e como ele contribui para a redução de emissões de gases do efeito estufa. O DCP então deve ser auditado e aprovado pela Autoridade Nacional Designada (uma comissão interministerial liderada pelo Ministério de Ciência e Tecnologia - MCT) e então o registro do projeto pode ser registrado na Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima - CQNUMC). Uma vez o projeto tendo sido aprovado, pode-se requisitar periodicamente a emissão de RCE, que podem ser livremente comercializados.

Nesse contexto podemos citar os seguintes empreendimentos com estão em fase ou que conseguiram as certificações:

- A usina Moinho obteve certificação da ONU, como Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL reconhecimento da redução da emissão dos gases do efeito estufa.
- A UHE Alzir Dos Santos Antunes possui projeto de créditos de carbono da UHE Alzir dos S. Antunes que vem sendo desenvolvido desde o segundo semestre de 2013, momento em que foi submetido ao registro americano American Carbon Registry (ACR), onde já se encontra Registrado e com as certificações emitidas, faltando somente “ativá-las” para poderem ser comercializadas de imediato.
- A PCH Victor Baptista Adami passou pelo processo de registro na plataforma UNFCCC (United Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima) para obter créditos de carbono, conhecidos como RCEs - Reduções Certificadas de Emissão. O PDD (Project Plano de Projeto), desenvolvido está disponível no site da UNFCCC sob o número de versão 04.2, datado do dia 02 de fevereiro de 2012, acompanhada de planilhas financeiras e as emissões. A validação foi realizada pela BV (Bureau Veritas Certification), e sua versão mais recente do relatório positivo e datado 26 de outubro de 2012. O projeto também foi aprovado pela entidade brasileira associada ao MCT, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, como carta de aprovação de 27 de abril de 2012.
- SEABRA, NOVO HORIZONTE E MACAÚBAS – Estão registrados na plataforma MDL (UNFCCC), desde 09/04/12. A versão mais recente da data de PDD (04.1) de 08/21/12. O relatório de validação com o parecer positivo foi desenvolvido pela BV na sua última versão em 28/08/2012. O projeto foi aprovado pela Comissão Alterações Climático Global Interministerial em 17/05/12 de acordo com a carta de aprovação disponível na página do projeto na UNFCCC. O projeto foi aprovado pelo Conselho da UNFCCC e registrada em 04/09/12, no entanto, nenhum crédito de carbono foi certificado até agora, uma vez que nenhuma verificação foi realizada.

Por fim, ressaltamos que o mercado de créditos de carbono ainda está em fase de desenvolvimento no Brasil e no mundo e, por essa razão, as premissas utilizadas com relação a tal mercado podem não se verificar. Ainda, os preços desses créditos no mercado internacional podem se mostrar pouco atrativos, inviabilizando sua negociação. Ademais, vem sendo proposta a revisão dos termos do Protocolo de Kyoto, o que pode resultar em novas condições para emissão de créditos de carbono por geradoras de energia elétrica.

7.9.2.8 Política Nacional sobre Mudança do Clima – Lei 12.187/2009

A Lei Federal n.º 12.187, de 29 de dezembro de 2009 instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (“PNMC”), reconhecendo ser essencial a atuação conjunta do Poder Público e da iniciativa privada, além da cooperação internacional para que, pelo desenvolvimento sustentável, se reduzam os impactos decorrentes das interferências antrópicas sobre o sistema climático.

7.9 - Outras informações relevantes

Nesse panorama, o Poder Público, entre outras medidas, trabalharia em políticas de incentivo fiscal, as instituições financeiras oficiais disponibilizariam linhas de crédito e financiamento específicas para o desenvolvimento de ações e atividades que atendam aos objetivos da Lei nº 12.187/2009 e a representação internacional atuariam, principalmente, no financiamento e na transferência de tecnologia.

Ainda de acordo com a PNMC, o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões ("MBRE") "será operacionalizado em bolsas de mercadorias e futuros, bolsas de valores e entidades de balcão organizado, autorizadas pela CVM, onde se dará a negociação de títulos mobiliários representativos de emissões de gases de efeito estufa evitados certificados".

Especificamente quanto às emissões evitadas, o Brasil propõe-se, voluntariamente e em caráter nacional, a reduzir entre 36,1% e 38,9% de suas emissões projetadas até o ano de 2020, sendo que serão futuramente estabelecidos "planos setoriais de mitigação e de adaptação às mudanças climáticas visando à consolidação de uma economia de baixo consumo de carbono, na geração e distribuição de energia elétrica, no transporte público urbano e nos sistemas modais de transporte interestadual de cargas e passageiros, na indústria de transformação e na de bens de consumo duráveis, nas indústrias químicas finas e de base, na indústria de papel e celulose, na mineração, na indústria da construção civil, nos serviços de saúde e na agropecuária". Tudo para que sejam atendidas metas gradativas de redução de emissões, considerando as particularidades de cada setor.

Os pontos principais da Lei em questão são: (i) a definição da natureza jurídica e ambiente de negociação das Reduções Certificadas de Emissões – RCEs; (ii) a internalização do compromisso internacional firmado em Copenhague pelo Governo Brasileiro, de redução voluntária de emissões; (iii) a definição dos agentes de compromisso setorial a serem demandados a reduzir emissões para implantação do compromisso voluntário firmado.

7.9.2.9 Princípios do Equador

Os Princípios do Equador são um conjunto de regras e diretrizes estabelecidas em 2003 por um grupo de bancos, juntamente com o IFC, braço financeiro do Banco Mundial, por meio das quais se estabeleceu parâmetros socioambientais para a concessão de crédito.

Atualmente, estas regras são adotadas voluntariamente por 68 instituições financeiras, que apenas concedem o crédito caso determinadas imposições socioambientais sejam respeitadas pelo empreendedor. Assim, além das exigências advindas da legislação de cada um dos países em que os empreendimentos estão localizados, as instituições financeiras submetem os projetos aos seus próprios requisitos de controle socioambiental, com vistas a garantir a sustentabilidade do empreendimento. Nesse contexto os Princípios do Equador assumem um importante papel de controle das atividades social ou ambientalmente impactantes.

Há forte tendência para que as instituições financeiras cada vez mais analisem detalhadamente cada empreendimento a ser financiado, a fim de evitar o risco potencial de sua corresponsabilização por eventuais danos ao meio ambiente, bem como evitar o próprio risco financeiro do crédito.

Inicialmente, tais princípios eram aplicados a projetos cujo financiamento supere valor igual ou superior a US\$50 milhões. Em 2006, os princípios sofreram uma revisão e a exigência do seu cumprimento passou a ser aplicada a projetos de valor igual ou superior a US\$10 milhões.

7.9.2.10 Gerenciamento Ambiental da Companhia

Nossas atividades estão sujeitas a um conjunto de leis, decretos, regulamentos e resoluções federais, estaduais e municipais relativas à gestão ambiental e à proteção do meio ambiente. A inobservância dessas normas poderá resultar independentemente da obrigação de reparar danos ambientais que eventualmente sejam causados, na aplicação de sanções de natureza penal e administrativa.

A Constituição Federal confere ao Governo Federal, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios a responsabilidade comum de proteger o meio ambiente.

Os entes da federação podem promulgar leis e emitir regulamentações que tratam da proteção ambiental de forma concorrente. A legislação federal aborda questões gerais, de âmbito nacional, enquanto a legislação estadual trata de questões regionais. Os Municípios, por sua vez, tem competência para promulgar leis e emitir regulamentações apenas com relação a assuntos de interesse local.

7.9.2.11 Licenciamento Ambiental

Nossos ativos atualmente em operação e implantação estão concentrados principalmente no sul e sudeste do país. Apresentamos abaixo um detalhamento da situação de licenciamento ambiental de cada um dos nossos empreendimentos em operação e em implantação. Para maiores informações dos nossos empreendimentos em operação e implantação acesso os itens 7.1.2.1 e 7.1.2.2 desse Formulário de Referência.

Rio Grande do Sul

7.9 - Outras informações relevantes

- **PCH Esmeralda:** possui licença de operação emitida pela FEPAM.
- **UHE Monjolinho:** possui licença de operação emitida pela FEPAM.
- **CERAN:** todas as UHE que compõem CERAN possuem as devidas licenças de operação.
- **PCH Moinho:** possui licença de operação emitida pela FEPAM.

Santa Catarina

- **PCH Santa Laura:** possui licença de operação emitida pela FEPAM.
- **PCH Passos Maia:** possui licença de operação emitida pela FATMA e IAP.

Rio de Janeiro

- **PCH Santa Rosa II:** possui licença de operação emitida pela FEEMA (atualmente chamada de INEA).

Bahia

- **Parque Eólico da Bahia:** todos os empreendimentos que compõem o Parque Eólico da Bahia possuem licença de localização

Sergipe

- **Parque Barra dos Coqueiros:** possui licença de operação emitida pela ADEMA.

Para maiores informações dos nossos empreendimentos em operação e implantação acesso os itens 7.1.2.1 e 7.1.2.2 desse Formulário de Referência.

8.1 - Negócios extraordinários

8.1. Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor

A tabela abaixo demonstra as participações societárias da Companhia e as transações envolvendo os ativos, inclusive a alienação das participações ocorridas nos últimos exercícios.

Denominação Social	Sociedade	Participação do Emissor em Sociedades do Grupo			
		2015	2014	2013	2012
Monel Monjolinho Energética S.A. ¹	Controlada	100,0%	99,9%	99,9%	99,9%
Esmeralda S.A. ²	Controlada	100,0%	99,9%	99,9%	99,9%
Santa Laura S.A. ³	Controlada	100,0%	99,9%	99,9%	99,9%
Santa Rosa S.A. ⁴	Controlada	100,0%	99,9%	99,9%	99,9%
Moinho S.A. ⁵	Controlada	100,0%	99,9%	99,9%	99,9%
ENEX O&M de Sistemas Elétricos Ltda.	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
ENERCASA Energia Caiuá S.A. ⁶	Controlada	N/A	100,0%	100,0%	100,0%
Macaúbas Energética S.A. ¹⁰	Controlada	100,0%	99,9%	99,9%	99,9%
Novo Horizonte Energética S.A. ⁹	Controlada	100,0%	99,9%	99,9%	99,9%
Seabra Energética S.A. ⁸	Controlada	100,0%	99,9%	99,9%	99,9%
Passos Maia Energética S.A. ⁷	Controlada em conjunto	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
Energen – Energias Renováveis S.A. ¹¹	Controlada	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
BBE Brasil Bioenergia S.A.	Coligada	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%
Goiás Transmissão S.A. ¹³	Coligada	N/A	25,5%	25,5%	25,5%
MGE Transmissão S.A. ¹³	Coligada	N/A	25,5%	25,5%	25,5%
Usina Hidrelétrica de Cubatão S.A.	Coligada	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
CERAN – Cia Energética Rio das Antas	Disponível para venda	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Dona Francisca Energética S.A.	Disponível para venda	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
FIP Energias Renováveis ¹²	Disponível para venda	N/A	N/A	6,25%	6,25%

¹ Foram empenhadas, nos termos do contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 07.2.0902.1, em favor do BNDES, a totalidade das ações de Monel de nossa propriedade, em caráter irrevogável e irretroatável, até o final da liquidação das obrigações decorrentes do contrato de financiamento. Mais informações sobre nossos contratos de financiamento podem ser obtidas no item 10.1 (f) deste Formulário de Referência.

² Foram empenhadas, nos termos do contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 05.2.0588.1, em favor do BNDES a totalidade das ações de Esmeralda e de propriedade das mencionadas sociedades, em caráter irrevogável e irretroatável, até o final das obrigações decorrentes do contrato de financiamento. Mais informações sobre nossos contratos de financiamento podem ser obtidas no item 10.1 (f) deste Formulário de Referência.

³ Foram empenhadas, nos termos do contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 06.2.0702.1, em favor do BNDES, a totalidade das ações de Santa Laura de nossa propriedade, em caráter irrevogável e irretroatável, até o final da liquidação das obrigações decorrentes do contrato de financiamento. Mais informações sobre nossos contratos de financiamento podem ser obtidas no item 10.1 (f) deste Formulário de Referência.

⁴ Foram empenhadas, nos termos do contrato de financiamento mediante repasse de recursos n.º 4.001.444/6, em favor do BNDES, por nós, a totalidade das ações de Santa Rosa, em caráter irrevogável e irretroatável, até o final das obrigações decorrentes do contrato de financiamento. Mais informações sobre nossos contratos de financiamento podem ser obtidas no item 10.1 (f) deste Formulário de Referência.

⁵ Foram empenhadas, nos termos do contrato de financiamento mediante repasse de recursos n.º 11.2.0321.1, em favor do BNDES, a totalidade das ações de Moinho, em caráter irrevogável e irretroatável, até o final das obrigações decorrentes do contrato de financiamento. Mais informações sobre nossos contratos de financiamento podem ser obtidas no item 10.1 (f) deste Formulário de Referência.

⁶ A transferência do controle acionário da Companhia ocorreu no dia 13 de julho de 2015.

⁷ Foram empenhadas, nos termos do contrato de financiamento mediante repasse de recursos n.º 11.2.0103.1, em favor do BNDES, a totalidade das ações de Passos Maia, em caráter irrevogável e irretroatável, até o final das obrigações decorrentes do contrato de financiamento. Mais informações sobre nossos contratos de financiamento podem ser obtidas no item 10.1 (f) deste Formulário de Referência.

⁸ Foram empenhadas, nos termos do contrato de financiamento mediante repasse de recursos n.º 187.2011.564.2309, em favor do BNB, a totalidade das ações de Seabra, em caráter irrevogável e irretroatável, até o final das obrigações decorrentes do contrato de financiamento. Mais informações sobre nossos contratos de financiamento podem ser obtidas no item 10.1 (f) deste Formulário de Referência.

8.1 - Negócios extraordinários

⁹ Foram empenhadas, nos termos do contrato de financiamento mediante repasse de recursos n.º 187.2011.564.2308, em favor do BNB, a totalidade das ações de Novo Horizonte, em caráter irrevogável e irretroatável, até o final das obrigações decorrentes do contrato de financiamento. Mais informações sobre nossos contratos de financiamento podem ser obtidas no item 10.1 (f) deste Formulário de Referência.

¹⁰ Foram empenhadas, nos termos do contrato de financiamento mediante repasse de recursos n.º 187.2011.564.2310, em favor do BNB, a totalidade das ações de Macaúbas, em caráter irrevogável e irretroatável, até o final das obrigações decorrentes do contrato de financiamento. Mais informações sobre nossos contratos de financiamento podem ser obtidas no item 10.1 (f) deste Formulário de Referência.

¹¹ O Conselho de Administração aprovou no dia 19.09.2012 o aumento de participação de 88,33% para 95%.

¹² A venda da participação ocorreu em fevereiro de 2014.

¹³ A venda da participação foi concluída em 21 de agosto de 2015.

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

8.2. Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

O item 7.1 deste formulário de referência descreve detalhadamente a forma de conduções dos negócios, evidenciando que não houve alterações significativas.

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

8.3. Identificar contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionadas com suas atividades operacionais

Não há contratos firmados pela Companhia que não estejam diretamente ligados com suas atividades operacionais.

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

8.4. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevante

8.4.1 BBE

A BBE tem por atividade a implantação de uma unidade de extração de óleo vegetal e uma unidade de processamento de biodiesel, com o objetivo de produzir e comercializar o biodiesel, suas matérias-primas e seus subprodutos.

Detemos atualmente 12,5% de participação neste empreendimento. Os demais acionistas são: Mercúria Energy Asset Management B.V. (25%), ALE Participações Societárias Ltda. (25%) e PJ6 Participações Ltda. (25%) e a empresa de logística "MIRA" (12,5%).

Existe atualmente um desentendimento entre nós e os demais acionistas sobre alguns aspectos fundamentais do empreendimento (incluindo o momento de integralização do capital próprio e o avanço das obras de implantação do empreendimento). Este desentendimento culminou no processo de execução movido pela BBE contra nós, detalhado no item 4.3 deste Formulário de Referência. Considerando este contexto, pretendemos alienar assim que possível nossa participação neste empreendimento.

Caso venhamos a ser obrigados judicialmente a integralizar a parcela remanescente do capital social, cumprimos a decisão judicial mas continuaremos a empreender esforços para nos retirarmos de forma irreversível do projeto.

Por força da reestruturação societária ocorrida na companhia, conforme detalhado no item 6.6.3 desse Formulário de Referência, foi assinado termo de transferência acionária da nossa participação na BBE para nosso ex-acionista controlador Jackson. A realização transferência acionária está impedida em função do processo de execução mencionado acima, entretanto, caso tenhamos perdas em função da ação, nosso ex-acionista controlador Jackson se responsabilizará pelos valores envolvidos.

Importante mencionar que recebemos de nosso ex-acionista, a título de constituição de conta reserva, o montante de R\$ 38,6 milhões, referente à contingência para arbitragem em andamento.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

9.1. Bens do ativo não-circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades da Companhia:

a) Ativos imobilizados

Possuíamos em 31 de dezembro de 2015 o saldo de R\$1.025.744 mil na conta "Ativos Imobilizados". Referido valor é composto principalmente pelas edificações, barragens e equipamentos utilizados por nós e nossas controladas no desenvolvimento de nossos negócios. Tais itens são responsáveis por 61,40% do total do custo dos Ativos.

Vale observar que reconhecemos na conta "Ativo Imobilizado", além dos imóveis de nossa propriedade, aqueles sobre os quais temos direito de servidão. Em 31 de dezembro de 2015 os imóveis sob os quais possuíamos direitos de servidão referiam-se integralmente às linhas de transmissão da PCH Moinho, Seabra, Novo Horizonte e Macaúbas.

9.1.1 Principais itens do ativo imobilizado

Item	31.12.2015 (R\$ mil)	Participação %
Terrenos	11.762	1,15%
Reservatório, barragens e adutoras	336.884	32,84%
Edificações, obras civis e benfeitoria	27.409	2,67%
Máquinas e equipamentos	629.788	61,40%
Móveis e utensílios	392	0,04%
Imobilizado em curso	242	0,02%
Material em depósito	17.508	1,71%
Equipamentos de Informática e Outros	1.735	0,17%
Outros	24	0,00%
Total	1.025.744	100

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
Gleba BAMO-D-020	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-021	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-021.10	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-022	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-023	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-024	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-025	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-025.10	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-026	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-026.10	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-027	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-028	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-029	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-030	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-031	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-032	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-033	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-034	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-035	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-036	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-037	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-038A	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-039	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-040	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-041	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-042	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-043	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-044	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-045	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-046	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria

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
Gleba BAMO-D-047	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-049	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-051	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-052	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.1	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.2	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.3	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.4	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.5	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.6	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.7	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.8	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.9	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.10	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.11	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-053	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-054	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-055	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-056	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-057	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-058	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-061	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-062	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-063	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-065	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-066	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-067	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-068	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-069	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-071	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria

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
Gleba BAMO-D-072	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-073	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-077	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-078	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-079	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-080	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-082	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-083	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-084	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-085	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-087	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-089	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-E-001	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-002	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-003	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-004	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-005	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-006	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-007	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-007.1	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-008	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-009	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-010	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-011	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-012	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-013	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-014	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-015	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-016	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-017	Brasil	RS	Nonoai	Própria

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
Gleba BAMO-E-018	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-019	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-020	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-021	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-022	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-023	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-024	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-024.10	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-025	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-026	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-027	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-028	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-029	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-030	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-030.10	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-031	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-033	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-034	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-035	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-036	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-037	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-038	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-039	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-040	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-041	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-042	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-043	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-044	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-045	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-046	Brasil	RS	Nonoai	Própria

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
Gleba BAMO-E-047	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-048	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-049	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-050	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-051	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-052	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-053	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-054	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-056	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-057	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-057.1	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-058	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-059	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-060	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-061	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-D-003	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-D-004	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-D-005	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-E- 003	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-E- 004	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-E- 005	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-E- 006	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-E-007	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-E-008	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba PCHMO-D-001	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-003	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-004	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-002	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-005	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-006	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria

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
Gleba PCHMO-D-007	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-008	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-009	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-010	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-011	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-012	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-013	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-014	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-015	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-016	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-E-002	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba PCHMO-E-003	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba PCHMO-E-004	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba PCHMO-E-006	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba da PHC Passos Maia	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Gleba da PHC Passos Maia	Brasil	SC	Passos Mais	Própria
Imóvel do parque eólico - EOLIC-BA-004	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel suporte de linhas de transmissão PROP. 01 - COMUN. SERRA DOS GREGÓRIOS	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Pinhal da Serra / Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 02 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 03 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 04 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 05 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 06 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria

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
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 07 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 08 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 09 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 10 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 11 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 12 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 13 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 14 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 15 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 16 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 17 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 18 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 19 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 20 - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 21 - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 22 - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria

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
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 23 - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 24 - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 25 - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 27 - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 28 - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 29 - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 30 - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 31 - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 32 - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 33 - SÃO ROQUE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 34 - SÃO ROQUE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - SÃO ROQUE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 35 - SÃO ROQUE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 36 - SÃO ROQUE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 37 - SÃO ROQUE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 38 - SÃO ROQUE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 39 - SÃO ROQUE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 40 - SÃO ROQUE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 41 - SÃO ROQUE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 42 - SÃO ROQUE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 43 - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 44 - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 45 - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 46 - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 47 - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 48 - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria

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
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 49 - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 50 - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 51 - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 52 - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 53 - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 54 - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 55 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 56 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 57 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 58 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 59 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 60 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 61 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 62 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 63 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 64 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 65 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 66 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 67 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 68 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 69 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 70 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 71 - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria

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
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 72 - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 73 - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 74 - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 75 - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 76 - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 77 - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 78 - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 79 - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 80 - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 81 - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 82 - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 83 - LINHA TOPE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA TOPE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 84 - LINHA TOPE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 85 - LINHA TOPE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 86 - LINHA TOPE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 87 - LINHA TOPE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA TOPE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 88 - LINHA TOPE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 89 - LINHA TOPE	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 01	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 02	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 02.10	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 03	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 04	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 04.10	Brasil	SC	Passos Maia	Própria

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
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 05	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 06	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP.6.10	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 07	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 08	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROR. 09	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 10	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 10.10	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 11	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 12	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 13	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 13.10	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 14	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 15	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 16	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 16.10	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 17	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 18	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 19	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 20	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 21	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 22	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 23	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 24	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 25	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 26	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 001	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT- 02.10	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 003	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 007	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria

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
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 008	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 009	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 010	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 011	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 015	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 016	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 019	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT-021.40	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT-021.20	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT-021.30	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 022	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 027	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 032	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 034	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 002	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 005	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 012	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT -013	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 018	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 020	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT-021.10	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 023	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 026	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 028	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 029	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 030	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 014	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 017	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 021	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT-021.50	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria

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
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 024	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 025	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 031	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Gleba PCHSL-E-001	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba PCHSL-E-002	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba PCHSL-E-002.10	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba PCHSL-E-002.20	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba PCHSL-E-003	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba PCHSL-E-003NP	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-002	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-003	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-004	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-005	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-006	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-007	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-008	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-009	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-010	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-011	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-012	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-013	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-014	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-015	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba PCHSL-D-001	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-002	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-005	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-006	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-007	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-008	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-009	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria

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
Gleba PCHSL-D-010	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-011	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-012	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-012.10	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-013	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-014	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-015	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-016	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-017	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-018	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-019	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-020	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba ES-D-01	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba ES-D-02	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba ES-D-03	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba ES-D-04	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba ES-E-01	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba ES-E-02	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba ES-E-03	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba ES-E-04	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba ES-E-05	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba ES-E-06	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba 01ME	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Gleba 01ME	Brasil	RS	Bom Jardim	Própria
Gleba 10ME	Brasil	RJ	Cordeiro	Própria
PCHSR_LT_01	Brasil	RJ	Cordeiro	Própria
PCHSR_LT_03	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_05	Brasil	RJ		Própria
PCHSR_LT_06	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_07	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria

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
PCHSR_LT_08	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_09	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_10	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_11	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_12	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_12-B	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_13	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_14	Brasil	RJ	Trajanode Moraes	Própria
PCHSR_LT_15	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_17	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_19	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_21	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_23	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_RE_E_09	Brasil	RJ	Cordeiro	Própria
PCHSR_CO_10ME	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
PCHSL_LT_001	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
PCHSL_LT_002	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
PCHSL_LT_003	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
PCHSL_LT_004	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
PCHSL_LT_005	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
PCHSL_LT_006	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
PCHSL_LT_007	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
PCHSL_LT_008	Brasil	SC	Xanxerê	Própria
PCHSL_LT_009	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
PCHSL_LT_010	Brasil	SC	Xanxerê	Própria
PCHSL_LT_011	Brasil	SC	Xanxerê	Própria
PCHSL_LT_012	Brasil	SC	Xanxerê	Própria
PCHSL_LT_013	Brasil	SC	Xanxerê	Própria
PCHSL_LT_014	Brasil	SC	Xanxerê	Própria
PCHSL_LT_015	Brasil	SC	Xanxerê	Própria

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
PCHSL_LT_016	Brasil	SC	Xanxerê	Própria
PCHSL_LT_017	Brasil	SC	Xanxerê	Própria
PCHSL_LT_018	Brasil	SC	Xanxerê	Própria
PCHSL_LT_019	Brasil	SC	Xanxerê	Própria
PCHSL_LT_020	Brasil	SC	Xanxerê	Própria
PCHSL_RE_D_018.1	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
PCHSL_RE_D_021	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
PCHSL_RE_E_001.10	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
PCHSL_RE_E_001.20	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
PCHES_RE_D_05	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
PCHES_LT_01	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_02	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_03	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_04	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_05	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_06	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_07	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_08	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_10	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_11	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_12	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_13	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_14	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_15	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_15	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_16	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_17	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_18	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_20	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_21	Brasil	RS	Barracão	Própria

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
PCHES_LT_22	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_23	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_24	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_25	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHES_LT_26	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_RE_D_01.10	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_RE_D_006	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_RE_D_007	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_RE_D_008	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_RE_D_009	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_RE_D_009.01	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_RE_D_010	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_RE_D_011	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_RE_D_012	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_RE_D_013	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_RE_D_014	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_CO_D_01	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
PCHMO_CO_D_02	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
PCHMO_CO_D_03	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
PCHMO_CO_D_04	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
PCHMO_CO_D_05	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
PCHMO_CO_E_01	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_CO_E_02	Brasil	RS	Barracão	Própria
PCHMO_CO_E_03	Brasil	RS	Barracão	Própria
UHEMO_CO_D_001	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
UHEMO_CO_D_001-1	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_CO_D_002	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
UHEMO_CO_E_001	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_CO_E_002	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_RE_D_010-10	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria

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
UHEMO_RE_D_014-1	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
UHEMO_RE_D_048	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
UHEMO_RE_D_050	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
UHEMO_RE_D_059	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_060	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_064	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_070	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_074	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_075	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_076	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_081	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_086	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_089	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_090	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_091	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_092	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_093	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_RE_D_095	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
UHEMO_RE_D_096	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
UHEMO_RE_D_097	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
UHEMO_RE_D_098	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
UHEMO_RE_D_099	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_RE_E_001.10	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_RE_E_055	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_05	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_07	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_08	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_09	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_10	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_11	Brasil	RS	Nonoai	Própria

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
UHEMO_LT_12	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_13	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_15	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_16	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_17	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_18	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_19	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_20	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_21	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_22	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_23	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_24	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_25	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_26	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_27	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_28	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_29	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_30	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_31	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_31-10	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_31-20	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_32	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_33	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_34	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_35	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_36	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_36-10	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_37	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_37-10	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_37-20	Brasil	RS	Nonoai	Própria

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
UHEMO_LT_38	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_39	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_39-10	Brasil	RS	Nonoai	Própria
UHEMO_LT_40-10	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_41	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_43	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_44	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_45	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_46	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_47	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_48	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_49	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_50	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_51	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_52	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_53	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_54	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_55	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_56	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_57	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_58	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_59	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_60	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_61	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_61-10	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_61-20	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_62	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_63	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_64	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_65	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria

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
UHEMO_LT_66	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_67	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_67-10	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_68	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_LT_69	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
UHEMO_IS	Brasil	RS	Erechim/Nonoai	Própria
EOL-CO-001	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
EOL-CO-002	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
EOL-CO-003	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
EOLBC_PQ_001	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Própria
EOLBC_PQ_002	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Arrendada
EOLBC_PQ_003	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Arrendada
EOLBC_PQ_004	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Arrendada
EOLBC_PQ_005	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Arrendada
EOLBC_PQ_006	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Arrendada
EOLBC_LT_001	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Própria
EOLBC_LT_002	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Própria
EOLBC_LT_003	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Própria
EOLBC_LT_004	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Própria
EOLBC_LT_005	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Própria
EOLBC_LT_006	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Própria
EOLBC_SUB_007	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Própria
EOLBC_SUB_008	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Própria
Gleba 01ME	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Gleba 02ME	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Gleba 03ME	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Gleba 04ME	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Gleba 05ME	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Gleba 06ME	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Gleba 07ME	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria

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
Gleba 08ME	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Gleba 01MD	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Gleba 02MD	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Gleba 03MD	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Gleba 04MD	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Gleba BAMO-D-001	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-002	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-003	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-004	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-005	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-006	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-007	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-008	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-009	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-010	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-011	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-012	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-013	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-014	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-015	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-016	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-017	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-018.1	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-018.2	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-019	Brasil	RS	Faxinalzinho	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	Uso do Bem Público (UBP)	28 anos	Refere-se ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico e sistema de transmissão contratado decorrente do contrato de concessão firmado pela UHE Monel Monjolinho Energética S.A. com a ANEEL. É constituído pelo valor justo do direito relacionado com o uso do bem público (UBP) até o final do contrato de concessão e amortizado pelo correspondente prazo, a partir do início da operação comercial da usina.	Descontinuidade das receitas.

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)			
BBE Brasil Bioenergia S.A.	07.852.295/0001-73	-	Coligada	Brasil	MS	Andradina	Produção e comercialização de biodiesel.	12,500000
				Valor mercado				
31/12/2015	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2015	0,00		
31/12/2014	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2013	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área biodiesel. Diversificação do portfólio.								
CERAN – Cia Energética Rio das Antas	04.237.975/0001-99	-	Coligada	Brasil	RS	Porto Alegre	Geração de energia elétrica de origem hídrica.	5,000000
				Valor mercado				
31/12/2015	-0,200000	0,000000	446.007,97	Valor contábil	31/12/2015	53.372.330,41		
31/12/2014	-9,000000	0,000000	2.527.000,00					
31/12/2013	-16,200000	0,000000	1.889.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.								
Dona Francisca Energética S.A.	02.832.860/0001-17	-	Coligada	Brasil	RS	Agudo	Geração de energia elétrica de origem hídrica.	2,120000
				Valor mercado				
31/12/2015	0,000000	0,000000	1.785.350,40	Valor contábil	31/12/2014	10.221.000,00		
31/12/2014	28,800000	0,000000	1.329.000,00					
31/12/2013	-1,800000	0,000000	969.494,12					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.								
Energen Energias Renováveis S.A.	08.207.876/0001-15	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica.	95,000000
				Valor mercado				
31/12/2015	-3,275862	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2015	1.683.000,00		
31/12/2014	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)		
31/12/2013	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.								
ENEX O& M de Sistemas Elétricos Ltda.	06.101.807/0001-05	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Serviços de operação e manutenção de usinas elétricas.	100,000000
Valor mercado								
31/12/2015	190,138888	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2015	4.178.000,00		
31/12/2014	-3,200000	0,000000	0,00					
31/12/2013	-4,300000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimento em serviços de operação e manutenção de usinas.								
Esmeralda S.A.	07.264.588/0001-30	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem hídrica.	100,000000
Valor mercado								
31/12/2015	31,749043	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2015	39.584.000,00		
31/12/2014	-15,800000	0,000000	12.282.000,00					
31/12/2013	29,500000	0,000000	5.962.635,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.								
Macaúbas Energética S.A.	09.194.393/0001-96	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica.	100,000000
Valor mercado								
31/12/2015	11,861684	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2015	46.766.000,00		
31/12/2014	0,300000	0,000000	0,00					
31/12/2013	-11,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.								

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)		
Moinho S.A.	09.196.223/0001-40	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem hídrica.	100,000000
Valor mercado								
31/12/2015	15,473839	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2015	48.827.000,00		
31/12/2014	-4,400000	0,000000	0,00					
31/12/2013	-1,200000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.								
Monel Monjolinho Energética S.A.	04.834.395/0001-89	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem hídrica.	100,000000
Valor mercado								
31/12/2015	14,481320	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2015	129.009.000,00		
31/12/2014	-4,900000	0,000000	8.282.000,00					
31/12/2013	2,800000	0,000000	5.021.935,02					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.								
Novo Horizonte Energética S.A.	09.214.349/0001-09	-	Controlada	Brasil	SC	Caçador	Geração de energia elétrica de origem eólica.	100,000000
Valor mercado								
31/12/2015	15,847660	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2015	50.403.000,00		
31/12/2014	5,200000	0,000000	0,00					
31/12/2013	2,300000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.								
Passos Maia Energética S.A.	08.542.325/0001-08	-	Controlada	Brasil	SC	Caçador	Geração de energia elétrica de origem hídrica.	50,000000
Valor mercado								
31/12/2015	14,518393	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2015	29.387.000,00		
31/12/2014	6,700000	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)		
31/12/2013	-11,200000	0,000000	376.500,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.								
Santa Laura S.A.	07.328.431/0001-20	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem hídrica.	100,000000
Valor mercado								
31/12/2015	13,370753	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2014	30.499.000,00		
31/12/2014	-7,600000	0,000000	5.180.000,00					
31/12/2013	3,400000	0,000000	3.754.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.								
Santa Rosa S.A.	04.468.980/0001-02	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem hídrica.	100,000000
Valor mercado								
31/12/2015	11,733444	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2015	58.869.000,00		
31/12/2014	-16,200000	0,000000	13.715.000,00					
31/12/2013	-0,100000	0,000000	9.176.901,17					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.								
Seabra Energética S.A.	09.196.341/0001-59	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica.	100,000000
Valor mercado								
31/12/2015	15,926129	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2015	50.720.000,00		
31/12/2014	6,400000	0,000000	0,00					
31/12/2013	1,600000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.								
Usina Hidrelétrica de Cubatão S.A.	01.423.166/0001-83	-	Coligada	Brasil	SC	Joinville	Geração de energia elétrica de origem hídrica.	20,000000

9.2 - Outras informações relevantes

9.2. Outras informações relevantes:

Em 31 de dezembro de 2013, a empresa coligada FIP Energias Renováveis (6,25%), está classificada em nossa contabilidade como investimento disponível para venda sendo reconhecido em nosso Ativo o seu valor de mercado, agregando ao nosso investimento o valor R\$ 3.067 mil.

Os ativos financeiros disponíveis para venda são investimentos sobre os quais a Companhia não possui influência significativa ou controle, não derivativos, que foram designados nessa categoria por não atenderem às características das outras categorias. Estes investimentos estão apresentados na conta de investimentos, no ativo não circulante, tendo em vista que a administração não pretende alienar estes investimentos em até 12 meses após a data do balanço. A venda da participação ocorreu em fevereiro de 2014.

Em 31 de dezembro de 2014, as empresas coligadas CERAN (5%), Dona Francisca (2,12%) são classificadas em nossa contabilidade como Investimentos em Entidades Não Controladas ao Valor Justo, agregando ao nosso investimento os valores de R\$ 53.477 mil e R\$ 10.221 mil respectivamente.

Em 31 de dezembro de 2015, as empresas coligadas CERAN (5%), Dona Francisca (2,12%) são classificadas em nossa contabilidade como Investimentos em Entidades Não Controladas ao Valor Justo, agregando ao nosso investimento os valores de R\$ 53.372 mil e R\$ 7.957 mil respectivamente.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

10.1. Comentários dos Diretores sobre (a) condições financeiras e patrimoniais gerais, (b) estrutura de capital e possibilidade de resgate de Ações ou quotas; (c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos, (d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas, (e) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez, (f) níveis de endividamento e características das dívidas, (g) limites de utilização dos financiamentos já contratados e (h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras.

a) condições financeiras e patrimoniais gerais

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O ano de 2015 foi, sem dúvida, um ano que marcou uma nova fase para nossa Companhia. Diversos eventos ocorreram e ações foram implementadas pelo *management* e acionistas visando fortalecer os fundamentos da Companhia na busca por resultados melhores.

Através do Fato Relevante divulgado pela Companhia no dia 13 de julho, foi informada a conclusão da operação de consolidação do controle da Statkraft Energias Renováveis S.A., na qual o Grupo Statkraft, por meio da Statkraft Investimentos Ltda ampliou sua participação acionária para 81,3% e a FUNCEF manteve sua participação de 18,7%.

Na mesma data, os acionistas capitalizaram a Companhia em R\$ 119 milhões, que somados aos R\$ 36 milhões aportado em maio, totalizaram R\$ 155 milhões. Os recursos foram utilizados para o pagamento antecipado das duas emissões de debêntures da Statkraft Energias Renováveis S.A., liquidadas nos dias 31 de julho e 10 de agosto, melhorando, assim, a estrutura de capital e o perfil de endividamento da Companhia.

Também com o objetivo da melhora dos índices de alavancagem e perfil de dívida da Companhia, os recursos da venda dos ativos de transmissão, operação concluída no dia 21 de agosto de 2015, foram utilizados para liquidação antecipada da dívida da subsidiária Energen, ocorrida ao longo do mês de setembro e que eliminou a exposição cambial da Companhia.

Outros dois eventos importantes decorrentes da conclusão da operação de consolidação do controle foi a transferência do controle da Enercasa Energia Caiuá S.A., detentora da Usina Termelétrica Enercasa, para o Grupo Jackson através do fundo Caixa FIP Cevix, eliminando assim os custos de hibernação deste projeto, devido à falta da matéria prima e os riscos de continuidade do mesmo, bem como a constituição de conta reserva no valor de R\$ 38,6 milhões, referente à contingência para arbitragem em andamento sobre a BBE (Brasil Bioenergia) de responsabilidade do ex-acionista. Como forma de assegurar o funcionamento da Companhia em linha com o modelo operacional da Statkraft e garantir uma transição segura e sólida, imediatamente após a finalização da operação, deu-se início ao Projeto de Integração.

O objetivo do Projeto de Integração visa capturar as sinergias com o grupo Statkraft e a melhoria de processos, controles e eficiência, bem como dar maior foco de *compliance* e governança, para garantir melhores resultados aos acionistas da Companhia. A nova estrutura organizacional e legal foi definida e uma nova equipe de gestão estabelecida. A comunicação interna extensiva tem sido enfatizada visando assegurar a transparência e previsibilidade no processo com todos os nossos colaboradores, órgãos de assessoramento ao Conselho e Acionistas.

Uma das principais ocupações durante a transição era a manutenção das atividades diárias necessárias para a execução de negócios. Foi necessário extraordinário esforço da organização para lidar com este duplo desafio.

A integração operacional com a unidade de Comercialização de Energia da Statkraft no Brasil foi concluída, trazendo maior foco e especialização na gestão da energia gerada pelas nossas plantas. Combinada com a melhoria do desempenho operacional, através do aumento da disponibilidade dos nossos ativos, trarão melhores resultados.

A Companhia adicionalmente finalizou a implementação dos processos e sistemas de gestão da Statkraft, que também possuem foco na integridade e transparência. Nesse sentido, políticas foram implantadas e são mensalmente monitoradas através de ferramentas de controles. Está em andamento a estruturação de uma área de *compliance* que será um passo importante para o fortalecimento da estrutura no Brasil.

Finalizada também a integração de sistemas de TI, através da migração de todos os usuários para a plataforma global da Statkraft.

Ao final de 2015 foi estruturada uma Diretoria Regulatória que apoiará a Statkraft no Brasil, além de aumentar a visibilidade do Grupo perante seu público alvo, através de comunicação e participação em associações.

Como uma segunda fase do projeto de integração, avançarão os trabalhos de análise da organização e as interfaces entre as diferentes unidades com o objetivo de fortalecer ainda mais as capacidades organizacionais da Companhia.

Referente ao resultado econômico da Companhia do ano de 2015, os mesmos foram fortemente afetados por eventos extraordinários, tais como (i) a variação cambial passiva líquida, no valor de R\$ 48,7 milhões, incidente sobre o endividamento bancário da subsidiária Energen, (ii) as perdas e provisões para contingências futuras, no valor de R\$ 32,4 milhões referente a operação de venda dos ativos de transmissão, (iii) a Reclassificação contábil do custo de desenvolvimento de projetos anteriormente alocados no Ativo Intangível, no valor de R\$ 16,4 milhões, e (iv) a Baixa contábil de tributos fiscais diferidos ativos no montante de R\$ 38,4 milhões. Com relação ao risco do mercado de curto prazo, o qual inclui o GSF, decorrente da situação hidrológica que o Brasil vivencia, a Companhia vem adotando ações de

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

mitigação destes impactos, tais como a otimização da sazonalização da garantia física combinada com a retirada de duas plantas do MRE e adesão à Lei 13.203 de 09 de dezembro de 2015 e Resolução Normativa nº 684 da Aneel, a qual disciplina a repactuação do risco hidrológico, optando pelo produto SP100.

Entramos em 2016 com uma expectativa positiva para os nossos resultados, uma vez que foram reconhecidos e eliminados vários fatores de risco e diversas melhorias de gestão foram implementadas.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

b) estrutura de capital

Possuímos apenas Ações ordinárias com direito a voto e não pretendemos, no curto prazo, realizar nenhuma operação de resgate.

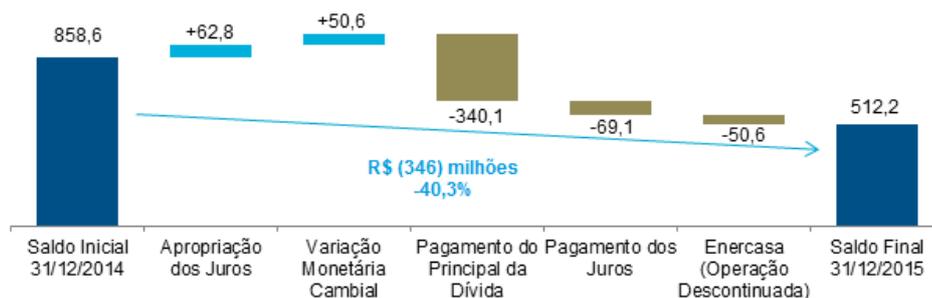
Nossa diretoria entende que nossa evolução da estrutura de capital apresenta níveis característicos a uma Companhia em com a possibilidade da expansão da sua capacidade instalada, com níveis elevados de investimentos e ativos de alto valor agregado, especialmente quando analisada sob a ótica da relação dívida líquida/patrimônio. Nossa relação entre dívida líquida e patrimônio líquido era de 0,45 em 31 de dezembro de 2015. Em 31 de dezembro de 2014, esta mesma relação era de 1,15. Esta significativa redução deve-se às alterações na estrutura de capital da Companhia, fruto do uso de recursos financeiros advindos de venda de ativos e aporte de capital.

Nosso patrimônio líquido passou de R\$ 682.012 mil em 31 de dezembro de 2014 para R\$ 771.680 mil em 31 de dezembro de 2015. Esta variação se deu por força do (i) aumento de capital, no valor de R\$ 155.000 mil, compensado parcialmente pelo (ii) prejuízo apurado do exercício social de 2015, cujo valor em 31 de dezembro de 2015 foi de R\$ 60.402 mil excluindo participação de não controladores, (iii) além da redução de R\$ 1.562 mil no valor do ajuste de avaliação patrimonial, referente ao valor justo de investimentos em entidades não controladas.

Em 31 de dezembro de 2015 a dívida líquida somava R\$ 350 milhões, representando redução 55% na comparação com 31 de dezembro 2014, quando a dívida líquida somava R\$ 783,7 milhões, cuja abertura é demonstrada na tabela abaixo.

Alguns destaques do comportamento do endividamento a seguir:

Endividamento bancário: entre os períodos em análise o endividamento bancário apresentou redução de 40,3% ou R\$ 346,3 milhões. As movimentações que contribuíram para a redução foram: (i) a amortização de R\$ 340 milhões de principal, sendo R\$ 18,3 milhões de empréstimos de capital de giro da Controladora, R\$125 milhões das debêntures, R\$ 32,2 milhões com BNDES, R\$ 7,3 milhões com o BNB e R\$ 157 milhões com o CDB; (ii) o pagamento de R\$ 69,1 milhões de juros, sendo R\$ 22,8 milhões com BNDES, R\$ 17,9 milhões com BNB, R\$ 15,9 milhões com capital de giro e debêntures da Controladora e R\$ 13,4 milhões com CDB e (iii) destinação da dívida da subsidiária Enercasa para operação descontinuada no valor de R\$ 50,6 milhões, por conta da sua transferência de controle para o Grupo Jackson através do Fundo Caixa FIP Cevix.



Por outro lado as movimentações que contribuíram para o aumento foram: (i) a variação cambial referente ao empréstimo tomado em dólar pela subsidiária Energen junto ao CDB, no valor de R\$ 50,6 milhões; (ii) apropriação de encargos financeiros das parcelas a vencer no curto prazo dos empréstimos, no valor de R\$ 62,8 milhões, sendo R\$ 23,9 milhões com BNDES, R\$ 17,7 milhões com BNB, R\$ 5,7 milhões com CDB, R\$ 15,5 milhões com Debêntures.

Conforme mencionado anteriormente em função do fechamento da operação de consolidação do controle acionário e da capitalização da companhia pelos acionistas em R\$ 119 milhões, ocorrida no dia 13 de julho de 2015, que somados aos R\$ 36 milhões ocorridos em maio, permitiu a Companhia promover a liquidação da dívida da Holding (1ª e 2ª emissão de debêntures) no mês de julho e agosto, melhorando ainda mais o perfil de sua dívida e alavancagem.

Adicionalmente, no mês de setembro a Companhia promoveu a liquidação antecipada da dívida da subsidiária Energen com os recursos da venda dos ativos de transmissão, acabando dessa forma com a exposição a variação

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

cambial.

Caixa e aplicações financeiras: entre os períodos em análise houve aumento do saldo de caixa e aplicações financeiras de R\$ 87,3 milhões. As movimentações que contribuíram para o aumento foram: (i) geração de caixa proveniente das operações no valor de R\$ 163,1 milhões, (ii) recebimentos de dividendos da Passos Maia e participações minoritárias no total de R\$ 6,1 milhões; (iii) venda de ativos no total de R\$ 153,1 milhões; (iv) o recebimento de conta reserva BBE de R\$ 38,6 milhões; e (v) aporte de capital no valor de R\$ 155,0 milhões.

Por outro lado, as movimentações que contribuíram para a redução foram: (i) pagamento de juros sobre financiamentos no valor de R\$ 69,1 milhões, (ii) pagamento de principal sobre financiamentos no valor de R\$ 340,1 milhões; (iii) pagamento de tributos sobre o resultado no valor de R\$ 10,4 milhões e (iv) investimentos realizados no valor de R\$ 7 milhões.

O saldo de caixa e aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2015 era composto principalmente (i) pelo saldo de caixa e aplicações financeiras de curto prazo das subsidiárias e Statkraft, no valor de R\$ 79,9 milhões e (ii) pelo saldo de R\$ 82,3 milhões com aplicações financeiras restritas, constituídas por força dos contratos de financiamento de longo prazo, bem como pela constituição de conta reserva para as contingências da BBE.

Dívida Líquida (R\$ mil)	31 de dezembro de 2014	31 de dezembro de 2015	Diferença nominal	Var. %
Endividamento	858.602	512.280	-346.322	-40,3
- Financiamento de obras - BNDES	342.140	260.322	-81.818	-23,9
- Financiamento de obras - BNB	259.414	251.825	-7.589	-2,9
- Financiamento de obras - CDB	114.105	-	-114.105	-100,0
- Debêntures - Holding	124.675	-	-124.675	-100,0
- Capital de giro - Holding	18.166	-	-18.166	-100,0
- Outros (leasing)	102	133	31	30,4
Caixa e aplicações financeiras	(74.914)	(162.261)	-87.347	116,6
Dívida líquida	783.688	350.019	-433.669	-55,3
EBITDA	148.389	150.045	1.656	1,12
Dívida líquida / EBITDA	5,3	2,3	-3,0	-

c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Considerando o nosso atual perfil de endividamento e nossa posição de liquidez, nossa Diretoria acredita termos liquidez e recursos de capital suficientes para cobrir nossos investimentos, despesas, dívidas e outros valores já contratados, embora não tenhamos garantias que tal situação permanecerá igual nos próximos exercícios sociais. Apresentamos abaixo algumas considerações sobre nossa capacidade de pagamento dos principais compromissos financeiros assumidos:

- **Contratos de Financiamento BNDES:** As garantias exigidas pelo BNDES para a contratação de dívida foram: (i) penhor das ações das sociedades detidas por todos os acionistas; (ii) penhor do direito de gerar energia elétrica, assim como de todos os demais direitos corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, que possam ser objeto de penhor de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis; (iii) penhor dos direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica firmados com a Eletrobras ou com terceiros; (iv) fiança prestada pelo nosso Controlador (aplicável para a Santa Rosa S.A.); (v) constituição da conta reserva (aplicação financeira restrita) e (vi) penhor dos contratos do projeto, especificamente EPC e O&M ou qualquer outro que outorgue direitos creditórios ao Projeto, que venha a ser firmado entre a Monel Monjolinho Energética S.A. e terceiros até a quitação integral das obrigações decorrentes do contrato de financiamento firmado.

Contratos de Financiamento BNB: As garantias exigidas pelo BNB para a contratação de dívida foram: (i) penhor das ações das sociedades detidas por todos os acionistas; (ii) penhor do direito de gerar energia elétrica, assim como de todos os demais direitos corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, que possam ser objeto de penhor de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis; (iii) penhor dos direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica firmados com a Eletrobras ou com terceiros; (iv) constituição da conta reserva (aplicação financeira restrita); (v) contratação de seguro garantia de conclusão de obra, na modalidade *Completion Bond*, com validade até seis meses após a

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

entrada em operação comercial do empreendimento (já baixada); (vi) contratação de fiança bancária, representando 50% do valor do saldo devedor do financiamento, com vigência mínima de dois anos, renovável sucessivamente e mantida por, pelo menos, 12 meses após o início do fluxo de recebíveis transitando pela conta centralizadora dos contratos de venda de energia que garantem a liquidez necessária para as amortizações contratuais, cuja baixa ocorreu ao longo de 2014. Em 31 de dezembro de 2014, existiam três contratos diretos com o BNB. Esses contratos de financiamento com o BNB são vinculados ao financiamento de longo prazo, voltados para a implantação dos empreendimentos de Macaúbas, Seabra e Novo Horizonte, empreendimentos que compõem o Complexo Eólico da Bahia.

Vale ressaltar, ainda, que possuímos um fluxo de caixa recorrente e previsível, uma vez que grande parte da produção de energia é vendida antecipadamente por meio de contratos de longo prazo. Este fator reforça nossa solidez para honrarmos nossos compromissos financeiros.

d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

Pretendemos manter a estratégia de captação de recursos de longo prazo para cobertura de parcela relevante dos investimentos necessários para a implantação dos nossos projetos. Mais especificamente, pretendemos continuar captando tais recursos (i) por intermédio de nossas SPEs titulares de concessões ou autorizações, e (ii) de instituições financeiras de fomento, na modalidade de *project finance*.

Não possuímos necessidades relevantes de capital de giro. Caso surjam demandas desta natureza, as instituições financeiras de fomento, assim como os bancos comerciais, possuem linhas de financiamento específicas para estas necessidades de caixa. De toda forma, acreditamos que estamos atualmente em condições de contratar tais financiamentos para custear nossas necessidades de caixa.

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

Somos uma empresa que investimos em ativos de alto valor agregado, demandando assim grandes volumes de recursos financeiros. Nossas fontes de recursos são através de (i) aportes de capital de nossos controladores, (ii) financiamentos de longo prazo com instituições bancárias, (iii) recebimento de dividendos de nossas subsidiárias em operação e (iv) venda de ativos.

Nosso bloco de controle é formado pela Statkraft Investimentos Ltda. (81,3%) e FUNCEF – Fundação dos Economiários Federais (18,7%).

Acreditamos que a medida que nossa capacidade instalada cresça, os dividendos que recebemos das nossas subsidiárias também aumentem. De forma geral, o fluxo de dividendos de nossas subsidiárias é crescente, uma vez que parte substancial de suas despesas está atrelada ao pagamento de encargos bancários atrelados ao financiamento de longo prazo, cujo valor é decrescente ao longo do tempo.

A venda de ativos em operação, implantação ou ainda de projetos em desenvolvimento, também é outra forma de financiarmos nossos investimentos. A substituição de fluxo de caixa por outro de maior atratividade pode ser considerada como uma justificativa pela venda de um ativo seja em qual estágio de vida estiver.

Para necessidades de caixa de curto prazo, nossos controladores também poderão realizar empréstimos de mútuos que também poderão vir a ser transformados em aporte de capital. Adicionalmente poderemos recorrer a empréstimos de curto prazo com instituições financeiras para cobrirmos necessidades de giro operacional da Companhia.

f) níveis de endividamento e características das dívidas

A tabela apresentada a seguir demonstra o nosso endividamento, em 31 de dezembro de 2015 comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2014.

- **Financiamentos para construção das usinas – BNDES**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Empresas	Vencimento	Encargos financeiros % a.a.	Consolidado	
			31 de dezembro de 2015	31 de dezembro de 2014
Monel Monjolinho Energética S.A.	Outubro de 2026	TJLP + 2,1	132.210	144.442
Santa Rosa S.A.	Fevereiro de 2023	TJLP + 3,8	52.479	59.648
Enercasa – Energia Caiuá S.A.	Junho de 2025	TJLP + 2,5		50.639
Moinho S.A.	Agosto de 2028	TJLP + 2,0	41.467	44.562
Esmeralda S.A.	Abril de 2029	TJLP + 3,5	16.714	21.770
Santa Laura S.A.	Julho de 2020	TJLP + 3,5	17.452	21.079
			<u>260.322</u>	<u>342.140</u>

Os financiamentos são amortizados em parcelas mensais e sucessivas, como a seguir indicadas:

	Quantidade de parcelas	Mês de vencimento	Ano	
			Primeira parcela	Última parcela
Monel Monjolinho Energética S.A.	192	Outubro	2010	2026
Santa Rosa S.A.	168	Fevereiro	2009	2023
Enercasa – Energia Caiuá S.A.	158	Junho	2012	2025
Moinho S.A.	192	Agosto	2012	2028
Passos Maia Energética S.A.	160	Outubro	2012	2026
Esmeralda S.A.	144	Abril	2007	2019
Santa Laura S.A.	144	Julho	2008	2020

Os contratos de financiamentos estabelecem que as empresas deverão manter e atender os seguintes índices financeiros: (i) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), sendo o mesmo calculado dividindo-se o valor do fluxo de caixa líquido das operações pelo valor do serviço da dívida, de acordo com parâmetros preestabelecidos; e (ii) Índice da Relação Mínima do Patrimônio Líquido e Ativo Total (PLxAT).

Em 2015, todas as condições restritivas referente índice de cobertura sobre o serviço da dívida (ICSD) dos contratos de financiamentos (covenants) com o BNDES foram atendidas pelas nossas SPE's.

Os contratos de financiamentos possuem cláusulas que requerem que as empresas mantenham durante o período de amortização do contrato, entre outras obrigações: (i) seguro do projeto em termos satisfatórios para o BNDES ou o Agente Financeiro, consignando cláusula especial em seu favor estabelecendo que a apólice não poderá ser cancelada ou sofrer alterações sem sua prévia e expressa anuência, sendo o credor de eventual indenização devida; (ii) manter em situação regular suas obrigações junto aos órgãos do meio ambiente, adotando medidas e ações destinadas a evitar e corrigir danos ao meio ambiente decorrentes do projeto; e (iii) firmar os contratos de cessão e vinculação da receita, administração de contas e outras avenças, o qual regula a cessão e vinculação (penhor dos direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia), assim como o funcionamento das contas "Reserva" e "Movimento (centralizadora)".

