

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.0 - Identificação	1
1.1 – Declaração do Diretor Presidente	2
1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores	3

2. Auditores independentes

2.1 / 2 - Identificação e remuneração	4
2.3 - Outras inf. relev. - Auditores	6

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações financeiras	7
3.2 - Medições não contábeis	8
3.3 - Eventos subsequentes às DFs	9
3.4 - Política destinação de resultados	10
3.5 - Distribuição de dividendos	13
3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas	14
3.7 - Nível de endividamento	15
3.8 - Obrigações	16
3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras	17

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição - Fatores de Risco	18
4.2 - Descrição - Riscos de Mercado	31
4.3 - Processos não sigilosos relevantes	32
4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest	36
4.5 - Processos sigilosos relevantes	37
4.6 - Processos repetitivos ou conexos	38
4.7 - Outras contingências relevantes	39
4.8 - Regras-país origem/país custodiante	40

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	41
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	44
5.3 - Descrição - Controles Internos	46
5.4 - Programa de Integridade	48

Índice

5.5 - Alterações significativas	51
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	52
6. Histórico do emissor	
6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM	53
6.3 - Breve histórico	54
6.5 - Pedido de falência ou de recuperação	55
6.6 - Outras inf. relev. - Histórico	56
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas	59
7.1.a - Infs. de sociedade de economia mista	76
7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais	77
7.3 - Produção/comercialização/mercados	78
7.4 - Principais clientes	83
7.5 - Efeitos da regulação estatal	84
7.6 - Receitas relevantes no exterior	90
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira	91
7.8 - Políticas socioambientais	92
7.9 - Outras inf. relev. - Atividades	93
8. Negócios extraordinários	
8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante	130
8.2 - Alterações na condução de negócios	131
8.3 - Contratos relevantes	132
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	133
9. Ativos relevantes	
9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante	134
9.1.a - Ativos imobilizados	135
9.1.b - Ativos Intangíveis	157
9.1.c - Participação em sociedades	158
9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.	163
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	164
10.2 - Resultado operacional e financeiro	202

Índice

10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	203
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	204
10.5 - Políticas contábeis críticas	206
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	208
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	209
10.8 - Plano de Negócios	210
10.9 - Outros fatores com influência relevante	212
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	213
11.2 - Acompanhamento das projeções	214
12. Assembléia e administração	
12.1 - Estrutura administrativa	215
12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias	219
12.3 - Regras, políticas e práticas do CA	221
12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos	222
12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF	223
12.7/8 - Composição dos comitês	231
12.9 - Relações familiares	235
12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle	236
12.11 - Acordos /Seguros de administradores	237
12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm	238
13. Remuneração dos administradores	
13.1 - Política/prática de remuneração	239
13.2 - Remuneração total por órgão	242
13.3 - Remuneração variável	245
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações	247
13.5 - Remuneração baseada em ações	248
13.6 - Opções em aberto	249
13.7 - Opções exercidas e ações entregues	250
13.8 - Precificação das ações/opções	251
13.9 - Participações detidas por órgão	252

Índice

13.10 - Planos de previdência	253
13.11 - Remuneração máx, mín e média	255
13.12 - Mecanismos remuneração/indenização	257
13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.	258
13.14 - Remuneração - outras funções	259
13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada	260
13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração	261
14. Recursos humanos	
14.1 - Descrição dos recursos humanos	262
14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos	264
14.3 - Política remuneração dos empregados	265
14.4 - Relações emissor / sindicatos	266
14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos	267
15. Controle e grupo econômico	
15.1 / 2 - Posição acionária	268
15.3 - Distribuição de capital	275
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	276
15.5 - Acordo de Acionistas	277
15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm	280
15.7 - Principais operações societárias	281
15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico	282
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.	283
16.2 - Transações com partes relacionadas	284
16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade	285
16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas	286
17. Capital social	
17.1 - Informações - Capital social	287
17.2 - Aumentos do capital social	288
17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação	291
17.4 - Redução do capital social	292
17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social	293

Índice

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações	294
18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto	295
18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos	296
18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários	297
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	298
18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários	300
18.6 - Mercados de negociação no Brasil	301
18.7 - Negociação em mercados estrangeiros	302
18.8 - Títulos emitidos no exterior	303
18.9 - Ofertas públicas de distribuição	304
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas	305
18.11 - Ofertas públicas de aquisição	306
18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários	307

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Descrição - planos de recompra	308
19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria	309

20. Política de negociação

20.1 - Descrição - Pol. Negociação	310
20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação	311

21. Política de divulgação

21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos	315
21.2 - Descrição - Pol. Divulgação	316
21.3 - Responsáveis pela política	317
21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação	318

1. Responsáveis pelo formulário / 1.0 - Identificação

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Leoze Lobo Maia Junior

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

1. Responsáveis pelo formulário / 1.1 – Declaração do Diretor Presidente

1.1 Declaração e Identificação dos responsáveis:

Nome do responsável: Fernando De Lapuerta Montoya

Cargo do responsável: Diretor Presidente

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. Responsáveis pelo formulário / 1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores

1.2 Declaração e Identificação dos responsáveis:

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário: Leoze Lobo Maia Junior

Cargo do responsável: Diretor de 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. Auditores independentes / 2.1 / 2 - Identificação e remuneração

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 a 30/06/2017
Descrição do serviço contratado	Prestação de serviços de revisão das Informações Trimestrais (ITRs) da Statkraft Energias Renováveis S.A., controladora e consolidado, para os trimestres a findar-se em 31 de março e 30 de junho de 2017.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Honorários de Auditoria referente ao ano de 2017: R\$ 57,2 mil.
Justificativa da substituição	Não há em relação a 2016.
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 a 30/06/2017	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

Possui auditor?	SIM
Código CVM	385-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
CPF/CNPJ	49.928.567/0010-02
Período de prestação de serviço	01/07/2017
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2018 e Revisão das Informações Financeiras Intermediárias referentes aos trimestres a findarem-se em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2018.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	R\$ 861.130,00
Justificativa da substituição	Não houve.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não há.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Renato Vieira Lima	01/07/2017	117.400.328-61	Av Carlos Gomes, 222, 2º andar, Boa Vista, Porto Alegre, RS, Brasil, CEP 90480-000, Telefone (51) 33278854, Fax (51) 33278800

2. Auditores independentes / 2.3 - Outras inf. relev. - Auditores

2.3. Outras informações relevantes sobre os auditores:

Todas as informações relevantes foram apresentadas nos itens 2.1 e 2.2.

3. Informações financ. selecionadas / 3.1 - Informações financeiras - Consolidado

(Reais Unidade)	Exercício social (31/12/2019)	Exercício social (31/12/2018)	Exercício social (31/12/2017)
Patrimônio Líquido	1.277.849.000,00	1.225.812.000,00	779.397.000,00
Ativo Total	2.203.515.000,00	2.244.321.000,00	1.470.224.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	438.070.000,00	314.546.000,00	310.808.000,00
Resultado Bruto	219.228.000,00	172.891.000,00	127.738.000,00
Resultado Líquido	45.236.000,00	74.632.000,00	8.401.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria	218.370.694	218.370.694	143.347.224
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	5,851742	5,613446	5,437127
Resultado Básico por Ação	0,207150	0,050825	0,058610

3. Informações financ. selecionadas / 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		
	2019	2018	2017
Lucro (prejuízo) líquido do período	45.236	74.432	8.401
(+) Tributos sobre o lucro (IR/CSLL)	28.159	22.131	(9.289)
(+) Despesas financeiras líquidas	39.559	26.206	34.772
(+) Depreciação e Amortização	116.421	64.760	72.332
(+) Operação descontinuada	(276)	(200)	3.027
EBITDA – Instrução CVM nº 527	229.099	187.329	109.243
Receita Líquida	438.070	314.546	310.808
Margem EBITDA	52,3%	59,5%	35,1%

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 2019, 2018 e 2017 tem como referência as Demonstrações Financeiras Consolidadas para os referidos exercícios.

3. Informações financ. selecionadas / 3.3 - Eventos subsequentes às DFs

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

Em 27 de janeiro de 2020, a subsidiária Passos Maia Energética S.A. realizou o pagamento antecipado de seu financiamento junto ao BNDES no montante de R\$ 44.837 referente ao principal, juros e custo adicional de quitação. O pagamento foi realizado parte por aporte de capital recebido de seus acionistas (R\$ 40 milhões – no dia 27 de janeiro de 2020) e parte através de recursos próprios.

Ainda, no dia 27 de fevereiro de 2020, a Statkraft Energias Renováveis S.A. realizou a contratação de dívida bancária no montante de R\$ 255 milhões. Os recursos capturados têm por objetivo o pré-pagamento dos demais financiamentos de suas subsidiárias, como parte integrante de um projeto de liability management.

Como ação subsequente ao recebimento dos recursos financeiros acima descritos, no mesmo dia 27 de fevereiro, a Companhia realizou aporte de capital nas seguintes subsidiárias: (i) Monel Monjolinho S.A – R\$ 71 milhões, (ii) Moinho S.A – R\$ 28 milhões, (iii) Macaúbas Energética S.A – R\$ 57 milhões, (iv) Seabra Energética S.A – R\$ 49,5 milhões e (v) Novo Horizonte Energética S.A – R\$ 49,5 milhões, destinando assim a totalidade dos recursos obtidos através de financiamento bancário.

No dia 28 de fevereiro de 2020, as subsidiárias Monel Monjolinho Energética S.A., Macaúbas Energética S.A., Seabra Energética S.A. e Novo Horizonte Energética S.A., realizaram o pagamento antecipado de seus financiamentos junto ao BNDES e BNB. O total da operação realizada soma R\$ 286,0 milhões, sendo este referente ao principal, juros e custo adicional de quitação. O pagamento foi realizado parte pelo aporte de capital recebido do seu acionista (acima descritos) e parte através de recursos próprios.

Por fim, no dia 02 de março de 2020, a subsidiária Moinho S.A. realizou o pagamento antecipado de seu financiamento junto ao BNDES no montante de R\$ 29,1 milhões referente ao principal, juros e custo adicional de quitação. O pagamento foi realizado parte por aporte de capital recebido do seu acionista (acima descrito) e parte através de recursos próprios.

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de 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.

Cumprir 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) 5% 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 31.12.2019

Nos termos dos artigos 31 e 32 do nosso Estatuto Social vigente no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016 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) 5% 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 31.12.2018

Nos termos dos artigos 31 e 32 do nosso Estatuto Social vigente no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016 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) 5% 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 31.12.2017

Nos termos dos artigos 31 e 32 do nosso Estatuto Social vigente no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016 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) 5% 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 31.12.2019

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. Cumprir 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. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

até; (ii) 5% 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 31.12.2018

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) 5% 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 31.12.2017

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) 5% 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 31.12.2019

Nosso Estatuto Social vigente no exercício social a findo em 31 de dezembro de 2019 previa um dividendo mínimo obrigatório equivalente a 5% do lucro líquido.

Exercício Social Findo em 31.12.2018

Nosso Estatuto Social vigente no exercício social a findo em 31 de dezembro de 2018 previa um dividendo mínimo obrigatório equivalente a 5% do lucro líquido.

Exercício Social Findo em 31.12.2017

Nosso Estatuto Social vigente no exercício social a findo em 31 de dezembro de 2017 previa um dividendo mínimo obrigatório equivalente a 5% do lucro líquido.

d) Restrições à distribuição de dividendos

Exercício Social a Findo em 31.12.2019

Após o pagamento antecipado dos contratos de financiamento vinculados ao BNDES, não possuímos restrições para o pagamento de dividendos além do mínimo obrigatório.

Exercício Social a Findo em 31.12.2018

Os seguintes contratos financeiros preveem restrições ao pagamento de dividendos acima do mínimo obrigatório de 5% 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;

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

- **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 31.12.2017

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;
- **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.

3. Informações financ. selecionadas / 3.5 - Distribuição de dividendos

(Reais Unidade)	Últ. Inf. Contábil 31/12/2020	Exercício social 31/12/2019	Exercício social 31/12/2018	Exercício social 31/12/2017
Lucro líquido ajustado		45.236.000,00	74.432.000,00	8.401.000,00
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)		0,000000	100,000000	25,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)		3,540011	6,072091	1,077894
Dividendo distribuído total		2.148.696,35	23.310.923,39	1.995.000,00
Lucro líquido retido		2.261.785,64	3.732.000,00	21.316.000,00
Data da aprovação da retenção		15/04/2020	10/04/2019	13/03/2018

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório								
Ordinária			2.148.696,35	16/04/2020	1.995.127,67	27/04/2019		
Outros								
Ordinária					18.954.111,81	27/04/2019		
Ordinária							23.310.923,39	27/04/2018

3. Informações financ. selecionadas / 3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas

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

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foram constituídos R\$ 40.826 mil a título de reserva de lucros.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foram constituídos R\$ 53.175 mil a título de reserva de lucros.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017 foram constituídos R\$ 21.736 mil a título de reserva de lucros.

3. Informações financ. selecionadas / 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
31/12/2019	925.659.000,00	Índice de Endividamento	0,72438840	

3. Informações financ. selecionadas / 3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2019)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Descrever outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Empréstimo	Garantia Real		35.382.000,00	0,00	0,00	511.718.000,00	547.100.000,00
Títulos de dívida	Quirografárias		197.125.000,00	0,00	0,00	181.434.000,00	378.559.000,00
Total			232.507.000,00	0,00	0,00	693.152.000,00	925.659.000,00
Observação							

3. Informações financ. selecionadas / 3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras

3.9. Outras informações relevantes:

Todas as informações relevantes a respeito das informações financeiras selecionadas estão prestadas nos itens anteriores.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

4.1. Fatores de risco que podem influenciar a decisão de investimento, em especial, aqueles relacionados:

<p>a) Ao emissor</p> <p><i>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.</i></p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
<p><i>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.</i></p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - 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 2017 nossos três maiores empreendimentos representavam importante parcela 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 a bancos de fomento, como BNDES e BNB. 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 contém um detalhamento de todos os contratos financeiros celebrados por nós e nossas subsidiárias.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

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. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

b) 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) 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 crescimento.

d) 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) 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. 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. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

<p><i>A implantação de nossos projetos depende de produtos e serviços altamente especializados, e podemos não conseguir substituí-los prontamente.</i></p> <p>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.</p>
<p><i>A implantação de projetos de geração de energia envolve o uso intensivo de mão-de-obra terceirizada, podendo acarretar diversas responsabilidades para nós.</i></p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
<p>f) A seus clientes</p> <p><i>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.</i></p> <p>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.</p>

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - 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) 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. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

<p>estratégia de crescimento, nossos negócios e nossos resultados poderão ser adversamente afetados.</p> <p>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.</p>
<p><i>Uma redução na disponibilidade de financiamentos ou a alteração no custo desses financiamentos poderá restringir a capacidade de realização dos investimentos previstos por nós.</i></p> <p>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 contêm cláusulas restritivas para a tomada de novas dívidas sem prévia anuência dos respectivos credores, o que pode nos impedir de obter novos financiamentos.</p> <p>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.</p>
<p><i>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.</i></p> <p>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.</p> <p>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 <i>spot</i>, na CCEE.</p> <p>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.</p>
<p><i>Poderemos ser responsáveis por perdas e danos causados a terceiros, inclusive danos ambientais, sendo que os</i></p>

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - 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. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

<p>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.</p> <p>Cumprido, 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.</p>
<p><i>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.</i></p> <p>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.</p> <p>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.</p>
<p><i>O aumento na demanda por energia elétrica no Brasil poderá ser inferior às estimativas da EPE.</i></p> <p>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.</p>
<p><i>Consumidores de energia no ACR podem reduzir a demanda inicialmente contratada. Poderemos não conseguir vender toda nossa capacidade de geração de energia no ACR.</i></p> <p>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.</p> <p>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 <i>spot</i>, 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.</p>
<p><i>Nossa estratégia de crescimento e rentabilidade poderá ser prejudicada pela crescente concorrência no setor de</i></p>

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - 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. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - 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 2017 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) 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. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

<p>fontes renováveis e comercializadas a consumidores livres e consumidores especiais;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ alteração das normas aplicáveis aos nossos negócios; e ▪ alterações das regras ambientais, trabalhistas e tributárias. <p>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.</p> <p>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.</p>
<p><i>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.</i></p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
<p><i>Poderemos incorrer em custos significativos para cumprir com eventuais alterações na regulação ambiental.</i></p> <p>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.</p>
<p><i>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</i></p>

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - 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) Aos países estrangeiros

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

j) A questões socioambientais

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

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - 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. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos 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 Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.3

4.3.1.1 Tributários

Em dezembro de 2018 existiam 8 (sete) processos administrativos municipais de natureza fiscal, 3 (três) movidos em desfavor da Companhia e 6 (seis) em desfavor de nossas controladas, sendo estes últimos em face de: Energen, Macaúbas, Novo Horizonte, Seabra e ENEX. Para os três primeiros, movidos em face da companhia, o risco é remoto e os demais tem chance de perda possível. Existe, ainda, a nível administrativo federal 10 (dez) processos em curso movidos contra compensação de crédito tributário efetuado por nossas controladas ENEX (7), Monel (1), Novo Horizonte (1) e Passos Maia (1) para os quais o risco de perda é remoto. O último processo federal é relativo ao cancelamento extemporâneo do REIDI, que possui risco de perda provável.

A empresa figura, ainda, no polo ativo de 5 (cinco) sendo que, destes, 3 (três) processos judiciais questionam a incidência de contribuição previdenciária sobre as verbas indenizatórias. Um deles já obteve decisão favorável em primeira instância e os demais aguardam julgamento. Adicionalmente, possui uma ação em face do Município de Florianópolis, cujo valor em discussão foi integralmente depositado em juízo. Esta ação tem perda possível segundo os advogados patronos da ação. Ainda, a empresa obteve uma certidão negativa de débitos através de mandado de segurança em desfavor do Município de Barra dos Coqueiros.

Somos ainda parte autora (representada) em processo movido pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE) no qual esta se insurgiu contra a criação e cobrança de Taxa de Controle, Monitoramento e Fiscalização Ambiental das Atividades de Geração, Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica – TFGA, instituída pela Lei nº 7.184/2015. Foi deferida liminar em favor da Associação e nossa probabilidade de êxito é provável.

Cabe ressaltar que todos os itens que possuem risco de perda superior a 50% possuem provisão contábil integral. Em dezembro/2018 o valor total provisionado como contingência montava em R\$ 10.708 mil.

4.3.1.2 Trabalhistas

Em dezembro de 2019 tramitavam 2 (dois) processos judiciais de natureza trabalhista movida por ex-empregados da Statkraft contra esta Companhia. Destes, 1 (um) é classificado como perda remota (havendo decisão de 1º e 2º grau em favor da Companhia; e outro como perda provável (inexiste qualquer decisão judicial até o momento), totalizando o montante de risco de desembolso (devidamente provisionado) pela Companhia de R\$ 301.058,42.

Além destes, tramitam ainda 12 (onze) reclamatórias movidas por ex-empregados de terceiros na qual a Companhia ou suas subsidiárias detinham relação comercial, tratando-se de tentativa de vinculação desta Companhia ao Grupo Econômico daquela na qual os ex-empregados trabalhavam. Por cautela a Companhia vem provisionando o valor de R\$ 680.000,00.

Existem ainda 13 (treze) reclamatórias trabalhistas movidas por ex-empregados de antiga acionista da Companhia, sendo nestes requerido o reconhecimento de Grupo Econômico de empresas daquele Grupo com esta Companhia. Considerando que o risco de perda é classificado como possível, bem como considerando que a antiga acionista é responsável integral por possíveis condenações, inexistente provisão em relação aos mesmos.

Por fim, a Enex (controlada) era parte passiva em 37 (trinta e sete) processos judiciais de natureza trabalhista em dezembro de 2019 (movidos por ex-empregados próprios e de seus subcontratados), representando um valor total agregado de exposição (risco provável de perda) de R\$ 788.424,91.

4.3.1.3 Processos Cíveis

4.3.1.3.1 Demandas Judiciais Cíveis Relevantes

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)

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

c. data de instauração	05.06.2007
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)
f. principais fatos	O MPF aduz fraude na obtenção das Licenças Ambientais de Instalação (LAIs) 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, sustentando que a ilegalidade estaria causando prejuízos ao erário. A suposta fraude foi cometida anteriormente ao ingresso da DESENVIX, atualmente Statkraft Energias Renováveis S.A., no consórcio detentor dos projetos eólicos. Ademais, antes do ajuizamento da ação, a DESENVIX já havia alienado sua participação à terceiro. 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. Os autos foram remetidos ao Juízo de Direito da Comarca de Joaçaba/SC. O processo se encontra em fase de oitiva dos réus e testemunhas. Aguarda-se o fim da fase instrutória para que seja proferida sentença.
g. chance de perda:	Possível
h. análise do impacto em caso de perda do processo	Em razão da alienação citada no item "f" acima, destaca-se que a companhia não é parte do empreendimento. Eventual procedência da ação e condenação da ré Statkraft, importará na necessidade de pagamento de indenização, bem como na possibilidade de vedação de contratar com a Administração Pública por determinado período.
i. valor provisionado, se houver provisão	Ilíquido (não é possível estimar o risco financeiro para a Companhia neste momento processual).

Processo: 0306104-61.2016.8.24.0023

a. juízo	Comarca de Florianópolis, Estado de Santa Catarina
b. instância	Execução de Título Extrajudicial, em trâmite na 1ª instância.
c. data de instauração	06.06.2016
d. partes no processo	Autora: Engevix Engenharia S.A. Ré: Moinho S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 3.781.994,11.
f. principais fatos	A Autora busca o pagamento de título quanto a execução das obras de construção da PCH Moinho, haja vista termo de parcelamento firmado entre as Partes.
g. chance de perda:	Provável
h. análise do impacto em caso de perda do processo	Pagamento do valor pleiteado acima.
i. valor provisionado, se houver provisão	Provisionada a totalidade do montante em discussão (R\$ 3.989.277,98 em 12/2019).

Processo: 0033834-52.2016.4.01.3400

a. juízo	1ª Vara Federal da Seção judiciária do Distrito Federal
b. instância	Ação Civil Pública em trâmite na 1ª instância.
c. data de instauração	06.06.2016
d. partes no processo	Autora: Associação Nacional Independente dos Participantes e Assistidos da Funcef (ANIPA). Ré: 21 réus, dentre as quais a Statkraft Energias Renováveis S.A..
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 8.200.000.000,00. (valor dado a causa).

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

f. principais fatos	<p>A ANIPA ajuizou esta ação civil pública ("ACP") alegando, em síntese, ser uma associação de beneficiários da entidade fechada de previdência complementar ("FUNCEF") patrocinada pela Caixa Econômica Federal ("CEF") e que existiriam irregularidade e indícios de gestão temerária dos recursos da FUNCEF pela própria entidade e pela CEF, dentre as quais possíveis operações e investimentos em desrespeito aos padrões legais e negociais, causando danos à situação financeira do fundo ao longo dos anos.</p> <p>Por tal razão houve desequilíbrio entre benefícios devidos pela FUNCEF e os recursos garantidores de seu pagamento, o que a teria motivado a cobrar contribuições extraordinárias de seus participantes com o objetivo de reequilibrar seu déficit.</p> <p>Diante do risco de cobrança de seus associados para que paguem contribuições extraordinárias para compensar o déficit da FUNCEF, a ANIPA ajuizou a ACP com o objetivo de (i) interromper o plano de equacionamento de déficits da FUNCEF, impedindo qualquer cobrança de seus integrantes; (ii) declarar a responsabilidade da FUNCEF, seus administradores, CEF, empresas que receberam investimentos da FUNCEF nos últimos 13 (treze) anos e fundos de investimentos que contam com a participação da FUNCEF; e (iii) condenar solidariamente os Réus a indenizá-la pelos danos causados. Em 20/06/2017 foi protocolada a contestação da Statkraft, estando as Partes no aguardo de designação de audiência conciliatória, bem como de instrução e julgamento.</p>
g. chance de perda:	Possível
h. análise do impacto em caso de perda do processo	Ilíquido (inexiste segregação do valor pleiteado por parte demandada).
i. valor provisionado, se houver provisão	Não aplicável

Processos: 0034944-23.2015.4.01.3400 e 0036564-70.2015.4.01.3400

a. juízo	Justiça Federal de Brasília/DF
b. instância	Em trâmite na 1ª instância
c. data de instauração	06/2015
d. partes no processo	<p>Autora: ABRAGEL (associação da qual Moinho S.A. e Monel – Monjolinho Energética S.A. são associadas)</p> <p>Ré: UNIÃO</p>
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Ilíquido (varia mês a mês conforme mecanismo de realocação de energia)

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

f. principais fatos	<p>Ação ajuizada pela Associação Brasileira de Geradores de Energia Limpa ("ABRAGEL") e pela Associação Brasileira de Geradores Independentes de Energia Elétrica ("APINE") em junho de 2015, perante a Justiça Federal de Brasília. A (s) associação (ões) protocolaram simultaneamente um liminar para suspender as obrigações de pagamento, que foram concedidas em julho de 2015.</p> <p>Em 15/12/2017, a liminar concedida à ABRAGEL foi revogada pelo Superior Tribunal de Justiça, e em 7/02/2018, a liminar concedida à APINE foi parcialmente revogada também pelo Superior Tribunal de Justiça e duas subsidiárias da SKER (Moinho e Monjolinho) foram obrigadas a cumprir os pagamentos do GSF a partir de março/2018. No entanto, em 07/05/2018, a decisão de revogar parcialmente a liminar concedida à APINE foi cancelada e todos os pagamentos da GFS relacionados a Moinho e Monjolinho foram suspensos novamente.</p> <p>Em agosto/2018, os efeitos da liminar concedida à APINE (Moinho e Monjolinho) foram estendidos para o pagamento do GSF referente ao ano de 2017, suspendendo também os pagamentos para aquele ano. Em outubro de 2018, a liminar da APINE foi completamente revogada e, portanto, a decisão cancelou a proteção contra o pedido de pagamento do GSF daquele mês em diante. Os pagamentos passados do GSF devidos pela Moinho e Monel ainda não foram pagos até que haja uma ordem formal emitida pelo Tribunal.</p>
g. chance de perda:	Provável
h. análise do impacto em caso de perda do processo	R\$ 84,7 milhões (12/2019)
i. valor provisionado, se houver provisão	Provisionado em 12/2019 a totalidade do montante em risco, ou seja, R\$ 72.787.250,00 (Monel) e R\$ 11.934.114,00 (Moinho).

4. Fatores de risco / 4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest

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 2019 possuíamos 01 (um) processo judicial (Reclamatória Trabalhista) cujo Reclamante foi administrador da Companhia. A reclamatória visa o reconhecimento de vínculo empregatício, existindo decisões de 1º e 2º grau integralmente favoráveis a Companhia, razão pela qual inexistente provisionamento.

Há ainda 1 (uma) Reclamatória Trabalhista movida por acionista e ex-diretor de uma de nossas controladas no qual é requerido, em síntese, o pagamento de pró-labore pelo período em que o mesmo esteve desempenhando atividades naquela empresa. Por se tratar de acionista e haver deliberação da sociedade no sentido de que os acionistas deveriam designar seus representantes e que nenhum dos administradores seria remunerado, entende-se que o risco de perda da reclamatória é remoto. Saliencia-se ainda a existência de decisão de 1º e 2º grau pela improcedência total dos pedidos do Reclamante. O processo se encontra em grau de recurso perante o TST.

4. Fatores de risco / 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:

Todas as informações consideradas relevantes foram prestadas nos capítulos anteriores. Em 31 de dezembro de 2019 existiam 2 (duas) arbitragens movidas por subsidiárias desta Companhia, requerendo, portanto, indenização da empreiteira responsável pela execução das obras civis. Assim, considerando que (i) estamos no polo ativo e que (ii) em ambas nosso êxito é provável, inexistente razão para qualquer provisionamento neste momento.

4. Fatores de risco / 4.6 - Processos repetitivos ou conexos

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:

Conforme informado no item 4.3 deste formulário, em 31 de dezembro de 2019 a Statkraft detinha 12 (doze) Reclamatórias Trabalhistas movidas por ex-empregados de terceiros na qual a Companhia ou suas subsidiárias detinham relação comercial, (item 4.3.1.2 acima). A Statkraft consta no polo passivo de tais ações em razão da tentativa dos Reclamantes caracterizarem a existência de Grupo Econômico. As ações/reclamações onde foram exaradas decisões condenatórias reconhecendo o Grupo Econômico estão sendo devidamente recorridas pela Companhia e, por cautela, provisionadas.

Há ainda, 13 (treze) Reclamatórias Trabalhistas movidas por ex-empregados e consultores de terceiros nas quais há igualmente a tentativa dos Reclamantes caracterizarem a existência de Grupo Econômico constituído entre sua empregadora/contratante e esta Companhia (igualmente referido no item 4.3.1.2 acima).

4. Fatores de risco / 4.7 - Outras contingências relevantes

4.8. Outras contingências relevantes:

As mesmas contingências elencadas no item 4.3.3..

4. Fatores de risco / 4.8 - Regras-país origem/país custodiante

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 2019 valores mobiliários negociados no exterior.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - 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
<p>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”.</p> <p>Gerenciamento de Riscos</p> <p>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.</p> <p>Gestão de risco corporativo – processo integrado</p> <p>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.</p> <p>Riscos financeiros</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Riscos operacionais</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>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 projeto de investimento, devendo este ser ajustado para que seja um importante fator de sucesso. A Statkraft possui seguro para todos os riscos operacionais significativos.</p> <p>A Statkraft gerencia o risco operacional através de procedimentos detalhados para as atividades nas unidades</p>

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - 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 consequências 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. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos



5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

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

<p>a) política de gerenciamento de riscos, b) objetivos e estratégias da política</p> <p>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”.</p> <p>Gerenciamento de Riscos</p> <p>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.</p> <p>Riscos de Mercado</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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; <p>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.</p> <p>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 concorrentes 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.</p> <p>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.</p>
--

<p>c) estrutura operacional e controles internos para gerenciamento de riscos</p> <p>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 <i>forecast</i>, para obtermos um resultado mais próximo do real, caso haja algum desvio orçamentário.</p> <p>Participamos de diversas associações de mercado:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 <p>A participação nestas associações tem por objetivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fórum de discussões técnicas;
--

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - 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. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - 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 documentado 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 Controladora (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) revisa 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. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

A Companhia possui uma Vice Presidência responsável pela gestão do 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 2019", 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 04 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.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

5.4. Em relação aos mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados pelo emissor para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, informar:

a) se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:	
i)	<p>Os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas adaptadas.</p> <p>A Statkraft possui, a nível global e local, Código de Conduta. O Código de Conduta da Statkraft (o Código) constitui nosso compromisso fundamental de agir de maneira sustentável, ética e socialmente responsável e de estar em conformidade com todas as exigências legais aplicáveis onde quer que operemos.</p> <p>O Código se aplica a todas as empresas do Grupo Statkraft e a todos os indivíduos que trabalham para a Statkraft, independentemente do local. Isso inclui empregados de todos os níveis, membros do conselho, pessoal terceirizado, consultores e outros que atuem em nome ou representem a Statkraft.</p> <p>Espera-se que os parceiros comerciais adiram às normas que estejam em conformidade com as exigências éticas da Statkraft.</p> <p>No tocante às leis aplicáveis, a Statkraft faz negócios globalmente. Como entidade norueguesa, a Statkraft está em conformidade com as leis e regulamentos aplicáveis à Noruega, bem como com as leis e regulamentos aplicáveis aos países onde operamos. Essa é também nossa política para atuar de acordo com as convenções e diretrizes internacionais relevantes definidas por organismos internacionais, inclusive pelas Nações Unidas e Pela Organização para a Cooperação Econômica Europeia. Onde existir diferenças entre as leis e regulamentos aplicáveis e os documentos que regem a Statkraft, seguimos a norma que definir o mais alto padrão de comportamento.</p> <p>Os procedimentos de avaliação de riscos e políticas relacionadas à integridade estão relatados no item 5.1 deste Formulário de Referência.</p>
ii)	<p>As estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes</p> <p>A Statkraft entende que todos os funcionários são responsáveis pelo bom funcionamento dos mecanismos relacionados à ética e integridade. Todos os funcionários possuem responsabilidade pessoal e devem assegurar que estão familiarizados com as suas obrigações e realizem seus trabalhos de acordo com as exigências estabelecidas pelo Código e pelas leis e regulamentos aplicáveis. Caso não haja certeza do significado de alguma parte do Código ou alguém seja confrontado com algum dilema ético, deve-se buscar aconselhamento com a chefia.</p> <p>Os gestores, por sua vez, devem assegurar que as atividades em sua área de responsabilidade sejam realizadas de acordo com as exigências aplicáveis e ao Código. Os gestores são responsáveis pela sua própria conduta do negócio, bem como pela conduta de sua equipe.</p> <p>A área de Compliance Corporativa é a força condutora para o trabalho de Compliance no Grupo Statkraft, sendo responsável pelo desenvolvimento de políticas e procedimentos, por assessorar e apoiar sua implementação, e por todo <i>framework</i> de Compliance – análise de riscos de Compliance, avaliações de integridade de terceiros, treinamentos e comunicação, e monitoramento e avaliação contínuos. Esta unidade é independente das áreas de negócio e seu reporte é direto ao Diretor Jurídico Global. No Brasil, a Statkraft Energias Renováveis S.A. conta com um Gerente Regional de Compliance, responsável pelas atividades de Compliance também na região da América Latina.</p>
iii)	<p>Se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando</p>

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

- (1) se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviços, agentes intermediários e associados
- (2) se e com que frequência os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados são treinados em relação ao código de ética ou de conduta e às demais normas relacionadas ao tema
- (3) as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas
- (4) órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

O Código de Conduta é aplicável a todas as empresas do grupo e os indivíduos que se relacionam com esta. Os empregados recebem, no mínimo, treinamento anual a respeito do código, enquanto os demais envolvidos tomam conhecimento deste no momento em que iniciam o relacionamento com a Companhia.