Adicionalmente, as referidas cláusulas estabelecem que as empresas: (i) não poderão distribuir dividendos ou pagar juros sobre o capital próprio cujo valor, isolada ou conjuntamente, exceda o valor do dividendo mínimo obrigatório, sem a prévia autorização do BNDES ou do Agente Financeiro; (ii) não poderão constituir, sem prévia autorização do BNDES ou do Agente Financeiro, qualquer gravame sobre os direitos creditórios dados em garantia; (iii) não poderão ceder nem vincular em favor de outro credor, sem prévia anuência do BNDES ou do Agente Financeiro, a receita cedida e vinculada; e (iv) não emitir debêntures ou partes beneficiárias, nem assumir novas dívidas, sem a prévia autorização do BNDES ou do Agente Financeiro.

Em garantia dos contratos firmados foram oferecidas: (i) penhor das ações das sociedades detidas por todos os acionistas; (ii) penhor do direito de gerar energia elétrica, assim como de todos os demais direitos corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, que possam ser objeto de penhor de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis; (iii) penhor dos direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica firmados com a Eletrobras ou com terceiros; (iv) fiança prestada pelo nosso Controlador (aplicável para a Santa Rosa S.A.); (v) constituição da conta reserva (aplicação financeira restrita; e (vi) penhor dos contratos do projeto, especificamente EPC e O&M ou qualquer outro que outorgue direitos creditórios ao Projeto, que venha a ser firmado entre a Monel Monjolinho Energética S.A. e terceiros até a quitação integral das obrigações decorrentes do contrato de financiamento firmado.

Em atendimento aos requerimentos do BNDES ou do Agente Financeiro foram firmados com o Unibanco S.A.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(aplicável a Esmeralda S.A. e Santa Laura S.A.), com o Bradesco S.A. (aplicável a Santa Rosa S.A.), com o Banco do Brasil S.A. (aplicável a Monel Monjolinho Energética S.A. e Passos Maia Energética S.A.) e com o Banco Santander S.A. (aplicável a Moinho S.A.), os contratos de cessão e vinculação de receita, administração de contas e outras avenças, como mencionados anteriormente.

Todas as condições restritivas aos contratos de financiamentos (covenants) vêm sendo atendidas.

▪ Financiamentos para construção das usinas - BNB

Empresas	Vencimento	Encargos financeiros - % a.a.	Consolidado	
			2015	2014
Macaúbas Energética S.A.	Julho de 2028	9,5	92.069	95.169
Novo Horizonte Energética S.A.	Julho de 2028	9,5	80.624	82.547
Seabra Energética S.A.	Julho de 2028	9,5	79.132	81.698
			<u>251.825</u>	<u>259.414</u>

Os financiamentos são amortizados em parcelas mensais e sucessivas, como a seguir indicadas:

	Quantidade de parcelas	Mês de vencimento	Ano	
			Primeira parcela	Última parcela
Macaúbas Energética S.A.	180	Julho	2013	2028
Novo Horizonte Energética S.A.	180	Julho	2013	2028
Seabra Energética S.A.	180	Julho	2013	2028

Os contratos de financiamentos possuem cláusulas que requerem que as empresas mantenham durante o período de amortização do contrato, entre outras obrigações: (i) seguro do projeto em termos satisfatórios para o BNB ou o Agente Financeiro, consignando cláusula especial em seu favor estabelecendo que a apólice não poderá ser cancelada ou sofrer alterações sem sua prévia e expressa anuência, sendo o credor de eventual indenização devida; (ii) manter em situação regular suas obrigações junto aos órgãos do meio ambiente, adotando medidas e ações destinadas a evitar e corrigir danos ao meio ambiente decorrentes do projeto; e (iii) firmar os contratos de cessão e vinculação da receita, administração de contas e outras avenças, o qual regula a cessão e vinculação (penhor dos direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia), assim como o funcionamento das contas "Reserva" e "Movimento (centralizadora)".

Em garantia dos contratos firmados foram oferecidas: (i) penhor das ações das sociedades detidas por todos os acionistas; (ii) penhor do direito de gerar energia elétrica, assim como de todos os demais direitos corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, que possam ser objeto de penhor de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis; (iii) penhor dos direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica firmados com a Eletrobrás ou com terceiros; (iv) constituição da conta reserva (aplicação financeira restrita); (v) contratação de seguro garantia de conclusão de obra, na modalidade Completion Bond, com validade até seis meses após a entrada em operação comercial do empreendimento (já baixado); (vi) contratação de fiança bancária, representando 50% do valor do saldo devedor do financiamento, com vigência mínima de dois anos, renovável sucessivamente e mantida por, pelo menos, 12 meses após o início do fluxo de recebíveis transitando pela conta centralizadora dos contratos de venda de energia, as quais foram dado baixa ao longo de 2014.

Em atendimento aos requerimentos do BNB foram firmados com o próprio BNB os contratos de cessão e vinculação de receita, administração de contas e outras avenças, como mencionados anteriormente.

O contrato prevê Bônus de Adimplência Sobre Encargos de 25% sobre os encargos incidentes, desde que as prestações de juros ou de principal e juros sejam pagos até as datas dos respectivos vencimentos estipulados no contrato de financiamento. Uma vez respeitadas as condicionantes de pagamento, os encargos financeiros passarão de 9,5% a.a. para 7,125% a.a., cuja diferença será contabilizada como desconto financeiro.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Considerações sobre nossos contratos de financiamento

- **Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito n.º 05.2.0588.1 celebrado entre a Esmeralda e o BNDES**

Nossa controlada Esmeralda celebrou, em 16 de dezembro de 2005, contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 05.2.0588.1 com o BNDES no valor de R\$55.425,31 mil, montante sobre o qual incide TJLP mais *spread* de 3,5% ao ano. O financiamento foi obtido com o objetivo de custear parte dos investimentos de nossa subsidiária na implantação da PCH Esmeralda.

Nos termos do referido contrato, a nossa controlada Esmeralda obrigou-se a liquidar o débito por meio de 144 parcelas mensais e sucessivas. A primeira parcela foi paga em 15 de abril de 2007 e o último pagamento será feito em 15 de março de 2019.

O contrato está sujeito ao vencimento antecipado, dentre outros, nas seguintes hipóteses: (i) inclusão em acordo societário, estatuto ou contrato social da nossa controlada Esmeralda ou das empresas que a controlem, de dispositivo que importe em (a) restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes deste Contrato; (b) quórum especial para deliberação ou aprovação de matérias que limitem ou cerceiem o controle exercido por nós; (c) restrição da capacidade de crescimento da nossa controlada Esmeralda, do seu desenvolvimento tecnológico ou do seu acesso a novos mercados; (ii) redução do quadro de pessoal da nossa controlada Esmeralda sem atendimento ao pressupostos acordados no contrato; (iii) extinção ou revogação da autorização da Esmeralda para exploração da PCH Esmeralda; (iv) descumprimento de obrigações especiais descritas abaixo; (v) ocorrência, sem autorização do BNDES, de venda, incorporação, fusão, cisão de ativos ou qualquer outro ato que importe ou possa vir a importar em modificações na atual configuração da Esmeralda ou em transferência do seu controle acionário, ou ainda em alteração da qualidade de seu acionista controlador; (vi) extinção ou alteração do CCVE celebrado com a Eletrobrás, sem anuência prévia do BNDES; e (vii) inadimplemento de qualquer obrigação ou dos intervenientes ou empresas do grupo econômico perante o BNDES.

Nos termos desse contrato, nossa controlada Esmeralda está sujeita a diversas obrigações especiais, entre as quais (i) não realizar, sem aprovação prévia do BNDES, distribuição de dividendos ou de juros sobre capital próprio cujo valor, em conjunto ou isoladamente, exceda o valor do dividendo mínimo obrigatório; (ii) manter Índice de Cobertura do Serviço da Dívida igual ou superior a 1,3 a ser apurado anualmente e comprovado mediante apresentação de demonstrações financeiras auditadas por empresa cadastrada na CVM; (iii) manter em situação regular suas obrigações junto aos órgãos do meio ambiente durante o período de vigência do Contrato; (iv) adotar, durante a vigência do contrato, medidas destinadas a evitar ou corrigir danos ao meio ambiente, segurança e medicina do trabalho que possam vir a ser causados pelo projeto; (v) na hipótese de ocorrer redução no quadro de pessoal da Beneficiária durante a vigência do contrato, oferecer programa de treinamento voltado às oportunidades de trabalho da região e/ou programa de recolocação dos trabalhadores em outras empresas; (vi) entre outras.

As garantias oferecidas para a obtenção do financiamento são as seguintes:

Penhor de Direitos Emergentes de Autorização: A nossa controlada Esmeralda deu em penhor ao BNDES, até a final liquidação de todas as obrigações do Contrato, os direitos emergentes da autorização para exploração da PCH Esmeralda, incluindo, mas não se limitando a: (i) o direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, estejam ou venham a se tornar exigíveis e pendentes de pagamento pelo Poder Outorgante à nossa controlada Esmeralda, incluindo, mas não se limitando, a todas as indenizações pela extinção da autorização; (ii) o direito de gerar energia elétrica pela PCH nossa controlada Esmeralda e (iii) todos os demais direitos, corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, que possam ser objeto de penhor de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis, decorrentes da autorização.

Penhor de Ações: Nós, na qualidade de intervenientes, demos em penhor, em favor do BNDES, em caráter irrevogável e irretroatável, a totalidade das ações de emissão da nossa controlada Esmeralda de nossa propriedade, ordinárias ou preferenciais e quaisquer direitos como subscrição, bônus de subscrição, debêntures conversíveis e quaisquer outros títulos e valores mobiliários representativos do capital social da Esmeralda e quaisquer direitos de preferência, opções e outros direitos sobre tais títulos, que venham a ser subscritos ou adquiridos por tais sociedades, até a liquidação da dívida

Penhor de Direitos Creditórios: A nossa controlada Esmeralda, em caráter irrevogável e irretroatável, deu em penhor, em favor do BNDES, até o final da liquidação de todas as obrigações do Contrato, os direitos creditórios de que é

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

titular decorrentes do CCVE firmado entre a Eletrobrás e a nossa controlada Esmeralda, excetuada a receita anteriormente cedida e vinculada.

- **Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito n.º 07.2.0902.1 celebrado entre a nossa controlada Monel e o BNDES**

Nossa controlada Monel celebrou, em 04 de janeiro de 2008, contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 07.2.0902.1 com o BNDES no valor de R\$169.659,37 mil, dividido em 3 subcréditos, nos seguintes valores: subcrédito A com valor de R\$163.347,37 mil, subcrédito B com valor de R\$4.312 mil e subcrédito C com valor de R\$2.000 mil. Sobre os subcréditos A e B incide TJLP mais *spread* de 2,1% ao ano. Sob o subcrédito C incide somente TJLP. O financiamento foi obtido com o objetivo de custear parte dos investimentos de nossa subsidiária na implantação da UHE Monjolinho.

Nos termos do referido contrato, a nossa controlada Monel obrigou-se a liquidar o débito dos subcréditos A e B em 192 parcelas mensais e sucessivas. O primeiro pagamento ocorreu em 15 de outubro de 2010 e o último pagamento será feito em 15 de setembro de 2026. A nossa controlada Monel obrigou-se ainda a amortizar o débito do subcrédito C em 72 prestações mensais e sucessivas.

O contrato está sujeito ao vencimento antecipado, dentre outros, nas seguintes hipóteses: (i) redução do quadro de pessoal da nossa controlada Monel sem atendimento aos pressupostos previstos no contrato; (ii) inclusão em acordo societário, estatuto ou contrato social da nossa controlada Monel ou nosso de dispositivo que importe em restrições ou prejuízos à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes da operação; (iii) falsidade da declaração firmada pela nossa controlada Monel negando a existência de gravames sobre os direitos creditórios oferecidos ao BNDES; e (iv) constituição, sem prévia autorização do BNDES, de penhor ou gravame sobre os direitos creditórios dados em garantia ao BNDES.

Além das hipóteses de vencimento mencionadas, o BNDES poderá decretar o vencimento antecipado do contrato, e exigir imediatamente a dívida, nas hipóteses de (i) inadimplemento de qualquer obrigação da nossa controlada Monel, ou nossa; (ii) inadimplemento de qualquer obrigação assumida perante o BNDES e suas subsidiárias, por parte de empresa ou entidade integrante do Grupo Econômico a que a nossa controlada Monel pertença; (iii) se o controle efetivo, direto ou indireto, da nossa controlada Monel sofrer modificação após a contratação da operação, sem prévia e expressa autorização do BNDES; ou (iv) ocorrência de procedimento judicial ou de qualquer evento que possa afetar as garantias constituídas em favor do BNDES.

Nos termos desse contrato, nossa controlada Monel está sujeita a diversas obrigações especiais, entre as quais (i) não realizar, sem aprovação prévia do BNDES, distribuição de dividendos ou de juros sobre capital próprio cujo valor, em conjunto ou isoladamente, exceda o valor do dividendo mínimo obrigatório; (ii) manter Índice de Cobertura do Serviço da Dívida igual ou superior a 1,3 a ser apurado anualmente e comprovado mediante apresentação de demonstrações financeiras auditadas por empresa cadastrada na CVM; (iii) manter, durante todo o período do financiamento, índice de capitalização (Patrimônio Líquido/Ativo Total) igual ou superior a 25%; (iv) não conceder preferência outros créditos, não fazer amortização de ações, não emitir debêntures e partes beneficiárias e não assumir novas dívidas, sem prévia e expressa autorização do BNDES; (v) não firmar contratos de mútuo com pessoas físicas ou jurídicas componentes do Grupo Econômico a que pertença a nossa controlada Monel, bem como não efetuar redução do seu capital social até o fim das obrigações do contrato; (vi) manter recursos na Conta Reserva equivalentes a, no mínimo, 3 meses do serviço da dívida mais 3 meses de pagamento do contrato de operação e manutenção; (vii) manter em situação regular suas obrigações junto aos órgãos do meio ambiente durante o período de vigência do Contrato; (viii) adotar, durante a vigência do contrato, medidas destinadas a evitar ou corrigir danos ao meio ambiente, segurança e medicina do trabalho que possam vir a ser causados pelo projeto; (ix) na hipótese de ocorrer redução no quadro de pessoal da Beneficiária durante a vigência do contrato, oferecer programa de treinamento voltado às oportunidades de trabalho da região e/ou programa de recolocação dos trabalhadores em outras empresas; (x) entre outras.

As garantias oferecidas para a obtenção do financiamento são as seguintes:

Penhor de Ações: Nós na qualidade de intervenientes, demos em penhor, em favor do BNDES, em caráter irrevogável e irretroatável, até a final liquidação de todas as obrigações decorrentes do Contrato, a totalidade das ações de emissão da nossa controlada Monel de nossa propriedade. Adicionalmente, nós nos obrigamos a empenhar em favor do BNDES todas e quaisquer ações representativas do capital social da Monel e ainda quaisquer outros direitos,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

tais como direitos de subscrição, bônus de subscrição, debêntures conversíveis, partes beneficiárias, bem como quaisquer direitos de preferência, opções e outros direitos sobre tais títulos que venham a ser emitidos.

Penhor de Direitos Emergentes de Concessão: A Monel deu em penhor ao BNDES, em caráter irrevogável e irretroatável, até a liquidação de todas as obrigações, os direitos emergentes da concessão para exploração da UHE Monjolinho, incluindo, entre outros: (i) os direitos de crédito decorrentes da venda de energia produzida pela UHE Monjolinho, inclusive com relação aos direitos supervenientes de crédito decorrentes dos CCVEs ambiente regulado celebrados pela Beneficiária em 12 de março de 2007 na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica em função do resultado do 3º Leilão de Energia Nova realizado em 10 de outubro de 2006, bem como dos CCVEs a serem celebrados pela Monel e de quaisquer outros contratos de compra e venda de energia a serem firmados por ela e homologados pela ANEEL; (ii) as garantias constantes dos CCVEs e dos CCVEs ambiente regulado a serem firmados pela Monel; (iii) o direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, sejam ou venham a ser devidos pelo poder concedente à Monel em caso de extinção da concessão objeto do Contrato de Concessão nº 18/2002-ANEEL; (iv) a energia produzida pela UHE Monjolinho; (v) todos os demais direitos, corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, que possam ser objeto de penhor;

Penhor de Direitos Creditórios: A Monel deu em penhor ao BNDES, em caráter irrevogável e irretroatável, até a liquidação de todas as obrigações, sob condição suspensiva da entrada em operação comercial da UHE Monjolinho, a totalidade dos direitos creditórios da Monel, em especial os decorrentes dos CCVEs ambiente regulado celebrados pela Beneficiária em 12 de março de 2007 na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica em função do resultado do 3º Leilão de Energia Nova realizado em 10 de outubro de 2006, bem como dos CCVEs a serem celebrados pela Monel e de quaisquer outros contratos de compra e venda de energia a serem firmados pela Monel e homologados pela ANEEL.

Seguro-Garantia de Execução do Projeto: a Monel deverá manter apólice de seguro, com cobertura no valor de R\$48.859,37 mil na data base de 04 de janeiro de 2008 e com vigência de até 6 meses após a conclusão das obras e entrada em operação comercial das instalações do projeto.

Fiança: a ser formalizada mediante Carta de Fiança emitida por instituição financeira aprovada pelo BNDES.

- **Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos do BNDES/FINEM n.º 4.001.444/6 celebrado entre Santa Rosa e o Banco Bradesco S.A.**

Nossa controlada Santa Rosa celebrou em 14 de dezembro de 2006 contrato de financiamento mediante repasse de recursos n.º 4.001.444/6 com o Banco Bradesco S.A. no valor de R\$80.000 mil, dividido em 2 subcréditos, nos seguintes valores: subcrédito A com valor de R\$15.756,87 mil e subcrédito B com valor de R\$64.243,13 mil. Sobre o crédito financiado, incide TJLP mais *spread* de 3,8% ao ano. O financiamento foi obtido com o objetivo de custear parte dos investimentos de nossa subsidiária na implantação do PCH Santa Rosa II.

Nos termos do referido contrato, nossa controlada Santa Rosa obrigou-se a liquidar o débito em 144 parcelas mensais e sucessivas. A primeira parcela foi paga em 15 de julho de 2008 e o último pagamento será feito em 15 de junho de 2020.

O contrato está sujeito ao vencimento antecipado, dentre outros, nas seguintes hipóteses: (i) aplicação dos recursos do financiamento em finalidade diversa da prevista no contrato; (ii) redução do quadro de pessoal da nossa controlada Santa Rosa sem atendimento ao disposto nos pressupostos do contrato; (iii) inclusão em acordo societário, estatuto ou contrato social da nossa controlada Santa Rosa ou das empresas que a controlam, de dispositivo pelo qual seja exigido quorum especial para deliberação ou aprovação de matérias que limitem ou cerceiem o controle de qualquer dessas empresas pelos respectivos controladores, ou, ainda, a inclusão, naqueles documentos, de dispositivo que importe em (a) restrições à capacidade de crescimento da nossa controlada Santa Rosa ou ao seu desenvolvimento tecnológico; (b) restrição de acesso da nossa controlada Santa Rosa a novos mercados; ou (c) restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes desse Contrato; (iv) qualquer mudança significativa nas condições econômico-financeiras ou operacionais da nossa controlada Santa Rosa ou da fiadora que possam afetar o fiel cumprimento das obrigações previstas no Contrato; (v) alteração do controle acionário ou societário de modo que nós deixemos de: (a) exercer, de modo permanente, a maioria dos votos nas deliberações da assembleia geral; e/ou (b) eleger a maioria dos administradores da nossa controlada Santa Rosa; e/ou (c) efetivamente utilizar o poder para dirigir as atividades sociais e orientar o funcionamento dos órgãos da nossa controlada Santa Rosa e/ou dos garantidores e/ou da fiadora, sem a prévia e expressa autorização do agente financeiro; (v) ocorrência de

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

procedimento extrajudicial ou judicial ou de qualquer outro evento que possa afetar as garantias constituídas em favor do BNDES; (vi) propositura de plano de recuperação extrajudicial ou judicial a qualquer credor ou classe de credores ou requerimento de recuperação judicial pela nossa controlada Santa Rosa, e/ou pela fiadora e/ou pelas garantidoras; (vii) requerimento de falência; (viii) arrendamento ou transferência sob qualquer título dos bens adquiridos por força do projeto financiado e/ou dados em garantia, sem autorização expressa do BNDES; (ix) a alteração ou extinção do contrato de compra e venda de energia elétrica firmado entre nossa controlada Santa Rosa e Eletrobrás, sem a prévia e expressa autorização do agente financeiro; (x) no caso de extinção, término ou revogação da autorização para exploração da PCH Santa Rosa II; (xi) entre outros.

Além das hipóteses de vencimento mencionadas, o BNDES poderá decretar o vencimento antecipado do contrato, e exigir imediatamente a dívida, nas hipóteses de (i) inadimplemento de qualquer obrigação da nossa controlada Santa Rosa, da Jackson ou nossa; (ii) inadimplemento de qualquer obrigação assumida perante o BNDES e suas subsidiárias, por parte de empresa ou entidade integrante do Grupo Econômico a que a nossa controlada Santa Rosa pertença; (iii) se o controle efetivo, direto ou indireto, da nossa controlada Santa Rosa sofrer modificação após a contratação da operação, sem prévia e expressa autorização do BNDES; ou (iv) ocorrência de procedimento judicial ou de qualquer evento que possa afetar as garantias constituídas em favor do BNDES.

Nos termos desse contrato, nossa controlada Santa Rosa está sujeita a diversas obrigações especiais, entre as quais (i) manter (a) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida igual ou superior a 1,2, a ser apurado anualmente e comprovado mediante apresentação de demonstrações financeiras auditadas por empresa cadastrada na CVM e, (b) durante o período de operação comercial do projeto, a relação mínima entre Patrimônio Líquido e Ativo Total igual ou superior a 0,3, a ser apurado anualmente e comprovado mediante apresentação de demonstrações financeiras auditadas por empresa cadastrada na CVM; (ii) não conceder preferência a outros créditos, não fazer amortização de ações, não emitir debêntures ou partes beneficiárias, nem assumir novas dívidas, sem prévia autorização do Banco Bradesco S.A.; (iii) não realizar distribuição de dividendos superiores ao mínimo legal obrigatório e pagamento de juros sobre capital próprio, sem prévia anuência do Banco Bradesco S.A. e do BNDES; (iv) não firmar contratos de mútuo, na qualidade de mutuante, com as pessoas físicas ou jurídicas componentes do grupo a que pertence a nossa controlada Santa Rosa, bem como não reduzir seu capital social até a liquidação de todas as obrigações assumidas nesse contrato de repasse; (v) manter em dia todas as obrigações de natureza tributária, trabalhista, previdenciárias e outras de caráter social, inclusive recolhimento das contribuições devidas ao PIS/PASEP e FInsocial; (vi) manter, durante toda a vigência do contrato, os bens móveis/imóveis do projeto segurados pelo seu valor real; (vii) constituição, com cláusulas beneficiárias em favor do Banco Bradesco S.A., de (a) seguro de risco de engenharia, na modalidade obras civis em construção, com cláusula acessória de responsabilidade civil; (b) seguro de risco de engenharia, na modalidade instalação e montagem; (c) seguro de danos patrimoniais, até a liquidação do contrato; (d) seguro garantia – performance sobre 10% do valor do contrato EPC, durante todo o período de construção; (iv) entre outras.

As garantias oferecidas para a obtenção do financiamento são as seguintes:

Penhor de Ações: Nós e Jackson, demos em penhor a totalidade das ações da nossa controlada Santa Rosa de nossa propriedade;

Penhor de Direitos Decorrentes de Autorização: A nossa controlada Santa Rosa, deu em penhor os direitos emergentes da autorização para exploração da PCH Santa Rosa II;

Penhor de Direitos Creditórios: Penhor dos direitos creditórios da nossa controlada Santa Rosa decorrentes do CCVE firmado com a Eletrobrás e quaisquer contratos de comercialização de energia firmados com outras entidades e das contas especiais do Projeto;

Contratação de Seguros: Contratação de (a) seguro de risco de engenharia, na modalidade obras civis em construção, com cláusula acessória de responsabilidade civil; (b) seguro de risco de engenharia, na modalidade instalação e montagem; (c) seguro de danos patrimoniais, até a liquidação do contrato; (d) seguro garantia – performance sobre 10% do valor do contrato EPC, durante todo o período de construção e com cláusulas beneficiárias em favor do Banco Bradesco S.A.; e

Penhor de Contrato: Penhor do contrato de EPX e O&M ou qualquer outro que outorgue direitos creditórios ao projeto de implantação da PCH Santa Rosa II, que venha a ser firmado entre a nossa controlada Santa Rosa e

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

terceiros até a quitação integral das obrigações decorrentes do contrato.

- **Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos nº 4.001.496/7, celebrado entre o BNDES e a nossa controlada Santa Rosa.**

Em 11 de agosto de 2008, a nossa controlada Santa Rosa celebrou Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos nº 4.001.497/7 com o BNDES, com valor de R\$8.963,7 mil, sobre o qual incidem juros equivalentes à TJLP acrescida de *spread* de 3,8% ao ano.

O financiamento do BNDES tem como finalidade a suplementação de investimentos para a implantação da PCH Santa Rosa II, com potência de 30 MW e da respectiva linha de transmissão associada.

Nos termos do contrato, a nossa controlada Santa Rosa obriga-se a amortizar o débito por meio de 168 parcelas mensais e sucessivas. O último pagamento será feito em 15 de janeiro de 2023. O contrato está sujeito ao vencimento antecipado em qualquer das seguintes hipóteses: (a) a aplicação dos recursos do financiamento em finalidade diversa da prevista na cláusula 3ª, sem prejuízo de o agente financeiro comunicar o fato ao Ministério Público Federal, para fins e efeitos da lei nº 7.492, de 16 de junho de 1986; (b) a inclusão, em acordo societário, estatuto ou contrato social da nossa controlada Santa Rosa ou das empresas que a controlam, de dispositivo pelo qual seja exigido “quorum” especial para deliberação ou aprovação de matérias que limitem ou cerceiem o controle de qualquer dessas empresas pelos respectivos controladores, ou ainda, a inclusão naquele documento, de dispositivo que importe em: (i) restrições à capacidade de crescimento da nossa controlada Santa Rosa ou ao seu desenvolvimento tecnológico; (ii) restrições de acesso da nossa controlada Santa Rosa a novos mercados; e, (iii) restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes desta operação; (c) qualquer das hipóteses previstas nos arts. 39 e 40 das “disposições aplicáveis aos contratos do BNDES”; (d) a redução do quadro de pessoal da nossa controlada Santa Rosa sem atendimento ao disposto no item 10.16 da cláusula 10ª; (e) por qualquer motivo tiverem alterado o seu atual controle acionário ou societário de modo que os seus atuais controladores deixem de: (i) exercer, de modo permanente, a maioria dos votos nas deliberações da assembleia geral; e/ou (ii) eleger a maioria dos administradores da nossa controlada Santa Rosa; e/ou (iii) efetivamente utilizar seu poder para dirigir as atividades sociais e orientar o funcionamento dos órgãos da nossa controlada Santa Rosa e/ou dos garantidores e/ou da fiadora, sem a prévia e expressa autorização do agente financeiro; (f) a nossa controlada Santa Rosa, a fiadora e/ou as garantidoras tornarem-se inadimplentes ou deixarem de cumprir qualquer obrigação decorrente do contrato, dos contratos de garantia ou quaisquer contratos firmados com o agente financeiro no tempo e modo convencionados; (g) ocorrência de procedimento extrajudicial ou judicial ou de qualquer outro evento que possa afetar as garantias constituídas em favor do agente financeiro; (h) propositura de plano de recuperação extrajudicial ou judicial a qualquer credor ou classe de credores ou requerimento de recuperação judicial pela nossa controlada Santa Rosa, e/ou pela fiadora e/ou pelas garantidoras; (i) requerimento de falência da nossa controlada Santa Rosa, da fiadora e/ou das garantidoras, entrar(em) em insolvência ou estado de liquidação, suspenderem as atividades por mais de 30 dias, sofrer protesto de título judicial ou extrajudicial por falta de pagamento de dívida líquida e certa, execução ou qualquer medida judicial que possa afetar as garantias ou os direitos creditórios do agente financeiro; (j) a nossa controlada Santa Rosa locar, arrendar, ou transferir sob qualquer título os bens adquiridos por força do projeto ora financiado e/ou dados em garantia, sem autorização expressa do BNDES e do AGENTE FINANCEIRO; (k) a nossa controlada Santa Rosa ceder ou transferir a terceiros os direitos e obrigações do contrato de repasse, sem prévio e expresso consentimento do agente financeiro; (l) comprovação de falsidade, dolo ou má-fé de quaisquer declarações, documentos ou informações prestadas pela nossa controlada Santa Rosa, fiadora e/ou garantidoras, por força do contrato; (m) não realização do projeto financiado, nos termos previstos e aprovados pelo BNDES, a critério do BNDES e do agente financeiro; (n) qualquer mudança significativa nas condições econômico-financeiras ou operacionais da nossa controlada Santa Rosa e/ou da fiadora que possam prejudicar o fiel cumprimento das obrigações assumidas; (o) a alteração ou extinção do contrato de compra e venda de energia elétrica firmado entre nossa controlada Santa Rosa e Eletrobrás, sem a prévia e expressa autorização do agente financeiro; (p) no caso de extinção, término ou revogação da autorização para exploração da PCH Santa Rosa II; (q) se a nossa controlada Santa Rosa, fiadora e/ou garantidoras tiverem seus nomes incluídos no cadastro de emitentes de cheque sem fundos, instituído pelo BACEN; (r) se a nossa controlada Santa Rosa deixar de substituir a fiadora e/ou qualquer das garantidoras que vier a encontrar-se em quaisquer das situações acima; (s) a existência de sentença condenatória transitada em julgado relativamente à prática de atos, pela Santa Rosa, que importem em infringência à legislação que trata do combate à discriminação de raça ou gênero, ao trabalho infantil e ao trabalho escravo; (t) ocorrerá, também, o vencimento antecipado do contrato, com exigibilidade da dívida e imediata sustação de qualquer desembolso, na data da diplomação como deputado federal ou senador de pessoa que exerça função remunerada na nossa controlada Santa Rosa ou esteja entre os seus proprietários, controladores ou diretores, pessoas incursas nas vedações previstas pela constituição federal, art.54, incisos I e II. Não haverá incidência de encargos de inadimplemento desde que o pagamento da dívida ocorra no prazo de 5 dias

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

úteis a contar da data da diplomação, sob pena de não o fazendo incidirem os encargos previstos para as hipóteses de vencimento antecipado por inadimplemento; (u) caso qualquer autorização, concessão, permissão ou licença necessária para o desenvolvimento do projeto seja revogada ou modificada, produzindo esse evento um efeito adverso sobre a capacidade da nossa controlada Santa Rosa em cumprir todas as obrigações decorrentes do contrato; (v) qualquer solicitação pela nossa controlada Santa Rosa de moratória ou a suspensão do pagamento ou a reestruturação das dívidas a qualquer credor. Também constituirá causa de vencimento antecipado se estas circunstâncias ocorrerem com a fiadora e/ou garantidoras durante o período de duração do contrato; (w) caso a nossa controlada Santa Rosa cesse suas atividades empresariais ou adote medidas societárias voltadas a sua liquidação ou dissolução ou ainda, se essas circunstâncias se verificarem na fiadora e/ou garantidoras, durante o período de duração do contrato de repasse, sem a prévia e expressa autorização do agente financeiro; (x) se qualquer documento relacionado ao projeto, ao contrato de repasse ou ainda, a qualquer uma de suas disposições substanciais for revogada, rescindida, se tornar nula ou deixar de estar em pleno efeito e vigor, em cada caso, afete de forma adversa a capacidade da nossa controlada Santa Rosa, a fiadora e/ou garantidoras de cumprirem com as obrigações ligadas ao contrato; e (y) na hipótese de não realização do projeto, objeto da colaboração financeira, assim como de aplicação dos recursos concedidos em finalidade diversa daquela prevista no contrato de repasse, ficará a nossa controlada Santa Rosa sujeita à multa de 10% incidente sobre o montante dos recursos não aplicados na forma contratualmente ajustada, substituindo os encargos financeiros contratuais pela aplicação, sobre o saldo devedor já acrescido da multa de que se trata, do percentual de 150% dos certificados de depósitos interbancários – cdi, informados pela cetip, verificados no período do inadimplemento, a partir das datas em que os recursos foram liberados à Santa Rosa S.A. até a data da efetiva liquidação do débito.

As obrigações do financiamento obtido perante o BNDES são as seguintes, entre outras:

- Apresentar, previamente à liberação da primeira parcela do crédito, a comprovação financeira relativa aos investimentos realizados, por meio de mapas de comprovação financeira, cujo modelo será fornecido pelo agente financeiro, notas fiscais e respectivos comprovantes de pagamentos ou outros documentos particulares;
- Comprovar, previamente à liberação da primeira parcela do crédito, a correta aplicação da parcela anteriormente utilizada, bem como o aporte de recursos da correspondente contrapartida, nos valores previstos no quadro de usos e fontes do projeto;
- Comunicar prontamente ao agente financeiro qualquer ocorrência que possa dificultar o cumprimento das obrigações previstas ou que possa provocar a inadimplência;
- Manter em situação regular suas obrigações junto aos órgãos do meio ambiente, durante o prazo de vigência do contrato; e
- Sem prévia autorização do agente financeiro, não realizar transações com partes relacionadas.

As garantias do financiamento obtido perante o BNDES são as seguintes:

Penhor de Direitos Emergentes de Autorização: A nossa controlada Santa Rosa oferece em penhor ao BNDES, até a final liquidação de todas as obrigações do presente contrato, penhor dos direitos emergentes da autorização pelo poder concedente para exploração da PCH Santa Rosa II.

Penhor dos Contratos do Projeto: A nossa controlada Santa Rosa oferece em Penhor Contratos do Projeto que venham a ser firmados com terceiros até a quitação integral das obrigações decorrentes do Contrato de Repasse; contratação de Seguros com cláusula em benefício do Agente Financeiro.

Penhor de Ações: Nós, Jackson e Statkraft, oferecemos em penhor, em favor do BNDES, em caráter irrevogável e irretratável, a totalidade das ações de emissão da nossa controlada Santa Rosa e de propriedade das mencionadas sociedades.

Penhor de Direitos Creditórios: A nossa controlada Santa Rosa, em caráter irrevogável e irretratável, oferece em penhor, em favor do BNDES, até o final da liquidação de todas as obrigações do presente Contrato, os direitos creditórios de que é titular decorrentes das Contas Especiais do Projeto, reguladas pelo Instrumento Particular de Constituição de Garantia – Penhor de Direitos Creditórios ao Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos. A nossa controlada Santa Rosa também, em caráter irrevogável e irretratável, oferece em penhor, em favor do BNDES, os direitos creditórios da nossa controlada Santa Rosa decorrentes do CCVE firmado com a Eletrobrás e quaisquer contratos de comercialização de energia firmados com outras entidades, regulados pelo Contrato de Penhor

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

dos Direitos Emergentes da Autorização;

Fiança: Nosso Controlador na qualidade de interveniente se obriga, na qualidade de devedor solidário e principal pagador das obrigações decorrentes deste Contrato, até sua final liquidação, com renúncia expressa aos benefícios dos artigos 366, 827, 828, 834, 835, 837 e 838 do Código Civil.

Contratação de Seguro: A nossa controlada Santa Rosa obriga-se, conforme previsto nos item 10.21 e 10.35 do Contrato de Financiamento 4.001.496/7, a contratar um seguro em benefício do Agente Financeiro.

Haverá vencimento antecipado do contrato nas seguintes situações, entre outras:

- Aplicação dos recursos do financiamento em finalidade diversa daquela já prevista no contrato de financiamento;
- Inclusão, em acordo societário, estatuto ou contrato social da beneficiária, ou das empresas que a controlam, de dispositivo pelo qual seja exigido quorum especial para deliberação ou aprovação de matérias que limitem ou cerceiem o controle de qualquer dessas empresas pelos respectivos controladores, ou ainda, a inclusão de dispositivo que importe em restrição à capacidade de crescimento da beneficiária, restrição de acesso da beneficiária a novos mercados ou restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes da operação de financiamento;
- Redução do quadro de pessoal da beneficiária sem atendimento aos dispositivos contratuais.

- **Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 06.2.0702.1 celebrado entre nossa controlada Santa Laura e o BNDES**

Nossa controlada Santa Laura celebrou, em 26 de outubro de 2006, contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 06.2.0702.1 com o BNDES no valor de R\$40.820,65 mil, dividido em 2 subcréditos, nos seguintes valores: subcrédito A com valor de R\$37.650,73 mil e subcrédito B com valor de R\$3.169,92 mil. Sobre o valor total da dívida incide TJLP mais *spread* de 3,5% ao ano. O financiamento foi obtido com o objetivo de custear parte dos investimentos de nossa subsidiária na implantação da PCH Santa Laura.

Nos termos do referido contrato, a nossa controlada Santa Laura obrigou-se a liquidar o débito dos subcréditos A e B em 144 parcelas mensais e sucessivas. A primeira prestação foi paga em 15 de julho de 2008 e o último pagamento será feito em 15 de junho de 2020.

O contrato está sujeito ao vencimento antecipado, dentre outros, nas seguintes hipóteses: (i) inclusão, em acordo societário, estatuto ou contrato social da nossa controlada Santa Laura ou de empresas que a controlem, de dispositivo pelo qual seja exigido "quorum" especial para deliberação ou aprovação de matérias que limitem ou cerceiem o controle de qualquer dessas empresas pelos respectivos controladores, ou, ainda, a inclusão de dispositivo que importe em: (a) restrições à capacidade de crescimento da nossa controlada Santa Laura ou ao seu desenvolvimento tecnológico; (b) restrições de acesso da nossa controlada Santa Laura a novos mercados; ou (c) restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes desta operação; (ii) redução do quadro de pessoal da nossa controlada Santa Laura sem atendimentos aos pressupostos previstos no contrato; (iii) extinção ou alteração do CCVEE firmado entre a nossa controlada Santa Laura e a Eletrobrás, sem a prévia e expressa autorização do BNDES; ou (iv) a falsidade da declaração firmada pela nossa controlada Santa Laura que nega a existência de gravames sobre os direitos creditórios oferecidos ao BNDES.

Além das hipóteses de vencimento mencionadas, o BNDES poderá decretar o vencimento antecipado do contrato, e exigir imediatamente a dívida, nas hipóteses de (i) inadimplemento de qualquer obrigação da nossa controlada Santa Laura ou nossa; (ii) inadimplemento de qualquer obrigação assumida perante o BNDES e suas subsidiárias, por parte de empresa ou entidade integrante do Grupo Econômico a que a nossa controlada Santa Laura pertença; (iii) se o controle efetivo, direto ou indireto, da nossa controlada Santa Laura sofrer modificação após a contratação da operação, sem prévia e expressa autorização do BNDES; ou (iv) ocorrência de procedimento judicial ou de qualquer evento que possa afetar as garantias constituídas em favor do BNDES.

Nos termos desse contrato, nossa controlada Santa Laura está sujeita a diversas obrigações especiais, entre as quais (i) manter, após o pagamento de 6 parcelas da amortização, Índice de Cobertura do Serviço da Dívida igual ou superior a 1,3 a ser apurado anualmente e comprovado mediante apresentação de demonstrações financeiras

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

auditadas por empresa cadastrada na CVM; (ii) manter Índice de Capitalização (Patrimônio Líquido/Ativo Total) igual ou superior a 0,3, a ser apurado anualmente e comprovado mediante apresentação de demonstrações financeiras auditadas por empresa cadastrada na CVM; (iii) não realizar, sem aprovação prévia do BNDES, distribuição de dividendos ou de juros sobre capital próprio cujo valor, em conjunto ou isoladamente, exceda o valor do dividendo mínimo obrigatório; (iv) na hipótese de ocorrer redução no quadro de pessoal da nossa controlada Santa Laura durante a vigência do contrato, oferecer programa de treinamento voltado às oportunidades de trabalho da região e/ou programa de recolocação dos trabalhadores em outras empresas; (v) adotar, durante a vigência do contrato, medidas destinadas a evitar ou corrigir danos ao meio ambiente, segurança e medicina do trabalho que possam vir a ser causados pelo projeto; (vi) manter em situação regular suas obrigações junto aos órgãos do meio ambiente durante o período de vigência do Contrato; (vii) entre outros.

Além das hipóteses de vencimento mencionadas, o BNDES poderá decretar o vencimento antecipado do contrato, e exigir imediatamente a dívida, nas hipóteses de (i) inadimplemento de qualquer obrigação da nossa controlada Santa Laura ou nossa; (ii) inadimplemento de qualquer obrigação assumida perante o BNDES e suas subsidiárias, por parte de empresa ou entidade integrante do Grupo Econômico a que a nossa controlada Santa Laura pertença; (iii) se o controle efetivo, direto ou indireto, da nossa controlada Santa Laura sofrer modificação após a contratação da operação, sem prévia e expressa autorização do BNDES; ou (iv) ocorrência de procedimento judicial ou de qualquer evento que possa afetar as garantias constituídas em favor do BNDES.

As garantias oferecidas para a obtenção do financiamento são as seguintes:

Penhor de Direitos Emergentes da Autorização: Nossa controlada Santa Laura deu em penhor ao BNDES, em caráter irrevogável e irretroatável, até a final liquidação de todas as obrigações do presente contrato, os direitos emergentes da autorização para exploração da PCH Santa Laura, incluindo, mas não se limitando a: (i) o direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, estejam ou venham a se tornar exigíveis e pendentes de pagamento à nossa controlada Santa Laura; (ii) o direito de gerar energia elétrica pela PCH Santa Laura; e (iii) todos os demais direitos, corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, que possam ser objeto de penhor de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis, decorrentes da autorização;

Penhor de Ações: Nós demos em penhor, em favor do BNDES, em caráter irrevogável e irretroatável, a totalidade das ações de emissão da nossa controlada Santa Laura de nossa propriedade.

Penhor de Direitos Creditórios: A nossa controlada Santa Laura, em caráter irrevogável e irretroatável, deu em penhor, em favor do BNDES, até a final liquidação de todas as obrigações do presente contrato, os direitos creditórios de que é titular decorrentes do CCVE firmado entre a Eletrobrás e a nossa controlada Santa Laura.

Fiança: Carta fiança em favor do BNDES, prestada pelo Unibanco S.A., devendo o fiador obrigar-se na qualidade de devedor solidário e principal pagador das obrigações decorrentes deste contrato até sua final liquidação.

- **Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 03.2.794.3.1, celebrado entre o BNDES e a CERAN**

Em 09 de fevereiro de 2004, nossa controlada CERAN, celebrou Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 03.2.794.3.1 com o BNDES, com valor de R\$240.805,318 mil divididos em Subcrédito A, no valor de R\$33.355,843 mil Subcrédito B, no valor de R\$14.805,220 mil, Subcrédito C, no valor de R\$133.423,373 mil e Subcrédito D, no valor de R\$59.220,88144 mil. Sobre os subcréditos A e B incidem juros de 5% ao ano acima da taxa variável reajustada trimestralmente no dia 16 dos meses de janeiro, abril, julho e outubro, com base no custo médio ponderado de todas as taxas e despesas incorridas pelo BNDES na captação de recursos em moeda estrangeira sem vinculação a repasse em condições específicas. Sobre os subcréditos C e D incidem juros equivalentes à TJLP acrescida de *spread* de 5% ao ano.

O financiamento do BNDES tem como finalidade investimentos em geração de energia nas Usina Hidrelétrica de Monte Claro, Usina Hidrelétrica Castro Alves e Usina Hidrelétrica 14 de Julho.

A amortização dos Subcréditos A e B, no tocante à Usina Hidrelétrica Monte Claro, ocorrerá em 120 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a última parcela em 15 de janeiro de 2016. Em relação à Usina Hidrelétrica Castro Alves, a amortização ocorrerá em 120 prestações mensais e sucessivas, a última delas ocorrendo em 15 de novembro de 2017 e em se tratando da Usina Hidrelétrica 14 de Julho, a amortização vencerá em 15 de fevereiro de 2018.

Quanto à amortização dos Subcréditos C e D, em relação a Usina Hidrelétrica Monte Claro, ela também ocorrerá em

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

120 parcelas mensais e sucessivas, vencendo-se a última parcela em 15 de novembro de 2015. Em se tratando da Usina Hidrelétrica Castro Alves, a amortização ocorrerá mais uma vez em 120 parcelas mensais e sucessivas, vencendo-se a última em 15 de setembro de 2017. No tocante a Usina Hidrelétrica 14 de Julho, ela ocorrerá em 120 parcelas mensais e sucessivas, vencendo-se a última delas em em 15 de dezembro de 2017.

Além das hipóteses previstas nos artigos 39 e 40 das Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES, o BNDES poderá decretar o vencimento antecipado do contrato, com a exigibilidade da dívida e imediata sustação de qualquer desembolso, se forem comprovadas: (a) redução do quadro de pessoal da nossa controlada CERAN sem atendimento ao disposto no inciso III da cláusula décima terceira do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 03.2.794.3.1; (b) a extinção da concessão da nossa controlada CERAN para exploração do potencial energético do Projeto; (c) não cumprimento da cláusula décima quarta, inciso V, do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 03.2.794.3.1; e, (d) alteração do Acordo de Acionistas sem a prévia e expressa anuência do BNDES.

As garantias do financiamento obtido perante o BNDES são as seguintes:

Penhor dos Direitos Emergentes da Concessão: Nos termos do Contrato de Penhor de Direitos Emergentes da Concessão, a ser celebrado entre a nossa controlada CERAN, o BNDES e os Agentes Financeiros, a nossa controlada CERAN constituirá, em favor do BNDES e dos Agentes Financeiros, de acordo com a Subcláusula Segunda da Cláusula Oitava do Contrato de Concessão, penhor sobre os direitos emergentes da concessão, compreendendo:

- Os direitos de crédito da nossa controlada CERAN decorrentes da venda de energia produzida pelo projeto referido no Parágrafo Único da Cláusula Primeira, inclusive com relação aos direitos de crédito decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia a serem firmados pela nossa controlada CERAN, devidamente homologados pela ANEEL;
- As garantias constantes dos CCVE's;
- O direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente sejam ou venham a se tornar devidos pelo poder concedente, à nossa controlada CERAN, em caso de extinção da concessão outorgada nos termos do Contrato de Concessão nº 08/2001, celebrado entre a CERAN e a União Federal, através da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; e,
- A energia elétrica produzida pelo projeto mencionado no Parágrafo Único da Cláusula Primeira do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 03.2.794.3.1.

Penhor de Ações: Nos termos do Contrato de Penhor de Ações, a ser firmado entre o BNDES e os Agentes Financeiros, a CPFL e nós, com a interveniência da nossa controlada CERAN. As intervenientes aqui referidas darão em penhor 100% das ações ordinárias nominativas de emissão da nossa controlada CERAN e por elas detidas, em favor do BNDES, dos agentes financeiros e da agência de fomento, em caráter irrevogável e irretroatável.

Fiança: Fiança da CPFL, em caráter irrevogável e irretroatável, na qualidade de principal pagadora e responsável perante o BNDES até a final liquidação de todas as obrigações assumidas pela nossa controlada CERAN no âmbito deste Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 03.2.794.3.1, com renúncia expressa aos benefícios dos artigos 366, 827 e 838 do Código Civil.

- **Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos do BNDES nº 21/00883-3, celebrado entre o BNDES e a CERAN**

Em 09 de fevereiro de 2004, a nossa controlada CERAN celebrou Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos do BNDES nº 21/00883-3 com o BNDES, com valor de R\$195.000,000 mil, divididos em Subcrédito A, no valor de R\$27.010,98752 mil (este valor é dividido em três tranches, cada uma com os seguintes valores: A1: 8.630,94253 mil, A2: 9.893,13221 mil e A3: 8.486,91278 mil), Subcrédito B, no valor de R\$11.989,01248 mil (este valor é dividido em três tranches, cada uma com os seguintes valores: B1: R\$5.497,64, mil B2: R\$3.065,94 mil e B3: R\$3.425,41 mil), Subcrédito C, no valor de R\$108.043,95 mil (este valor é dividido em três tranches, cada uma com os seguintes valores: C1 R\$34.523,77 mil, C2: R\$39.572,52 mil e C3: R\$33.947,65 mil) e Subcrédito D, no valor de R\$47.956,05 mil (este também é dividido em três tranches, cada uma com os seguintes valores: D1: R\$21.990,58 mil,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

D2: R\$12.263,79 mil e D3: R\$13.701,67 mil). As tranches A1, B1, C1 e D1 são destinados a investimentos na Usina Monte Claro. As tranches A2, B2, C2 e D2, por sua vez, são destinadas a investimentos na Usina Castro Alves. As tranches, A3, B3, C3 e D3 dizem respeito a investimentos à Usina 14 de Julho. Sobre os subcréditos A e B incidem juros de 5% ao ano acima da taxa variável com base no custo médio ponderado de todas as taxas e despesas incorridas pelo BNDES na captação de recursos em moeda estrangeira. Sobre os subcréditos C e D incidem juros equivalentes à TJLP acrescida de *spread* de 5% ao ano.

Como demonstrado acima, o financiamento do BNDES tem como finalidade investimentos em geração de energia na Usina Hidrelétrica de Monte Claro, na Usina Hidrelétrica Castro Alves e na Usina Hidrelétrica 14 de Julho.

A amortização dos Subcréditos A e B ocorrerá em 120 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a última parcela em 15 de janeiro de 2018. Quanto à amortização dos Subcréditos C e D, ela também ocorrerá em 120 parcelas mensais e sucessivas, vencendo-se a última parcela em 15 de dezembro de 2017.

Os Agentes Financeiros, com a anuência do BNDES, poderão declarar vencido antecipadamente este Contrato, com a exigibilidade da dívida e imediata sustação de qualquer desembolso, se ocorrer qualquer das hipóteses disciplinadas em lei, notadamente não cumprimento de obrigações assumidas pela CERAN e pela Fiadora, ou ainda se ocorrer, além das hipóteses previstas nos artigos 39 e 40 das Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES: (a) a aplicação dos recursos concedidos por este Contrato em finalidade diversa da prevista no Título IV, sem prejuízo de os Agentes Financeiros comunicarem o fato ao Ministério Público Federal, para os fins e efeitos da Lei nº 7.492, de 16.06.1986; (b) a inclusão, em acordo societário, estatuto ou contrato social da nossa controlada CERAN, ou das empresas que a controlam, de dispositivo pelo qual seja exigido “quorum” especial para deliberação ou aprovação de matérias que limitem ou cerceiem o controle de qualquer dessas empresas pelos respectivos controladores ou, ainda, a inclusão naqueles documentos, de dispositivo que importe em: (i) restrições à capacidade de crescimento da nossa controlada CERAN ou ao seu desenvolvimento tecnológico; (ii) restrições de acesso da nossa controlada CERAN a novos mercados, ou; (iii) restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes desta operação; (c) a redução do quadro de pessoal da nossa controlada CERAN sem atendimento ao disposto no item “k” da Cláusula 9.2. do Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos nº 21/00883-3; (d) o vencimento antecipado, por inadimplemento da nossa controlada CERAN do Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos nº 21/00883-3; (e) a extinção da concessão da nossa controlada CERAN para a geração de energia elétrica; (f) o descumprimento pela nossa controlada CERAN ou seus Acionistas de qualquer das obrigações previstas nos Contratos referidos na Cláusula 7ª; (g) a existência de ato definitivo de autoridade administrativa ou judicial transitado em julgado que impeça a conclusão ou a continuidade da operação da nossa controlada CERAN; (h) o descumprimento de decisão de autoridade administrativa ou judicial relativa à execução do Projeto; (i) processo de reorganização societária (cisão, fusão, incorporação, etc.), alteração da atividade principal ou modificação do controle efetivo, direto ou indireto, da nossa controlada CERAN, após a contratação da operação, sem a prévia e expressa autorização dos Agentes Financeiros; (j) pedido de concordata preventiva formulado pela nossa controlada CERAN; (k) a liquidação ou decretação de falência da nossa controlada CERAN ou da Fiadora; (l) o vencimento antecipado de qualquer dívida da nossa controlada CERAN em razão de inadimplemento contratual, cujo montante possa de qualquer forma, vir a prejudicar o cumprimento das obrigações da nossa controlada CERAN previstas neste Contrato; (m) o descumprimento pela nossa controlada CERAN no disposto na Cláusula 18.2.1 do Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos nº 21/00883-3; e, (n) a alteração do Projeto sem a autorização, por escrito, dos Agentes Financeiros.

As garantias do financiamento obtido perante o BNDES são as seguintes:

Penhor dos Direitos Emergentes da Concessão: Nos termos do Contrato de Penhor de Direitos Emergentes da Concessão, a ser celebrado entre a nossa controlada CERAN, o BNDES e os Agentes Financeiros, a nossa controlada CERAN constituirá, em favor do BNDES e dos Agentes Financeiros, penhor mercantil sobre os direitos emergentes da concessão, compreendendo:

- Os direitos de crédito da nossa controlada CERAN decorrentes da venda de energia produzida pela nossa controlada CERAN, inclusive com relação aos direitos de crédito decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados e/ou a serem celebrados pela nossa controlada CERAN (doravante denominados “Contratos CCVE”);
- O direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, sejam ou venham a se tornar devidos pelo poder concedente, à nossa controlada CERAN, em caso de extinção da concessão outorgada nos termos do Contrato de Concessão nº 08/2001, celebrado entre a nossa controlada CERAN e a União Federal, através da ANEEL; e,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- As garantias constantes dos Contratos CCVE;
- A energia elétrica a ser produzida pela nossa controlada CERAN.

Penhor de Ações: Nos termos do Contrato de Penhor de Ações, celebrado entre os Agentes Financeiros, o BNDES e as acionistas da nossa controlada CERAN, CPFL e Statkraft, com interveniência da CEEE e da nossa controlada CERAN, as Acionistas Garantidoras deram em penhor, em favor dos Agentes Financeiros e do BNDES, na qualidade de credores conjuntos, em caráter irrevogável e irretratável, 70% das ações de emissão da CERAN, equivalente ao total das ações detidas pela CPFL e Statkraft, que também se obrigaram a dar em penhor quaisquer outras ações, direitos ou outros valores mobiliários de emissão da nossa controlada CERAN que venham a deter no futuro.

Penhor de Direitos Creditórios: A CERAN deu em penhor ao BNDES, em caráter irrevogável e irretratável, até a liquidação de todas as obrigações, sob condição suspensiva da entrada em operação comercial do projeto, a totalidade dos seus direitos creditórios decorrentes de determinados CCEARs e CCVEs a serem celebrados pela CERAN e de contratações supervenientes, relacionadas à comercialização de energia.

Penhor dos Direitos Emergentes do Contrato de Empreitada: Nos termos do Contrato de Penhor dos Direitos Emergentes do Contrato de Empreitada a Preço Global e Prazo Determinado, a ser celebrado entre os Agentes Financeiros, o BNDES e a nossa controlada CERAN, através do qual a nossa controlada CERAN constitui em favor dos Agentes Financeiros e do BNDES penhor sobre os direitos relativos ao Contrato de EPC.

Fiança: Fiança da CPFL, em caráter irrevogável e irretratável, na qualidade de principal pagadora e responsável perante o BNDES até a final liquidação de todas as obrigações assumidas pela nossa controlada CERAN no âmbito deste Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos nº 21/00883-3, com renúncia expressa aos benefícios dos artigos 366, 827, 835 e 838 do Código Civil e ao artigo 595 do Código de Processo Civil.

Nota promissória: nota promissória no valor de 143% do crédito concedido.

- **Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos do BNDES nº 21/00418-8, que entre si fazem o BNDES e a CERAN**

Em 16 de março de 2007, a nossa controlada CERAN celebrou Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos do BNDES nº 21/00418-8 com o BNDES, com valor de R\$81.000mil, divididos em Subcrédito A, no valor de R\$49.500 mil e Subcrédito B, no valor de R\$31.500 mil, todos com taxas de juros variando entre 4,1% e 4,3%, acrescidas de TJLP. Os subcréditos visam o investimento na Usina Hidrelétrica de Castro Alves e na Usina Hidrelétrica de 14 de Julho.

A amortização dos Subcréditos A e B ocorrerá em 168 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a última parcela em 15 de março de 2023.