A não conformidade com o Código de Conduta da Statkraft é vista como uma questão grave que pode levar a ação disciplinar ou demissão, e pode ser relatadas às autoridades relevantes. Tal previsão está disposta no Código de Conduta a que se refere este item do Formulário de Referência.

b) se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo: (1) se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros, (2) se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados, (3) se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciantes de boa-fé e (4) órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias.

A Statkraft acredita que a abertura e a boa comunicação em toda a organização promovem uma cultura mais positiva de trabalho. A Statkraft reconhece o risco de violação de Conduta e depende da disposição dos funcionários, clientes e fornecedores de reportar preocupações para nos auxiliar a mantermos nossos altos padrões éticos.

A Statkraft possui canal de denúncias que deve ser utilizado para reportar possíveis ações ilegais, ou suspeitas de ações ilegais e violações do Código de Conduta da Statkraft. Exemplos de violações incluem, entre outros: fraude e corrupção, assédio e discriminação e violações de leis ambientais e de direitos humanos.

Os funcionários têm o direito e a responsabilidade de reportar preocupações. Partes externas, incluindo funcionários de empresas associadas, também são encorajadas a relatar preocupações.

O denunciante decide quais informações devem ser fornecidas. Não há exigência de que o denunciante possa provar o evento, ato ou omissão. No entanto, para permitir que a Statkraft realize ações de acompanhamento adequadas, deve-se incluir o máximo de detalhes possível no relatório e, se disponível evidências de apoio.

Denúncias podem ser feitas para o Canal de Denúncias (Whistleblower Channel) independente da Statkraft, gerenciado pela Auditoria Corporativa (CA). O Canal de denúncias oferece a possibilidade de denunciar anonimamente.

O canal está disponível nos websites:

www.statkraft.com.br

www.statkraft.com

<https://statkraft.whistleblownetwork.net/FrontPages/Default.aspx>

Todos os relatos são tratados como informação confidencial. A Statkraft, por sua vez, não utilizará quaisquer medidas retaliatórias contra alguém por levantar ou ajudar a tratar de um assunto genuíno de integridade empresarial.

c) se o emissor adota procedimentos em processos de fusão, aquisição e reestruturação societárias visando à identificação de vulnerabilidades e de risco de práticas irregulares nas pessoas jurídicas envolvidas.

Os procedimentos aplicáveis a esse respeito estão previstos nas políticas internas da Companhia e, conforme

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

exposto no item anterior, estão sob responsabilidade da área de Compliance Corporativo.

d) caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido.

Não aplicável.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.5 - Alterações significativas

5.5. 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. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos

5.6. Outras informações relevantes:

Todas informações relevantes foram apresentadas nos itens acima.

6. Histórico do emissor / 6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro 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. Histórico do emissor / 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 e operação e manutenção de seus ativos 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 e solar.

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.

Em 25 de outubro de 2018 a Companhia celebrou contrato de compra e venda de ações com a EDP – Energias do Brasil S.A. para adquirir um cluster de oito usinas hidrelétricas operacionais no estado do Espírito Santo, no Brasil. Tal acordo, executado em 21 de dezembro de 2018, adicionou 131,9 MW de capacidade instalada e 68,8 MW médios de garantia física, com prazo final de concessão entre 2025 e 2031.

Atualmente os ativos da Companhia incluem 14 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 448 MW.

6. Histórico do emissor / 6.5 - Pedido de falência ou de recuperação

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. Histórico do emissor / 6.6 - Outras inf. relev. - Histórico

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. Histórico do emissor / 6.6 - Outras inf. relev. - Histórico

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 detém 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 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.

No dia 05 de agosto de 2016 a SKER aumentou sua participação no capital social da controladora Energen em R\$ 177,8 milhões, passando sua participação de 95% para 99,99%. O aumento de capital foi realizado mediante a capitalização de crédito de igual valor devido pela acionista SKER contra a subsidiária Energen. A AGE do dia 13 de outubro de 2016 autorizou o aumento de capital no valor de R\$ 6,4 milhões com direito de preferência a Acionista Statkraft, que subscreveu e integralizou a totalidade no dia 16 de novembro de 2016.

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

6. Histórico do emissor / 6.6 - Outras inf. relev. - Histórico

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%.

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.

6.6.7 Aquisição da Tamar Pequenas Centrais Hidrelétricas S.A. e Santa Fé Energia S.A.

Em 25 de outubro a Companhia celebrou contrato de compra e venda de ações com a EDP - Energias do Brasil S.A. para adquirir um cluster de oito usinas hidrelétricas operacionais no estado do Espírito Santo, no Brasil. Pelo acordo celebrado, a Statkraft adquirirá 100% das ações detidas pela EDP – Energias do Brasil S.A. na EDP Pequenas Centrais Hidroelétricas S.A., composta por sete usinas hidrelétricas, e na Santa Fé Energia S.A., totalizando 131,9 MW de capacidade instalada e 68,8 MW médios de garantia física, com prazo final de concessão entre 2025 e 2031, que correspondem à integralidade do capital social das companhias.

A transação está alinhada com a estratégia da Statkraft de desenvolver portfólios flexíveis de geração com aquisições seletivas em mercados priorizados. No Brasil, a ambição é crescer adquirindo e melhorando ativos em operação ou desenvolvendo nova capacidade de geração em energia hidrelétrica, eólica e solar.

Em 21 de dezembro de 2018 foi implementado o fechamento da operação referenciada no contrato de compra e venda de ações e outras avenças, resultando, portanto, na aquisição direta das ações referenciadas no parágrafo acima. O valor da aquisição acordado da Tamar Pequenas Centrais Hidrelétricas (anteriormente denominada EDP PCH) e Santa Fé Energia S.A. foi de R\$ 601 milhões, que foi composto de (i) R\$ 704 milhões, (ii) ajuste redutor do preço no montante de R\$ 89 milhões referente a dívida líquida e (iii) ajuste redutor de preço de R\$ 14 milhões, referente a ajuste de capital de giro.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/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. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

FUNCEF

A FUNCEF - Fundação dos Economizadores 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 dezembro de 2017 possui patrimônio ativo total superior a R\$ 58 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.

A FUNCEF foi o primeiro fundo de pensão do país a aderir ao Código Stewardship. O código reúne um conjunto de princípios e recomendações de governança para investidores institucionais – os stewards, no jargão de mercado –, responsáveis por administrar recursos de terceiros. Ainda sem tradução em português, Stewardship resume o conceito de dever fiduciário: a obrigação assumida por esses investidores em atuar no melhor interesse de seus clientes/investidores.

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. Atuamos de maneira integrada, o que acreditamos nos conferir vantagens competitivas e retornos atrativos em nossos projetos.

Ao final de Dezembro de 2019 os ativos da Companhia incluíam 14 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 448MW. Além disso possui portfólio de projetos relacionados principalmente à energia hidráulica de menor escala.

A tabela abaixo possui informações acerca dos empreendimentos em que investimos, os quais representam os nossos Empreendimentos em Operação ao final de dezembro de 2019:

		Empreendimento	Participação Statkraft	Sócios	Potência Instalada (MW/Km)	Potência Instalada Statkraft (MW/Km)
22 Ativos de Geração de Energia Em Operação	Controladas	PCH Esmeralda	100%	N/A	22,20	22,20
		PCH Santa Laura	100%	N/A	15,00	15,00
		PCH Santa Rosa II	100%	N/A	30,00	30,00
		PCH Moinho	100%	N/A	13,70	13,70
		UHE Monjolinho	100%	N/A	74,00	74,00
		PCH Victor Baptista Adami	50,00%	ADAMI	25,00	12,50
		UEE Macaúbas	100%	N/A	35,07	35,07
		UEE Seabra	100%	N/A	30,06	30,06
		UEE Novo Horizonte	100%	N/A	30,06	30,06
		UEE Barra dos Coqueiros	99,9%	Água Quente	34,50	34,46
		PCH Viçosa	100%	N/A	4,5	4,5
		PCH São João	100%	N/A	25,0	25,0
		PCH Alegre	100%	N/A	2,1	2,1
		PCH Fruteiras	100%	N/A	8,7	8,7
		PCH Jucu	100%	N/A	4,8	4,8
		PCH Rio Bonito	100%	N/A	22,5	22,5
		PCH Rio Bonito	100%	N/A	29,0	29,0
		UHE Suíça	100%	N/A	33,9	33,9
	Participações Minoritárias	CERAN				
		- UHE Monte Claro ⁽¹⁾	5,00%	CPFL, CEEE	130,00	6,50

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

		- UHE Castro Alves ⁽¹⁾	5,00%	CPFL, CEEE	130,00	6,50
		- UHE 14 de Julho ⁽¹⁾	5,00%	CPFL, CEEE	100,00	5,00
		UHE Dona Francisca	2,12%	COPEL, CEEE, CELESC, Gerdau	125,00	2,70
Geração de Energia		-x-	-x-	-x-	794,6	317,8

As atividades realizadas pela Companhia envolvem também o constante desenvolvimento de novos projetos. Em 31 de dezembro de 2019 o Portfólio de Projetos da Companhia era composto por 9 Projetos Prioritários em Desenvolvimento.

A companhia considera os Projetos Prioritários em Desenvolvimento, aqueles projetos do portfólio que se encontram 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 2 e 5 anos, dependendo de condições favoráveis do mercado e que são investimentos em energia limpa e renovável, confirmando a responsabilidade social e comprometimento com projetos ambientalmente sustentáveis da Companhia.

As tabelas abaixo apresentam com mais detalhes o estado de maturação do portfólio de Projetos Prioritários em Desenvolvimento, em 31 de dezembro de 2019:

Projetos Prioritários em Desenvolvimento			
Status Projeto	Potência Instalada (MW)	Potência Própria (MW)	Número de Projetos
Projetos com Outorga de Autorização na ANEEL, com licença ambiental e com terras compradas ou arrendadas	498,0	498,0	2
Projetos com registro na ANEEL, com licença ambiental e com terras parcialmente compradas ou arrendadas	465,0	465,0	1
Projetos com registro na ANEEL, sem licença ambiental e com terras parcialmente compradas ou arrendadas	30,0	30,0	1
Projetos a serem registrados na ANEEL, com licença ambiental e com terras compradas ou arrendadas	162,0	162,0	1
Projetos a serem registrados na ANEEL, sem licença ambiental e com terras compradas ou arrendadas	84,0	84,0	1
Projetos a serem registrados na ANEEL, sem licença ambiental e com terras parcialmente compradas ou arrendadas	806,0	806,0	2
Projetos a serem registrados na ANEEL, sem licença ambiental e sem terras compradas ou arrendadas	244,0	244,0	1
Total	2289,0	2289,0	9
Total Potência Própria do Portfólio Prioritário em Desenvolvimento	2289,00 MW		

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.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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.

Diversificado Portfólio de Projetos, quanto aos estágios de desenvolvimento e fonte de energia

Para que um projeto de geração de energia 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, 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.

Em 31 de dezembro de 2019, o Portfólio de Projetos da Companhia era composto por projetos de fonte hídrica, eólica e solar, sendo os projetos de fonte hídrica focados em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e os projetos de fonte eólica concentrados no estado da Bahia, região com alto fator de capacidade de projetos implantados. O Portfólio de Projetos prioritários em desenvolvimento era composto por 9 projetos diversificados, totalizando 2.289,00 MW próprios.

Além disso, a Companhia investe constantemente recursos, tempo e conhecimento em demais projetos não prioritários há mais de cinco anos, o que dá liberdade para substituir os Projetos Prioritários em Desenvolvimento que, por algum motivo apresente algum empecilho para sua implantação. E a diversificação do Portfólio de Projetos em projetos de PCHs, UEEs e UFVs confere à companhia o poder de priorizar sempre, a cada momento, os projetos que apresentem a taxa de retorno mais atrativa.

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)

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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.

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.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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 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. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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. Destaca-se que tal financiamento já foi totalmente liquidado.

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 2019, era de R\$ 286,63/MWh.

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 2499/2018 - DL, com validade até 03 de maio de 2023.

Fomos autorizados a nos estabelecer como Produtor Independente de Energia Elétrica para a exploração da PCH Esmeralda pela Resolução ANEEL n.º 605, de 21 de dezembro de 2001. Tal autorização foi transferida para a PCE Projetos e Consultorias de Engenharia Ltda. pela Resoluções ANEEL n.º 191, de 4 de maio de 2004 e, posteriormente, para a Esmeralda S.A. pela Resolução ANEEL n.º 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.º 01837/2017 – DL, emitida pela FEPAM, com validade até 31 de março 2022. O licenciamento do empreendimento atendeu aos requisitos estabelecidos no Artigo 18 § 4º da Resolução CONAMA n.º 237/97, pois foi protocolada solicitação de renovação da Licença de Operação por meio do processo administrativo 002326-0567/16-6 em 07/04/2016, portanto com 125 dias de antecedência da expiração de seu prazo de validade. Sendo assim, o prazo de validade da Licença Ambiental, LO n.º 6388/2012-DL, concedida através do processo administrativo n.º 6251-05.67/12-6, emitida em 17/10/2012, fica prorrogado por tempo indeterminado, até manifestação da FEPAM.

Os serviços de O&M do empreendimento e da LT estão contratados com a holding 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.

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. Destaca-se que tal financiamento já foi totalmente liquidado.

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 2019, era de R\$ 288,89/MWh.

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.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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.º. 7290/2018, emitida pela FATMA, com validade até 22 de agosto de 2022.

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 do empreendimento e da LT estão contratados com a holding 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.

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. Destaca-se que tal financiamento já foi totalmente liquidado.

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 2019, era de R\$ 286,63/MWh.

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 O&M do empreendimento e da LT estão contratados com a holding 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.

7.1.2.1.4 UHE Monjolinho

A UHE Monjolinho possui potência instalada de 74,0 MW (41,7 MW de Garantia Física a partir de 2018) 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. Destaca-se que tal financiamento já foi totalmente liquidado.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

A UHE Monjolinho 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 2017, era de R\$ 228,47/MWh.

Desde setembro de 2009, a UHE Monjolinho 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).

O licenciamento do empreendimento atendeu aos requisitos estabelecidos no Artigo 18 § 4º da Resolução CONAMA n.º 237/97, pois foi protocolada solicitação de renovação da Licença de Operação por meio do processo administrativo 050772-0567/17-2 em 23/02/2017, portanto com 125 dias de antecedência da expiração de seu prazo de validade. Sendo assim, o prazo de validade da Licença Ambiental, LO n.º 3159/2013-DL, concedida através do processo administrativo n.º 293-05.67 / 13-3, emitida em 28/06/2013, fica prorrogado por tempo indeterminado, até manifestação da FEPAM.

A UHE Monjolinho 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. O licenciamento da referida linha de transmissão atendeu aos requisitos estabelecidos no Artigo 18 § 4º da Resolução CONAMA n.º 237/97, pois foi protocolada solicitação de renovação da Licença de Operação por meio do processo administrativo 001914-0567/17-9 em 07/08/2017, portanto com 125 dias de antecedência da expiração de seu prazo de validade. Sendo assim, o prazo de validade da Licença Ambiental, LO n.º 06291/2013-DL, concedida através do processo administrativo n.º 5281-05.67 / 13.2, emitida em 10/12/2013, fica prorrogado por tempo indeterminado, até manifestação da FEPAM.

Os serviços de O&M do empreendimento e da LT estão contratados com a holding 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.

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	
7.1.2.1.6 UHE	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)	Dona Francisca
A UHE Dona	Potência Instalada	130,0 MW	100,0 MW	130,0 MW	Francisca possui instalada de 125,0 de Garantia Física), Jacuí entre os Agudo do Sul e Nova estado do Rio A UHE Dona compartilhada por consórcio celebrado
potência	Área Inundada	5 km ²	6 km ²	1,4 km ²	
MW (80,0 MW	Tipo de Barragem	Gravidade/ Concreto Compactado a Rolo – CCR	Gravidade / Concreto Compactado a Rolo - CCR	Gravidade / Concreto Compactado a Rolo - CCR	
situada no Rio	Altura Máxima	45 m	37 m	25 m	
municípios de	Casa de Força	Subterrânea	Subterrânea	Semi abrigada	
Palma, no	Turbinas	3 tipo Francis de eixo horizontal	2 tipo Kaplan	2 tipo Kaplan	
Grande do Sul.					
Francisca é					
meio de um					

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/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. Destaca-se que tal financiamento já foi totalmente liquidado.

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 2019, era de R\$ 251,19/MWh.

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 do empreendimento e da LT estão contratados com a holding 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.

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. Destaca-se que tal financiamento já foi totalmente liquidado.

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. Destaca-se que tal financiamento já foi totalmente liquidado.

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.º 68, de 2 de março de 2004. Tal autorização foi posteriormente transferida para a Passos Maia Energética S.A. pela Resolução n.º 1.880, de 7 de abril de 2009.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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 2019, era de R\$ 245,67/MWh.

A Passos Maia está devidamente autorizada pela FATMA, órgão ambiental licenciador do Estado de Santa Catarina, a instalar a PCH Víctor Baptista Adami, por meio da Licença Ambiental de Operação – LAO 10215/2016, com validade até 21 de dezembro de 2020.

Os serviços de O&M do empreendimento e da LT estão contratados com a holding 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.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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. Destaca-se que tal financiamento já foi totalmente liquidado.

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 2019 era de R\$ 227,89/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 INEMA, com validade até 22 de junho de 2023 e em processo de renovação válido para as Usinas Eólicas Seabra, Novo Horizonte e Macaúbas.

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 2017 era de R\$ 244,21/MWh.

Com relação ao licenciamento ambiental, a UEE Barra dos Coqueiros possui Licença de Operação – LO 38/2018, emitida em 20 de fevereiro de 2018 pela ADEMA – Administração Estadual do Meio Ambiente do Estado de Sergipe, com validade até 20 de fevereiro de 2021.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

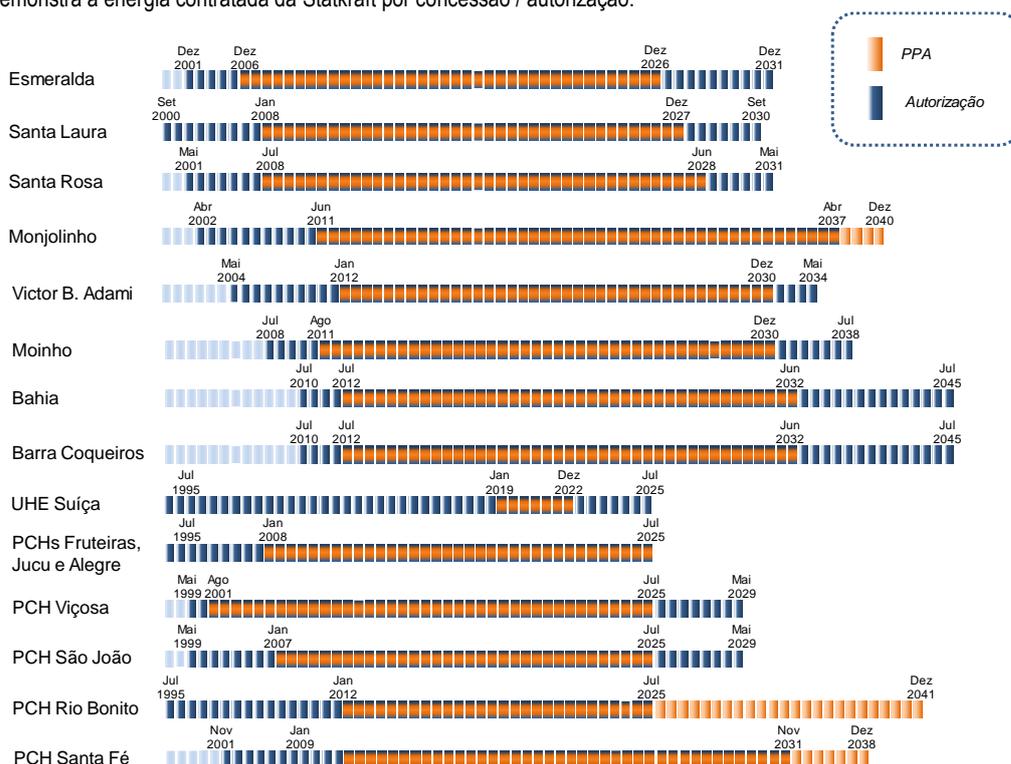
No dia 19 de setembro de 2012, o Conselho de Administração da Statkraft aprovou o aumento de participação societária na subsidiária Energen Energias Renováveis S.A., passando a Statkraft a ser titular de 15.675.000 (quinze milhões, seiscentos e setenta e cinco mil) Ações ordinárias do seu capital social, representando 95% (noventa e cinco por cento) de todas as Ações de emissão da Energen. Tal participação foi aumentada até a atual 99,99%.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

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:



7.1.2.3 Projetos Prioritários em Desenvolvimento

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia possuía 9 Projetos Prioritários em Desenvolvimento, totalizando uma capacidade de geração de 2.289,00 MW. Conforme mencionado anteriormente, estão incluídos na categoria Projetos Prioritários em Desenvolvimento aqueles projetos do Portfólio que se encontram em estado mais avançado de desenvolvimento (incluindo compra de terras e licenças emitidas), com possibilidade de iniciarem a construção num horizonte entre 2 e 5 anos. A tabela abaixo resume as principais características desses projetos:

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

	Projeto	Participação Statkraft	Potência Instalada (MW)	Energia média (MW)	Potência Própria (MW)
Projetos Prioritários em Desenvolvimento	Projeto 1	100,00%	420,0	222,6	420,0
	Projeto 2	100,00%	78,0	46,8	78,0
	Projeto 3	100,00%	465,0	144,2	465,0
	Projeto 4	100,00%	84,0	43,7	84,0
	Projeto 5	100,00%	554,0	293,6	554,0
	Projeto 6	100,00%	252,0	136,1	252,0
	Projeto 7	100,00%	162,0	82,6	162,0
	Projeto 8	100,00%	244,0	153,7	244,0
	Projeto 9	100,00%	30,0	17,4	30,0
	Total Geral	-x-	2289,0	1140,7	2289,0

A participação da Companhia 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 estratégicas da Companhia.

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

7.1.2.3.1 Projeto 1

O Projeto 1 é um projeto de geração eólica, sendo um complexo com potência instalada estimada em 420,0 MW, sendo que detemos 100,0% de participação no projeto. O complexo está planejado para ser instalada no estado da Bahia.

Este projeto possui Outorga de Autorização emitida pela ANEEL, Licença Ambiental Prévia emitida e todas as terras necessárias para instalação do projeto arrendadas e regularizadas. Os estudos para obtenção de Licença Ambiental de Instalação estão em andamento assim como outras atividades prévias à construção do complexo.

7.1.2.3.2 Projeto 2

O Projeto 2 também é um projeto de geração eólica, com potência instalada estimada em 78,0 MW, sendo que detemos 100,0% de participação no projeto. O projeto está planejado para ser instalado no estado da Bahia.

O Projeto 2 também projeto possui Outorga de Autorização emitida pela ANEEL, Licença Ambiental Prévia emitida, Autorização emitida pelo IPHAN e todas as terras necessárias para instalação do projeto arrendadas e regularizadas. Os estudos para obtenção de Licença Ambiental de Instalação estão em andamento assim como outras atividades prévias à construção do complexo.

7.1.2.3.3 Projeto 3

Já o Projeto 3 se trata de um projeto de geração solar. Este Projeto possui potência instalada injetável estimada em 465,0 MWac, sendo que a companhia detém 100,0% de participação no projeto. Esta UFV está planejada para ser instalada no estado da Bahia.

Este Projeto está registrado na ANEEL e possui Projeto Básico conceitual elaborado, assim como Licença Ambiental Prévia emitida. As terras para implantação do Projeto estão devidamente arrendadas e sua regularização encontra-se em andamento.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

7.1.2.3.4 Projeto 4

O Projeto 4 é um projeto de geração eólica, com potência instalada estimada em 84,0 MW, e a Companhia também detém 100,0% de participação no projeto. Esta EOL também está planejada para ser instalada no estado da Bahia.

As terras para implantação deste projeto estão devidamente arrendadas e regularizadas e a elaboração do Projeto Básico conceitual, assim como os estudos ambientais para solicitação de Licença Prévia, serão iniciados em breve.

7.1.2.3.5 Projeto 5

O Projeto 5 também é um projeto de geração eólica, com potência instalada estimada em 554,0 MW, sendo que detemos 100,0% de participação no projeto. Esta EOL também está planejada para ser no estado da Bahia.

Os estudos ambientais para solicitação de Licença Prévia estão em andamento e as terras para implantação do Projeto estão devidamente arrendadas e sua regularização encontra-se em andamento.

7.1.2.3.6 Projeto 6

O Projeto 6 trata-se de um projeto de geração eólica, com potência instalada prevista de 252,0 MW, a qual está planejado para ser implantado no estado da Bahia.

As terras para implantação deste projeto estão devidamente arrendadas e regularizadas.

7.1.2.3.7 Projeto 7

O Projeto 7 trata-se de um projeto de geração eólica, com potência instalada prevista de 162,0 MW, a qual está planejado para ser implantado no estado da Bahia.

Este Projeto em questão trata-se de uma expansão de outro projeto existente, sendo assim as terras para implantação e a licença ambiental estão vigentes. A Companhia está analisando os ganhos energéticos e a viabilização deste projeto é esperada. A elaboração do Projeto Básico conceitual deverá ser iniciada em breve.

7.1.2.3.8 Projeto 8

O Projeto 8 também de um projeto de geração eólica, com potência instalada prevista de 244,0 MW, planejado para ser implantado no estado da Bahia.

A Companhia está atuando no planejamento para regularização das áreas necessárias para implantação do Projeto e, conseqüentemente, iniciará as demais atividades viabilizando o licenciamento ambiental, elaboração de Projeto Básico Conceitual e posterior registro na ANEEL.

7.1.2.3.9 Projeto 9

O Projeto 9 trata-se de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), com potência instalada prevista de 30,0 MW, a qual está planejada para ser implantada no estado de Santa Catarina. O Projeto Básico desta PCH foi desenvolvido pela Companhia e aprovado pela ANEEL.

Atualmente a Companhia está desenvolvendo os estudos ambientais necessários à emissão da Licença Ambiental Prévia.

7. Atividades do emissor / 7.1.a - Infs. de sociedade de economia mista

7.1a. Informações para emissores com sociedade de economia mista

A companhia não se trata de sociedade de economia mista.

7. Atividades do emissor / 7.2 - Inf. 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 2019, 2018 e 2017.

Nossas receitas decorrem principalmente da produção de energia elétrica de nossos empreendimentos. Vale observar também que apuramos receitas decorrentes de serviços administrativos prestados a outras empresas do grupo Statkraft na América do Sul.

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

Nossa receita operacional decorre, principalmente, da (i) venda de energia elétrica e (ii) de serviços administrativos prestados para empresas do Grupo Statkraft. 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 2019

	Receita (R\$ mil)	Participação na Receita
Fornecimento de energia elétrica	437.244	99,8%
Serviços prestados	826	0,2%
Total	438.070	100,0%

- Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018

	Receita (R\$ mil)	Participação na Receita
Fornecimento de energia elétrica	313.516	99,7%
Serviços prestados	1.030	0,3%
Total	314.546	100,0%

- Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017

	Receita (R\$ mil)	Participação na Receita
Fornecimento de energia elétrica	307.301	98,9%
Serviços prestados	3.507	1,1%
Total	310.808	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. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

7.3. Produtos e serviços:

a) características do processo de produção
<p>Usinas Hidrelétricas e Pequenas Centrais Hidrelétricas</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>- Tecnologia utilizada</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Não desenvolvemos internamente nenhuma das tecnologias utilizadas nos equipamentos alocados em nossos empreendimentos.</p> <p>- Produtividade</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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%.</p>

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

- 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 movimentam o 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 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.

- 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

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

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 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 pequena participação do mercado nacional de geração de energia elétrica, comparando-se nossa capacidade instalada de 4448 MW (item 7.1.1.2 desse Formulário de Referência) com a capacidade instalada brasileira de 152 mil MW

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

(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 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

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

determina a quantidade de energia a ser produzida em função da possibilidade de aproveitamento eólico.

7. Atividades do emissor / 7.4 - Principais clientes

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

Possuíamos em 31 de dezembro de 2019 três clientes relevantes, conforme descrição abaixo, responsáveis por aproximadamente 50,2% de nossa receita operacional líquida do período encerrado em 31 de dezembro de 2019.

- 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 19,8% de nossa receita operacional líquida em 31 de dezembro de 2019, representando uma receita de R\$ 86.772 mil.
- CEMIG adquiriu, por um prazo de 19 anos a totalidade da energia elétrica produzida pelas PCHs Passos Maia e Moinho, nos termos do contrato de compra e venda de energia celebrado no ACL. Todas as PCHs CEMIG foi responsável por 10,0% de nossa receita operacional líquida em 31 de dezembro de 2019, representando uma receita de R\$ 44.062 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 20,4% de nossa receita operacional líquida em 31 de dezembro de 2019, representando uma receita de R\$ 89.440 mil.

Nos períodos de 2018 e 2017 foram os mesmos clientes que tiveram representatividade significativa do faturamento líquido da Companhia.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

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

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 seja conduzida de acordo com os mais altos padrões de responsabilidade social e ambiental. Mais especificamente:

- **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 Nonoi, estado do Rio Grande do Sul;
 - Aquisição de material hospitalar para o município de Nonoi, estado do Rio Grande do Sul;
 - Apoio à cultura por meio de patrocínios a eventos típicos do município de Nonoi, estado do Rio Grande do Sul;
 - Aquisição de ônibus adaptados para a Associação dos Pais e Amigos dos Excepcionais do município de Nonoi, estado do Rio Grande do Sul;
 - Implantação de projeto de revitalização cultural nas terras indígenas localizadas no município de Nonoi, 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 das 71 condicionantes estabelecidas na Licença de Operação da Usina e das 42 condicionantes da licença ambiental da Linha de Transmissão, das quais podemos destacar:

- Apoio à produção agrícola de duas comunidades indígenas, totalizando o repasse de cerca de R\$ 100.000,00 anuais.
- Apoio técnico as duas comunidades indígenas;
- Monitoramento de Qualidade da Água;
- Monitoramento de fauna terrestre e aquática;
- Programa de educação ambiental e comunicação social;

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- Monitoramento do reservatório e área de preservação permanente;
- **PCH Moinho.** Na fase de implantação e primeiros quatro anos de operação, desenvolvemos projetos relacionados com educação, saúde e infraestrutura direcionadas às comunidades em que este empreendimento se encontra instalado. Estas ações envolveram, dentre outras, a:
 - Negociação com autoridades 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;
 - Expansão do centro de saúde pública do município de Barracão, estado do Rio Grande do Sul;
 - Construção de uma ponte com capacidade para 45 ton 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 52 condicionantes estabelecidas na Licença de Operação da PCH e das 45 condicionantes da licença ambiental da Linha de Transmissão, das quais podemos destacar:

- Monitoramento de Qualidade da Água;
- Monitoramento de fauna terrestre, voadora e aquática;
- Programa de educação ambiental e comunicação social;
- Monitoramento do reservatório e área de preservação permanente;
- **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 14 condicionantes da licença ambiental da Linha de Transmissão, das quais podemos destacar:
 - Monitoramento de Qualidade da Água;
 - Monitoramento de efluentes;
 - Monitoramento de fauna aquática;
 - Monitoramento Topobatimétrico;
 - Monitoramento do reservatório e área de preservação permanente;
- **PCH Passos Maia:** Durante a fase de implantação do projeto, foram desenvolvidos mais de 13 programas relacionados à 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 30 condicionantes estabelecidas na Licença de Operação da PCH e 28 condicionantes da licença ambiental da Linha de Transmissão, das quais podemos destacar:
 - Monitoramento de Qualidade da Água;
 - Monitoramento de fauna aquática e terrestre;
 - Monitoramento de efluentes;
 - Monitoramento do reservatório e área de preservação permanente;
- **PCH Santa Laura:** Durante a fase de implantação do projeto, foram desenvolvidos mais de 21 programas relacionados à 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 10 condicionantes estabelecidas na Licença de Operação da PCH e 6 condicionantes da licença ambiental da Linha de Transmissão., das quais podemos destacar:

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- Monitoramento de Qualidade da Água;
- Monitoramento de fauna aquática e terrestre;
- Monitoramento de efluentes;
- Monitoramento do reservatório e área de preservação permanente;
- **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, marcadamente, 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. Nesse 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 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 4 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. Atualmente a empresa continua auxiliando a comunidade através de apoio técnico e capacitação para desenvolvimento de projetos de interesse para a região.
- Durante a fase de operação do projeto, desenvolvemos no complexo eólico o atendimento de 30 condicionantes ambientais estabelecidas nas Licenças de Operação. Em andamento no empreendimento, temos o programa de monitoramento dos impactos sobre a fauna, acompanhamento das ações do plano de recuperação de áreas degradadas e do controle de processos erosivos, o gerenciamento dos resíduos sólidos e o desenvolvimento de ações de comunicação e educação ambiental nas comunidades, que fazem parte da gestão ambiental do complexo eólico. Especialmente, relacionados com atividades sociais, das quais destacamos:
- Projeto RENIVA, através do viveiro do parque eólico, produzimos mudas de mandioca (manivas) que são doadas para a comunidade para desenvolver a produção agrícola. Em 2018, foram distribuídas 3.189 mudas para 62 famílias locais, um aumento de 442 % no número de famílias atendidas em relação ao ano de 2017 (14 famílias). A expectativa é que com as manivas que distribuímos sejam colhidas 15 toneladas de mandioca, que podem ser convertidas em 3.750 kg de farinha, que por sua vez, tem potencial de gerar renda a comunidade de até R\$12.000 reais.
- Projeto de Apicultura, damos apoio e assistência técnica a 20 famílias das comunidades da área de influência do complexo eólico para o desenvolvimento da apicultura. Em 2018, realizamos dois cursos com os beneficiários, sendo:

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

curso de manipulação e o curso de cosmetologia com produtos apícolas. Em 2018, a produção de mel ficou em 500 kg, um aumento de 165 % em relação ao ano anterior (303,5kg).