Nos termos do contrato, a CERAN obrigou-se, entre outros, a: (i) na hipótese de ocorrer redução do quadro de funcionários durante a vigência do contrato, oferecer programa de treinamento voltado para oportunidades de trabalho na região e/ou programa de recolocação dos trabalhadores em outras empresas; (ii) adotar, durante a vigência do contrato, medidas e ações destinadas a evitar ou corrigir danos ao meioambiente, segurança e medicina do trabalho; (iii) manter em situação regular suas obrigações perante os órgãos do meioambiente; (iv) não constituir penhor ou gravame sobre os direitos creditórios dados em garantia, sem prévia autorização dos credores, sob pena de vencimento antecipado; (v) após exoneração da fiança, manter índice de cobertura do serviço da dívida de, no mínimo, 1,3, apurado e calculado nos termos do contrato; (vi) não construir, sem prévia autorização dos agentes financeiros, garantias de qualquer espécie em operações com outros credores; (vii) não fazer amortização de ações, não emitir debêntures e partes beneficiárias e nem assumir novas dívidas sem prévia autorização dos agentes financeiros; (viii) não realizar distribuição de dividendos superiores ao mínimo obrigatório e pagamentos de juros sobre capital próprio; (ix) não firmar contratos de mútuo entre as pessoas físicas ou jurídicas componentes do grupo econômico da CERAN, bem como não realizar redução de seu capital social, até a liquidação de todas as obrigações do contrato; (x) não incorporar, ser objeto de incorporação, cisão, fusão ou permitir qualquer modalidade de reestruturação societária.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Agentes Financeiros, com a anuência do BNDES, poderão declarar vencido antecipadamente este Contrato, com a exigibilidade da dívida e imediata sustação de qualquer desembolso, se ocorrer qualquer das hipóteses disciplinadas em lei, notadamente não cumprimento de obrigações assumidas pela nossa controlada CERAN e pela Fiadora, ou ainda se ocorrer, além das hipóteses previstas nos artigos 39 e 40 das Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES: (a) a redução do quadro de pessoal da nossa controlada CERAN sem atendimento ao disposto no item 9.1.6. da Cláusula 9ª do Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos do BNDES nº 21/00418-8; (b) a extinção da concessão da nossa controlada CERAN para a exploração e geração de energia elétrica do Projeto; (c) a inclusão, em acordo societário, estatuto ou contrato social da nossa controlada CERAN, ou das empresas que a controlam, de dispositivo pelo qual seja exigido “quorum” especial para deliberação ou aprovação de matérias que limitem ou cerceiem o controle de qualquer dessas empresas pelos respectivos controladores ou, ainda, a inclusão naqueles documentos, de dispositivo que importe em: (i) restrições à capacidade de crescimento da nossa controlada CERAN ou ao seu desenvolvimento tecnológico; (ii) restrições de acesso da nossa controlada CERAN a novos mercados; (iii) restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes desta operação; ou, (iv) prejuízo ou alteração do equilíbrio econômico-financeiro da nossa controlada CERAN; (d) a aplicação dos recursos concedidos por este Contrato e pelos Contratos de Financiamento em finalidade diversa da prevista no Título IV, sem prejuízo de os Agentes Financeiros comunicarem o fato ao Ministério Público Federal, para os fins e efeitos da Lei nº 7.492, de 16.06.1986; (e) a alteração do Acordo de Acionistas sem a prévia e expressa anuência dos Agentes Financeiros e do BNDES; (f) o vencimento antecipado, por inadimplemento da nossa controlada CERAN do Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos do BNDES nº 21/00418-8; (g) o descumprimento pela nossa controlada CERAN ou seus Acionistas de qualquer das obrigações previstas nos Contratos referidos na Cláusula 7ª; (h) a existência de ato definitivo de autoridade administrativa ou judicial transitado em julgado que impeça a conclusão ou a continuidade da operação da nossa controlada CERAN; (i) o descumprimento de decisão de autoridade administrativa ou judicial relativa à execução do Projeto; (j) processo de reorganização societária (cisão, fusão, incorporação, etc.), alteração da atividade principal ou modificação do controle efetivo, direto ou indireto, da nossa controlada CERAN, após a contratação da operação, sem a prévia e expressa autorização dos Agentes Financeiros; (k) pedido de concordata preventiva formulado pela nossa controlada CERAN; (l) a liquidação ou decretação de falência da nossa controlada CERAN ou da Fiadora; (m) o vencimento antecipado de qualquer dívida da nossa controlada CERAN em razão de inadimplemento contratual, cujo montante possa, de qualquer forma, vir a prejudicar o cumprimento das obrigações da nossa controlada CERAN previstas neste Contrato; (n) o descumprimento pela nossa controlada CERAN no disposto na Cláusula 19.2.1 Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos do BNDES nº 21/00418-8; (o) a alteração do Projeto sem a autorização, por escrito, dos Agentes Financeiros; (p) a diplomação como Deputado Federal ou Senador de pessoa que exerça função remunerada na nossa controlada CERAN, ou esteja entre os seus proprietários, controladores ou diretores, pessoas incursas nas vedações previstas pela Constituição Federal, artigo 54, incisos I e II. Não haverá incidência de encargos de inadimplemento desde que o pagamento da dívida ocorra no prazo de 5 dias úteis a contar da data da diplomação, sob pena de não o fazendo incidirem os encargos previstos para as hipóteses de vencimento antecipado por inadimplemento descritas nos Contratos de Financiamento; (q) descumprimento das demais hipóteses de vencimento antecipado, que não colidirem com as acima descritas, já formalizadas nos Contratos de Financiamento. As garantias do financiamento obtido perante o BNDES são as seguintes:

Penhor dos Direitos Emergentes da Concessão, dos Contratos de Compra e Venda de Energia e dos Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado, entre outras Avenças: Nos termos do referido contrato de penhor, que fará parte integrante e inseparável deste Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos do BNDES nº 21/00418-8, a ser celebrado entre a nossa controlada CERAN, os Agentes Financeiros e o BNDES, a nossa controlada CERAN constituirá em favor dos Agentes Financeiros e do BNDES, penhor mercantil sobre os direitos emergentes da concessão da Beneficiária, à exceção da receita cedida e vinculada na forma da cláusula 7.3 e seguintes do Contrato, compreendendo:

- Os direitos de crédito da nossa controlada CERAN decorrentes da venda de energia produzida pela nossa controlada CERAN, inclusive com relação aos direitos de crédito decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados e/ou a serem celebrados pela CERAN e dos Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado, a serem firmados pela nossa controlada CERAN, devidamente homologados pela ANEEL (doravante denominados “Contratos CCVE”);
- As garantias constantes dos Contratos CCVE;
- O direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, sejam ou venham a se tornar devidos pelo poder concedente, à nossa controlada CERAN, em caso de extinção da concessão outorgada nos termos do Contrato de Concessão nº 08/2001, celebrado entre a nossa controlada

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

CERAN e a União Federal, através da ANEEL; e,

- A energia elétrica a ser produzida pela nossa controlada CERAN ou pelo Projeto;
- Todos os demais direitos, corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, que possam ser objeto de penhor de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis, decorrentes da Concessão.

Penhor de Ações: Nos termos do Contrato de Penhor de Ações, celebrado entre os Agentes Financeiros, o BNDES e os acionistas da nossa controlada CERAN, CPFL e Statkraft., com interveniência da CEEE e da nossa controlada CERAN, as Acionistas Garantidoras deram em penhor, em favor dos Agentes Financeiros e do BNDES, na qualidade de credores conjuntos, em caráter irrevogável e irretroatável, 70% das ações de emissão da nossa controlada CERAN, equivalente ao total das ações detidas pela CPFL e Statkraft, que também se obrigaram a dar em penhor quaisquer outras ações, direitos ou outros valores mobiliários de emissão da nossa controlada CERAN que venham a deter no futuro.

Penhor dos Direitos Emergentes do Contrato de Empreitada: Nos termos do Contrato de Penhor dos Direitos Emergentes do Contrato de Empreitada a Preço Global e Prazo Determinado, a ser celebrado entre os Agentes Financeiros, o BNDES e a nossa controlada CERAN, através do qual a nossa controlada CERAN constitui em favor dos Agentes Financeiros e do BNDES penhor sobre os direitos relativos ao Contrato de EPC.

Fiança: Fiança da CPFL., em caráter irrevogável e irretroatável, na qualidade de principal pagadora e responsável perante o BNDES até a final liquidação de todas as obrigações assumidas pela nossa controlada CERAN no âmbito deste Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos nº 21/00883-3, com renúncia expressa aos benefícios dos artigos 366, 827, 835 e 838 do Código Civil e ao artigo 595 do Código de Processo Civil.

Fiança Bancária: A nossa controlada CERAN apresentará Fiança Bancária, a ser formalizada mediante Carta de Fiança a ser prestada por Instituição Financeira que, a critério do Banco Líder, esteja em situação econômico-financeira que lhe confira grau de notória solvência, devendo o fiador obrigar-se na qualidade de devedor solidário e principal pagadores das obrigações decorrentes deste Contrato de Financiamento mediante Repasse de Recursos nº 21/00883-3, limitada a responsabilidade ao valor correspondente a 30% do serviço da dívida previsto para os 12 meses subsequentes, com renúncia expressa aos benefícios dos artigos 366, 827 e 838 do Código Civil, renovável anualmente, com 30 dias de antecedência ao término do prazo de validade.

Cessão de Receitas: A nossa controlada CERAN vincula e cede a receita proveniente dos Contratos de Compra e Venda de Energia e dos Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado, bem como de contratações supervenientes, relacionadas à comercialização de energia, em favor do BNDES e dos Agentes Financeiros, em caráter irrevogável e irretroatável, e até a final liquidação de todas as obrigações assumidas pela nossa controlada CERAN perante os mesmos.

- **Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 07.2.0045.1, que entre si fazem o BNDES e a CERAN**

Em 19 de março de 2007, a nossa controlada CERAN celebrou Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 07.2.0045.1 com o BNDES, com valor de R\$99.000 mil, divididos em Subcrédito A, no valor de R\$60.500 mil e Subcrédito B, no valor de R\$38.500 mil. Sobre os subcréditos A e B incidem juros equivalentes à TJLP acrescida de *spread* de 3,3% ao ano. O crédito é destinado à finalização da implantação dos aproveitamentos hidrelétricos Castro Alves e 14 de Julho, que juntamente com a UHE Monte Claro, formam o Complexo Energético Rio das Antas.

O principal da dívida decorrente de cada Subcrédito deste Contrato deve ser pago ao BNDES da seguinte forma: (a) subcrédito A: em 168 meses, sendo as prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vencendo da dívida deste subcrédito, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira prestação em 15 de novembro de 2008 e última em 15 de outubro de 2022 e, (b) subcrédito B: em 168 meses, sendo as prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vencendo da dívida deste subcrédito, dividido pelo número de prestações da amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira prestação em 15 de abril de 2009 e a última em 15 de março de 2023.

Nos termos do contrato, a CERAN obrigou-se, entre outros, a: (i) na hipótese de ocorrer redução do quadro de

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

funcionários durante a vigência do contrato, oferecer programa de treinamento voltado para oportunidades de trabalho na região e/ou programa de recolocação dos trabalhadores em outras empresas; (ii) adotar, durante a vigência do contrato, medidas e ações destinadas a evitar ou corrigir danos ao meioambiente, segurança e medicina do trabalho; (iii) manter em situação regular suas obrigações perante os órgãos do meioambiente; (iv) não constituir penhor ou gravame sobre os direitos creditórios dados em garantia, sem prévia autorização dos credores, sob pena de vencimento antecipado; (v) após exoneração da fiança, manter índice de cobertura do serviço da dívida de, no mínimo, 1,3, apurado e calculado nos termos do contrato; (vi) não construir, sem prévia autorização dos agentes financeiros, garantias de qualquer espécie em operações com outros credores; (vii) não fazer amortização de ações, não emitir debêntures e partes beneficiárias e nem assumir novas dívidas sem prévia autorização dos agentes financeiros; (viii) não realizar distribuição de dividendos superiores ao mínimo obrigatório e pagamentos de juros sobre capital próprio; (ix) não firmar contratos de mútuo entre as pessoas físicas ou jurídicas componentes do grupo econômico da CERAN, bem como não realizar redução de seu capital social, até a liquidação de todas as obrigações do contrato.

Os Agentes Financeiros, com a anuência do BNDES, poderão declarar vencido antecipadamente este Contrato, com a exigibilidade da dívida e imediata sustação de qualquer desembolso, se ocorrer qualquer das hipóteses disciplinadas em lei, notadamente não cumprimento de obrigações assumidas pela nossa controlada CERAN e pela Fiadora, ou ainda se ocorrer, além das hipóteses previstas nos artigos 39 e 40 das Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES: (a) a redução do quadro de pessoal da nossa controlada CERAN sem atendimento ao disposto no inciso III da Cláusula Décima Primeira do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 07.2.0045.1; (b) a extinção da concessão da nossa controlada CERAN para a exploração e do potencial energético do Projeto; (c) descumprimento da vedação prevista no inciso V da Cláusula Décima Segunda do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 07.2.0045.1; (d) alteração do Acordo de Acionistas sem a prévia e expressa anuência do BNDES; (e) a falsidade da Declaração emitida em 12.03.2007, firmada pelos representantes da nossa controlada CERAN, negando a existência de gravames sobre os direitos creditórios oferecidos ao BNDES, consubstanciados no inciso III da Cláusula Sétima do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 07.2.0045.1; (f) o vencimento antecipado ou o descumprimento do Contrato de Repasse, do Contrato de Financiamento Original e do Contrato de Repasse Original; (g) descumprimento de quaisquer das obrigações previstas nos contratos a que se referem os Incisos I, II e III da Cláusula Sétima e o Parágrafo Segundo da Cláusula Oitava do Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 07.2.0045.1; (h) a constituição, se a prévia autorização do BNDES, de penhor ou gravame sobre os direitos creditórios dados em garantia ao BNDES nas Cláusulas Sétima e Oitava.

As garantias do financiamento obtido perante o BNDES são as seguintes:

Penhor dos Direitos Emergentes da Concessão: A nossa controlada CERAN dará em penhor, em favor do BNDES em caráter irrevogável e irretratável, observado o disposto nos artigos 25 e 26 das Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES, mediante celebração de Contratos de Penhor dos Direitos Emergentes da Concessão, a ser celebrado entre o BNDES e a nossa controlada CERAN, cuja minuta devera ser previamente aprovada pelo BNDES, os direitos emergentes da concessão, compreendendo, mas não se limitando a:

- Os direitos de crédito da nossa controlada CERAN decorrentes da venda de energia produzida pelo Projeto, inclusive com relação aos direitos de crédito decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia e dos Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado, firmados pela nossa controlada CERAN, devidamente homologados pela ANEEL;
- As garantias constantes dos CCVEs;
- O direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente sejam ou venham a se tornar devidos elo poder concedente à nossa controlada CERAN, em caso de extinção da concessão outorgada nos termos do Contrato de Concessão nº 008/2001 celebrado entre a nossa controlada CERAN e a União Federal, através da ANEEL;
- A energia elétrica produzida pelo Projeto; e,
- Todos os demais direitos, corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, que possam ser objeto de penhor de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis, decorrentes da Concessão.

Penhor de Ações: As intervenientes CPFL e Statkraft darão em penhor, em favor do BNDES, em caráter irrevogável e irretratável, observado o disposto nos artigos 25 e 26 das Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES, a totalidade das ações ordinárias e nominativas sem valor nominal de emissão da nossa controlada CERAN, nos termos

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

do Contrato de Penhor de Ações a ser celebrado entre o BNDES e a nossa controlada CERAN.

Penhor de Direitos Creditórios: A nossa controlada CERAN dará em penhor, em favor do BNDES, em caráter irrevogável e irretroatável, observado o disposto nos artigos 25 e 26 das Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES, sob a condição suspensiva da entrada em operação comercial do Projeto, e até final liquidação de todas as obrigações no Contrato, mediante celebração de Contrato de Penhor dos Direitos Creditórios, os direitos creditórios da nossa controlada CERAN, provenientes dos Contratos de Comercialização de Energia, e de contratações supervenientes, relacionadas à comercialização de energia.

Penhor dos Direitos Emergentes do Contrato de Empreitada a Preço Global e Prazo Determinado: A nossa controlada CERAN dará em penhor, em favor do BNDES em caráter irrevogável e irretroatável, observado o disposto nos artigos 25 e 26 das Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES, os Direitos Emergentes do Contrato de Empreitada a Preço Global e Prazo Determinado, nos termos do Contrato de Penhor dos Direitos Emergentes do Contrato de Empreitada a Preço Global e Prazo Determinado, a ser celebrado entre os Agentes Financeiros, o BNDES e a nossa controlada CERAN, através do qual a nossa controlada CERAN constitui em favor dos Agentes Financeiros e do BNDES penhor sobre os direitos relativos ao Contrato de Empreitada a Preço Global e Prazo Determinado.

Uma vez que CPFL, aceita o contrato de financiamento mediante abertura de crédito na qualidade de fiador e principal pagador, será prestada fiança, por instituição financeira que, a critério do BNDES, esteja em situação econômico-financeira que lhe confira grau de notória solvência mediante carta de fiança a ser formalizada conforme modelo fornecido pelo BNDES, devendo o fiador obrigar-se na qualidade de devedor solidário e principal pagador das obrigações decorrentes do contrato, até sua final liquidação, com renúncia expressa aos benefícios dos artigos 366, 827 e 838 do Código Civil, estabelecido que qualquer alteração no prazo ou no valor da fiança depende sempre da anuência prévia desse fiador, sendo sua responsabilidade limitada ao valor, correspondente a 30% (trinta por cento) do serviço da dívida previsto para os 12 (doze) meses subsequentes à data da emissão, renovável anualmente, com 30 (trinta) dias de antecedência ao término do seu prazo de validade.

- **Contrato de Financiamento mediante abertura de crédito Nº 11.2.0103.1 celebrado entre a Passos Maia Energética S.A. e o BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social**

Em 12 de abril de 2011 nossa controlada Passos Maia Energética S/A, com a interveniência do terceiro Adami S/A Madeiras, celebrou junto ao BNDES contrato de financiamento por meio do Contrato de Abertura de Crédito n.º 11.2.0103.1, no valor de R\$86.564 mil, divididos em 2 subcréditos: subcrédito "A" R\$78.964,00 mil, destinado a implantação da PCH Passos Maia, que passou a se chamar PCH Victor Baptista Adami a partir de 8 de novembro de 2011; e subcrédito "B" R\$7.600 mil, destinados a implantação do sistema de transmissão associado à PCH Victor Baptista Adami, montantes sobre os quais incidem TJLP mais *spread* de 1,92% ao ano.

Nos termos do referido contrato, a nossa controlada Passos Maia obrigou-se a liquidar o débito por meio de 160 parcelas mensais e sucessivas. A primeira parcela vence em 15 de outubro de 2012 e o último pagamento será feito em 15 de janeiro de 2026.

O contrato está sujeito ao vencimento antecipado, dentre outros, nas seguintes hipóteses: (i) inclusão em acordo societário, estatuto ou contrato social da nossa controlada Passos Maia ou das empresas que a controlem, de dispositivo que importe em (a) restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes deste Contrato; (b) quórum especial para deliberação ou aprovação de matérias que limitem ou cerceiem o controle exercido por nós; (c) restrição da capacidade de crescimento da nossa controlada Passos Maia, do seu desenvolvimento tecnológico ou do seu acesso a novos mercados; (ii) redução do quadro de pessoal da nossa controlada Passos Maia sem atendimento ao pressupostos acordados no contrato; (iii) extinção ou revogação da autorização da Passos Maia para exploração da PCH Victor Baptista Adami; (iv) descumprimento de obrigações especiais descritas abaixo; (v) ocorrência, sem autorização do BNDES, de venda, incorporação, fusão, cisão de ativos ou qualquer outro ato que importe ou possa vir a importar em modificações na atual configuração de Passos Maia ou em transferência do seu controle acionário, ou ainda em alteração da qualidade de seu acionista controlador; (vi) extinção ou alteração do CCVE celebrado com a Eletrobrás, sem anuência prévia do BNDES; e (vii) inadimplemento de qualquer obrigação ou dos intervenientes ou empresas do grupo econômico perante o BNDES.

Nos termos desse contrato, nossa controlada Passos Maia está sujeita a diversas obrigações especiais, entre as quais (i) não realizar, sem aprovação prévia do BNDES, distribuição de dividendos ou de juros sobre capital próprio cujo valor, em conjunto ou isoladamente, exceda o valor do dividendo mínimo obrigatório; (ii) manter Índice de Cobertura do

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Serviço da Dívida igual ou superior a 1,2 a ser apurado anualmente e comprovado mediante apresentação de demonstrações financeiras auditadas por empresa cadastrada na CVM; (iii) manter em situação regular suas obrigações junto aos órgãos do meio ambiente durante o período de vigência do Contrato; (iv) adotar, durante a vigência do contrato, medidas destinadas a evitar ou corrigir danos ao meio ambiente, segurança e medicina do trabalho que possam vir a ser causados pelo projeto; (v) na hipótese de ocorrer redução no quadro de pessoal da Beneficiária durante a vigência do contrato, oferecer programa de treinamento voltado às oportunidades de trabalho da região e/ou programa de recolocação dos trabalhadores em outras empresas; (vi) entre outras.

As garantias oferecidas para a obtenção do financiamento são as seguintes:

Penhor de Direitos Emergentes de Autorização: A nossa controlada Passos Maia e sua interveniente Adami, deram em penhor ao BNDES, até a final liquidação de todas as obrigações do Contrato, os direitos emergentes da autorização para exploração da PCH Passos Maia, incluindo, mas não se limitando a: (i) o direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, estejam ou venham a se tornar exigíveis e pendentes de pagamento pelo Poder Outorgante à nossa controlada Passos Maia, incluindo, mas não se limitando, a todas as indenizações pela extinção da autorização; (ii) o direito de gerar energia elétrica pela PCH nossa controlada Passos Maia e (iii) todos os demais direitos, corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, que possam ser objeto de penhor de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis, decorrentes da autorização.

Penhor de Ações: Nós, Statkraft Energias Renováveis S/A. e Adami S/A Madeiras., na qualidade de intervenientes, demos em penhor, em favor do BNDES, em caráter irrevogável e irretroatável, a totalidade das ações de emissão da nossa controlada Passos maia de nossa propriedade, ordinárias ou preferenciais e quaisquer direitos como subscrição, bônus de subscrição, debêntures conversíveis e quaisquer outros títulos e valores mobiliários representativos do capital social da Passos Maia e quaisquer direitos de preferência, opções e outros direitos sobre tais títulos, que venham a ser subscritos ou adquiridos por tais sociedades, até a liquidação da dívida

Penhor de Direitos Creditórios: A nossa controlada Passos Maia, em caráter irrevogável e irretroatável, deu em penhor, em favor do BNDES, até o final da liquidação de todas as obrigações do Contrato, os direitos creditórios de que é titular decorrentes do CCVE firmado entre a Eletrobrás e a nossa controlada Passos Maia, excetuada a receita anteriormente cedida e vinculada.

O valor do crédito foi posto à disposição em parcelas, respeitando a programação financeira do BNDES, sendo a 1ª parcela, no valor de R\$60.000mil realizada em maio de 2011, a 2ª parcela no valor de R\$18.964mil realizada em setembro de 2011, e a 3ª parcela creditada em 23 de janeiro de 2012.

▪ **Contrato de Financiamento mediante abertura de crédito N° 11.2.0321.1 celebrado entre a Moinho S/A. e o BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social**

Nossa controlada. Moinho celebrou em 13 de junho de 2011, contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 11.2.0321.1 com o BNDES no valor de R\$47.850 mil, montante sobre o qual incide TJLP mais *spread* de 2,05% ao ano. O financiamento foi obtido com o objetivo de custear parte dos investimentos de nossa subsidiária na implantação da PCH Moinho, bem como do sistema de transmissão associado.

Nos termos do referido contrato, a nossa controlada Moinho obrigou-se a liquidar o débito por meio de 192 parcelas mensais e sucessivas. A primeira parcela vence em 15 de setembro de 2012 e o último pagamento será feito em 15 de agosto de 2028.

O contrato está sujeito ao vencimento antecipado, dentre outros, nas seguintes hipóteses: (i) inclusão em acordo societário, estatuto ou contrato social da nossa controlada Moinho ou das empresas que a controlem, de dispositivo que importe em restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes deste Contrato; (ii) redução do quadro de pessoal da nossa controlada Moinho sem atendimento ao pressupostos acordados no contrato; (iii) extinção ou revogação da autorização da Moinho para exploração da PCH Moinho; (iv) descumprimento de obrigações especiais descritas abaixo e extinção ou alteração do CCVE celebrado com a Eletrobrás, sem anuência prévia do BNDES.

Nos termos desse contrato, nossa controlada Moinho está sujeita a diversas obrigações especiais, entre as quais (i) não realizar, sem aprovação prévia do BNDES, distribuição de dividendos ou de juros sobre capital próprio cujo

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

valor, em conjunto ou isoladamente, exceda o valor do dividendo mínimo obrigatório; (ii) manter Índice de Cobertura do Serviço da Dívida igual ou superior a 1,2 a ser apurado anualmente e comprovado mediante apresentação de demonstrações financeiras auditadas por empresa cadastrada na CVM; (iii) manter em situação regular suas obrigações junto aos órgãos do meio ambiente durante o período de vigência do Contrato; (iv) adotar, durante a vigência do contrato, medidas destinadas a evitar ou corrigir danos ao meio ambiente, segurança e medicina do trabalho que possam vir a ser causados pelo projeto; (v) na hipótese de ocorrer redução no quadro de pessoal da Beneficiária durante a vigência do contrato, oferecer programa de treinamento voltado às oportunidades de trabalho da região e/ou programa de recolocação dos trabalhadores em outras empresas; (vi) entre outras.

As garantias oferecidas para a obtenção do financiamento são as seguintes:

Penhor de Direitos Emergentes de Autorização: A nossa controlada Moinho deu em penhor ao BNDES, até a final liquidação de todas as obrigações do Contrato, os direitos emergentes da autorização para exploração da PCH Moinho, incluindo, mas não se limitando a: (i) o direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, estejam ou venham a se tornar exigíveis e pendentes de pagamento pelo Poder Outorgante à nossa controlada Moinho, incluindo, mas não se limitando, a todas as indenizações pela extinção da autorização; (ii) o direito de gerar energia elétrica pela PCH nossa controlada Moinho e (iii) todos os demais direitos, corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, que possam ser objeto de penhor de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis, decorrentes da autorização.

Penhor de Ações: Nós e Jackson, na qualidade de intervenientes, demos em penhor, em favor do BNDES, em caráter irrevogável e irretroatável, a totalidade das ações de emissão da nossa controlada Moinho de nossa propriedade, ordinárias ou preferenciais e quaisquer direitos como subscrição, bônus de subscrição, debêntures conversíveis e quaisquer outros títulos e valores mobiliários representativos do capital social da Moinho e quaisquer direitos de preferência, opções e outros direitos sobre tais títulos, que venham a ser subscritos ou adquiridos por tais sociedades, até a liquidação da dívida

Penhor de Direitos Creditórios: A nossa controlada Moinho, em caráter irrevogável e irretroatável, deu em penhor, em favor do BNDES, até o final da liquidação de todas as obrigações do Contrato, os direitos creditórios de que é titular decorrentes do CCVE firmado entre a Eletrobrás e a nossa controlada Moinho, excetuada a receita anteriormente cedida e vinculada.

- **Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito n.º 187.2011.564.2309 celebrado entre a Seabra Energética S/A e o BNB**

Nossa controlada Seabra celebrou, em 26 de julho de 2011, contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 187.2011.564.2309 com o BNB no valor de R\$84.619,71 mil, destinado a implantação do parque eólico denominado Seabra, montantes sobre os quais incidem juros à taxa efetiva de 9,5% a.a.. Ocorrerá bônus de adimplência sobre encargos de 25% desde que as prestações de juros e principal sejam pagas até a data dos respectivos vencimentos.

Nos termos do referido contrato, a nossa controlada Seabra obrigou-se a liquidar o débito por meio de 180 parcelas mensais e sucessivas. A primeira parcela será paga em 26 de agosto de 2013 e o último pagamento será feito em 26 de julho de 2028.

O contrato está sujeito ao vencimento antecipado, dentre outros, nas seguintes hipóteses: (a) restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes deste Contrato; (b) tiver dado causa a extinção ou alteração dos objetos do contrato de cessão fiduciária e vinculação dos direitos emergentes dos contratos de compra e venda de energia, sem a prévia expressa autorização do banco; (c) não efetuar, no prazo de 30 dias, cobertura de quaisquer insuficiências de recursos nas contas reservas no banco; (d) deixar de apresentar as apólices referentes às renovações dos seguros obrigatórios; (e) deixar de apresentar as apólices referentes às renovações de seguro-garantia, modalidade Conclusão de Obras.

As garantias oferecidas para a obtenção do financiamento são as seguintes:

Penhor de Direitos Emergentes de Autorização: A nossa controlada Seabra deu em penhor ao BNB, até a final liquidação de todas as obrigações do Contrato, os direitos emergentes da autorização para exploração da Central Geradora EOL Seabra.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Penhor de Ações: Nós, na qualidade de intervenientes, demos em penhor, em favor do BNB, em caráter irrevogável e irretratável, a totalidade das ações de emissão da nossa controlada Seabra de nossa propriedade, ordinárias ou preferenciais até a liquidação da dívida

Penhor de Direitos Creditórios: A nossa controlada Seabra, em caráter irrevogável e irretratável, deu em penhor, em favor do BNB, até o final da liquidação de todas as obrigações do Contrato, os direitos creditórios de que é titular decorrentes do contrato de compra e venda de energia firmado entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e a nossa controlada Seabra, excetuada a receita anteriormente cedida e vinculada.

Fiança: nós, na qualidade de intervenientes, nos obrigamos como devedores solidários e principal pagador das obrigações decorrentes do Contrato, até sua final liquidação, com expressa desistência dos favores dos artigos 366, 827, 835, 837 e 838 do Código Civil.

- **Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito n.º 187.2011.563.2308 celebrado entre a Novo Horizonte Energética S/A e o BNB**

Nossa controlada Novo Horizonte celebrou, em 26 de julho de 2011, contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 187.2011.563.2308 com o BNB no valor de R\$84.629,71 mil, destinado a implantação do parque eólico denominado Novo Horizonte, montantes sobre os quais incidem juros à taxa efetiva de 9,5% a.a.. Ocorrerá bônus de adimplência sobre encargos de 25% desde que as prestações de juros e principal sejam pagas até a data dos respectivos vencimentos.

Nos termos do referido contrato a nossa controlada, Novo Horizonte, obrigou-se a liquidar o débito por meio de 180 parcelas mensais e sucessivas. A primeira parcela será paga em 26 de agosto de 2013 e o último pagamento será feito em 26 de julho de 2028.

O contrato está sujeito ao vencimento antecipado, dentre outros, nas seguintes hipóteses: (a) restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes deste Contrato; (b) tiver dado causa a extinção ou alteração dos objetos do contrato de cessão fiduciária e vinculação dos direitos emergentes dos contratos de compra e venda de energia, sem a prévia expressa autorização do banco; (c) não efetuar, no prazo de 30 dias, cobertura de quaisquer insuficiências de recursos nas contas reservas no banco; (d) deixar de apresentar as apólices referentes às renovações dos seguros obrigatórios; (e) deixar de apresentar as apólices referentes às renovações de seguro-garantia, modalidade Conclusão de Obras; (f) deixar de renovar a fiança bancária, com antecedência de 60 dias.

As garantias oferecidas para a obtenção do financiamento são as seguintes:

Penhor de Direitos Emergentes de Autorização: A nossa controlada Novo Horizonte deu em penhor ao BNB, até a final liquidação de todas as obrigações do Contrato, os direitos emergentes da autorização para exploração da Central Geradora EOL Novo Horizonte.

Penhor de Ações: Nós, na qualidade de intervenientes, demos em penhor, em favor do BNB, em caráter irrevogável e irretratável, a totalidade das ações de emissão da nossa controlada Novo Horizonte de nossa propriedade, ordinárias ou preferenciais até a liquidação da dívida.

Penhor de Direitos Creditórios: A nossa controlada Novo Horizonte, em caráter irrevogável e irretratável, deu em penhor, em favor do BNB, até o final da liquidação de todas as obrigações do Contrato, os direitos creditórios de que é titular decorrentes do contrato de compra e venda de energia firmado entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e a nossa controlada Novo Horizonte, excetuada a receita anteriormente cedida e vinculada.

Fiança: nós, na qualidade de intervenientes, nos obrigamos como devedores solidários e principal pagador das obrigações decorrentes do Contrato, até sua final liquidação, com expressa desistência dos favores dos artigos 366, 827, 835, 837 e 838 do Código Civil.

- **Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito n.º 187.2011.562.2310 celebrado entre a Macaúbas Energética S/A e o BNB**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Nossa controlada Macaúbas celebrou, em 26 de julho de 2011, contrato de financiamento mediante abertura de crédito n.º 187.2011.562.2310 com o BNB no valor de R\$98.734,61 mil, destinado a implantação do parque eólico denominado Macaúbas, montantes sobre os quais incidem juros à taxa efetiva de 9,5% a.a.. Ocorrerá bônus de adimplência sobre encargos de 25% desde que as prestações de juros e principal sejam pagas até a data dos respectivos vencimentos.

Nos termos do referido contrato a nossa controlada, Macaúbas, obrigou-se a liquidar o débito por meio de 180 parcelas mensais e sucessivas. A primeira parcela será paga em 26 de agosto de 2013 e o último pagamento será feito em 26 de julho de 2028.

O contrato está sujeito ao vencimento antecipado, dentre outros, nas seguintes hipóteses: (a) restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes deste Contrato; (b) tiver dado causa a extinção ou alteração dos objetos do contrato de cessão fiduciária e vinculação dos direitos emergentes dos contratos de compra e venda de energia, sem a prévia expressa autorização do banco; (c) não efetuar, no prazo de 30 dias, cobertura de quaisquer insuficiências de recursos nas contas reservas no banco; (d) deixar de apresentar as apólices referentes às renovações dos seguros obrigatórios; (e) deixar de apresentar as apólices referentes às renovações de seguro-garantia, modalidade Conclusão de Obras; (f) deixar de renovar a fiança bancária, com antecedência de 60 dias.

As garantias oferecidas para a obtenção do financiamento são as seguintes:

Penhor de Direitos Emergentes de Autorização: A nossa controlada, Macaúbas, deu em penhor ao BNB, até a final liquidação de todas as obrigações do Contrato, os direitos emergentes da autorização para exploração da Central Geradora EOL Macaúbas.

Penhor de Ações: Nós, na qualidade de intervenientes, demos em penhor, em favor do BNB, em caráter irrevogável e irretratável, a totalidade das ações de emissão da nossa controlada Macaúbas de nossa propriedade, ordinárias ou preferenciais até a liquidação da dívida.

Penhor de Direitos Creditórios: A nossa controlada, Macaúbas, em caráter irrevogável e irretratável, deu em penhor, em favor do BNB, até o final da liquidação de todas as obrigações do Contrato, os direitos creditórios de que é titular decorrentes do contrato de compra e venda de energia firmado entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e a nossa controlada Macaúbas, excetuada a receita anteriormente cedida e vinculada.

Fiança: nós, na qualidade de intervenientes, nos obrigamos como devedores solidários e principal pagador das obrigações decorrentes do Contrato, até sua final liquidação, com expressa desistência dos favores dos artigos 366, 827, 835, 837 e 838 do Código Civil.

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Em 31 de dezembro de 2015 não dispúnhamos de limites de utilização de financiamentos.

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

A análise e discussão apresentada a seguir sobre a nossa estrutura patrimonial e nosso resultado operacional baseia-se nas informações financeiras resultantes de nossas Demonstrações Financeiras auditadas para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013.

Em 28 de dezembro de 2007, foi promulgada a Lei n.º 11.638, alterada pela Medida Provisória n.º 449, de 4 de dezembro de 2008, convertida na Lei nº 11.941/09, que modificaram e introduziram novos dispositivos à Lei das S.A. Estes diplomas normativos tiveram como principal objetivo atualizar a legislação societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil com aquelas constantes nas normas internacionais de contabilidade que são emitidas pelo IASB. No contexto do processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil às normas internacionais de contabilidade, desde 2008, o CPC emitiu diversos pronunciamentos contábeis que foram aplicados nas nossas demonstrações financeiras dos exercícios.

Em 31 de maio de 2014 foi promulgada a Lei nº 12.973, que altera legislação tributária federal relativa ao Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas - IRPJ, à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, à Contribuição para o PIS/Pasep e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - Cofins; revoga o Regime Tributário de Transição - RTT, instituído pela Lei no 11.941, de 27 de maio de 2009; dispõe sobre a tributação da pessoa jurídica domiciliada no Brasil, com relação ao

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

acréscimo patrimonial decorrente de participação em lucros auferidos no exterior por controladas e coligadas. Esta lei entrou em vigor em 1º de janeiro de 2015, e para Statkraft impactou basicamente na sistemática de organização das informações contábil-fiscais.

Outras alterações e interpretações em vigor para o exercício financeiro a ser iniciado em 1º de janeiro de 2015 não são relevantes para o Grupo.

▪ **ATIVO - 31 de dezembro de 2015 comparado a 31 de dezembro de 2014**

Ativo	dez/15	AV	dez/14	AV	AH
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	79.905	5,27%	23.744	1,37%	236,53%
Contas a receber	39.329	2,59%	30.452	1,76%	29,15%
Dividendos a receber	2.192	0,14%	10.934	0,63%	-79,95%
Impostos a recuperar	5.079	0,33%	9.780	0,56%	-48,07%
Estoques	1.970	0,13%	1.233	0,07%	59,77%
Despesas Antecipadas	4.428	0,29%	4.015	0,23%	10,29%
Outros ativos	7.135	0,47%	2.684	0,15%	165,83%
	140.038	9,23%	82.842	4,78%	69,04%
Não circulante					
Aplicação financeira restrita	82.356	5,43%	51.170	2,95%	60,95%
Partes relacionadas	9.846	0,65%	14.061	0,81%	-29,98%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9.084	0,60%	30.713	1,77%	-70,42%
Investimentos não controlados ao valor justo	61.330	4,04%	63.698	3,68%	-3,72%
Tributos a recuperar	270	0,02%	269	0,02%	0,37%
Despesas antecipadas MP 688	7.776	0,51%	0	0,00%	-
Contas a receber	30.784	2,03%	23.314	1,35%	32,04%
Outros ativos	177	0,01%	1.355	0,08%	-86,94%
	201.623	13,29%	184.580	10,66%	9,23%
Investimentos	29.387	1,94%	180.990	10,45%	-83,76%
Imobilizado	1.025.744	67,60%	1.142.404	65,95%	-10,21%
Intangível	95.268	6,28%	116.210	6,71%	-18,02%
Propriedades para investimentos	25.250	1,66%	25.237	1,46%	0,05%
	1.175.649	77,48%	1.464.841	84,56%	-19,74%
Total do ativo	1.517.310	100,00%	1.732.263	100,00%	-12,41%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

CIRCULANTE

Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de “Caixa e equivalentes de caixa” atingiu R\$ 79,9 milhões, apresentando aumento de 236,5% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 23,7 milhões. A variação observada é explicada principalmente (i) geração de caixa proveniente das operações no valor de R\$ 163,1 milhões, (ii) recebimentos de dividendos da Passos Maia e participações minoritárias no total de R\$ 6,1 milhões; (iii) venda de ativos no total de R\$ 153,1 milhões; e (iv) aporte de capital no valor de R\$ 155,0 milhões. Os aumentos foram parcialmente compensados por (i) pagamento de juros sobre financiamentos no valor de R\$ 69,1 milhões, (ii) pagamento de principal sobre financiamentos no valor de R\$ 340,1 milhões; (iii) pagamento de tributos sobre o resultado no valor de R\$ 10,4 milhões e (iv) investimentos realizados no valor de R\$ 7 milhões.

Contas a receber

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de “Contas a Receber” atingiu R\$ 39,3 milhões, apresentando aumento de 29% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 30,4 milhões. O aumento observado é decorrente, principalmente, (i) da reclassificação do não circulante para o circulante do saldo a receber do excedente da geração das Usinas Eólicas Novo Horizonte e Seabra, no valor de R\$ 8,9 milhões; (ii) saldo a receber de mercado de curto prazo por conta de estratégia de sazonalização da alocação de energia das SPE's UHE Monel Monjolinho e PCH Moinho no montante de R\$ 3,4 milhões; (iii) aumento de R\$ 0,4 milhão do contas a receber da Enex-O&M por conta de aumento de carteira de clientes no ano de 2015; sendo parcialmente compensado pela redução do contas a receber das PCHs Esmeralda, Santa Laura e Santa Rosa em R\$ 1,8 milhão por conta do efeito do GSF.

Dividendos a receber

Em 31 de dezembro de 2015 o saldo de “Dividendos a Receber” atingiu R\$ 2,2 milhões, redução de 80% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 10,9 milhões. A redução é decorrente da provisão para perda à valor recuperável dos dividendos destinado sem 2013 pela investida Goiás Transmissão S/A no valor de R\$ 10,4 milhões.

Outros ativos

Em 31 de dezembro de 2015 o saldo de “Outros ativos” atingiu R\$ 7,1 milhões, aumento de 166% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 2,7 milhões. O aumento deve-se à constituição de crédito serviços de engenharia para o desenvolvimento de projetos, no valor de R\$ 4,0 milhões, derivado do fechamento da operação de troca do controle da Companhia.

Ativo circulante total

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2015, o saldo de “Ativo circulante total” atingiu R\$ 140 milhões, apresentando aumento de 69% em comparação a 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 82,9 milhões.

NÃO CIRCULANTE

Aplicação financeira restrita

Em 31 de dezembro de 2015 o saldo de “Aplicação financeira restrita” atingiu R\$ 82,3 milhões, aumento de 61% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 51,2 milhões. O aumento é decorrente da constituição de aplicação financeira restrita, no valor de R\$ 38,6 milhões, referente ao recebimento da Jackson Empreendimentos S.A, relacionada à contingência civil do processo de arbitragem da BBE, derivado do fechamento da operação de troca do controle da Companhia. Por outro lado, o aumento foi parcialmente compensado pelo resgate da aplicação dada em garantia às Debentures 1ª emissão, no valor de R\$ 8,9 milhões, derivado da liquidação antecipada da dívida.

Impostos de renda e contribuição social diferidos – ativo e passivo

Em 31 de dezembro de 2015 o saldo líquido (ativos e passivo) de “Imposto de renda e contribuição social diferidos” atingiu saldo ativo de R\$ 9,1 milhões, representando redução de 60,5% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu saldo ativo de R\$ 23,0 milhões. A variação é decorrente, principalmente, (i) da baixa de R\$ 22,2 milhões de tributos diferidos na subsidiária Energen, derivados de prejuízo fiscal sem perspectiva de realização fiscal; e (ii) reconhecimento de (R\$ 0,6) milhão

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

de tributos diferidos sobre diferenças temporárias entre critérios de contabilização fiscal e contábil da subsidiária Enex-O&M.

Investimentos não controlados ao valor justo

Em 31 de dezembro de 2015 o saldo de “Investimentos não controlados ao valor justo” atingiu R\$ 61,3 milhões, representando redução de 3,7% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 63,7 milhões. A redução deu-se em função de a Companhia ter efetuado, no 2º trimestre de 2015, reavaliação do valor justo dos investimentos das Usinas Hidrelétricas Ceran e Dona Francisca, por conta de premissas mercadológicas e macro econômicas.

Despesas antecipadas - MP 688

Em 31 de dezembro de 2015 o saldo de “Despesas antecipadas – MP 688” atingiu R\$ 7,7 milhões, não havendo saldo respectivo em 31 de dezembro de 2014. A variação é decorrente da constituição de ativo regulatório decorrente da adesão à repactuação dos riscos hidrológicos.

Contas a receber

Em 31 de dezembro de 2015 o saldo de “Contas a receber” atingiu R\$ 30,8 milhões, representando aumento de 32% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 23,3 milhões. O aumento observado é decorrente unicamente do efeito de geração excedente, acima do contratado, das Usinas Eólicas da Bahia.

Investimentos

Em 31 de dezembro de 2015 o saldo de “Investimentos” atingiu R\$ 28,4, representando redução de 83,8% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 181,0 milhões. A redução deu-se por conta da venda dos investimentos nas Linhas de Transmissão Goiás e MGE (-R\$ 155,8 milhões). Além deste montante, a linha de mantidos para venda e operação descontinuada foi impactada pela evolução na conclusão da operação de transição de controle da então Desenvix Energias Renováveis S/A, que culminou na transferência da ex-controlada Enercasa Energia Caiuá S/A, e o reconhecimento nesta linha de +R\$ 1,9 milhão.

Imobilizado

Em 31 de dezembro de 2015 o saldo de “Imobilizado” atingiu R\$ 1.025,7 milhões, representando redução de 10,2% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 1.142,4 milhões. A redução deu-se, essencialmente, por conta do volume de depreciação incorrida em 2015, no valor de R\$ 58,1 milhões, e pela não consolidação em 31 de dezembro de 2015 do imobilizado da Enercasa S/A – R\$ 67 milhões – que passou a ser tratada contabilmente como uma operação descontinuada, por conta da intenção de transferência ao acionista Jackson S/A.

Intangível

Em 31 de dezembro de 2015 o saldo de “Intangível” atingiu R\$ 95,3 milhões, representando redução de 18% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 116,2 milhões. A redução deu-se pela reclassificação dos custos de desenvolvimento de alguns projetos, anteriormente contabilizados no ativo intangível, para investimentos, no valor de R\$ 14,7 milhões. Tal medida é decorrente do enquadramento à nova política da Companhia e não representa provisão para perda, uma vez que os projetos continuam no portfólio de desenvolvimento da Companhia.

Total do ativo não circulante

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2015, o saldo de “Total do ativo não circulante” atingiu R\$ 1.175,6 milhões, apresentando redução de 19,7% em comparação a 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 1.464,8 milhões.

Total do ativo

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2015, o saldo de “Total do ativo” atingiu R\$ 1.517,3 milhões, apresentando redução de 12,4% em comparação a 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 1.732,2 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO - 31 de dezembro de 2015 comparado a 31 de dezembro de 2014

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Passivo e patrimônio líquido	dez/15	AV	dez/14	AV	AH
Circulante					
Fornecedores	9.446	0,62%	8.701	0,50%	8,56%
Financiamentos	42.736	2,82%	109.646	6,33%	-61,02%
Partes relacionadas	616	0,04%	5.091	0,29%	-87,90%
Concessões a pagar	7.370	0,49%	6.791	0,39%	8,53%
Salários e encargos sociais	6.565	0,43%	6.251	0,36%	5,02%
Impostos e contribuições	19.924	1,31%	15.343	0,89%	29,86%
Imposto de renda e contribuição social	2.756	0,18%	2.814	0,16%	-2,06%
Provisão para contrato de energia	0	0,00%	11.788	0,68%	-100,00%
Dividendos propostos	47	0,00%	47	0,00%	0,00%
Outros passivos	52.280	3,45%	43.299	2,50%	20,74%
	141.740	9,34%	209.771	12,11%	-32,43%
Não circulante					
Financiamentos	469.544	30,95%	748.956	43,24%	-37,31%
Imposto de renda diferido	0	0,00%	7.783	0,45%	-100,00%
Concessões a pagar	62.941	4,15%	57.702	3,33%	9,08%
Provisão para perda em investimentos	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Imposto de renda e contribuição social	948	0,06%	718	0,04%	100,00%
Impostos e contribuições	1.124	0,07%	851	0,05%	32,08%
Contingências	53.327	3,51%	1.793	0,10%	2874,18%
Outros Passivos	16.005	1,05%	22.677	1,31%	-29,42%
	603.889	39,80%	840.480	48,52%	-28,15%
Total do passivo	745.629	49,14%	1.050.251	60,63%	-29,00%
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas da controladora					
Capital social	880.312	58,02%	725.312	41,87%	21,37%
Ajuste de avaliação patrimonial	29.435	1,94%	30.997	1,79%	-5,04%
Lucros (prejuízos) acumulados	-134.612	-8,87%	-74.211	-4,28%	81,39%
	775.135	51,09%	682.098	39,38%	13,64%
Participação dos não controladores	-3.454	-0,23%	-86	0,00%	3916,28%
Total do patrimônio líquido	771.681	50,86%	682.012	39,37%	13,15%
Total do passivo e patrimônio líquido	1.517.310	100,00%	1.732.263	100,00%	-12,41%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

CIRCULANTE

Financiamentos (circulante e não circulante)

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de “Financiamentos” atingiu R\$ 512,3 milhões, apresentando redução de 40,3% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 858,6 milhões. A variação observada dá-se por conta, principalmente, da liquidação das debêntures da controlada e do empréstimo da subsidiária Energen.

Provisão para contrato de energia

Em 31 de dezembro de 2015, não houve saldo de “Provisão para contrato de energia”, redução de 100% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 11,8 milhões. O saldo representava provisão para penalidade na investida Enercasa S/A e, por conta do tratamento deste investimento como operação descontinuada, o valor deixou de figurar nesta linha em 30 de junho de 2015.

Outros passivos

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de “Outros passivos” atingiu R\$ 52,3 milhões, apresentando aumento de 20,7% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 43,3 milhões. O aumento deu-se, essencialmente, por conta do reconhecimento de penalidades e correção por atraso de aporte de capital nas Linhas de Transmissão Goiás e MGE.

Total do passivo circulante

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2015 o saldo da conta “Total do passivo circulante” atingiu R\$ 141,7 milhões, apresentando uma redução de 32,4% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 209,8 milhões.

NÃO CIRCULANTE

Contingências

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de “Contingências” atingiu R\$ 53,3 milhões, apresentando aumento de R\$ 51,5 milhões em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 1,8 milhões. O aumento desta linha deu-se, essencialmente, pelo reconhecimento de contingências cíveis relacionadas às Linhas de Transmissão Goiás e MGE (+R\$ 9,9 milhões) e a constituição de provisão para contingência civil do processo de arbitragem da BBE, no valor de R\$ 38,6 milhões, para a qual foi constituída aplicação financeira restrita como garantia, oriunda do recebimento da Jackson Empreendimentos S.A.

Total do passivo não circulante

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2015 o saldo da conta “Total do passivo não circulante” atingiu R\$ 603,9 milhões, apresentando uma redução de 28,1% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 840,5 milhões.

Total do passivo

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2015 o saldo da conta “Total do passivo” atingiu R\$ 745,6 milhões, apresentando uma redução de 29% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 1.050,2 milhões.

Patrimônio líquido atribuído aos acionistas

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de “Patrimônio líquido atribuído aos acionistas” foi de R\$ 775,1 milhões, apresentando um aumento de 13,6% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 682,1 milhões. O aumento deve-se à integralização de capital realizada pelos acionistas Statkraft e Funcef, no montante de R\$ 155 milhões.

Participação dos não controladores

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de “Participação dos não controladores” foi negativo em R\$ 3,4 milhões, representado pela participação de não controladores da nossa subsidiária Energen.

Total do passivo e patrimônio líquido

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2015 o saldo da conta “Total do passivo e patrimônio líquido” atingiu R\$

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

1.517,3 milhões, apresentando uma redução de 12,4% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiu R\$ 1.732,3 milhões.

- Comparação dos resultados operacionais dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2015 e 2014.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	2015	2014	AH
Operações continuadas			
Receita			
Fornecimento de energia elétrica	241.486	182.902	32,03%
Serviços prestados	35.941	31.355	14,63%
Receita operacional	277.427	214.257	29,48%
Custo do fornecimento de energia elétrica	(87.558)	(81.093)	7,97%
Custo dos serviços prestados	(26.993)	(23.106)	16,82%
	(114.551)	(104.199)	9,93%
Lucro bruto	162.876	110.058	47,99%
(Despesas) receitas operacionais			
Gerais e administrativas	(61.776)	(34.046)	81,45%
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(18)	160	-111,25%
Provisão para perdas em investimentos	(1.217)	(2.375)	-48,76%
Participação nos lucros de controladoras	-	-	#DIV/0!
	(63.011)	(36.261)	73,77%
Lucro operacional antes do resultado financeiro	99.865	73.797	35,32%
Resultado financeiro			
Despesas financeiras	(162.359)	(122.672)	32,35%
Receitas financeiras	38.324	26.521	44,50%
	(124.035)	(96.151)	29,00%
Resultado de participações societárias			
Participação nos lucros de coligadas	9.231	12.214	-24,42%
Dividendos recebidos	2.343	3.856	-39,24%
Ganho (perda) na alienação de investimentos	(18.371)	1.244	100,00%
Amortização de ágio	(1.150)	(1.150)	0,00%
	(7.947)	16.164	-149,16%
Lucro (Prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	(32.117)	(6.190)	418,85%
Imposto de renda e contribuição social	(24.935)	(1.511)	1550,23%
Prejuízo do período proveniente de operações em continuidade	(57.052)	(7.701)	640,84%
Operações descontinuadas			
Prejuízo proveniente das operações descontinuadas	(6.718)	(11.827)	-43,20%
Prejuízo líquido do período	(63.770)	(19.528)	226,56%
Atribuível aos:			
Acionistas da Controladora	(60.402)	(18.956)	218,64%
Participação de não controladores	(3.368)	(572)	488,81%
	(63.770)	(19.528)	226,56%
Prejuízo básico e diluído por lote de mil ações			
De operações continuadas	(0,43745)	(0,06582)	564,62%
De operações descontinuadas	(0,05151)	(0,10108)	-49,04%
	(0,48896)	(0,16690)	192,97%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Receita operacional líquida

Em 2015 a receita operacional líquida total somou R\$ 277 milhões, representando aumento de R\$ 63,1 milhões equivalente a 29,5% na comparação com o ano de 2014, quando o valor foi de R\$ 214 milhões. Tal aumento justifica-se, principalmente, pela (i) correção da receita pela inflação, (ii) melhorias de disponibilidade e de geração e (iii) mitigação dos efeitos do GSF/MRE.

Os componentes da receita operacional líquida e suas variações são tratados a seguir:

Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	2014	2015	Var %
Receita Líquida Total	214.257	277.427	29,5
Fornecimento de energia	182.902	241.486	32,0
- Venda de energia	208.468	219.974	5,5
- Excedente líquido de geração Eólicas	15.035	13.935	-7,3
- Efeito GSF/MRE	(40.601)	7.577	-118,7
Serviços O&M	30.395	34.914	14,9
Outros serviços	960	1.027	7,0

Receita líquida de fornecimento de energia elétrica – venda de energia

O aumento de R\$ 11,5 milhões no ano de 2015, equivalente a 5,5%, é decorrente do reajuste contratual do preço médio da energia comercializada das subsidiárias.

Receita líquida de fornecimento de energia elétrica – excedente líquido de geração eólicas

A redução de R\$ 1,1 milhão em 2015, equivalente a 7,3% é fruto da combinação do menor regime de ventos e disponibilidade dos parques eólicos, conforme comentado no item Geração e Disponibilidade.

Receita líquida de fornecimento de energia elétrica – efeito GSF/MRE

O cenário brasileiro de geração hidrelétrica em 2015, apesar de menor criticidade em relação a 2014, permanece exigindo atenção em função das baixas aflúncias observadas nos últimos meses, com exceção da região Sul, o que continua afetando significativamente os pagamentos dos geradores hidrelétricos em relação ao GSF.

Como ações mitigatórias do risco do GSF, a Companhia adotou estratégia de sazonalização, alocando mais energia nos primeiros meses do ano, além de retirar no início do 3T15, duas usinas do MRE, sendo a PCH Passos Maia (participação acionária de 50%) e a PCH Moinho (100%), permitindo o benefício de maior receita da geração adicional à sua garantia física. Além disso, a partir da alteração do controle acionário da Companhia, esta passa a contar com o suporte especializado da comercializadora de energia pertencente ao grupo Statkraft, que aportará seu conhecimento e expertise na gestão do portfólio de energia da Companhia.

Em 18 de dezembro de 2015, a Companhia protocolou junto à Aneel a carta de adesão à repactuação do risco hidrológico. A adesão diz respeito às usinas Esmeralda S.A., Santa Laura S.A. e Santa Rosa S.A. Como efeito econômico desta medida a Companhia efetuou a reversão de R\$ 13,9 milhões de valores contabilizados como efeito do MRE/GSF, favorecendo sua receita operacional líquida. O valor revertido teve como contrapartida a contabilização de um ativo regulatório (Despesas antecipadas) no valor de R\$ 13,9 milhões, dos quais R\$ 3,1 milhões foram reconhecidos como despesa operacional com o seguro regulatório. O saldo remanescente de R\$ 10,8 milhões será apropriado ao resultado dos próximos anos para compensação da despesa com o seguro regulatório, conforme Lei nº 13.203 de 09 de dezembro de 2015 e Resolução Normativa nº 684 da Aneel.

Como resultado, no ano de 2015 o efeito do GSF foi positivo em R\$ 7,5 milhões, sendo que ano anterior o valor foi negativo em R\$ 40,6 milhões.

Em julho/15 a 20ª Vara Federal de Brasília, em ação proposta pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE, da qual a Statkraft faz parte, proferiu decisão liminar mediante a qual “determinou à ANEEL que até o trânsito em julgado da presente ação, abstenha-se de proceder ao ajuste do MRE, em relação às associadas da APINE ora

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

substituídas, caso haja geração total do MRE em montante inferior à garantia física desse mesmo conjunto”.

Ressalta-se que as subsidiárias que aderiram à repactuação do risco hidrológico desistiram da ação acima mencionada. Todavia, para as subsidiárias que não aderiram a Lei nº 13.203 a Companhia, de forma conservadora constituiu provisão de ajuste do MRE.

Receita líquida de serviços de O&M

A receita com os serviços de O&M prestados pela subsidiária ENEX apresentou aumento de R\$ 4,5 milhões no ano de 2015, equivalente a 14,9%, decorrente principalmente dos novos contratos firmados, bem como dos reajustes contratuais e faturamento de serviços especiais.

Ao final de 2015 a ENEX operava 2,8 GW, aumento de 21,7% na comparação com o mesmo período de 2014, quando operava 2,3 GW.

RECEITA LÍQUIDA DE OUTROS SERVIÇOS

Esta receita é composta, principalmente, pelo faturamento da Statkraft com serviços de gerenciamento dos empreendimentos em operação e implantação não controlados integralmente (Passos Maia – 50%).

CUSTO DOS SERVIÇOS PRESTADOS

No ano de 2015 o custo dos serviços prestados somou R\$ 114,5 milhões, representando aumento de R\$ 10,3 milhões equivalente a 9,9% na comparação com o ano de 2014, quando o valor foi de R\$ 104,2 milhões.

Os componentes do custo dos serviços prestados e suas variações são apresentados na tabela abaixo:

Custo dos Serviços Prestados (R\$ mil)	2014	2015	Var %
Custo Total	104.199	114.551	9,9
Custo do fornecimento de energia elétrica	81.093	88.046	8,6
- Depreciação e amortização	58.428	58.126	-0,5
- Encargos setoriais	9.228	10.480	13,6
- Custo com compra de energia elétrica	361	1.065	195,0
- Seguro regulatório	-	3.100	100,0
- Outros custos de fornecimento de energia elétrica	13.076	14.787	13,1
Custo dos serviços prestados	23.106	26.993	16,8
- Serviços de O&M	22.607	26.206	15,9
- Outros serviços	499	787	57,7

Depreciação e amortização

A redução observada de 0,5% na comparação entre os anos é fruto da baixa do imobilizado das Usinas do Complexo Eólico da Bahia ocorrido em dezembro de 2014, fator da negociação com fornecedores, além da revisão de taxas de depreciação.

Encargos setoriais

O aumento de 13,6% observado no ano de 2015, na comparação com de 2014, é decorrente de provisão para pagamento de TUST – Taxa do Uso do Sistema de Transmissão, por conta da injeção de energia gerada superior ao limite para obtenção de desconto na taxa das usinas do Complexo Eólico da Bahia, compensada parcialmente pela alteração do método de contabilização da TUST de competência para caixa.

Custo com compra de energia elétrica

Valores apurados em 2015 referem-se à compra de energia da UHE Monjolinho, a partir do contrato firmado com a UHE Dona Francisca, na qual participamos minoritariamente com 2,12% e cujo montante de energia está sendo utilizado para mitigar o

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

efeito do GSF.

Seguro regulatório

O valor observado em 2015 tem origem no seguro regulatório decorrente da repactuação do risco hidrológico (explicado no itens 7 e 9), no montante de R\$ 3,1 milhões.

Outros custos de fornecimento de energia elétrica

O aumento observado no ano de 2015 é decorrente do reajuste por inflação dos serviços de O&M, além dos gastos com materiais e serviços relacionados ao plano de remediação da usina de Barra dos Coqueiros. Adicionalmente houve aumento do escopo do contrato de serviços de O&M prestados pelo fornecedor dos equipamentos do Complexo Eólico da Bahia.

Serviços de O&M

O custo com os serviços de O&M prestados pela subsidiária ENEX apresentou aumento de R\$ 3,6 milhões no ano de 2015, equivalente a 15,9%, decorrente principalmente do aumento da estrutura para fazer frente ao aumento da receita de novos contratos, bem como dos reajustes contratuais e custos referentes à prestação de serviços especiais.

Outros serviços

O custo com outros serviços é composto principalmente por gastos com a operação da Statkraft, decorrente das atividades de gestão dos empreendimentos em operação, além do desenvolvimento de projetos.

DESPESAS (RECEITAS) OPERACIONAIS

No ano de 2015 as despesas operacionais atingiram R\$ 61,7 milhões, representando aumento de R\$ 27,5 milhões na comparação com o ano de 2014, equivalente a 80,5%. Este aumento expressivo é explicado pela reclassificação contábil de alguns gastos com projetos em desenvolvimento (de acordo com IFRS) e provisões para contingências futuras (venda das linhas de transmissão e arbitragem com a Brasil BioEnergia, de responsabilidade do antigo acionista). Sem esses efeitos não recorrentes, as despesas operacionais atingiriam R\$ 34,2 milhões, estando em linha na comparação com o ano anterior.

Os componentes das despesas (receitas) operacionais e suas variações são tratados a seguir:

Despesas Gerais (R\$ mil)	2014	2015	Var %
Despesas (Receitas) Totais	34.206	61.758	80,5
Gerais e Administrativas totais	34.046	61.776	81,4
- Gerais e administrativas	22.099	21.772	-1,5
- Remuneração dos administradores	4.152	3.846	-7,4
- Encargos Setoriais	3.415	3.852	12,8
- Provisão para perda em contrato de energia	1.054	690	-34,5
- Com estudos em desenvolvimento	3.326	18.584	458,7
- Provisão para perda de recebíveis de serviços de O&M	-	1.138	100,0
- Provisão para contingências	-	11.894	100,0
Outras (receitas) despesas operacionais, líquidas	160	(18)	-111,3

Despesas gerais e administrativas

No ano de 2015 as despesas gerais e administrativas atingiram R\$ 21,8 milhões, apresentando uma redução de 1,5% em comparação ao ano de 2014, quando atingiram R\$ 22,1 milhões. A redução é decorrente principalmente (i) da redução nos gastos com publicações legais, no valor de R\$ 1,7 milhão e (ii) da redução da provisão para participação nos resultados, no valor de R\$ 0,7 milhão. A redução observada foi parcialmente compensada pelo aumento das despesas com o projeto de integração, no valor de R\$ 1,0 milhão, além do aumento de despesas com pessoal fruto da transferência de funcionários para a

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Statkraft Energias Renováveis vindos da Statkraft Energia do Brasil, no valor de R\$ 0,2 milhão.

Honorários da administração

No ano de 2015, a redução de 7,4% na comparação com o ano de 2014, deu-se pela redução na quantidade de Diretores Estatutários remunerados, sendo compensado pelo bônus compensatório por conta da reestruturação administrativa ocorrida após a alteração societária.

Encargos setoriais

Referente à taxa de uso dos recursos hídricos incidente sobre a UHE Monjolinho e sua variação, entre os períodos analisados, está em linha com a variação da geração de energia realizada.

Provisão para perda em contrato de energia

As despesas contemplam provisão para penalidade de Barra dos Coqueiros pelo déficit de geração de energia, conforme previsto em contrato e a redução do valor está em linha com a melhora da disponibilidade do parque.

Despesas com estudos em desenvolvimento

No 3T15 a Companhia adequou sua metodologia, reclassificando contabilmente R\$ 16,4 milhões de custos de desenvolvimento de alguns projetos anteriormente contabilizados no ativo intangível. Tal medida considera as etapas de desenvolvimento de tais projetos e encontram-se em consonância com IFRS/CPC, não representando provisão para perda, uma vez que os projetos continuam no portfólio de desenvolvimento da Companhia. Também contribuiu a reclassificação de R\$ 1,3 milhão para a conta "Ganho (perda) na alienação de investimentos" referente a aportes nos ativos de transmissão. Desconsiderando esses efeitos não recorrentes as despesas atingiram R\$ 2,2 milhões, em linha com os gastos do ano de 2014.

Tais despesas contemplam investimentos na manutenção e desenvolvimento da nossa carteira de projetos. A Companhia mantém estudo de repriorização dos projetos em desenvolvimento, para implementação dos mesmos, em condições favoráveis de mercado.

Provisão para perda de recebíveis de serviços de O&M

Constituição de provisão para perda de recebíveis vencíveis da ENEX com prazo superior a 180 dias.

Provisão para contingências

As despesas contemplam provisão para contingências relacionadas à venda dos ativos de Transmissão, no valor de R\$ 10,5 milhões, bem como provisão para contingências trabalhistas da subsidiária ENEX, no valor de R\$ 1,4 milhão.

RESULTADO FINANCEIRO

Conforme ressaltado anteriormente, em função dos eventos de liquidez como o aporte de R\$ 155 milhões no capital da holding e a venda dos ativos de transmissão no valor de R\$ 151 milhões, a Companhia realizou a liquidação antecipada das dívidas da holding e da dívida de uma de suas subsidiárias, indexada em dólares. Essas liquidações trouxeram expressiva melhoria na estrutura de capital e perfil de dívida da Companhia, eliminando também a exposição cambial, que resultou na melhoria do resultado financeiro em 2015.

No ano de 2015 o resultado financeiro correspondeu a uma despesa líquida de R\$ 124,0 milhões, aumento de R\$ 27,9 milhões, equivalente a 29,0%, na comparação com o ano de 2014, quando o resultado financeiro correspondeu a uma despesa líquida de R\$ 96,1 milhões. Tal variação é explicada principalmente pelo aumento da variação cambial passiva, no valor de R\$ 64,4 milhões. Também o resultado financeiro foi impactado pela provisão para encargos financeiros relacionados com a venda dos ativos de Transmissão, no valor de R\$ 6 milhões.

Com o pagamento antecipado da dívida atrelada ao dólar norte americano, ocorrida no mês de setembro de 2015, a Companhia eliminou os riscos de exposição cambial.

Os componentes do resultado financeiro e suas variações são tratados a seguir:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Resultado Financeiro (R\$ mil)	2014	2015	Var %
Despesas financeiras	122.672	162.359	32,4
- Com financiamentos (vi)	72.336	62.631	-13,4
- Cartas de fiança bancária (v)	6.650	2.207	-66,8
- IOF e multa e juros sobre tributos (iv)	3.183	6.490	103,9
- Variações monetárias e cambiais passivas (i)	26.407	64.929	145,9
- Concessões a pagar e outras despesas (iii)	9.144	13.793	50,8
- Outras despesas financeiras (ii)	4.952	12.309	148,6
Receitas financeiras	26.521	38.324	44,5
- Com aplicações financeiras (vii)	5.974	12.336	106,5
- Variações monetárias e cambiais ativas	17.885	17.788	-0,5
- Outras receitas financeiras (viii)	2.662	8.200	208,0
Resultado Financeiro	96.151	124.035	29,0

Despesas financeiras

No ano de 2015 as despesas financeiras atingiram R\$ 162,3 milhões, apresentando aumento de R\$ 39,7 milhões, equivalente a 32,4% na comparação com o ano de 2014, quando atingiram R\$ 122,7 milhões. Tal variação é decorrente (i) do aumento da variação cambial passiva da subsidiária Energen, no valor de R\$ 64,4 milhões, referente ao empréstimo tomado em dólar junto ao China Development Bank (CDB) e que foi liquidado em setembro de 2015; (ii) constituição de provisão para encargos financeiros relacionadas com a venda dos ativos de Transmissão; (iii) do aumento dos gastos com concessões, decorrente da variação do IGPM com reflexo no saldo da UBP da subsidiária Monjolinho; (iv) do aumento das despesas com IOF, principalmente da constituição e correção de provisão para IOF dos mútuos *intercompany*, ocorridos por força do pagamento da dívida da subsidiária Energen.

Por outro lado, o aumento das despesas financeiras no ano de 2015 foi parcialmente compensado pela (v) redução das despesas com cartas de fiança bancária, no valor de R\$ 2,2 milhão, principalmente em função da retirada das fianças contratadas nos financiamentos tomados pela Companhia, bem como fianças corporativas com controladores; e (vi) pela redução da capitalização de juros por conta do menor endividamento, apesar do aumento da TJLP e CDI.

Receitas financeiras

No ano de 2015 as receitas financeiras atingiram R\$ 38,3 milhões, apresentando aumento de R\$ 11,8 milhões, equivalente a 44,5% na comparação com o ano de 2014, quando atingiram R\$ 26,5 milhões. Tal variação é decorrente principalmente (vii) do aumento do rendimento com aplicações financeiras, em função da maior disponibilidade de recursos; e (viii) da correção do saldo de recebíveis referente ao superávit de geração das Eólicas da Bahia no valor de R\$ 3,0 milhões.

RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

No ano de 2015 o resultado de participações societárias representou perda de R\$ 9,1 milhões, em comparação com um ganho de R\$ 16,1 milhões apurado em 2014.

Os componentes do resultado de participações societárias e suas variações são tratados a seguir:

Resultado de participações societárias (R\$ mil)	2014	2015	Var %
- Participação nos lucros de coligadas e controladas em conjunto	12.214	9.231	-24,4
- Dividendos recebidos	3.856	2.343	-39,2
- Ganho (perda) na alienação de investimentos	1.244	(18.371)	-1576,8
- Amortização de ágio	(1.150)	(1.150)	-
Resultado de participações	16.164	(7.947)	-149,2

Participação nos lucros de coligadas e controladas em conjunto

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O resultado da participação nos lucros de coligadas e controladas em conjunto é composto pelo resultado da subsidiária Passos Maia Energética S.A. (50%), que apresentou variação positiva de R\$ 7,1 milhões devido ao melhor resultado no ano de 2015, quando comparado a 2014. A redução deu-se pela venda dos ativos de Transmissão, que compunham o resultado das participações em 2014, no valor de R\$ 10,1 milhões.

Dividendos recebidos

Composto por dividendos recebidos referentes à participação societária minoritária mantida no Complexo Energético Rio das Antas – CERAN (5%) e Dona Francisca (2,12%). A redução observada no ano de 2015 é fruto do efeito do GSF, bem como pela redução dos preços da energia contratada pela Usina Dona Francisca.

Ganho (perda) na alienação de investimentos

No ano de 2015 a despesa contempla principalmente provisão para: (i) baixa dos dividendos reconhecidos dos ativos de Transmissão no valor de R\$ 10,6 milhões, por força da venda dos ativos; (ii) perda entre valor de venda e valor contábil dos ativos de transmissão R\$ 4,7 milhões; (iii) perda pela baixa do investimento realizado na subsidiária Enercasa no valor de R\$ 2,9 milhões, por força da transferência do seu controle para o grupo Jackson, através do Fundo Caixa FIP Cevix; (iv) perda pela baixa de investimento realizado na UHE Cubatão, no valor de R\$ 894 mil. A variação foi parcialmente compensada pela reversão de provisão para investimentos nos ativos de transmissão, no valor de R\$ 1,3 milhão.

Amortização de ágio sobre investimento

Amortização do ágio sobre a valorização da ENEX, em função da operação de aquisição de participação ocorrida em setembro de 2011, onde a Desenvix adquiriu os 50% restantes dessa Companhia.

IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A Statkraft, assim como as suas controladas ENEX e Energen optou pela apuração do resultado tributável observando a sistemática do lucro real. As demais empresas controladas optaram pelo regime de lucro presumido para apuração do IRPJ e da CSLL incidente sobre o resultado tributável.

No ano de 2015, o imposto de renda e contribuição social somaram R\$ (24,9) milhões, compostos por despesas de IRPJ e CSLL no valor de R\$ (10,3) milhões e por IR diferido no valor de R\$ (14,6) milhões.

Em dezembro/2015 a Companhia reconheceu a baixa de R\$ 38,4 milhões referentes a créditos de tributos diferidos constituídos sobre prejuízo fiscal, por não haver expectativa de recuperação dos ativos. O saldo é composto por R\$ 32,9 milhões da subsidiária Energen e R\$ 5,5 na holding.

Importante observar que a subsidiária Monjolinho, nos termos da Lei 12.814/2013 ultrapassou o limite superior dos R\$ 78 milhões, dessa forma, terá seu regime tributário alterado a partir de Janeiro de 2016 para Lucro Real.

OPERAÇÕES DESCONTINUADAS

Nos anos de 2015 e 2014 as operações descontinuadas somaram R\$ (6,7) milhões e R\$ (11,8) milhões, respectivamente, representando o resultado da Enercasa, cujo controle foi transferido para o FIP Cevix em 13 de julho de 2015.

PARTICIPAÇÃO DE NÃO CONTROLADORES

No ano de 2015 a participação de não controladores foi de R\$ (3.368) mil, representando a participação de não controladores na subsidiária Energen Energias Renováveis S.A.

LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO

No ano de 2015 foi registrado prejuízo de R\$ 63,7 milhões, enquanto que no ano de 2014 apuramos prejuízo de R\$ 19,5 milhões, em linha com os efeitos mencionados anteriormente, com destaque para o efeito negativo da variação cambial passiva de R\$ 64,9 milhões.

Dessa forma, as variações do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2013 serão apresentadas comparadas com o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012 Reapresentado.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**▪ ATIVO - 31 DE DEZEMBRO DE 2014 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2013**

Ativo	dez/14	AV	dez/13	AV	AH
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	23.744	1,37%	28.803	1,65%	-17,56%
Contas a receber	30.452	1,76%	24.177	1,38%	25,95%
Dividendos a receber	10.934	0,63%	10.654	0,61%	2,63%
Impostos a recuperar	9.780	0,56%	6.459	0,37%	51,42%
Estoques	1.233	0,07%	1.052	0,06%	17,21%
Despesas Antecipadas	4.015	0,23%	7.332	0,42%	-45,24%
Outros ativos	2.684	0,15%	2.100	0,12%	27,81%
Investimento mantidos para venda	0	0,00%	3.060	0,17%	-100,00%
	82.842	4,78%	83.637	4,78%	-0,95%
Não circulante					
Aplicação financeira restrita	51.170	2,95%	52.119	2,98%	-1,82%
Partes relacionadas	14.061	0,81%	26.824	1,53%	-47,58%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	30.713	1,77%	23.768	1,36%	29,22%
Investimentos ao valor justo	63.698	3,68%	66.677	3,81%	-4,47%
Tributos a recuperar	269	0,02%	263	0,02%	2,28%
Contas a Receber	23.314	1,35%	8.015	0,46%	190,88%
Outros ativos	1.355	0,08%	427	0,02%	217,33%
	184.580	10,66%	178.093	10,18%	3,64%
Investimentos	180.990	10,45%	150.556	8,61%	20,21%
Imobilizado	1.142.404	65,95%	1.194.631	68,30%	-4,37%
Intangível	116.210	6,71%	117.047	6,69%	-0,72%
Propriedades para investimentos	25.237	1,46%	25.208	1,44%	0,12%
	1.464.841	84,56%	1.487.442	85,04%	-1,52%
Total do ativo	1.732.263	100,00%	1.749.172	100,00%	-0,97%

CIRCULANTE**Caixa e equivalentes de caixa**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Caixa e equivalentes de caixa” atingiu R\$ 23,7 milhões, apresentando redução de 17,6% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$ 28,8 milhões. A variação observada é explicada principalmente (i) investimentos através de aporte de capital no valor de R\$ 18,7 milhões realizado nas subsidiárias MGE e Goiás Transmissão S.A., (ii) pagamento à fornecedor referente ao encerramento do contrato de implantação do Complexo Eólico da Bahia, no valor de R\$ 24,3 milhões, (iii) pagamento de impostos no montante de R\$ 10,9 milhões, (iv) investimentos em ativo imobilizado nas subsidiárias no montante de R\$ 4,0 milhões, e (v) R\$ 199,7 como resultado líquido do fluxo de financiamentos.

Por outro lado, contribuiu para mitigar a redução do saldo de caixa (i) o aporte de capital, no valor de R\$ 60,0 milhões, realizado pelos Acionistas da Statkraft nos meses de fevereiro e dezembro, (ii) a venda da participação de 6,25% da Companhia no FIP Energias Renováveis, pelo valor de R\$ 4,0 milhões, (iii) o recebimento de R\$ 15,8 milhões de recebíveis de acionista no mês de dezembro e (iv) o resultado positivo líquido das entradas e saídas operacionais no valor de R\$ 171,8 milhões.

Contas a receber

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Contas a Receber” atingiu R\$30,5 milhões, apresentando aumento de 26% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$24,2 milhões. A variação observada é explicada principalmente pelo (i) aumento do saldo a receber pela geração de energia excedente ao contrato de venda de energia elétrica das Usinas do Complexo Eólico da Bahia, no valor de R\$3,2 milhões e (ii) pela subsidiária ENEX tendo em vista o aumento do número de contrato de prestação de serviços de O&M, no valor de R\$1,8 milhão.

Dividendos a receber

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Dividendos a receber” atingiu R\$10,9 milhões, apresentando um aumento de 2,6% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$10,7 milhão. Esta variação decorre, principalmente, do reconhecimento de dividendos a receber da subsidiária Passos Maia Energética S.A. referente ao exercício social de 2014, no valor de R\$ 280 mil.

Impostos a recuperar

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Impostos a recuperar” atingiu R\$9,8 milhões, apresentando um aumento de 51,4% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$6,5 milhões. Esta variação decorre do aumento da recuperação de PIS e COFINS, principalmente na subsidiária ENERGEN, devido a uma reclassificação de IR sobre remessa ao exterior referente ao pagamento das parcelas do financiamento junto ao CDB (China Development Bank).

Despesas Antecipadas

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Despesas Antecipadas” atingiu R\$4,0 milhões, redução de 45,2% em comparação a 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$7,3 milhões. Esta variação decorre principalmente (i) pela redução de R\$1,6 milhão do saldo das despesas com IPO da Statkraft Controladora e (ii) retirada da necessidade de apresentação de Carta Fiança nas Usinas do Complexo Eólico da Bahia, no valor total de R\$ 1,8milhão.

Outros ativos

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Outros ativos” atingiu R\$2,7 milhões, aumento de 27,8% em comparação a 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$2,1 milhões. Esta variação decorre principalmente (i) pelo aumento de R\$863 mil fruto do pagamento a maior dos juros das Debentures da 1ª emissão e despesas conta e ordem clientes da Statkraft Controladora e (ii) provisão pela subsidiária Esmeralda dos seguros de Risco Civil e Operacional. Por outro lado, mitigou para a redução do saldo de “Outros Ativos” o recebimento, pelas Usinas do Complexo Eólico da Bahia, das NFs do fornecedor Alston no valor total de R\$1,2 milhão.

Investimentos mantidos para venda

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Investimentos mantidos para venda” foi nulo, enquanto que em 31 de dezembro de 2013, atingiu R\$3,1 milhões. Esta variação decorre da baixa do projeto FIP Energias Renováveis S.A., devido a sua venda.

Ativo circulante total

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Ativo circulante total” atingiu R\$82,8 milhões, apresentando uma redução de 0,9% em comparação a 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$83,6 milhões.

NÃO CIRCULANTE

Aplicação financeira restrita

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Aplicação financeira restrita” era de R\$51,2 milhões, apresentando uma redução de 1,8% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$52,1 milhões. Esta variação decorre principalmente (i) da redução do saldo da aplicação financeira, no valor de R\$2,0 milhões, em nome da Statkraft Controladora, decorrente da redução do principal do contrato de emissão das Debêntures. Sendo compensado pelo aumento do saldo da aplicação financeira, no valor de R\$1,6 milhões, em nome das usinas do Complexo Eólico da Bahia, decorrente de obrigação derivada de contrato celebrado com o BNB, bem como pelo aumento do saldo de “Aplicação financeira restrita” da Monel, no valor de R\$628mil, fruto dos rendimentos sobre aplicação.

Partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Partes relacionadas” foi de R\$14,1 milhões, apresentando uma redução de 47,6% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando o saldo foi de R\$26,8 milhões. Esta variação decorreu, principalmente pela redução dos recebíveis com o acionista Jackson.

Imposto de renda diferido

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Imposto de renda diferido” foi de R\$30,7 milhões, apresentando um aumento de 29,2% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando o saldo foi de R\$23,8 milhões. Esta variação decorreu principalmente do aumento do Imposto de renda diferido da subsidiária Energen, devido a variação cambial passiva e prejuízo fiscal no período o que contribuiu para o aumento em R\$9,8 milhões do saldo do “Imposto de renda diferido”.

Investimentos ao valor justo

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Investimentos em entidades não controladas ao valor justo” atingiu R\$63,7 milhões, apresentando uma redução de 4,5% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$66,7 milhões. Esta variação decorre principalmente da avaliação ao valor justo das Usinas Dona Francisca Energética S/A e CERAN.

Contas a Receber

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Contas a Receber” atingiu R\$23,3 milhões, apresentando um aumento de 190,9% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando o saldo foi de R\$8,0 milhões. O valor representa a constituição de provisão de recebíveis das subsidiárias Seabra (R\$6,6 milhões), Novo Horizonte (R\$4,2 milhões) e Macaúbas (R\$4,5 milhões) referente ao superávit de geração de energia na comparação com o seu Contrato de Venda de Energia.

Outros ativos

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Outros ativos” atingiu R\$1,4 milhões, apresentando um aumento de 217,3% em

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

comparação com 31 de dezembro de 2013, quando o saldo foi de R\$427 mil. A variação observada é fruto principalmente da constituição de provisão de recebíveis das subsidiárias Novo Horizonte (R\$ 509mil) e Seabra (R\$540mil) fruto de acordo entre as Subsidiárias e Engevix, onde a última reconhece os valores informados como devidos em razão da autuação sofrida pelas Usinas, emitida pela Prefeitura de Brotas de Macaúbas, em razão do não recolhimento do ISS nas NFs emitidas pela Contratada.

Investimentos

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Investimentos" atingiu R\$181 milhões, apresentando um aumento de 20,2% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$150,6 milhões. Esta variação decorre principalmente dos investimentos realizados necessários para a implantação dos empreendimentos de transmissão de energia Goiás e MGE Transmissão S.A.

Imobilizado

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Imobilizado" atingiu R\$1.142,4 milhões, apresentando uma redução de 4,4% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$1.194,6 milhões. Esta variação decorre principalmente da depreciação do ativo imobilizado dos Empreendimentos em Operação, no valor de R\$52,7 milhões.

Intangível

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Intangível" atingiu R\$116,2 milhões, apresentando redução de 0,7% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$117,0 milhões. A variação observada é fruto principalmente da constituição de provisão para gastos ambientais necessários para manutenção da Licença de Operação, principalmente nas subsidiárias Macaúbas, Novo Horizonte e Santa Rosa, por força do início de nova vigência das Licenças.

Ativo Não Circulante Total

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Ativo Não Circulante" atingiu R\$1.464,8 milhões, apresentando uma redução de 1,5% em comparação a 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$1.487,4 milhões.

Total do Ativo

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Total do Ativo" atingiu R\$1.732,3 milhões, apresentando uma redução de 0,97% em comparação a 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$1.749,2 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

▪ PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO - 31 DE DEZEMBRO DE 2014 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2013

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Passivo e patrimônio líquido	dez/14	AV	dez/13	AV	AH
Circulante					
Fornecedores	35.771	2,06%	33.260	1,90%	7,55%
Financiamentos	109.646	6,33%	122.751	7,02%	-10,68%
Partes relacionadas	5.091	0,29%	7.363	0,42%	-30,86%
Concessões a pagar	6.791	0,39%	6.500	0,37%	4,48%
Salários e encargos sociais	6.251	0,36%	4.135	0,24%	51,17%
Impostos e contribuições	15.343	0,89%	14.822	0,85%	3,52%
Imposto de renda e contribuição social	2.814	0,16%	6.816	0,39%	-58,71%
Provisão para contrato de energia	11.788	0,68%	7.425	0,42%	58,76%
Dividendos propostos	47	0,00%	47	0,00%	0,00%
Outros passivos	16.229	0,94%	17.814	1,02%	-8,90%
	209.771	12,11%	220.933	12,63%	-5,05%
Não circulante					
Financiamentos	748.956	43,24%	800.503	45,76%	-6,44%
Imposto de renda diferido	7.783	0,45%	5.561	0,32%	39,96%
Concessões a pagar	57.702	3,33%	56.538	3,23%	2,06%
Provisão para perda em investimento		0,00%		0,00%	0,00%
Imposto de renda e contribuição social	718	0,04%		0,00%	100,00%
Impostos e contribuições	851	0,05%	741	0,04%	14,84%
Outros Passivos	24.470	1,41%	21.390	1,22%	14,40%
	840.480	48,52%	884.733	50,58%	-5,00%
Total do passivo	1.050.251	60,63%	1.105.666	63,21%	-5,01%
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas da controladora					
Capital social	725.312	41,87%	665.312	38,04%	9,02%
Ajuste de avaliação patrimonial	30.997	1,79%	32.963	1,88%	-5,96%
Lucros (prejuízos) acumulados	-74.211	-4,28%	-55.255	-3,16%	34,31%
	682.098	39,38%	643.020	36,76%	6,08%
Participação dos não controladores	-86	0,00%	486	0,03%	-117,70%
Total do patrimônio líquido	682.012	39,37%	643.506	36,79%	5,98%
Total do passivo e patrimônio líquido	1.732.263	100,00%	1.749.172	100,00%	-0,97%
CIRCULANTE					
Fornecedores					
Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Fornecedores" foi de R\$ 35,8 milhões, apresentando um aumento de 7,55% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando o saldo foi de R\$33,3 milhões. Esta variação decorreu do aumento do saldo					

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

a pagar a Fornecedores, principalmente (i) constituição de provisão para pagamento do GSF ocorrido em 2014 no valor de R\$27,1 milhões, e por outro lado redução (ii) das subsidiárias do Complexo Eólico da Bahia em atendimento ao acordo contratual firmado entre Statkraft/Engevix e Alstom que resultou no pagamento de R\$20 milhões ao fornecedor Alstom, (iii) das subsidiárias do Complexo Eólico da Bahia pelo pagamento de ISS sobre NFs no valor de R\$2,7 milhões; (iv) das subsidiárias do Complexo Eólico da Bahia pela Baixa de provisão de CUST pré operacional no valor de R\$2,1 milhões e (v) outras variações na ordem de R\$ 329 mil.

Financiamentos

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Financiamentos" atingiu R\$109,6 milhões, apresentando uma redução de 10,7% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$122,7 milhões. Tal variação decorre principalmente (i) o pagamento de R\$76 milhões de juros e (ii) o pagamento de R\$123,6 milhões de principal. Por outro lado, a redução foi parcialmente compensada pela (iii) transferência de parcela a vencer do longo prazo para o curto prazo no total de R\$96,5 milhões; (iv) pela apropriação de encargos financeiros ao resultado no valor de R\$75,9 milhões; e (v) da variação cambial líquida R\$14 milhões.

Partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Partes relacionadas" foi de R\$5 milhões, apresentando uma redução de 30,8% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$7,4 milhões. Tal variação decorre principalmente (i) da redução do saldo a pagar à Engevix, no valor de R\$1,1 milhão, em função do pagamento realizado de saldo dos contratos de EPC e (ii) pagamento de garantias corporativas à Jackson no valor de R\$1,3 milhão.

Concessões a Pagar

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Concessões a Pagar" atingiu R\$6,7 milhões, apresentando um aumento de 4,5% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$6,5 milhões. Esta variação decorreu principalmente do efeito da correção monetária sobre saldo a pagar de UBP reconhecido por competência no exercício de 2014.

Salários e encargos sociais

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Salários e encargos sociais" atingiu R\$6,2 milhões, apresentando um aumento de 51,7% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$4,1 milhões. O saldo de "Salários e encargos sociais" é representado pelos compromissos com folha da Controladora e da subsidiária ENEX.

Impostos e contribuições a recolher

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Impostos e contribuições a recolher" atingiu R\$15,3 milhões, um aumento de 3,5% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$14,8 milhões, em função principalmente de provisão de IOF a recolher no valor de R\$9,6 milhões sobre as operações de mútuo entre Statkraft e suas subsidiárias.

Imposto de renda e contribuição social a recolher

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Imposto de renda e contribuição social a recolher" atingiu R\$2,8 milhões, apresentando uma redução de 58,7% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$6,8 milhões. Tal variação decorre principalmente do da mudança de tributação da Monel, que a partir de 2014 passou a apurar o resultado sob o regime de lucro presumido.

Provisão para contrato de energia

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Provisão para contrato de energia" atingiu R\$11,8 milhões, apresentando um aumento de 58,7% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$7,4 milhões. Tal variação decorre principalmente (i) de constituição de provisão no valor de R\$4,4 ocorridos em 2014, em atendimento a aplicação de fator "j" à penalidade, pela

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

não entrega de energia pela nossa subsidiária Enercasa, que conforme 3ª Reunião Pública da Diretoria da ANEEL, realizada em 04 fevereiro de 2014 aprovou proposta de uniformização da cláusula que trata dos critérios de cálculo desta penalidade. O saldo provisionado ao final de 2014 compete aos exercícios de 2012, 2013 e 2014.

Outros passivos

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Outros passivos" atingiu R\$16,2 milhões, apresentando uma redução de 8,9% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$17,8 milhões. Tal variação decorre do pagamento a CCEE referente a geração de energia ao período de 2012 e 2013 ter sido inferior ao contrato de venda de energia do complexo Eólico da Bahia, no valor de R\$ 2,2 milhões. Por outro lado, contribuiu para o aumento do saldo de "Outros passivos" a transferência de longo para curto prazo provisão para gastos com a Licença Ambiental de Operação, no valor de R\$ 1,2 milhões, das subsidiárias do Complexo Eólico da Bahia.

Total do passivo circulante

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2014 o saldo de "Total do passivo circulante" atingiu R\$209,7 milhões, apresentando uma redução de 5% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$220,9 milhões.

PASSIVO NÃO CIRCULANTE

Financiamentos

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Financiamentos" atingiu R\$748,9 milhões, apresentando uma redução de 6,4% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$800,5 milhões. Esta variação decorre da transferência de principal a vencer para o curto prazo, no valor aproximado de R\$31,3 milhões.

Imposto de renda diferido

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Imposto de renda diferido" atingiu R\$7,8 milhões, apresentando um aumento de 39,9% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$5,6 milhões. Esta variação decorre principalmente do aumento da variação cambial passiva no valor de R\$ 3,9 milhões da subsidiária Energen, referente ao empréstimo tomado em dólar junto ao CDB. Por outro lado, a Statkraft baixou o saldo de imposto de renda diferido em função da reversão de ajuste de reavaliação na participação nos empreendimentos Ceran e Dona Francisca no valor de R\$668 mil.

Concessões a pagar

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Concessões a pagar" atingiu R\$57,7 milhões, apresentando um aumento de 2,1 % em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$56,5 milhões. Esta variação decorre principalmente da combinação do efeito da mudança da classificação de "longo prazo" para "curto prazo" sobre saldo a pagar de UBP (longo prazo) reconhecido por competência no exercício de 2014, além do efeito da correção monetária.

Imposto de renda e contribuição social

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Imposto de renda e contribuição social" atingiu R\$718 mil, apresentando um aumento de 100% em comparação com 31 de dezembro de 2013, não havia saldo nesta conta. Esta variação decorre principalmente

Impostos e contribuições

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de "Impostos e contribuições" atingiu R\$851 mil, apresentando um aumento de 14,8% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$741 mil. Esta variação decorre principalmente do saldo a pagar de PIS e COFINS sobre a receita proveniente da receita excedente das subsidiárias do Complexo Eólico da Bahia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Outros passivos

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Outros passivos” atingiu R\$24,5 milhões, apresentando um aumento de 14,4% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$21,4 milhões. Esta variação decorre principalmente (i) reconhecimento dos arrendamentos de terras das subsidiárias do Complexo Eólico da Bahia, de acordo com o CPC 06, no valor de R\$5,6 milhões e da subsidiária Energen no valor de R\$418 mil referente a renovação da LO – Licença de Operação Ambiental. Por outro lado, ocorreu pagamento da provisão para gastos com adequação ambiental das subsidiárias Monel R\$857 mil, Santa Rosa R\$408 mil, Santa Laura R\$398 mil, Moinho R\$296, Esmeralda R\$175 e Enercasa R\$103 mil e (ii) da constituição de provisão, no valor de R\$1,2 milhões, pelo déficit de geração da subsidiária Energen na comparação com os compromissos assumidos em seu contrato de Venda de Energia e por outro lado reversão em 2014 da provisão de 2013 por geração menor que o contratado no valor de R\$743 mil da subsidiária Macaúbas, (iii) transferência para o circulante da dívida do Moinho com a Engevix em decorrência do saldo do contrato de EPC.

Total de passivo não circulante

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Total de passivo não circulante” atingiu R\$840,5 milhões, apresentando uma redução de 5% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$884,7 milhões.

Total de passivo

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Total de passivo” atingiu R\$1.050,3 milhões, apresentando uma redução de 5% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$1.105,7 milhões.

Patrimônio líquido atribuído aos acionistas

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Patrimônio líquido atribuído aos acionistas” foi de R\$ 682 milhões, apresentando um aumento de 6% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$643,0 milhões. Tal variação se deve (i) pelo aumento de capital no valor de R\$60.000 milhões de aporte realizado pela acionista Statkraft), (ii) ajuste da avaliação patrimonial da Ceran e Dona Francisca no valor de R\$2 milhões e (ii) prejuízo acumulado de R\$ 55,2 milhões em 2014.

Participação dos não controladores

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de “Participação dos não controladores” foi negativo em R\$86 mil, representado pela participação de não controladores da nossa subsidiária Energen.

Total do passivo e patrimônio líquido

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2014 o saldo da conta “Total do passivo e patrimônio líquido” atingiu R\$1.732,3 milhões, apresentando uma redução de 0,9% em comparação com 31 de dezembro de 2013, quando atingiu R\$1.749,2 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**▪ COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OPERACIONAIS DOS EXERCÍCIOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013.**

	2014	2013	AH
Receita			
Fornecimento de energia elétrica	182.903	185.424	-1,36%
Serviços prestados	31.355	25.916	20,99%
Receita operacional	214.258	211.340	1,38%
Custo do fornecimento de energia elétrica	-83.592	-85.408	-2,13%
Custo dos serviços prestados	-23.106	-18.242	26,66%
	-106.698	-103.650	2,94%
Lucro (prejuízo) bruto	107.560	107.690	-0,12%
(Despesas) receitas operacionais			
Gerais e administrativas	-39.448	-42.506	-7,19%
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	160	2.763	-94,21%
	-39.288	-39.743	-1,14%
Lucro (prejuízo) operacional antes do resultado financeiro	68.272	67.947	0,48%
Resultado financeiro			
Despesas financeiras	-126.602	-131.665	-3,85%
Receitas financeiras	26.522	19.212	38,05%
	-100.080	-112.453	-11,00%
Resultado de participações societárias			
Participação nos lucros de coligadas	12.214	1.307	834,51%
Dividendos recebidos	3.856	2.859	34,87%
Ganho na alienação de investimentos	1.244		100,00%
Amortização de ágio	-1.150	-1.150	0,00%
	16.164	3.016	435,94%
Lucro (Prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	-15.644	-41.490	-62,29%
Imposto de renda e contribuição social	-3.884	9.000	-143,16%
Lucr (Prejuízo) líquido do exercício	-19.528	-32.490	-39,90%
Atribuível aos:			
Acionistas da Controladora	-18.956	-31.654	-40,11%
Participação de não controladores	-572	-836	-31,58%
	-19.528	-32.490	-39,90%
(Prejuízo) lucro básico e diluído por lote de mil ações	-0,16201	-0,27054	-40,12%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Nossas receitas consistem principalmente de fornecimento de energia elétrica, serviços prestados e receita de venda e reembolso de projetos.

Receita Operacional Líquida

Em 2014, a receita operacional líquida total somou R\$ 214,3 milhões, representando aumento de 1,4% na comparação com 2013, quando o valor foi de R\$ 211,3 milhões.

Caso não ocorresse o fator exógeno da GSF reduzindo a receita em R\$ 40,5 milhões, a receita líquida seria de R\$ 254,7 milhões, com evolução de 20,5% no ano.

Os componentes da receita operacional líquida e suas variações são tratados a seguir:

Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	2013	2014	Var %
			2013 x 2014
Receita Líquida Total	211.340	214.258	1,4
- Fornecimento de energia	185.424	182.903	-1,4
- Venda de energia	188.442	208.926	10,9
- Excedente líquido de geração Eólicas	(2.271)	14.439	735,8
- Efeito GSF/MRE	(747)	(40.462)	5.316,6
- Serviços O&M	25.291	30.395	20,2
- Outros serviços	626	960	53,4

Receita líquida de fornecimento de energia elétrica – Venda de energia

Em 2014, a receita líquida com venda de energia foi de R\$ 208,9 milhões, apresentando aumento de R\$ 20,5 milhões, representando crescimento de 10,9% em comparação com 2013, quando a receita líquida com venda de energia foi de R\$ 188,4 milhões. O aumento decorreu (i) pelo reajuste contratual do preço médio da energia comercializada das subsidiárias e (ii) pela adesão das subsidiárias UHE Monjolinho e Eólicas do Complexo da Bahia ao lucro presumido, contribuindo com a redução das deduções sobre o faturamento bruto.

Receita líquida de fornecimento de energia elétrica – Excedente líquido de geração Eólicas

Em 2014, a receita líquida com o excedente líquido de geração Eólicas foi de R\$ 14,4 milhões, apresentando aumento de R\$ 16,7 milhões, em comparação com 2013, quando a receita líquida com o déficit líquido de geração Eólicas foi de R\$ (2,3) milhões. O aumento decorreu pelo superávit de geração de energia do contrato de fornecimento referente às usinas eólicas, no valor líquido total de R\$ 14,4 milhões, sendo que em 2013 o resultado líquido da geração foi um déficit de R\$ 2,3 milhões.

Receita líquida de fornecimento de energia elétrica – Efeito GSF/MRE

Em 2014, a receita líquida de fornecimento de energia elétrica foi fortemente afetada pelo efeito GSF/MRE em decorrência da crise hídrica a qual que afeta o país. O valor contabilizado em 2014, foi de R\$ 40,5 milhões, contemplando o físico dos meses de 2014, bem como, em menor escala, o valor ocorrido em 2013 das usinas alocadas no PROINFA.

Receita líquida de serviços de O&M

Em 2014, a receita líquida de serviços de O&M prestados pela ENEX foi de R\$ 30,4 milhões, apresentando aumento de R\$ 5,1 milhões, representando crescimento de 20,2% em comparação com 2013, quando a receita líquida de serviços de O&M foi de R\$ 25,3 milhões. O aumento foi decorrente principalmente dos novos contratos firmados, bem como dos reajustes contratuais e faturamento de serviços especiais. Ao final de 2014 a ENEX operava 2,1GW, aumento de 75% na comparação com o mesmo

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

período de 2013, quando operava 1,2GW.

Receita líquida de outros serviços

Em 2014, a receita líquida de outros serviços prestados somou R\$ 960 mil, enquanto que em 2013 o valor foi de R\$ 626 mil. Esta receita é composta, principalmente, pelo faturamento da Statkraft Controladora com serviços de gerenciamento dos empreendimentos em operação e implantação não controlados integralmente pela Statkraft, além de serviços de consultoria prestados às outras empresas.

Custo dos Serviços Prestados

Em 2014, o custo dos serviços prestados somou R\$ 106,7 milhões, representando aumento de R\$ 3,0 milhões, equivalente a 2,9% na comparação com 2013, quando o valor foi de R\$ 103,6 milhões. O custo dos serviços prestados representou 49,8% da receita líquida em 2014, enquanto que em 2013 representou 49,1%, influenciado pelo efeito da GSF na receita.

Excluindo-se o GSF da receita, o custo dos serviços prestados representaria 41,9% da receita líquida em 2014, enquanto que em 2013 representaria 48,9%.

Essa evolução de 2,9% ficou bem abaixo da inflação registrada no mesmo período.

Os componentes do custo dos serviços prestados e suas variações são apresentados na tabela abaixo:

Custo dos Serviços Prestados (R\$ mil)	2013	2014	Var %
			2013 x 2014
Custo Total	103.650	106.698	2,9
- Custo do fornecimento de energia elétrica	85.408	83.592	-2,1
- Depreciação e amortização	65.199	61.470	-5,7
- Encargos setoriais	10.150	10.024	-1,2
- Outros custos de fornecimento de energia elétrica	9.853	12.694	28,8
- Custo com compra de energia elétrica	206	(596)	-389,3
- Custo dos serviços prestados	18.242	23.106	26,7
- Serviços de O&M	17.806	22.720	27,6
- Outros serviços	436	386	-11,5

Depreciação e amortização

Depreciação e amortização atingiu R\$ 61,5 milhões 2014, redução de 5,7% na comparação com 2013. A variação é fruto da combinação do (i) aumento da amortização do diferido, por conta da constituição de provisão para os gastos com as Licenças de Operação, e da (ii) redução da depreciação das Usinas do Complexo Eólico da Bahia, em função da baixa do imobilizado ocorrido em dezembro de 2013, fator da negociação com fornecedores.

Encargos setoriais

Em 2014, o gasto com encargos setoriais totalizou R\$ 10,0 milhões, redução de 1,2% na comparação com 2013, fruto principalmente da cobrança retroativa dos encargos de transmissão, no valor de R\$ 280 mil, ocorrida no mês de janeiro de 2013 e referente ao 2S12, das Usinas do Complexo Eólico da Bahia. A redução foi compensada pela correção da TUSD – Taxa do Uso do Sistema de Distribuição conforme previsto em contrato.

Outros custos de fornecimento de energia elétrica

Em 2014, outros custos de fornecimento de energia elétrica totalizou R\$ 12,7 milhões, apresentando aumento de R\$ 2,8

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

milhões, incremento 28,8% na comparação com 2013, quando atingiu R\$ 9,8 milhões. O aumento tem como fatores (i) o início da cobrança pelo serviço de O&M prestado às usinas do Complexo Eólico da Bahia, a partir de julho de 2013, conforme previsto em contrato, contribuindo para o aumento de R\$ 1,5 milhão e (ii) a redução do crédito de PIS e COFINS da UHE Monjolinho e Eólicas da Bahia, pela mudança do regime de tributação do lucro real para lucro presumido contribuindo para o aumento de R\$ 1,5 milhão.

Custo com compra de energia elétrica

Em 2014 o custo com compra de energia elétrica é composto pela compra de energia da PCH Moinho no valor de R\$ 361 mil, e pela reversão de provisão para compra de energia elétrica da UTE Enercasa no valor de R\$ 957 mil, constituída ao longo de 2012.

Serviços de O&M

O custo dos serviços de O&M prestados em 2014 foi de R\$ 22,7 milhões, apresentando aumento de R\$ 4,9 milhões, incremento 27,6% em comparação com 2013, quando atingiu R\$ 17,8 milhões. Esta variação decorreu principalmente do aumento da estrutura para fazer frente ao aumento da receita de novos contratos da Enex. Também contribuiu para esse aumento a reclassificação contábil de despesas operacionais para custos operacionais relativos ao Centro de Operação Remoto, relacionado à prestação de serviços de O&M da subsidiária ENEX.

Outros serviços

O custo com outros serviços é composto principalmente por gastos com a operação da Statkraft Controladora, decorrente das atividades de gestão dos empreendimentos em operação e construção, além do desenvolvimento de projetos.

Despesas (Receitas) Operacionais

Em 2014, as despesas operacionais atingiram R\$ 39,3 milhões, apresentando redução de 1,1% em comparação com 2013, quando atingiram R\$ 39,7 milhões.

Essa redução é significativa, pois além da normal pressão inflacionária que seria natural de aumento, reflete o foco da Administração e Acionistas da Companhia na otimização de custos e melhoria dos processos.

As despesas operacionais representaram 18,8% da receita líquida em 2014, enquanto que em 2013 representaram 18,3%, influenciado pelo efeito da GSF na receita. Excluindo-se o GSF da receita, as despesas operacionais representariam 15,4% da receita líquida em 2014, enquanto que em 2013 representaram 18,7%, influenciado pelo efeito da GSF na receita.

Os componentes das despesas (receitas) operacionais e suas variações são tratados a seguir:

Despesas Gerais			Var %
(R\$ mil)	2013	2014	2013 x 2014
Despesas (Receitas) Totais	39.743	39.288	-1,1
- Gerais e Administrativas totais	42.506	39.448	-7,2
- Gerais e administrativas	37.667	26.703	-29,1
- Remuneração dos administradores	5.081	4.152	-18,3
- Provisão para perda em contrato de energia	(2.453)	5.267	-314,7
- Com estudos em desenvolvimento	2.211	3.326	50,4
- Outras (receitas) despesas operacionais, líquidas	(2.763)	(160)	-94,2

Despesas gerais e administrativas

Em 2014, despesas gerais e administrativas atingiram R\$ 26,7 milhões, apresentando redução de R\$ 11 milhões, variação de -

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

29,1% em comparação com 2013, quando atingiram R\$ 37,7 milhões. A redução reflete o plano de cortes de despesas operacionais implantado no final de 2013, com destaque para a Statkraft Controladora, contribuindo com R\$ 7,1 milhões, composto por redução nas contas de (a) folha de pagamento R\$ 1,1 milhão, (b) gastos com viagens R\$ 462 mil, (c) serviços de terceiros R\$ 400 mil, (d) contrato de compartilhamento de serviços com controlador R\$ 1,0 milhão, (e) implantação e manutenção do ERP R\$ 1,0 milhão, (f) aluguel R\$ 350 mil, (g) reversão de honorários advocatícios com arbitragem da Brasil Bio Energia - BBE R\$ 1,1 milhão, e (g) provisão para contingências trabalhistas em 2013 R\$ 1,6 milhão. Também contribuiu a redução das despesas das subsidiárias operacionais, e a reclassificação contábil de despesas operacionais para custos operacionais relativos ao Centro de Operação Remoto, relacionado diretamente à prestação de serviços de O&M da subsidiária ENEX. Por outro lado, o resultado de 2014 contempla provisão para bônus participação nos resultados no valor total de R\$ 2,2 milhões.

Honorários da administração

Em 2014, as despesas com honorários da administração atingiram R\$ 4,1 milhões, apresentando redução de R\$ 929 mil, variação de -18,3% em comparação com 2013, quando atingiram R\$ 5,1 milhões. A variação é fator da redução no número de diretores estatutários, em linha com plano de redução de despesas da Companhia, implantado ao final de 2013.

Provisão para perda em contrato de energia

As despesas contemplam provisão para penalidade Enercasa no valor de R\$ 4,4 milhões, referente ao ano de 2014. Adicionalmente contempla provisão para penalidade de Barra dos Coqueiros no valor de R\$ 904 mil pelo déficit de geração.

Com estudos em desenvolvimento

As despesas contemplam investimentos na manutenção e desenvolvimento da nossa carteira de projetos. No ano de 2014 ocorreu baixa contábil para perda dos estudos com o projeto Itacaiúnas no valor de R\$ 1,8 milhão.

Descontado o valor da baixa, a variação apresenta redução das despesas, refletindo o atual período de estudo de repriorização dos projetos em desenvolvimento, para implementação dos mesmos, em condições favoráveis de mercado.

Outras receitas operacionais, líquidas

Em 2013, as outras (receitas) despesas operacionais líquidas atingiram uma receita de R\$ 2,8 milhões, em comparação com uma receita de R\$ 160 mil em 2014. A receita apurada no em 2013 é referente à baixa de provisão para contingência civil, considerando a reavaliação do status dos processos jurídicos.

Resultado Financeiro

Em 2014, o resultado financeiro correspondeu a uma despesa líquida de R\$ 100,1 milhões, redução de R\$ 12,4 milhões, equivalente a 11,0%, na comparação com 2013, quando o resultado financeiro correspondeu a uma despesa líquida de R\$ 112,4 milhões.

Os componentes do resultado financeiro e suas variações são tratados a seguir:

Resultado Financeiro	2013	2014	Var %
(R\$ mil)			2013 x 2014
Despesas financeiras	131.665	126.602	-3,8
- Com financiamentos (iii)	66.786	76.121	14,0
- Cartas de fiança bancária (v)	5.236	6.741	28,7
- IOF e multa e juros sobre tributos (iv)	2.004	3.183	58,8
- Variações monetárias e cambiais passivas (ii)	27.717	26.407	-4,7
- Concessões a pagar e outras despesas	8.893	9.144	2,8
- Outras despesas financeiras (i) (vi)	21.029	5.006	-76,2
Receitas financeiras	19.212	26.522	38,0
- Com aplicações financeiras	5.579	5.974	7,1

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Variações monetárias e cambiais ativas	13.633	20.548	50,7
Resultado Financeiro	112.453	100.080	-11,0

Despesas financeiras

Em 2014, as despesas financeiras atingiram R\$ 126,6 milhões, apresentando redução de R\$ 5,1 milhões, equivalente a 3,8% na comparação com 2013, quando atingiram R\$ 131,7 milhões. Tal variação é decorrente (i) da redução de outras despesas financeiras, uma vez que em 2013 foi constituída provisão para ativo não recuperável, no valor de R\$ 15,7 milhões, referente ao saldo do contrato de mútuo com a PauD'alto, e (ii) da redução da variação cambial passiva da subsidiária Energen, no valor de R\$ 2,2 milhões, referente ao empréstimo tomado em dólar junto ao CDB.

Por outro lado, a redução das despesas financeiras foi parcialmente compensada pelo (iii) aumento de 14,0% das despesas com financiamentos, que passaram de R\$ 66,8 milhões em 2013 para R\$ 76,1 milhões em 2014, em consequência da combinação (a) do aumento das despesas com empréstimos da Statkraft Holding no valor de R\$ 11,6 milhões, fator do aumento do saldo do endividamento bancário, bem como do aumento da taxa de juros, uma vez que as dívidas são indexadas ao DI, do (b) aumento de R\$ 606 mil no valor dos juros amortizados do empréstimo firmado com o BNB, fator do perfil de amortização, sendo compensados pela (c) redução de R\$ 2,5 milhões no valor dos juros amortizados dos empréstimos firmados com o BNDES, das subsidiárias em operação, PCH Esmeralda, PCH Santa Laura, PCH Santa Rosa, PCH Moinho, UHE Monjolinho e UTE Enercasa, em função dos juros pagos serem decrescentes conforme prevê o contrato, da (iv) correção do saldo de IOF dos mútuos *intercompany* no valor de R\$ 1,8 milhão, do (v) aumento das despesas com cartas de fiança bancária, no valor de R\$ 1,7 milhão, principalmente em função das fianças contratados nos empréstimos de curto prazo tomados pela Statkraft Controladora, bem como fianças corporativas com controladores. (vi) Outras despesas financeiras são compostas principalmente por (a) pagamento de R\$ 1,0 milhão de *waiver fee* para os debenturistas da 1ª emissão em função da concessão de *waiver* em abril de 2014 e (b) do diferimento dos gastos com operação de mercado de capitais no valor de R\$ 1,4 milhão.

Receitas financeiras

Em 2014, as receitas financeiras atingiram R\$ 26,5 milhões, apresentando aumento de R\$ 7,3 milhões, equivalente a 38,0% na comparação com 2013, quando atingiram R\$ 19,2 milhões. Tal variação é decorrente principalmente (vii) do aumento das variações monetárias e cambiais ativas, no valor de R\$ 6,9 milhões, em função da (a) correção monetária dos recebíveis dos controladores, no valor de R\$ 4,9 milhões, além da (b) correção do saldo de recebíveis referente ao superávit de geração das Eólicas da Bahia no valor de R\$1,1 milhão.