- Projeto Fruticultura, através do nosso viveiro, produzimos mudas de frutas da região que são doadas as comunidades para o desenvolvimento de uma nova fonte de renda. Em 2018, foram doadas 324 mudas e fornecemos apoio e assistência técnica para o desenvolvimento das lavouras junto as famílias. Como forma de engajar a comunidade foram ofertados na comunidade dois cursos, sendo: curso de produção de mudas e técnica de enxertia e o curso de associativismo e cooperativismo.
- Associação Artesãs Filhas do Vento, colaboramos com apoio técnico para capacitação e suporte administrativo (participações de licitações e editais para fomentar a geração de renda) e a disponibilização de lotes dentro do viveiro do parque eólico para que a comunidade possa desenvolver seus cultivos em área apropriada e irrigada.
- Projeto Frutidoces, com apoio técnico e em complemento ao projeto de fruticultura, tem como objetivo a produção de polpas de frutas, doces em compotas, biscoitos, geleias e bolos para a comercialização nas comunidades da região e a entrega para complemento da merenda escolar da região.
- Em 2018 houve ações de comunicação e educação ambiental em 6 escolas das comunidades da região. Foram atendidos 109 alunos, com idade escolar entre 4 a 16 anos. Os temas abordados foram: Água é vida, Caatinga, Biodiversidade, Biomas Brasileiros, Caça, Desmatamento, Apicultura e a importância das abelhas na produção agrícola, Garimpo e seus riscos e os Impactos causados na saúde e meio ambiente ocasionados pelo lixo.
- **PCH Esmeralda:** No período de implantação do empreendimento diversos programas ambientais foram realizados a fim de minimizar os possíveis impactos, garantindo a conservação ambiental nas áreas afetadas pelo empreendimento. Dentre as atividades desenvolvidas, houve a recuperação das áreas degradadas, ações de educação ambiental junto à comunidade e proteção ao ecossistema aquático. Atualmente mantemos o atendimento das 82 condicionantes estabelecidas na Licença de Operação da PCH e das 26 condicionantes da licença ambiental da Linha de Transmissão, das quais se destacam:
 - Monitoramento de Qualidade da Água;
 - Monitoramento de fauna aquática;
 - Monitoramento de efluentes;
 - Monitoramento do reservatório e área de preservação permanente;
- **PCH São João.** A PCH São João, que entrou em operação em 2007, desenvolveu uma série de programas ambientais objetivando mitigar seus impactos ambientais. A Licença de Operação atual, renovada em 2018 conta com 31 condicionantes em atendimento, destacando os programas abaixo:
 - Monitoramento de Qualidade de Água
 - Programa de Comunicação com a implantação de canal telefônico gratuito do tipo 0800
 - Programa de Monitoramento de Macrófitas
 - Programa de Gestão de Resíduos Sólidos
 - Monitoramento de Acessos, Taludes e Drenagens
 - Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatório Artificial
- **PCH Francisco Gros –** Operando desde 2009, a PCH Francisco Gros que possui 35 condicionantes ambientais em atendimento desenvolveu até o momento diversas ações de proteção ao meio ambiente, destacando-se a recuperação de áreas degradadas no entorno do empreendimento, além da elaboração do Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatório Artificial que encontra-se em análise pelo órgão ambiental. A PCH que conta com dois reservatórios (derivação e geração), realiza a gestão dos recursos hídricos por meio de monitoramento da qualidade de água e monitoramento hidrométrico de pontos distribuídos entre montante e jusante do empreendimento e monitoramento de margens ao longo dos dois reservatórios.
- **PCH Rio Bonito e UHE Suíça –** A PCH Rio Bonito e a UHE Suíça estão localizadas no Rio Santa Maria da Vitória, em cascata, possuindo importante sinergia no que diz respeito às questões ambientais. Estão em operação desde 1959 e 1965 respectivamente, e tiveram o processo de licenciamento ambiental regularizado em 2006. Desenvolveu desde então vários projetos de mitigação de impactos ambientais e monitoramentos tais como recuperação de áreas

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

degradadas, monitoramentos de ictiofauna e diversos programas de educação ambiental. A Licença de Operação da PCH Rio Bonito vigente conta com 26 condicionantes e da UHE Suiça com 27 condicionantes, estando todas em atendimento, destacando o programa de monitoramento de qualidade de água e hidrométrico, monitoramento de margens e monitoramento de acessos, taludes e drenagens e o Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatório Artificial sendo que este último encontra-se em análise pelo órgão ambiental.

- **PCH Viçosa** – Com início da operação em 2001, desde sua construção até a fase atual de operação, a PCH Viçosa já desenvolveu diversos programas ambientais. Atualmente, possui uma Licença de Operação com 25 condicionantes que abordaram os temas de recuperação de áreas degradadas, monitoramento de ictiofauna, educação ambiental, dentre outros. Enfatiza-se em andamento os programas de monitoramento de qualidade, monitoramento de acessos, taludes e drenagens e o monitoramento do reservatório quanto ao assoreamento.
- **PCH Fruteiras** - Com início da operação datado de 1909 e regularização ambiental em 1999 com emissão da primeira licença ambiental, a PCH Fruteiras conta hoje em sua licença de operação com 19 condicionantes ambientais. Foram desenvolvidos programas de educação e comunicação social e recuperação de áreas degradadas. Atualmente, evidencia-se os programas de monitoramento de qualidade da água, monitoramento hidrométrico e monitoramento do reservatório quanto ao assoreamento.
- **PCH Jucu** – Inaugurada em 1909, a PCH Jucu teve sua primeira licença de operação emitida em 1999. A Licença de operação vigente conta com 19 condicionantes em atendimento com foi desenvolvido uma série de ações ambientais como educação ambiental, plano de recuperação de áreas degradadas e elaboração do Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatório Artificial, que encontra-se em análise pelo órgão ambiental.
- **PCH Alegre** – Localizada no Rio Ribeirão Alegre, a PCH está inserida dentro da área urbana do município de Alegre-ES. A PCH Alegre entrou em operação em 1920 e teve seu processo de regularização ambiental com emissão da primeira licença de operação em 1999. A Licença de Operação vigente datada de 2017 conta com 19 condicionantes em especial o programa de educação ambiental para a comunidade, monitoramento de qualidade dos recursos hídricos e manutenção de acessos, taludes e drenagens na área do empreendimento.
- **Parque Eólico Barra dos Coqueiros:** Durante a fase de implantação do projeto algumas medidas mitigadoras foram realizadas para minimizar os eventuais impactos decorrentes das obras do empreendimento, compreendendo a recomposição topográfica e trabalhos de plantio de taludes e áreas de reflorestamento. Durante a fase de operação do projeto, desenvolvemos no complexo eólico o atendimento de 25 condicionantes ambientais estabelecidas na Licença de Operação. Em andamento, temos o programa de monitoramento dos impactos sobre a avifauna, o monitoramento do ruído ambiental, o acompanhamento das ações do plano de recuperação de áreas degradadas e do controle de processos físicos ativos e o gerenciamento dos resíduos sólidos, que fazem parte da gestão ambiental do complexo eólico. Em destaque, as atividades de recuperação de áreas e proteção do solo dos 23 aerogeradores, onde foi realizado o cercamento e o plantio de 7.350 mudas para a recuperação de 6.000 m² de áreas taludais com o emprego de técnicas de bioengenharia.

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

- Nossa equipe técnica atua intensamente em nossos empreendimentos, realizando estudos e trabalhos de auditoria e, ainda, qualificando 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.
- Nosso trabalho também sempre busca alinhamento com os conceitos do IFC Performance Standard*, e realiza controles, monitoramentos e estudos para atendimento à esses padrões.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

*A IFC (*International Finance Corporation*), membro do Grupo Banco Mundial, é a maior instituição de desenvolvimento global voltada para o setor privado nos países em desenvolvimento.

- Além disso, mantemos um canal aberto com nossos stakeholders através do e-mail site socioambiental@statkraft.com para atendimento às demandas socioambientais existentes na área dos nossos ativos.

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.

7. Atividades do emissor / 7.6 - Receitas relevantes no exterior**7.6. Informações acerca dos países em que a Companhia obtém receitas relevantes:**

a) Receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede da Companhia e sua participação em nossa receita líquida total.

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, quase a totalidade das nossas receitas foi proveniente do Brasil.

b) Receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação em nossa receita líquida total e c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação em nossa receita líquida total.

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, quase a totalidade das nossas receitas foi proveniente do Brasil.

7. Atividades do emissor / 7.7 - Efeitos da regulação estrangeira

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

Não aplicável, em função da inexistência o baixo percentual de receitas provenientes de outros países que não o Brasil, conforme informado no Item 7.6 deste Formulário de Referência. Estas receitas referem-se a serviços administrativos prestados a empresas do grupo Statkraft na América do Sul.

7. Atividades do emissor / 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. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

7.9. Outras informações relevantes:

7.9.1 Visão Geral do Setor

O Setor Elétrico Brasileiro (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 73% da produção de energia e 67,3% 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, 4, 5, 6 ou 7 anos (LEN A-3, LEN A-4, LEN A-5, LEN A-6 e LEN A-7);
- 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 36% do total consumido de energia elétrica no país em 2018, seguido pelos consumidores residenciais (29%) e comerciais (19%). Outros consumidores somam 16% do consumo.

7.9.1.1. Características Gerais

7.9.1.1.1 Características da Oferta

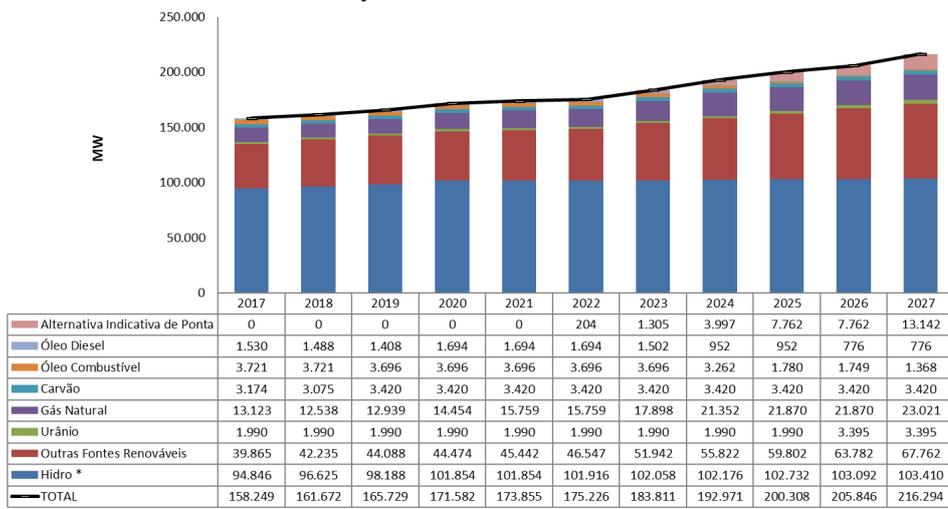
O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte. Com pouco mais de 160 GW de potência instalada até dezembro de 2018, onde predomina a geração a partir de fontes renováveis, distribuídas em oito bacias hidrográficas. Mesmo contando com reservatórios significativos, trata-se de um sistema fortemente dependente dos regimes de chuvas.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelos subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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

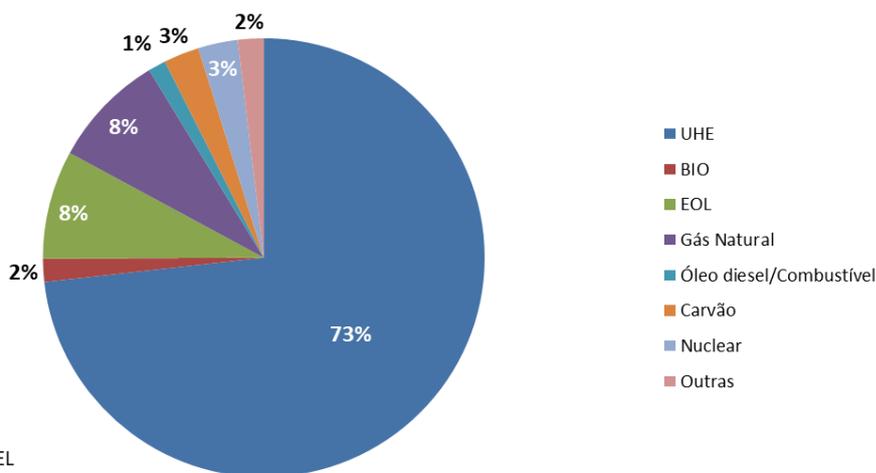
EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA



* Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguaio.

Fonte: PDE 2018/2027 (EPE)

**Geração por Fonte
2018**



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 consequências futuras. Por exemplo, se os reservatórios forem utilizados no presente e vier a ocorrer no futuro um período com baixas aflúncias, será 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

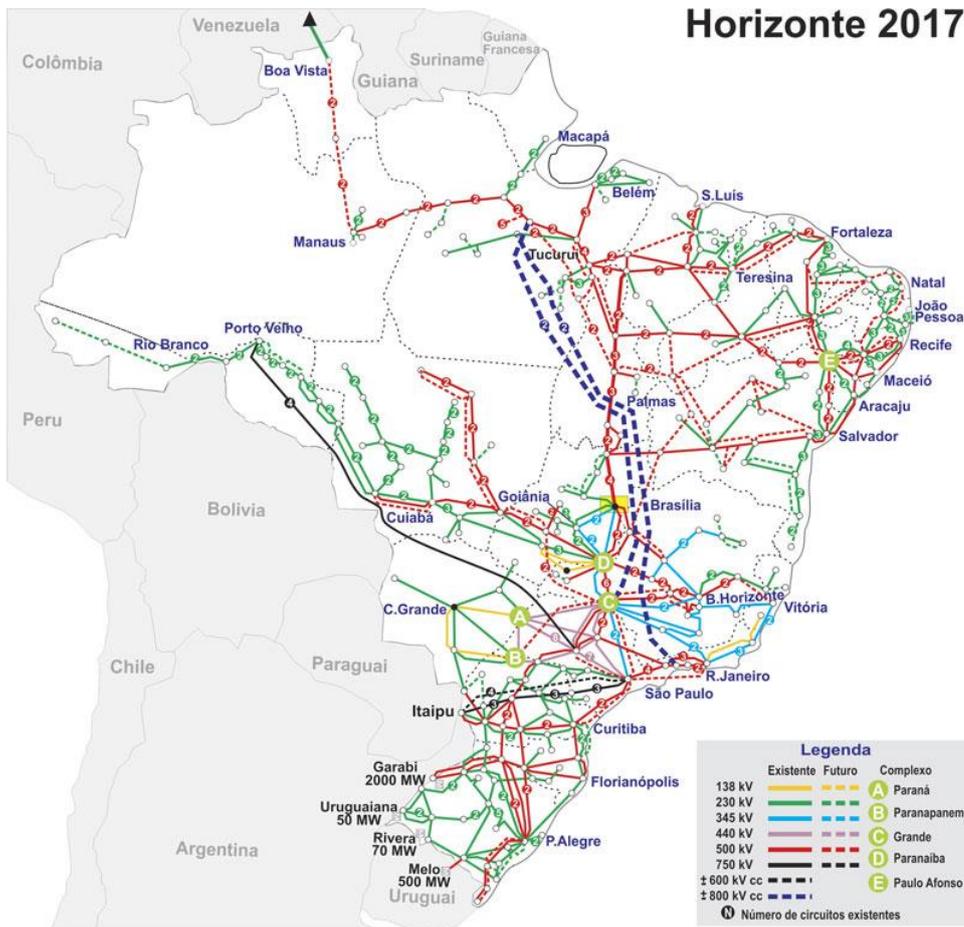
7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

Outro aspecto relevante a ser mencionado sobre o SIN é o fato de ser impossível prever com exatidão as aflúncias futuras, as quais dependem dos distintos regimes hidrológicos, aspectos climáticos e características geológicas das bacias hidrográficas do país. Consequentemente, 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 aflúncias, a contribuição das usinas termelétricas é de especial importância no atendimento ao mercado de energia e/ou minimização de riscos.

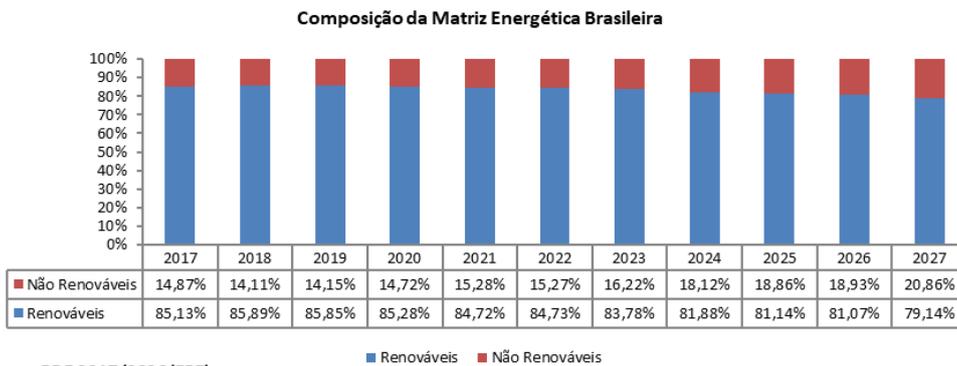


Fonte: ONS

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.



Fonte: PDE 2017/2026 (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.

7.9.1.1.2 Características do Consumo

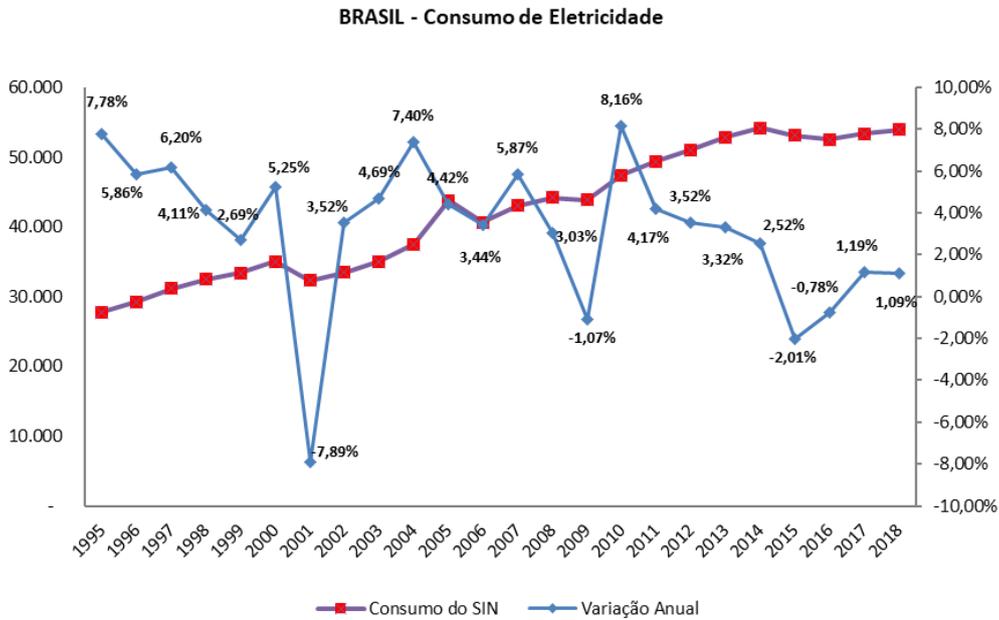
Em geral, o consumo de eletricidade no Brasil está ligado aos níveis de atividade econômica. Nos últimos três anos, 2015 e 2016 especificamente, observou-se um cenário de recessão econômica, com retração do PIB em -3,5% para ambos e recuperação de 1,1% nos anos de 2017 e 2018. Segundo dados do Banco Central, o mercado projeta um crescimento do PIB de 2,38% para 2019 e 2,76% para 2019, sinalizando uma recuperação da economia brasileira.

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 PRODUIZIR, 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 baixas séries hidráulicas, ao longo dos anos de 2000 e 2001, a crise de 2009 e a recessão os últimos anos.

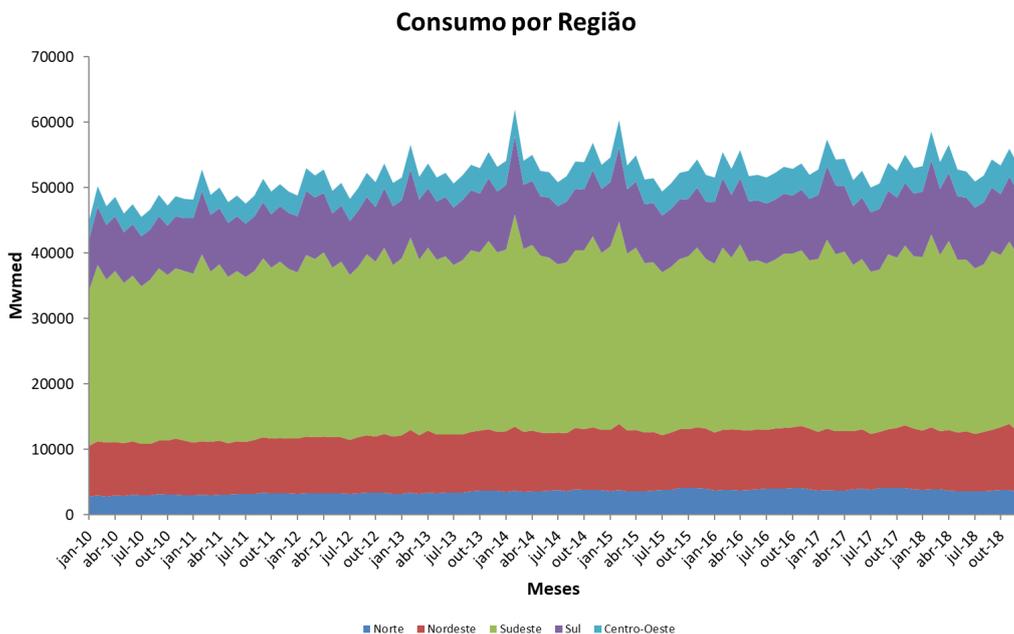
O gráfico abaixo mostra a evolução do consumo de eletricidade do ano 2001 até 2018, em valores absolutos e variação percentual:

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades



Fonte:

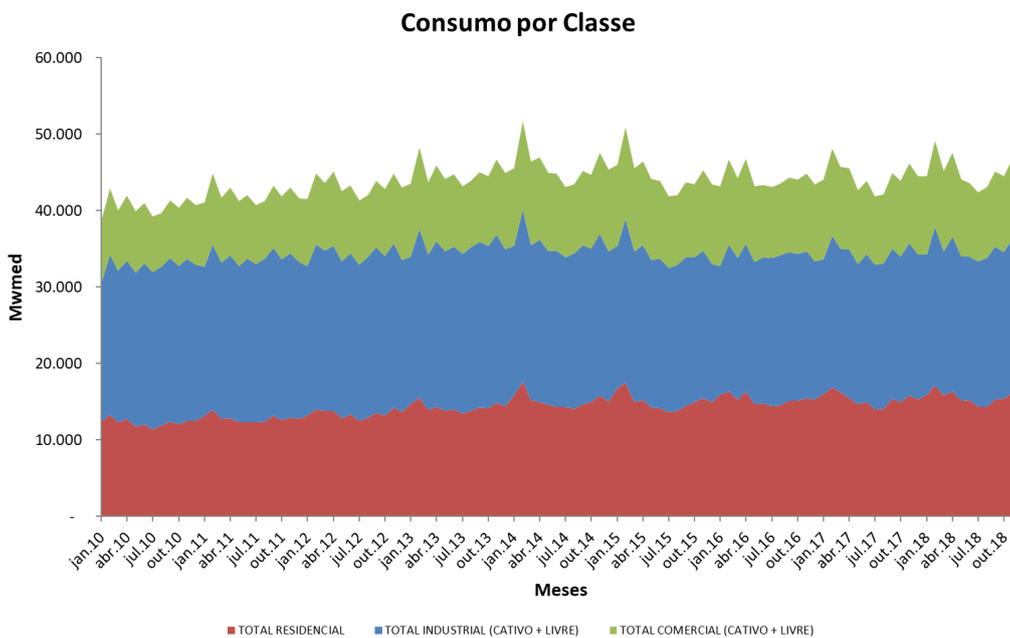
O gráfico a seguir mostra a proporção da distribuição por Região:



7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

O segmento industrial responde por quase um terço do consumo total, seguido pelo residencial, o qual vem crescendo em número de domicílios atendidos.

O gráfico a seguir demonstra o consumo por tipo de consumidor.



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 infraestrutura, 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, ocasionando 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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 ELETROBRÁS no Programa Nacional de Desestatização (PND) e orientou as privatizações nos segmentos de geração e distribuição.

Este processo de mudanças foi marcado pela promulgação da Lei nº 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 nº 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 reveses 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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 nº 10.848/04, que define as principais diretrizes do modelo. Em julho do mesmo ano foi publicado o Decreto nº 5163/04, que regulamentou a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões de autorizações de geração, dentre outros. O Decreto nº 5.177/04 detalhou as disposições que deveriam ser tratadas na “Convenção de Comercialização”, que foi instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004.

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 3, 4, 5, 6 ou 7 anos de antecedência relativamente ao ano de início de suprimento (denominados Leilões A-3, A-4, A-5, A-6 e A-7), 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”.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 nº 10.847/04 e criada pelo Decreto nº 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.

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 prazo, 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)

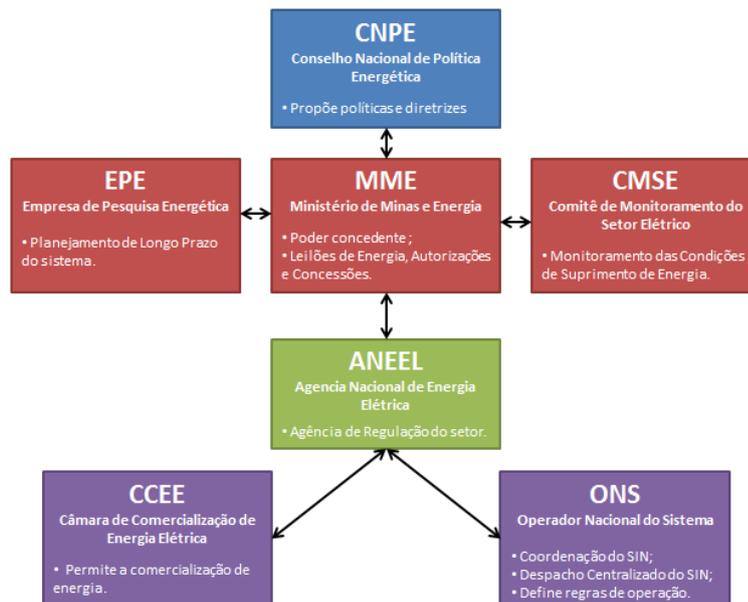
Instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04, absorveu as funções do MAE e suas estruturas organizacionais e operacionais. Entre suas principais obrigações estão: a apuração do PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de 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)

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, com as alterações do Decreto nº 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:



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. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

7.9.1.2.4 Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico Brasileiro

Em 05 de julho de 2017 o Governo, através do Ministério de Minas e Energia, lançou a Consulta Pública Nº 33, com o objetivo principal de aperfeiçoar as normas vigentes no Setor.

Nos últimos anos verificou-se que o funcionamento do setor elétrico passa por um momento de stress bastante forte, envolvendo aspectos conjunturais e estruturais, o que levou ao reconhecimento, por parte do Governo e dos Agentes, da necessidade de uma revisão sobre a estrutura legal.

Alguns desses aspectos são abaixo relacionados:

- Edição da MP 579/12 e posterior conversão na Lei 12.783 em 2013, com o objetivo de antecipar o fim das Concessões de usinas hidrelétricas e consequente prorrogação por mais 30 anos, mas em regime de Cotas de Energia. O objetivo principal foi, com o regime de cotas, a redução dos preços de energia aos consumidores cativos.
- Início, a partir de 2012, de uma forte crise hidrológica, o que fez com que o Operador do Sistema despachasse geração termelétrica fora da ordem de mérito indicada nos modelos matemáticos. Essa geração fora da ordem de mérito deslocou a geração hidrelétrica, piorando a situação do GSF e impactando financeiramente os geradores.
- Outros fatores impactaram negativamente o GSF, como o aumento da geração intermitente, a aceleração da Garantia Física de unidades geradoras de usinas estruturantes e o atraso na transmissão dessas mesmas usinas.
- Com o estabelecimento da repactuação do risco hidrológico através da REN ANEEL Nº 684/2015, foi criado um seguro para os agentes de geração, mediante o pagamento de prêmio em função do percentual de GSF coberto. No entanto, apenas geradores com contratos no mercado regulado aderiram a esta repactuação; os agentes vendedores no ambiente de comercialização livre não repactuaram, o que trouxe judicialização e travamento nas liquidações no mercado de curto prazo. Em jan/2019 o valor em aberto, por conta de liminares, é de R\$ 6,97 Bilhões.

As principais medidas propostas pelo Governo através da CP 33, e que começam a ser discutidas na Câmara dos Deputados, são:

- Eliminação de subsídios para fontes renováveis:
 - Passar do atual sistema de subsídio baseado em desconto de tarifa por fio (redução de custo) para um subsídio baseado em um pagamento de prêmio (aumento na receita), sendo que as plantas existentes não seriam afetadas: o novo sistema seria válido para concessões a partir de janeiro de 2018. O prêmio seria calculado com base no desconto da tarifa média de 2016, sendo igual para todos os tipos de recursos (eólica, solar, biomassa).
- Liberação do mercado para consumidores livres:
 - Reduzir a elegibilidade para consumidores convencionais (o limite atual é de 3MW):
2020: 2MW → 2021: 1MW → 2022: 500kW → 2024: 400 kW → 2028: 75 kW

Sem agrupamento de consumidores (comunidade jurídica) para atingir 500kW nem agentes individuais abaixo de 1MW (deve ser representado por gerador ou comerciante).

- Separação de Lastro e Energia:
 - Novas usinas receberiam 2 receitas: lastro (taxa de capacidade) e energia (commodity)
 - Lastro: associado à confiabilidade do sistema (depende dos atributos dos recursos). Comum a todos os consumidores, deve ser contratado centralmente.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

- Energia: contratos de energia se tornariam instrumentos financeiros, a ser gerida individualmente por cada interveniente no mercado.
- Aperfeiçoamento na formação de preço de curto prazo:
 - Para obter preços spot confiáveis, regras transparentes, desvio mínimo de operação
 - Preços baseados em hora a serem operacionais até 2020.
 - Possibilidade de passar de um modelo baseado em custo para um modelo baseado em lances.
 - Possibilidade de desligamento do MRE.
- Níveis mínimos de contratação para consumo:
 - Reduzir o atual nível de contratação (energia, não lastro) para menos de 100%.
- Redução dos custos de transação na contratação de Geração/Transmissão:
 - Centralização de faturas para PPAs regulados (CCEAR) e contratos de transmissão
 - Obrigação de novos contratos e opcional para contratos existentes
- Venda de excedentes de contratos por distribuidores em caso de migração de consumidores
 - Liberalização do livre mercado pode causar superávit no portfólio de contratos de distribuidores
 - Leilão centralizado coordenado pela agência reguladora poderia comercializar o excedente

Adicionalmente, foi proposta a privatização das empresas do grupo Eletrobras e venda de ativos. Essa privatização se daria de três formas:

- Venda de empresas de distribuição não lucrativas (Norte e Nordeste).
- Venda de participações menores em SPEs de usinas eólicas e transmissão
- Diluição da participação do atual governo com a emissão de novas ações.