Resultado de Participações Societárias

Em 2014, o resultado de participações societárias foi de R\$ 16,2 milhões, em comparação com um resultado de R\$ 3,0 milhões apurado em 2013.

Os componentes do resultado de participações societárias e suas variações são tratados a seguir:

Resultado de participações societárias	2013	2014	Var %
(R\$ mil)			2013 x 2014
- Participação nos lucros de coligadas e controladas em conjunto	1.307	12.214	834,5
- Dividendos recebidos	2.859	3.856	34,9
- Ganho na alienação de investimentos	-	1.244	100,0
- Amortização de ágio	(1.150)	(1.150)	-
Resultado de participações	3.016	16.164	435,9

Participação nos lucros de coligadas e controladas em conjunto

Em 2014, o resultado da participação nos lucros de coligadas e controladas em conjunto é composto (i) pelo resultado positivo

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

da subsidiária Goiás Transmissão S.A. (25,5%), no valor de R\$ 7,0 milhões, (ii) pelo resultado positivo da subsidiária MGE Transmissão S.A. (25,5%), no valor de R\$ 3,1 milhões e (iii) pelo resultado positivo da subsidiária Passos Maia Energética S.A. (50%), no valor de R\$ 2,1 milhões.

Dividendos recebidos

Em 2014, a Companhia recebeu dividendos referentes à sua participação societária minoritária mantida no Complexo Energético Rio das Antas – CERAN (5%) no valor de R\$ 2,7 milhões e Dona Francisca (2,12%) no valor de R\$ 1,2 milhão.

Ganho na alienação de investimentos

Em fevereiro de 2014 a Companhia reconheceu o valor de R\$ 1,2 milhão como ganho pela alienação da participação mantida no FIP Energias Renováveis.

Amortização de ágio sobre investimento

Amortização do ágio sobre a valorização da ENEX, em função da operação de aquisição de participação ocorrida em setembro de 2011, onde a Statkraft adquiriu os 50% restantes dessa Companhia.

Imposto de Renda e Contribuição Social

A Statkraft, assim como as suas controladas Enex, Enercasa e Energen optou pela apuração do resultado tributável observando a sistemática do lucro real. As demais empresas controladas optaram pelo regime de lucro presumido para apuração do IRPJ e da CSLL incidente sobre o resultado tributável.

Em 2014, imposto de renda e contribuição social somaram R\$ (3,9) milhões, compostos por despesas de IRPJ e CSLL no valor de R\$ (7,8) milhões e por IR diferido no valor de R\$ 3,9 milhões. O IR diferido é composto principalmente pela constituição de IR diferido sobre variação cambial passiva no valor de R\$ 5,9 milhões da subsidiária Energen e de IR diferido no valor de R\$ 741 mil da Controladora, sendo parcialmente compensado pela baixa de R\$ 2,4 milhões de IR diferido da subsidiária Macaúbas.

Participação de Não Controladores

Em 2014, a participação de não controladores foi de R\$ (572) mil, representando a participação de não controladores na subsidiária Energen Energias Renováveis S.A.

Lucro (Prejuízo) Líquido do Período

Em 2014, foi registrado prejuízo de R\$ 19,5 milhões, enquanto que em 2013 apuramos prejuízo de R\$ 32,5 milhões, em linha com os efeitos mencionados anteriormente, com destaque para o efeito negativo do ajuste do GSF de R\$ 40,5 milhões.

▪ ATIVO - 31 DE DEZEMBRO DE 2013 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2012 REAPRESENTADO

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Ativo	dez/13	AV	dez/12	AV	AH
	reapresentado				
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	28.803	1,65%	124.677	6,58%	-76,90%
Aplicação financeira restrita	-	0,00%	-	0,00%	0,00%
Contas a receber	24.177	1,38%	27.410	1,45%	-11,79%
Dividendos a receber	10.654	0,61%	1.154	0,06%	823,22%
Impostos a recuperar	6.459	0,37%	4.650	0,25%	38,90%
Estoques	1.052	0,06%	983	0,05%	7,02%
Outros ativos	9.432	0,54%	4.503	0,24%	109,46%
Investimento mantidos para venda	3.060	0,17%	16.976	0,90%	-81,97%
	83.637	4,78%	180.353	9,51%	-53,63%
Não circulante					
Aplicação financeira restrita	52.119	2,98%	40.023	2,11%	30,22%
Partes relacionadas	26.824	1,53%	43.425	2,29%	-38,23%
Imposto de renda diferido	23.768	1,36%	5.604	0,30%	324,13%
Investimentos em entidades não controladas valor justo	66.677	3,81%	81.213	4,28%	-17,90%
Tributos a recuperar	263	0,02%	-	0,00%	-100,00%
Outros ativos	8.441	0,48%	27	0,00%	31162,96%
	178.092	10,18%	170.292	8,98%	4,58%
Investimentos	150.656	8,61%	108.789	5,74%	38,48%
Imobilizado	1.194.632	68,29%	1.299.715	68,55%	-8,09%
Intangível	117.047	6,69%	115.388	6,09%	1,44%
Propriedades para investimentos	25.208	1,44%	21.419	1,13%	17,69%
	1.487.543	85,04%	1.545.311	81,51%	-3,74%
Total do ativo	1.749.272	100,00%	1.895.956	100,00%	-7,74%

CIRCULANTE**Caixa e equivalentes de caixa**

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Caixa e equivalentes de caixa" atingiu R\$28,8 milhões, apresentando redução de 76,9% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$124,7 milhões. A variação observada é explicada principalmente (i) pelo aporte de capital de R\$ 36,5 milhões realizado na subsidiária Goiás, (ii) pelo aporte de capital de R\$ 30,4 milhões realizado na subsidiária MGE, (iii) pagamento à fornecedores, no valor de R\$ 40,0 milhões, pela subsidiária Energen e usinas do Complexo Eólico da Bahia referente à implantação de empreendimentos de geração de energia, (iv) pagamento de R\$ 22 milhões referente à devolução do montante de energia faturada e não entrega pela subsidiária Enercasa. A redução foi

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

parcialmente compensada pelas captações de capital de giro tomadas pela Controladora.

Contas a receber

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Contas a Receber” atingiu R\$24,2 milhões, apresentando redução de 11,8% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$27,4 milhões. A variação observada é explicada principalmente pela (i) redução no saldo a receber pela venda de energia elétrica, no valor de R\$2,2 milhões da subsidiária Enercasa, haja vista a suspensão do faturamento do seu contrato de Venda de Energia com a CCEE, conforme termos do despacho ANEEL nº 1.516, de 14 de maio de 2013. O saldo remanescente refere-se à redução do “Contas a Receber” dos demais empreendimentos em operação pelo fato da data do recebimento da parcela da fatura, pela venda de energia, ter ocorrido no final de semana, fazendo com que o pagamento ocorresse no mês subsequente. A redução foi parcialmente compensada pelo aumento do saldo de “Contas a Receber” da subsidiária ENEX tendo em vista o aumento do número de contrato de prestação de serviços de O&M.

Dividendos a receber

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Dividendos a receber” atingiu R\$10,6 milhões, apresentando um aumento de 823,2% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$1,2 milhão. Esta variação decorre, principalmente, do reconhecimento de dividendos a receber da subsidiária Goiás Transmissão S.A. referente ao exercício social de 2013, no valor de R\$10,4 milhões.

Impostos a recuperar

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Impostos a recuperar” atingiu R\$6,5 milhões, apresentando um aumento de 38,9% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$4,6 milhões. Esta variação decorre do aumento da recuperação de PIS e COFINS, principalmente na subsidiária ENEX, tendo em vista o aumento das operações.

Outros ativos

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Outros ativos” atingiu R\$9,4 milhões, aumento de 109,5% em comparação a 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$4,5 milhões. Esta variação decorre principalmente (i) pelo aumento de R\$4,6 milhões com despesas antecipadas da Statkraft Controladora fruto da reclassificação das despesas com IPO anteriormente alocada no contas a receber com partes relacionadas, sendo que o valor, após análise pelos acionistas foi considerado gasto de estruturação organizacional não atrelado à operação de venda da companhia. Será dada baixa no valor contra outras despesas financeiras.

Investimentos mantidos para venda

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Investimentos mantidos para venda” atingiu R\$3,1 milhões, redução de 82% em comparação a 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$17 milhões. Esta variação decorre principalmente da venda do projeto da UHE São Roque, no valor de R\$15,5 milhões. Por outro lado, contribuiu para o aumento do saldo de “Investimentos mantidos para venda” a reclassificação do valor de R\$ 3,1 milhões, do saldo do investimento realizado no FIP Energias Renováveis S.A..

Ativo circulante total

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Ativo circulante total” atingiu R\$83,6 milhões, apresentando uma redução de 53,6% em comparação a 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$180,3 milhões.

NÃO CIRCULANTE

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Aplicação financeira restrita

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Aplicação financeira restrita” era de R\$52,1 milhões, apresentando um aumento de 30,2% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$40,0 milhões. Esta variação decorre principalmente (i) do aumento do saldo da aplicação financeira, no valor de R\$8,2 milhões, em nome da Statkraft Controladora, decorrente do complemento das garantias do contrato de emissão das Debêntures (ii) do aumento do saldo da aplicação financeira, no valor de R\$7,0 milhões, em nome das usinas do Complexo Eólico da Bahia, decorrente de obrigação derivada de contrato celebrado com o BNB. Por outro lado, mitigou o aumento do saldo de “Aplicação financeira restrita” o resgate de aplicação realizado pela UHE Monjolinho, após aval do BNDES, tendo em vista a constituição de saldo acima do limite necessário, contribuindo com redução de R\$2,0 milhões.

Partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Partes relacionadas” foi de R\$26,8 milhões, apresentando uma redução de 38,2% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando o saldo foi de R\$43,4 milhões. Esta variação decorreu, principalmente (i) pela transferência de saldo, no valor de R\$ 4,6 milhões, para “Outros ativos”, fruto da reclassificação das despesas com IPO, sendo que o valor, após análise pelos acionistas foi considerado gasto de estruturação organizacional não atrelado à operação de venda da companhia, sendo R\$ 3,9 milhões da Jackson e R\$701 mil da FUNCEF e (ii) pela baixa dos recebíveis da PauD’alho através da constituição de provisão para ativo não recuperável, no valor de R\$ 15,7 milhões. Por outro lado, contribuiu para mitigar a redução do saldo de “Partes relacionadas” o aumento no valor R\$875 mil da Adami Madeiras.

Imposto de renda diferido

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Imposto de renda diferido” foi de R\$23,8 milhões, apresentando um aumento de 324,1% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando o saldo foi de R\$5,6 milhões. Esta variação decorreu principalmente do aumento do Imposto de renda diferido das subsidiárias Energen e Usinas do Complexo Eólico da Bahia, as quais aderiram ao regime tributário pelo lucro real em 2013 e juntas contribuíram para o aumento de R\$15,3 milhões do de “Imposto de renda diferido”.

Investimentos em entidades não controladas ao valor justo

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Investimentos em entidades não controladas ao valor justo” atingiu R\$66,7 milhões, apresentando uma redução de 17,9% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$81,2 milhões. Esta variação decorre da transferência para o curto prazo, conta “Investimentos mantidos para venda”, no valor de R\$ 3,1 milhões, do saldo do investimento realizado no FIP Energias Renováveis S.A., além da reavaliação do valor justo dos empreendimentos minoritários motivado pela desconsideração da extensão da concessão.

Outros ativos

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Outros ativos” atingiu R\$8,4 milhões, enquanto que em comparação com 31 de dezembro de 2012 o saldo era nulo. O valor representa a constituição de provisão de recebíveis das subsidiárias Seabra (R\$ 2,5 milhões) e Novo Horizonte (R\$5,5 milhões) referente ao superávit de geração de energia na comparação com o seu Contrato de Venda de Energia.

Investimentos

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Investimentos” atingiu R\$150,6 milhões, apresentando um aumento de 38,5% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$108,8 milhões. Esta variação decorre principalmente dos investimentos realizados necessários para a implantação dos empreendimentos de transmissão de energia Goiás e MGE Transmissão S.A..

Imobilizado

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Imobilizado” atingiu R\$1.194,6 milhões, apresentando uma redução de 8,1% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$1.299,7 milhões. Esta variação decorre principalmente (i) da depreciação do ativo imobilizado dos Empreendimentos em Operação, no valor de R\$59,5 milhões, além da baixa devido à acordo contratual efetuado entre Statkraft/Engevix e Alstom, datado em 23/12/2013, que trata da redução de preço contratual, reconhecimento de dívida, transação e outras avenças, que adita o contrato efetuado entre as partes citadas da Empreitada Integral para Implantação das Centrais Geradoras Eólicas do Complexo Eólico da Bahia, que abrangem as controladas Macaúbas, Novo Horizonte e Seabra. A dedução de preço foi incentivada pelo não atendimento do prazo de aceitação (entrega das Centrais Geradoras em funcionamento) na data acordada no contrato de empreitada. Com isso, houve redução de imobilizado nestas controladas no montante de R\$ 48,3 milhões, que representa a maior parte das baixas do ano de 2013, conforme apresentado no quadro abaixo.

Intangível

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Intangível” atingiu R\$117,1 milhões, apresentando aumento de 1,4% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$115,4 milhões. A variação observada é fruto principalmente da constituição de provisão para gastos ambientais necessários para manutenção da Licença de Operação, principalmente nas subsidiárias Santa Laura e Santa Rosa, por força do início de nova vigência das Licenças.

Propriedades para investimentos

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Propriedades para investimentos” atingiu R\$25,2 milhões, apresentando aumento de 17,7% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$21,4 milhões. A variação observada é fruto da aquisição de terras para implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica.

Ativo Não Circulante Total

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Ativo Não Circulante” atingiu R\$1.487,5 milhões, apresentando uma redução de 3,7% em comparação a 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$1.545,3 milhões.

Total do Ativo

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Total do Ativo” atingiu R\$1.749,3 milhões, apresentando uma redução de 7,7% em comparação a 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$1.896,0 milhões.

▪ PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO - 31 DE DEZEMBRO DE 2013 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2012 REAPRESENTADO

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Passivo e patrimônio líquido	dez/13	AV	dez/12	AV	AH
	reapresentado				
Circulante					
Fornecedores	33.260	1,90%	108.899	5,74%	-69,46%
Financiamentos	122.751	7,02%	70.366	3,71%	74,45%
Partes relacionadas	7.363	0,42%	30.078	1,59%	-75,52%
Concessões a pagar	6.500	0,37%	6.255	0,33%	3,92%
Salários e encargos sociais	4.135	0,24%	4.240	0,22%	-2,48%
Impostos e contribuições a recolher	14.822	0,85%	14.767	0,78%	0,37%
Imposto de renda e contribuição social a recolher	6.816	0,39%	5.875	0,31%	16,02%
Provisão para contrato de energia	7.425	0,42%	33.058	1,74%	-77,54%
Dividendos propostos	47	0,00%	47	0,00%	0,00%
Terras servidão	-	0,00%	2.037	0,11%	-100,00%
Outros passivos	17.814	1,02%	27.267	1,44%	-34,67%
	220.934	12,63%	302.889	15,98%	-27,06%
Não circulante					
Financiamentos	800.503	45,76%	831.850	43,87%	-3,77%
Imposto de renda diferido	5.561	0,32%	6.676	0,35%	-16,70%
Concessões a pagar	56.538	3,23%	55.015	2,90%	2,77%
Tributos a pagar	741	0,04%	-	0,00%	100,00%
Outros Passivos	21.390	1,22%	12.061	0,64%	77,35%
	884.733	50,58%	905.602	47,76%	-2,30%
Total do passivo	1.105.667	63,21%	1.208.491	63,74%	-8,51%
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas da controladora					
Capital social	665.312	38,04%	665.312	35,09%	0,00%
Ajuste de avaliação patrimonial	32.963	1,88%	44.432	2,34%	-25,81%
Reservas de lucros	739	0,04%	8.448	0,45%	-91,25%
Lucros (prejuízos) acumulados	-55.994	-3,20%	-32.049	-1,69%	74,71%
	643.020	36,76%	686.143	36,19%	-6,28%
Participação dos não controladores	486	0,03%	1.322	0,07%	-63,24%
Total do patrimônio líquido	643.506	36,79%	687.465	36,26%	-6,39%
Total do passivo e patrimônio líquido	1.749.172	100,00%	1.895.956	100,00%	-7,74%

CIRCULANTE**Fornecedores**

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Fornecedores" foi de R\$ 33,3 milhões, apresentando uma redução de 69,5% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando o saldo foi de R\$108,9 milhões. Esta variação decorreu da redução do saldo a pagar a Fornecedores, principalmente (i) das subsidiárias do Complexo Eólico da Bahia pelo acordo contratual efetuado entre Statkraft/Engevix e Alstom, conforme comentado anteriormente na conta "Imobilizado" afetando em R\$ R\$ 48,3 milhões, (ii) das subsidiárias do Complexo Eólico da Bahia pelo acordo contratual efetuado entre Statkraft/Engevix e Alstom, que resultou

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

no pagamento efetivo de R\$20 milhões ao fornecedor Alstom e (iii) da subsidiária Energem pelo pagamento de fornecedores relacionados à implantação do Parque Eólico de Barra dos Coqueiros, no valor de R\$5,6 milhões.

Financiamentos

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Financiamentos" atingiu R\$122,7 milhões, apresentando um aumento de 74,5% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$70,4 milhões. Tal variação decorre principalmente (i) da captação de financiamento na Statkraft Controladora, no valor de R\$75 milhões em função da necessidade de giro de algumas de suas subsidiárias, (ii) da variação cambial líquida R\$15,2 milhões, (iii) da transferência de parcela a vencer do longo prazo para o curto prazo no total de R\$31,3 milhões e (iv) pela apropriação de encargos financeiros ao resultado no valor de R\$66,8 milhões. Por outro lado, contribuiu para a redução do saldo de "Financiamentos" o pagamento de R\$70,7 milhões de juros e o pagamento de R\$64,8 milhões de principal.

Partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Partes relacionadas" foi de R\$7,4 milhões, apresentando uma redução de 75,5% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$30,1 milhões. Tal variação decorre principalmente (i) da redução do saldo a pagar à Engevix, no valor de R\$5,9 milhões, em função do pagamento realizado de saldo dos contratos de EPC e (ii) pela liquidação do compromisso de aporte de capital na Goiás Transmissão S.A. no valor de R\$8,7 milhões e na MGE Transmissão S.A. no valor de R\$7,7 milhões.

Concessões a Pagar

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Concessões a Pagar" atingiu R\$6,5 milhões, apresentando um aumento de 3,9% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$6,2 milhões. Esta variação decorreu principalmente do efeito da correção monetária sobre saldo a pagar de UBP reconhecido por competência no exercício de 2013.

Salários e encargos sociais

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Salários e encargos sociais" atingiu R\$4,1 milhões, apresentando uma redução de 2,5% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$4,2 milhões. O saldo de "Salários e encargos sociais" é representado pelos compromissos com folha da Controladora e da subsidiária ENEX.

Impostos e contribuições a recolher

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Impostos e contribuições a recolher" atingiu R\$14,8 milhões, permanecendo estável em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$14,8 milhões.

Imposto de renda e contribuição social a recolher

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Imposto de renda e contribuição social a recolher" atingiu R\$6,8 milhões, apresentando um aumento de 16,0% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$5,9 milhões. Tal variação decorre principalmente do aumento do faturamento de nossos Empreendimentos em Operação, ensejando, consequentemente, o aumento do valor de imposto de renda e contribuição social reconhecido por competência no exercício de 2013.

Provisão para contrato de energia

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Provisão para contrato de energia" atingiu R\$7,4 milhões, apresentando uma redução de 77,5% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$33,1 milhões. Tal variação decorre principalmente (i) do pagamento, no valor de R\$22,0 milhões, pela energia faturada, recebida e não entregue, durante o ano de 2012, pela nossa subsidiária Enercasa e (ii) pela baixa de provisão para aplicação de fator "j" à penalidade, pela não entrega de energia

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

pela nossa subsidiária Enercasa, durante o ano de 2012 no valor de R\$7,7 milhões. Por outro lado, contribuiu para o aumento do saldo de "Provisão para contrato de energia" a constituição de provisão para multa pela não entrega de energia pela nossa subsidiária Enercasa, durante o ano de 2013, no valor de R\$4,1 milhões.

Outros passivos

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Outros passivos" atingiu R\$17,8 milhões, apresentando uma redução de 34,7% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$27,3 milhões. Esta variação decorre principalmente da baixa por pagamento de provisão para gastos pré operacionais da subsidiária Energen, no valor de R\$ 15,3 milhões. Por outro lado, contribuiu para o aumento do saldo de "Outros passivos" a constituição de provisão, no valor de R\$ 3,2 milhões, pelo déficit de geração da subsidiária Energen na comparação com os compromissos assumidos em seu contrato de Venda de Energia.

Total do passivo circulante

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2013 o saldo de "Total do passivo circulante" atingiu R\$220,9 milhões, apresentando uma redução de 27,1% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$27,3 milhões.

PASSIVO NÃO CIRCULANTE

Financiamentos

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Financiamentos" atingiu R\$800,5 milhões, apresentando uma redução de 3,8% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$831,9 milhões. Esta variação decorre da transferência de principal a vencer para o curto prazo, no valor aproximado de R\$31,3 milhões.

Concessões a pagar

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Concessões a pagar" atingiu R\$56,5 milhões, apresentando um aumento de 2,9% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$55,0 milhões. Esta variação decorre principalmente da combinação do efeito da mudança da classificação de "longo prazo" para "curto prazo" sobre saldo a pagar de UBP (longo prazo) reconhecido por competência no exercício de 2013, além do efeito da correção monetária.

Outros passivos

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Outros passivos" atingiu R\$21,4 milhões, apresentando um aumento de 77,4% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$12,1 milhões. Esta variação decorre principalmente (i) da constituição de provisões para gastos com adequação de meio ambiente das subsidiárias Monjolinho, R\$4,8 milhões, Santa Rosa R\$1,5 milhão e Santa Laura R\$1,3 milhão e (ii) da constituição de provisão, no valor de R\$2,1 milhões, pelo déficit de geração da subsidiária Energen na comparação com os compromissos assumidos em seu contrato de Venda de Energia.

Total de passivo não circulante

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Total de passivo não circulante" atingiu R\$884,7 milhões, apresentando uma redução de 2,3% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$905,6 milhões.

Total de passivo

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2013, o saldo de "Total de passivo" atingiu R\$1.105,7 milhões, apresentando uma redução de 8,5% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$1.208,5 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Patrimônio líquido atribuído aos acionistas

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Patrimônio líquido atribuído aos acionistas” foi de R\$ 643,0 milhões, apresentando uma redução de 6,3% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$686,1 milhões. Esta variação se deu por força do prejuízo apurado do exercício social de 2013, cujo valor em 31 de dezembro de 2013 foi de R\$ 31.654 mil excluindo participação de não controladores, além da redução de R\$11.469 mil no valor do ajuste de avaliação patrimonial, referente ao valor justo de investimentos em entidades não controladas.

Participação dos não controladores

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo de “Participação dos não controladores” era de R\$486 mil, representado pela participação de não controladores da nossa subsidiária Energen.

Total do passivo e patrimônio líquido

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2013 o saldo da conta “Total do passivo e patrimônio líquido” atingiu R\$1.749,2 milhões, apresentando uma redução de 7,7% em comparação com 31 de dezembro de 2012, quando atingiu R\$1.896 milhões.

- **COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OPERACIONAIS DOS EXERCÍCIOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012 REAPRESENTADO.**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	2013	2012	AH
Receita			
Fornecimento de energia elétrica	185.424	164.404	12,79%
Serviços prestados	25.916	22.618	14,58%
Receita operacional	211.340	187.022	13,00%
Custo do fornecimento de energia elétrica	-85.408	-71.482	19,48%
Custo dos serviços prestados	-18.242	-14.261	27,92%
	-103.650	-85.743	20,88%
Lucro (prejuízo) bruto	107.690	101.279	6,33%
(Despesas) receitas operacionais			
Gerais e administrativas	-42.506	-51.558	-17,56%
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	2.763	513	438,60%
Participação nos lucros de controladoras	0	158	-100,00%
	-39.743	-50.887	-21,90%
Lucro (prejuízo) operacional antes do resultado financeiro	67.947	50.392	34,84%
Resultado financeiro			
Despesas financeiras	-131.665	-89.234	47,55%
Receitas financeiras	19.212	7.255	164,81%
	-112.453	-81.979	37,17%
Resultado de participações societárias			
Participação nos lucros (prejuízos) de coligadas em conjunto	1.307	4.867	-73,15%
Dividendos recebidos	2.859	1.074	166,20%
Amortização de ágio	-1.150	-1.150	0,00%
	3.016	4.791	-37,05%
Lucro (Prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	-41.490	-26.796	54,84%
Imposto de renda e contribuição social	9.000	-4.826	-286,49%
Lucr (Prejuízo) líquido do exercício	-32.490	-31.622	2,74%
Atribuível aos:			
Acionistas da Controladora	-31.654	-31.998	-1,08%
Participação de não controladores	-836	376	-322,34%
	-32.490	-31.622	2,74%
(Prejuízo) lucro básico e diluído por lote de mil ações	-0,27054	-0,27348	-1,08%

Nossas receitas consistem principalmente de fornecimento de energia elétrica, serviços prestados e receita de venda e reembolso de projetos.

Receita Operacional Líquida

Em 2013, a receita operacional líquida total somou R\$ 211,3 milhões, representando aumento de R\$ 24,3 milhões, equivalente a 13,0% na comparação com 2012, quando o valor foi de R\$ 187 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os componentes da receita operacional líquida e suas variações são tratados a seguir:

Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	2012	2013	Var % 2012 x 2013
Receita Líquida Total	187.022	211.340	13,0
- Fornecimento de energia	164.404	185.424	12,8
- Serviços O&M	22.516	25.291	12,3
- Outros serviços	101	626	519,8

Receita líquida de fornecimento de energia elétrica

Em 2013, a receita líquida com o fornecimento de energia elétrica foi de R\$ 185,4 milhões, apresentando aumento de R\$ 21,0 milhões, crescimento de 12,8% em comparação com 2012, quando a receita líquida de fornecimento de energia elétrica foi de R\$ 164,4 milhões. O aumento decorreu principalmente (i) do incremento da receita de venda de energia do Complexo Eólico da Bahia e do Parque Eólico de Barra dos Coqueiros, contribuindo com adicional de R\$ 21,8 milhões e R\$ 6,8 milhões, respectivamente, em função da entrada em operação comercial ao longo do 2S12, (ii) pela reversão de receita líquida, no valor de R\$ 20,7 milhões, da UTE Enercasa, ocorrida em dezembro de 2012, fruto da não geração de energia conforme comentado no item 9-A acima e (iii) pelo reajuste contratual do preço médio da energia comercializada das subsidiárias, contribuindo com cerca de R\$ 8,1 milhões.

Por outro lado, contribuiu para a mitigação do aumento da receita líquida de fornecimento de energia elétrica, no período dos doze meses de 2013 (i) a redução de R\$ 29,1 milhões na receita líquida da UTE Enercasa por força da suspensão temporária da liquidação financeira perante a CCEE, conforme comentado no item 9-A acima, (ii) a variação do resultado com GSF/MRE no valor de R\$ 3,4 milhões, (iii) pela contabilização do déficit de geração de energia do contrato de fornecimento referente às usinas eólicas, no valor líquido total de R\$ 1,9 milhões, conforme comentado no item 9-B acima e (iv) redução do faturamento da PCH Moinho em cerca de R\$ 1 milhão pela revisão do preço de comercialização, conforme previa o Contrato de Venda de Energia.

Receita líquida de serviços de O&M

Em 2013, a receita líquida de serviços de O&M foi de R\$ 25,3 milhões, apresentando aumento de R\$ 2,8 milhões, equivalente a 12,3% em comparação com 2012, quando a receita líquida de serviços de O&M foi de R\$ 22,5 milhões. O aumento foi decorrente dos reajustes contratuais, novos contratos firmados, principalmente no 4T13, além do faturamento de serviços extras realizados, durante o 1T13, não previstos em contratos.

Em 31 de dezembro de 2013, a ENEX possuía 37 contratos de prestação de serviços de O&M, dos quais, 34 somavam capacidade instalada de 1.115 MW, além de 3 contratos referentes ao O&M de duas linhas de transmissão e uma subestação.

Receita líquida de outros serviços

Em 2013, a receita líquida de outros serviços prestados somou R\$ 626 mil, enquanto que em 2012 o valor foi de R\$ 101 mil. Esta receita é composta, principalmente, pelo faturamento da Statkraft Controladora com serviços de gerenciamento dos empreendimentos em operação e implantação, além de serviços de consultoria prestados.

Custo dos Serviços Prestados

Em 2013, o custo dos serviços prestados somou R\$ 103,6 milhões, representando aumento de R\$ 17,9 milhões, equivalente a 20,9% na comparação com 2012, quando o valor foi de R\$ 85,7 milhões.

Os componentes do custo dos serviços prestados e suas variações são apresentados na tabela abaixo:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Custo dos Serviços Prestados (R\$ mil)	2012	2013	Var % 2012 x 2013
Custo Total	85.743	103.650	20,9
- Custo do fornecimento de energia elétrica	71.482	85.408	19,5
- Depreciação e amortização	47.706	65.199	36,7
- Encargos setoriais	9.028	10.150	12,4
- Outros custos de fornecimento de energia elétrica	8.659	9.853	13,8
- Custo com compra de energia elétrica	6.089	206	-96,6
- Custo dos serviços prestados	14.261	18.242	27,9
- Serviços de O&M	14.154	17.806	25,8
- Outros serviços	107	436	307,5

Depreciação e amortização

Depreciação e amortização atingiu R\$ 65,2 milhões em 2013, incremento de 36,7% na comparação com 2012. A variação tem como principal fator o aumento do ativo imobilizado decorrente da maior quantidade de usinas em operação, como o Parque Eólico de Barra dos Coqueiros e o Complexo Eólico da Bahia que entraram em operação comercial no 2S12 e juntos contribuíram para o aumento de R\$ 15,7 milhões na depreciação.

Em menor escala, houve redução no valor da depreciação das Usinas do Complexo Eólico da Bahia, em função da baixa do imobilizado ocorrido em dezembro de 2013, fator da negociação do saldo a pagar com fornecedor.

Encargos setoriais

Gasto com encargos setoriais totalizou R\$ 10,1 milhões em 2013, crescimento de 12,4% na comparação com 2012. A variação tem como principal fator o aumento na quantidade de usinas em operação, como o Parque Eólico de Barra dos Coqueiros e o Complexo Eólico da Bahia que entraram em operação comercial no 2S12 e juntos contribuíram para o aumento de R\$ 2,7 milhões com encargos de conexão e transmissão.

O aumento dos gastos com encargos setoriais foi parcialmente compensado pela desoneração provocada pela medida provisória 579, reduzindo em cerca de R\$ 1 milhão os encargos com taxas de uso do sistema de distribuição e transmissão.

Outros custos de fornecimento de energia elétrica

Em 2013, outros custos de fornecimento de energia elétrica totalizou R\$ 9,8 milhões, apresentando aumento de R\$ 1,2 milhão, incremento 13,8% na comparação com 2012, quando atingiu R\$ 8,7 milhões. O aumento tem como principais fatores (i) o reconhecimento de aporte de garantias e liquidação financeira das operações da Enercasa no âmbito da CCEE, no valor de R\$ 1,2 milhão e (ii) o início da cobrança pelo serviço de O&M prestado às usinas do Complexo Eólico da Bahia, a partir de julho de 2013, contribuindo para o aumento de R\$ 1,2 milhão.

Em contra partida ao aumento dos outros custos de fornecimento de energia elétrica ocorreram reduções na contratação de serviços de terceiros, em 2013, na comparação com o ano anterior.

Custo com compra de energia elétrica

O custo com compra de energia elétrica em 2013 é relativa à compra de energia da PCH Moinho. Já em 2012, o valor de R\$ 6,2 milhões é referente à compra de energia da UTE Enercasa. Em ambos os casos o objetivo foi o de atender os compromissos comerciais assumidos no Contrato de Compra e Venda de Energia, das subsidiárias.

Serviços de O&M

O custo dos serviços de O&M prestados em 2013 foi de R\$ 17,8 milhões, apresentando aumento de R\$ 3,6 milhões, incremento 25,8% em comparação com 2012, quando atingiu R\$ 14,1 milhões. Esta variação decorreu principalmente do aumento da estrutura para fazer frente ao aumento da receita de novos contratos. Também contribuiu, a reclassificação contábil de

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

despesas operacionais para custos operacionais relativos ao Centro de Operação Remoto, relacionado à prestação de serviços de O&M da subsidiária ENEX, adicionalmente ao reconhecimento de férias retroativas e encargos com desligamento de funcionários.

Outros serviços

O custo dos outros serviços em 2013 foi de R\$ 436 mil, apresentando aumento de 307,5% em comparação com 2012, quando atingiu R\$ 107 mil. O custo com outros serviços é composto principalmente por gastos com a operação da Statkraft Controladora, decorrente das atividades de gestão dos empreendimentos em operação e construção, além do desenvolvimento de projetos.

Despesas (Receitas) Operacionais

Em 2013, as despesas operacionais atingiram R\$ 39,7 milhões, apresentando redução de R\$ 11,1 milhões, equivalente 21,9% em comparação com o mesmo período de 2012, quando atingiram R\$ 50,9 milhões.

Os componentes das despesas (receitas) operacionais e suas variações são tratados a seguir:

Despesas Gerais (R\$ mil)	2012	2013	Var % 2012 x 2013
Despesas (Receitas) Totais	50.887	39.743	-21,9
- Gerais e Administrativas totais	51.558	42.506	-17,6
- Gerais e administrativas	32.106	37.667	17,3
- Honorários da administração	4.639	5.081	9,5
- Com estudos em desenvolvimento	3.793	2.211	-41,7
- Penalidade por inadimplência CCEE	11.020	(2.453)	-122,3
- Outras (receitas) despesas operacionais, líquidas	(513)	(2.763)	438,6
- Participação nos lucros de controladas	(158)	-	-100,0

Despesas gerais e administrativas

Em 2013, despesas gerais e administrativas atingiram R\$ 37,7 milhões, apresentando aumento de R\$ 5,6 milhões, incremento de 17,3% em comparação com 2012, quando atingiram R\$ 32,1 milhões. O crescimento é fator (i) da constituição de provisão para indenizações trabalhistas, no valor de R\$ 1,6 milhão, tendo em vista a estruturação organizacional ocorrida no final de 2013, (ii) início da operação comercial, ao longo do 2S12, do Parque Eólico de Barra dos Coqueiros e do Complexo Eólico da Bahia contribuindo com aumento de R\$ 1,7 milhão e de R\$ 2,5 milhões, respectivamente.

Por outro lado, contribuiu para a mitigação do aumento das despesas gerais e administrativas reclassificação contábil de despesas operacionais para custos operacionais relativos ao Centro de Operação Remoto, relacionado diretamente à prestação de serviços de O&M da subsidiária ENEX.

Honorários da administração

Em 2013, as despesas com honorários da administração atingiram R\$ 5,1 milhões, apresentando aumento de R\$ 442 mil, incremento de 9,5% em comparação com 2012, quando atingiram R\$ 4,6 milhões. O crescimento é fator (i) da correção salarial ocorrido durante 2013 conforme deliberado pela AGO/E de 25 de abril de 2013, (ii) no mês de fevereiro de 2013 ocorreram duas remunerações ao cargo de Diretor Presidente, período de transição da Presidência da Companhia, e (iii) remuneração do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores cuja função foi exercida pelo Diretor Presidente da Companhia durante o primeiro semestre de 2012, de forma cumulativa e não remunerada, enquanto o indicado ao cargo providenciava os documentos necessários para sua residência permanente no Brasil, uma vez que sua origem é norueguesa, conforme AGE de 08 de março de 2012.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Com estudos em desenvolvimento

As despesas contemplam investidos na manutenção e desenvolvimento da nossa carteira de projetos. A redução das despesas com estudos em desenvolvimento reflete o atual período de estudo de repriorização dos projetos em desenvolvimento.

Penalidade por inadimplência CCEE

Os gastos com penalidades por inadimplemento CCEE constituem em sua maioria provisões pela situação da subsidiária UTE Enercasa, englobando reversão de provisão no valor de R\$7,7 milhões e constituição de provisão no valor de R\$ 4,1 milhões.

Em 2013, o valor também contempla provisão, no valor de R\$ 1,2 milhão, do déficit de geração das subsidiárias Macaúbas e Barra dos Coqueiros.

Outras (receitas) despesas operacionais, líquidas

A receita de R\$ 2,8 milhões apurada em 2013 é referente à baixa de provisão para contingência civil e baixa para provisão de impostos.

Resultado Financeiro

Em 2013, o resultado financeiro correspondeu a uma despesa líquida de R\$ 112,4 milhões, aumento de R\$ 30,5 milhões, incremento de 37,2% na comparação com 2012, quando o resultado financeiro correspondeu a uma despesa líquida de R\$ 82,0 milhões.

Os componentes do resultado financeiro e suas variações são tratados a seguir:

Resultado Financeiro (R\$ mil)	2012	2013	Var % 2012 x 2013
Despesas financeiras	89.234	131.665	47,6
- Com financiamentos	53.050	66.786	25,9
- Cartas de fiança bancária	17.828	5.236	-70,6
- IOF e multa e juros sobre tributos	5.787	2.004	-65,4
- Variações monetárias e cambiais passivas	490	27.717	5556,5
- Concessões a pagar e outras despesas	10.179	8.893	-12,6
- Outras despesas financeiras	1.900	21.029	1006,8
Receitas financeiras	7.255	19.212	164,8
- Com aplicações financeiras	3.461	5.579	61,2
- Variações monetárias e cambiais ativas	3.794	13.633	259,3
Resultado Financeiro	81.979	112.453	37,2

Despesas financeiras

Em 2013, as despesas financeiras atingiram R\$ 131,7 milhões, apresentando aumento de R\$ 42,4 milhões, incremento 47,6% na comparação com 2012, quando atingiram R\$ 89,2 milhões. Tal variação é decorrente principalmente (i) do aumento de 25,9% das despesas financeiras com financiamentos, que passaram de R\$ 53,0 milhões 2012 para R\$ 66,8 milhões em 2013, em consequência (a) dos juros incorridos sobre o empréstimo do CDB tomados pela subsidiária Energen, cuja liberação ocorreu em dezembro de 2012, contribuindo com R\$ 6,2 milhões, (b) dos juros incorridos sobre o empréstimo do BNB tomado pelas Usinas do Complexo Eólico da Bahia, e que entraram em operação em julho de 2012, no valor de R\$ 8,1 milhões e (c) do aumento das despesas com empréstimos da Statkraft Holding no valor de R\$ 4,9 milhões. O aumento das despesas financeiras com financiamentos foi parcialmente compensado (d) pela redução de R\$ 5,4 milhões no valor dos juros amortizados dos empréstimos firmados com o BNDES, das controladas em operação, PCH Esmeralda, PCH Santa Laura, PCH Santa Rosa, PCH Moinho, UHE Monjolinho e UTE Enercasa, em função da redução da TJLP, além dos juros pagos serem decrescentes; (ii) do aumento da variação cambial passiva no valor de R\$ 27,7 milhões da subsidiária Energen, referente ao empréstimo tomado

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

em dólar junto ao CDB, conforme descrito no item 9-C acima; (iii) do aumento de outras despesas financeiras em função (a) da constituição de provisão para ativo não recuperável, no valor de R\$ 15,7 milhões, referente ao saldo do contrato de mútuo com a PauD'alto, conforme comentado no item 9-D, (b) da baixa de R\$ 1,6 milhão com gastos de estruturação da companhia para abertura de capital, anteriormente contabilizados como recebíveis de acionistas e (c) da apuração de Imposto de Renda sobre remessa ao exterior, incidente sobre o juro amortizado ao CDB pela subsidiária Energen, no valor de R\$ 1 milhão.

Por outro lado, contribuiu para a redução das despesas financeiras, de 2013, (i) a queda das despesas com IOF, tendo em vista a redução das captações de recursos ao longo do período, (ii) a redução das despesas com fiança bancária, tendo em vista a retirada das fianças da UHE Monjolinho, ocorrido a partir de outubro de 2012, além do reconhecimento, em setembro de 2012, das garantias corporativas retroativas devidas ao Controlador Grupo Engevix e (iii) a redução das concessões a pagar, relativas principalmente à UBP da UHE Monjolinho.

Receitas financeiras

Em 2013, as receitas financeiras atingiram R\$ 19,2 milhões, apresentando de aumento de R\$ 12,0 milhões, incremento de 164,8% em comparação com 2012, quando atingiram R\$ 7,3 milhões. Tal variação é decorrente principalmente (i) do aumento das variações cambiais ativas no valor de R\$ 12,5 milhões da subsidiária Energen, referente ao empréstimo em dólar tomado junto ao CDB, conforme descrito no item 9-C acima e (ii) do aumento da receitas com aplicações financeiras, em função do maior saldo de aplicações financeiras.

Resultado de Participações Societárias

Em 2013, o resultado de participações societárias positivo em R\$ 3,0 milhões, em comparação com um resultado também positivo de R\$ 4,8 milhões apurado em 2012.

Os componentes do resultado de participações societárias e suas variações são tratados a seguir:

Resultado de participações societárias (R\$ mil)	2012	2013	Var % 2012 x 2013
- Participação nos lucros de coligadas e controladas em conjunto	4.867	1.307	-73,1
- Dividendos recebidos	1.074	2.859	166,2
- Amortização de ágio	(1.150)	(1.150)	-
Resultado de participações	4.791	3.016	-37,0

Participação nos lucros de coligadas e controladas em conjunto

O resultado da participação nos lucros de coligadas e controladas em conjunto de 2013 é composto (i) pelo resultado positivo da subsidiária Goiás Transmissão S.A. (25,5%), no valor de R\$ 1,6 milhão, (ii) pelo resultado negativo da subsidiária MGE Transmissão S.A. (25,5%), no valor de R\$ 1,2 milhão e (iii) pelo resultado positivo da subsidiária Passos Maia Energética S.A. (50%), no valor de R\$ 928 mil.

Dividendos recebidos

Em 2013 a Companhia recebeu dividendos referentes à sua participação societária minoritária mantida no Complexo Energético Rio das Antas (5%) no valor de R\$ 1,9 milhão bem como dividendos referentes à sua participação societária minoritária mantida na Dona Francisca (2,12%) no valor de R\$ 969 mil.

Amortização de ágio

Amortização do ágio sobre a valorização da ENEX, em função da operação de aquisição de participação ocorrida em setembro de 2011, onde a Statkraft adquiriu os 50% restantes dessa Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Imposto de Renda e Contribuição Social

A Statkraft, assim como as suas controladas Enex, Monjolinho, Enercasa, Usinas do Complexo Eólico da Bahia e Energen optou pela apuração do resultado tributável observando a sistemática do lucro real. As demais empresas controladas optaram pelo regime de lucro presumido para apuração do IRPJ e da CSLL incidente sobre o resultado tributável.

Em 2013, imposto de renda e contribuição social contribuíram favoravelmente para o resultado em R\$ 9,0 milhões, fruto principalmente da constituição de provisão de IR Diferido sobre prejuízos acumulados parcial no valor de R\$ 8,6 milhões da subsidiária Energen, R\$ 2,8 milhões das subsidiárias que constituem o Complexo Eólico da Bahia, e de R\$ 2,7 milhões da subsidiária Monel. Também contribuiu a reversão de provisão para IR Diferido da Statkraft Controladora, no valor de R\$ 3,9 milhões, calculado sobre a variação dos investimentos em entidades não controladas ao valor justo. Para o mesmo período de 2012, imposto de renda e contribuição social contribuíram negativamente para o resultado em R\$ 4,8 milhões.

Participação de Não Controladores

Em 2013, a participação de não controladores foi de R\$ (836) mil, contra R\$ 376 mil em 2012, representando a participação de não controladores na subsidiária Energen Energias Renováveis S.A..

Lucro (Prejuízo) Líquido do Período

Em 2013, foi registrado prejuízo de R\$ 32,5 milhões, contra prejuízo de R\$ 31,6 milhões em 2012, em linha com os efeitos mencionados anteriormente.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2. Resultados das operações da Companhia

a) resultados das operações do emissor

i) Descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossa receita é composta preponderantemente pela venda da energia elétrica gerada por meio de nossos empreendimentos em operação. A previsibilidade da receita é assegurada por meio dos contratos de longo prazo firmados em ambiente regulado, protegendo nossos resultados das oscilações do mercado de curto prazo.

Além da venda de energia, nossa receita é complementada por serviços prestados de manutenção e operação de usinas de geração de energia por meio de nossa controlada Enx. Este componente de nossa receita também está positivamente relacionado com o crescimento da demanda por energia no país.

ii) Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

• Venda das Linhas de Transmissão

No dia 30 de março de 2015 a Statkraft comunicou ao mercado a assinatura do acordo de venda da participação societária detida nos ativos de transmissão, compostos por Goiás Transmissão S.A. (25,5%) e MGE Transmissão S.A. (25,5%), com a EEB – Empresa de Energia de Bogotá. O fechamento da operação ocorreu em 21 de agosto de 2015, representando um importante evento de liquidez para a Companhia, no valor de R\$ 151 milhões, reforçando o caixa e melhorando a estrutura de capital, através da liquidação de parte da dívida consolidada.

• GSF/MRE - Generation Scalling Factor

O Brasil passa por um período hidrológico muito crítico, que levou os reservatórios a níveis de armazenamento historicamente muito baixos, resultando na redução da participação das usinas hidrelétricas no atendimento da demanda, e consequentemente aumentando o uso de termelétricas e o preço da energia, refletido no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

No âmbito comercial, o gerador hidrelétrico é penalizado, pois quando a geração hidrelétrica verificada é inferior à garantia física sazonalizada do sistema, o lastro comercial dos agentes é reduzido na proporção do déficit, por meio do fator de ajuste chamado GSF (Generation Scalling Factor), podendo expor o agente de geração ao mercado de curto prazo, onde este deverá adquirir energia a preços geralmente maiores que o de seus contratos, uma vez que o PLD refletirá o custo de operação de termelétricas no atendimento do sistema.

Em 2014, o valor de perda com GSF (físico dos meses de 2014) foi de R\$ 40,5 milhões (sem Passos Maia 50%, R\$1,3MM), sendo que R\$ 13 milhões afetaram o caixa em 2014 e a diferença, R\$ 27,8 milhões, serão pagos em 2015 em parcelas mensais, por estarem vinculados as usinas do Proinfa.

Vale ressaltar que no mês de junho de 2015, como medida de proteção contra o risco setorial de GSF, a Companhia decidiu pela retirada das subsidiárias Moinho e Passos Maia do MRE, visando capturar as oportunidades de curto prazo com base no perfil do fornecimento da energia contratada, hidrologia e os preços. Também como medida para mitigar os riscos do GSF a Companhia adotou estratégia de sazonalização de garantia física, conforme descrito no item “Receita Líquida”.

Ainda, em 18 de dezembro de 2015, a Companhia protocolou junto à Aneel a carta de adesão à proposta de repactuação do risco hidrológico oferecida pela Lei nº 13.203 de 09 de dezembro de 2015 e Resolução Normativa nº 684 da Aneel, optando pelo produto SP100, onde a Companhia elimina os riscos hidrológicos. Em contrapartida, a Companhia assume como obrigação prêmio de seguro anual pela transferência do risco do GSF (ou benefício de recebimento da “energia secundária”, quando há geração excedente do ambiente MRE). A adesão diz respeito às usinas Esmeralda S.A., Santa Laura S.A. e Santa Rosa S.A.

Como efeito econômico desta medida a Companhia efetuou a reversão de R\$ 13,9 milhões de valores contabilizados como efeito do MRE/GSF, favorecendo sua receita operacional líquida. O valor revertido teve como contrapartida a contabilização de um ativo regulatório (Despesas antecipadas) no valor de R\$ 13,9 milhões, dos quais R\$ 3,1 milhões foram reconhecidos como despesa operacional com o seguro regulatório. O saldo remanescente de R\$ 10,8 milhões será apropriado ao resultado dos próximos anos para compensação da despesa com o seguro regulatório, conforme Lei nº 13.203 de 09 de dezembro de 2015 e Resolução Normativa nº 684 da Aneel.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Como resultado, no ano de 2015 o efeito do GSF foi positivo em R\$ 7,5 milhões, sendo que ano anterior o valor foi negativo em R\$ 40,6 milhões.

Em julho/15 a 20ª Vara Federal de Brasília, em ação proposta pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE, da qual a Statkraft faz parte, proferiu decisão liminar mediante a qual “determinou à ANEEL que até o trânsito em julgado da presente ação, abstenha-se de proceder ao ajuste do MRE, em relação às associadas da APINE ora substituídas, caso haja geração total do MRE em montante inferior à garantia física desse mesmo conjunto”.

Ressalta-se que as subsidiárias que aderiram à repactuação do risco hidrológico desistiram da ação acima mencionada. Todavia, para as subsidiárias que não aderiram a Lei nº 13.203 a Companhia, de forma conservadora constituiu provisão de ajuste do MRE.

- **Variação cambial de empréstimo bancário**

A subsidiária Energen Energias Renováveis S.A. celebrou em 10 de setembro de 2012 contrato de financiamento de longo prazo com o China Development Bank, destinado à implantação do Parque Eólico de Barra dos Coqueiros. O financiamento foi celebrado em dólar e no dia 28 de dezembro de 2012 ocorreu a liberação do financiamento no valor de US\$ 50.000 mil, com amortização em 29 parcelas semestrais e consecutivas, com juros equivalentes à LIBOR (US\$ - 6 meses) acrescidos de 5,10% ao ano, tendo o primeiro evento de liquidação ocorrido no mês de junho de 2013.

Em 2015, a Energen contabilizou em seu balanço variação cambial negativa de R\$ 64,4 milhões.

Visando eliminar a exposição à variação cambial, em 2015 a Companhia efetuou a liquidação da dívida com o CDB de maneira antecipada, totalizando R\$ 157 milhões de pagamento de principal no ano, utilizando-se dos recursos recebidos por aporte de capital e venda das linhas de transmissão.

- **Baixa de ativo diferido**

Em dezembro/2015 a Companhia reconheceu a baixa de R\$ 38,4 milhões referentes a créditos de tributos diferidos constituídos sobre prejuízo fiscal, por não haver expectativa de recuperação dos ativos. O saldo é composto por R\$ 32,9 milhões da subsidiária Energen e R\$ 5,5 na holding.

- **Reclassificação contábil de projetos em desenvolvimento**

No 3T15 a Companhia adequou sua metodologia, reclassificando contabilmente R\$ 16,4 milhões de custos de desenvolvimento de alguns projetos anteriormente contabilizados no ativo intangível. Tal medida considera as etapas de desenvolvimento de tais projetos e encontram-se em consonância com IFRS/CPC, não representando provisão para perda, uma vez que os projetos continuam no portfólio de desenvolvimento da Companhia.

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

Nossa receita decorre preponderantemente da venda de energia negociada por meio de CCVE no ACR. Tais contratos são corrigidos pelo IPCA ou pelo IGP-M. Eventual variação nestes índices podem em tese afetar nossas receitas.

Até o presente momento não identificamos nenhuma variação relevante em nossas receitas que possam ser atribuídas a variações de preço ou inflação. Ainda, não introduzimos nenhum novo produto ou serviço e nem tampouco estamos expostos a variações nas taxas de câmbio.

Nossa receita com serviços de O&M, proveniente da nossa controlada ENEX poderá variar conforme base de clientes.

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 do emissor

No caso de nossos Empreendimentos em Operação, o aumento da inflação acarreta em um aumento nas receitas derivado da correção de nossos CCVEs e, ao mesmo tempo, um aumento de nossos custos derivado da correção do preço a eles atribuído.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Nosso endividamento bancário está atrelado à TJLP, no caso dos empreendimentos com financiamento junto ao BNDES ou taxa fixa, no caso dos empreendimentos com financiamento junto ao BNB.

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

10.3. Eventos relevantes e impactos nas demonstrações financeiras e resultados da Companhia:

a) introdução ou alienação de segmento operacional

Não possuímos segmento operacional distinto daqueles que operamos atualmente, sendo Geração de Energia, através de fontes eólicas e hídricas, bem como prestação de serviços de Operação e Manutenção.

b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

- **ENEX** - No início de setembro de 2011 a Companhia adquiriu o controle integral da ENEX. Como a Companhia detinha 50% do capital da ENEX, o resultado gerado pela subsidiária era consolidada representando seu percentual de participação. A partir de setembro de 2011, data da aquisição da ENEX, a Companhia passou a consolidar em seu resultado 100% do resultado gerado pela ENEX.
- **Energen Energias Renováveis S.A.** - Em 21 de janeiro de 2011 a Companhia e a JP Participações Ltda. assinaram contrato de compra e venda de ações da Energen Energias Renováveis S.A., empresa que possui autorização do Ministério de Minas e Energia para estabelecer-se como produtor independente de energia elétrica mediante a implantação e exploração da Central Geradora Eólica denominada EOL - Barras dos Coqueiros, localizada no município de Barra dos Coqueiros, Estado de Sergipe. Após a celebração do contrato, a Companhia passou a deter 88,33% das ações da Energen, sendo o restante pertencente à acionista Água Quente Participações Ltda.. Em 10 de maio de 2011, a ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa no 2.880/2011, anuiu a transferência do controle da Energen Energias Renováveis S.A. Considerando o estágio atual do projeto e que, sob a ótica contábil, o projeto não constituiu um negócio, a transação foi tratada como aquisição de ativos e passivos.

No dia 21 de agosto de 2012 a Companhia aumentou sua participação no capital da Energen Energias Renováveis S.A. em 6,67%, passando de 88,33% para 95%.

- **Usina Hidrelétrica de São Roque** - No dia 20 de dezembro de 2011 durante leilão de energia promovido pela ANEEL e ocorrido na sede da CCEE, em São Paulo, a Companhia arrematou a concessão para construção e operação da Usina Hidrelétrica de São Roque, localizada no rio Canoas, Estado de Santa Catarina. O empreendimento terá potência instalada de 135 MW e garantia física de 90,90 MW médios. No dia 18 de outubro de 2012 a Administração da Companhia protocolou junto a ANEEL pedido de anuência para a transferência societária da sua subsidiária integral, a São Roque Energética S.A., para o FIP Desenvix, controlado pelo FIP FIC Jackson, controlado pela Jackson Empreendimentos Ltda, que por sua vez é controladora da Desenvix com 40,65%.

No dia 14 de janeiro de 2013, a ANEEL, através da 1ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2013 aprovou a transferência societária da subsidiária integral da Companhia, a São Roque Energética S.A., para o FIP Desenvix.

- **Statkraft Investimentos Ltda (anterior SN Power)** - No dia 12 de agosto de 2011, nossos Acionistas Controladores diretos e indiretos, celebraram com a Statkraft Norfund Power Invest AS, um Contrato de Compra e Venda, para alienação de participação acionária na Desenvix à SN Power e aporte de capital novo pela última, após o cumprimento de algumas condições precedentes. No dia 08 de março de 2012, após o cumprimento de todas as condições precedentes, a SN Power passou a integrar definitivamente o corpo de acionistas da Companhia. Com a finalização da operação de Compra e Venda a Companhia passou a ser controlada pela: Jackson Empreendimentos Ltda, empresa holding do Grupo Engevix, de forma indireta pelo FIP Cevix, com 40,65% do capital social total e votante, SN Power com 40,65% do capital social total e votante, e FUNCEF – Fundação dos Economistas Federais com 18,70% do capital social total e votante.

Em razão de alteração no controle acionário do Grupo SN POWER (Joint-Venture das empresas norueguesas Statkraft AS e Norfund AS), ocorrida no mês de junho de 2014, a partir de 18 de junho de 2014, a SN Power Brasil Investimentos Ltda. alterou sua denominação social para Statkraft Investimentos Ltda., mantendo os mesmos números do CNPJ e Municipal.

Em dezembro de 2014 a Statkraft Investimentos Ltda aumentou sua participação no capital da Companhia adquirindo ações do FIP Cevix, que passou a apresentar a seguinte posição acionária Jackson Empreendimentos Ltda, empresa holding do Grupo Engevix, de forma indireta pelo FIP Cevix, com 36,84% do capital social total e votante, Statkraft

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

Investimentos Ltda com 44,47% do capital social total e votante, e FUNCEF – Fundação dos Economiários Federais com 18,7% do capital social total e votante.

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 12 de maio de 2015, foi aprovado o aumento de capital social da Companhia, através da emissão de 6.118.955 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal. A participação no capital social da Companhia passou a ser a seguinte: Jackson – 35,01%; Statkraft Investimentos Ltda– 46,30% e FUNCEF - 18,69%.

Em 13 de Julho de 2015 a Companhia divulgou ao mercado o Fato Relevante, confirmando a conclusão da operação de alteração de controle acionário em que a Statkraft Investimentos Ltda adquiriu a totalidade das ações detidas pelo grupo Jackson na Companhia. Mediante a conclusão desta operação, a Statkraft Investimentos Ltda agora detém 81,31% do capital total da Companhia e FUNCEF (Fundação dos Economiários Federais) manteve sua participação em 18,69% do capital total.

- **Enercasa** – Através da operação de consolidação do controle da Companhia, finalizado em 13 de Julho de 2015, foi transferido do controle da Enercasa Energia Caiuá S.A., detentora da Usina Termelétrica Enercasa, para o Grupo Jackson através do fundo Caixa FIP Cevix.
- **Fundo de Investimentos e Participações em infraestrutura Energias Renováveis** - Por força do Contrato de Compra e Venda, Subscrição de Ações e Outras Avenças firmado com a SN Power, em 18 e fevereiro de 2014, a Companhia vendeu sua participação no Fundo de Investimentos e Participações em infraestrutura Energias Renováveis, denominado simplesmente “FIP IE ER”, no qual detia participação de 6,25%.
- **Goiás Transmissão S.A. (25,5%) e MGE Transmissão S.A. (25,5%)** – em 21 de agosto de 2015 a Companhia divulgou através de fato relevante a conclusão da operação de venda de sua participação nos ativos de transmissão para a Empresa de Energia de Bogotá S.A. E.S.P.

c) eventos ou operações não usuais

Passamos nos anos de 2010, 2011 e 2012 e 2015 por algumas operações de reestruturação societária. O item 6.5 deste Formulário de Referência contém uma descrição detalhada destes eventos.

Evento Relevante – PCH Santa Rosa - Em janeiro de 2011, em decorrência do elevado volume de chuvas que caíram na região serrana do Rio de Janeiro, que resultou na alta afluência do Rio Grande, região onde está instalada a PCH Santa Rosa, ocorreu a inundação da casa de força da usina, atingindo grande parte dos equipamentos eletromecânicos; em decorrência, foram desligadas as 3 unidades geradoras em caráter de emergência. O referido sinistro não resultou em qualquer dano estrutural, inclusive a barragem e a tomada d'água, ficando o mesmo restrito aos acessos, cercas, pequenos taludes, entre outros. Os gastos para recomposição total da Usina somaram até 31 de dezembro de 2011 o montante de R\$ 6,3 milhões, apresentados no ativo circulante, mantendo a empresa seguro risco operacional, sendo o valor da indenização ainda a ser apurado, considerando, inclusive a aplicação da franquia. Até 29 de fevereiro de 2012, a Santa Rosa já havia recebido, da seguradora, o valor de R\$2,7 milhões a cargo de reembolso pelos custos de recuperação incorridos. A recuperação da usina foi concluída no dia 16 de setembro de 2011, data em que sua terceira unidade geradora retomou a operação comercial, conforme o Despacho nº 3.763 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

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

10.4. (a) Mudanças significativas nas práticas contábeis, (b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis, (c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

a) mudanças significativas nas práticas contábeis

Alterações nas práticas contábeis adotadas no Brasil - Em 28 de dezembro de 2007, foi promulgada a Lei n.º 11.638, alterada pela Medida Provisória n.º 449, de 4 de dezembro de 2008, convertida na Lei nº 11.941/09, que modificaram e introduziram novos dispositivos à Lei das S.A. Estes diplomas normativos tiveram como principal objetivo atualizar a legislação societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil com aquelas constantes nas normas internacionais de contabilidade que são emitidas pelo IASB. No contexto do processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil às normas internacionais de contabilidade, desde 2008, o CPC emitiu diversos pronunciamentos contábeis que foram aplicados nas nossas demonstrações financeiras dos exercícios.

Em 31 de maio de 2014 foi promulgada a Lei nº 12.973, que altera legislação tributária federal relativa ao Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas - IRPJ, à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, à Contribuição para o PIS/Pasep e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - Cofins; revoga o Regime Tributário de Transição - RTT, instituído pela Lei no 11.941, de 27 de maio de 2009; dispõe sobre a tributação da pessoa jurídica domiciliada no Brasil, com relação ao acréscimo patrimonial decorrente de participação em lucros auferidos no exterior por controladas e coligadas. Esta lei entrou em vigor em 1º de janeiro de 2015, e para Statkraft impactou basicamente na sistemática de organização das informações contábil-fiscais.

Outras alterações e interpretações em vigor para o exercício financeiro a ser iniciado em 1º de janeiro de 2065 não são relevantes para o Grupo.

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

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis:

As normas e interpretações de normas relacionadas a seguir, foram publicadas e são obrigatórias quando da apresentação das demonstrações financeiras para o período a findar a partir de em 31 de dezembro de 2010. Além dessas, também foram publicadas outras normas e interpretações que alteram as práticas contábeis adotadas no Brasil, dentro do processo de convergência com as normas internacionais. As normas a seguir são apenas aquelas que impactaram nossas demonstrações financeiras.

Uso do bem público

A controlada Monel, quando da assinatura do Contrato de Concessão, assumiu perante a União obrigação relativa à outorga da concessão, a título de "Uso do Bem Público", sendo a referida obrigação atualizada anualmente pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M).

Até 31 de dezembro de 2009, a controlada registrava as despesas de outorga na demonstração do resultado conforme vencimento contratual. De acordo as práticas contábeis vigentes desde 2010, a obrigação pelo uso do bem público, descontada a valor presente de acordo com as taxas de captação da controlada, foi reconhecida na data de assinatura do contrato como contas a pagar e tendo como contrapartida um ativo intangível relacionado ao direito de explorar a concessão.

Depreciação pelo prazo de concessão

O contrato de concessão da controlada Monel e as autorizações concedidas às controladas estão sob a égide do Decreto nº 2003 de 1996. Em função de todas as discussões jurídicas e possíveis conflitos existentes entre (i) a redação da Lei de Concessões; (ii) interpretações do próprio decreto; e (iii) a forma como os contratos de concessão ou das autorizações foram redigidos, a Companhia conservadoramente procedeu aos ajustes nas respectivas taxas de depreciação de modo que o ativo imobilizado relacionado ao projeto básico seja depreciado pela vida útil dos bens, limitada ao prazo de vencimento da concessão ou da autorização, à partir de 1º de janeiro de 2010.

Provisão para custos socioambientais

Os custos socioambientais são registrados no custo do imobilizado no momento que a obrigação surge, conforme definição do CPC 25, "Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes".

Considerando que, até a entrada em operação comercial da UHE e das PCHs, o Grupo obtém todas as licenças ambientais de instalação e operação e, conseqüentemente, tem uma obrigação presente de cumprir as obrigações nela constantes para poder operar, que essa obrigação decorre de eventos já ocorridos (construção da usina) e que se espera que exista saída de recursos capazes de gerar benefícios econômicos futuros, a Companhia provisionou todos os custos socioambientais nos passivos circulante e não circulante e incorporou tal custo no ativo imobilizado nos momentos que as usinas foram concluídas.

Lucro por ação

De acordo com a norma brasileira, o lucro (prejuízo) líquido por ação era apenas apresentado nas demonstrações financeiras da controladora e não era apresentado nas demonstrações financeiras consolidadas. O lucro (prejuízo) líquido por ação é calculado com base no número de ações em circulação no final do exercício.

De acordo com os IFRS/CPCs, o lucro por ação passou a ser apresentado com base na média ponderada das ações em circulação durante o exercício, excluindo ações em tesouraria. O resultado por ação diluído também passou a ser apresentado, levando em consideração o efeito potencial decorrente de opções de ações que podem diluir o resultado pelo aumento da quantidade de ações.

Reclassificações

De acordo com as práticas contábeis brasileiras vigentes anteriormente, a participação de não controladoras era apresentada em rubrica específica no balanço patrimonial, fora do patrimônio líquido. De acordo com a nova norma, as participações de não

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

controladores são apresentadas no balanço patrimonial, no patrimônio líquido.

Consolidação

Com relação ao IFRS 10 e IFRS 11, informamos que nossa subsidiária Passos Maia Energética S.A. consolidada pelo método proporcional até 2012, passou a ser consolidada, a partir de 1º de janeiro de 2013, por equivalência patrimonial. Como consequência, durante as Informações Trimestrais de 2013, bem como na Demonstração Financeira Padronizada anual apresentamos as informações consolidadas relativas ao exercício de 2012 reclassificadas, resultando em menores receitas e despesas, porém sem afetar o resultado consolidado final da Companhia.

O IFRS 10 - "Demonstrações Financeiras Consolidadas" incluída como alteração ao texto do CPC 36(R3) - "Demonstrações Consolidadas". Apoiar-se em princípios já existentes, identificando o conceito de controle como fator preponderante para determinar se uma entidade deve ou não ser incluída nas demonstrações financeiras consolidadas da Controladora. A norma fornece orientações adicionais para a determinação do controle. A norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013.

IFRS 11 - "Acordos em Conjunto", emitida em maio de 2011, e incluída como alteração ao texto do CPC 19(R2) - "Negócios em Conjunto". A norma provê uma abordagem mais realista para acordos em conjunto ao focar nos direitos e obrigações do acordo em vez de sua forma jurídica. Há dois tipos de acordos em conjunto: (i) operações em conjunto - que ocorre quando um operador possui direitos sobre os ativos e obrigações contratuais e como consequência contabilizará sua parcela nos ativos, passivos, receitas e despesas; e (ii) controle compartilhado - ocorre quando um operador possui direitos sobre os ativos líquidos do contrato e contabiliza o investimento pelo método de equivalência patrimonial. O método de consolidação proporcional não será mais permitido com controle em conjunto. A norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013.

Os seguintes pronunciamentos foram adotados pela primeira vez para o exercício iniciado em 1º de janeiro de 2013 e tiveram impactos materiais para o Grupo.

(i) CPC 19 (R2)/IFRS 11 - "Negócios em Conjunto" foca nos direitos e nas obrigações das partes em conjunto ao invés do formato legal. Existem dois tipos de negócios em conjunto: operações em conjunto (joint operations) e empreendimentos controlados em conjunto (joint ventures). Operações em conjunto surgem onde os investidores têm direitos sobre os ativos e obrigações pelos passivos relacionados ao negócio. O operador em conjunto deve reconhecer seus ativos, passivos, receitas e despesas. Empreendimentos controlados em conjunto surgem quando os direitos são sobre os ativos líquidos do negócio e são reconhecidos com base no método de equivalência patrimonial. Consolidação proporcional não é mais permitida.

(ii) CPC 26 (R1)/IAS 1 - "Apresentação das Demonstrações Contábeis". A principal mudança para 2013 é o agrupamento dos itens apresentados na "Demonstração do resultado abrangente" com base na possibilidade de serem ou não potencialmente reclassificáveis para o resultado em momento subsequente.

(iii) CPC 33 (R2)/IAS 19 - "Benefícios a Empregados". As seguintes mudanças ocorreram nas políticas contábeis do Grupo: o reconhecimento imediato dos custos de serviços passados, os quais são levados ao resultado do exercício independentemente de os benefícios terem sido adquiridos pelo empregado ou não; mensuração dos custos/ganhos financeiros sobre os passivos/ativos do plano de benefício definido em base líquida. Não há impactos dessa mudança nas demonstrações financeiras do Grupo.

(iv) CPC 36 (R3)/IFRS 10 - "Demonstrações Consolidadas", baseia-se na identificação de controle como fator determinante para uma entidade ser incluída nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora.

(v) CPC 40 (R1)/IFRS 7 - "Instrumentos Financeiros: Evidenciação" - essa alteração inclui novos requisitos de divulgação sobre a compensação de ativos e passivos.

(vi) CPC 45/IFRS 12 - "Divulgações de Participações em Outras Entidades" incluem os requerimentos de divulgação para todas as formas de participações em outras entidades, inclusive operações em conjunto, coligadas, entidades estruturadas e outros tipos entidades-veículo não registradas no balanço.

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

(vii) CPC 46/IFRS 13 - "Mensuração do Valor Justo" tem por objetivo aprimorar a consistência e reduzir a complexidade da mensuração ao valor justo, fornecendo uma definição mais precisa e uma única fonte de mensuração do valor justo e suas exigências de divulgação.

As normas que tem impacto no Grupo são CPC 19 (R2) e IFRS 11 – Negócios em conjunto e IFRS 10 e CPC 36 Demonstrações Financeiras Consolidadas.

As características e essência econômica da participação da Companhia nos negócios da investida Passos Maia Energética S.A. caracterizam um empreendimento controlado em conjunto.

Em decorrência desta alteração a Companhia não reconheceu em suas demonstrações contábeis consolidadas de 31 de dezembro de 2012 e 1º de janeiro de 2012 a sua participação na consolidação proporcional na investida reconhecendo o mesmo por equivalência patrimonial.

As demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro e 1 de janeiro de 2012, apresentadas para fins de comparação, foram ajustadas e estão sendo reapresentadas conforme abaixo:

Ativo	31 de dezembro de 2012			1 de janeiro de 2012		
	Original	Ajustes	Reapresentado	Original	Ajustes	Reapresentado
Circulante	184.033	(3.680)	180.353	123.676	(2.855)	120.821
Não circulante	1.762.845	(47.242)	1.715.603	1.607.341	(40.317)	1.567.024
Total do ativo	1.946.878	(50.922)	1.895.956	1.731.017	(43.172)	1.687.845
Passivo e patrimônio líquido						
Circulante	310.083	(7.194)	302.889	381.493	(2.848)	378.645
Não circulante	949.330	(43.728)	905.602	751.388	(40.324)	711.064
Total do patrimônio líquido	687.465		687.465	598.136		598.136
Total do passivo e patrimônio líquido	1.946.878	(50.922)	1.895.956	1.731.017	(43.172)	1.687.845
Resultado						
	31 de dezembro de 2012					
	Original	Ajustes	Reapresentado			
Receita líquida operacional	198.227	(11.205)	187.022			
Custo do serviço de energia elétrica	(90.989)	5.246	(85.743)			
Despesas gerais e administrativas	(52.165)	607	(51.558)			
Amortização ágio	(1.150)		(1.150)			
Resultado financeiro	(85.214)	3.235	(81.979)			
Participação no resultado de coligadas	4.952	1.586	6.538			
Imposto de renda e contribuição social	(5.283)	457	(4.826)			
Prejuízo do período	(31.622)		(31.622)			
Atribuível a						
Acionistas da Companhia	(31.998)		(31.998)			
Participação dos não controladores	376		376			
Lucro básico por ação	(0,2735)		(0,2735)			
Lucro diluído por ação	(0,2735)		(0,2735)			

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

Ativo	31 de dezembro de 2012			1 de janeiro de 2012		
	Original	Ajustes	Reapresentado	Original	Ajustes	Reapresentado
Circulante	184.033	(3.680)	180.353	123.676	(2.855)	120.821
Não circulante	1.762.845	(47.242)	1.715.603	1.607.341	(40.317)	1.567.024
Total do ativo	1.946.878	(50.922)	1.895.956	1.731.017	(43.172)	1.687.845
Passivo e patrimônio líquido						
Circulante	310.083	(7.194)	302.889	381.493	(2.848)	378.645
Não circulante	949.330	(43.728)	905.602	751.388	(40.324)	711.064
Total do patrimônio líquido	687.465		687.465	598.136		598.136
Total do passivo e patrimônio líquido	1.946.878	(50.922)	1.895.956	1.731.017	(43.172)	1.687.845

c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015 o parecer dos auditores independentes possui parágrafo de ênfase que chama a atenção para a Nota 01 às demonstrações financeiras, que descreve que em 13 de julho de 2015 o Grupo Statkraft adquiriu o controle da Companhia e que, como parte do processo de integração, o Grupo Statkraft iniciou uma investigação interna de determinados contratos firmados pela administração anterior. Também o parágrafo menciona que a administração estava presentemente avaliando os resultados e/ou ações a tomar relacionados à investigação, de modo que as demonstrações financeiras não incluem qualquer provisão em virtude dos possíveis desdobramentos do assunto, não cabendo ressalva em virtude do assunto.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 o parecer dos auditores independentes possui parágrafo de ênfase mencionando que as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Statkraft Energias Renováveis S.A., essas práticas diferem do IFRS, aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. A opinião dos auditores independentes não está ressalvada em função deste assunto.

10.5 - Políticas contábeis críticas

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

A preparação das demonstrações financeiras em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil exige que utilizemos estimativas e adotemos premissas que afetam os valores divulgados dos ativos e passivos, receitas e despesas e divulgações contábeis. Portanto, para preparar as demonstrações financeiras referenciadas, utilizamos variáveis e premissas derivadas de experiências passadas e diversos outros fatores que consideramos razoáveis e pertinentes. Embora essas estimativas e premissas sejam revistas durante o curso normal dos nossos negócios, a apresentação da nossa posição financeira requer, com frequência, que avaliemos os efeitos de questões inerentemente incertas. Os resultados reais podem ser diferentes daqueles estimados usando variáveis, suposições ou condições diferentes. A Nota 2 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 31 de dezembro de 2015 contém um resumo das principais políticas contábeis usadas na preparação das demonstrações financeiras. Para explicar como avaliamos eventos futuros, incluindo as variáveis e suposições usadas nas estimativas, e a sensibilidade dessas avaliações às diferentes variáveis e condições, incluímos uma breve análise das nossas políticas de contabilidade mais importantes.

Estimativas de vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base nas taxas anuais estabelecidas pela ANEEL, limitadas ao prazo de concessão das usinas, quando aplicável. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica de cada unidade. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação do custo dos ativos de longa duração, quando necessário.

As taxas anuais de depreciação de bens do imobilizado são:	%
	Taxa média ponderada
Usinas e outros	
Reservatório, barragens e adutoras	4,23
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,99
Máquinas e equipamentos	4,31
Móveis e utensílios	6,25
Equipamentos informática e outros	14,29
Sistemas de conexão	
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,66
Máquinas e equipamentos	4,00

Reconhecimento e depreciação dos ativos imobilizado e intangível

Os ativos imobilizado e intangível são reconhecidos inicialmente ao custo de aquisição ou de formação sempre que há evidência de que os ativos gerarão benefícios econômicos futuros. Reconhecemos as despesas relativas à depreciação de nosso imobilizado e à amortização de nosso intangível pelo tempo que se estimativa durante o qual ocorra geração de benefícios econômicos em nosso favor. Estimativas e julgamentos são utilizados para avaliação da capacidade de geração de benefícios futuros dos ativos, assim como para determinação do período pelo qual os ativos trarão benefícios econômicos para nós. Caso sejamos requeridos a revisar as estimativas e premissas utilizadas na determinação da vida útil dos ativos, as despesas depreciação e amortização podem ser maiores e afetar nossos resultados futuros.

Teste de redução do valor de recuperação dos ativos de longa duração

Existem regras específicas para avaliar o valor recuperável dos ativos de vida longa, especialmente imobilizado. Na data do encerramento do exercício social, o Grupo realiza uma análise para determinar se existe evidência de que o montante dos ativos de vida longa não será recuperável. Se tal evidência é identificada, o montante recuperável dos ativos é estimado pelo Grupo.

O montante recuperável de um ativo é determinado pelo maior valor entre: (i) seu valor justo menos custos estimados de venda; e (ii) seu valor em uso. O valor em uso é mensurado com base nos fluxos de caixa descontados derivados pelo contínuo uso de um ativo até o fim de sua vida útil. Quando o valor contábil de um ativo excede o seu montante recuperável, o Grupo reconhece uma redução no saldo contábil desses ativos, quando aplicável.

10.5 - Políticas contábeis críticas

O processo de revisão do valor recuperável de ativos é subjetivo e requer julgamentos significativos através da realização de análises. Em 31 de dezembro de 2015, o Grupo, com base em suas análises, não identificou necessidade de constituir nenhuma provisão para a recuperação dos ativos de longa duração.

Os saldos de imobilizado e intangível de longa duração estão nas rubricas "Imobilizado" e "Intangível".

Reconhecimento de receitas

a - Venda de energia elétrica

As receitas de venda de serviços e do fornecimento de energia elétrica são reconhecidas quando os riscos significativos e os benefícios inerentes são transferidos para o comprador.

No caso de estudos de inventário, de viabilidade e ambientais do aproveitamento hidrelétrico, eólico e outros, a receita, ou a recuperação de custos, é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos venham a ser percebido pela Companhia, fato esse que ocorrerá por ocasião do leilão de energia, quando a empresa vencedora, mediante previsão contratual, se obriga a pagar a Companhia pelos referidos estudos, dependendo ainda, em determinadas circunstâncias, da obtenção da licença ambiental prévia.

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é utilizado para operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado, assegurando que todas as usinas recebam seus níveis de Garantia Física independente de seus níveis reais de produção de energia. O MRE realoca a energia produzida, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua Garantia Física para aquelas que geraram abaixo. O ajuste do MRE é apurado e informado ao final de cada ano pela Eletrobrás, sendo seu montante (receita ou custo) reconhecido contabilmente somente no encerramento do exercício social.

b - Contrato de Energia de Reserva – CER

As SPEs UEE Macaúbas, UEE Novo Horizonte e UEE Seabra firmaram em 9 de março de 2010 um Contrato de Energia de Reserva – CER, na modalidade de quantidade de energia elétrica com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE").

Pelo presente contrato as SPEs acima mencionadas se comprometem a vender a totalidade de sua energia gerada à CCEE, pelo prazo de 20 anos a contar a partir de 1º de julho de 2012, ao preço de R\$ 149,99/MWh (R\$ 199,96 em 31/12/2015) atualizados anualmente pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA.

A SPE UEE Barra dos Coqueiros (Energen) firmou em 25 de novembro de 2010 um Contrato de Energia de Reserva – CER, na modalidade de quantidade de energia elétrica com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE").

Pelo presente contrato as SPEs acima mencionadas se comprometem a vender a totalidade de sua energia gerada à CCEE, pelo prazo de 20 anos a contar a partir de 1º de julho de 2012, ao preço de R\$ 149,99/MWh (R\$ 217,83 em 31/12/2015) atualizados anualmente pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA.

A SPE UEE Barra dos Coqueiros (Energen) firmou em 25 de novembro de 2010 um Contrato de Energia de Reserva – CER, na modalidade de quantidade de energia elétrica com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE").

Pelo presente contrato, a Energen se compromete a vender a totalidade de sua energia gerada à CCEE, pelo prazo de 20 anos a contar a partir de 1º de julho de 2012, ao preço de R\$ 152,50/MWh (R\$ 217,83 em 31/12/2015), atualizados anualmente pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA.

Para estes contratos é definido um limite de tolerância entre a energia efetivamente gerada e a energia contratada. Caso a energia gerada seja inferior a 90% da energia contratada, será aplicado o ajuste, equivalente a aplicação de 115% do preço contratual vigente sobre o montante em MWh que for inferior aos 90%. Caso a energia gerada seja superior a 130% da energia contratada, a Companhia receberá o equivalente a 70% do preço sobre o valor que exceder aos 130%. Em ambos os casos a compensação ocorrerá no ano subsequente em que a diferença for apurada.

c - Venda de serviços

10.5 - Políticas contábeis críticas

A empresa Enex, controlada do Grupo, presta serviços de Operação e Manutenção (O&M) de usinas de geração de energia do Grupo e de terceiros.

Esses serviços são prestados com base no tempo incorrido e no material utilizado ou, com base em contrato de preço fixo. A receita desta prestação de serviços é reconhecida na medida em que o serviço é prestado.

Os períodos dos contratos, geralmente, variam entre ano e até cinco anos.

Gastos com desenvolvimento de estudos de inventário, de viabilidade e ambientais de aproveitamento hidrelétrico

O montante dos gastos incorridos no desenvolvimento de estudos de inventário, de viabilidade e ambientais do aproveitamento hidrelétrico, eólico e outros são reconhecidos inicialmente ao custo, sendo posteriormente reduzido ao seu valor recuperável, uma vez que a sua recuperação está condicionada a aprovação dos referidos estudos e consequente realização do leilão de novos empreendimentos de geração de energia pela ANEEL, assim como, quando requerida, a obtenção pelas empresas vencedoras do leilão da licença ambiental prévia, em prazos e condições indeterminados.

Por ocasião da aprovação pela ANEEL dos estudos para UHEs, formalizada através de Despachos ou Ofícios, quando a Companhia tem assegurado o ressarcimento dos custos incorridos pelo vencedor do leilão de novos empreendimentos de geração de energia, que poderá ser um terceiro ou parte relacionada, assim como, quando requerida, da obtenção da licença ambiental prévia, um ativo é reconhecido, em contrapartida ao resultado do exercício, uma vez que há indicações claras e objetivas, com base em fontes internas e externas, do direito de exploração ou do seu reembolso, conforme o caso.

No caso específico de PCHs e usinas eólicas, o ativo é reconhecido por ocasião da obtenção, ou quando houver evidências claras e objetivas da obtenção, da outorga, como por exemplo, estarem classificadas como prioritárias, ter a licença ambiental prévia, terras nas proximidades do reservatório, projeto básico aceito pela ANEEL estando em fase final de complementação, entre outros. Essas condições são analisadas, individualmente ou em conjunto, considerando fatos e circunstâncias.

Caso o ganhador seja um terceiro, os referidos gastos serão faturados consoante previsão contratual e normas da ANEEL, atualizados monetariamente desde a data de sua aprovação até a data de seu pagamento, tendo por base a variação da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), limitada a 10% ao ano; portanto, corresponde a um ativo financeiro pelo direito contratual de receber deste terceiro. Caso o ganhador seja uma parte relacionada (empresa controlada constituída para explorar o novo empreendimento de geração de energia), o referido gasto poderá ser faturado para a, ou considerado como aporte de capital na, referida sociedade.

Os gastos com pesquisa, quando incorridos, são reconhecidos como despesas no resultado.

Provisões

As provisões são reconhecidas quando há uma obrigação presente legal ou implícita como resultado de eventos passados e é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação e uma estimativa confiável do valor possa ser feita.

As provisões para recuperação ambiental e ações judiciais (trabalhista, civil tributária), são reconhecidas quando: (i) o Grupo tem uma obrigação presente ou não formalizada (constructive obligation) como resultado de eventos já ocorridos; (ii) é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação; e (iii) o valor puder ser estimado com segurança. As provisões não incluem as perdas operacionais futuras.

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes dos efeitos tributários, a qual reflita as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas incluem o uso de operações recentes contratadas com terceiros e análise de fluxos de caixa descontados. O Grupo usa seu julgamento para escolher diversos métodos e definir premissas que se baseiam principalmente nas condições de mercado existentes na data do balanço.

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras**10.6. Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia:**

a) os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (inclusive arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos, carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos, contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços, contratos de construção não terminada e contratos de recebimentos futuros de financiamentos)

Não possuímos conhecimento de nenhum ativo ou passivo material que não esteja evidenciado em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Conforme mencionado na nota explicativa 1 “Contexto Operacional” das Demonstrações Financeiras da Statkraft Energias Renováveis S.A. do ano de 2015, como parte do processo de integração, o Grupo Statkraft iniciou uma investigação interna de determinados contratos firmados pela administração anterior. Presentemente, a administração está avaliando os resultados e/ou ações a tomar, e não existem informações suficientes para determinar se alguma provisão para perdas é requerida. Na data das demonstrações financeiras, a Companhia não havia recebido qualquer intimação ou questionamento em relação a esses contratos, tampouco não existem processos em andamento relacionados a esse assunto.

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

10.7. Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6:

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

Não aplicável.

b) natureza e propósito da operação

Não aplicável.

c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Não aplicável.

10.8 - Plano de Negócios

10.8. Principais elementos do plano de negócios da Companhia:

a) investimentos (inclusive descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos, fontes de financiamento dos investimentos e desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos)

Nossos investimentos estão concentrados nas áreas de prospecção, desenvolvimento e implantação de empreendimentos de geração por fontes renováveis de energia elétrica.

Desenvolvimento

Na área de desenvolvimento os recursos financeiros são destinados basicamente à elaboração de estudos de inventário, estudos de viabilidade e projetos básicos. Tais estudos e projetos incluem, dentre outros, levantamentos topográficos, estudos geológico-geotécnicos, estudos hidrológicos, medições de ventos, pesquisa de materiais de construção, estudos de conexão, etc. Ainda, alocamos nossos recursos na elaboração de EIA/RIMA, levantamentos fundiários, cadastro sócio-econômico e, no caso das PCHs e UEEs, compra de terras para implantação dos empreendimentos.

Implantação

Durante o ano de 2015 a Companhia não realizou a implantação de nenhum empreendimento.

Os recursos necessários para a construção de nossos Empreendimentos serão oriundos principalmente (i) do aporte de capital de nossos acionistas controladores e (ii) de captação de recursos junto à bancos através de financiamentos de longo prazo. Ainda, utilizaremos parcela dos dividendos de nossos Empreendimentos em Operação para este fim.

b) aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que podem influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Não aplicável.

c) novos produtos e serviços (inclusive descrição das pesquisas em andamento já divulgadas, montantes totais gastos pela Companhia em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços, projetos em desenvolvimento já divulgados e montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviços)

Não fazemos diferenciação entre pesquisas em andamento e desenvolvimento de projetos. Dessa maneira as informações referentes ao item c.i. do Anexo 24 da Instrução CVM 480 serão apresentadas em conjunto com o item c.iii. Da mesma forma, as informações referentes ao item c.ii. serão apresentadas em conjunto com o item c.iv.

c.i. e c.iii.

Nossas atividades envolvem também o constante desenvolvimento de novos projetos. Em 31 de dezembro de 2015 nosso Portfólio de Projetos era composto por 11 Projetos Prioritários em Desenvolvimento (196,5 MW próprios) e 19 Projetos em Desenvolvimento (740,2 MW próprios), totalizando 2.434,9 MW, sendo 936,7 MW próprios. Nos projetos que desenvolvemos, por vezes investimos juntamente com sócios tradicionais do setor elétrico, como CPFL, EDP, CEEE, CHESF, COPEL, CELESC, CEMIG, Neoenergia, Eletronorte, Eletrosul, dentre outros; o que nos permite partilhar os riscos de determinados empreendimentos com parceiros altamente qualificados.

Mais detalhadamente, incluímos na categoria dos Projetos Prioritários em Desenvolvimento aqueles projetos de nosso portfólio que se encontram, no nosso entendimento, em estado mais avançado de desenvolvimento (incluindo compra de terras e licenças emitidas, conforme detalhado na tabela abaixo), com possibilidade de iniciarem a construção num horizonte entre 1 e 2 anos.

Os demais 19 projetos de nosso Portfólio de Projetos que não se encontram entre os Projetos Prioritários em Desenvolvimento são agrupados na categoria Projetos em Desenvolvimento, completando o total de 30 projetos de nosso Portfólio de Projetos. Para efeitos deste Formulário de Referência, um Projeto em Desenvolvimento é aquele que reúne ao menos uma das três características a seguir: (i) projeto básico protocolado na ANEEL ou em fase final de conclusão; (ii) ao menos uma das licenças ambientais emitidas; e (iii) terras adquiridas.

10.8 - Plano de Negócios

Para o desenvolvimento e manutenção da nossa carteira de projetos, nossos recursos financeiros são destinados basicamente à elaboração de estudos de inventário, estudos de viabilidade e projetos básicos. Tais estudos e projetos incluem, dentre outros, levantamentos topográficos, estudos geológico-geotécnicos, estudos hidrológicos, medições de ventos, pesquisa de materiais de construção, estudos de conexão, etc. Ainda, alocamos nossos recursos na elaboração de EIA/RIMA, levantamentos fundiários, cadastro sócio-econômico e, no caso das PCHs e UEEs, compra de terras para implantação dos empreendimentos. O item 9.1 (a) deste Formulário de Referência contém maiores detalhes acerca de nossa política de aquisição de terras para nossos empreendimentos.

c.ii e c.iv.

Até 31 de dezembro de 2015, investimos cerca de R\$ 105.000 mil nas atividades de prospecção e desenvolvimento de novos projetos.

10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9. Outras informações relevantes:

Todas as informações relevantes sobre o assunto foram divulgadas nos itens acima.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11.1. As projeções devem identificar: (a) objeto de projeção, (b) período projetado e o prazo de validade da projeção, (c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle e (d) valores dos indicadores que são objeto da previsão:

Não temos como prática divulgar projeções operacionais e financeiras.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

11.2. Na hipótese de o emissor ter divulgado, durante os 03 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores: (a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário, (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, (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:

Não temos como prática divulgar projeções operacionais e financeiras.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

12.1. Estrutura administrativa da Companhia, conforme estabelecido no seu estatuto social e regimento interno:

a) atribuições de cada órgão e comitê

Nossa administração é exercida por um Conselho de Administração e uma Diretoria, além de Comitês de Assessoramento.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é o nosso órgão de deliberação, composto de 5 a 8 membros efetivos e seus respectivos suplentes, eleitos na Assembleia Geral, com mandato unificado de dois anos, admitida a recondução por igual período.

O conselheiro deve ter reputação ilibada. Não poderá ser eleito para o Conselho de Administração, salvo dispensa da Assembleia, aquele que (i) for empregado ou ocupar cargo em Companhia que possa ser considerada concorrente da Companhia; ou (ii) tiver ou representar interesse conflitante com a Companhia. Não poderá ser exercido o direito de voto pelo conselheiro caso se configurem, supervenientemente, esses fatores de impedimento. Compete ao Conselho de Administração:

I) fixar a orientação geral dos negócios, planos, projetos e diretrizes econômicas e financeiras, industriais e comerciais da Companhia e de suas sociedades controladas; **II)** eleger e destituir os Diretores da Companhia e fixar-lhes as atribuições, observando o que a respeito dispuser este Estatuto Social; **III)** fiscalizar a gestão dos Diretores, examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia, solicitar informações sobre contratos celebrados ou em vias de celebração, e quaisquer outros atos; **IV)** convocar a Assembleia Geral Ordinária e, quando julgar conveniente, a Extraordinária; **V)** deliberar sobre as contas da Diretoria, consubstanciadas nos balanços semestrais ou nos relatórios da administração, bem como sobre as demonstrações financeiras, para posterior encaminhamento à apreciação e aprovação da Assembleia Geral Ordinária; **VI)** manifestar-se previamente sobre atos e contratos, quando este Estatuto Social assim o exigir; **VII)** escolher e destituir os auditores independentes da companhia; **VIII)** deliberar sobre a participação da Companhia (i) na Implementação de qualquer projeto de energia renovável ("Projeto") ou (ii) na aquisição de um ativo operacional de geração ou transmissão de energia ("Oportunidade de Implementação"), avaliando o plano de investimento elaborado pela Diretoria, o qual deverá incluir, entre outras informações solicitadas pelo Conselho de Administração, a taxa interna de retorno - TIR apurada para cada Oportunidade de Implementação. Para efeitos deste Estatuto, "Implementar" ou "Implementação" deverá significar o processo conduzido pela Companhia para fazer com que determinado novo ativo de geração ou transmissão de energia seja construído ou esteja pronto para iniciar operação. **IX)** deliberar a inclusão dos novos Projetos na carteira de investimentos da Companhia (bem como no plano de negócios, sempre que apropriado); **X)** autorizar a Companhia a participar de sociedades de propósito específico para a implantação de Projetos autorizados nos termos da alínea VIII acima; **XI)** deliberar sobre desvios de orçamento de investimentos superiores a 5% em relação aos aprovados nos Planos de Negócios; **XII)** autorizar a Companhia a contratar empréstimos, financiamentos e dar garantias para a implantação dos Projetos cujos planos de investimento tenham sido aprovados nos termos da alínea VIII acima; **XIII)** deliberar sobre a celebração, aditamento ou rescisão pela Companhia de qualquer Operação com Partes Relacionadas, conforme definido abaixo; **XIV)** deliberar sobre aquisição ou alienação de qualquer ativo fixo de valor igual ou superior a R\$ 2.000.000,00 (dois milhões de reais). **XV)** autorizar a abertura e/ou extinção de filiais, agências, depósitos, escritórios e sucursais, no exterior; **XVI)** fixar a política de atribuição e a distribuição de participação nos lucros anuais aos empregados e aos administradores; **XVII)** aprovar o plano de negócios atualizado da Companhia e o orçamento anual, bem como qualquer aditamento ou revisão dos mesmos; **XVIII)** autorizar a Companhia a incorrer em despesas não aprovadas previamente no orçamento anual da Companhia e/ou no plano anual de negócios (conforme o caso) em valores superiores a R\$ 200.000,00 (duzentos mil reais); **XIX)** autorizar a concessão de garantia real ou fidejussória em favor de terceiros que não a própria Companhia ou suas Controladas, em valores superiores a R\$ 400.000,00 (duzentos mil reais); **XX)** deliberar previamente sobre a apresentação, pela Companhia, de pedido de falência ou recuperação judicial ou extrajudicial; **XXI)** distribuir a remuneração global fixada pela Assembleia Geral entre os membros do Conselho de Administração e da Diretoria. **XXII)** deliberar sobre a distribuição de dividendos intermediários ou intercalares ou o pagamento de juros sobre capital próprio, bem como submeter à Assembleia Geral a proposta de destinação do lucro líquido do exercício, nos termos da Lei 6.404/76 e demais leis aplicáveis; **XXIII)** deliberar sobre as políticas, planos, orçamentos e demais assuntos propostos pela Diretoria que estejam fora do Plano de Negócios; **XXIV)** constituir Comitês Especiais, determinando suas finalidades, indicando seus membros e fixando seus honorários; **XXV)** aprovar aumentos do capital social dentro do capital autorizado da Companhia, ou deliberar sobre propostas de alteração do capital social, quando superiores ao capital autorizado, e submetê-las à Assembleia Geral; **XXVI)** manifestar-se sobre operações de fusão, cisão ou incorporação previamente à Assembleia Geral que sobre elas deliberar; **XXVII)** manifestar-se sobre planos de opção de compra ou subscrição de ações aos administradores, empregados, prestadores de serviços da Companhia ou de suas sociedades controladas, para submissão à Assembleia Geral; **XXVIII)** aprovar a outorga de opção de compra ou subscrição de ações aos administradores, empregados, prestadores de serviços da Companhia ou de suas sociedades controladas, dentro do limite do capital autorizado e de acordo com plano aprovado pela Assembleia Geral; **XXIX)** deliberar sobre quaisquer matérias que não sejam de competência da

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Diretoria ou que ultrapassem o limite de sua competência; **XXX**) manifestar-se previamente sobre qualquer assunto a ser submetido à Assembleia Geral; **XXXI**) deliberar sobre a aquisição de ações de emissão da Companhia para efeito de cancelamento ou permanência em tesouraria, bem como sobre sua revenda ou recolocação no mercado, observadas as normas expedidas pela CVM e demais disposições legais aplicáveis; **XXXII**) definir a lista tríplice de empresas especializadas a ser apresentada à Assembleia Geral para a elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia para fins de oferta pública de aquisição de ações decorrente da saída do Bovespa Mais e/ou do cancelamento de registro de companhia aberta de que trata o Capítulo V deste Estatuto Social; **XXXIII**) aprovar a contratação da instituição depositária prestadora dos serviços de ações escriturais; **XXXIV**) aprovar a emissão de debêntures, exceto pelo disposto no item V do parágrafo único do artigo 11 deste Estatuto; **XXXV**) eleger ou destituir, a qualquer tempo, os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal das Controladas e nas Coligadas quando for o caso. Pra fins deste Estatuto, Coligadas são sociedades onde a Companhia tenha influência significativa, sem caracterizar Controle; **XXXVI**) deliberar sobre financiamentos fora do Plano de Negócios; e **XXXVII**) aprovar o quadro de competências da administração da Companhia.

Comitê de Assessoramento

Os comitês de assessoramento foram criados na AGE de 08 de março de 2012, quando tiveram sua estrutura, composição e atribuições definidas.

O objetivo dos comitês é auxiliar o Diretor Presidente (CEO) e o Conselho de Administração de forma a conferir rapidez, transparência e exatidão às decisões do Conselho de Administração. Os comitês também fornecerão uma análise prévia dos assuntos relevantes para o Conselho de Administração. Os membros dos comitês serão nomeados pelo Conselho de Administração e devem representar um misto de independência, representação dos acionistas e conhecimento técnico. Caso haja necessidade de conhecimentos mais específicos, membros de fora da Companhia poderão ser indicados. Os membros do comitê serão nomeados para um período de 1 ano, podendo ser prorrogado por outro ano. Os membros não serão remunerados, exceto no caso de membros externos. Os comitês deverão se reunir periodicamente para discutir assuntos estratégicos e operacionais levantados pelo Conselho de Administração, pela Administração Executiva ou por seus membros. Tais discussões deverão resultar em recomendações formais com relação a decisões, políticas e estratégias. Os comitês devem elaborar suas recomendações pelo menos 10 dias antes da reunião do Conselho, para que o Conselho tenha tempo suficiente de analisar a documentação.

A RCA realizada no dia 13 de julho de 2015 alterou a estrutura dos Comitês de Assessoramento através da extinção e criação de novos comitês, os quais passaram a ser: Comitê de Investimentos, Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças (FRAC), e Comitê de Recursos Humanos e Remuneração.

O Conselho de Administração poderá designar outros comitês conforme julgue necessário.

Enquanto a FUNCEF mantiver uma participação de, no mínimo, 15% (quinze por cento) do capital social da Companhia, terá ela o direito de nomear membros dos Comitês de Assessoramento em proporção à sua participação no capital social.

O organograma a seguir mostra essa estrutura:



Diretoria

A Companhia será administrada por, no mínimo, 2 (dois) Diretores, sendo: 1 (um) Diretor Presidente e 1 (um) Diretor Financeiro, que também deverá atuar como Diretor de Relações com Investidores, enquanto que os demais Diretores deverão atuar sem denominação específica ou conforme determinado pelo Conselho de Administração. Os Diretores serão eleitos e/ou reeleitos a cada 2 (dois) anos e destituíveis a qualquer tempo pelo Conselho de Administração, todos residentes no país. Em caso de

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

renúncia, vacância ou impedimento, o respectivo substituto será escolhido pelo Conselho de Administração, em até no máximo 30 (trinta) dias. O Diretor eleito nessas condições exercerá as funções pelo prazo restante do mandato do diretor que estiver substituindo.

A competência de cada um dos membros de nossa Diretoria encontra-se detalhada no item "d" abaixo.

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

Nosso Conselho Fiscal foi instalado na Assembleia Geral Extraordinária datada de 30 de setembro de 2010.

O Conselho Fiscal funciona em caráter permanente, e é composto por três membros efetivos e três suplentes, acionistas ou não, com mandato até a Assembleia Geral Ordinária seguinte à de sua eleição, podendo haver recondução.

Os comitês de assessoramento foram criados na AGE de 08 de março de 2012, quando tiveram sua estrutura, composição e atribuições definidas. A RCA realizada no dia 13 de julho de 2015 alterou a estrutura dos Comitês de Assessoramento através da extinção e criação de novos comitês, os quais passaram a ser: Comitê de Investimentos, Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças (FRAC), e Comitê de Recursos Humanos e Remuneração.

c) mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê

Não possuímos atualmente um mecanismo formal de avaliação de desempenho dos membros do conselho de administração e comitês.

A RCA de 20 de janeiro de 2015 aprovou o orçamento econômico e financeiro para o exercício de 2015, através do qual estabeleceu metas de desempenhos para nossos Diretores.

d) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

Artigo 21. Compete ao Diretor Presidente, além de coordenar a ação dos demais Diretores e de dirigir a execução das atividades relacionadas com o planejamento geral da Companhia: planejar, coordenar, organizar, supervisionar e dirigir as atividades da Companhia. **Parágrafo único.** Compete ainda ao Diretor Presidente, isoladamente: (i) convocar e presidir as reuniões da Diretoria; (ii) manter os membros do Conselho de Administração informados sobre as atividades da Companhia e o andamento de suas operações; (iii) exercer a supervisão geral das competências e atribuições dos demais Diretores; (iv) exercer outras atribuições que lhe forem cometidas pelo Conselho de Administração. **Artigo 22.** Compete ao Diretor Financeiro, além das obrigações impostas pela regulamentação vigente: (i) responsabilizar-se pela gestão administrativa, financeira e contábil da Companhia, (ii) representar a Companhia perante os órgãos de controle e demais instituições que atuam no mercado de capitais; (iii) prestar informações ao público investidor, à CVM, às bolsas de valores em que a Companhia tenha seus valores mobiliários negociados e demais órgãos relacionados às atividades desenvolvidas no mercado de capitais, no Brasil e no exterior; e (iv) manter atualizado o registro de companhia aberta perante a CVM. **Artigo 23.** Competirá aos demais Diretores (i) o apoio ao Diretor Presidente e ao Diretor Financeiro no exercício de suas funções, na gestão da Companhia; e (ii) exercer outras atribuições que lhe forem cometidas pelo Conselho de Administração. **Artigo 24.** Compete ainda ao Diretor Presidente e ao Diretor Financeiro, mediante assinatura conjunta deles, mediante assinatura conjunta de um deles e de outro Diretor ou, se for o caso, através de procuradores por eles constituídos nos termos do Artigo 26: **I)** realizar operações bancárias em geral, abrir e movimentar contas bancárias, emitir e endossar cheques, autorizar transferências, débitos e pagamentos, sacar, aceitar, emitir e endossar títulos de crédito de qualquer natureza, dar recibos e quitações e efetuar levantamento de cauções em entidades públicas ou privadas; **II)** aprovar a celebração de acordo visando a solução de qualquer litígio, demanda ou arbitragem em que a Companhia seja parte; **III)** aprovar a celebração de acordos ou contratos de cooperação técnica, transferência de tecnologia e exploração de patentes, ou de prestação de serviços em que a Companhia seja parte; **IV)** representar a Companhia junto a clientes, fornecedores, entidades de classe repartições e órgãos públicos dos governos federal, estaduais e municipais, inclusive suas autarquias; e **V)** constituir consórcios.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

12.2. Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais:

a) prazos de convocação

As Assembleias Gerais da Companhia são convocadas com, no mínimo, 15 dias corridos de antecedência em primeira convocação e com oito dias corridos de antecedência no caso de segunda convocação.

b) competências

Compete à Assembleia Geral, em caráter ordinário:

(i) alterar o Estatuto Social; (ii) eleger ou destituir, a qualquer tempo, os membros do Conselho de Administração e os membros do Conselho Fiscal, quando instalado; (iii) tomar, anualmente, as contas dos administradores, e deliberar sobre as demonstrações financeiras por eles apresentadas; (iv) deliberar, de acordo com a proposta apresentada pela administração, sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição dos dividendos; (v) autorizar a emissão de debêntures conversíveis em Ações e/ou com garantia real; (vi) suspender o exercício dos direitos do acionista, na forma da lei; (vii) deliberar sobre a avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social; (viii) deliberar sobre nossa transformação, fusão, incorporação, cisão, dissolução e liquidação, eleger e destituir liquidantes, bem como o conselho fiscal que deverá funcionar no período de liquidação, e julgar-lhes as contas; (ix) autorizar os administradores a confessar falência, pedir recuperação judicial ou realizar recuperação extrajudicial; (x) fixar a remuneração global dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal, este último quando instalado; (xi) deliberar sobre nossa saída do Bovespa Mais, da BM&FBOVESPA e sobre o cancelamento de nosso registro de companhia aberta; (xii) escolher a instituição responsável pela preparação de laudo de avaliação das nossas Ações, dentre as empresas indicadas pelo Conselho de Administração; (xiii) aprovar planos de outorga de opção de compra ou subscrição de Ações aos nossos administradores, empregados, prestadores de serviço ou os de nossas controladas; (xiv) deliberar acerca da eventual abertura de capital e oferta pública de valores mobiliários de qualquer de nossas sociedades controladas, bem como deliberar sobre suas respectivas condições e aprovar a prática de todos e quaisquer atos necessários ou convenientes à realização de tais operações; e (xv) criar novas Ações fora do limite do capital autorizado.

c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Eletrônico: (i) www.statkraft.com.br; (ii) www.cvm.gov.br; e (iii) www.bmfbovespa.com.br

Físico: (i) Av. Pref. Osmar Cunha, 416, 10º andar, Centro, Cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, CEP 88015-100

d) identificação e administração de conflitos de interesses

Observamos todas as regras de conflito de interesses previstas na Lei das S.A., em especial em seu artigo 115.

Nosso Acordo de Acionistas, celebrado no dia 08 de março de 2012 prevê em seu item 8.12, referente à conflitos de interesse no âmbito do Conselho de Administração e em seu item 10.03, referente à conflitos de interesse no âmbito da Assembleia Geral de Acionistas, que o Acionista ao qual a Operação com Partes Relacionadas se aplique ou o Acionista conflitante, conforme o caso, deverá (i) revelar seu impedimento aos demais Acionistas ante que qualquer discussão ou deliberação seja iniciada e (ii) abster-se de votar sobre essa matéria.

Nosso Estatuto Social prevê no seu Parágrafo 3º, Artigo 19, que nas deliberações do Conselho de Administração que tenham como objeto aprovar a celebração pela Companhia de uma ou mais Operação Com Partes Relacionadas, os conselheiros indicados de forma direta ou indireta por tal acionista deverão se declarar impedidos de votar.

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

Admitimos o voto exercido por procurador, desde que o instrumento de procuração esteja de acordo com as normas legais aplicáveis.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

f) formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se a Companhia admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

O acionista poderá ser representado na Assembleia Geral por procurador constituído há menos de 1 (um) ano, que seja nosso acionista, nosso administrador ou advogado. Após a abertura de capital da sociedade, referido procurador poderá ser, também, uma instituição financeira, cabendo ao administrador de fundos de investimento representar os condôminos.

g) manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

Não mantemos nenhum tipo fórum ou página na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias.

h) transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias

Não transmitimos ao vivo o vídeo ou o áudio das assembleias.

i) mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas

Não possuímos atualmente nenhum mecanismo específico destinado à inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas pelos acionistas. Até o momento nunca recebemos nenhuma solicitação desta natureza, sendo certo que poderemos atender tais solicitações, caso apresentadas, conforme o caso específico.

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

12.2. Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração:

a) número de reuniões realizada no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias:

No exercício de 2015 o Conselho de Administração da Companhia reuniu-se por 13 oportunidades, sendo 04 delas de maneira ordinária (trimestral) e as demais extraordinariamente, sempre que os interesses sociais exigiram.

b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

Tendo em vista que a referida informação já foi disponibilizada no item 15.5 (g), a Companhia não inseriu o tema nesse item.

c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses.

Observamos e fazemos com que nossos acionistas observem todas as disposições do art. 156 da Lei das S.A. no que se refere a eventos de conflito de interesse. Para além das disposições legais aplicáveis, adotamos mecanismos estatutários estritos no que se refere à eventos de conflitos de interesse.

O parágrafo 3º do artigo 19 do nosso Estatuto Social prevê que, nas deliberações do Conselho de Administração que tenham como objeto a aprovação de operações entre a Companhia e uma ou mais Partes Relacionadas a qualquer dos acionistas da Companhia, os conselheiros indicados de forma direta ou indireta por tal acionista deverão se declarar impedidos de votar.

Ainda, o parágrafo 1º do artigo 15 de nosso Estatuto Social prevê que nossos conselheiros devem ter reputação ilibada e não podem ser eleitos, salvo se autorizado pela Assembléia Geral, aquele que (i) for empregado ou ocupar cargo em companhia que possa ser considerada nossa concorrente, ou (ii) tiver ou representar interesse conflitante com os nossos.

Dessa maneira, nos termos da Lei das S.A. e de nosso Estatuto Social, o Conselheiro que tiver qualquer interesse conflitante com os nossos interesses não poderá exercer o direito de voto, declarando-se impedido para este fim.

Nosso Acordo de Acionistas, celebrado no dia 08 de março de 2012 prevê em seu item 8.12, referente à conflitos de interesse no âmbito do Conselho de Administração e em seu item 10.03, referente à conflitos de interesse no âmbito da Assembléia Geral de Acionistas, que o Acionista ao qual a Operação com Partes Relacionadas se aplique ou o Acionista conflitante, conforme o caso, deverá (i) revelar seu impedimento aos demais Acionistas ante que qualquer discussão ou deliberação seja iniciada e (ii) abster-se de votar sobre essa matéria.

Por fim, é importante observar que, nos termos do nosso acordo de acionistas "Operação com Partes Relacionadas" deverá significar, com relação a qualquer Acionista, qualquer ação por meio da qual a Companhia: (a) celebre, adite, declare uma inadimplência, renuncie a uma condição ou rescinda, (b) dê seu consentimento, aprovação ou autorização em relação a, ou (c) efetue um pagamento, proposta de negociação ou promova acordos materiais decorrentes de (em cada um dos casos anteriores) qualquer contrato ou acordo de qualquer tipo ou natureza: (i) entre a Companhia ou uma Subsidiária e tal Acionista, qualquer de suas Afiliadas ou qualquer Pessoa Restrita, (ii) entre a Companhia ou uma Subsidiária e os membros de seu Conselho, Diretores, qualquer cônjuge das Pessoas acima e qualquer outra Pessoa relacionada com qualquer dessas Pessoas por consanguinidade direta ou colateral de primeiro, segundo ou terceiro grau, ou (iii) entre a Companhia ou uma Subsidiária e qualquer outra Pessoa, que, direta ou indiretamente, beneficie tal Acionista, qualquer de suas Afiliadas ou qualquer Pessoa Restrita.

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

12.4. Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem:

Nosso Estatuto Social dispõe que nós, nossos acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal, presentes e futuros, ficam obrigados a resolver, por meio de arbitragem, nos termos do Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado da BM&FBOVESPA, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das S.A., no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo BACEN e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Bovespa Mais, do Contrato de Participação do Bovespa Mais e do Regulamento de Arbitragem.

De acordo com o Estatuto Social, a lei brasileira será a única aplicável a toda e qualquer controvérsia, bem como à execução, interpretação e validade da cláusula compromissória.

Sem prejuízo da validade da cláusula arbitral, qualquer das partes do procedimento arbitral terá o direito de recorrer ao Poder Judiciário com o objetivo de, se e quando necessário, requerer medidas cautelares de proteção de direitos, seja em procedimento arbitral já instituído ou ainda não instituído, sendo que, tão logo qualquer medida dessa natureza seja concedida, a competência para decisão de mérito será imediatamente restituída ao tribunal arbitral instituído ou a ser instituído.

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			
Alfio Edwin Gutierrez Boudri	30/03/1961	Pertence apenas à Diretoria	13/07/2015	Até 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2017	0
703.534.951-07	Engenheiro Mecânico	19 - Outros Diretores	13/07/2015	Sim	0.00%
Nenhum		Diretor de Gestão de Ativos			
Fernando De Lapuerta Montoya		Pertence apenas à Diretoria	13/05/2016	Até 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2017	0
061.330.627-97	Administrador	13 - Diretor Presidente / Diretor de Relações com Investidores	30/06/2016	Sim	0%
Nenhum					
Horst August Heinrich Kesselmeier	14/02/1964	Pertence apenas à Diretoria	13/07/2015	Até 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2017	0
226.320.808-94	Engenheiro Elétrico	19 - Outros Diretores	13/07/2015	Sim	0.00%
Nenhum		Diretor de Projetos e Construção			
Fabiola Sena Vieira	30/11/1973	Pertence apenas à Diretoria	17/12/2015	Até 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2017	0
910.389.879-20	Engenheira Eletricista	19 - Outros Diretores	17/12/2015	Sim	0.00%
n/a		Diretora de Assuntos Regulatórios			
Leoze Lobo Maia Junior	14/06/1978	Pertence apenas à Diretoria	20/05/2016	Até 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2017	0
019.815.749-56	Engenheiro	19 - Outros Diretores	20/05/2016	Sim	0.00%
Nenhum		Diretor Financeiro			
Ruy Nagano		Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/05/2014	Até a AGO de aprovação das contas de 2017	0
839.635.701-30	Administrador de Empresas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	12/05/2014	Sim	0%
Pertence ao Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças, ao Comitê de Recursos Humanos e Remuneração e ao Comitê de Investimentos					
Laurent Gonzalo	26/12/1979	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/05/2016	Até a AGO de aprovação das contas de 2017	0
063.427.187-33	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)	31/05/2016	Sim	0.00%
Não há.					