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 30 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. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

7.9.1.3.2 Autorizações

As companhias atuantes como PIEs ou autoprodutores que explorem a geração de PCHs, UEEs, UHEs até 50 MW 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 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 35 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 têm 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 nº 77 e da Lei nº 9.427, alterada pela Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009 e pela Lei nº 13.360 de 17 de novembro de 2016, 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 nº 393/98, nos casos em que o aceite do projeto básico for anterior a dezembro de 2009, e na Resolução ANEEL nº 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 pretense 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 ressaltados 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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

7.9.1.3.4 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.

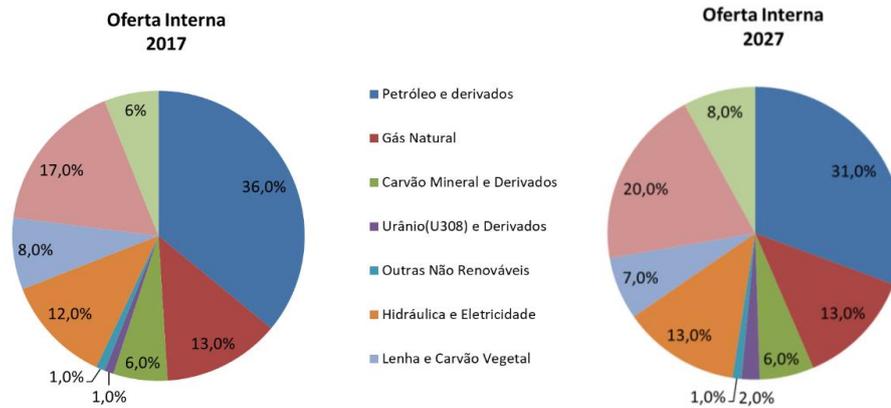
Ao término das autorizações, não havendo prorrogação do prazo, os bens e instalações vinculados à produção de energia elétrica nas PCHs poderão passar a integrar o patrimônio da União Federal, a seu exclusivo critério, mediante indenização (apurada por auditoria do poder concedente) dos investimentos realizados, desde que tais investimentos tenham sido previamente autorizados e ainda não amortizados. A ANEEL também pode exigir que as autorizadas reestabeleçam 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 Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024, 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. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades



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 nº 10.438/2002, o PROINFA, sendo posteriormente alterado pela Lei nº 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.

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, autossuficiência de suprimento e redução de impactos ambientais.

A legislação brasileira, no sentido de incentivar a cogeração, prevê 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 Nº 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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 Preço de Liquidação das Diferenças (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 2019 foram aprovadas pela Resolução ANEEL nº. 832/2018.

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.

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”).

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Os contratos por disponibilidade no SIN são feitos para geradores termelétricos, em alguns leilões de energia eólica 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 carga igual ou superior a 3 MW, sem restrição relativa ao nível da tensão de atendimento, conforme Lei nº 9.074/95. A partir de 1º de julho de 2019, consumidores com carga igual ou superior a 2,5 MW e a partir de 1º de janeiro de 2020, consumidores com carga igual ou superior a 2 MW poderão optar pela condição de livres consumidores.

Já os Consumidores Especiais são aqueles consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 0,5 MW e menor que 3 MW e que podem ser atendidos, sem restrição de nível de tensão, somente por meio de fontes alternativas (PCH, solar, UEE e UTE a biomassa). A partir de 1º de julho de 2019, consumidores com maior ou igual a 0,5 MW e menor que 2,5 MW e a partir de 1º de janeiro de 2020, consumidores com maior ou igual a 0,5 MW e menor que 2 MW poderão optar pela condição de consumidores especiais.

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 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.

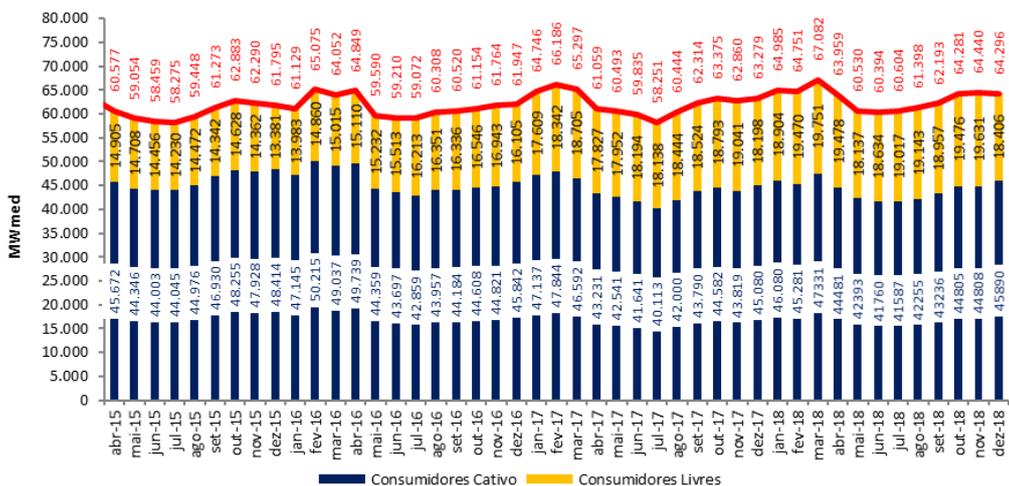
A introdução de cláusulas de flexibilização nos contratos de energia (*hedge*) contra a volatilidade de preço, bem como a indexação do preço da energia a um índice de interesse da empresa como, por exemplo, o preço de seu produto final apresenta-se como artifícios utilizados pelos agentes geradores e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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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. O gráfico a seguir mostra a evolução dos consumidores no ACR e ACL desde 2015.



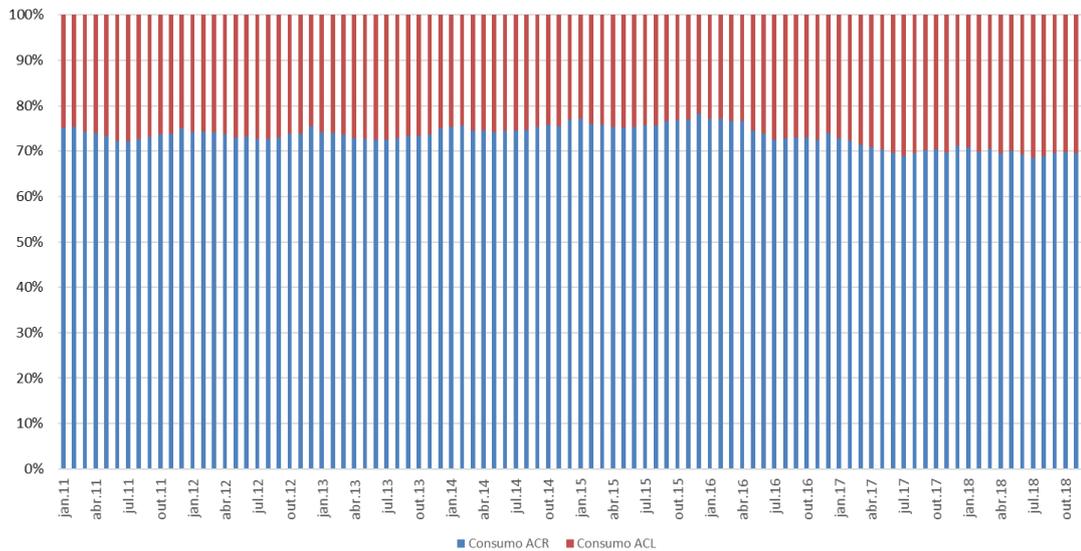
Fonte: CCEE

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 71% do mercado, conforme gráfico a seguir:

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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 0,5 MW, integrantes do SIN.

De acordo com a Lei nº 9.427/1996, posteriormente modificada pela Lei nº 10.762/2003 pela Lei 13.360/2016 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 5 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 5,0 MW e igual ou inferior a 50,0 MW, destinadas à produção independente ou autoprodução, independente de ter ou não características de PCH, (iii) hidrelétricas com potência igual ou inferior a 5,0 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 nº 10.438/2002. Em dezembro de 2017 havia 4.319 consumidores especiais e 874 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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

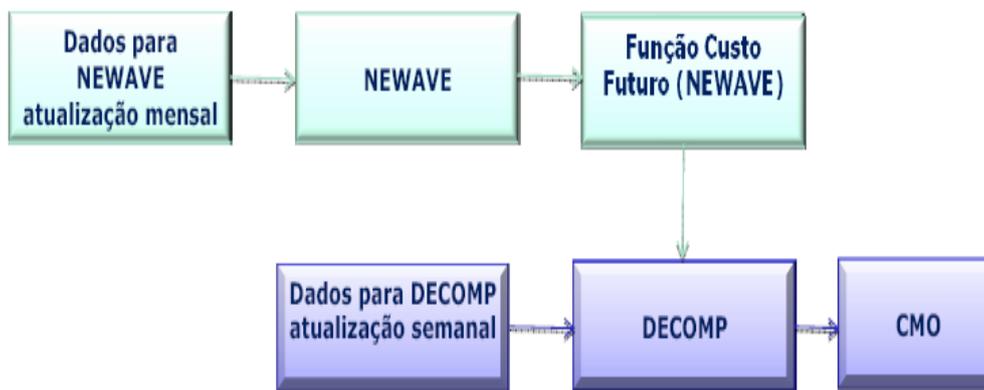
O ressarcimento dos custos de geração da energia realocada é realizado para compensar os geradores que realocam energia ao sistema acima de seu montante de energia assegurada. Isto é feito através da Tarifa de Energia de Otimização (TEO), para o pagamento de seus custos variáveis de operação (exceto 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 acima do seu montante de energia assegurada pode optar por não aderir à metodologia aplicada no MRE e assim informar para as entidades responsáveis que não irá 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.



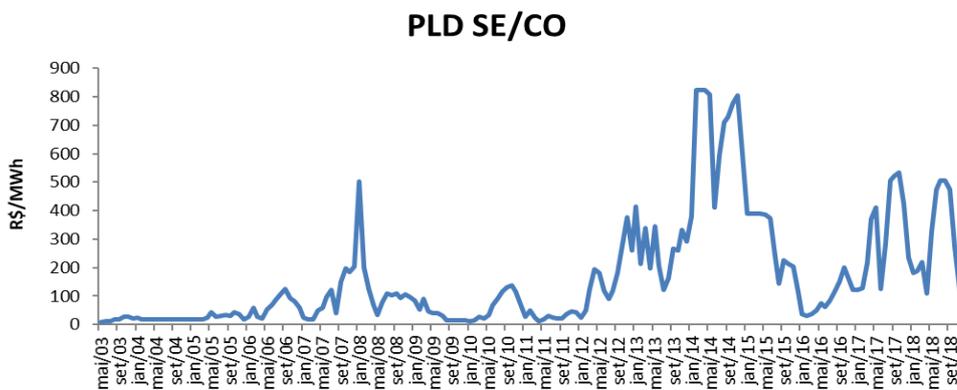
Uma vez que o CMO representa o custo variável do recurso de geração mais caro a ser despachado, tem-se então uma importante informação para determinar o preço da energia elétrica. No caso brasileiro esse preço é denominado de PLD. O PLD é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado 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 setembro de 2018. 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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

oferta, tem-se a elevação da volatilidade do PLD, pois usinas com custo de geração elevado começam a compor o despacho em determinados períodos.



Fonte CCEE

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:

- **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".

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

▪ 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): 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.

- 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.

7.9.1.6.8 Impacto da MP 579 (Lei nº 12.783) 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, posteriormente convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Esta lei, 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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

- 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 venceriam entre 2015 e 2017 e somam cerca de 22 GW de potência instalada, são objetos da Lei nº 12.783, que definiu 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.

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 já que houve uma redução na RAP (Receita Anual Permitida) suficiente apenas para que se cubram os custos e encargos setoriais. Esta medida teve efeito não somente no mercado cativo (ACR) como também no livre (ACL), uma vez que ambos usufruem das estruturas de transmissão e estão sujeitos às tarifas de uso.

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 R\$ 20 bi, que permite descontos na tarifa do ambiente regulado (ACR) entre 16% e 28%, variando em função do nível de tensão em que o consumidor está conectado.

A Statkraft não foi diretamente afetada por esta nova regulamentação uma vez que suas concessões (UHE Monjolinho) não são alcançadas pela Medida Provisória 579. No entanto deve-se ser observada uma desaceleração no crescimento do mercado livre, pelo menos no curto prazo, que também não deve 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.

7.9.1.6.9 Medida Provisória 688/2015 (Lei nº 13.203 de 08 de dezembro de 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 (para 2018, a TEO foi fixada pela ANEEL em R\$ 11,87/MWh).

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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) pode ser verificado no Anexo I da REN 664 de 11 de dezembro de 2015. Esse valor será atualizado anualmente pela ANEEL com base na variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Para a Statkraft, o produto se refere ao SP100, com prêmio de R\$ 9,50/MWh.

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

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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

7.9.1.6.10 Medida Provisória 735/2016 (Lei nº 13.360 de 17 de Novembro de 2016)

A MP 735/2015, que virou a lei 13360 de 2016, Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências.

Dentre todas as alterações provocadas pela MP 735/16, cabe informar que nenhuma delas causa impacto direto à Companhia, porém vale apresentar alguns pontos importantes que podem, futuramente, determinar decisões importantes à empresa:

- A compensação financeira pela utilização de recursos hídricos de que trata a Lei no 7.990, de 28 de dezembro de 1989, passou de 6,75% para 7%;
- Redução de encargos setoriais para empreendimentos hidráulicos;
- Pagamento pelo UBP informado pelo poder concedente;
- Serão objetos de Concessões, Permissões e Autorizações empreendimentos com aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas térmicas com suas respectivas faixas de limites;
- Alteração dos limites de potência instalada e potência injetada para os empreendimentos com base em fontes hidráulicas, eólicas, solares, biomassa e cogeração qualificada;
- Redução da Tarifa de Uso de Distribuição e Tarifa de Uso de Transmissão aplicados aos empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que tiverem suas outorgas de autorização prorrogadas;
- A Aneel deverá estabelecer, para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidroelétrica decorrente de geração fora da ordem de mérito;
- Os empreendimentos hidroelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do MRE somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga.

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:

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

- ✓ 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.

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 dos leilões A-3, A-4, A-5, A-6 e A-7. 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. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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:

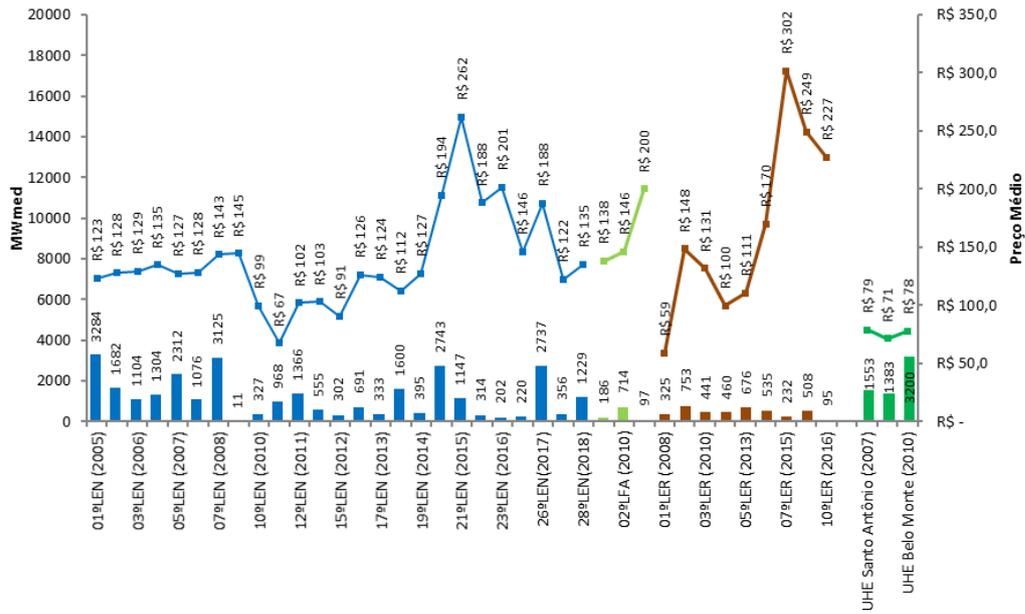
- i) a redução da dependência hidrológica, buscando mitigar o risco hidrológico;
- ii) reduzir o risco em relação aos problemas causados por eventuais atrasos em obras de geradoras;
- iii) aumentar a segurança energética em casos de desvios na previsão da carga;
- iv) a redução da volatilidade do preço 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.

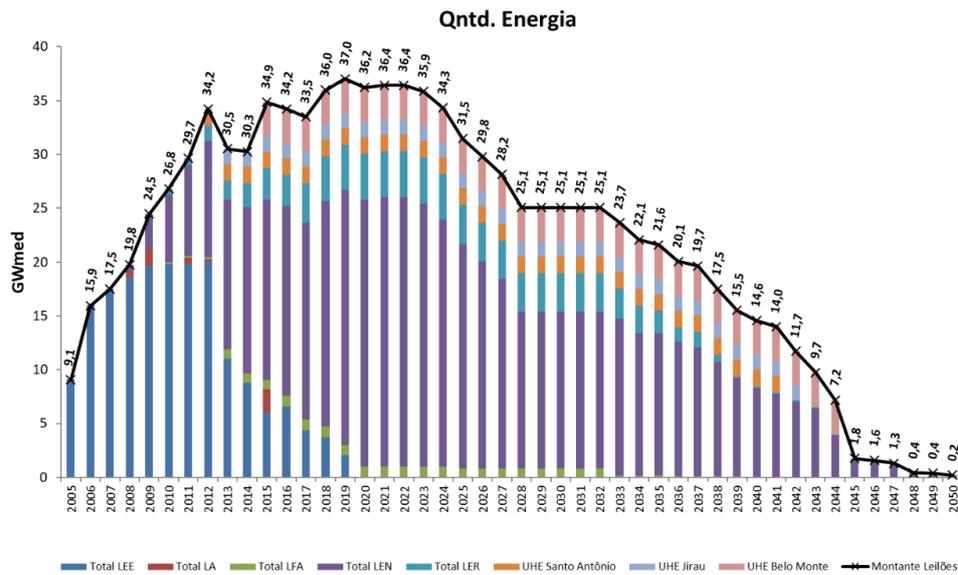
7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

7.9.1.7.6 Resultados Dos Leilões

Abaixo podemos observar os resultados dos leilões classificados por tipo com seus respectivos volumes contratados e preços negociados.



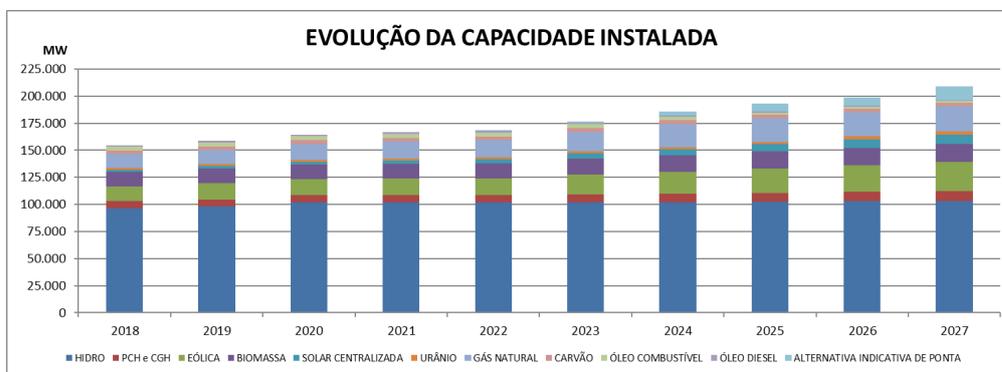
Nesta etapa, podemos observar os tipos de leilões e suas respectivas datas de entrega.



7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

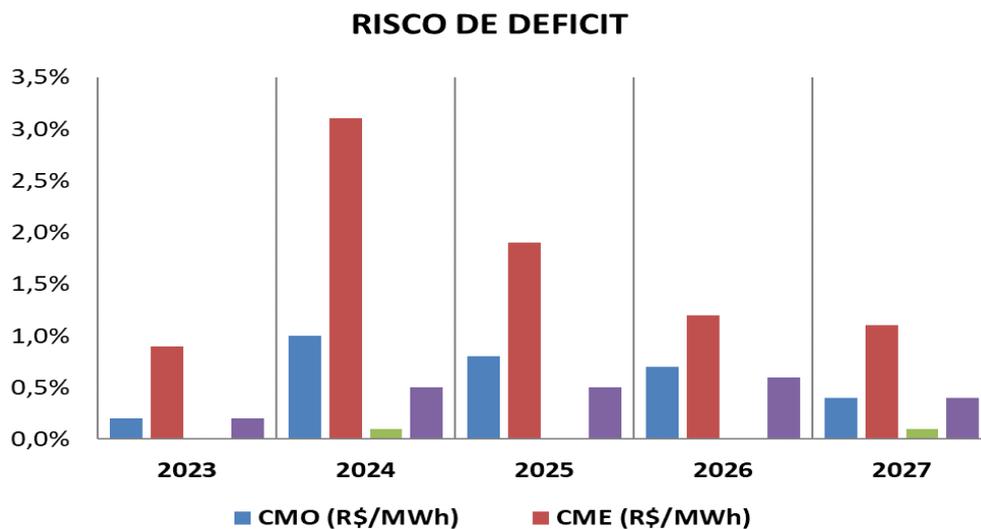
7.9.1.8 A expansão do Parque Gerador

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.



Fonte: PDE 2027

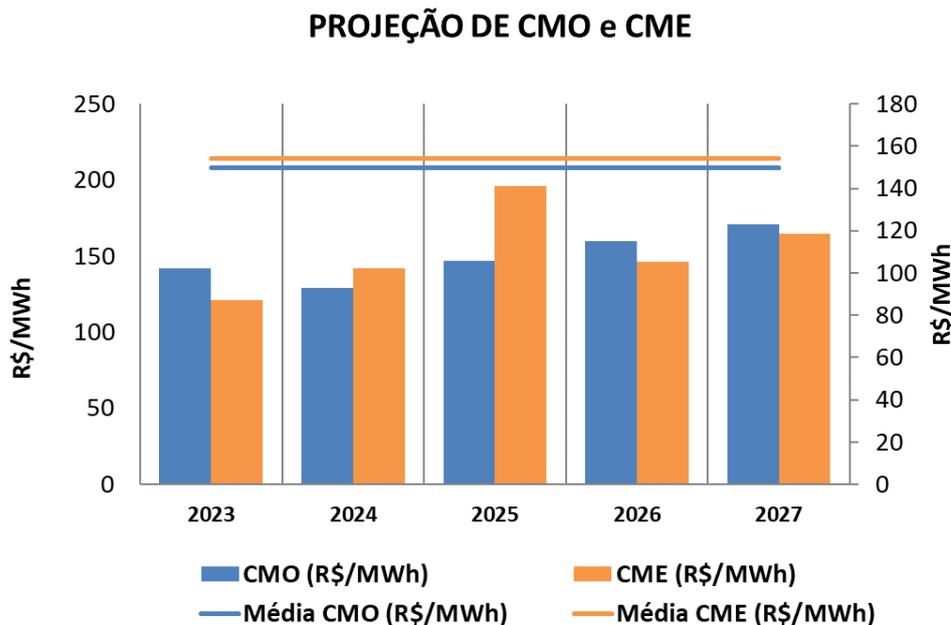
O gráfico a seguir apresenta os riscos de ocorrência de qualquer déficit de energia em cada um dos quatro subsistemas para o período 2017-2026, a partir das projeções realizadas em 2017 pela EPE. Observa-se que os riscos de déficit atendem ao critério de garantia de suprimento, do CNPE, de risco de déficit inferior a 5% em qualquer dos subsistemas, ao longo do período de expansão.



Fonte: PDE 2027

Os valores esperados de Custo Marginal de Operação – CMO são apresentados no gráfico a seguir, para o mesmo período.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades



Fonte: PDE 2027

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 2018, 64.319 quilômetros de novas linhas. Estes empreendimentos atraíram investidores nacionais e internacionais, principalmente da Espanha, Itália, Colômbia, Portugal e Argentina.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

7.9.1.10 Conexão às instalações de transmissão e distribuição

Nos termos da redação do Decreto nº 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 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 nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 e regulamentada pelo Decreto Federal nº 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 nº 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 nº. 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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

pagamento de multa, à penas 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 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.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

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 afetados. 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.

7.9.2.4 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.

7.9.2.4.1 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.

7.9.2.4.2 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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

Conseqüentemente, a contratação de terceiros para proceder a qualquer intervenção nas operações, como disposição final de resíduos, não exige o contratante da responsabilidade por eventuais danos ambientais causados pelos contratados.

7.9.2.4.3 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.

7.9.2.5 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 Monjolinho iniciou, em 2014, os estudos para a obtenção dos Créditos de Carbono no American Carbon Registry – ACR, que é um mercado voluntário nos Estados Unidos. Os créditos foram obtidos em 2015 e hoje representam 336.804 CER disponíveis para comercialização.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

- 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.

7.9.2.6 Política Nacional sobre Mudança do Clima – Lei 12.187/2009

A Lei Federal nº 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.

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.

7.9.2.7 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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

7.9.2.8 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.

7.9.2.9 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

- **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

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

- **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.E

8. Negócios extraordinários / 8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante

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		
		2019	2018	2017
Monel Monjolinho Energética S.A. ¹	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
Esmeralda S.A.	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
Santa Laura S.A.	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
Santa Rosa S.A.	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
Moinho S.A. ²	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
ENEX O&M de Sistemas Elétricos Ltda.	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
Macaúbas Energética S.A. ⁶	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
Novo Horizonte Energética S.A. ⁵	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
Seabra Energética S.A. ⁴	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
Passos Maia Energética S.A. ³	Controlada em conjunto	50,0%	50,0%	50,0%
Energen – Energias Renováveis S.A. ⁷	Controlada	99,9%	99,9%	99,9%
Tamar Pequenas Centrais Hidroelétricas S.A. ⁸	Controlada	100,0%	100,0%	-
Santa Fé Energia S.A. ⁸	Controlada	100,0%	100,0%	-
Usina Hidrelétrica de Cubatão S.A.	Coligada	20,0%	20,0%	20,0%
CERAN – Cia Energética Rio das Antas	Disponível para venda	5,0%	5,0%	5,0%
Dona Francisca Energética S.A.	Disponível para venda	2,1%	2,1%	2,1%

¹ Foram empenhadas, nos termos do contrato 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 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.

³ 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.

⁴ 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.

⁵ 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.

⁶ 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.

⁷ O Conselho de Administração aprovou no dia 19.09.2012 o aumento de participação de 88,33% para 95%. No dia 05 de agosto de 2016, a SKER aumentou sua participação no capital social da controlada Energen, passando sua participação para 99,9%. O aumento de capital foi realizado mediante a capitalização de crédito de igual valor detido pela acionista SKER contra a subsidiária Energen. A AGE do dia 13 de outubro de 2016 autorizou o aumento de capital com direito de preferência a Acionista Statkraft, que subscreveu e integralizou a totalidade no dia 16 de novembro de 2016.

⁸ Em 25 de outubro de 2018 a Companhia celebrou contrato de compra e venda de ações com a EDP - Energias do Brasil S.A. para adquirir um cluster de oito usinas hidrelétricas operacionais no estado do Espírito Santo, no Brasil. Pelo acordo celebrado, a Statkraft adquirirá 100% das ações detidas pela EDP – Energias do Brasil S.A. na EDP Pequenas Centrais Hidroelétricas S.A., composta por sete usinas hidrelétricas, e na Santa Fé Energia S.A., totalizando 131,9 MW de capacidade instalada e 68,8 MW médios de garantia física, com prazo final de concessão entre 2025 e 2031, que correspondem à integralidade do capital social das companhias. A transação foi concluída em 21 de dezembro de 2018.

8. Negócios extraordinários / 8.2 - Alterações na condução de negócios

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. Negócios extraordinários / 8.3 - Contratos relevantes

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. Negócios extraordinários / 8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

8.4. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevante

As informações consideradas relevantes já foram prestadas nos capítulos anteriores.

9. Ativos relevantes / 9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante**9.1. Bens do ativo não-circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades da Companhia:****a) Ativos imobilizados**

Possuíamos em 31 de dezembro de 2017 o saldo de R\$ 926.704 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.

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 2017 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	31.12.2017 (R\$ mil)	Participação %
Usinas e outros	845.621	91,2
Sistemas de conexão	65.069	7,0
Obras em andamento	16.014	1,8
Total	926.704	100

9. Ativos 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_07	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
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_06	Brasil	RJ	Trajano de 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
PCHSR_LT_03	Brasil	RJ	Trajano de Moraes	Própria
PCHSR_LT_01	Brasil	RJ	Cordeiro	Própria
Gleba 10ME	Brasil	RJ	Cordeiro	Própria
Gleba 01ME	Brasil	RJ	Bom Jardim	Própria
Gleba ES-E-06	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba ES-E-05	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba ES-E-04	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba ES-E-03	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba ES-E-02	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba ES-E-01	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba ES-D-04	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba ES-D-03	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba ES-D-02	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba ES-D-01	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria

9. Ativos 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. 26	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. 24	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. 22	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. 20	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. 18	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 17	Brasil	PR	Palmas	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

9. Ativos 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_21	Brasil	RS	Barracão	Própria
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
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. 16	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. 14	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. 13	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. 11	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Passos Maia PROP. 10.10	Brasil	PR	Palmas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 89 - 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 - 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 PROP. 86 - 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. 84 - 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. 83 - LINHA TOPE	Brasil	RS	Barracão	Própria

9. Ativos 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. 82 - 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. 80 - 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. 78 - 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. 76 - 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. 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. 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. 72 - LINHA CARDOSO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 71 - 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. 70 - 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 - 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 PROP. 67 - 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. 65 - 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. 64 - 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. 62 - 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. 61 - SÃO LOURENÇO	Brasil	RS	Barracão	Própria

9. Ativos 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. 60 - 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. 58 - 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. 56 - 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 - SÃO LOURENÇO	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 - 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 PROP. 52 - 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 - 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 PROP. 49 - SANTO ANTÔNIO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 48 - 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. 46 - 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. 44 - 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 - SANTO ANTÔNIO	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 PROP. 41 - 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. 39 - 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. 37 - SÃO ROQUE	Brasil	RS	Barracão	Própria

9. Ativos 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. 36 - 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 - 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 PROP. 33 - SÃO ROQUE	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. 31 - 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. 29 - 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. 27 - 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. 25 - 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. 23 - LINHA GRAMADO	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 22 - 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 - LINHA GRAMADO	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 PROP. 19 - 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. 18 - 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. 16 - 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. 15 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria

9. Ativos 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. 14 - 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. 12 - 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. 10 - 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. 09 - 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. 07 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 06 - 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. 05 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão PROP. 04 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba BAMO-D-045	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-044	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-043	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-042	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-041	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-040	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-039	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-038A	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-037	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria

9. Ativos 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-036	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-035	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-034	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-033	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-032	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-031	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-030	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-029	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-028	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-027	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-026.10	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-026	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-025.10	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-025	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-024	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-023	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-022	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-021.10	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-021	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Gleba BAMO-D-020	Brasil	RS	Faxinalzinho	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. 02 - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Barracão	Própria
Imóvel suporte de linhas de transmissão PROP. 01 - COMUN. SERRA DOS GREGÓRIOS	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-E-006	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba PCHMO-E-004	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba PCHMO-E-003	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba PCHMO-E-002	Brasil	RS	Barracão	Própria
Gleba PCHMO-D-016	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria

9. Ativos 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-015	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-014	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-013	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-012	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-011	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-010	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-009	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-008	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-007	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-006	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-005	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-002	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-004	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-003	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba PCHMO-D-001	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Gleba AHMO-E-008	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-E-007	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-E- 006	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-E- 005	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-E- 004	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-E- 003	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-D-005	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-D-004	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba AHMO-D-003	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-061	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-060	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-059	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-058	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-057.1	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-057	Brasil	RS	Nonoai	Própria

9. Ativos 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-056	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-054	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-053	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-052	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-051	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-050	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-049	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-048	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-047	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-046	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-045	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-044	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-043	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-042	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-041	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-040	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-039	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-038	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-037	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-036	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-035	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-034	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-033	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-031	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-030.10	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-030	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-029	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-028	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-027	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-026	Brasil	RS	Nonoai	Própria

9. Ativos 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-025	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-024.10	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-024	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-023	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-022	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-021	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-020	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-019	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-018	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-017	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-016	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-015	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-014	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-013	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-012	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-011	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-010	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-009	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-008	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-007.1	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-007	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-006	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-005	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-004	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-003	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-002	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-E-001	Brasil	RS	Nonoai	Própria
Gleba BAMO-D-089	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-087	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-085	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria

9. Ativos 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-084	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-083	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-082	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-080	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-079	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-078	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-077	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-073	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-072	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-071	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-069	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-068	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-067	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-066	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-065	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-063	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-062	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-061	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-058	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-057	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-056	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-055	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-054	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-053	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.11	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.10	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.9	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.8	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.7	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.6	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria

9. Ativos 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-052.5	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.4	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.3	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.2	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba BAMO-D-052.1	Brasil	RS	Benjamin Constant do Sul	Própria
Gleba 01ME	Brasil	RS	Bom Jardim	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - LINHA SANTA TEREZINHA	Brasil	RS	Pinhal da Serra / Barracão	Própria
Gleba da PHC Passos Maia	Brasil	SC	Passos Mais	Própria
PCHSR_LT_14	Brasil	RJ	Trajanode Moraes	Própria
PCHSL_LT_001	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
PCHSR_LT_05	Brasil	RJ		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
Gleba PCHSL-D-020	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-019	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-018	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-017	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-016	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria

9. Ativos 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-015	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-014	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-013	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-012.10	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-012	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-011	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-010	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-009	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-008	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-007	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-006	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-005	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-002	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba PCHSL-D-001	Brasil	SC	Ouro Verde	Própria
Gleba BASL-E-015	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-014	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-013	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-012	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-011	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-010	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-009	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-008	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-007	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-006	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-005	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-004	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-003	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba BASL-E-002	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba PCHSL-E-003NP	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba PCHSL-E-003	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria

9. Ativos 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-E-002.20	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba PCHSL-E-002.10	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba PCHSL-E-002	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Gleba PCHSL-E-001	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 031	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 - 024	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
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 - 017	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 - 030	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 - 028	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 - 023	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 - 020	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 -013	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 - 005	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 - 034	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 - 027	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-021.30	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-021.40	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria

9. Ativos 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 - 019	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 - 015	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 - 010	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 - 008	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
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- 02.10	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Imóvel para suporte de linhas de transmissão - Parque Eólico da Bahia LT - 001	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
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
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 PROR. 09	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 PROP. 07	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. 06	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
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. 04.10	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. 03	Brasil	SC	Passos Maia	Própria

9. Ativos 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. 02.10	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. 01	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Imóvel do parque eólico - EOLIC-BA-004	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Própria
Gleba da PHC Passos Maia	Brasil	SC	Passos Maia	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
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

9. Ativos 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_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
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

9. Ativos 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_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
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

9. Ativos 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_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
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

9. Ativos relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
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
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

9. Ativos 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-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
Gleba BAMO-D-046	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
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

9. Ativos 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. Ativos relevantes / 9.1.c - Participação em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais Unidade)	Data	Valor (Reais Unidade)			
BBE Brasil Bioenergia S.A.	07.852.295/0001-73	-	Coligada	Brasil	MS	Andradina	Produção e comercialização de biodiesel.	12,500000
				Valor mercado				
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	0,00		
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2017	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				
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	70.184.000,00		
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00					
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				
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	9.278.000,00		
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00					

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais Unidade)	Data	Valor (Reais Unidade)			
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00					
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.	99,990000
Valor mercado								
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2016	108.089.000,00			
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2017	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								
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2016	0,00			
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2017	0,000000	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								
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2016	51.437.000,00			
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00					
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	
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2016	42.496.000,00
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.