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			
Asbjorn Grundt		Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/08/2015	Até a AGO de aprovação das contas de 2017	1
000.000.000-00	Cientista	20 - Presidente do Conselho de Administração	21/08/2015	Sim	0.00%
Nenhum					
Kjersti Ronningen		Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/08/2015	Até a AGO de aprovação das contas de 2017	1
000.000.000-00	Administradora	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	21/08/2015	Sim	0.00%
Nenhum					
Tron Engebretsen		Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/05/2014	Até a AGO de aprovação das contas de 2017	1
000.000.000-00	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	12/05/2014	Sim	0.00%
Nenhum					
Simen Braein		Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/05/2016	Até a AGO de aprovação de contas de 2017	0
063.292.317-29	Cientista Político	23 - Conselho de Administração (Suplente)	31/05/2016	Sim	0%
Não há.					
Angelo Nonato de Sousa Lima		Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/05/2014	Até a AGO de aprovação das contas de 2017	1
690.662.561-68	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)	12/05/2014	Sim	0.00%
Nenhum					
Lucimara Morais Lima		Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/05/2016	Até a AGO de aprovação das contas de 2017	0
115.959.948-31	Advogada	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	31/05/2016	Sim	0%
Não há.					
Austin Laine Powell	27/09/1956	Pertence apenas ao Conselho de Administração	12/05/2014	Até a AGO de aprovação das contas de 2017	1
946.522.287-91	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	12/05/2014	Sim	0.00%

Para o cargo de Diretor Presindete eleição e posse ocorreram no dia 13.07.2015, com mandato até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2017. Também é membro do Comitê de Investimentos.

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			
José Pedro de Barros Pradez		Conselho Fiscal	31/05/2016	Até a AGO de aprovação de contas de 2016	0
089.417.767-24	Engenheiro de Produção	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	31/05/2016	Sim	0%
Não há.					
Edgar da Silva		Conselho Fiscal	31/05/2016	Até a AGO de aprovação de contas de 2016	0
052.336.889-56	Engenheiro Eletricista	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	31/05/2016	Sim	0%
Não há.					
Saulo Macedo Freitas		Conselho Fiscal	31/05/2016	Até 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2017	0
218.148.721-91	Economista	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	31/05/2016	Sim	0%
Nenhum					
Rodrigo Pinheiro Machado Fernandes Maia		Conselho Fiscal	19/10/2015	Até a AGO de aprovação das contas de 2016	1
604.915.239-04	Economista	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	19/10/2015	Sim	0.00%
Nenhum					
Paula Beatriz Cerqueira Leite		Conselho Fiscal	31/05/2016	Até a AGO de aprovação das contas de 2016	0
098.619.927-31	Engenheira Eletricista	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	31/05/2016	Sim	0%
Nenhum					
Helio Ricardo Teixeira de Moura		Conselho Fiscal	31/05/2016	Até a AGO de aprovação das contas de 2016	0
402.707.346-00	Contador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	31/05/2016	Sim	0%
Não há.					
Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência					
Alfio Edwin Gutierrez Boudri - 703.534.951-07					

O Sr. Alfio é graduado em Engenharia Mecânica pela Universidade Nacional de Engenharia do Peru e possui Mestrado em Administração de Empresas pela Maastricht School of Management – Holanda. Há três anos na Statkraft, Alfio Gutierrez ocupa atualmente o cargo de Diretor de Ativos para a Statkraft Energias Renováveis S/A, onde responde pelos Ativos em Operação da Companhia. Antes de ingressar na Statkraft, Sr. Alfio trabalhou na SN Power 2004-2012, como Diretor de Operações para o Peru, prestando também consultoria internacional relacionado com processos de classe mundial de O&M em todas as subsidiárias SNPower (Nepal, Filipinas, Índia, Chile e Brasil), due diligence e processos de transferência. Destaca-se ainda sua atuação na Tractebel Peru, tendo ocupado várias posições ao longo de 07 anos de atividade. O Sr. Alfio Gutierrez não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Fernando De Lapuerta Montoya - 061.330.627-97

O Sr. Fernando de Lapuerta é graduado em administração de empresas, Mestre em Direito pela Universidade Pontifícia de Comillas – ICADE, em 2000 (Madrid-Espanha) e Mestre em Economia pela Universidade Pontifícia de Comillas-ICADE, em 2001 (Madrid-Espanha). MBA em negócios - IESE Business School (Barcelona, Espanha), em 2005. Programa de Educação Executiva em Liderança na Harvard Business School (Boston-EUA), em 2013. O Sr de Lapuerta iniciou sua carreira trabalhando no Banco Santander e ABN Amro Bank, com foco especial em empresas de energia elétrica. Em 2006 trabalhou no departamento de M&A da empresa Iberdrola em Madrid onde trabalhou em aquisições internacionais e avaliações de empresas e projetos de tecnologias em energia renovável. Desde 2008 está na empresa SN Power, primeiramente no departamento de M&A, em Oslo. Em janeiro de 2010 iniciou sua função de diretor financeiro da SN Power do Brasil além de acumular a partir de junho de 2012, as funções regionais de vice-presidente de Controlador de Financeiro para a América do Sul (Brasil, Peru e Chile), função de exerceu até Janeiro de 2015. Em janeiro de 2015 iniciou sua função como Country Diretor da SN Power no Panamá. O Sr. Fernando de Lapuerta não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Horst August Heinrich Kesselmeier - 226.320.808-94

O Sr. Horst Kesselmeier é graduado em Engenharia Elétrica e possui PhD em Engenharia Mecânica. O Sr. Horst iniciou como diretor de projetos da Statkraft Energia Renováveis em outubro de 2014, em Florianópolis/SC - Brasil. O Sr. Horst é também responsável por projetos e construções na América do Sul (Peru, Chile e Brasil). Antes de assumir sua atual posição na Statkraft Energias Renováveis S/A chefiou o departamento de desenvolvimento de projetos e departamento de construção na Statkraft Alemanha com projetos na Alemanha, França e Reino Unido. Possui vasto conhecimento nas áreas de projetos hidrelétricos, usinas de energia a gás, usinas de bombeamento, baterias e soluções de rede de energia descentralizadas. Antes de ingressar na Statkraft trabalhou na ex-ABB Brasil/Alemanha e SAG-Group. O Sr. Horst não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Fabiola Sena Vieira - 910.389.879-20

A Sra. Fabiola Sena possui graduação, mestrado e doutorado em engenharia elétrica. Possui 20 anos de experiência em mercados de energia elétrica, regulação da indústria de eletricidade, planejamento da expansão, análise de projetos de geração, leilões de energia elétrica, formação de preço, regras e procedimentos de mercado. Na Companhia ocupa a posição de Diretora de Assuntos Regulatórios. Antes de se juntar à Statkraft, Fabiola atuou por 14 anos na Tractebel Energia S.A. e GDF Suez Latin America, ocupando posições de Especialista em Assuntos Regulatórios, Coordenadora de Planejamento Comercial e Coordenadora de Risco de Mercado para América Latina. Fabiola tem participado de mais de vinte bancas de avaliação de mestrado, qualificação de doutorado e doutorado em prestigiadas instituições de ensino brasileiras. A Sra. Fabiola Sena não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Leoze Lobo Maia Junior - 019.815.749-56

O Sr. Leoze é graduado em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), concluído em 2001, e Ciências Contábeis pela Unisul, em 2010. Pós Graduado em Controladoria e Finanças Corporativas, pela Fundação Getúlio Vargas. Possui relevante experiência em Companhias listadas de grande porte, com foco em planejamento econômico e financeiro, relações com investidores, análises, controladoria, tesouraria e estruturação de capital. Atuou (i) como Analista Sr. de Controladoria na empresa Portobello S.A, de 2003 a 2007, (ii) como Analista de Relações com Investidores Sr. na Positivo Informática, de 2007 a 2008. Em 2008 passou a fazer parte da Desenvix Energias Renováveis, como responsável pela área de Planejamento e Relações com Investidores, tendo assumido em 2014 a posição de Gerente de Controladoria. Em julho de 2015, após a alteração do controle acionário da Companhia, assumiu a posição de Gerente de Tesouraria, Planejamento e Relações com Investidores da Statkraft Energias Renováveis S.A. A partir de maio de 2016 ocupa a função de Diretor Financeiro desta empresa. O Sr. Leoze Lobo não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Ruy Nagano - 839.635.701-30

É graduado em Administração de Empresas pela Universidade de Brasília (UnB), concluído em 2003. Durante os últimos cinco anos trabalhou: (i) 2005 a 2008 como analista financeiro na gerência de Relações com Investidores na Brasil Telecom, (ii) 2007 a 2008, como gerente de RI e análise de investimentos, na Moura Dubeux Engenharia, (iii) de 2008 a 2009, como coordenador da Gerência de Captação e Administração de Recursos Financeiros na Brasil Telecom, e (iv) em 2010, como analista de participações societárias da FUNCEF. Na Companhia atua como membro do Conselho de Administração desde setembro de 2010, tendo sido sua última reeleição realizada em 12 de maio de 2014.

O Sr. Ruy não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Laurent Gonzalo - 063.427.187-33

Formado em Ciências Econômicas pela Universidade de Barcelona (2003) e Gestão pela Universidade de Fribourg (2004), bem como MBA pela Accademie Suisse (2008). Atualmente ocupa a posição de Controller na Companhia. Está na Statkraft desde 2013, onde ocupou a função de Consultor Senior em assuntos estratégicos e relacionados às demonstrações financeiras do grupo. Anteriormente trabalhou na KPMG na auditoria e consultoria, tendo sido gerente de consultoria (2004-2013). O Sr. Laurent não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Asbjorn Grundt - 000.000.000-00

Possui mestrado em ciência da computação e economia industrial pelo Instituto Norueguês de Tecnologia e é Mestre em gestão de BI pela Norwegian Business School. O Sr. Asbjorn é um experiente líder, com profundo conhecimento em gerenciamento de Energia, Comércio e Desenvolvimento de Negócios. Atualmente o Sr. Asbjorn ocupa o cargo de Vice Presidente Executivo, Chefe da área de negócios de Operações do Mercado e de TI na Statkraft que teve início em 2000 como Chefe de Gestão de Energia nos países nórdicos, em 2002 passou a exercer a função de Diretor de Trading & Originação, função que ocupou até 2008, de 2008 à 2010 Sr. Asbjorn assumiu o cargo de Chefe de Negócios para o segmento Trading e Operações Continentais. Antes de ingressar na Statkraft o Sr. Asbjorn ocupou várias posições na divisão de energia da Norsk Hydro, e também atuou como pesquisador a serviços do Departamento de Defesa da Noruega.

O Sr. Asbjorn não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Kjersti Ronningen - 000.000.000-00

É administradora formada em Organização de Empresas e Finanças Internacionais pela Universidade Heriot Watt, em Edinburgh, Escócia. A Sra. Kjersti iniciou sua carreira na Statkraft em 2008 ocupando o cargo de Gerente de Auditoria Interna, em 2013 atuou como Gerente de Interação e em 2014 passou a exercer a função de Senior Vice Presidente de Finanças para o segmento de International Hidro. Antes de ingressar no grupo Statkraft a Sra. Kjersti atuou como auditora financeira na empresa Grøndahl & Dreyer até 1993, no ano seguinte atuou como gerente financeira pela mesma Companhia. Em 1995 atuou como Controller na NCA – Nippon Cargo Airlines, responsável pelos continentes Africanos e Asiático. No ano de 1998 ingressou na Orkla onde atuou como auditora interna até 2005, ano em que foi promovida para o cargo de Vice-chefe de auditoria interna, cargo que exerceu até 2008.

A Sra. Kjersti não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Tron Engebretsen - 000.000.000-00

O Sr. Tron Engebretsen – É Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Técnica de Trondheim, Noruega. Atualmente o Sr. Tron ocupa o cargo de Vice Presidente Sênior Chefe de Desenvolvimento Industrial na Área de Negócio Internacional da Hidro Statkraft. O Sr. Tron possui experiência executiva na indústria de energia hidrelétrica, anteriormente como Diretor de Produção da Statkraft com o portfolio de 180 plantas (1996-2013). Diretor Regional (1995-1996); Gerente de Informações (1994-1995); Gerente Técnico (1992-1994); Gerente Operacional para os ativos da Statkraftsverkene (atualmente Statkraft e Statnett, 1991-1992); Vice Diretor de Produção (1988-1996); Gerente Técnico e Nacional de Despacho, ambos em Powerplants e Main Grade (1980-1991).

O Sr. Tron não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Simen Braein - 063.292.317-29

Formado em Ciências Políticas pela Universidade de Oslo (UiO) e atualmente ocupa a posição de Vice Presidente responsável pela Integração da Companhia com o modelo de gestão da Statkraft. Trabalha na Statkraft desde 2008, tendo atuado na Gestão Estratégica da Companhia e sendo parte do Conselho de Administração da empresa SN Power. Anteriormente trabalhou na Embaixada Norueguesa em Belgrado (2005-2008), foi Consul da Noruega em San Francisco/EUA (2001-2005) e trabalhou no Ministério de Relações Exteriores da Noruega (1998-2002). O Sr. Simen não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Angelo Nonato de Sousa Lima - 690.662.561-68

Sr. Angelo Nonato de Sousa Lima é formado em Ciências Econômicas e Pós Graduado em Gestão Executiva em Fundos de Pensão. Ingressou em setembro de 2001 na FUNCEF, tendo atuado em diversas áreas, entre elas Gerência de Controles e Risco e Gerência de Segurança, onde atuou como Analista. Entre dezembro de 2010 e novembro de 2011 atuou como Coordenador da área de Gerência de Atendimento. Desde novembro de 2011 vem atuando como Consultor Especial da Presidência. Na Companhia, até a data deste Formulário de Referência, atua como membro suplente do Conselho de Administração, tendo sido sua eleição realizada em maio de 2014.

O Sr. Angelo não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Lucimara Morais Lima - 115.959.948-31

A Sra. Lucimara é advogada, bacharel em direito pela Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo ("FADUSP"); mestre em direito pela Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo ("FADUSP"); MBA em Finanças e Mercado de Capitais pela Fundação Getúlio Vargas; graduanda em Filosofia pela Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas da Universidade de São Paulo (FFLCH/USP); Gerente Jurídica da FUNCEF, função que desempenha desde agosto de 2011; membro da Comissão Técnica Nacional de Assuntos Jurídicos da ABRAPPO. Sra. Lucimara não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Austin Laine Powell - 946.522.287-91

O Sr. Austin é Mestre e Bacharel em Administração de Empresas com honras pela Universidade do Texas. Há três anos na SN Power, Laine Powell ocupa atualmente os cargos de Gerente Geral para a SN Power Chile, supervisionando as atividades da empresa, e de Gerente Geral da empresa Energia Tinguiririca, uma parceria entre a SN Power e a Pacific Hydro no Chile. A Tinguiririca Energia é proprietária e opera duas UHEs (310 MW), no Vale Tinguiririca da Região VI, no Chile. Antes de ingressar na SN Power, Powell trabalhou na Duke Energy International 2002-2009, como Diretor de Operações para o Brasil, sendo também responsável por seus ativos localizados na Argentina e na Bolívia. Destaca-se ainda sua atuação na Enron Internacional, tendo ocupado várias posições ao longo de 08 anos de atividade. Na Companhia, até a data deste Formulário de Referência, atua como membro efetivo do Conselho de Administração, tendo sido sua eleição realizada em 12 de maio de 2014 e como Diretor Presidente, tendo sua eleição realizada no dia 13 de julho de 2015.

O Sr. Austin não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

José Pedro de Barros Pradez - 089.417.767-24

Engenheiro de produção formado pela Pontifícia Universidade Católica (PUC-RJ), com MBA em finanças pela Northwestern University – Kellogg School of Management. Desde 2015 atua na Statkraft como Analista de Gestão de Portfólio de energia. Anteriormente atuou na área de gestão estratégica, sendo co-fundador da B&Z Global Strategies (2012-2015), trabalhando na rede Walmart (2010-2011) e na McKinsey & Company (2010). Adicionalmente atuou na área de projetos na Petrobrás (2008-2009) e na PUC-RJ (2006-2008). O Sr. José não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Edgar da Silva - 052.336.889-56

Engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), como MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria pela Fundação Getúlio Vargas. Atualmente ocupa a posição de Analista na área de Origination e Energy Management na Statkraft (desde 2015). Anteriormente atuou em posições relacionados ao mercado de energia, tendo atuado na Desenvix (2012-2015), Delta Energia (2011-2012) e Electrabel (2010-2011). O Sr. Edgar não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Saulo Macedo Freitas - 218.148.721-91

Saulo Macedo Freitas – É graduado em ciências contábeis pela Universidade Católica de Goiás - 1989, com pós graduações em Auditoria Contábil pela Faculdade Anhanguera de Goiânia-1998, em Análise e Auditoria Contábil pela Universidade Católica de Goiás-2011 e em MBA em Padrões Internacionais de Auditoria Interna pela Universidade Católica de Brasília-2010. Atuou na Fundação dos Economistas Federais - FUNCEF de 1984 a 2013, dos quais 19 na Auditoria Regional de Goiânia/GO, tendo assumido diversos cargos até o nível de gerente Eventual de Auditoria e Instrutor Interno da Caixa por 14 anos.

O Sr. Saulo não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Rodrigo Pinheiro Machado Fernandes Maia - 604.915.239-04

é economista pela Universidade Federal do Paraná (UFPR) em 1987, pós-graduando com especialidade em Projetos de Investimento pela Universidade Federal do Paraná (UFPR) em 1988 e mestrado em Business Administration pela Syracuse University School of Management, Syracuse/NY, USA em 1999. O Sr. Rodrigo iniciou sua carreira no grupo Statkraft em 2012 ocupando o cargo de Head da Área de Riscos no Brasil. Antes de ingressar no grupo Statkraft o Sr. Rodrigo ocupou a posição de Gerente de Gestão de Riscos no Brasil na AES BRASIL, cargo que ocupou até junho de 2012. Atuou também como gerente de Controle de Risco na Light Serviços de Eletricidade S.A. (2011 – 2012). Na Companhia, até a data deste Formulário de Referência, atua como membro do Conselho Fiscal, tendo sido sua eleição realizada em 19 de outubro de 2015. O Sr. Rodrigo não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Paula Beatriz Cerqueira Leite - 098.619.927-31

É graduada em Engenharia Elétrica, com ênfase em sistemas de apoio a decisão, pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 2006 e mestrado em Engenharia Elétrica, Processamento de Sinais e Controles, pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 2008. O Sra. Paula iniciou sua carreira na Statkraft em abril de 2014 ocupando o cargo de Analista Sênior de Risco. Antes de ingressar no grupo Statkraft a Sra. Paula atuou como Analista Sênior de Risco, função que exerceu de março de 2012 até a março de 2014. Na Companhia, até a data deste Formulário de Referência, atua como membro suplente do Conselho Fiscal, tendo sido sua eleição realizada em 19 de outubro de 2015. A Srª Paula não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Helio Ricardo Teixeira de Moura - 402.707.346-00

Mestre em Engenharia de Produção, com Ênfase em Planejamento e Custos. Professor Universitário em várias disciplinas e IES, na Graduação e Pós, além de Perito Contábil, atuando pelo Juízo em diversas várias e Instâncias, na Capital e região. O Sr. Hélio não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

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						
Andrei Angelo Busanello 000.000.000-00	Outros Comitês Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças	Membro do Comitê (Suplente)	Economista	13/07/2015 13/07/2015	1 ano 0	0.00%
Nenhum						
Andrei Angelo Busanello 000.000.000-00	Outros Comitês Comitê de Investimentos	Membro do Comitê (Efetivo)	Economista	13/07/2015 13/07/2015	1 ano 0	0.00%
Nenhum						
Andrei Angelo Busanello 000.000.000-00	Outros Comitês Comitê de Recursos Humanos e Remuneração	Membro do Comitê (Suplente)	Economista	13/07/2015 13/07/2015	1 ano 0	0.00%
Nenhum						
Austin Iaine Powell 000.000.000-00	Outros Comitês Comitê de Investimentos	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	13/07/2015 13/07/2015	1 ano 0	0.00%
Diretor Presidente e Membro efetivo do Conselho de Administração						
Bjorn Lidsheim 000.000.000-00	Outros Comitês Comitê de Recursos Humanos e Remuneração	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	13/07/2015 13/07/2015	1 ano 0	0.00%
Nenhum						
Eduardo Fonseca 000.000.000-00	Outros Comitês Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças	Membro do Comitê (Efetivo)	Economista	13/07/2015 13/07/2015	1 ano 0	0.00%
Nenhum						
Ruy Nagano 839.635.701-30	Outros Comitês Comitê de Investimentos	Membro do Comitê (Suplente)	Administrador de Empresas	13/07/2015 13/07/2015	13/07/2016 0	0.00%
Membro efetivo do Conselho de Administração						
Ruy Nagano	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador de Empresas	13/07/2015	1 ano	0.00%

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						
839.635.701-30	Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças			13/07/2015	0	
Membro Efetivo do Conselho de Administração						
Ruy Nagano	Outros Comitês	Membro do Comitê (Suplente)	Administrador de Empresas	13/07/2015	1 ano	0.00%
839.635.701-30	Comitê de Recursos Humanos e Remuneração			13/07/2015	0	
Membro Efetivo do Conselho de Administração						
Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência						
Andrei Angelo Busanello - 000.000.000-00						
Andrei Angelo Busanello - 000.000.000-00						
Andrei Angelo Busanello - 000.000.000-00						
Austin Iaine Powell - 000.000.000-00						
Bjorn Lidsheim - 000.000.000-00						
Eduardo Fonseca - 000.000.000-00						
Ruy Nagano - 839.635.701-30						
Ruy Nagano - 839.635.701-30						
Ruy Nagano - 839.635.701-30						

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 relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Não há relações de subordinação, prestação de serviço ou controle mantidas, nos 03 últimos exercícios sociais, entre administradores da Companhia e:

- sociedade controlada, direta ou indiretamente, pela Companhia;
- controlador direto ou indireto da Companhia e
- fornecedor, cliente, devedor ou credor da Companhia, de sua controlada ou controladoras, ou controladas de alguma dessas pessoas, caso relevantes.

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

12.11. Acordos (inclusive apólices de seguro) estabelecendo o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou à Companhia, de penalidades impostas por agentes estatais e acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções:

A Companhia possui seguro de responsabilidade civil para Conselheiros, Diretores e ou Administradores, sendo co-tomadora da apólice de número 01-10-9189731, que possui a Controladora Statkraft Investimentos Ltda. como tomadora, com vigência até as vinte e quatro horas do dia 31 de dezembro de 2016.

O limite máximo de garantia de R\$ 49.752 mil.

Entre os eventos indenizáveis e riscos cobertos destacam-se:

- 1) Responsabilização civil do(s) Segurado(s) pelo pagamento de indenização à terceiros, inclusive aquelas decorrentes de negligência, imprudência ou imperícia na condução dos negócios sociais da Empresa Contratante;
- 2) Responsabilização do(s) Segurado(s) por danos ou prejuízos ambientais, decorrentes da atividade empresarial da Empresa Contratante e da sua condição de sócio ou administrador;
- 3) Condenação pessoal de qualquer do(s) Segurado(s) e/ou que recaia em respectivo cônjuge, companheiro(a) em união estável, herdeiros e/ou representantes legais, ao pagamento de multa imposta ou Termo de Ajustamento de Conduta proposto por qualquer órgão, entidade governamental regulatória ou fiscalizadora decorrente da sua condição como sócio ou administrador da Empresa Contratante;
- 4) Custos de Defesa incorridos pelo(s) Segurado(s) na defesa de processos ou procedimentos judiciais ou extrajudiciais, assim como honorários de peritos, técnicos, consultores e demais profissionais necessários para a defesa do Segurado numa Reclamação coberta pela Apólice, inclusive Custos Emergenciais e de Extradicação;
- 5) Cobertura automática para Subsidiárias ou Controladas, inclusive Instituições Financeiras, desde que a Empresa Contratante detenha a maioria do capital votante da empresa;
- 6) Cobertura dos prejuízos financeiros decorrentes ou resultantes de Reclamações de Âmbito do Mercado Aberto de Capitais decorrentes de um Evento Indenizável, desde que a referida Reclamação seja movida contra o Segurado durante o Período de vigência ou durante o Prazo Complementar ou Prazo Suplementar, quando aplicável.

12.12 - Práticas de Governança Corporativa

12.12. Informar se o emissor segue algum código de boas práticas de governança corporativa, indicando, em caso afirmativo, o código seguido e as práticas diferenciadas de governança corporativa adotadas em razão do mesmo:

O “Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa”, editado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC objetiva indicar os caminhos para todos os tipos de sociedade visando a: (i) aumentar o valor da sociedade; (ii) melhorar seu desempenho; (iii) facilitar seu acesso ao capital a custos mais baixos; e (iv) contribuir para sua perenidade, sendo que os princípios básicos inerentes a esta prática são a transparência, a equidade, a prestação de contas e a responsabilidade corporativa.

Dentre as práticas de governança corporativa recomendadas pelo IBGC em tal código, nós adotamos as seguintes:

- emissão exclusiva de ações ordinárias;
- política “uma ação igual a um voto”;
- contratação de empresa de auditoria independente para a análise de balanços e demonstrativos financeiros;
- estatuto social claro quanto à (i) forma de convocação das assembleias gerais; (ii) competências do conselho de administração e da diretoria; (iii) sistema de votação, eleição, destituição e mandato dos membros do conselho de administração e da diretoria;
- transparência na divulgação dos relatórios anuais da administração;
- convocações de assembleias gerais e documentação pertinente disponíveis desde a data da primeira convocação, com detalhamento das matérias da ordem do dia, sem a inclusão da rubrica “outros assuntos” e sempre visando à realização de assembleias em horários e locais que permitam a presença do maior número possível de acionistas;
- fazer constar votos dissidentes nas atas de assembleias ou reuniões, quando solicitado;
- vedação ao uso de informações privilegiadas e existência de política de divulgação de informações relevantes;
- previsão estatutária de arbitragem como forma de solução de eventuais conflitos entre acionistas e Companhia;
- dispersão de ações (*free float*), visando à liquidez dos títulos; e
- conselheiros com experiência em questões operacionais e financeiras e experiência em participação em outros conselhos de administração.

12.13 - Outras informações relevantes

12.13. Fornecer outras informações relevantes que o emissor julgue relevantes:

Todas as informações relevantes a respeito da administração, assembleias e comitês foram divulgadas nos itens acima.

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

13.1. Política e prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal, dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração:

a) política ou prática de remuneração, c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração e g) remunerações ou benefícios vinculados à ocorrência de eventos societários

▪ Conselho de Administração:

Nossa política de remuneração no que se refere aos membros do conselho de administração está em linha com as práticas de mercado, permitindo-nos contratar e reter profissionais qualificados para ocupar estes postos. A remuneração de nossos conselheiros é composta unicamente por uma parcela mensal fixa e foi estabelecida dentro dos padrões de mercado.

Nosso Conselho de Administração é composto por cinco membros, e respectivos suplentes. Recebe doze remunerações anuais, para o período de 01 de maio do ano corrente até 30 de abril do ano posterior, período estimado entre as deliberações de remuneração da Assembleia de Acionistas e inclui a contribuição patronal à previdência social.

Não adotamos atualmente uma política formal de remuneração baseada no desempenho dos membros de nosso Conselho de Administração. Ainda, não adotamos qualquer benefício ou remuneração que esteja vinculada à ocorrência de determinados eventos societários.

Em caso de convocação de membro titular para participação na reunião do Conselho de Administração da Companhia, estando este impossibilitado de comparecer e em não abdicando formalmente de sua remuneração, esta será paga na proporção de 2/3 para o membro suplente e 1/3 para o membro titular, exclusivamente em relação à remuneração do mês que tenha ocorrido a(s) respectiva(s) reunião(ões).

▪ Diretoria Estatutária:

Nossa política de remuneração no que se refere aos nossos administradores está em linha com as práticas de mercado, permitindo-nos contratar e reter profissionais experientes e qualificados para ocupar estes postos. A remuneração de nossos administradores é somente pro-labore.

A Diretoria Estatutária da companhia é composta por um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro e demais diretores sem denominação específica. Recebe treze remunerações anuais para o período de 01 de maio do ano corrente até 30 de abril do ano posterior, incluída a contribuição patronal à previdência social. Em 31 de dezembro de 2015 a Diretoria Estatutária da companhia era composta por um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro e 4 diretores.

Ao final de 2015 não adotávamos uma política formal de remuneração baseada no desempenho dos membros de nossa administração. Todavia, a partir de 2016 a Companhia adotará política de remuneração variável do grupo Statkraft e que será apresentada ao Comitê de RH e Conselho de Administração.

▪ Conselho Fiscal:

Nosso Conselho Fiscal é composto por três membros, e respectivos suplentes. Recebe doze remunerações anuais, para o período de 01 de maio do ano corrente até 30 de abril do ano posterior, período estimado entre as deliberações de remuneração da Assembleia de Acionistas e inclui a contribuição patronal à previdência social.

▪ Comitês

Os membros de nossos Comitês não são remunerados.

b) composição da remuneração

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

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

▪ **Salário dos administradores e honorários dos membros do Conselho de Administração:**

A remuneração mensal de nossos administradores e conselheiros tem como objetivo garantir o comprometimento com o trabalho e a satisfação com a remuneração, aliando os objetivos de cada profissional com a constante busca pelos nossos resultados.

ii) Proporção de cada elemento na remuneração total:

	Pró-Labore/Honorários	Benefícios	Total
Conselho de Administração	100%	0%	100%
Conselho Fiscal	100%	0%	100%
Diretoria executiva	100%	0%	100%

iii) Metodologia de cálculo e de reajuste dos elementos da remuneração:

O reajuste da remuneração da diretoria executiva e do conselho de administração é definido em Assembleia Geral.

iv) Razões que justificam a composição da remuneração:

Remunerar nossos profissionais de acordo com as responsabilidades assumidas, garantindo um pacote de remuneração atrativo e que nos permita reter e atrair profissionais qualificados para assumir nossas posições de comando.

v) a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato:

Todos os administradores da Companhia são remunerados.

d) estrutura da remuneração para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

Não adotamos atualmente uma política de remuneração que reflita determinados indicadores de desempenho.

e) relação entre a política ou prática de remuneração e os interesses da Companhia

Buscamos, por meio de nossa política de salários, atrair e reter profissionais qualificados, de forma a manter em nosso quadro de colaboradores profissionais comprometidos com nossa estratégia de crescimento e o nosso plano de negócios.

f) Remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não possuímos atualmente membros da diretoria ou do conselho que recebam remuneração suportada por empresas subsidiárias, controladas ou controladores diretos e indiretos.

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

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2015 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,50	5,17	3,00	14,67
Nº de membros remunerados	2,00	1,00	2,00	5,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	257.599,98	1.897.499,33	93.930,87	2.249.030,18
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	51.520,00	379.499,87	18.786,17	449.806,04
Descrição de outras remunerações fixas	Conforme recomendação da CVM, através do Ofício-Circular CVM/SEP nº 007/2011 encontra-se demonstrado sob a rubrica "outros" as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.	Conforme recomendação da CVM, através do Ofício-Circular CVM/SEP nº 007/2011 encontra-se demonstrado sob a rubrica "outros" as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.	Conforme recomendação da CVM, através do Ofício-Circular CVM/SEP nº 007/2011 encontra-se demonstrado sob a rubrica "outros" as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.443.938,35	0,00	1.443.938,35
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	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Pagamento de bônus.		
Pós-emprego	0,00	1.147.532,40	0,00	1.147.532,40
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		Pagamento de valores pós desligamento.		
Total da remuneração	309.118,98	4.868.469,95	112.717,04	5.290.306,97

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

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2014 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	8,00	5,75	3,00	16,75
Nº de membros remunerados	0,00	0,00	0,00	0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	237.479,97	3.135.849,66	86.584,30	3.459.913,93
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00

Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	47.495,99	627.169,93	17.316,86	691.982,78
Descrição de outras remunerações fixas	Conforme recomendação da CVM, através do Ofício-Circular CVM/SEP nº 007/2011 encontra-se demonstrado sob a rubrica "outros" as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.	Conforme recomendação da CVM, através do Ofício-Circular CVM/SEP nº 007/2011 encontra-se demonstrado sob a rubrica "outros" as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.	Conforme recomendação da CVM, através do Ofício-Circular CVM/SEP nº 007/2011 encontra-se demonstrado sob a rubrica "outros" as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.271.309,25	0,00	1.271.309,25
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	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis		pagamento de bônus		
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
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				
Total da remuneração	284.975,96	5.034.328,84	103.901,16	5.423.205,96

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2013 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	8,00	7,08	3,00	18,08
Nº de membros remunerados	0,00	0,00	0,00	0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	225.600,00	3.852.466,50	88.000,00	4.166.066,50
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	45.120,00	852.493,30	17.600,00	915.213,30
Descrição de outras remunerações fixas	Conforme recomendação da CVM, através do Ofício-Circular CVM/SEP nº 007/2011 encontra-se demonstrado sob a rubrica "outros" as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.	Conforme recomendação da CVM, através do Ofício-Circular CVM/SEP nº 007/2011 encontra-se demonstrado sob a rubrica "outros" as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.	Conforme recomendação da CVM, através do Ofício-Circular CVM/SEP nº 007/2011 encontra-se demonstrado sob a rubrica "outros" as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
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	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
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				
Total da remuneração	270.720,00	4.704.959,80	105.600,00	5.081.279,80

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

13.3. Em relação à remuneração variável dos 03 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal:

Não adotamos atualmente uma política formal de remuneração baseada no desempenho dos membros de nossa administração. Excepcionalmente, no ano de 2010, 2012 e 2014, distribuimos aos nossos diretores um bônus no valor total de R\$ 510 mil, R\$410 mil e R\$1.271 mil como forma de reconhecimento pela boa condução dos negócios sociais.

2016 Previsto (2) (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros (1)	5,00	5,00	3,00	16,00
Bônus	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor efetivamente reconhecido	N/A	N/A	N/A	N/A
Participação no resultado	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor efetivamente reconhecido	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente.

(2) Os valores previstos para o exercício de 2016 foram estimados com base nas informações atualmente disponíveis, estando sujeitos a alterações.

2015 (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros (1)	6,50	5,17	3,00	14,67
Bônus	-	1.443.938,35	-	1.443.938,35
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor efetivamente reconhecido	-	1.443.938,35	-	1.443.938,35
Participação no resultado	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A

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

2015 (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor efetivamente reconhecido	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente.

2014 (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros (1)	8,00	5,75	3,00	16,75
Bônus	-	1.271.309,25	-	1.271.309,25
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor efetivamente reconhecido	-	1.271.309,25	-	1.271.309,25
Participação no resultado	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor efetivamente reconhecido	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente.

2013 (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros (1)	8,00	7,08	3,00	18,08
Bônus	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor efetivamente reconhecido	N/A	N/A	N/A	N/A
Participação no resultado	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A

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

2013 (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor efetivamente reconhecido	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente.

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

13.4. Em relação ao plano de remuneração baseado em Ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente:

Não possuímos qualquer plano de remuneração baseado em Ações. Por esta razão, todos os itens da tabela abaixo receberam a indicação N/A (Não Aplicável).

	Conselho De Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
a) Termos e condições gerais	N/A	N/A	N/A	N/A
b) Principais objetivos do plano	N/A	N/A	N/A	N/A
c) Forma como o plano contribui para esses objetivos	N/A	N/A	N/A	N/A
d) Como o plano se insere na política de remuneração do emissor	N/A	N/A	N/A	N/A
e) Como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo	N/A	N/A	N/A	N/A
f) Número máximo de Ações abrangidas	N/A	N/A	N/A	N/A
g) Número máximo de opções a serem outorgadas	N/A	N/A	N/A	N/A
h) Condições de aquisição de Ações	N/A	N/A	N/A	N/A
i) Critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício	N/A	N/A	N/A	N/A
j) Critérios para fixação do prazo de exercício	N/A	N/A	N/A	N/A
k) Forma de liquidação	N/A	N/A	N/A	N/A
l) Restrições à transferência das Ações	N/A	N/A	N/A	N/A
m) Critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano	N/A	N/A	N/A	N/A
n) Efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em Ações	N/A	N/A	N/A	N/A

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

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

A Companhia não possui atualmente qualquer plano de remuneração baseado em Ações.

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

13.6. Em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

Não possuímos qualquer plano de remuneração baseado em Ações.

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

13.7. Em relação às opções exercidas e Ações entregues relativas à remuneração baseada em Ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

Não possuímos qualquer plano de remuneração baseado em Ações.

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

13.8. Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções:

Não possuímos qualquer plano de remuneração baseado em Ações.

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

13.9. Informar a quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pelo emissor, seus controladores ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal:

Os membros do conselho de administração não são detentores de quaisquer cotas diretas ou indiretas emitidas pelo emissor.

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

13.10. Em relação aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornecer detalhamento:

Em 31 de dezembro de 2015 não possuíamos um plano de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários.

No ano de 2016 entra em vigor plano de previdência privada concedido aos diretores estatutários da Companhia, sendo este benefício concedido a todos de igual maneira, com contribuição da empresa e do colaborador.

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	5,17	5,75	7,08	6,50	8,00	8,00	3,00	3,00	3,00
Nº de membros remunerados	1,00	0,00	0,00	2,00	0,00	0,00	2,00	3,00	44.000,00
Valor da maior remuneração(Reais)	599.420,00	738.800,00	660.000,00	128.799,99	118.739,99	112.800,00	49.965,43	43.292,15	44.000,00
Valor da menor remuneração(Reais)	599.420,00	376.074,99	356.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor médio da remuneração(Reais)	599.420,00	545.321,00	770.493,30	128.799,99	118.739,99	112.800,00	499.654,43	43.292,15	44.000,00

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2015	Valor da maior e menor remuneração: considera a exclusão de Diretor que não exerceu o cargo por 12 meses ao longo do ano de 2015. Valor médio da remuneração: considera a exclusão de Diretores que exerceram o cargo por menos de 12 meses ao longo do ano de 2015. O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 1,0.
31/12/2014	Valor da menor remuneração: considera a exclusão de Diretor que não exerceu o cargo por 12 meses ao longo do ano de 2014. Valor médio da remuneração: considera a exclusão de Diretores que exerceram o cargo por menos de 12 meses ao longo do ano de 2014. O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 5,0.
31/12/2013	Valor da menor remuneração: considera a exclusão de Diretores que não exerceram o cargo por 12 meses ao longo do ano de 2013. O Diretor de maior remuneração exerceu o cargo por 11 meses. Valor médio da remuneração: considera a exclusão de Diretores que exerceram o cargo por menos de 12 meses ao longo do ano de 2013. O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 5,0.

Conselho de Administração	
31/12/2015	Valor da menor Remuneração: considera a remuneração de conselheiro que renunciou à remuneração durante 12 meses do ano. Apenas 2 membros não renunciaram da sua remuneração. Valor médio da remuneração: O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 2, representando apenas os conselheiros que foram remunerados ao longo dos 12 meses de 2015.
31/12/2014	Valor da menor Remuneração: considera a remuneração de conselheiro que renunciou à remuneração durante 12 meses do ano. 6 dos 8 conselheiros da Companhia renunciaram à remuneração. Valor médio da remuneração: O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 2, representando apenas os conselheiros que foram remunerados ao longo dos 12 meses de 2014.

31/12/2013	Valor da menor Remuneração: considera a remuneração de conselheiro que renunciou à remuneração durante 12 meses do ano. 6 dos 8 conselheiros da Companhia renunciaram à remuneração. Valor médio da remuneração: O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 2, representando apenas os conselheiros que foram remunerados ao longo dos 12 meses de 2013.
-------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Conselho Fiscal

31/12/2015	Valor da menor Remuneração: considera a remuneração de conselheiro que renunciou à remuneração. Valor médio da remuneração: O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 2, representando apenas os conselheiros que foram remunerados ao longo dos 12 meses de 2015.
31/12/2014	Valor da menor Remuneração: considera a remuneração de conselheiro que renunciou à remuneração. Valor médio da remuneração: O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 2, representando apenas os conselheiros que foram remunerados ao longo dos 12 meses de 2014.
31/12/2013	Valor da menor Remuneração: considera a remuneração de conselheiro que renunciou à remuneração. Valor médio da remuneração: O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 2, representando apenas os conselheiros que foram remunerados ao longo dos 12 meses de 2013.

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

13.12. Arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria (inclusive conseqüências financeiras para a Companhia):

Não possuímos arranjos contratuais, apólices de seguro ou outros instrumentos que estructurem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou aposentadoria.

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

13.13. Percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado da Companhia referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto:

Órgão	dez/15	dez/14	dez/13
Diretoria Estatutária	0	0	2,1%
Conselho de Administração	0	0	0
Conselho Fiscal	0	0	0

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

13.14. Valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados:

Órgão	dez/15	dez/14	dez/13
Diretoria Estatutária	0	0	0
Conselho de Administração	0	0	0
Conselho Fiscal	0	0	0
Total	0	0	0

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

13.15. Valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos:

Não possuímos valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas, como remuneração de membros do conselho de administração, do conselho fiscal e da diretoria estatutária.

13.16 - Outras informações relevantes**13.16. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes:**

Para o período compreendido entre 1 de maio de 2016 até 30 de abril de 2017, prazo estimado entre as AGO/Es, o montante global da remuneração dos administradores, compreendendo o Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretores Estatutários, é de R\$ R\$ 4.460.000,00 (quatro milhões, quatrocentos e sessenta mil reais). Estão consideradas no valor proposto as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.

A remuneração deliberada em AGO para período compreendido entre 1 de maio de 2016 até 30 de abril de 2017, está demonstrado na tabela abaixo:

Maio 2016 a abril 2017 Previsto (3) (R\$)	Conselho De Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros (1)	5,00	6,00	3,00	14,00
Remuneração Fixa Anual (R\$)	-	-	-	-
- Salário / Pró-labore	244.311,00	3.548.771,73	191.577,62	3.984.660,36
- Benefícios diretos e indiretos	-	860.000,00	-	860.000,00
- Participação em Comitês	-	-	-	-
- Outros (2)	48.862,20	1.085.332,16	38.315,52	1.172.509,88
Remuneração Variável	-	-	-	-
- Bônus	-	-	-	-
- Participação nos resultados	-	-	-	-
- Participação em Reuniões	-	-	-	-
- Comissões	-	-	-	-
- Outros	-	-	-	-
Benefícios pós-emprego	-	-	-	-
Benefícios pela cessação do exercício do cargo	-	-	-	-
Remuneração baseada em Ações	-	-	-	-
Valor mensal da remuneração	-	-	-	-
Total da remuneração	293.173,20	5.494.103,89	229.893,15	6.017.170,24

(1) O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente.

(2) Conforme recomendação da CVM, através do Ofício-Circular CVM/SEP nº 007/2011 encontra-se demonstrado sob a rubrica "outros" as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.

(3) Os valores previstos para o período foram estimados com base nas informações atualmente disponíveis, estando sujeitos a alterações.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

14.1. Número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

a) Número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica):

Em 31 de dezembro de 2015 possuíamos um quadro de 58 colaboradores diretos (06 Diretores Estatutários e 52 CLTs). A tabela a seguir apresenta a localização de nossos empregados e a atividade desempenhada por grupo de funcionário:

Data base da tabela: 31.12.2015

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Santa Catarina	Contabilidade e Finanças	20
Santa Catarina	Desenvolvimento de Negócios	09
Santa Catarina	Administrativo / Recursos Humanos	08
Santa Catarina	Gestão de Ativos	07
Bahia	Gestão de Ativos	01
Santa Catarina	Jurídico	05
Santa Catarina	Compras e Processos	03
Santa Catarina	Cartografia e Geopressamento	02
Santa Catarina	Regulatório	01
Santa Catarina	Projetos e Construções	01
Santa Catarina	Administração	01
TOTAL		58

Data base da tabela: 31.12.2014

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Santa Catarina	Expansão	08
Santa Catarina	Administração	04
Santa Catarina	Administração/Finanças	10
Santa Catarina	Meio Ambiente	02
Santa Catarina	Avaliação Econômica/Estudos Energéticos	02
Santa Catarina	Jurídico	02
Santa Catarina	Cartografia e Geopressamento	01
Santa Catarina	Operação e Manutenção	03
TOTAL		32

Data base da tabela: 31.12.2013

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Santa Catarina	Implantação	04
Santa Catarina	Administração	07
Santa Catarina	Administração/Finanças	15

14.1 - Descrição dos recursos humanos

Santa Catarina	Meio Ambiente	04
Santa Catarina	Desenvolvimento	01
Santa Catarina	Relações Institucionais	01
Santa Catarina	Avaliação Sócio-Econômica	02
Santa Catarina	Cartografia e Geopressamento	02
Santa Catarina	Operação e Manutenção	05
TOTAL		41

b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Data base da tabela: 31.12.2015

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Santa Catarina	Asseio	03
Santa Catarina	Suporte de TI	02
Santa Catarina	Gestão de Ativos	01
Santa Catarina	Compras e Processos	01
Santa Catarina	Administrativo	01
TOTAL		08

Data base da tabela: 31.12.2014

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Santa Catarina	Implantação	1
Santa Catarina	Administração do Proprietário	1
Santa Catarina	Operação	1
TOTAL		3

Data base da tabela: 31.12.2013

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Santa Catarina	Implantação	1
Santa Catarina	Administração do Proprietário	1
Santa Catarina	Operação	1
TOTAL		3

c) índice de rotatividade

	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2012
Índice de Rotatividade	51,56%	2,46%	9,09%	5,10%

A variação observada no índice deve-se ao aumento no número de nossos funcionários no período.

O índice de rotatividade é calculado da seguinte forma:

$$\text{Índice de Rotatividade} = \frac{((\text{Admitidos} + \text{Demitidos})/2)}{[(\text{Quadro Inicial})]}$$

d) exposição do emissor a passivos e contingências trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2015 não possuíamos exposição a passivo ou contingência trabalhista relevante.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

14.2. Alterações relevantes – recursos humanos:

Verifica-se no item “14.1” uma substancial alteração no número de colaboradores da Companhia. Este aumento reflete o plano de integração entre as estruturas operacionais no Brasil.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

14.3. Políticas de remuneração dos empregados da Companhia, informando:

a) política de salários e remuneração variável

A política de remuneração de nossos empregados está em linha com as práticas de mercado, sendo que não praticamos atualmente uma política formal de remuneração variável. Realizamos o reajuste de salários sempre que necessário para continuar oferecendo um pacote atrativo de remuneração e, ainda, sempre que exigido pela legislação trabalhista e a data base dos dissídios coletivos.

Ainda, concedemos reajustes periódicos em função de eventos de reenquadramento, promoção e equiparação salarial, sempre tendo como base o desempenho de nossos empregados, nível de responsabilidade e alinhamento em relação aos nossos interesses.

A partir do ano de 2016 a Companhia implementará programa de remuneração variável, tendo como base metas anuais acordadas entre a empresa e o empregado, bem como política de cargos e salários. Ambos os programas serão aprovadas pela Conselho de Administração da Companhia.

b) política de benefícios

Nosso pacote de benefícios envolve atualmente (i) assistência médica, inclusive para dependentes; (ii) vale refeição; (iii) vale transporte; (iv) seguro de vida; e (v) participação nos lucros e resultados. Tais benefícios são concedidos a todos os nossos empregados a partir do momento da admissão.

c) características dos planos de remuneração baseados em Ações dos empregados não administradores, identificando: (i) Grupo de beneficiários, (ii) Condições para exercício, (iii) Preços de exercício, (iv) Prazos de exercício, (v) Quantidade de Ações comprometidas pelo plano.

Não possuímos atualmente um plano de remuneração baseado em Ações para os nossos funcionários.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

14.4. Relações entre a Companhia e sindicatos:

Nossa Companhia mantém canais diretos de comunicação junto aos Sindicatos dos Empregados da Construção Civil e Sindicatos Patronais da Construção Civil, nas principais cidades onde os acordos de trabalho são negociados anualmente.

Os sindicatos que representam os funcionários nas negociações coletivas anuais, bem como nas tratativas negociais de jornadas de trabalho, benefícios, participação nos lucros e resultados, conferências das homologações, além das tradicionais negociações coletivas por categoria, seguem relacionados abaixo:

Sindicato	Estado
Sindicato dos Engenheiros no Estado de Santa Catarina (SENGE)	Santa Catarina
Sindicato dos Trabalhadores na Indústria da Construção Pesada de Obras Públicas, Privadas e afins do Estado de Santa Catarina (SINTRAPAV)	Santa Catarina
Sindicato dos Técnicos Industriais de Santa Catarina (SINTEC)	Santa Catarina
Sindicato dos Contabilistas da Grande Florianópolis	Santa Catarina
Ordem dos Advogados do Brasil	Santa Catarina

14.5 - Outras informações relevantes

14.5. Outras informações relevantes:

Atualmente dois projetos estão em andamento:

PROJETO CARGOS E CARREIRA

Objetivo é estruturar política de administração salarial de forma objetiva, coerente e alinhada ao nosso negócio, direcionando os gestores na tomada de decisão. O ponto de partida do projeto considera a elaboração e definição do perfil de cargos da organização, que definirá claramente os papéis e responsabilidades de cada um, bem como as competências e áreas de conhecimento. Após conclusão do projeto são esperados os seguintes resultados:

- Clareza dos papéis e responsabilidades, competências e requisitos de cada cargo;
- Administração com base conceitual;
- Cargos serão criados e avaliados dentro de conceitos técnicos;
- Gestão realizada através das descrições de cada cargo;
- Adequação das nomenclaturas dos cargos;
- Reconhecimento e clareza dos níveis hierárquicos da empresa.

Este projeto contemplará todos os colaboradores da empresa. O projeto deverá ser concluído até abril de 2016.

PROJETO DE DESENVOLVIMENTO ORGANIZACIONAL E CULTURA:

Este projeto tem como principais objetivos fomentar a cultura organizacional Statkraft, consolidar o modelo de gestão da empresa através do desenvolvimento das competências essenciais e de liderança, de forma a atender às demandas estratégicas da empresa com as pessoas e através das pessoas.

O projeto contempla:

Programa Gestão da Mudança e Cultura Organizacional:

- em como objetivo sensibilizar lideranças e colaboradores da empresa para que atuem de acordo com a ambição e valores da organização, bem como serem exemplos com relação aos princípios de ética e integridade, consolidados em nosso código de conduta. As ações englobam workshops, treinamentos mandatórios e *team buildings*.
- Implementação de pesquisa de engajamento com o objetivo de conhecer as percepções dos colaboradores com relação aos principais processos de gestão que impactam em sua satisfação, motivação e lealdade, bem como identificar oportunidades de melhorias.

Desenvolvimento de Lideranças:

- Desenvolvimento de competências: programa de desenvolvimento com foco nas principais competências de liderança, sensibilizando os gestores para exercerem sua função, inspirando, desenvolvendo equipes e entregando resultados através das pessoas.
- Processos de Gestão de Pessoas: treinamento nos processos chave de gestão de pessoa que englobam: seleção por competência, remuneração estratégica, avaliação de performance, relações trabalhistas e políticas e procedimentos internos. Ao final do projeto, cada gestor será capaz de aprimorar seu autoconhecimento e realizar seu plano individual de desenvolvimento, considerado seus potenciais e talentos, bem como oportunidades.

Comunicação Interna:

- Desenvolver e implementar ações de comunicação que tenham como principais objetivos contribuir com a consolidação da cultura de abertura e transparência da empresa, assegurar que o fluxo de informações endereçadas aos colaboradores seja consistente e no tempo correto, utilizando canais apropriados e de forma a favorecer a comunicação face a face.

Este projeto contemplará todos os colaboradores da empresa, sendo que algumas ações destinadas às lideranças e outras aos demais colaboradores. O projeto teve início em 2015 e deverá ser concluído até o final de 2016. A proposta considera também a necessidade de reciclagem atual.

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 Mandatário		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 %				
Statkraft Investimentos Ltda						
16.660.530/0001-04	sim-SC	Sim	Sim	13/07/2015		
Não						
	116.552.601	81,307889%	0	0,000000%	116.552.601	81,307889%
Fundação dos Economizários Federais - FUNCEF						
00.436.923/0001-90	Brasileira	Sim	Sim	13/07/2015		
Não						
	26.794.623	18,692111%	0	0,000000%	26.794.623	18,692111%
OUTROS						
	0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
	0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
TOTAL						
	143.347.224	100,000000%	0	0,000000%	143.347.224	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 Mandatário		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
Statkraft Investimentos Ltda				16.660.530/0001-04	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Statkraft Brasil AS					
	Norueguesa	Não	Não	18/06/2014	
Não					
829.291.061	100,000000	0	0,000000	829.291.061	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
829.291.061	100,000000	0	0,000000	829.291.061	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 Mandatário		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
Statkraft Brasil AS					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Statkraft IH Invest AS					
	Norueguesa	Não	Não	06/06/2014	
Não					
18.381.180	100,000000	0	0,000000	18.381.180	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
18.381.180	100,000000	0	0,000000	18.381.180	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 Mandatário		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	
Statkraft IH Invest AS						
Norwegian Investment Fund for Developing Countries - Norfund						
	Norueguesa	Não	Sim	06/06/2014		
Não						
10.509.326	33,000000	0	0,000000	10.509.326	33,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
Statkraft AS						
	Norueguesa	Não	Sim	06/06/2014		
Não						
21.337.117	67,000000	0	0,000000	21.337.117	67,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
TOTAL						
31.846.443	100,000000	0	0,000000	31.846.443	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 Mandatário		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	
Norwegian Investment Fund for Developing Countries - Norfund						
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
Reino da Noruega						
Não	Norueguesa	Não	Sim	06/06/2014		
100.000	100,000000	0	0,000000	100.000	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
TOTAL						
100.000	100,000000	0	0,000000	100.000	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 Mandatário		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
Statkraft AS					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Reino da Noruega					
Não	Norueguesa	Não	Sim	06/06/2014	
100.000	100,000000	0	0,000000	100.000	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
100.000	100,000000	0	0,000000	100.000	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 Mandatário		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	
Reino da Noruega						
OUTROS						
100.000	100,000000	0	0,000000	100.000	100,000000	
TOTAL						
100.000	100,000000	0	0,000000	100.000	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 Mandatário		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	
Reino da Noruega						
OUTROS						
100.000	100,000000	0	0,000000	100.000	100,000000	
TOTAL						
100.000	100,000000	0	0,000000	100.000	100,000000	

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	13/07/2015
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	0
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	2
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	0

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)	0	0,000000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Total	0	0,000000%

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

15.4. Organograma dos acionistas da Companhia (apresentação facultativa):

Tendo em vista que a referida informação já foi disponibilizada no item 8.1 (a), a Companhia não inseriu o organograma nesse item.