Moinho S.A.	09.196.223/0001-40	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem hídrica.	100,000000
-------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2016	46.416.000,00
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2017	0,000000	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	
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2016	144.076.000,00
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00		

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		Geração de energia elétrica de origem eólica.	100,000000
--------------------------------	--------------------	---	------------	--------	----	--	---	------------

				Valor mercado	
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2016	51.468.000,00
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2017	0,000000	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	-	Coligada	Brasil	SC	Caçador	Geração de energia elétrica de origem hídrica.	50,000000
-----------------------------	--------------------	---	----------	--------	----	---------	--	-----------

				Valor mercado	
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2016	28.692.000,00
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00		

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	
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2016	35.413.000,00
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00		

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	
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2016	65.064.000,00
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00		

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	
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2016	53.239.000,00
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2017	0,000000	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
------------------------------------	--------------------	---	----------	--------	----	-----------	--	-----------

				Valor mercado		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	0,00
31/12/2018	0,000000	0,000000	0,00			
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.**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. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

10.1. Comentários dos Diretores sobre (a) condições financeiras e patrimoniais gerais, (b) estrutura de capital; (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

Afirmação da Statkraft no Brasil

O ano de 2019 representa para a Statkraft no Brasil um importante marco na afirmação das ambições desta Companhia em se tornar um importante player no mercado brasileiro. O EBITDA de R\$ 229 milhões, demonstram a solidez operacional da Companhia e o início de resultados consistentes esperados, incluindo a contribuição dos ativos de geração adquiridos pela Companhia em 2018.

Plano de crescimento

Além do sólido desempenho operacional, a Statkraft participou do leilão com os seus projetos eólicos Ventos de Santa Eugênia, cuja capacidade instalada estimada total é de 420 MW e Serra de Mangabeira, com capacidade instalada estimada total de 75,6 MW.

Ventos de Santa Eugênia teve 300 MW da sua capacidade instalada vendidos no leilão, ao assegurar a comercialização de 75,30 MW médios, o que representa 55% da garantia física, com preço de venda de R\$ 97,90 por MW/h.

Serra da Mangabeira cadastrou no leilão toda a sua capacidade instalada e teve 12,1 MW médios vendidos, o que representa 30% da sua garantia física, com preço de venda de R\$ 99,88 por MW/h.

Os projetos vencedores tiveram parte da energia vendida às distribuidoras de energia elétrica, por meio de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2025, conforme as diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME).

Como estratégia comercial a Statkraft comercializará o saldo remanescente da garantia física dos projetos vendidos no leilão (cerca de 90 MW médios), além da garantia física associada aos 120 MW remanescentes, no mercado livre ou leilões futuros.

O resultado está alinhado com a estratégia da Statkraft de ser detentora de portfólios flexíveis de geração renovável por meio do desenvolvimento dos seus próprios projetos, bem como via aquisições seletivas em mercados priorizados. No Brasil, a ambição é crescer de forma robusta para adquirir e otimizar ativos em operação, de forma a incrementar sua capacidade de geração de energia hidráulica, eólica e solar.

b) estrutura de capital

A Companhia prioriza financiamentos de longo prazo, em moeda nacional, com custos competitivos, com o objetivo de fazer frente aos elevados investimentos requeridos na implantação dos seus projetos de geração de energia, na categoria project finance com receita e estrutura de garantias atreladas ao período da sua amortização.

Para suportar aquisições de ativos já em operação, a Companhia também poderá optar por financiamentos de médio prazo.

Em agosto de 2018 a Companhia realizou a liquidação antecipada do financiamento da subsidiária PCH Esmeralda. Tal iniciativa concluiu a sequência de eventos de desalavancagem, iniciados em dezembro de 2017 com a liquidação antecipada dos financiamentos das subsidiárias Santa Laura e Santa Rosa, todos utilizando-se de recursos próprios de caixa. Estas ações foram parte do plano de otimização da estrutura da capital da Companhia, que refletiu-se na melhora dos principais indicadores da Companhia, conforme observa-se abaixo.

Em dezembro de 2018, em linha com a aquisição da participação societária nos ativos Tamar e Santa Fé, a Companhia emitiu 230.000 debêntures não conversíveis em ações com garantia real a ser convolada em espécie

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

quirografária, valor nominal de R\$ 1 mil e prazo de vencimento de 5 anos. Ainda, também em dezembro de 2018, a Companhia contratou um empréstimo ponte no valor de R\$ 30 milhões. Esse empréstimo de curto prazo possui vencimento em 20 de setembro de 2019, liquidado conforme a previsão.

Em 31 de dezembro de 2019 a dívida líquida somava R\$ 283,8 milhões, cuja abertura é demonstrada na tabela abaixo.

Dívida Líquida (R\$ mil)	31 de dezembro 2018	30 de dezembro de 2019	Diferença nominal	Var. %
Endividamento	606.120	547.100	-59.020	-9,7
- Financiamento de obras - BNDES	130.814	115.128	-15.686	-12,0
- Financiamento de obras – BNB	218.103	204.281	-13.822	-6,3
- Debêntures 476 e outros	257.203	227.690	-29.513	-11,5
Caixa e aplicações financeiras	304.192	263.250	-40.942	-13,5
Dívida líquida	301.928	283.850	-18.078	-6,0
EBITDA (últimos 12 meses)	187.529	229.099	38.655	22,2
Dívida líquida / EBITDA	1,6	1,2	-0,4	-25,0

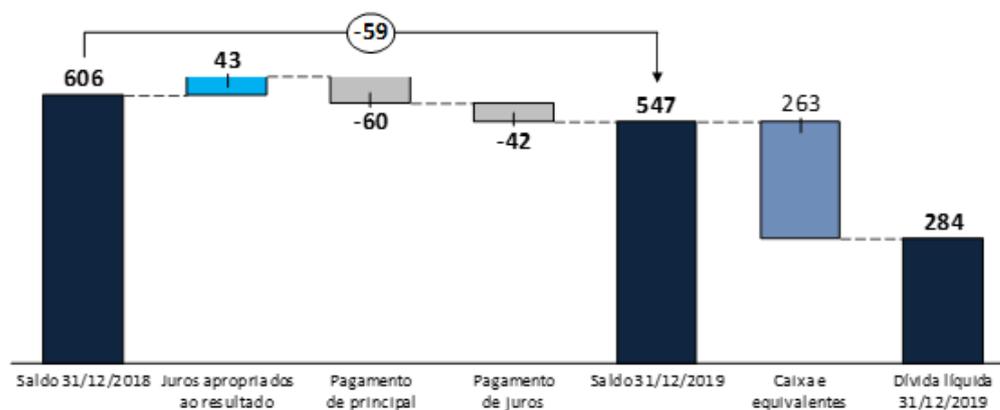
Alguns destaques do comportamento do endividamento a seguir:

Endividamento: entre os períodos em análise o endividamento bancário apresentou redução de 9,7% ou R\$ 59,0 milhões.

As movimentações que contribuíram para redução do saldo foram (i) a amortização de R\$ 60,1 milhões de principal e (ii) pagamento de R\$ 41,8 milhões de juros.

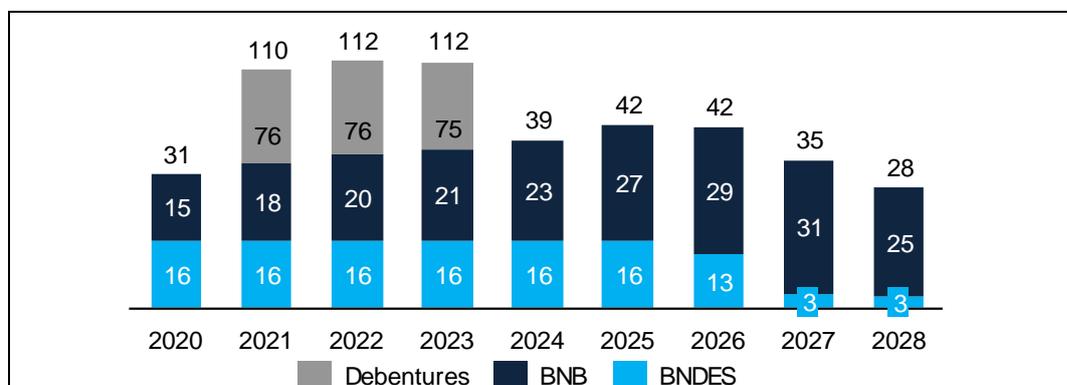
Por outro lado, a movimentação que contribuiu para o aumento foi a (iii) apropriação de encargos financeiros das parcelas a vencer no curto prazo dos empréstimos, no valor de R\$ 42,7 milhões.

O cronograma de amortização do endividamento, conforme saldo de R\$ 547,1 milhões de 31 de dezembro de 2019, é apresentado a seguir (em R\$ milhões):

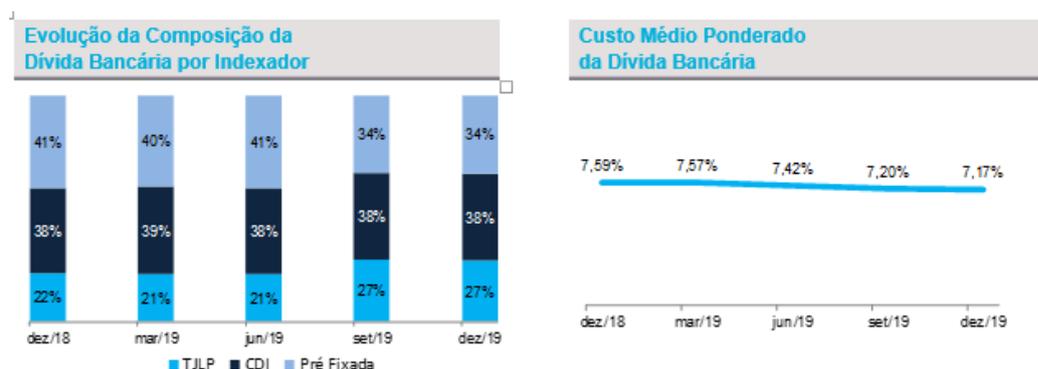


O cronograma de amortização do endividamento, conforme saldo de R\$ 547,1 milhões de 31 de dezembro de 2019, é apresentado a seguir (em R\$ milhões):

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais



Em dezembro de 2019, a participação da dívida atrelada à TJLP era de 27%, representada pelos empréstimos do BNEDES, ante a 34% da pré fixada, representada pela dívida junto ao BNB, e 38% atrelada ao CDI, representada pelas debêntures.



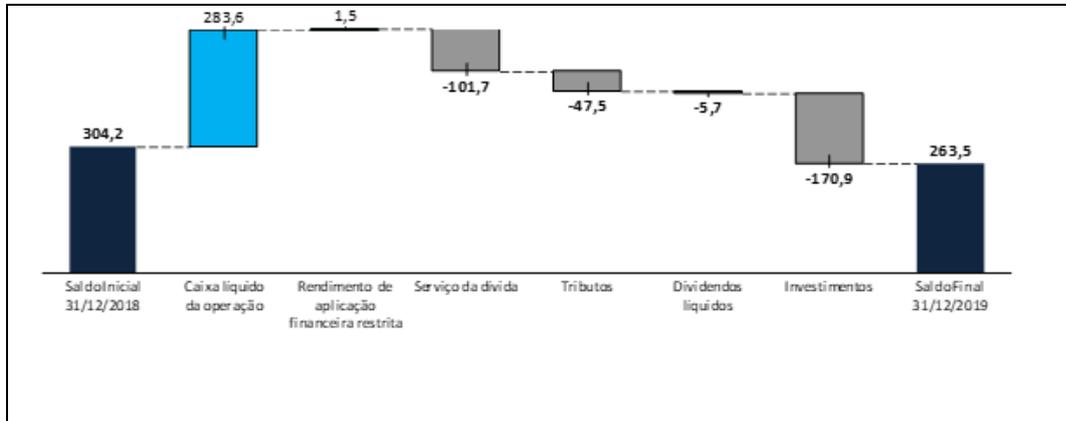
Caixa e aplicações financeiras: entre os períodos em análise houve redução do saldo de caixa e aplicações financeiras de R\$ 40,9 milhões.

As movimentações que contribuíram para a redução foram: (i) pagamento de juros e principal sobre financiamentos no valor de R\$ 101,7 milhões, (iii) tributos pagos sobre o resultado, no valor de R\$ 47,5 milhões, (iv) dividendos pagos no valor líquido de R\$ 5,7 milhões e (v) investimentos realizados no valor de R\$ 170,9 milhões.

Por outro lado, as movimentações que contribuíram para o aumento foram a (i) geração de caixa proveniente das operações no valor de R\$ 283,6 milhões, (ii) o rendimento de aplicações financeiras restritas de R\$ 1,5 milhão.

O saldo de caixa e aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2019 era composto principalmente (i) pelo saldo de caixa e aplicações financeiras de curto prazo das subsidiárias e Statkraft, no valor de R\$ 219,7 milhões e (ii) pelo saldo de R\$ 43,8 milhões com aplicações financeiras restritas, constituídas por força dos contratos de financiamento de longo prazo.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais



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. Destaca-se abaixo os recentes eventos de readequação do perfil da dívida da Companhia:

- Em 27 de janeiro de 2020, a subsidiária Passos Maia Energética S.A. realizou o pagamento antecipado de seu financiamento junto ao BNDES no montante de R\$ 44.837 referente ao principal, juros e custo adicional de quitação. O pagamento foi realizado parte por aporte de capital recebido de seus acionistas (R\$ 40 milhões – no dia 27 de janeiro de 2020) e parte através de recursos próprios.
- Ainda, no dia 27 de fevereiro de 2020, a Statkraft Energias Renováveis S.A. realizou a contratação de dívida bancária no montante de R\$ 255 milhões. Os recursos capturados têm por objetivo o pré-pagamento dos demais financiamentos de suas subsidiárias, como parte integrante de um projeto de liability management.
- Como ação subsequente ao recebimento dos recursos financeiros acima descritos, no mesmo dia 27 de fevereiro, a Companhia realizou aporte de capital nas seguintes subsidiárias: (i) Monel Monjolinho S.A – R\$ 71 milhões, (ii) Moinho S.A – R\$ 28 milhões, (iii) Macaúbas Energética S.A – R\$ 57 milhões, (iv) Seabra Energética S.A – R\$ 49,5 milhões e (v) Novo Horizonte Energética S.A – R\$ 49,5 milhões, destinando assim a totalidade dos recursos obtidos através de financiamento bancário.
- No dia 28 de fevereiro de 2020, as subsidiárias Monel Monjolinho Energética S.A., Macaúbas Energética S.A., Seabra Energética S.A. e Novo Horizonte Energética S.A., realizaram o pagamento antecipado de seus financiamentos junto ao BNDES e BNB. O total da operação realizada soma R\$ 286,0 milhões, sendo este referente ao principal, juros e custo adicional de quitação. O pagamento foi realizado parte pelo aporte de capital recebido do seu acionista (acima descritos) e parte através de recursos próprios.
- Por fim, no dia 02 de março de 2020, a subsidiária Moinho S.A. realizou o pagamento antecipado de seu financiamento junto ao BNDES no montante de R\$ 29,1 milhões referente ao principal, juros e custo adicional de quitação. O pagamento foi realizado parte por aporte de capital recebido do seu acionista (acima descrito) e parte através de recursos próprios.

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.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**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 e (iii) recebimento de dividendos de nossas subsidiárias em operação.

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.

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

As tabelas apresentadas abaixo demonstram o nosso endividamento, em 31 de dezembro de 2019 comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018.

i) Contratos de empréstimos e financiamentos relevantes

Os empréstimos e financiamentos da Companhia e de suas empresas controladas têm basicamente as seguintes características:

- **Financiamentos para construção das usinas – BNDES**

<u>Empresas</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Encargos financeiros % a.a.</u>	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
Monel Monjolinho Energética S.A.	Setembro de 2026	TJLP + 2,1	85.758	98.156
Moinho S.A.	Agosto de 2028	TJLP + 2,0	29.370	32.658
Total			115.128	130.814

Destaca-se que até a publicação deste Formulário de Referência, os financiamentos acima mencionados foram quitados de forma antecipada.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- **Financiamentos para construção das usinas - BNB**

Empresas	Vencimento	Encargos financeiros % a.a. (*)	31.12.2019	31.12.2018
Macaúbas Energética S.A.	Julho de 2028	9,5	74.548	79.762
Novo Horizonte Energética S.A.	Julho de 2028	9,5	65.313	69.518
Seabra Energética S.A.	Julho de 2028	9,5	64.421	68.823
Total			<u>204.282</u>	<u>218.103</u>

Destaca-se que até a publicação deste Formulário de Referência, os financiamentos acima mencionados foram quitados de forma antecipada.

- **Debêntures**

Em 20 de dezembro de 2018, a Companhia emitiu 230.000 debêntures não conversíveis em ações com garantia real a ser convolada em espécie quirografária, valor nominal unitário de R\$1 (mil reais), e prazo de vencimento de 5 anos. Conforme previsto na escritura de emissão, as principais características podem ser assim apresentadas:

(i) **Garantias**

Cessão Fiduciária Conta Vinculada Liquidação

Deverão ser mantidos em conta vinculada o montante de R\$150.000 que serão utilizados exclusivamente para a realização do resgate antecipado total da 1ª emissão de debêntures da controlada Tamar PCH, emitidas em 26 de dezembro de 2017.

Cessão Fiduciária Direitos Creditórios

Direitos creditórios decorrentes de contratos de venda de energia da Tamar PCH, suficientes para cobrir o mínimo de 100% do Valor Nominal Unitário, acrescido da remuneração calculada pro rata temporis das debêntures desde a primeira data de integralização ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a conclusão do processo de incorporação da Tamar PCH pela Companhia, sendo tais contratos e as demais características relevantes identificados e descritos no contrato de cessão fiduciária de direitos creditórios.

Em 28 de dezembro de 2018, o resgate antecipado de 150.000 foi realizado cumprindo o primeiro critério das garantias previstas.

(ii) **Juros remuneratórios**

Sobre o valor nominal unitário ou o saldo do valor nominal unitário incidirão juros remuneratórios correspondentes a 100% da variação acumulada da taxa DI, acrescida de sobretaxa de 0,95% ao ano calculados de forma exponencial e cumulativa pro rata temporis, por dias úteis decorridos, desde a primeira taxa de integralização ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento.

(iii) **Cláusulas de Eventos de Inadimplemento**

A escritura de debêntures possui cláusula que requer que, durante o período de amortização do contrato, a Companhia acompanhe em bases semestrais o índice financeiro calculado através da dívida líquida sobre EBITDA igual ou menor do que 3,5. A Companhia cumpriu adequadamente tal requisito tendo apurado em 30 de junho de 2019 e em 31 de dezembro de 2019 o referido índice em 1,0 e 1,2 respectivamente.

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Em 31 de dezembro de 2019 não dispúnhamos de limites de utilização de financiamentos.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**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 2019, 2018 e 2017.

Na discussão a seguir, referências a aumentos ou reduções em qualquer exercício social são feitas em comparação ao exercício social anterior correspondente, exceto se o contexto indicar de maneira diversa.

▪ **ATIVO - 31 de dezembro de 2019 comparado a 31 de dezembro de 2018**

Ativo	dez/19	AV	dez/18	AV	AH
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	219.702	9,97%	261.171	11,64%	-15,88%
Contas a receber	62.415	2,83%	128.725	5,74%	-51,51%
Dividendos a receber	1.494	0,07%	1.350	0,06%	10,67%
Tributos a recuperar	14.808	0,67%	9.309	0,41%	59,07%
Repactuação de risco hidrológico	2.382	0,11%	3.049	0,14%	-21,88%
Outros ativos	8.142	0,37%	5.418	0,24%	50,28%
	308.943	14,02%	409.022	18,23%	-24,47%
Não circulante					
Aplicação financeira restrita	43.818	1,99%	43.021	1,92%	1,85%
Contas a receber	28.072	1,27%	33.064	1,47%	-15,10%
Partes relacionadas	0	0,00%	2.352	0,10%	-100,00%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.726	0,62%	13.726	0,61%	0,00%
Repactuação de risco hidrológico	4.552	0,21%	5.302	0,24%	-
Outros ativos	3.743	0,17%	2.534	0,11%	47,71%
Propriedades para investimentos	15.123	0,69%	15.497	0,69%	-2,41%
Operações descontinuadas	2.173	0,10%	1.896	0,08%	14,61%
Investimentos ao valor justo	60.827	2,76%	48.686	2,17%	24,94%
Investimentos	27.198	1,23%	26.451	1,18%	2,82%
Imobilizado	1.343.327	60,96%	1.468.449	65,43%	-8,52%
Intangível	352.013	15,98%	174.231	7,76%	102,04%
	1.894.572	85,98%	1.835.209	81,77%	3,23%
Total do ativo	2.203.515	100,00%	2.244.231	100,00%	-1,81%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- PASSIVO - 31 de dezembro de 2019 comparado a 31 de dezembro de 2018

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Passivo e patrimônio líquido	dez/19	AV	dez/18	AV	AH
Circulante					
Fornecedores	103.982	4,72%	130.672	5,82%	-20,43%
Financiamentos	35.382	1,61%	59.213	2,64%	-40,25%
Partes relacionadas	54.376	2,47%	52.909	2,36%	2,77%
Concessões a pagar	9.897	0,45%	10.421	0,46%	-5,03%
Salários e encargos sociais	6.933	0,31%	7.039	0,31%	-1,51%
Arrendamentos	2.819	0,13%	0	0,00%	-
Tributos a recolher	4.674	0,21%	7.840	0,35%	-40,38%
Imposto de renda e contribuição social	5.551	0,25%	19.384	0,86%	-71,36%
Dividendos a pagar	2.149	0,10%	17.725	0,79%	-87,88%
Outros passivos	6.744	0,31%	11.819	0,53%	-42,94%
	232.507	10,55%	317.022	14,13%	-26,66%
Não circulante					
Financiamentos e debêntures	511.718	23,22%	546.907	24,37%	-6,43%
Concessões a pagar	70.388	3,19%	68.893	3,07%	2,17%
Tributos a recolher	1.025	0,05%	1.207	0,05%	-15,08%
Imposto de renda e contribuição social	865	0,04%	1.018	0,05%	100,00%
Provisão para remoção de imobilizado	10.455	0,47%	10.143	0,45%	3,08%
Arrendamentos	11.713	0,53%	-	0,00%	#DIV/0!
Provisão para riscos cíveis, trabalhistas e tributários	43.692	1,98%	20.814	0,93%	109,92%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	40.601	1,84%	42.773	1,91%	-5,08%
Outros passivos	2.695	0,12%	9.642	0,43%	-72,05%
	693.152	31,46%	701.397	31,25%	-1,18%
Patrimônio líquido					
Capital social	1.131.910	51,37%	1.131.910	50,44%	0,00%
Reservas de lucros	101.358	4,60%	57.327	2,55%	76,81%
Ajuste de avaliação patrimonial	44.581	2,02%	36.568	1,63%	21,91%
	1.277.849	57,99%	1.225.805	54,62%	4,25%
Participação dos não controladores	7	0,00%	7	0,00%	0,00%
Total do patrimônio líquido	1.277.856	57,99%	1.225.812	54,62%	4,25%
Total do passivo e patrimônio líquido	2.203.515	100,00%	2.244.231	100,00%	-1,81%
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Comparação dos RESULTADOS operacionais dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 					

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

	2019	2018	AH
Receita operacional	438.070	314.546	39,27%
Custo do fornecimento de energia elétrica	(213.625)	(137.346)	55,54%
Custo dos serviços prestados	(5.217)	(4.309)	21,07%
	(218.842)	(141.655)	54,49%
Lucro bruto	219.228	172.891	26,80%
(Despesas) receitas operacionais			
Gerais e administrativas	(94.785)	(62.707)	51,16%
Outras (despesas) receitas	(22.370)	1.971	-1234,96%
Equivalência patrimonial	6.291	5.682	10,72%
Dividendos auferidos	4.314	4.932	-12,53%
	(106.550)	(50.122)	112,58%
Lucro operacional antes do resultado financeiro	112.678	122.769	-8,22%
Resultado financeiro			
Despesas financeiras	(62.605)	(47.275)	32,43%
Receitas financeiras	23.046	21.069	9,38%
	(39.559)	(26.206)	50,95%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	73.119	96.563	-24,28%
Imposto de renda e contribuição social	(28.159)	(22.131)	27,24%
Resultado proveniente de operações em continuidade	44.960	74.432	-39,60%
Operações descontinuadas			
Prejuízo proveniente das operações descontinuadas	276	200	38,00%
Prejuízo líquido do período	45.236	74.632	-39,39%
Atribuível aos:			
Acionistas da Controladora	45.236	74.632	-39,39%
Participação de não controladores	-	-	-
	45.236	74.632	-39,39%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Receita operacional líquida

Em 2019 a receita operacional líquida somou R\$ 438,1 milhões, 39,3% maior do que a receita líquida apurada no ano de 2018, quando o valor foi de R\$ 314,5 milhões. Tal variação justifica-se, principalmente, pela maior receita decorrente dos ativos adquiridos em dezembro/18 (R\$ 141,0 milhões), tendo sido parcialmente compensado pelo efeito do Mercado de Curto Prazo.

Ressaltamos que o resultado líquido do efeito do MCP (Mercado de Curto Prazo) é conjunto com a linha de “Compra de Energia”, classificada no custo da energia vendida (abaixo demonstrada). A variação líquida no resultado do MCP deve-se, essencialmente, às variações nos custos com compra de energia, razão pela qual estão apresentadas abaixo, no grupo de custo.

Os componentes da receita operacional líquida e suas variações são tratados a seguir:

Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	2018	2019	Var %
Receita Líquida Total	314.546	438.070	39,3
Fornecimento de energia	313.516	437.244	39,5
- Contrato de energia de reserva – CER	101.371	98.446	-2,9
- Contrato de compra de energia regulada (CCEAR)	97.650	136.835	40,1
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)	113.186	97.133	-14,2
- Contrato ambiente de contratação livre (ACL)	19.809	52.071	162,9
- Contrato Bilateral Regulado (CBR)	-	82.783	-
- Tributos sobre a venda de energia elétrica	(18.500)	(30.024)	62,3
Outros serviços	1.030	826	-19,8

Contrato de Energia de Reserva (CER)

A redução de R\$ 3,0 milhões em 2019, equivalentes a 2,9%, comparados ao ano de 2018, é decorrente da menor geração advinda dos parques eólicos da Bahia e Barra dos Coqueiros, parcialmente compensado pela correção contratual dos preços.

As receitas decorrentes do contrato de energia de reserva (CER) são provenientes das usinas Eólicas: Energen, Macaúbas, Novo Horizonte e Seabra.

Contrato de Compra de Energia Regulada (CCEAR)

Os aumentos de R\$ 39,2 milhões em 2019, comparado ao ano de 2018, é decorrente das receitas apuradas nos ativos adquiridos em 2018.

As receitas decorrentes do CCEAR são provenientes da UHE Monjolinho, PCH Santa Fé e Tamar PCH.

Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

A redução de R\$ 16,1 milhões em 2019, comparado ao ano de 2018, deve-se à variação no impacto do Mercado de Curto Prazo, em adição à correção dos preços do PPA.

As receitas decorrentes do PROINFA são provenientes das PCH Esmeralda, Santa Laura e Santa Rosa.

Contrato Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O aumento observado em 2019, equivalente a R\$ 32,3 milhões, quando comparado ao ano anterior, deve-se, essencialmente, à contribuição da receita registrada nos ativos adquiridos pela Companhia, tendo esse sido parcialmente compensado pelo menor efeito positivo do Mercado de Curto Prazo na PCH Moinho.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

As receitas decorrentes do ACL são provenientes da PCH Moinho e Tamar PCH.

Contrato Bilateral Regulado (CBR)

O aumento observado em 2019, equivalente a R\$ 82,8 milhões, quando comparado ao ano anterior, deve-se à contribuição da receita registrada nos ativos adquiridos pela Companhia (Tamar PCH).

As receitas decorrentes do CBR são provenientes da Tamar PCH.

Custos operacionais

Em 2019 os custos operacionais somaram R\$ 218,8 milhões, aumento de 54%, equivalentes a R\$ 77,2 milhões, na comparação com o ano de 2018, quando o valor foi de R\$ 141,6 milhões.

Os componentes do custo dos serviços prestados e suas variações são apresentados na tabela abaixo:

Custos Operacionais (R\$ mil)	2018	2019	Var %
Custo Total	141.655	218.842	54,5
Custo do fornecimento de energia elétrica	137.346	213.625	55,5
- Depreciação e amortização	64.243	114.364	78,0
- Encargos setoriais	9.465	13.702	44,8
- Custo com compra de energia elétrica	48.977	66.344	35,5
- Seguro regulatório	3.719	5.376	44,6
- Outros custos de fornecimento de energia elétrica	10.942	13.839	26,5
Custo dos serviços prestados	4.309	5.217	21,1
- Outros serviços	4.309	5.217	21,1

Depreciação e Amortização

A variação de 78%, equivalente a R\$ 50 milhões, na comparação entre os anos de 2019 e 2018, deve-se ao resultado dos ativos adquiridos pela Companhia (Tamar e Santa Fé) e à amortização dos valores de mais valia de ativos identificados na aquisição de ativos realizada pela Companhia (Tamar e Santa Fé). Considerando que a operação de aquisição foi realizada em 21 de dezembro de 2018, o resultado do ano de 2018 não está composto por essa contabilização.

Encargos Setoriais

A variação de 44,8%, equivalente a R\$ 4,2 milhões, na comparação entre os anos de 2019 e 2018, deve-se ao resultado dos ativos adquiridos pela Companhia (Tamar e Santa Fé) que não integram o resultado consolidado da Companhia nos períodos comparativos (3T18 e 9M18).

Custo com Compra de Energia Elétrica

O cenário brasileiro de geração hidrelétrica nos últimos anos tem exigido atenção aos efeitos que afetam significativamente os pagamentos dos geradores hidrelétricos em relação ao GSF. O ano de 2019, da mesma forma, tem exigido da Companhia iniciativas para mitigar o efeito hidrológico. Segundo dados da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), o Brasil teve o sétimo pior ciclo hidrológico da história neste ano. A baixa hidrologia, por sua vez, impacta os custos de operação o sistema e o consumidor de energia elétrica. Com menos chuvas, as hidrelétricas produzem menos, exigindo que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) utilize as térmicas para atender a carga.

Iniciativas como estratégia de sazonalização, análise de participação ao MRE, para as usinas elegíveis, e adesão à repactuação do risco hidrológico (MP 688) foram adotadas como medida de redução da exposição da Companhia aos riscos de GSF/MRE.

No ano de 2019 o valor gasto com compra de energia elétrica somou R\$ 66,3 milhões, comparado ao valor de R\$ 49,0 milhões no ano de 2018. Quando observamos o custo com a compra de energia do Mercado de Curto Prazo, líquido das receitas

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

advindas do Mercado de Curto Prazo, o resultado de 2019 representou um custo líquido de R\$ 48,1 milhões.

Tais variações são decorrentes das alterações no cenário hidrológico e as ações acima descritas.

Seguro Regulatório

A variação de 44,6%, na comparação entre os anos de 2019 e 2018, deve-se ao resultado dos ativos adquiridos pela Companhia (Tamar e Santa Fé) que não integram o resultado consolidado da Companhia nos períodos comparativos (3T18 e 9M18).

Outros custos de fornecimento de energia elétrica

Os outros custos de fornecimento de energia são compostos, essencialmente, por serviços contratados para as atividades de manutenção e operação dos ativos da Statkraft, bem como os seguros contra risco operacional e responsabilidade civil. Em adição, a partir do 3T19, passou a ser apresentado neste grupo créditos de PIS/Cofins sobre depreciação/amortização.

No ano de 2019 esta rubrica somou R\$ 13,8 milhões, representando aumento de R\$ 2,9 milhões na comparação com o ano de 2018, equivalentes a 26,5%. A variação observada deve-se aos ativos adquiridos pela Companhia (Tamar e Santa Fé) que não compunham a base comparativa.

Outros Serviços

Neste grupo são apresentados os gastos relacionados aos serviços administrativos e O&M prestados pela Controladora para suas subsidiárias. Em 2019 foi realizada melhoria na classificação dos gastos, motivo pelo qual o efeito reconhecido é positivo.

Despesas gerais

Em 2019 as despesas gerais somaram R\$ 117,2 milhões, representando aumento de R\$ 56,8 milhões na comparação com o ano de 2018.

Os componentes das despesas (receitas) operacionais e suas variações são tratados a seguir:

Despesas Gerais (R\$ mil)	2018	2019	Var %
Despesas Totais	60.376	117.155	94,0
- Gerais e Administrativas totais	62.707	94.785	51,2
- Gerais e administrativas	40.569	61.999	52,8
- Remuneração dos administradores	6.524	7.770	19,1
- Encargos setoriais	4.901	7.819	59,5
- Depreciação e amortização	517	2.057	297,9
- Com estudos em desenvolvimento	10.196	15.140	48,5
- Outras despesas (receitas)	(1.971)	22.370	-1235,0

Remuneração dos Administradores

Nesta rubrica estão contabilizadas as despesas relativas à remuneração dos Administradores da Companhia, Conselheiros de Administração e Conselheiros Fiscais. Em 2019 os valores apurados foram de R\$ 7,8 milhões, representando aumento de 19,1% na comparação com o ano anterior. A variação deu-se, essencialmente, pelo aumento de posições de Diretoria na Companhia.

Encargos Setoriais

A variação observada nessa rubrica deve-se, essencialmente, à contribuição dos ativos adquiridos pela Companhia em 2018,

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

bem como reclassificação no tratamento contábil de alguns encargos setoriais.

Estudos e Desenvolvimento

Em 2019 a Companhia incorreu em gastos com o desenvolvimento de negócios, em linha com o plano estratégico da Companhia.

Outras Despesas (Receitas)

Em 2019 estão reconhecidas nesta rubrica: (i) o recebimento de indenização por lucros cessantes e danos materiais (R\$ 2,6 milhões), (ii) provisões para riscos cíveis, trabalhistas e tributários (-R\$ 22,7 milhões) e (iii) perdas com baixa de imobilizado (-R\$ 2,4 milhões). A variação, na comparação com o ano de 2018, deve-se a eventos não recorrentes registrados no período anterior.

RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Em 2019 o resultado de participação societárias totalizou ganho de R\$ 10,6 milhões. Os componentes do resultado de participações societárias e suas variações são tratados a seguir:

Ganho (perda) proveniente participações societárias (R\$ mil)	2018	2019	Var %
- Equivalência patrimonial	5.682	6.291	10,7
- Dividendos auferidos	4.932	4.314	-12,5
Resultado de participações	10.614	10.605	-0,1

Equivalência Patrimonial

Composto pelo resultado da subsidiária Passos Maia Energética S.A. (50%), que foi afetado positivamente pela estratégia adotada pela Companhia no intuito de mitigar os riscos advindos do cenário hidrológico.

Dividendos Auferidos

Composto pelos dividendos recebidos de CERAN (5%) e Donas Francisca (2,12%).

RESULTADO FINANCEIRO

Em 2019 o resultado financeiro correspondeu a uma despesa líquida de R\$ 39,6 milhões, aumento de 13,3 milhões na comparação com o ano de 2018, quando o resultado financeiro correspondeu a uma despesa líquida de R\$ 26,2 milhões.

Os componentes do resultado financeiro e suas variações são tratados a seguir:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Resultado Financeiro (R\$ mil)	2018	2019	Var %
Receitas financeiras	21.069	23.046	9,4
- Com aplicações financeiras (i)	18.137	23.205	27,9
- Variação monetária ativa	571	-	-100,0
- Outras receitas financeiras (ii)	2.361	(159)	-106,7
Despesas financeiras	(47.275)	(62.605)	-32,4
- Com financiamentos (iii)	(28.178)	(42.668)	-51,4
- Comissão de fiança e garantias	(103)	(14)	86,4
- IOF, multa e juros sobre tributos (iv)	(1.622)	(875)	46,1
- Variação monetária passiva	(233)	(116)	50,2
- Concessões a pagar e outras despesas (v)	(13.601)	(10.726)	21,1
- Juros sobre contrato de mútuo	(1.658)	(1.577)	4,9
- Juros sobre arrendamento mercantil	-	(1.196)	-
- Provisão para perda ao valor recuperável de ativos financeiros	(1.017)	(692)	32,0
- Outras despesas financeiras	(863)	(4.741)	449,4
Resultado Financeiro	(26.206)	(39.559)	-51,0

Receitas Financeiras

Em 2019 as receitas financeiras atingiram R\$ 23,0 milhões, representando aumento de R\$ 2,0 milhões, equivalente a 9,4% na comparação com o ano de 2018, quando atingiram R\$ 21,1 milhões. Tal variação é decorrente, principalmente, do maior rendimento sobre aplicações financeiras, parcialmente compensado pela (ii) reversão de juros sobre mútuo ocorrida em 2018.

Despesas Financeiras

Em 2019 as despesas financeiras atingiram R\$ 62,5 milhões, apresentando aumento de R\$ 15,3 milhões, equivalente a 32,4% na comparação com o ano de 2018, quando atingiram R\$ 47,3 milhões. O aumento deve-se a (iii) maior capitalização de juros por conta do maior endividamento, tendo esse aumento sido parcialmente compensado pela (iv) pela menor incidência de IOF, multa e juros sobre tributos e pela (v) redução das despesas financeiras sobre concessão a pagar (UBP) em função da menor curva de IGP-M apurado no período.

IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A Statkraft, assim como a controlada Monjolinho 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 2019 o imposto de renda e a contribuição social somaram saldo negativo de R\$ 28,2 milhões, compostos por IRPJ e CSLL no valor de R\$ 34,7 milhões, parcialmente compensados por IR e CS diferidos no valor de R\$ 6,6 milhões.

A variação equivalente a R\$ 6,0 milhões, na comparação com o ano de 2018, deve-se às variações no resultado mencionadas no corpo deste relatório, principalmente o resultado atribuível aos ativos adquiridos em dezembro/2018.

OPERAÇÕES DESCONTINUADAS

Em 2019 as operações descontinuadas somaram ganho de R\$ 0,2 milhão, representando o resultado da subsidiária Enex.

LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO

Em 2019 foi registrado resultado líquido de R\$ 45,2 milhões, enquanto que em 2018 apuramos lucro de R\$ 74,6 milhões, em

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

linha com os efeitos mencionados anteriormente.

EBITDA E MARGEM EBITDA – conforme Instrução CVM 527

O EBITDA alcançou R\$ 229,1 milhões em 2019, apresentando um aumento de R\$ 41,6 milhões em relação a 2018, quando alcançou R\$ 187,5 milhões, em função dos efeitos apresentados anteriormente. A margem EBITDA apresentou redução de 7,3 p.p. na comparação entre os períodos, passando de 59,6% para 52,3% da receita operacional líquida em 2018 e 2019.

EBITDA (R\$ mil)	2018	2019	Var %
Lucro (prejuízo) líquido do período	74.632	45.236	-39,4
(+) Tributos sobre o lucro (IR/CSLL)	22.131	28.159	27,2
(+) Despesas financeiras líquidas	26.206	39.559	50,9
(+) Depreciação, amortização	64.760	116.421	79,8
(+) Operação descontinuada	(200)	(276)	38,0
EBITDA – ICVM nº 527	187.529	229.099	22,2
Receita Líquida	314.546	438.070	39,6
Margem EBITDA (%)	59,6	52,3	-7,3 p.p.

A Administração da Companhia entende que o acompanhamento do EBITDA e da margem EBITDA, é uma das métricas adequadas para análise 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.

- **ATIVO - 31 de dezembro de 2018 comparado a 31 de dezembro de 2017**

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Ativo	dez/18	AV	dez/17	AV	AH
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	261.171	11,64%	183.324	12,47%	42,46%
Contas a receber	128.725	5,74%	93.475	6,36%	37,71%
Dividendos a receber	1.350	0,06%	5.495	0,37%	-75,43%
Tributos a recuperar	9.309	0,41%	5.633	0,38%	65,26%
Almoxarifado	0	0,00%	2.316	0,16%	-100,00%
Repactuação de risco hidrológico	3.049	0,14%	3.731	0,25%	-18,28%
Operações Descontinuadas	-	0,00%	-	0,00%	-
Outros ativos	5.418	0,24%	4.394	0,30%	23,30%
	409.022	18,23%	298.368	20,29%	37,09%
Não circulante					
Aplicação financeira restrita	43.021	1,92%	42.914	2,92%	0,25%
Contas a receber	33.064	1,47%	27.756	1,89%	19,12%
Partes relacionadas	2.352	0,10%	6.445	0,44%	-63,51%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.726	0,61%	12.776	0,87%	7,44%
Repactuação de risco hidrológico	5.302	0,24%	1.972	0,13%	-
Outros ativos	2.534	0,11%	651	0,04%	289,25%
Propriedades para investimentos	15.497	0,69%	16.177	1,10%	-4,20%
Operações descontinuadas	1.896	0,08%	0	0,00%	#DIV/0!
Investimentos ao valor justo	48.686	2,17%	63.416	4,31%	-23,23%
Investimentos	26.451	1,18%	20.606	1,40%	28,37%
Imobilizado	1.468.449	65,43%	926.704	63,03%	58,46%
Intangível	174.231	7,76%	52.439	3,57%	232,25%
	1.835.209	81,77%	1.171.856	79,71%	56,61%
Total do ativo	2.244.231	100,00%	1.470.224	100,00%	52,65%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

▪ **PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO - 31 de dezembro de 2018 comparado a 31 de dezembro de 2017**

Passivo e patrimônio líquido	dez/18	AV	dez/17	AV	AH
Circulante					
Fornecedores	130.672	5,82%	107.864	7,34%	21,15%
Financiamentos	59.213	2,64%	34.804	2,37%	70,13%
Partes relacionadas	52.909	2,36%	53.331	3,63%	-0,79%
Concessões a pagar	10.421	0,46%	8.655	0,59%	20,40%
Salários e encargos sociais	7.039	0,31%	5.767	0,39%	22,06%
Tributos a recolher	7.840	0,35%	9.090	0,62%	-13,75%
Imposto de renda e contribuição social	19.384	0,86%	5.301	0,36%	265,67%
Dividendos a pagar	17.725	0,79%	1.996	0,14%	788,03%
Outros passivos	11.819	0,53%	5.940	0,40%	98,97%
	317.022	14,13%	232.748	15,83%	36,21%
Não circulante					
Financiamentos e debêntures	546.907	24,37%	348.897	23,73%	56,75%
Concessões a pagar	68.893	3,07%	64.153	4,36%	7,39%
Tributos a recolher	1.207	0,05%	1.013	0,07%	19,15%
Imposto de renda e contribuição social	1.018	0,05%	855	0,06%	100,00%
Provisão para remoção de imobilizado	10.143	0,45%	9.758	0,66%	3,95%
Provisão para perda em investimentos	-	0,00%	903	0,06%	-100,00%
Provisão para riscos cíveis, trabalhistas e tributários	20.814	0,93%	23.307	1,59%	-10,70%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	42.773	1,91%	-	0,00%	#DIV/0!
Outros passivos	9.642	0,43%	9.193	0,63%	4,88%
	701.397	31,25%	458.079	31,16%	53,12%
Patrimônio líquido					
Capital social	1.131.910	50,44%	711.365	48,38%	59,12%
Reservas de lucros	57.327	2,55%	21.736,00	1,48%	163,74%
Ajuste de avaliação patrimonial	36.568	1,63%	46.289	3,15%	-21,00%
	1.225.805	54,62%	779.390	53,01%	57,28%
Participação dos não controladores	7	0,00%	7	0,00%	0,00%
Total do patrimônio líquido	1.225.812	54,62%	779.397	53,01%	57,28%
Total do passivo e patrimônio líquido	2.244.231	100,00%	1.470.224	100,00%	52,65%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Comparação dos resultados operacionais dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017**

	2018	2017	AH
Receita operacional	314.546	310.808	1,20%
Custo do fornecimento de energia elétrica	(137.346)	(169.656)	-19,04%
Custo dos serviços prestados	(4.309)	(13.414)	-67,88%
	(141.655)	(183.070)	-22,62%
Lucro bruto	172.891	127.738	35,35%
(Despesas) receitas operacionais			
Gerais e administrativas	(62.707)	(46.403)	35,14%
Outras (despesas) receitas	1.971	(56.139)	-103,51%
Equivalência patrimonial	5.682	(2.590)	-319,38%
Dividendos auferidos	4.932	14.305	-65,52%
	(50.122)	(90.827)	-44,82%
Lucro operacional antes do resultado financeiro	122.769	36.911	232,61%
Resultado financeiro			
Despesas financeiras	(47.275)	(58.050)	-18,56%
Receitas financeiras	21.069	23.278	-9,49%
	(26.206)	(34.772)	-24,63%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	96.563	2.139	4414,40%
Imposto de renda e contribuição social	(22.131)	9.289	-338,25%
Resultado proveniente de operações em continuidade	74.432	11.428	551,31%
Operações descontinuadas			
Prejuízo proveniente das operações descontinuadas	200	(3.027)	-106,61%
Prejuízo líquido do período	74.632	8.401	788,37%
Atribuível aos:			
Acionistas da Controladora	74.632	8.401	788,37%
Participação de não controladores	-	-	#DIV/0!
	74.632	8.401	788,37%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Receita operacional líquida**

Em 2018 a receita operacional líquida somou R\$ 314,5 milhões, 1,2% maior do que a receita líquida apurada em 2017, quando o valor foi de R\$ 310,8 milhões. Tal variação justifica-se, principalmente, pela maior receita decorrente dos contratos de venda de energia (PPA) da Companhia, fruto do ajuste contratual dos preços do PPA.

Ressaltamos que o resultado líquido do efeito do MCP (Mercado de Curto Prazo) é conjunto com a linha de “Compra de Energia”, classificada no custo da energia vendida (abaixo demonstrada). A variação líquida no resultado do MCP deve-se, essencialmente, às variações nos custos com compra de energia, razão pela qual estão apresentadas abaixo, no grupo de custo. Para o portfólio da Companhia, as receitas com o MCP permaneceram estáveis na comparação entre os anos de 2018 e 2017.

Os componentes da receita operacional líquida e suas variações são tratados a seguir:

Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	2017	2018	Var %
Receita Líquida Total	310.808	314.546	1,2
Fornecimento de energia	307.301	313.516	2,0
- Contrato de energia de reserva – CER	96.596	97.670	1,1
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)	82.311	109.055	32,5
- Contrato ambiente de contratação livre (ACL)	13.815	19.085	38,1
- Contrato de compra de energia regulada (CCEAR)	114.579	87.706	-23,5
Outros serviços	3.507	1.030	-70,6

Contrato de Energia de Reserva (CER)

O aumento de R\$ 1,1 milhão em 2018, equivalente a 1,1% comparado ao ano de 2017, é decorrente da maior geração advinda do Parque Eólico de Barra dos Coqueiros.

As receitas decorrentes do contrato de energia de reserva (CER) são provenientes das usinas Eólicas: Energen, Macaúbas, Novo Horizonte e Seabra.

Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

O aumento de R\$ 26,7 milhões em 2018, equivalente a 32,5% comparado ao ano de 2017, é decorrente do impacto do Mercado de Curto Prazo (MCP).

As receitas decorrentes do PROINFA são provenientes das PCH Esmeralda, Santa Laura e Santa Rosa.

Contrato Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O aumento de R\$ 5,3 milhões em 2018, comparado ao ano de 2017, é decorrente do efeito positivo advindo do Mercado de Curto Prazo.

As receitas decorrentes do ACL são provenientes da PCH Moinho.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Contrato de Compra de Energia Regulada (CCEAR)

A redução de R\$ 26,9 milhões, comparado ao ano de 2017, é decorrente do impacto do Mercado de Curto Prazo (MCP). As receitas decorrentes do CCEAR são provenientes da UHE Monel Monjolinho.

Custos operacionais

Em 2018 os custos operacionais somaram R\$ 141,6 milhões, representando redução de R\$ 36,0 milhões, equivalentes a 20,3% na comparação com o ano de 2017, quando o valor foi de R\$ 177,6 milhões.

Os componentes do custo dos serviços prestados e suas variações são apresentados na tabela abaixo:

Custos Operacionais (R\$ mil)	2017	2018	Var %
Custo Total	183.070	141.655	-22,6
Custo do fornecimento de energia elétrica	169.656	137.346	-19,0
- Depreciação e amortização	58.951	64.760	9,9
- Encargos setoriais	10.221	9.465	-7,4
- Custo com compra de energia elétrica	88.384	48.977	-44,6
- Seguro regulatório	3.613	3.719	2,9
- Outros custos de fornecimento de energia elétrica	8.487	10.425	22,8
Custo dos serviços prestados	13.414	4.309	-67,9
- Outros serviços	13.414	4.309	-67,9

Depreciação e Amortização

A variação de 9,9% do custo com depreciação, na comparação entre os anos de 2018 e 2017, é decorrente da reavaliação da vida útil estimada dos ativos da Companhia. A cada emissão de demonstração financeira o grupo avalia se há indícios de mudanças da vida útil de seus ativos e, a cada três anos, é realizada uma revisão formal das estimativas, mesmo que não existam tais indicativos. Em setembro de 2017 a equipe técnica realizou mudança na estimativa de vida útil técnica dos ativos. Até então a vida útil contábil era considerada a definida pelo Manual de Ativos Fixos da ANEEL, limitado pelo período das concessões e/ou autorizações.

Na reavaliação efetuada em 2017 foram reconhecidos custos de desmobilização (usinas eólicas), além das alterações das estimativas de vida útil que segundo avaliação da equipe técnica serão depreciadas em período menor do que o estimado anteriormente.

Encargos Setoriais

A variação observada nessa rubrica deve-se, essencialmente, à adequação da classificação dos encargos entre Custo e Despesa.

Custo com Compra de Energia Elétrica

O cenário brasileiro de geração hidrelétrica em 2017 exigiu atenção aos efeitos que afetam significativamente os pagamentos dos geradores hidrelétricos em relação ao GSF. O ano de 2018, da mesma forma, exigiu da Companhia iniciativas para mitigar o efeito hidrológico.

Iniciativas como estratégia de sazonalização, análise de participação ao MRE, para as usinas elegíveis, e adesão à repactuação do risco hidrológico (MP 688) foram adotadas como medida de redução da exposição da Companhia aos riscos de GSF/MRE.

Em 2018 o valor gasto com compra de energia elétrica somou R\$ 49,0 milhões, comparado ao valor de R\$ 88,4 milhões em 2017. Quando observamos o custo com a compra de energia do Mercado de Curto Prazo, líquido das receitas advindas do Mercado de Curto Prazo, o resultado de 2018 representou um custo líquido de R\$ 5,5 milhões, redução de R\$ 39,4 milhões na comparação com o ano de 2017, quando o custo líquido foi de R\$ 44,8 milhões.

Tais variações são decorrentes das alterações no cenário hidrológico e as ações acima descritas.

Seguro Regulatório

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Amortização do ativo regulatório decorrente da adesão a MP 688, a qual trata da repactuação do risco hidrológico, para as PCH Esmeralda, Santa Laura e Santa Rosa. A variação em 2018, na comparação com 2017, dá-se pela correção monetária dos valores amortizados.

Outros custos de fornecimento de energia elétrica

Os outros custos de fornecimento de energia são compostos, essencialmente, por serviços contratados para as atividades de manutenção e operação dos ativos da Statkraft, bem como os seguros contra risco operacional e responsabilidade civil.

No ano de 2018 esta rubrica somou R\$ 10,4 milhões, representando aumento de R\$ 1,9 milhão na comparação com o ano de 2017, equivalentes a 22,8%. A variação observada deve-se, essencialmente, a reajuste contratual no contrato de operação e manutenção do Parque Eólico da Bahia.

Outros Serviços

A redução observada nesta linha, equivalente a R\$ 9,1 milhões na comparação entre os anos de 2018 e 2017, deve-se à redução do faturamento pela Controladora dos serviços administrativos prestados às empresas controladas pelo grupo. Essa redução está compensada pelo aumento observado na linha de "Despesas Gerais e Administrativas" tratando-se de classificação entre custos e despesas.

Despesas gerais

Em 2018 as despesas gerais somaram R\$ 60,7 milhões, representando redução de R\$ 41,8 milhões na comparação com o ano de 2017, equivalentes a 40,8%.

Os componentes das despesas (receitas) operacionais e suas variações são tratados a seguir:

Despesas Gerais (R\$ mil)	2017	2018	Var %
Despesas Totais	102.542	60.736	-40,8
- Gerais e Administrativas totais	46.403	62.707	35,1
- Gerais e administrativas	36.239	41.086	13,4
- Remuneração dos administradores	6.792	6.524	-3,9
- Encargos setoriais	3.043	4.901	61,1
- Com estudos em desenvolvimento	329	10.196	-
- Outras despesas (receitas)	56.139	(1.971)	-103,5

Gerais e Administrativas

Em 2018 as despesas gerais e administrativas atingiram R\$ 41,1 milhões, representando aumento de R\$ 4,8 milhões, na comparação com o ano de 2017, quando atingiram R\$ 36,2 milhões. Este aumento deve-se, essencialmente, pela reclassificação dos gastos relacionados à prestação de serviços administrativo prestados às empresas controladas pelo grupo, agora apresentados líquidos das receitas na linha de "Custo dos Serviços Prestados – Outros Serviços".

Remuneração dos Administradores

Nesta rubrica estão contabilizadas as despesas relativas à remuneração dos Administradores da Companhia, Conselheiros de Administração e Conselheiros Fiscais. Em 2018 os valores apurados foram de R\$ 6,5 milhões.

Encargos Setoriais

A variação observada nessa rubrica deve-se, essencialmente, à adequação da classificação dos encargos entre Custo e Despesa.

Estudos e Desenvolvimento

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em 2018 a Companhia incorreu em gastos com o desenvolvimento de negócios, em linha com o plano estratégico da Companhia.

Outras Despesas (Receitas)

A variação apurada deve-se a eventos não recorrentes apurados no exercício de 2017: (i) reconhecimento de provisão para perda ao valor recuperável dos ativos (R\$ 12,7 milhões) e (ii) condenações judiciais e outras provisões para riscos legais (R\$ 47,0 milhões). No exercício de 2018 o ganho observado deve-se ao recebimento de indenizações de seguro por lucros cessantes e danos materiais (R\$ 2,6 milhões) e reversão de provisões pré-operacionais (R\$ 1,4 milhão).

RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Em 2018 o resultado de participações societárias consolidadas totalizou ganho de R\$ 10,6 milhões.

Os componentes do resultado de participações societárias e suas variações são tratados a seguir:

Ganho (perda) proveniente participações societárias (R\$ mil)	2017	2018	Var %
- Equivalência patrimonial	(2.590)	5.682	319,4
- Dividendos auferidos	14.305	4.932	-65,5
Resultado de participações	11.715	10.614	-9,4

Equivalência Patrimonial

Composto pelo resultado da subsidiária Passos Maia Energética S.A. (50%), que foi afetado positivamente pela estratégia adotada pela Companhia no intuito de mitigar os riscos advindos do cenário hidrológico.

Dividendos Auferidos

Composto pelos dividendos recebidos de CERAN (5%) e Donas Francisca (2,12%). Destaca-se que em 2017 houve redução de capital do CERAN.

RESULTADO FINANCEIRO

Em 2018 o resultado financeiro correspondeu a uma despesa líquida de R\$ 26,2 milhões, redução de 24,6% na comparação com 2017, quando o resultado financeiro correspondeu a uma despesa líquida de R\$ 34,8 milhões.

Os componentes do resultado financeiro e suas variações são tratados a seguir:

Resultado Financeiro (R\$ mil)	2017	2018	Var %
Receitas financeiras	23.278	21.069	-9,5
- Com aplicações financeiras (i)	19.769	18.137	-8,3
- Variação monetária ativa	646	571	-11,6
- Outras receitas financeiras	2.863	2.361	-17,5
Despesas financeiras	(58.050)	(47.275)	-18,6
- Com financiamentos (ii)	(36.578)	(28.178)	-23,0
- Comissão de fiança e garantias	(325)	(103)	-68,3
- IOF, multa e juros sobre tributos	(2.454)	(1.622)	-33,9
- Variação monetária passiva	(229)	(233)	1,7
- Concessões a pagar e outras despesas (iii)	(5.986)	(13.601)	127,2
- Juros sobre contrato de mútuo (iv)	(11.168)	(1.658)	-85,2
- Provisão para perda ao valor recuperável de ativos financeiros	(2.101)	(1.017)	-51,6
- Outras despesas financeiras	791	(863)	-209,1
Resultado Financeiro	(34.772)	(26.206)	-24,6

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Receitas Financeiras

Em 2018 as receitas financeiras atingiram R\$ 21,1 milhões, apresentando redução de R\$ 2,2 milhões, equivalente a 9,5% na comparação com o ano de 2017, quando atingiram R\$ 23,3 milhões. Tal variação é decorrente, principalmente, da redução do rendimento de aplicações financeiras em função da redução dos indexadores das aplicações (CDI).

Despesas Financeiras

Em 2018 as despesas financeiras atingiram R\$ 47,3 milhões, apresentando redução de R\$ 10,8 milhões, equivalente a 18,6% na comparação com o ano de 2017, quando atingiram R\$ 58,0 milhões. Contribuíram para a redução (ii) a menor capitalização de juros por conta do menor endividamento e (iv) o menor nível de juros sobre contrato de mútuo com a controladora, por conta da redução do CDI. Tal redução foi parcialmente compensada pelo (iii) aumento das despesas financeiras sobre concessão a pagar (UBP) em função da maior curva de IGP-M apurado no período.

IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A Statkraft, assim como a controlada Monjolinho 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 2018 o imposto de renda e a contribuição social somaram saldo negativo de R\$ 22,1 milhões, compostos por IRPJ e CSLL no valor de R\$ 17,1 milhões e por IR e CS diferidos no valor de R\$ 5,0 milhões.

A variação equivalente a R\$ 31,4 milhões, na comparação com o ano de 2017, deve-se ao fato de que em 31 de março de 2017 as subsidiárias Macaúbas, Novo Horizonte e Seabra Energética S.A. optaram pelo REFIS conforme Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.687 de 2017, para liquidação de contingências fiscais reconhecidas em 2016.

OPERAÇÕES DESCONTINUADAS

Em 2018 as operações descontinuadas somaram ganho de R\$ 0,2 milhão, representando o resultado da subsidiária Enex.

LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO

Em 2018 foi registrado resultado líquido de R\$ 74,6 milhões, enquanto que em 2017 apuramos lucro de R\$ 8,4 milhões, em linha com os efeitos mencionados anteriormente, com destaque para os efeitos hidrológicos, tributários e judiciais.

Por entender que o resultado no período comparativo de 2017 apresentado foi impactado substancialmente por efeitos contábeis não recorrentes, que não fazem parte das atividades de operação da Statkraft Energias Renováveis, a Companhia divulga o **Lucro (Prejuízo) Líquido Gerencial**, que exclui os efeitos não recorrentes apurados no resultado da Companhia e que não possuem relação com suas operações.

Conciliação Lucro Líquido IFRS x Lucro Líquido gerencial	2017	2018
Lucro (prejuízo) líquido – IFRS	8.401	74.632
(+) Efeitos não recorrentes	48.074	-
<i>Impairment</i> controladas	12.754	-
Condenação judicial	38.600	-
Juros sobre contrato de mútuo	11.168	-
Provisão perda ativos financeiros	5.152	-
Utilização de prejuízos fiscais (REFIS)	(19.600)	-
Lucro (prejuízo) líquido - Gerencial	56.475	74.632

EBITDA E MARGEM EBITDA – conforme Instrução CVM 527

O EBITDA alcançou R\$ 187,3 milhões em 2018, apresentando um aumento de R\$ 78,1 milhões em relação ao ano de 2017, quando alcançou R\$ 109,2 milhões, em função dos efeitos apresentados anteriormente. A margem EBITDA apresentou

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

aumento de 24,1 p.p. na comparação entre os períodos, passando de 35,4% para 59,5% da receita operacional líquida em 2017 e 2018.

EBITDA (R\$ mil)	2017	2018	Var %
Lucro (prejuízo) líquido do período	8.401	74.432	786,0
(+) Tributos sobre o lucro (IR/CSLL)	(9.289)	22.131	338,2
(+) Despesas financeiras líquidas	34.772	26.206	-24,6
(+) Depreciação, amortização e <i>impairments</i>	72.332	64.760	-10,5
(+) Operação descontinuada	3.027	(200)	-106,6
EBITDA – ICVM nº 527	109.243	187.329	71,5
Receita Líquida	310.808	314.546	2,0
Margem EBITDA (%)	35,1	59,5	24,4 p.p.

A Administração da Companhia entende que o acompanhamento do EBITDA e da margem EBITDA, é uma das métricas adequadas para análise 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.

- **ATIVO - 31 de dezembro de 2017 comparado a 31 de dezembro de 2016**

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Ativo	dez/17	AV	dez/16	AV	AH
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	183.324	12,47%	140.761	9,28%	30,24%
Contas a receber	93.475	6,36%	65.627	4,32%	42,43%
Dividendos a receber	5.495	0,37%	1.832	0,12%	199,95%
Tributos a recuperar	5.633	0,38%	3.929	0,26%	43,37%
Almoxarifado	2.316	0,16%	4.842	0,32%	-52,17%
Repactuação de risco hidrológico	3.731	0,25%	3.630	0,24%	2,78%
Operações Descontinuadas	-	0,00%	2.123	0,14%	-
Outros ativos	4.394	0,30%	5.607	0,37%	-21,63%
	298.368	20,29%	228.351	15,05%	30,66%
Não circulante					
Aplicação financeira restrita	42.914	2,92%	91.123	6,00%	-52,91%
Partes relacionadas	6.445	0,44%	8.028	0,53%	-19,72%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.776	0,87%	11.733	0,77%	8,89%
Investimentos ao valor justo	63.416	4,31%	79.462	5,24%	-20,19%
Repactuação de risco hidrológico	1.972	0,13%	4.889	0,32%	-
Contas a receber	27.756	1,89%	22.179	1,46%	25,15%
Outros ativos	651	0,04%	3.372	0,22%	-80,69%
Investimentos	20.606	1,40%	28.692	1,89%	-28,18%
Imobilizado	926.704	63,03%	972.307	64,07%	-4,69%
Intangível	52.439	3,57%	51.191	3,37%	2,44%
Propriedades para investimentos	16.177	1,10%	16.177	1,07%	0,00%
	1.171.856	79,71%	1.289.153	84,95%	-9,10%
Total do ativo	1.470.224	100,00%	1.517.504	100,00%	-3,12%
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa					
<p>As movimentações que contribuíram para o aumento foram: (i) geração de caixa proveniente das operações no valor de R\$ 123,1 milhões, (ii) recebimentos de dividendos de Ceran e Dona Francisca (R\$ 16,1 milhões), (iii) recebimento de caixa por redução de capital em investida (R\$ 17,5 milhões), (iv) resgate de aplicações financeiras restritas de longo prazo (R\$ 54,6 milhões), e (v) recebimento de caixa de operações com partes relacionadas (R\$ 5,5 milhões)</p> <p>Por outro lado, as movimentações que contribuíram para a redução foram: (i) pagamento de juros sobre financiamentos no valor de R\$ 34,5 milhões, (ii) pagamento de principal sobre financiamentos no valor de R\$ 92,2 milhões; (iii) pagamento de tributos no valor de R\$ 22,8 milhões e (v) investimentos realizados no valor de R\$ 24,8 milhões.</p>					
Contas a receber					
<p>O aumento observado é decorrente principalmente (i) aumento do saldo a receber de serviços prestados a partes relacionados pela controladora (+R\$ 1,3 milhão), (ii) aumento do saldo a receber em aberto no final de cada período por conta da atualização por inflação dos contratos de longo prazo (+R\$ 3,4 milhões), (iii) aumento no saldo a receber de liquidações do mercado de curto prazo pelas usinas do Proinfa referentes a 2017 (+R\$ 3,3 milhões), (iv) incremento de saldos na UHE Monel na PCH Moinho referente a saldo a liquidar no mercado de curto prazo (+R\$ 25,8 milhões) motivado principalmente pela inadimplência</p>					

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

do setor por conta das liminares, (v) redução de saldo a receber no curto prazo referente geração excedente aos contratos de venda de energia das Usinas Eólicas da Bahia por conta da liquidação financeira completa do primeiro quadriênio contratual encerrado em junho de 2016, parcialmente compensado pelas gerações excedentes do primeiro ano de segundo quadriênio contratual (-R\$ 0,6 milhão).