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

15.5. Informações sobre acordos de acionistas regulando o exercício do direito de voto ou a transferência de Ações da Companhia, arquivados na sede da Companhia e dos quais o controlador seja parte:

a) partes e b) data de celebração
No dia 08 de março de 2012, a SN Power Energia do Brasil Ltda. e o Caixa Fundo de Investimento em Participações Cevix na qualidade de acionistas e a Statkraft Energias Renováveis S.A. na qualidade de companhia e a Statkraft Norfund Power Invest AS e a Jackson Empreendimentos Ltda. como garantidores, celebraram acordo de acionistas, o qual mantemos uma via arquivada em nossa sede.
No dia 08 de julho de 2015 ocorreu a primeira alteração ao Acordo de Acionistas da Statkraft entre Statkraft Investimentos Ltda e FUNCEF, na qualidade de acionistas.

c) prazo de vigência
Nosso acordo de acionistas entrará em vigor em 08 de março de 2012, sendo rescindido: (a) mediante acordo por escrito entre todos os Acionistas; (b) caso qualquer Acionista Administrador deixe de ter pelo menos 15% (quinze por cento) do capital social da Companhia; ou (c) ao final de um prazo de 20 (vinte) anos contados a partir da Data de Vigência.

d) exercício do direito de voto, do poder de controle
Antes de cada Assembleia Geral e de cada Reunião do Conselho convocada para deliberar matéria sujeita a Deliberação Especial (uma "Assembleia Geral Extraordinária" e uma "Reunião Especial do Conselho"), uma reunião ("Reunião Prévia") deverá ser realizada entre os Acionistas a fim de formular uma posição unificada a ser tomada na Assembleia Geral Extraordinária ou na Reunião Especial do Conselho, conforme o caso. Os Acionistas deverão exercer seus direitos de voto em relação às Ações por eles detidas como se fossem um único bloco nas Assembleias Gerais Extraordinárias. Cada Acionista também está obrigado a fazer com que cada um dos membros do Conselho de Administração que tiver nomeado vote da mesma maneira que os outros membros indicados pelo outro Acionista nas Reuniões Especiais do Conselho de Administração, nos termos das deliberações tomadas na respectiva Reunião Prévia. Cada Acionista deverá designar os seus respectivos representantes (que poderão ou não ser membros dos Conselho de Administração), com direito a (i) participação nas Reuniões Prévias e (ii) recebimento das Notificações em nome dos Acionistas. Os Representantes serão indicados por um Acionista ao outro.

e) indicação de Administradores
Conforme item 8.02 da primeira alteração ao Acordo de Acionistas da Companhia: A. Enquanto a FUNCEF mantiver uma participação de, no mínimo, 15% (quinze por cento) do capital social da Companhia, FUNCEF terá o direito de nomear 2 (dois) membros do Conselho de Administração e os respectivos suplentes, sendo os demais membros do Conselho de Administração nomeados pela Statkraft. B. Os Acionistas concordam e comprometem-se a votar, e a fazer com que seus representantes exerçam seus direitos de voto, de modo a confirmar a nomeação dos conselheiros, observadas as disposições deste Acordo, incluindo, mas não se limitando, ao disposto nesta Cláusula 8. Caso a participação da FUNCEF seja reduzida a menos de 15% (quinze por cento) do capital social da Companhia, o direito estabelecido na Cláusula 8.02.a. acima imediatamente cessará, tendo a Statkraft o direito de tomar as medidas apropriadas, e a fazer com que seus representantes tomem tais medidas, para destituir e substituir os Conselheiros nomeados pela FUNCEF.

f) transferência de Ações e preferência para adquiri-las
O item 12 da primeira alteração ao Acordo de Acionistas da Companhia trata da Transferência de Ações, sendo as condições de transferências tratadas no item 12.05 como segue: Não obstante qualquer outra disposição contida neste Acordo, os Acionistas concordam que qualquer Transferência de Ações a qualquer Pessoa estará sujeita ao cumprimento, antes da consumação da mesma, de cada uma das seguintes condições: a. A proposta de Transferência não deverá descumprir, violar, ou conflitar com qualquer Legislação Aplicável ao Acionista cedente, ao Cessionário ou à Companhia; b. O Acionista remanescente terá o direito de vetar qualquer Transferência para uma Pessoa que seja uma contraparte em qualquer litígio com o Acionista remanescente (ou que tenha sido uma contraparte em qualquer litígio com o Acionista remanescente no período de 5 (cinco) anos antes da proposta de Transferência pretendida). Nesse sentido, qualquer Transferência de Ações que se enquadre no quanto exposto acima ficará condicionada ao não exercício pelo Acionista remanescente do direito de veto estabelecido neste item; c. O Acionista cedente, o Cessionário e a Companhia deverão ter obtido todos os consentimentos, alvarás, autorizações e aprovações necessários em decorrência de tal Transferência, incluindo o consentimento dos credores da Companhia (caso aplicável); d. Em qualquer hipótese de Transferência, exceto no caso de uma transferência resultante da criação de um Ônus permitido de acordo com a Cláusula 12.06 (Vedação de ônus), o Cessionário deverá celebrar e entregar a

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

cada Acionista e à Companhia, um Termo de Adesão, conforme Anexo 12.05 (d), por meio do qual o Cessionário ratificará e confirmará este Acordo, concordando em se vincular aos termos e condições do presente, e, ainda, assumindo a obrigação de cumprir com todos os deveres e obrigações do Acionista cedente após a efetivação da Transferência; e. Após a consumação de qualquer Transferência nos termos deste Acordo, o cessionário será admitido como Acionista em substituição ao Acionista cedente, ou, no caso de uma transferência parcial, o cessionário e o cedente serão considerados como um único Acionista para efeitos deste Acordo. Após a efetivação da Transferência de toda a sua participação na Companhia, o Acionista cedente perderá todos os direitos previstos neste Acordo, exceto pelos direitos previstos nas Cláusulas 16 (Confidencialidade) e 18 (Indenização). Sem prejuízo do disposto anteriormente, tal Transferência não exonerará o Acionista cedente de suas obrigações, nem o privará de seus direitos com relação a eventos ocorridos antes da conclusão da Transferência.

Por sua vez, o item 10.3 da primeira alteração ao Acordo de Acionistas da Companhia trata do direito de transferência de nossas ações. Caso um Acionista ("Ofertante") conclua negociações com um ou mais terceiros ("Cessionário") para a compra e venda de parte ou da totalidade de suas Ações ("Ações Objeto"), o Ofertante deverá notificar por escrito ("Notificação de Oferta") o outro Acionista ("Ofertado") da sua intenção em realizar tal Transferência, com cópia para a Companhia, declarando: (i) o preço à vista em BRL e todos os outros termos e condições relevantes, incluindo declarações e garantias, retenções ou depósitos em garantia (escrow), ajustes de preço e indenizações ("Termos Ofertados"), acompanhado de uma oferta vinculante de boa-fé, por escrito, do Cessionário (devidamente identificado), devendo tal oferta estar condicionada à renúncia do Direito de Preferência descrito nesta Cláusula 12.03;(ii) que o Ofertante está fazendo uma oferta irrevogável para Transferir as Ações Objeto nos Termos Ofertados ao Ofertado; e(iii). que o Ofertante informou o Cessionário sobre o Direito de Venda Conjunta dos Acionistas. O Ofertado terá o direito (o "Direito de Preferência"), mas não a obrigação, de comprar todas, e não menos do que todas, as Ações Objeto, de acordo com os termos e condições da Notificação de Oferta. Se o Ofertado desejar exercer seu direito previsto nesta Cláusula 12.03, deverá apresentar uma notificação por escrito ao Ofertante, com cópia para a Companhia, no prazo de 30 (trinta) dias após o recebimento da Notificação de Oferta, declarando sua aceitação aos Termos Ofertados. A Notificação de Oferta e a notificação de aceitação do Ofertado, em conjunto, constituirão obrigação legal para que os Acionistas consumem a compra e venda correspondente, de acordo com os termos e condições estabelecidos na Notificação de Oferta. Os Acionistas envidarão seus melhores esforços para concluir a compra e venda das Ações Objeto dentro de 30 (trinta) dias após o cumprimento das condições de transferência estabelecidas na Cláusula 12.05 (Condições de Transferência), sendo certo que o vencimento do prazo anterior não afetará o direito dos Acionistas de requererem a execução específica dessa obrigação. Se o Ofertado não exercer seu Direito de Preferência, o Ofertante terá 120 (cento e vinte) dias, ou até a obtenção das aprovações regulatórias aplicáveis, para, sujeito às disposições da Cláusula 12.04 abaixo, transferir todas, e não menos do que todas, as Ações Objeto, a um preço não inferior e em condições não mais favoráveis para o Cessionário, do que os Termos Ofertados, desde que as demais condições previstas neste Acordo sejam devidamente cumpridas. Caso o Ofertante não consiga completar a transferência das Ações Objeto ao final de tal período, o mesmo não poderá transferir tais Ações sem novamente cumprir integralmente as disposições desta Cláusula 12.03 (Direito de Preferência) e da Cláusula 12.04 (Direito de Venda Conjunta).

g) restrição ou vinculação do direito de voto de membros do conselho de administração

O item 7.09 da primeira alteração ao Acordo de Acionistas da Companhia prevê restrição ao voto de membros do conselho caso uma proposta seja apresentada à Companhia ou uma Subsidiária, no âmbito de uma Reunião Prévia (a) para celebração, alteração ou rescisão de uma Operação com Partes Relacionadas ou (b) que represente um conflito de interesse nos termos da Lei das Sociedades por Ações, o Acionista para o qual a Operação com Partes Relacionadas se aplica ou o Acionista conflitado, conforme o caso, deverá: (i) informar o outro Acionista dessa circunstância antes de qualquer discussão ou deliberação, e (ii) abster-se de votar nesta deliberação. Neste caso, os Acionistas que não estejam em conflito deverão deliberar sobre a matéria em conformidade com o disposto nesta Cláusula 7, sendo certo que a decisão constituirá uma Decisão Vinculante sobre a matéria para todos os fins deste Acordo.

O item 8.12 da primeira alteração ao Acordo de Acionistas da Companhia prevê restrição ao voto de membros do conselho caso uma proposta seja apresentada ao Conselho de Administração (a) para que a Companhia ou uma Subsidiária celebre, altere ou rescinda qualquer Operação com Partes Relacionadas, (b) que represente um conflito de interesse nos termos da Lei das Sociedades por Ações, o Acionista ao qual a Operação com Partes Relacionadas se aplica ou o Acionista conflitado, conforme o caso, deverá fazer com que seus Conselheiros, durante a Reunião do Conselho: (i) informem os demais Conselheiros dessa circunstância antes que qualquer discussão ou deliberação seja iniciada e (ii) abstenham-se de votar sobre essa matéria. Nesse caso, os Conselheiros nomeados pelos Acionistas que não estejam em conflito deverão decidir sobre a matéria objeto de deliberação.

Adicionalmente o item 10.03 do nosso acordo de acionistas prevê restrição ao voto de membros do conselho caso uma proposta seja apresentada à Assembleia Geral (a) para que a Companhia ou uma Subsidiária celebre, altere ou rescinda qualquer Operação com Partes Relacionadas ou (b) que represente um conflito de interesse nos termos da Lei das Sociedades por

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

Ações, o Acionista ao qual a Operação com Partes Relacionadas se aplica ou o Acionista conflitado deverá (i) informar o outro Acionista dessa circunstância antes que qualquer discussão ou deliberação seja iniciada e (ii) abster-se de votar sobre essa matéria. Nesse caso, o Acionista não conflitado deverá decidir sobre a matéria objeto de deliberação.

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

15.6. Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores da Companhia:

A despeito da realização das reestruturações societárias mencionadas no item 6.5 deste Formulário de Referência, as alterações relevantes na participação dos membros do grupo de controle acionário ocorreram em setembro de 2009, quando nos associamos com a Funcef, a associação com a SN Power em março de 2012 e a alteração de controle acionário para a Statkraft em julho de 2015. Os itens 6.5.1 e 6.5.3 deste Formulário de Referência contém uma descrição pormenorizada de nossa associação com estas empresas.

15.7 - Principais operações societárias

15.7. Descrever as principais operações societárias ocorridas no grupo que tenham tido efeito relevante para o emissor:

15.7.1. Adesão da FUNCEF ao Acordo de Acionistas

FUNCEF deverá firmar um Termo de Adesão ao acordo de acionista da Companhia celebrado em 08 de março de 2012 após a obtenção das aprovações societárias e regulatórias aplicáveis tornando-se, assim, um "Acionista".

FUNCEF passou a participar do Acordo de Acionistas da Statkraft em 08.10.2013.

Conforme definição do nosso acordo de acionistas, "Acionistas" deverá significar SN Power, Caixa FIP Cevix e qualquer outra Pessoa que se torne parte deste Acordo (exceto pela Companhia), e "Acionista" significa qualquer um deles;

15.7.2. Controle Statkraft Investimentos Ltda.

A Statkraft Investimentos Ltda. que detém 81,31% das ações ordinárias da Companhia é a holding do Brasil que concentra todas as companhias controladas no país e a origem de seus controladores é norueguesa.

As quotistas diretas na Noruega detêm quotas da Statkraft Investimentos Ltda., pois ela é limitada, logo não tem classificação de ordinária ou preferencial, são somente quotas. Em relação às controladoras indiretas na Noruega (Statkraft e Norfund), essa classificação não se aplica, pois elas seguem a regra de seu país de constituição.

15.8 - Outras informações relevantes

15.8. Outras informações relevantes:

Todas as informações consideradas relevantes foram apresentadas nos itens acima.

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

16.1. Regras, políticas e práticas da Companhia quanto à realização de transações com partes relacionadas (conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto):

No curso regular de nossos negócios contratamos operações com partes relacionadas em condições plenamente comutativas e de acordo com as práticas e valores de mercado, as quais são resumidas abaixo. Adicionalmente, mantemos certas contratações entre empresas de nosso Grupo Econômico com o objetivo de (i) manter serviços de suporte (incluindo serviços de operação e manutenção de empreendimentos), (ii) obter serviços técnicos de engenharia em bases confiáveis e (iii) serviços de gestão e suporte da holding estrangeira.

Sempre que necessário, o procedimento de tomada de decisões para a realização de operações com partes relacionadas seguirá os termos da Lei das S.A., que determina que o acionista ou o administrador, conforme o caso, nas assembleias gerais ou nas reuniões da administração, abstenha-se de votar nas deliberações relativas: (i) ao laudo de avaliação de bens com que concorrer para a formação do capital social; (ii) à aprovação de suas contas como administrador; e (iii) a quaisquer matérias que possam beneficiá-lo de modo particular ou que seu interesse conflite com o da companhia.

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 dívida	Taxa de juros cobrados
FUNCEF	08/03/2012	5.366.641,56	R\$5.932.000,00	Indeterminado	Indeterminado	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlador						
Objeto contrato	Contrato de Compromisso de Mútuo. Sem incidência de juros						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Pagamento do mutuo.						
Natureza e razão para a operação	Adiantamento de dividendos reclassificado para contrato de mútuo.						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Macaúbas Energética S.A.	31/07/2013	0,00	R\$14.619.000,00	Indeterminado	Indeterminado	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Subsidiária						
Objeto contrato	Contrato de Compromisso de Mútuo. Sem incidência de juros						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Liquidação do empréstimo.						
Natureza e razão para a operação	Contrato de mutuo para uso nas atividades de implantação e operação.						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Novo Horizonte Energética S.A.	31/12/2013	4.013.508,54	R\$967.000,00	Indeterminado	Indeterminado	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Subsidiária						
Objeto contrato	Contrato de Compromisso de Mútuo. Sem incidência de juros						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Liquidação do empréstimo.						

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 dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Contrato de mutuo para uso nas atividades de implantação e operação.						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Seabra Energética S.A.	31/12/2013	4.354.650,00	R\$2.125.000,00	Indeterminado	Indeterminado	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Subsidiária						
Objeto contrato	Contrato de Compromisso de Mútuo. Sem incidência de juros						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Liquidação do empréstimo.						
Natureza e razão para a operação	Contrato de mutuo para uso nas atividades de implantação e operação.						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Moinho S.A.	31/01/2012	0,00	R\$4.362.000,00	Indeterminado	Indeterminado	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Subsidiária						
Objeto contrato	Contrato de Compromisso de Mútuo. Sem incidência de juros						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Liquidação do empréstimo.						
Natureza e razão para a operação	Contrato de mutuo para uso nas atividades de implantação e operação.						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Energen Energias Renováveis S/A e Desenvix S/A	01/01/2012	81.219.280,63	R\$178.040.000,00	Indeterminado	Indeterminado	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Empresa do mesmo Grupo Econômico						

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 dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Contrato de Compromisso de Mútuo. Sem incidência de juros						
Garantia e seguros	Não aplicável						
Rescisão ou extinção	Liquidação do empréstimo.						
Natureza e razão para a operação	Contrato de mutuo para uso nas atividades de implantação e 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

16.3. Em relação a cada uma das transações ou conjunto de transações mencionadas no item 16.2 acima ocorridas no último exercício social:

a) identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses

Observamos e fazemos com que nossos acionistas observem todas as disposições do art. 156 da Lei das S.A. no que se refere a eventos de conflito de interesse. Para além das disposições legais aplicáveis, adotamos mecanismos estatutários estritos no que se refere a eventos de conflitos de interesse.

O parágrafo 3º do artigo 19 do nosso Estatuto Social prevê que, nas deliberações do Conselho de Administração que tenham como objeto a aprovação de operações entre a Companhia e uma ou mais Partes Relacionadas a qualquer dos acionistas da Companhia, os conselheiros indicados de forma direta ou indireta por tal acionista deverão se declarar impedidos de votar.

Ainda, o parágrafo 1º do artigo 15 de nosso Estatuto Social prevê que nossos conselheiros devem ter reputação ilibada e não podem ser eleitos, salvo se autorizado pela Assembleia Geral, aquele que (i) for empregado ou ocupar cargo em companhia que possa ser considerada nossa concorrente, ou (ii) tiver ou representar interesse conflitante com os nossos.

Dessa maneira, nos termos da Lei das S.A. e de nosso Estatuto Social, o Conselheiro que tiver qualquer interesse conflitante com os nossos interesses não poderá exercer o direito de voto, declarando-se impedido para este fim.

Por fim, é importante observar que o Acordo de Acionistas, mencionado no item 15.5 (a), (b) e (g) deste Formulário de Referência, prevê restrição ou vinculação do direito de voto de membros do conselho de administração.

b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

Na hipóteses de celebrarmos operações e negócios com nossas partes relacionadas, temos políticas que nos determinam a seguir os padrões de mercado e a amparar tais operações e negócios pelas devidas avaliações prévias de suas condições e o estrito interesse em sua realização.

16.4 - Outras informações relevantes

16.4. Outras informações relevantes sobre partes relacionadas:

Todas as informações consideradas relevantes já foram apresentadas nos itens acima.

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 Integralizado				
13/07/2015	881.786.996,78		143.347.224	0	143.347.224

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)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
05/03/2008	AGE	05/03/2008	26.100.000,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
05/03/2008	AGE	05/03/2008	68.628.000,00	Subscrição particular	1.590.000	0	1.590.000	258,00000000	53,20	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Expectativa de rentabilidade futura.										
Forma de integralização										
Emissão de 1.290.000 novas Ações no total de R\$68.628 mil, subscritas e integralizadas por uma das acionistas, a Engevix mediante conferência das 71.525.997 Ações que a dita sociedade detinha na Santa Laura S.A., Santa Rosa S.A. e Esmeralda S.A., conforme laudo de avaliação e em R\$97.192 mil em moeda corrente nacional.										
08/07/2008	AGE	08/07/2008	29.850.000,00	Subscrição particular	561.095	0	561.095	31,35000000	53,20	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Expectativa de rentabilidade futura.										
Forma de integralização										
Engevix Engenharia integralizou as ações em moeda corrente.										
17/10/2008	AGE	17/10/2008	9.921.000,00	Subscrição particular	186.499	0	186.499	7,93000000	53,20	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Expectativa de rentabilidade futura.										
Forma de integralização										
R\$500 mil mediante a utilização de adiantamento para futuro aumento de capital ocorrido em setembro de 2008 e o restante em moeda corrente nacional.										
11/12/2008	AGE	11/12/2008	23.000.000,00	Subscrição particular	432.331	0	432.331	17,04000000	53,20	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Expectativa de rentabilidade futura.										
Forma de integralização										
R\$12.500 mil mediante a utilização de adiantamento para futuro aumento de capital ocorrido em dezembro de 2008 e o restante em moeda corrente nacional.										
18/02/2009	AGE	18/02/2009	20.000.000,00	Subscrição particular	375.940	0	375.940	12,66000000	53,20	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Expectativa de rentabilidade futura.										
Forma de integralização										
Jackson integralizou as ações em moeda corrente.										

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)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
23/07/2010	AGE	23/07/2010	42.301.000,00	Subscrição particular	795.135	0	795.135	23,76000000	53,20	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		Expectativa de rentabilidade futura.								
Forma de integralização		integralizados pela Jackson da seguinte forma: (i) R\$15.150 mil mediante a utilização de AFAC's; (ii) R\$2.619,62 mil, com a quitação de um mútuo existente entre nós e a Jackson; (iii) R\$231,55 mil, em moeda corrente nacional, integralizado da seguinte forma (a) R\$230,382 mil em 23 de julho de 2010 e (b) 1,170 mil integralizado no dia 26 de julho de 2010; (iv) R\$22.683,65 mil mediante a utilização de lucros acumulados; (v) R\$1.170,83 mil, com a utilização de reserva legal; e (vi) R\$445,52 mil por meio da utilização de reserva do ajuste da Lei nº 11.638.								
30/09/2010	AGE	30/09/2010	23.038,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
30/09/2010	AGE	30/09/2010	33.161.284,00	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
30/09/2010	AGE	30/09/2010	79.755.600,00	Subscrição particular	32.000.000	0	32.000.000	238,90000000	2,49	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		Expectativa de rentabilidade futura.								
Forma de integralização		Aporte feito pelo FIP Desenvix								
30/09/2010	AGE	30/09/2010	433.647.000,00	Subscrição particular	539.000.000	0	539.000.000	383,28000000	0,80	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		Não aplicável.								
Forma de integralização		Incorporação da Cevix.								

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)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
08/03/2012	AGE	08/03/2012	120.000.000,00	Subscrição particular	7.439.555	0	7.439.555	7,43955500	16,13	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		Não aplicável.								
Forma de integralização		Aporte feito pela SN Power.								
11/12/2013	AGE	11/12/2013	60.000.000,00	Subscrição particular	9.562.167	0	9.562.167	8,90004337	6,27	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		Preço fixado com base no valor do patrimônio líquido registrado nas Demonstrações Financeiras da Companhia de setembro de 2013, nos termos do artigo 170, §1º, II da Lei das S.A..								
Forma de integralização		Conforme consta do Boletim de Subscrição, parte integrante da Ata da AGE como seu Anexo I, as ações emitidas neste ato são subscritas na proporção do capital detido por seus acionistas nesta data. A integralização ocorrerá também na proporção mencionada anteriormente, em duas parcelas de igual valor, nas datas 05.02.2014 e 05.12.2014.								
12/05/2015	AGE	12/05/2015	35.999.997,47	Subscrição particular	6.118.955	0	6.118.955	5,22979910	5,88	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		Com base no valor do patrimônio líquido registrado nas Demonstrações Financeiras da Companhia de setembro de 2014, nos termos do artigo 170, §1º, II da Lei das S.A.								
Forma de integralização		Aporte de capital. O acionista CAIXA FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES CEVIX, fundo de investimento em participações constituído sob forma de condomínio fechado, inscrito no CNPJ/MF sob o nº 11.283.444/0001-06, neste ato representado por seu Administrador CAIXA ECONÔMICA FEDERAL, instituição financeira constituída sob a forma de empresa pública, regendo-se pelo Estatuto aprovado pelo Decreto n.º 7.973, de 28 de março de 2013, com sede na Cidade Brasília, Distrito Federal, por meio de sua Vice-Presidência de Gestão de Ativos de Terceiros, situada na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Paulista, nº 2.300, 11º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 00.360.305/0001-04, renunciou seu direito de preferência em favor dos subscritores acima mencionados.								
13/07/2015	AGE	13/07/2015	118.999.999,31	Subscrição particular	20.226.547	0	20.226.547	16,42822919	5,88	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		Com base no valor do patrimônio líquido registrado nas Demonstrações Financeiras da Companhia de setembro de 2014, nos termos do artigo 170, §1º, II da Lei das S.A.								
Forma de integralização		Conforme consta do Boletim de Subscrição, parte integrante da Ata da AGE como seu Anexo I, as ações emitidas neste ato são subscritas na proporção do capital detido por seus acionistas nesta data.								

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não foram realizados grupamento de ações nos últimos 03 exercícios sociais.

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Data de deliberação	Data redução	Valor total redução (Reais)	Quantidade ações ordinárias (Unidades)	Quantidade ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total ações (Unidades)	Redução / Capital anterior	Valor restituído por ação (Reais)
30/07/2010	30/07/2010	220.101.170,00	4.137.240	0	4.137.240	99,90920000	53,20

Forma de restituição Versão do acervo líquido para controladora Jackson.

Razão para redução Implementação de reestruturação societária dentro do grupo.

17.5 - Outras informações relevantes

17.5. Outras informações relevantes:

Realizado grupamento de ações em 26 de outubro de 2010.

- Quantidade de ações ordinárias antes da aprovação: 671.000.000
- Quantidade de ações ordinárias depois da aprovação: 100.000.000

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	De acordo com o nosso Estatuto Social e com a Lei das S.A., é conferido aos titulares de Ações de nossa emissão direito ao recebimento de dividendos ou outras distribuições na proporção de suas participações em nosso capital social. Atualmente nosso Estatuto Social confere aos titulares de nossas Ações um dividendo mínimo obrigatório, em cada exercício social, equivalente a 25% do lucro líquido do referido exercício, pagável no prazo de 60 (sessenta) dias a contar da sua declaração.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	No caso de liquidação, nossos acionistas receberão os pagamentos relativos a reembolso de capital, na proporção de suas participações no capital social, após o pagamento de todas as nossas obrigações. Os acionistas que dissentirem de certas deliberações tomadas em nossa assembleia geral poderão retirar-se, mediante reembolso do valor de suas Ações com base no seu valor patrimonial, nos termos da Lei das S.A. No caso das Ações de nossa emissão (i) terem liquidez, ou seja, integrem o índice geral da BM&FBOVESPA ou o índice de qualquer outra bolsa, conforme definido pela CVM, e (ii) terem dispersão no mercado, de forma que os acionistas controladores, a sociedade controladora ou outras sociedades sob controle comum detenham menos de 50% das Ações, nossos acionistas não terão direito de retirada.
Restrição a circulação	Não
Resgatável	
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	De acordo com a Lei das S.A., nem o nosso Estatuto Social nem as deliberações tomadas em Assembleia Geral podem privar os acionistas do direito de: (i) participar dos lucros sociais; (ii) participar, na hipótese de liquidação da Companhia, da distribuição de quaisquer ativos remanescentes, na proporção de sua participação no capital social; (iii) fiscalizar a gestão da Companhia, nos termos previstos na Lei das S.A.; (iv) preferência na subscrição de futuros aumentos de capital, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das S.A.; e (v) retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das S.A.
Outras características relevantes	Não aplicável.

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

18.2. Regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública:

A alienação do poder de nosso controle, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob condição, suspensiva ou resolutiva, de que o comprador do poder de controle se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das Ações dos demais acionistas, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário ao do acionista controlador alienante.

A oferta pública de aquisição acima descrita também deverá ser efetivada: (i) nos casos em que 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 nosso controle; e (ii) em caso de alienação de controle de sociedade que detenha o nosso poder de controle, sendo que, neste caso, o Acionista Controlador Alienante ficará obrigado a declarar à BM&FBOVESPA o valor atribuído à nós nessa alienação e anexar documentação que comprove a informação.

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

18.3. Exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto:

Não aplicável.

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não tivemos valores mobiliários negociados em bolsa ou mercado de balcão organizado nos últimos 03 exercícios sociais.

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	1ª Emissão de Debêntures Simples - CÓDIGO ISIN: BRDVIXDBS002
Data de emissão	12/12/2012
Data de vencimento	12/12/2016
Quantidade (Unidades)	100.000
Valor nominal global (Reais)	100.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	<p>A Statkraft poderá, a seu exclusivo critério, a partir de 12 de dezembro de 2014, realizar o resgate antecipado parcial ou total das Debêntures, nos termos da Escritura.</p> <p>O valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou ao saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data do Resgate Antecipado, sendo devido, adicionalmente, pela Emissora aos Debenturistas, um prêmio, incidente sobre o Valor de Resgate.</p>

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida

Colocação das Debêntures: O Coordenador Líder efetuou a distribuição das Debêntures em regime de melhores esforços de colocação. Destinação dos Recursos: A totalidade dos recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures foi destinada para propósitos corporativos gerais, incluindo reforço de capital de giro, pagamento de dívidas existentes, e investimentos nas sociedades de propósito específico controladas pela Statkraft. Atualização Monetária do Valor Nominal Unitário das Debêntures: O Valor Nominal Unitário das Debêntures não será atualizado monetariamente. Remuneração das Debêntures: A partir da Data de Emissão, as Debêntures farão jus a juros remuneratórios equivalentes à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias dos DI - Depósitos Interfinanceiros de um dia, Over Extra-Grupo, expressas na forma percentual ao ano, com base em 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculada e divulgada diariamente pela CETIP no informativo diário, disponível em sua página na Internet (<http://www.cetip.com.br>), acrescida de um spread (sobretaxa) de 2,80% (dois vírgula oitenta por cento) ao ano, com base em 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculados de forma exponencial e cumulativa, pro rata temporis, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, conforme o caso, desde a Data de Emissão ou desde a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data de seu efetivo pagamento de acordo com a fórmula prevista na Escritura. Periodicidade de Pagamento do Valor Nominal Unitário: O Valor Nominal Unitário das Debêntures será amortizado semestralmente, em cinco parcelas, nas datas: 12 de dezembro de 2014, 12 de junho de 2015, 12 de dezembro de 2015, 12 de junho de 2016 e 12 de dezembro de 2016. Periodicidade do pagamento da Remuneração das Debêntures: O pagamento da Remuneração das Debêntures será feito semestralmente, em 8 (oito) parcelas consecutivas, e será incidente sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures ou sobre o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, conforme aplicável, a partir da Data de Emissão ou da data do pagamento da Remuneração das Debêntures imediatamente anterior, conforme aplicável, sendo o primeiro pagamento devido em 12 de junho de 2013 e o último na Data de Vencimento. As Debêntures farão jus ao pagamento de juros remuneratórios correspondentes a 100% (cem por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros DI, over extra-grupo, calculadas e divulgadas diariamente pela CETIP no informativo diário disponível em sua página na internet (<http://www.cetip.com.br>), capitalizada de uma sobretaxa de 2,85% (dois inteiros e oitenta e cinco centésimos por cento), expressa na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis. Os Juros Remuneratórios serão calculados de forma exponencial e cumulativa, pro rata temporis por Dias Úteis decorridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário, ou Saldo do Valor Nominal Unitário, a partir da Data de Integralização, ou da data de pagamento de Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, e pagos ao final de cada Período de Capitalização. Serão realizadas 4 (quatro) amortizações anuais e consecutivas, a partir do 24º (vigésimo quatro) mês.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

Não aplicável

Outras características relevantes

Pagamento antecipado em 31 de julho e 10 de agosto de 2015.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	2º Emissão de Debêntures Simples
Data de emissão	26/05/2014
Data de vencimento	26/05/2019
Quantidade (Unidades)	45
Valor nominal global (Reais)	45.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Statkraft poderá, a partir da Data de Integralização, resgatar antecipadamente as Debêntures em Circulação, seja em sua totalidade, seja parte das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures resgatadas. Por ocasião do Resgate Antecipado Facultativo, os Debenturistas farão jus ao pagamento do Valor Nominal Unitário (ou do Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme aplicável), acrescido: (a) da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Integralização (ou desde a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme aplicável) até a Data do Resgate Antecipado Facultativo; e (b) de prêmio de resgate, correspondente a uma taxa expressa na forma percentual
Características dos valores mobiliários de dívida	As Debêntures serão objeto de distribuição pública com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM 476, sob regime de garantia firme de colocação para a totalidade das Debêntures, com a intermediação do Banco Bradesco BBI S.A.. Emissão será realizada em uma única série. Os recursos líquidos obtidos pela Emissora com a Emissão serão destinados a reforço de caixa da Emissora para atender aos negócios de sua gestão ordinária. Em garantia do fiel, pontual e integral pagamento de todas as obrigações, principais e acessórias, das Debêntures, as Garantidoras prestam garantia fidejussória, em favor dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, obrigando-se, por este instrumento e na melhor forma de direito, como devedoras não solidárias e principais pagadoras de todos os valores devidos pela Emissora nos termos desta Escritura, na proporção de 50% (cinquenta por cento) cada, até a final liquidação das Debêntures, nos termos descritos a seguir, independentemente de outras garantias contratuais que possam vir a ser constituídas pela Emissora no âmbito da Oferta Restrita. Em garantia do fiel, pontual e integral pagamento de todas as obrigações, principais e acessórias, das Debêntures, são cedidos fiduciariamente os direitos creditórios decorrentes da distribuição de dividendos de determinadas sociedades em que a Emissora detém participação acionária, conforme listadas no Anexo I do Contrato de Garantia, sendo que referida cessão fiduciária em garantia será realizada sob condição suspensiva, conforme previsto no Contrato de Garantia
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não aplicável
Outras características relevantes	Pagamento antecipado em 31 de julho e 10 de agosto de 2015.

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

18.6. Mercados brasileiros nos quais valores mobiliários da Companhia são admitidos à negociação:

Nossas Ações não são atualmente negociadas em mercados regulados.

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

18.7. Valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros:

Não possuímos valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

18.8 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não tivemos títulos emitidos no exterior nos últimos 03 exercícios sociais.

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**18.9. Ofertas públicas de distribuição efetuadas pela Companhia ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários da Companhia:**

i. Emissão de Notas Promissórias

Em 14 de junho de 2012, emitimos 7 notas promissórias, cartulares, de valor nominal unitário de R\$5.000.000,00, totalizando um montante de R\$35.000.000,00.

Notas Promissórias destinadas à oferta pública, nos termos da ICVM 476, que são consideradas valores mobiliários nos termos da Lei 6385/1976 e Res. CMN 1723/1990 – art. 1º).

O vencimento e liquidação destas notas promissórias ocorreu no final de 2012, para o qual foi utilizado recursos captados da emissão de Debêntures.

ii. Emissão de Debêntures

A descrição pormenorizada da 1ª e 2ª Emissão de Debêntures da Statkraft pode ser encontrada no item 10.1. f e item 18.5 desse Formulário de Referência.

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

18.10. Destinação de recursos de ofertas públicas:

A descrição pormenorizada da 1ª e 2ª Emissão de Debêntures da Statkraft pode ser encontrada no item 10.1. f e item 18.5 desse Formulário de Referência.

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

18.11. Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros:

Não aplicável.

18.12 - Outras informações relevantes

18.12. Outras informações relevantes:

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não possuímos um plano de recompra.

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não possuímos valores mobiliários em tesouraria.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação

23/04/2015

Cargo e/ou função

Conjunto de pessoas composto por: (i) administradores, acionistas controladores, diretos ou indiretos, diretores, conselheiros e membros do Conselho Fiscal (quando instalado); (ii) Funcionários, Empregados e Executivos com acesso a Informação Relevante; (iii) membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas atualmente previstos, ou que vierem a ser previstos no Estatuto Social da Statkraft; e, ainda, (iii) quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição na Controladora, nas Sociedades Controladas e nas Sociedades Coligadas, tenha conhecimento de informação relativa a Ato ou Fato Relevante sobre a Companhia

Principais características e locais de consulta

Esta Política de Negociação de Valores Mobiliários estabelece diretrizes e procedimentos a serem observados pelas Pessoas Vinculadas (como a seguir definidas) de forma a assegurar os mais adequados padrões na negociação com os Valores Mobiliários e os valores mobiliários de suas Controladas, adotando as corretoras credenciadas junto à CVM. Essas pessoas devem firmar o respectivo "Termo de Adesão" à presente Política de Negociação.

A Statkraft Energias Renováveis S.A. manterá, em sua sede, a relação das pessoas que firmarem o Termo de Adesão, a qual será atualizada continuamente à medida que for necessária a adesão de novas pessoas. Cópia dos Termos assinados será entregue ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores. Sempre que houver alteração desta Política, os subscritores dos Termos de Adesão deverão assinar novos Termos e entregá-los prontamente à Statkraft Energias Renováveis S.A.. Tais documentos serão mantidos à disposição dos órgãos reguladores.

Os Termos de Adesão deverão permanecer arquivados na sede da Statkraft Energias Renováveis S.A. enquanto seus signatários mantiverem vínculo com a Companhia, e por, no mínimo, 05 (cinco) anos após o seu desligamento.

A presente Política de Negociação, elaborada nos termos da Instrução CVM nº 358/2002, alterada pelas Instruções CVM n.º 369/2002 e nº 449/2007, tem por objetivo estabelecer as regras e diretrizes que deverão ser observadas pelas Pessoas Vinculadas, quando da negociação de Valores Mobiliários. As regras dessa Política de Negociações definem períodos nos quais as pessoas estão proibidas de se valer de informações relativas a Ato ou Fato Relevante ainda não divulgado ao mercado para obter para si ou para terceiros, vantagem mediante negociação com Valores Mobiliários.

Com vistas a assegurar adequado padrão de negociação com Valores Mobiliários da Companhia e de suas Controladas, todas as negociações, por parte da própria Companhia e pelas Pessoas Vinculadas - que deverão aderir a esta Política -, somente serão realizadas com a intermediação das Corretoras Credenciadas junto à CVM.

As Corretoras Credenciadas serão instruídas por escrito, pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, a não registrarem operações das Pessoas Vinculadas em todas as datas em que a Companhia negocie ou informe às Corretoras Credenciadas que negociará com ações de sua emissão.

A Statkraft Energias Renováveis S.A. e todos os que estão sujeitos a esta Política deverão abster-se de negociar suas ações de emissão desta Companhia em todos os períodos em que, por força de comunicação do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, que não estará obrigado a justificá-la, haja determinação de não-negociação ("Períodos de Bloqueio").

As mesmas obrigações serão aplicáveis às Sociedades Controladoras e às Sociedades Controladas.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização

- (i) Sempre que ocorrer qualquer Ato ou Fato Relevante nos negócios da Statkraft Energias Renováveis S.A. de que tenham conhecimento as Pessoas Vinculadas e/ou a Companhia;
- (ii) Sempre que estiver em curso ou houver sido outorgada opção ou mandato para o fim de aquisição ou a alienação de ações de emissão pela própria Companhia, suas Sociedades Controladas, suas Sociedades Coligadas ou outra sociedade sob controle comum;
- (iii) Sempre que existir a intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária; e
- (iv) No período compreendido entre a decisão tomada pelo órgão social competente de aumentar ou reduzir o capital social, de distribuir dividendos, bonificação em ações ou seus derivativos, de desdobrar, agrupar ou emitir outros valores mobiliários e a publicação dos respectivos editais ou anúncios.

A Statkraft Energias Renováveis S.A. e as Pessoas Vinculadas não poderão negociar Valores Mobiliários da Companhia no período de quinze (15) dias antecedentes à divulgação ou publicação, quando for o caso, das informações trimestrais (ITR) e das demonstrações financeiras padronizadas anuais (DFP) da Companhia. Essa mesma regra será aplicável caso a companhia opte por divulgar dados operacionais e financeiros preliminares anteriormente à divulgação dos resultados auditados.

20.2 - Outras informações relevantes

20.2 - Outras informações relevantes:

Definições

Na aplicação e interpretação da presente Política de Negociação de Valores Mobiliários, os termos abaixo listados terão os seguintes significados:

Acionista Controlador ou Sociedade Controladora: significa o acionista ou grupo de acionistas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum que exerça o poder de controle na Statkraft, nos termos da Lei nº 6.404/76.

Bolsas de Valores: significa a BM&FBOVESPA S.A. – BOLSA DE VALORES, MERCADORIAS E FUTUROS e quaisquer outras Bolsas de Valores ou mercados organizados de balcão de negociação em que a Companhia tenha Valores Mobiliários admitidos à negociação;

Companhia: significa a Statkraft Energias Renováveis S.A.;

Corretoras Credenciadas: significa as corretoras de valores mobiliários credenciadas pela Companhia para negociação de seus Valores Mobiliários por parte das pessoas sujeitas a esta Política.

CVM: significa a Comissão de Valores Mobiliários;

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores: significa o Diretor da Companhia eleito para exercer as atribuições de execução e acompanhamento previstas na regulamentação da CVM e Estatuto Social da Companhia;

Informação Relevante / Ato ou Fato Relevante: significa qualquer decisão de acionista controlador, deliberação de Assembleia Geral ou dos órgãos de administração da Companhia ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, legal, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos negócios da Companhia, que possa influir de modo ponderável (i) na cotação de Valores Mobiliários; (ii) na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter os Valores Mobiliários; ou (iii) na determinação de os investidores exercerem quaisquer direitos inerentes à condição de titulares de Valores Mobiliários. Considera-se como Fato ou Ato Relevante, ainda, os exemplos discriminados no art. 2º da Instrução Normativa CVM nº 358/2002;

ITR e DFP: são as informações financeiras trimestrais e anuais em que as companhias de capital aberto são obrigadas a divulgar;

Opção de Compra ou Subscrição de Ações: Direito de Adquirir ou subscrever ações de emissão da Companhia conferido aos membros da administração e outros colaboradores, nos termos de Programa de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações;

Pessoas Vinculadas: Conjunto de pessoas composto por: (i) administradores, acionistas controladores, diretos ou indiretos, diretores, conselheiros e membros do Conselho Fiscal (quando instalado); (ii) Funcionários, Empregados e Executivos com acesso a Informação Relevante; (iii) membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas atualmente previstos, ou que vierem a ser previstos no Estatuto Social da Statkraft; e, ainda, (iii) quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição na Controladora, nas Sociedades Controladas e nas Sociedades Coligadas, tenha conhecimento de informação relativa a Ato ou Fato Relevante sobre a Companhia;

Termo de Adesão: significa o instrumento formal assinado pelas Pessoas Vinculadas e reconhecido pela Companhia, por meio do qual estas manifestam sua ciência quanto às regras contidas na Política de Negociação, assumindo a obrigação de cumpri-las e de zelar para que as regras sejam cumpridas por pessoas que estejam sob sua influência, incluindo empresas controladas, coligadas ou sob controle comum, diretos ou indiretos, cônjuges e dependentes;

Programa(s) Individual(is) de Investimento: tem o significado definido no item 11 dessa Política de Negociação de Valores Mobiliários;

Sociedades Controladas: as sociedades nas quais a Companhia, diretamente ou através de outras controladas, é titular de direitos de sócia que lhe assegurem, de modo permanente, preponderância nas deliberações sociais e o poder de eleger a maioria dos administradores; e

Valores Mobiliários: significa as ações, debêntures, bônus de subscrição, recibos e direitos de subscrição e notas promissórias de emissão da Companhia e derivativos referenciados a quaisquer desses Valores Mobiliários.

20.2 - Outras informações relevantes

Negociação por meio de Corretoras Credenciadas e Períodos de Bloqueio

Com vistas a assegurar adequado padrão de negociação com Valores Mobiliários da Companhia e de suas Controladas, todas as negociações, por parte da própria Companhia e pelas Pessoas Vinculadas - que deverão aderir a esta Política -, somente serão realizadas com a intermediação das Corretoras Credenciadas junto à CVM.

As Corretoras Credenciadas serão instruídas por escrito, pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, a não registrarem operações das Pessoas Vinculadas em todas as datas em que a Companhia negocie ou informe às Corretoras Credenciadas que negociará com ações de sua emissão.

A Statkraft Energias Renováveis S.A. e todos os que estão sujeitos a esta Política deverão abster-se de negociar suas ações de emissão desta Companhia em todos os períodos em que, por força de comunicação do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, que não estará obrigado a justificá-la, haja determinação de não-negociação ("Períodos de Bloqueio").

As mesmas obrigações serão aplicáveis às Sociedades Controladoras e às Sociedades Controladas.

Exceções às Restrições Gerais à Negociação de Valores Mobiliários

Não se aplicam as vedações previstas no item 5 acima às operações com ações em tesouraria, por meio de negociação privada, decorrentes do exercício de opção de compra de acordo com plano de outorga de opção de compra de ações quando este for aplicável e aprovado pela Assembleia Geral da Statkraft Energias Renováveis S.A. e as eventuais recompras pela Companhia, também por meio de negociação privada, dessas ações.

As restrições à negociação previstas nesta Política não se aplicam à própria Companhia e às Pessoas Vinculadas, a partir da data de assinatura do Termo de Adesão, desde que o investimento:

- (a) seja considerado de longo prazo;
- (b) não se realize no período indicado no item 6; e, cumulativamente,
- (c) atenda a pelo menos a uma das características descritas abaixo:
 - (i) Subscrição ou compra de ações por força do exercício de opções concedidas na forma de Plano de Opção de Compra aprovado pela Assembleia Geral;
 - (ii) Execução, pela Statkraft Energias Renováveis S.A., das compras objeto de programa de recompra de ações para cancelamento ou manutenção em tesouraria;
 - (iii) Aplicação da remuneração variável, recebida a título de participação no resultado, na aquisição de Valores Mobiliários da Companhia; e
 - (iv) Execução, pelas Pessoas Vinculadas, de Programas Individuais de Investimento.

É permitida a aquisição de Valores Mobiliários no período referido no item 6 acima por Pessoas Vinculadas, realizada em conformidade com o plano de investimento aprovado pela Companhia, desde que, cumulativamente:

- (a) não haja alteração voluntária por parte da Companhia em mais de 2 (dois) dias no envio de dos formulários ITR e DFP, conforme previsto no cronograma de eventos corporativos aprovado pela Companhia e enviado à BM&FBOVESPA S.A.;
- (b) o adquirente cumpra irrevogável e irretroatamente o disposto em Programa Individual de Investimento, o qual deverá estabelecer:
 - (b.1) o compromisso irrevogável e irretroatável de seus participantes de investir em valores previamente estabelecidos, nas datas nele previstas;

20.2 - Outras informações relevantes

(b.2) a impossibilidade de adesão ao plano na pendência de Ato ou Fato Relevante não divulgado ao mercado, e durante os 15 (quinze) dias que antecederem a divulgação dos formulários ITR e DFP;

(b.3) a obrigação de prorrogação do compromisso de compra, mesmo após o encerramento do período originalmente previsto de vinculação do participante ao plano, (i) na pendência de ato ou Fato Relevante não divulgado ao mercado, até a sua divulgação e (ii) durante os 15 (quinze) dias que antecederem a divulgação dos formulários ITR e DFP, até o envio destes formulários à CVM e aos Mercados Organizados de Negociação; e

(b.4) obrigação de seus participantes reverterem à Companhia quaisquer perdas evitadas ou ganhos auferidos em negociações com ações de emissão da Companhia, decorrentes de eventual alteração nas datas de divulgação dos formulários ITR e DFP, apurados através de critérios razoáveis definidos no próprio plano.

A indenização referida na alínea "b.4" acima corresponderá ao maior dos seguintes valores: (i) valor da negociação efetuada; (ii) valor de eventual condenação sofrida pela Companhia ou pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores em razão da negociação irregular; ou (iii) valor da multa imposta, à Companhia ou ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, pela CVM ou por Mercados Organizados de Negociação ou a qualquer Pessoa Vinculada.

Vedação à Aquisição ou à Alienação de Ações de Emissão da Statkraft Energias Renováveis S.A.

O Conselho de Administração da Statkraft Energias Renováveis S.A. não poderá deliberar a aquisição ou a alienação de ações de própria emissão enquanto não for tornada pública, por meio da publicação de fato relevante, os eventos descritos nos parágrafos a seguir:

(i) celebração de qualquer acordo ou contrato visando à transferência do controle acionário da Statkraft Energias Renováveis S.A.; ou

(ii) outorga de opção ou mandato para o fim de transferência do controle acionário da Statkraft Energias Renováveis S.A.; ou

(iii) existência de intenção de se promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária.

Caso, após a aprovação de programa de recompra, advenha fato que se enquadre em qualquer das três hipóteses acima, a Statkraft Energias Renováveis S.A. suspenderá, imediatamente, as operações com ações de sua própria emissão até a divulgação do respectivo Ato ou Fato relevante.

Vedação à Negociação Aplicável Somente a Ex-Administradores

Os Administradores que se afastarem da administração da Statkraft Energias Renováveis S.A. antes da divulgação pública de Ato ou Fato Relevante iniciado durante seu período de gestão, não poderão negociar Valores Mobiliários da Statkraft Energias Renováveis S.A.:

(i) pelo prazo de seis meses após o seu afastamento; ou

(ii) até a divulgação, pela Statkraft Energias Renováveis S.A., do Ato ou Fato Relevante ao mercado, salvo se, nessa segunda hipótese, a negociação com as ações da Statkraft Energias Renováveis S.A., após a divulgação do Ato ou Fato Relevante, puder interferir nas condições dos referidos negócios, em prejuízo dos acionistas da Statkraft Energias Renováveis S.A. ou dela própria.

Prevalecerá sempre o evento que ocorrer em primeiro lugar entre as alternativas acima referidas.

Disposições Gerais Aplicáveis às Vedações de Negociações

O Diretor Financeiro e de Relações com Investidores poderá, independentemente de justificativa ou da existência de Ato ou Fato Relevante ainda não divulgado, fixar períodos em que as Pessoas Vinculadas não poderão negociar com valores mobiliários de emissão da Statkraft Energias Renováveis S.A., ou a eles referenciados. As Pessoas Vinculadas deverão manter sigilo sobre tais períodos. As vedações de negociações tratadas

20.2 - Outras informações relevantes

nesta Política aplicam-se às negociações realizadas direta ou indiretamente pelas Pessoas Vinculadas, mesmo nos casos em que as negociações por parte dessas pessoas se deem por intermédio de:

(i) sociedade por elas controlada; e

(ii) terceiros com quem for mantido contrato de fidúcia ou administração de carteira ou ações, incluindo, mas não se limitando a clubes de investimentos.

As vedações de negociações tratadas nesta Política também se aplicam às negociações realizadas em Mercados Organizados de Negociação, bem como às negociações realizadas sem a interveniência de instituição integrante do sistema de distribuição.

Para fins do previsto no artigo 20 da Instrução 358, não são consideradas negociações indiretas aquelas realizadas por fundos de investimento de que sejam cotistas as pessoas mencionadas nos itens (i) e (ii) acima, desde que:

(i) os fundos de investimento não sejam exclusivos; e

(ii) as decisões de negociação do administrador do fundo de investimento não possam ser influenciadas pelos cotistas.

Programas Individuais de Investimento

Entende-se por Programa Individual de Investimento os planos individuais de aquisição ou alienação de Valores Mobiliários, arquivados na sede da Statkraft Energias Renováveis S.A., pelos quais Pessoas Vinculadas tenham indicado sua intenção de adquirir com recursos próprios ou de alienar, a longo prazo, Valores Mobiliários de emissão da Statkraft Energias Renováveis S.A..

Para esse efeito, o Programa Individual de Investimento deverá estar arquivado há mais de 30 (trinta) dias com o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, indicando, de forma aproximada, (i) se o plano é de investimento ou desinvestimento programado; (ii) o volume de recursos que o interessado pretende investir ou o número de Valores Mobiliários que busca adquirir ou alienar e (iii) o prazo de validade do Programa Individual de Investimento que o interessado estabelecer, não inferior a 12 (doze) meses, findo o qual o interessado deverá apresentar relatório sucinto sobre o respectivo desenvolvimento.

Qualquer alteração no referido plano ou na previsão de seu cumprimento (i) não poderá ocorrer na pendência da divulgação de Ato ou Fato Relevante, ou durante os 15 (quinze) dias que antecederem a divulgação dos formulários ITR e DFP; (ii) deverá ser comunicado, por escrito, ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, com 10 (dez) dias úteis de antecedência. Na ocorrência de eventos imprevistos, em que não seja possível a comunicação antecipada, deverão ser apresentados à Companhia, também por escrito, os motivos e os comprovantes que justifiquem o seu descumprimento.

Exceto em caso de força maior, devidamente justificada por escrito, os Valores Mobiliários adquiridos com base no Programa Individual de Investimento não poderão ser alienados antes de 90 (noventa) dias da data da aquisição.

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

21.1. Normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pela Companhia para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva;

Possuímos uma Política de Divulgação de Informações Relevantes e Preservação de Sigilo, elaborada nos termos da Instrução CVM 358 e aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 26 de outubro de 2010. Nossa política tem como objetivo estabelecer as regras que deverão ser observadas pelo nosso Diretor de Relações com Investidores e demais Pessoas Vinculadas no que tange à divulgação de Informações Relevantes e à manutenção de sigilo acerca de Informações Relevantes que ainda não tenham sido divulgadas ao público.

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

21.2. Política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pela Companhia (inclusive os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas) e

Nossa Política de Divulgação de Informações Relevantes e Preservação de Sigilo tem por objetivo o estabelecimento de elevados padrões de conduta e transparência, que devem ser observados tanto pelo Diretor de Relações com Investidores da Companhia quanto pelas Pessoas Vinculadas.

Nossa Política prevê como regra geral a imediata comunicação e divulgação simultânea à CVM, às bolsas de valores em que tenhamos nossos valores mobiliários negociados e às entidades de balcão organizado em que tenhamos valores mobiliários negociados, de ato ou fato relevante, divulgação essa a ser feita preferencialmente antes do início ou após o encerramento dos negócios nas bolsas de valores em que tenhamos nossos valores mobiliários negociados. Em caso haja incompatibilidade de horários, prevalecerá o horário de funcionamento do mercado brasileiro.

A comunicação de Informações Relevantes à CVM e às Bolsas de Valores, segundo nossa Política de Divulgação de Informações Relevantes e Preservação de Sigilo deverá ser feita imediatamente, por meio de documento escrito, descrevendo detalhadamente os atos e/ou fatos ocorridos e indicando, sempre que possível, os valores envolvidos e outros esclarecimentos. A Informação Relevante, ainda, deve ser divulgada ao público por meio de anúncio publicado nos jornais utilizados pela nossa Companhia, podendo o anúncio conter a descrição resumida da Informação Relevante, desde que indique endereço na Internet onde esteja disponível a descrição completa da Informação Relevante, em teor no mínimo idêntico ao texto enviado à CVM e às Bolsas de Valores.

As Pessoas Vinculadas que tiverem conhecimento pessoal de ato ou fato relevante, deverão comunicá-lo ao nosso Diretor de Relações com Investidores, pessoa responsável por divulgar e comunicar à CVM e às Bolsas de Valores, imediatamente após a ciência, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos nossos. Cumpre ainda a essas pessoas o dever de guardar sigilo acerca das informações relevantes a que tenham acesso privilegiado, até a sua divulgação ao mercado, bem como zelar para que os subordinados e terceiros de sua confiança também o façam. Caso, diante da comunicação realizada, seja constatada a omissão de nosso Diretor de Relações com Investidores no cumprimento de seu dever de comunicação, caracterizada a omissão após decorridos 3 (três) dias úteis do recebimento comprovado de comunicado escrito endereçado ao Diretor de Relações com Investidores, deverá a Pessoa Vinculada que tiver conhecimento de atos ou fatos que possam configurar Informações Relevantes comunicar diretamente à CVM tal ato ou fato.

Nossa Política de Divulgação de Informações Relevantes e Preservação de Sigilo prevê, ainda, que a informação relevante poderá deixar de ser divulgada se a sua revelação puder colocar em risco interesse legítimo de nossa parte. Nesta hipótese, poderemos decidir por submeter à apreciação da CVM a divulgação ao público da Informação Relevante. Em tais casos excepcionais de não divulgação, sempre que a Informação Relevante ainda não divulgada ao público tornar-se do conhecimento de pessoas diversas das que (i) tiveram originalmente conhecimento; e/ou (ii) decidiram manter sigilosa a Informação Relevante, ou, caso se verifique que ocorreu oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada de nossos valores mobiliários, o Diretor de Relações com Investidores deverá providenciar para que a Informação Relevante seja imediatamente divulgada à CVM, às Bolsas de Valores e ao público.

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

21.3. Administradores responsáveis pela implantação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações:

Nosso Diretor de Relações com Investidores é o responsável por (i) divulgar e comunicar à CVM e às Bolsas de Valores, imediatamente após a ciência, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos nossos negócios que seja considerado Informação Relevante; e (ii) zelar pela ampla e imediata disseminação da Informação Relevante simultaneamente nas Bolsas de Valores e em todos os mercados nos quais tenhamos Valores Mobiliários admitidos à negociação, assim como ao público investidor em geral.

21.4 - Outras informações relevantes

21.4. Outras informações relevantes:

Nossa Política prevê que as Pessoas Vinculadas responsáveis pelo descumprimento de qualquer disposição constante de nosso Código de Política de Divulgação de Informações Relevantes e Preservação de Sigilo se obrigam a ressarcir nós e/ou outras Pessoas Vinculadas, integralmente e sem limitação, de todos os prejuízos que nós e/ou outras Pessoas Vinculadas venham a incorrer e que sejam decorrentes, direta ou indiretamente, de tal descumprimento.