Tributos a recuperar

Varição positiva observada principalmente pelo aumento de imposto de renda retido na fonte sobre aplicações financeira não utilizados para liquidação de tributos no período (+1,8 milhão), parcialmente compensado pela variação operacional dos demais tributos à recuperar (-0,1 milhão).

Almoxarifado

Redução do saldo de materiais em almoxarifado por conta de aplicação em ativos imobilizados em andamento (-R\$ 2,5 milhões).

Dividendos a receber

Em 2017 a investida PCH Passos Maia (controlada em conjunto) destinou para SKER dividendos adicionais (+R\$ 5,5 milhões), e pagou os dividendos obrigatórios de 2016 (-R\$ 1,8 milhão).

Operações Descontinuadas

A variação desta rubrica se deu por conta de ajuste ao valor justo do investimento classificado como operação descontinuada reduzindo seu valor (-R\$ 3,0 milhões). Como a redução foi superior ao seu valor justo registrado no ativo da companhia em 2016, este valor foi classificado no passivo, na rubrica de "provisão para perda em investimentos".

Ativo circulante total

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2017, o saldo de "Ativo circulante total" atingiu R\$ 298 milhões, apresentando aumento de 30% em comparação a 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 228 milhões.

NÃO CIRCULANTE

Aplicação financeira restrita

Em 31 de dezembro de 2017 o saldo de "Aplicação financeira restrita" atingiu R\$ 42,9 milhões, redução de 52% em comparação com 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 91,1 milhões. A redução é decorrente do resgate de aplicação no valor de R\$ 48,3 milhões, vinculada ao pagamento do processo de arbitragem da BBE.

Partes relacionadas

Redução de R\$ 1,6 milhão motivada principalmente pela constituição de provisão para perda de saldo de mútuo com partes relacionada.

Investimentos ao valor justo

Em 31 de dezembro de 2017 o saldo de "Investimentos não controlados ao valor justo" atingiu R\$ 63,4 milhões, representando redução de 20,2% em comparação com 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 79,5 milhões. A redução deu-se em

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

função de redução de capital ocorrida pela investida Ceran, no 2º semestre de 2016, e reavaliação do valor justo dos investimentos das Usinas Hidrelétricas Ceran e Dona Francisca, por conta de premissas mercadológicas e macro econômicas.

Repactuação do risco hidrológico

Em 31 de dezembro de 2017 o saldo de atingiu R\$ 5,7 milhões, frente ao saldo de R\$ 8,5 milhões em 31 de dezembro de 2016. A variação é da apropriação de ativo regulatório decorrente da adesão à repactuação dos riscos hidrológicos.

Investimentos

Em 31 de dezembro de 2017 o saldo de "Investimentos" atingiu R\$ 20,6 milhões, representando redução de 2,4% em comparação com 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 28,7 milhões. A redução deu-se por (i) resultado da controlada em conjunto PCH Passos Maia atribuíveis a Statkraft (-R\$ 2,6 milhões) e (ii) dividendos destinados no período pela mesma investida (-R\$ 5,5 milhões).

Imobilizado

Em 31 de dezembro de 2017 o saldo de "Imobilizado" atingiu R\$ 926,7 milhões, representando redução de 4,7% em comparação com 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 972,3 milhões. A redução deu-se, essencialmente, por conta do (i) volume de depreciação incorrida em 2017 no valor R\$ -56,5 milhões, (ii) adições realizadas em 2017 no valor de R\$ 18,7 milhões, (iii) da capitalização de custos de desmobilização de R\$ 9,7 milhões, (iv) de provisão para perda por redução no valor recuperável no valor de R\$ 12,7 milhões e (v) baixas de R\$ -4,4 milhões.

Intangível

Em 31 de dezembro de 2017 o saldo de "Intangível" atingiu R\$ 52,4 milhões, representando aumento de 2,4% em comparação com 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 95,3 milhões. O aumento deu-se por conta da (i) adição de intangível no montante de R\$ 6,2 milhões, parcialmente compensada pela (ii) amortização de UBP (Uso do Bem Público) e outros (-R\$ 5,0 milhões).

Total do ativo não circulante

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2017, o saldo de "Total do ativo não circulante" atingiu R\$ 1.289,1 milhões, apresentando redução de 9,1% em comparação a 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 1.171,9 milhões.

Total do ativo

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2017, o saldo de "Total do ativo" atingiu R\$ 1.470,2 milhões, em linha com 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 1.517,5 milhões.

- **PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO - 31 de dezembro de 2017 comparado a 31 de dezembro de 2016**

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Passivo e patrimônio líquido	dez/17	AV	dez/16	AV	AH
Circulante					
Fornecedores	102.573	6,98%	45.643	3,01%	124,73%
Financiamentos	34.804	2,37%	44.370	2,92%	-21,56%
Partes relacionadas	53.331	3,63%	1.629	0,11%	3173,85%
Concessões a pagar	8.655	0,59%	8.107	0,53%	6,76%
Salários e encargos sociais	7.082	0,48%	3.918	0,26%	80,76%
Tributos a recolher	7.775	0,53%	9.996	0,66%	-22,22%
Imposto de renda e contribuição social	5.301	0,36%	36.664	2,42%	-85,54%
Dividendos a pagar	1.996	0,14%	1	0,00%	199500,00%
Outros passivos	11.231	0,76%	23.609	1,56%	-52,43%
	232.748	15,83%	173.937	11,46%	33,81%
Não circulante					
Financiamentos	348.897	23,73%	429.498	28,30%	-18,77%
Concessões a pagar	64.153	4,36%	66.012	4,35%	-2,82%
Provisão para perda em investimentos	903	0,06%	-	0,00%	#DIV/0!
Imposto de renda e contribuição social	855	0,06%	652	0,04%	100,00%
Tributos a recolher	1.013	0,07%	773	0,05%	31,05%
Provisão para remoção de imobilizado	9.758	0,66%	-	0,00%	#DIV/0!
Provisão para contingências	23.307	1,59%	64.482	4,25%	-63,86%
Outros passivos	9.193	0,63%	10.146	0,67%	-9,39%
	458.079	31,16%	571.563	37,66%	-19,86%
Patrimônio líquido					
Capital social	711.365	48,38%	880.312	58,01%	-19,19%
Reserva de lucro	21.316	1,45%	-	0,00%	#DIV/0!
Reserva legal	420	0,03%	-	0,00%	#DIV/0!
Ajuste de avaliação patrimonial	46.289	3,15%	45.301	2,99%	2,18%
Prejuízos acumulados	0	0,00%	-153.616	-10,12%	-100,00%
	779.390	53,01%	771.997	50,87%	0,96%
Participação dos não controladores	7	0,00%	7	0,00%	0,00%
Total do patrimônio líquido	779.397	53,01%	772.004	50,87%	0,96%
Total do passivo e patrimônio líquido	1.470.224	100,00%	1.517.504	100,00%	-3,12%

CIRCULANTE**Fornecedores**

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo de "Fornecedores" atingiu R\$ 102,6 milhões, apresentando aumento de 124,7% em comparação com 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 45,6 milhões. A variação observada dá-se por conta, principalmente, dos saldos a pagar referente às liquidações no Mercado de Curto Prazo que estão protegidas por liminares.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Financiamentos (circulante e não circulante)**

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo de “Financiamentos” atingiu R\$ 383,7 milhões, apresentando redução de 19,0% em comparação com 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 473,9 milhões. A variação observada dá-se por conta, principalmente, das amortizações realizadas no período.

Partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo de “Partes Relacionadas” atingiu R\$ 53,3 milhões, apresentando aumento em comparação com 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 1,6 milhão. A variação observada dá-se por conta, principalmente, da constituição de mútuo a pagar para a Statkraft Investimentos Ltda.

Tributos a recolher (circulante e não circulante)

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo de “Tributos a Recolher” atingiu R\$ 8,8 milhões, apresentando redução de 49,9% em comparação com 31 de dezembro de 2015, quando atingiu R\$ 10,8 milhões. A redução deu-se, principalmente, em função da (i) tributos recolhidos pelas nas Eólicas por conta de liquidação financeira do saldo de energia após encerramento do quadriênio (-R\$ 6,3 milhões) e (ii) reconhecimento de saldo a pagar por conta dos resultados positivos de mercado de curto prazo ainda não liquidados, e variações operacionais dos tributos a recolher na controladora (-R\$ 3,3 milhões).

Imposto de renda e contribuição social

Redução expressiva motivada principalmente por dois eventos, sendo (i) liquidação dos tributos correntes sobre o lucro tributável de 2016 da subsidiária UHE Monel (-R\$ 8,3 milhões), e (ii) liquidação de tributos correntes de exercícios anteriores das Eólicas da Bahia (-R\$ 23 milhões).

Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2017 o saldo de dividendos a pagar é de R\$ 1.996 mil, resultado da destinação de dividendo mínimo obrigatório a pagar sobre o lucro líquido do exercício de 2017.

Outros passivos

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo de “Outros passivos” atingiu R\$ 20,4 milhões, apresentando aumento de 39,5% em comparação com 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 33,7 milhões. A redução deu-se, principalmente, (i) pela reversão de saldos de Licenças Ambientais, que tiveram seu tratamento contábil alterado em 2017, representando uma reversão de saldo de passivo de (-R\$ 7,3 milhões), e (ii) pela variação operacional de outras naturezas diversas (-R\$ 6,0 milhões).

Total do passivo circulante

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2017 o saldo da conta “Total do passivo circulante” atingiu R\$ 232,8 milhões, apresentando um aumento de 33,8% em comparação com 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 173,9 milhões.

NÃO CIRCULANTE**Provisão para remoção de imobilizado**

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo de "Provisão para remoção do imobilizado" atingiu R\$ 9,8 milhões. O montante representa a estimativa à valor presente da Companhia de futuros gastos para remoção dos ativos imobilizados dos locais de operação após o término das autorizações nos parques eólicos.

Total do passivo não circulante

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2017 o saldo da conta "Total do passivo não circulante" atingiu R\$ 458,1 milhões, apresentando uma redução de 19,9% em comparação com 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 571,6 milhões.

Patrimônio líquido

Em 31 de dezembro de 2017 o patrimônio líquido da Companhia representava R\$ 779,4 milhões, sendo o aumento de 0,9% na comparação com 31 de dezembro de 2016, quando representou R\$ 772,0 milhões, alavancado por força da (i) constituição de reserva de lucros no valor de R\$ 21.316 mil, (ii) constituição de reserva legal, no montante de R\$ 420 mil, (iii) além do aumento de R\$ 988 mil no valor do ajuste de avaliação patrimonial, referente ao valor justo de investimentos em entidades não controladas.

Total do passivo e patrimônio líquido

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2017, o saldo de "Total do passivo e patrimônio líquido" atingiu R\$ 1.470,2 milhões, em linha com 31 de dezembro de 2016, quando atingiu R\$ 1.517,5 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Comparação dos resultados operacionais dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2017 e 2016**

	2017	2016	AH
Receita operacional	310.808	275.164	12,95%
Custo do fornecimento de energia elétrica	(169.656)	(102.788)	65,05%
Custo dos serviços prestados	(13.414)	(5.072)	164,47%
	(183.070)	(107.860)	69,73%
Lucro bruto	127.738	167.304	-23,65%
(Despesas) receitas operacionais			
Gerais e administrativas	(46.403)	(51.664)	-10,18%
Outras despesas	(56.139)	(63.307)	-11,32%
Equivalência patrimonial	(2.590)	7.714	-133,58%
Dividendos auferidos	14.305	1.561	816,40%
	(90.827)	(105.696)	-14,07%
Lucro operacional antes do resultado financeiro	36.911	61.608	-40,09%
Resultado financeiro			
Despesas financeiras	(58.050)	(69.949)	-17,01%
Receitas financeiras	23.278	26.820	-13,21%
	(34.772)	(43.129)	-19,38%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	2.139	18.479	-88,42%
Imposto de renda e contribuição social	9.289	(31.968)	-129,06%
Resultado proveniente de operações em continuidade	11.428	(13.489)	-184,72%
Operações descontinuadas			
Prejuízo proveniente das operações descontinuadas	(3.027)	(2.055)	47,30%
Prejuízo líquido do período	8.401	(15.544)	-154,05%
Atribuível aos:			
Acionistas da Controladora	8.401	(15.393)	-154,58%
Participação de não controladores	-	(151)	-100,00%
	8.401	(15.544)	-154,05%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Receita operacional líquida

Em 2017 a receita operacional líquida total somou R\$ 310,8 milhões, 12,9% maior do que a receita líquida apurada em 2016, quando o valor foi de R\$ 275,2 milhões. Tal variação justifica-se, principalmente, pelo (i) aumento na receita de venda de energia por conta da correção dos contratos de venda (PPA), (ii) maior receita decorrente do Mercado de Curto Prazo (“MCP” – envolve MRE, com efeitos do GSF e/ou secundária) e (iii) menor receita com serviços compartilhados com empresas do grupo Statkraft.

Os componentes da receita operacional líquida e suas variações são tratados a seguir:

Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	2016	2017	Var %
Receita Líquida Total	275.164	310.808	12,9
Fornecimento de energia	269.509	307.301	14,0
- Venda de energia	235.383	246.365	4,7
- Excedente (déficit) líquido de geração Eólicas	14.414	17.433	20,9
- Efeito MCP	19.712	43.503	120,7
Outros serviços	5.655	3.507	-38,0

Receita líquida de fornecimento de energia elétrica – venda de energia

O aumento de R\$ 11,0 milhões em 2017, equivalente a 4,7% comparado a 2016, é decorrente da correção dos contratos de venda de energia por IPCA.

Receita líquida de fornecimento de energia elétrica – excedente líquido de geração eólicas

O aumento de R\$ 3,0 milhões em 2017, comparado a 2016, é fruto da maior geração no parque eólico da Bahia. Ressalta-se que o 1T16 foi impactado pela indisponibilidade do parque em função de paradas não programadas para manutenção, bem como, o baixo regime de ventos no período. A Companhia já recebeu parte das indenizações da seguradora e continua trabalhando na regulação, junto à seguradora, dos eventos que acarretaram a redução da receita no 1T16, com o objetivo de sua recuperação financeira.

Receita líquida de fornecimento de energia elétrica – efeito MCP

Em 2017 o Brasil enfrentou a maior crise hidrológica já registrada, e como consequência, o nível de água atingido pelos reservatórios foi tão baixo quanto os registrados em 2014, ano em que a possibilidade de ocorrência de racionamento foi considerada no Brasil.

Como consequência, os geradores foram expostos aos índices de GSF mais altos da história, atingindo uma média de 60% entre julho e novembro.

Assim, a variação da receita na comparação com 3T16 e 9M16 reflete o atual cenário hidrológico e a estratégia de sazonalização da Companhia, aliado ao suporte especializado da comercializadora de energia pertencente ao grupo Statkraft, que aporta seu conhecimento e expertise na gestão do portfólio de energia da Companhia.

Iniciativas como estratégia de sazonalização, análise de participação ao MRE, para as usinas elegíveis, e adesão à repactuação do risco hidrológico (MP 688) foram adotadas como medida de redução da exposição da Companhia aos riscos de GSF/MRE.

Ressaltamos que o resultado líquido do efeito do MCP é conjunto com a linha de “Compra de Energia”, classificada no custo da energia vendida (abaixo demonstrada).

A deficiência da geração hidrelétrica do sistema brasileiro elevou significativamente os pagamentos dos geradores hidrelétricos pela redução do GSF. Esse fato fez com que geradoras participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) entrassem com liminares para suspensão dos pagamentos desta natureza. Por conta destas liminares as controladas UHE Monel e PCH Moinho, e a controlada em conjunto PCH Passos Maia estão protegidas do efeito controverso do MRE, até que tal matéria seja julgada.

Receita líquida de outros serviços

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O valor de R\$ 3,5 milhões é decorrente do compartilhamento de serviços com empresas do grupo Statkraft. A variação na comparação com o ano anterior dá-se em função o menor volume de serviços prestados às partes relacionadas.

Custos operacionais

Em 2017 os custos operacionais somaram R\$ 183,1 milhões, representando aumento de R\$ 75,2 milhões, equivalente a 69,7% na comparação com o ano de 2016, quando o valor foi de R\$ 107,9 milhões.

Os componentes do custo dos serviços prestados e suas variações são apresentados na tabela abaixo:

Custo Operacionais (R\$ mil)	2016	2017	Var %
Custo Total	107.860	183.070	69,7
Custo do fornecimento de energia elétrica	102.788	169.656	65,1
- Depreciação e amortização	56.092	58.951	5,1
- Encargos setoriais	10.287	10.221	-0,6
- Custo com compra de energia elétrica	12.422	88.384	611,5
- Seguro regulatório	3.389	3.613	6,6
- Outros custos de fornecimento de energia elétrica	20.588	8.487	-58,8
Custo dos serviços prestados	5.072	13.414	164,5
- Outros serviços	5.072	13.414	164,5

Depreciação e amortização

A variação de 5,1% do custo com depreciação, na comparação entre os exercícios de 2017 e 2016, é decorrente da reavaliação da vida útil estimada dos ativos da Companhia. A cada emissão de demonstração financeira o grupo avalia se há indícios de mudanças da vida útil de seus ativos e, a cada três anos, é realizada uma revisão formal das estimativas, mesmo que não existam tais indicativos. Em setembro de 2017 a equipe técnica realizou mudança na estimativa de vida útil técnica dos ativos. Até então a vida útil contábil era considerada a definida pelo Manual de Ativos Fixos da ANEEL, limitado pelo período das concessões e/ou autorizações.

Na reavaliação efetuada em 2017 foram reconhecidos custos de desmobilização (usinas eólicas), além das alterações das estimativas de vida útil que segundo avaliação da equipe técnica serão depreciadas em período menor do que o estimado anteriormente.

Encargos setoriais

A redução de 0,6%% observada em 2017, na comparação com o ano de 2016, é decorrente da perda do desconto de TUST – Taxa de Uso do Sistema de Transmissão no 1T16, fruto da injeção de energia gerada superior ao limite contratado pelas usinas do Complexo Eólico da Bahia no 1T16. Esse efeito de redução compensou o aumento gerado pela atualização da tarifa incidente no tocante ao mesmo encargo.

Custo com compra de energia elétrica

O cenário brasileiro de geração hidrelétrica em 2017 exigiu atenção aos efeitos que afetam significativamente os pagamentos dos geradores hidrelétricos em relação ao GSF, conforme mencionado no item "Receita Líquida de Fornecimento de Energia Elétrica – Efeito MCP.

Iniciativas como estratégia de sazonalização, análise de participação ao MRE, para as usinas elegíveis, e adesão à repactuação do risco hidrológico (MP 688) foram adotadas como medida de redução da exposição da Companhia aos riscos de GSF/MRE.

No ano de 2017, o valor gasto com compra de energia elétrica somou R\$ 88,4 milhões, comparado ao valor de R\$ 12,4 milhões em 2016. Este aumento dá-se em função dos fatores acima mencionados.

Seguro regulatório

Amortização do ativo regulatório decorrente da adesão a MP 688 a qual trata da repactuação do risco hidrológico. A variação no ano de 2017, na comparação com 2016, dá-se pela correção monetária dos valores amortizados.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Outros custos de fornecimento de energia elétrica

A redução observada em 2017 nesta rubrica, quando comparada a 2016, deve-se à descontinuação das atividades da subsidiária Enex O&M, que até então prestava serviços de Operação e Manutenção para as demais subsidiárias do grupo Statkraft no Brasil.

A partir de 2017, com a descontinuação das atividades da Enex O&M, as atividades de Operação e Manutenção passaram a ser desenvolvidas por funcionários da *holding*, bem como funcionários localizados nas próprias plantas da Statkraft no Brasil. Como consequência destas ações, o custo anteriormente apresentado sob esta rubrica passou a ser classificado na rubrica abaixo (Outros serviços). Quando consideradas as duas rubricas observamos uma redução de 14,7% em 2017. Essa redução deve-se a alteração de prática contábil que, a partir deste ano, passa a apresentar os com a prestação de serviços para empresas do grupo econômico líquidos dos reembolsos obtidos através das práticas de compartilhamento de custos da Companhia, com efeito de R\$ 7,5 milhões. Este efeito foi parcialmente compensado por aumentos de custos decorrentes de adaptações realizadas no modelo de Operação e Manutenção da Statkraft no Brasil.

Outros serviços

O aumento observado na rubrica "Outros Serviços" é decorrente dos fatores descritos acima.

Despesas (receitas) gerais

Em 2017 as despesas gerais somaram R\$ 102,5 milhões, representando redução de R\$ 12,4 milhões na comparação com 2016, equivalentes a 10,8%.

Os componentes das despesas (receitas) operacionais e suas variações são tratados a seguir:

Despesas Gerais (R\$ mil)	2016	2017	Var %
Despesas Totais	114.971	102.542	-10,8
- Gerais e Administrativas totais	47.194	46.403	-1,7
- Gerais e administrativas	36.034	33.186	-7,9
- Remuneração dos administradores	5.535	6.792	22,7
- Encargos setoriais	3.819	3.043	-20,3
- Com estudos em desenvolvimento	1.806	329	-81,8
- Perda em outros ativos	-	3.053	-
- Outros resultados operacionais	67.777	56.139	-17,2

Despesas gerais e administrativas

Em 2017 as despesas gerais e administrativas atingiram R\$ 33,2 milhões, representando redução de R\$ 2,8 milhões, equivalente a 7,9%, na comparação com 2016, quando atingiram R\$ 36,0 milhões. A redução deu-se, essencialmente, em função do menor nível de serviços recebidos da Controladora Norueguesa.

Remuneração dos administradores

O aumento observado em 2017, quando comparado a 2016, deu-se pelo aumento no número de administradores da Companhia entre os períodos comparados. Em 2016 os diretores expatriados passaram a ser remunerados diretamente pela Companhia no mês de março, de modo que o primeiro bimestre de 2016 não apresenta esta despesa.

Despesas com estudos em desenvolvimento

Em 2017 a Companhia não incorreu em gastos externos significativos com estudos para projetos em desenvolvimento, motivo pelo qual é demonstrada uma redução no nível de despesas sob esta rubrica.

Encargos setoriais

Referente à taxa de uso dos recursos hídricos incidente sobre a UHE Monjolinho e sua variação, entre os períodos analisados,

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

está em linha com a variação da geração de energia realizada, sendo a redução parcialmente compensada pelo aumento da TAR utilizada para cálculo do encargo (+9,5%).

Outros resultados operacionais

A linha de Outros Resultados Operacionais somou R\$ 56,1 milhões em 2017, apresentando redução de R\$ 11,7 milhões em relação a 2016, quando somou R\$ 67,8 milhões.

Contribuíram para a redução (i) a menor perda por *impairment* sobre ativos operacionais (R\$ 31,4 milhões), (ii) menor perda em ativos financeiros e outros valores recuperáveis (R\$ 19,0 milhões). Por outro lado, a redução foi parcialmente compensada por (iii) condenação judicial relativa a ações da Companhia (efeito legado – R\$ 52,6 milhões) e (iv) reversão de provisões para contingências (R\$ 10 milhões).

Resultado financeiro

Em 2017 o resultado financeiro correspondeu a uma despesa líquida de R\$ 34,8 milhões, redução de R\$ 8,4 milhões, equivalente a 19,4%, na comparação com 2016, quando o resultado financeiro correspondeu a uma despesa líquida de R\$ 43,1 milhões.

Os componentes do resultado financeiro e suas variações são tratados a seguir:

Resultado Financeiro (R\$ mil)	2016	2017	Var %
Receitas financeiras	26.820	23.278	-13,2
- Com aplicações financeiras (i)	23.745	19.769	-16,7
- Variação monetária ativa	51	646	1166,7
- Receita de atualização de contrato de energia (ii)	-	1.754	-
- Outras receitas financeiras	3.024	1.109	-63,4
Despesas financeiras	(69.949)	(58.050)	-17,0
- Com financiamentos (iv)	(41.455)	(36.578)	-11,8
- Comissão de fiança e garantias	(528)	(325)	-38,4
- IOF, multa e juros sobre tributos (v)	(818)	(2.454)	200,0
- Variação monetária passiva (vi)	(52)	(229)	340,4
- Concessões a pagar e outras despesas	(11.255)	(5.986)	-46,8
- Juros sobre contrato de mútuo (vii)	-	(11.168)	-
- Provisão para perda ao valor recuperável de ativos financeiros (viii)	-	(2.101)	-
- Outras despesas financeiras (ix)	(15.841)	791	-105,0
Resultado Financeiro	(43.129)	(34.772)	-19,4

Receitas financeiras

Em 2017 as receitas financeiras atingiram R\$ 23,3 milhões, apresentando redução de R\$ 3,5 milhões, equivalente a 13,2% na comparação com 2016, quando atingiram R\$ 26,8 milhões. Tal variação é decorrente principalmente (i) da redução do rendimento com aplicações financeiras, em função da redução dos indexadores das aplicações (CDI), parcialmente compensado pelo (ii) aumento na correção dos recebíveis referente à receita das eólicas da Bahia.

Despesas financeiras

Em 2017 as despesas financeiras atingiram R\$ 58,0 milhões, apresentando redução de R\$ 11,9 milhões, equivalente a 17,0% na comparação com 2016, quando atingiram R\$ 69,9 milhões. Tal variação é decorrente: (iv) da redução da capitalização de juros por conta do menor endividamento; (v) aumento na despesas com juros e multas sobre tributos pagos; (vi) maior atualização monetária passiva, (vii) juros incorridos em contrato de mútuo, (viii) provisão pra perda ao valor recuperável de ativos financeiros e (ix) reversão de multa e juros sobre passivos fiscais, em função da adesão ao REFIS.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Resultado de participações societárias

Em 2017 o resultado de participações societárias representou de R\$ 11,7 milhões, em comparação a um ganho de R\$ 9,3 milhões apurado em 2016.

Os componentes do resultado de participações societárias e suas variações são tratados a seguir:

Resultado de participações societárias (R\$ mil)	2016	2017	Var %
- Equivalência patrimonial	7.714	(2.590)	-133,6
- Dividendos auferidos	1.561	14.305	816,4
Resultado de participações	9.275	11.715	26,3

Equivalência patrimonial

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 negativa devido à variação do resultado da subsidiária em 2017, quando comparado com 2016. Este resultado é decorrente dos efeitos do cenário hidrológico que levaram à necessidade de compra de energia no MRE.

Imposto de renda e contribuição social

A Statkraft, assim como as suas controladas ENEX e Monjolinho 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 2017 o imposto de renda e a contribuição social somaram saldo positivo de R\$ 9,3 milhões, compostos por IRPJ e CSLL no valor de R\$ (11,9) milhões e por IR e CS diferidos no valor de R\$ 21,2 milhões.

A variação positiva no IR e CS diferidos deve-se ao fato de que em 31 de março de 2017 as subsidiárias Macaúbas, Novo Horizonte e Seabra Energética S.A. optaram pelo REFIS conforme Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.687 de 2017, para liquidação de contingências fiscais reconhecidas em 2016. Conforme regra estabelecida para participação deste programa as subsidiárias liquidaram R\$ 4,9 milhões das contingências fiscais com recursos próprios, e R\$ 19,6 milhões com crédito tributário advindo dos prejuízos fiscais de sua controladora – Statkraft Energias Renováveis S/A.

Operações descontinuadas

Em 2017 as operações descontinuadas somaram prejuízo de R\$ 3,0 milhões, representando o resultado da subsidiária Enex.

O Grupo Statkraft realizou a cessão dos contratos da ENEX a terceiros, a fim de que as atividades de operação e manutenção passem a ser realizadas exclusivamente para as usinas deste Grupo Econômico. Desta forma, após firmado contrato de venda, o fechamento da operação se deu em duas etapas, sendo a primeira em 25 de janeiro e a segunda em 13 de fevereiro de 2017, datas nas quais a ENEX fez: (i) transferência de contratos de O&M firmados com terceiros; (ii) a transferência de empregados da Sociedade para a cessionária; e (iii) a venda dos bens e equipamentos alocados nas usinas para prestação de serviços a terceiros, passando a ENEX a não deter mais qualquer relação comercial com terceiros.

Participação de não controladores

Em 2016 a participação de não controladores foi de R\$ (151) mil, representando a participação de não controladores na subsidiária Energen Energias Renováveis S.A.

Lucro (prejuízo) líquido do período

Em 2017 foi registrado resultado líquido de R\$ 8,4 milhões, enquanto que no ano de 2016 apuramos prejuízo de R\$ 15,4, em linha com os efeitos mencionados anteriormente, com destaque para os efeitos de contingências, além do impacto do risco hidrológico nas operações da Companhia.

Por entender que o resultado nos períodos apresentados foi impactado substancialmente por efeitos contábeis não recorrentes, que não fazem parte das atividades de operação da Statkraft Energias Renováveis, a Companhia divulga o **Lucro (Prejuízo) Líquido Gerencial**, que exclui os efeitos não recorrentes apurados no resultado da Companhia e que não possuem relação com suas operações. Em 2017 o lucro gerencial apurado foi de R\$ 56,5 milhões, apresentando variação negativa em relação ao

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

ano de 2016 em função do risco hidrológico e os efeitos decorrentes do Mercado de Curto Prazo (MCP).

Conciliação Lucro Líquido IFRS x Lucro Líquido gerencial	2016	2017
Lucro (prejuízo) líquido – IFRS	(15.544)	8.401
(+) Efeitos não recorrentes	92.508	48.074
<i>Impairment</i> controladas	44.103	12.754
Contingências fiscais	33.600	-
Ajuste ao valor justo propriedades para investimentos	7.933	-
Condenação judicial (BBE)	-	38.600
Juros sobre contrato de mútuo	-	11.168
Provisão perda ativos financeiros	6.872	5.152
Utilização de prejuízos fiscais (REFIS)	-	(19.600)
Lucro (prejuízo) líquido - Gerencial	76.964	56.475

EBITDA e margem EBITDA – conforme Instrução CVM 527

O EBITDA alcançou R\$ 109,2 milhões em 2017, apresentando uma redução de 38,6% em relação ao ano de 2016, quando alcançou R\$ 177,9 milhões, em função dos efeitos apresentados anteriormente. A margem EBITDA apresentou redução de 29,5 p.p. na comparação entre os períodos, passando de 64,6% para 35,1% da receita operacional líquida em 2017 e 2016.

EBITDA (R\$ mil)	2016	2017	Var %
Lucro (prejuízo) líquido do período	(15.544)	8.401	154,0
(+) Tributos sobre o lucro (IR/CSLL)	31.968	(9.289)	-129,1
(+) Despesas financeiras líquidas	43.129	34.772	-19,4
(+) Depreciação, amortização e <i>impairments</i>	116.279	72.332	-37,8
(+) Operação descontinuada	2.055	3.027	47,3
EBITDA – ICVM nº 527	177.887	109.243	-38,6
(+) Efeitos não recorrentes	4.700	43.752	-
EBITDA – Ajustado	182.587	152.995	-16,2
Receita Líquida	275.164	310.808	12,9
Margem EBITDA	64,6%	35,1%	-29,5 p.p.
Margem EBITDA Ajustada	66,3%	49,2%	-17,1 p.p.

A Administração da Companhia entende que o acompanhamento do EBITDA e da margem EBITDA, é uma das métricas adequadas para análise 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.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2. Resultados das operações da Companhia

a) resultados das operações do emissor
<p>i) Descrição de quaisquer componentes importantes da receita</p> <p>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.</p> <p>ii) Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais</p> <p>Efeito risco hidrológico e mercado de curto prazo</p> <p>O cenário brasileiro de geração hidrelétrica nos últimos anos tem exigido atenção aos efeitos que afetam significativamente os pagamentos dos geradores hidrelétricos em relação ao GSF. O ano de 2019, da mesma forma, tem exigido da Companhia iniciativas para mitigar o efeito hidrológico. Segundo dados da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), o Brasil teve o sétimo pior ciclo hidrológico da história neste ano. A baixa hidrologia, por sua vez, impacta os custos de operação do sistema e o consumidor de energia elétrica. Com menos chuvas, as hidrelétricas produzem menos, exigindo que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) utilize as térmicas para atender a carga.</p> <p>Iniciativas como estratégia de sazonalização, análise de participação ao MRE, para as usinas elegíveis, e adesão à repactuação do risco hidrológico (MP 688) foram adotadas como medida de redução da exposição da Companhia aos riscos de GSF/MRE. No ano de 2019 o valor gasto com compra de energia elétrica somou R\$ 66,3 milhões, comparado ao valor de R\$ 49,0 milhões no ano de 2018. Quando observamos o custo com a compra de energia do Mercado de Curto Prazo, líquido das receitas advindas do Mercado de Curto Prazo, o resultado de 2019 representou um custo líquido de R\$ 48,1 milhões.</p> <p>Tais variações são decorrentes das alterações no cenário hidrológico e as ações acima descritas.</p>
b) variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços
<p>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.</p> <p>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.</p>
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
<p>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.</p> <p>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.</p>

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

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

Tamar Pequenas Centrais Hidrelétricas

Em 21 de dezembro de 2018 foi concluída operação de compra e venda de ações com a EDP - Energias do Brasil S.A. resultando na aquisição de 100% das ações detidas pela EDP – Energias do Brasil S.A. na EDP Pequenas Centrais Hidroelétricas S.A., composta por sete usinas hidrelétricas, e na Santa Fé Energia S.A., totalizando 131,9 MW de capacidade instalada e 68,8 MW médios de garantia física, com prazo final de concessão entre 2025 e 2031, que correspondem à integralidade do capital social das companhias.

A transação está alinhada com a estratégia da Statkraft de desenvolver portfólios flexíveis de geração com aquisições seletivas em mercados priorizados. No Brasil, a ambição é crescer adquirindo e melhorando ativos em operação ou desenvolvendo nova capacidade de geração em energia hidrelétrica, eólica e solar.

Destaca-se que no exercício findo de 31 de dezembro de 2018, o lucro líquido consolidado da Companhia não foi impactado pelos resultados das empresas adquiridas. A Companhia avaliou o resultado compreendido pelo período de 21 a 31 de dezembro de 2018 e não forma identificados impactos relevantes.

Em 16 de agosto foi concluído processo de incorporação da Tamar PCH pela Statkraft Energias Renováveis, passando essas duas a constituírem apenas uma Entidade Legal.

Leilão A-6 2019

Destaca-se, ainda, que a Companhia participou do leilão A-6 promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ocorrido em 18 de outubro de 2019, com seus projetos eólicos Ventos de Santa Eugênia, cuja capacidade instalada estimada total é de 420 MW e Serra de Mangabeira, com capacidade instalada estimada total de 75,6 MW.

Ventos de Santa Eugênia teve 300 MW da sua capacidade instalada vendidos no leilão, ao assegurar a comercialização de 75,30 MW médios, o que representa 55% da garantia física, com preço de venda de 97,90 por MWh. Serra da Mangabeira cadastrou no leilão toda a sua capacidade instalada e teve 12,1 MW médios vendidos, o que representa 30% da sua garantia física, com preço de venda de R\$ 99,88 por MWh.

Os projetos vencedores tiveram parte da energia vendida às distribuidoras de energia elétrica, por meio de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2025, conforme as diretrizes do Ministério de Minas e Energia MME. Como estratégia comercial, a Statkraft comercializará o saldo remanescente da garantia física dos projetos vendidos no leilão, no mercado livre e leilões futuros.

O resultado está alinhado com a estratégia da Statkraft de ser detentora de portfólios flexíveis de geração renovável por meio do desenvolvimento dos seus próprios projetos, bem como via aquisições seletivas em mercados priorizados.

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.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**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**

As demonstrações financeiras publicadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 não apresentam alterações significativas de práticas contábeis.

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis:

As demonstrações financeiras publicadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 não apresentando alterações significativas nas práticas contábeis.

c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 o relatório dos auditores independentes possui parágrafo de ênfase que chama atenção para a Nota 31 às demonstrações financeiras, que descreve que: (i) como parte do processo de integração ao Grupo Statkraft, após a aquisição pelo Grupo do controle majoritário da Companhia e de suas controladas, em 13 de julho de 2015, o Grupo realizou uma investigação interna relacionada à Companhia, sendo que o verificado durante essa investigação foi informado às autoridades competentes durante o exercício de 2016 e, no atual estágio, não é possível prever o resultado final; (ii) a Companhia, entre outras pessoas físicas e jurídicas relacionadas aos fundos de participação detidos pela Fundação dos Economiários Federais - FUNCEF e outros fundos de pensão, foi arrolada como parte em uma ação civil pública ajuizada pela Associação Nacional Independente dos Participantes e Assistidos da FUNCEF - ANIPA, cujo objetivo é reconhecer supostos prejuízos causados aos participantes da citada Associação por alegada má administração dos recursos pela FUNCEF, o que, atualmente, vem sendo classificado com avaliação de risco possível. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esses assuntos.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018 o relatório dos auditores independentes possui parágrafo de ênfase que chama atenção para a Nota 30 às demonstrações financeiras, que descreve que: (i) em 2015, o Grupo Statkraft adquiriu o controle da Companhia e de suas controladas de outra empresa brasileira, que, por sua vez, foi citada em determinados processos investigativos conduzidos pelas autoridades federais e, nesse contexto, como parte do processo de integração, iniciou uma investigação interna relacionada à Companhia, cujo resultado foi disponibilizado às autoridades responsáveis durante o exercício de 2016, e que não enseja, no momento, o reconhecimento de qualquer passivo em suas demonstrações financeiras; e (ii) a Companhia, entre outras pessoas físicas e jurídicas relacionadas aos fundos de participação detidos pela Fundação dos Economiários Federais – FUNCEF e outros fundos de pensão, foi arrolada como parte em uma ação civil pública ajuizada pela Associação Nacional Independente dos Participantes e Assistidos da FUNCEF – ANIPA, cujo objetivo é reconhecer supostos prejuízos causados aos participantes da citada Associação por alegada má administração dos recursos pela FUNCEF, o que, atualmente, vem sendo classificado com avaliação de risco possível. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esses assuntos.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 o relatório dos auditores independentes possui parágrafo de ênfase que chama a atenção para a Nota 1.1 às demonstrações financeiras, que descreve que: (i) em 2015, o Grupo Statkraft adquiriu o controle da Companhia e suas controladas de outra empresa brasileira, a qual, por sua vez, é citada em determinados processos investigativos conduzidos pelas autoridades federais e, nesse contexto, como parte do processo de integração, iniciou uma investigação interna relacionada à Companhia, cujo resultado foi disponibilizado às autoridades responsáveis durante o exercício de 2016; (ii) com relação ao Procedimento de Investigação Criminal (“Operação Greenfield – caso FIP CEVIX”), conduzido pelo Ministério Público Federal e Polícia Federal em Brasília/DF, foi reconhecida, em 2017, a inexistência de qualquer relação dos fatos investigados com a Companhia, sobre a qual não existe nenhum processo, restrição ou medida desfavorável até o presente momento; e (ii) a Companhia, dentre outras pessoas físicas e jurídicas relacionadas a fundos de participação detidos pela FUNCEF e outros fundos de pensão, foi arrolada como parte em uma ação civil pública ajuizada pela Associação Independente dos Participantes da FUNCEF – ANIPA. Conforme mencionado na nota explicativa nº 29, o objetivo dessa ação é reconhecer supostos prejuízos causados aos participantes da citada Associação por alegada má administração dos recursos pela FUNCEF e, atualmente, vem sendo classificada com avaliação de risco possível. Em relação aos assuntos

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

mencionados, neste momento, não é possível estimar potenciais efeitos financeiros negativos para a Companhia. As demonstrações financeiras não incluem nenhuma provisão relacionada aos possíveis desdobramentos decorrentes desses assuntos. A opinião da auditoria não contém ressalva relacionada a esses assuntos.

10. Comentários dos diretores / 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):

As demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB)) e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração.

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis do Grupo.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as IFRSs e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido e resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as IFRSs e as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

Vida útil do ativo imobilizado

Até setembro de 2019, o Grupo reconhecia a despesa de depreciação com base não método linear, considerando seus custos e seus valores residuais durante a vida útil técnica estimada para cada grupo de ativos imobilizados, limitados ao prazo de autorização/concessão.

A partir de outubro de 2019, o Grupo realizou mudanças nas estimativas de vida útil do ativo imobilizado das usinas hídricas onde a depreciação passou a ser calculada utilizando as taxas de depreciação que representam o valor residual do imobilizado ao fim da concessão, de acordo com as taxas de depreciação do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), em função do entendimento da Administração da Companhia no sentido de haver direito à indenização dos valores residuais ao final da concessão/autorização. Caso haja alteração no cenário regulatório ou à medida que fatos novos relacionados ao tema ocorram, referidas taxas poderão ser revistas, para refletir a adequada vida útil econômica dos bens integrantes do ativo imobilizado.

Anualmente o grupo avalia se há indícios de mudança da vida útil técnica esperada para os grupos de ativos, e a cada três anos é formalizado um novo estudo técnico, independentemente da existência de evidências de mudança da expectativa adotada de vida útil.

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. O Grupo realiza a cada emissão de demonstrações financeiras, ou sempre que houver indicativos, 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.

O processo de revisão do valor recuperável de ativos é subjetivo e requer julgamentos significativos através da realização de análises.

Os saldos de imobilizado e intangível de longa duração estão nas rubricas "Imobilizado", "Intangível" e "Propriedades para investimento". O Grupo não encontrou indicativos de perda de recuperabilidade nos ativos para o exercício de 2019.

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. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Custos de desmobilização dos parques eólicos

As principais atividades a serem concluídas no processo de desmontagem são a remoção de: (i) pás; (ii) eixo; (iii) motor; (iv) seções de torre de aço; e (v) painéis elétricos e outros.

Devido à falta de custos históricos de desmobilização no mercado (o segmento eólico no Brasil é bastante novo), bem como da própria empresa, foi necessário considerar os custos dos serviços de instalação para avaliar o custo do desmantelamento de usinas eólicas.

Para o custo de montagem de um parque eólico foi considerado o custo de mobilização de guindaste e mão de obra, além do custo diário para executar o serviço.

Provisões para riscos cíveis, tributários e trabalhistas

Estas estimativas são mensuradas com base em avaliação e qualificação dos riscos com probabilidade de perda provável. Estas avaliações são suportadas pelo julgamento dos seus assessores jurídicos e da administração, considerando as jurisprudências e o histórico de eventuais acordos e decisões, bem como outros aspectos aplicáveis.

Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais

Os ativos diferidos de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais são reconhecidos com base na expectativa de lucro futuro das companhias que tais prejuízos. As expectativas são realizadas pela administração, e os tributos diferidos desta natureza recuperáveis em até 10 anos são reconhecidos.

Alocação de preço de compra advindo de combinações de negócios

Em uma transação de combinação de negócios é requerido que os ativos e passivos dos negócios adquiridos sejam registrados pelo seu valor justo. Para alguns ativos e passivos é necessário fazer o uso de técnicas de mensuração que envolvem o uso de julgamento e estimativas. As técnicas utilizadas e ajustes a valor justo são apresentados em nota explicativa específica quando uma combinação de negócios é realizada.

Reconhecimento de receitas

a- Venda de energia elétrica

Estas receitas são reconhecidas quando o controle do bem é transferido para o comprador, que para este caso se refere a disponibilização da energia elétrica gerada no SIN - sistema integrado nacional. Para aquelas usinas hídricas que fazem parte do MRE - Mecanismo de Realocação de Energia - a receita é reconhecida conforme sua garantia física mensal alocada, independente da disponibilização de energia elétrica gerada no SIN. Contudo, caso os participantes do MRE não entreguem o volume de energia elétrica necessária para manutenção da garantia física de cada usina, há a aplicação do GSF (Generation Scalling Factor), que reduz a garantia física das usinas, e por consequência suas receitas.

b-Venda da prestação de serviços de O&M – Operação e Manutenção

São reconhecidas quando ocorre a entrega da prestação de serviços de O&M verificando se os benefícios econômicos derivados desta operação fluirão para entidade. A mensuração ocorre tanto pelo método linear quanto por medição de estágio de execução, à depender da natureza de cada serviço prestado.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**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

A Statkraft Energias Renováveis S.A adquiriu, no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, 100% da participação das empresas Tamar Pequenas Centrais Hidroelétricas S.A. (anteriormente denominada EDP Pequenas Centrais Hidroelétricas S.A.) e Santa Fé Energia S.A. O principal objetivo da Companhia com a aquisição desses negócios está alinhado com a estratégia da Statkraft de desenvolver portfólios flexíveis de geração com aquisições seletivas em mercados priorizados e ampliar sua representatividade no setor de geração de energia no Brasil.

Em 31 de dezembro de 2018, os trabalhos de especialistas avaliadores contratados para determinação do valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos na aquisição, incluindo-se a alocação do preço de compra e apuração do ágio, de acordo com as CPC 15 (R1)- Combinações de negócios (IFRS 3), não haviam sido concluídos.

A Companhia tem até um ano (período de mensuração) para ajustar os valores provisórios reconhecidos inicialmente, na data de aquisição, de forma retrospectiva à medida que se obtenha informações necessárias para mensurar o valor justo dos ativos e passivos, conforme previsto no CPC 15 (R1) e IFRS 3 combinações de negócios.

Seguindo a literatura do item 45 do CPC 15/ IFRS 3, a Companhia divulga de forma provisória, os valores apurados até o momento com base em suas melhores estimativas, referente a combinação de negócio para a aquisição das Companhias Tamar PCH e Santa Fé. A Companhia está dentro do período de mensuração estipulado pelo CPC 15/ IFRS 3 e caso sejam identificados ajustes, estes serão realizados de forma retrospectiva e seus efeitos serão devidamente divulgados.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**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. Comentários dos diretores / 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)
<p>Nossos investimentos estão concentrados nas áreas de prospecção, desenvolvimento e implantação de empreendimentos de geração por fontes renováveis de energia elétrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Desenvolvimento <p>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.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Implantação <p>Durante o ano de 2019 a Companhia não realizou a implantação de nenhum empreendimento.</p> <p>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.</p>
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)
<p>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.</p> <p>c.i. e c.iii.</p> <p>As atividades realizadas pela Companhia envolvem também o constante desenvolvimento de novos projetos. Em 31 de dezembro de 2019 o Portfólio de Projetos da Companhia era composto por 9 Projetos Prioritários em Desenvolvimento.</p> <p>A companhia considera os Projetos Prioritários em Desenvolvimento, aqueles projetos do portfólio que se encontram 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 2 e 5 anos, dependendo de condições favoráveis do mercado e que são investimentos em energia limpa e renovável, confirmando a responsabilidade social e comprometimento com projetos ambientalmente sustentáveis da Companhia.</p> <p>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.</p> <p>c.ii e c.iv.</p>

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

O item 7.1 deste formulário apresenta a relação de projetos em desenvolvimento, enquanto as demonstrações financeiras evidenciam o gasto de R\$ 15.140 mil em projetos em desenvolvimento em 2019 e R\$ 10.196 mil no ano de 2018.

10. Comentários dos diretores / 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. Projeções / 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. Projeções / 11.2 - Acompanhamento das projeções

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. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

12.1. Estrutura administrativa da Companhia, conforme estabelecido no seu estatuto social e regimento interno:

<p>a) atribuições de cada órgão e comitê</p>
<p>Nossa administração é exercida por um Conselho de Administração e uma Diretoria, além de Comitês de Assessoramento.</p> <p>Conselho de Administração</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <p>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 ("<u>Oportunidade de Implementação</u>"), 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, "<u>Implementar</u>" ou "<u>Implementação</u>" 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</p>

12. Assembléia e administração / 12.1 - 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:



12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

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 com as seguintes denominações: 1 (um) Diretor de Recursos Humanos; 1 (um) Diretor Jurídico; 1 (um) Diretor de Operação e Manutenção; 1 (um) Diretor de Recursos Humanos; 1 (um) Diretor Jurídico; 1 (um) Diretor de Operação e Manutenção; 1 (um) Diretor de Desenvolvimento e Novos Negócios; 1 (um) Diretor de Gestão de Ativos; e 1 (um) Diretor de Construções, nos termos do Regimento interno aprovado 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 nos país. Em caso de 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 diretor que estiver substituindo.

A competência de cada um dos membros de nossa Diretoria encontra-se detalhada no item "b" abaixo.

b) 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.

c) 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 Assembléia 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.

d) 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.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias**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
<p>Compete à Assembleia Geral, em caráter ordinário:</p> <p>(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.</p>
c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise
<p>Eletrônico: (i) www.statkraft.com.br; (ii) www.cvm.gov.br; e (iii) www.bmfbovespa.com.br</p> <p>Físico: (i) Rodovia José Carlos Daux, nº 5.500, Km 5, Sala 325, 3º andar, Pavimento Jurerê A, Saco Grande, CEP 88.032-005, Florianópolis, Santa Catarina.</p>
d) identificação e administração de conflitos de interesses
<p>Observamos todas as regras de conflito de interesses previstas na Lei das S.A., em especial em seu artigo 115.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
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. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias

f) formalidades necessárias para aceitação de procurações outorgadas por acionistas, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariização, consularização e tradução juramentada e se o emissor 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) formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto a distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se o emissor exige ou não ou dispensa reconhecimento de firma, notariização e consularização

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) se a companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância

Não transmitimos ao vivo o vídeo ou o áudio das assembleias.

i) instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no boletim de voto a distância

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.

j) se a companhia disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

Não possuímos atualmente fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias.

k) outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto à distância

Não há outras informações a serem prestadas a esse respeito.

12. Assembléia e administração / 12.3 - Regras, políticas e práticas do CA**12.3. 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 2018 o Conselho de Administração da Companhia reuniu-se por 09 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 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.
Nosso Acordo de Acionistas, celebrado no dia 08 de março de 2012 prevê em seu item 8.12, referente a 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.
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.
d) políticas de indicação e de preenchimento de cargos do CA formalmente aprovadas
A Companhia não possui políticas aprovadas para preenchimento de cargos do CA, além daquelas regras estabelecidas pelo Estatuto Social da Companhia.

12. Assembléia e administração / 12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos

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. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

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			
Liandra Pellegrini Lancellotte Pinto	08/08/1969	Pertence apenas à Diretoria	11/04/2019	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2021	2
129.321.178-82	Gerente de Recursos Humanos	19 - Outros Diretores	11/04/2019	Sim	0%
Nenhum.		Diretora de Recursos Humanos			
Patricia Cândido Pinto Silva	20/01/1979	Pertence apenas à Diretoria	11/04/2019	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2021	1
082.308.237-74	Advogada	19 - Outros Diretores	11/04/2019	Sim	0%
Não há.		Diretora Jurídica			
Fabiola Sena Vieira	30/11/1973	Pertence apenas à Diretoria	11/04/2019	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2021	2
910.389.879-20	Engenheira Eletricistas	19 - Outros Diretores	11/04/2019	Sim	0%
Nenhum.		Diretora de Assuntos Regulatórios			
Leoze Lobo Maia Junior	14/06/1978	Pertence apenas à Diretoria	11/04/2019	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2021	2
019.815.749-56	Engenheiro	19 - Outros Diretores	11/04/2019	Sim	0%
Nenhum.		Diretor Financeiro / Relações com Investidores			
Vito Joseph Mandilovich	21/03/1956	Pertence apenas à Diretoria	11/04/2019	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2021	1
010.542.458-78	Engenheiro	19 - Outros Diretores	11/04/2019	Sim	0%
Não há.		Diretor de Operação e Manutenção			
Paula Abrantes Suanno	13/01/1975	Pertence apenas à Diretoria	04/12/2020	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2021	1
000.000.000-00	Engenheira	19 - Outros Diretores	04/12/2020	Sim	0%
Não há.					
Thiago Maciel Tomazzoli	14/12/2017	Pertence apenas à Diretoria	24/09/2019	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2021	0
062.829.149-30	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores	01/10/2019	Sim	0%
		Diretor de Gestão de Ativos			
Fernando De Lapuerta Montoya	15/03/1977	Pertence apenas à Diretoria	11/04/2019	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2021	2

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

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			
061.330.627-97	Administrador	10 - Diretor Presidente / Superintendente	11/04/2019	Sim	0%
Nenhum					
Laurent Gonzalo	26/12/1979	Pertence apenas ao Conselho de Administração	15/04/2020	Até a AGO de aprovação das contas de 2021	3
063.427.187-33	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)	15/04/2020	Sim	0%
Não há.					
Kjersti Ronningen	01/08/1967	Pertence apenas ao Conselho de Administração	15/04/2020	Até a AGO de aprovação das contas de 2021	3
000.000.000-00	Administradora	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	15/04/2020	Sim	100%
Não há.					
Tron Engebretsen		Pertence apenas ao Conselho de Administração	15/04/2020	Até a AGO de aprovação das contas de 2021	3
000.000.000-00	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	15/04/2020	Sim	0%
Não há.					
Simen Braein	12/11/1972	Pertence apenas ao Conselho de Administração	15/04/2020	Até a AGO de aprovação das contas de 2021	3
063.292.317-29	Cientista Político	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	15/04/2020	Sim	100%
Não há.					
Austin Laine Powell	27/09/1956	Pertence apenas ao Conselho de Administração	15/04/2020	Até a AGO de aprovação das contas de 2021	4
946.522.287-91	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	15/04/2020	Sim	100%
Não há.					
Antonio Augusto de Miranda e Souza	14/07/1968	Pertence apenas ao Conselho de Administração	15/04/2020	Até a AGO de aprovação das contas de 2021	1
641.734.106-20	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	15/04/2020	Sim	100%
Não há.					

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

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			
Vicente Celso Orru de Azevedo	18/09/1959	Pertence apenas ao Conselho de Administração	15/04/2020	Até a AGO de aprovação das contas de 2021	2
185.737.111-91	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	15/04/2020	Sim	100%
Não há.					
Delvio Joaquim Lopes de Brito	27/03/1961	Pertence apenas ao Conselho de Administração	15/04/2020	Até a AGO de aprovação das contas de 2021	3
494.037.376-20	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	15/04/2020	Sim	100%
Não há.					
Emanuela Roggia	17/10/1983	Conselho Fiscal	15/04/2020	Até a AGO de aprovação das contas de 2020	4
003.457.880-36	Bacharel em Administração	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	15/04/2020	Sim	100%
Não há.					
Marcos Bett Pagani	07/10/1987	Conselho Fiscal	15/04/2020	Até a AGO de aprovação das contas de 2020	4
065.558.009-33	Tecnólogo em Sistemas de Energia	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	15/04/2020	Sim	100%
Não há.					
Natasha Gaertner Lewin	04/03/1986	Conselho Fiscal	15/04/2020	Até a AGO de aprovação das contas de 2020	1
107.821.137-02	Engenheira civil	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	15/04/2020	Sim	0%
N/A					
Paulo Andres Villacorte Guimaro Siqueira	17/12/1983	Conselho Fiscal	15/04/2020	Até a 1ª AGO de aprovação das contas de 2020	3
730.697.791-15	Economista	45 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas	15/04/2020	Sim	100%
N/A					
Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência					
Liandra Pellegrini Lancellotte Pinto - 129.321.178-82					

Liandra Pellegrini é graduada em Secretariado Executivo Bilingue, possui MBA em Gestão de Pessoas concluído em 2008, especialização em Psicologia do Trabalho pela Universidade Federal do Paraná, concluído em 2010, especialização em Programa Neurolinguística Sistêmica pelo Instituto Educacional da América Latina - ISAL, concluído em 2014. Além da Formação em Liderança - consultoria interna pela Souza Rocha/FFM com 100 horas de duração, concluído em 2012. Certificação em Coaching pela Sociedade Latino Americana de Coaching (SLAC) e validado pela ICI - Associação Internacional de Coaching, concluído em 2014. Liandra possui 15 anos de experiência em Recursos Humanos, atuando em cargos de liderança em empresas multinacionais de médio e grande porte nos segmentos de papel, energia e alimentos, atuando em todos os processos de RH, com ênfase em Desenvolvimento Organizacional. Adquiriu experiência internacional, 2007 e 2008, como membro de time multidisciplinar e multicultural de Gestão de Pessoas para implementação de melhores práticas (Chile, Holanda, Alemanha, Nova Zelândia e Austrália). Atuou como Gerente de Recursos Humanos na Desenvix Energias Renováveis de agosto de 2014 a julho de 2015. Em junho de 2015, com a integração das empresas, assumiu a posição de Diretora de Recursos Humanos pela Statkraft, respondendo pela área para todas as empresas no Brasil. A Sra. 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.

Patricia Cândido Pinto Silva - 082.308.237-74

Patrícia Cândido é formada em Direito pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ (2002), MBA em Direito Empresarial pela Fundação Getúlio Vargas - FGV / Rio de Janeiro (2007), pós-graduação com especialização em Tributação Internacional pela Universidade Federal Fluminense - UFF (2008), Master of Laws (LL.M.) pelo IBMEC / Rio de Janeiro (2010) e especialização em tributação internacional e tratados de bitributação pela Universidade de Leiden (NL) - International Tax Center (2013). Antes da Statkraft, Patricia trabalhou como advogada na SN Power Brasil (2011-2014). Ela também trabalhou em alguns dos principais escritórios de advocacia no Brasil, tais como Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados e Tozzini Freira Advogados (Rio de Janeiro) e como consultora da área de impostos diretos na Deloitte (Rio de Janeiro). Durante a faculdade, Patricia foi estagiária do departamento jurídico da VALE S.A. (Rio de Janeiro). A Sra. Patrícia Cândido 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. A Sra. Patrícia Cândido foi eleita na RCA realizada em 25 de setembro de 2017.

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.

Vito Joseph Mandilovich - 010.542.458-78

Engenheiro Civil e Administrador de Empresas, com MBA na BSP / Universidade de Toronto e educação na Darden School - EUA. Sólida experiência profissional na Gestão de grandes empresas na indústria de energia, tendo realizado investimentos de até R\$ 700 milhões e operando negócios com receita anual de US\$ 2 bilhões, com mais de 300 funcionários. Grande conhecimento na condição de gerente sênior, tendo sido eleito membro de vários conselhos de administração de empresas de renome no setor elétrico brasileiro. O Sr. Vito Mandilovich 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. A Sr. Vito Mandilovich foi eleito na RCA realizada em 25 de setembro de 2017.

Paula Abrantes Suanno - 000.000.000-00

Paula Suano é engenheira eletricista formada pela UERJ, possui especialização em Análise de Viabilidade Econômica também pela UERJ, MBA internacional em Energia – Petróleo, Gás e Energia Elétrica pela FGV/RJ, Pós MBA Internacional em Gestão pela Ohio University e Pós MBA Internacional em Desenvolvimento de Negócios na SDA Bocconi, Milão. Com experiências profissionais desenvolvidas em áreas técnicas e comerciais na prospecção e desenvolvimento de novos negócios em empresas nacionais e multinacionais dos segmentos de Energia e Mineração (O&G, Geração Renovável, Distribuição, Linhas de Transmissão e Mercado Livre).

Thiago Maciel Tomazzoli - 062.829.149-30

O Sr. Thiago Tomazolli é graduado em Engenharia de Produção Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e MBA em Gestão Financeira pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Possui grande experiência no setor elétrico, atuando na Statkraft desde 2012 em diversas posições gerenciais, tais como Gerente de Otimização, Planejamento, Operações e Meio Ambiente. Durante esse período foi responsável pela implantação de projetos de melhoria de performance e integração das aquisições de novos ativos, como foco em gestão de riscos e criação de valor. Desde novembro de 2017 ocupa a posição de Asset Manager da Statkraft Energias Renováveis, sendo responsável pela gestão dos ativos de todo o portfólio e contratos de entregas ínteras das áreas Comercial e O&M. Também estão sob sua responsabilidade as áreas de Meio Ambiente, Fundiário, Saúde e Segurança e Responsabilidade Social. 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.

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-ICAEDE, 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.

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.

Kjersti Ronningen - 000.000.000-00

É administradora formada em Organização de Empresas e Finanças Internacionais pela Universidade Heriot Watt, em Edinburg, 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 Vicechefe 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 portfólio 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.

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.

Antonio Augusto de Miranda e Souza - 641.734.106-20

Bacharel em Administração de Empresas pela Universidade de Brasília (UNB), exerce a função de Diretor de Administração na Fundação dos Economistas Federais (FUNCEF). Durante o período de 1991 a 2014 trabalhou na Caixa Econômica Federal, tendo exercido as funções de Supervisor de Produção, Supervisor de Logística e Auditor Interno. Ainda, participou do Conselho Deliberativo na Transparência Brasil (2007 a 2014), foi Vice-Presidente Regional/CO do Instituto dos Auditores Internos do Brasil (IAA Brasil) e Vice-Presidente do Instituto de Fiscalização e Controle (2005-2009). O Sr. Antonio 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.

Vicente Celso Orru de Azevedo - 185.737.111-91

Formado em Administração pela Faculdade de Administração de Brasília, com MBA Profissional em Gestão Administrativa e Marketing na Escola Superior Aberta do Brasil, o Sr. Vicente atuou durante 33 anos no quadro de funcionário do Banco do Brasil, nas áreas de Recursos Humanos, Diretoria de Tecnologia e na Diretoria de Gestão de Segurança. Desenvolveu trabalhos em projetos de tecnologia nas áreas de RH, transações bancárias, logística e controle de ambientes de risco e controladoria, para rastreamento de fraudes organizacionais. Na FUNCEF, desenvolveu atividades de gestão na Diretoria de Administração como Gerente da GEAPE, nos segmentos de Compras e Contratos, RH e Gestão Documental. Atualmente na gestão da área de Tecnologia da Informação, como Gerente da GETIF, tendo sido designado Diretor Substituto da Diretoria de Administração, atuando como membro da Diretoria Executiva da FUNCEF. O Sr. Vicente 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.

Delvio Joaquim Lopes de Brito - 494.037.376-20

Graduado em Direito pela Universidade Federal de Minas Gerais, pós-graduado em Gestão Estratégica de Instituições Financeiras pelo Unicentro Newton Paiva e com MBA Executivo em Economia e Gestão pela Fundação Getúlio Vargas, exerce a função de Diretor de Benefícios da Fundação dos Economistas Federais (FUNCEF) desde junho/2014. Empregado na caixa desde 1981, já exerceu funções de Gerente de Núcleo, Chefe Central e Auditor. No período de 2004 a 2009 foi cedido ao Ministério Público Federal para realização de trabalho de análise de empreendimentos realizados pela FUNCEF, ocasião em que participou ainda de análises realizadas em outros fundos de pensão e auxiliou na criação da Assessoria de Pesquisa da Procuradoria Geral da República. O Sr. Delvio 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.

Emanuela Roggia - 003.457.880-36

Emanuela é graduada em Administração e em Comunicação Social com Habilitação em Publicidade e Propaganda pela Universidade Federal de Santa Maria. Ingressou no grupo Statkraft em Outubro de 2016 ocupando o cargo de Analista Sênior de Risco. Anteriormente a Sra. Emanuela atuou como Analista de Crédito no Reino Unido pelo período de Outubro de 2015 a Outubro de 2016, prestando serviços a empresas de energia e gás. De 2013 a 2015 atuou como Analista de Riscos nas empresas AES Tietê e Analista de Risco Sênior na Noble Comercializadora. A Sra. Emanuela 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.

Marcos Bett Pagani - 065.558.009-33

Marcos Bett Pagani é Tecnólogo pelo Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) em 2012. O Sr. Marcos iniciou sua carreira no grupo Statkraft em 2015, ocupando o cargo de Coordenador de Back Office no Brasil. Antes de ingressar no grupo Statkraft o sr. Marcos ocupou a posição de Analista de Regulação e Mercado na Desenvix Energias Renováveis S/A desde 2013, cargo que ocupou até junho de 2015. O Sr. Marcos 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.

Natasha Gaertner Lewin - 107.821.137-02

A Sra. Natasha é graduada em Engenharia Civil pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e possui mestrado em Economia pela FGV/Rio. Ingressou no grupo Statkraft em janeiro de 2019, ocupando o cargo de Head de Middle Office. Em maio de 2016, a Sra. Natasha ingressou como Especialista de Riscos na Neoenergia e posteriormente atuou como Gerente de Riscos Corporativos até dezembro de 2018. De 2007 a 2016 atuou como Analista Financeira na área de Gestão de Riscos da mineradora Vale nos escritórios do RJ e da Suíça. A Sra. Natasha 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-a ou inabilitando-a para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Paulo Andres Villacorte Guimaro Siqueira - 730.697.791-15

Possui experiência de 10 anos com análise e gestão de carteiras de crédito privado, tendo exercido cargo de Coordenador de Risco de Financiamento de Projetos no Banco Santander. Com MBA em finanças no Ibmec, possui graduação em Ciências Econômicas na Universidade de Brasília. Atualmente atua na área de Governança Corporativa da FUNCEF (R\$ 12 bilhões). A Sr. Paulo 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.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Liandra Pellegrini Lancellotte Pinto - 129.321.178-82 N/A	
Patricia Cândido Pinto Silva - 082.308.237-74 N/A	
Fabiola Sena Vieira - 910.389.879-20 N/A	
Leoze Lobo Maia Junior - 019.815.749-56 N/A	
Vito Joseph Mandilovich - 010.542.458-78 N/A	
Paula Abrantes Suanno - 000.000.000-00 N/A	
Thiago Maciel Tomazzoli - 062.829.149-30 N/A	
Fernando De Lapuerta Montoya - 061.330.627-97 N/A	
Laurent Gonzalo - 063.427.187-33 N/A	
Kjersti Ronningen - 000.000.000-00 N/A	
Tron Engebretsen - 000.000.000-00 N/A	
Simen Braein - 063.292.317-29 N/A	
Austin Laine Powell - 946.522.287-91 N/A	
Antonio Augusto de Miranda e Souza - 641.734.106-20 N/A	

Vicente Celso Orru de Azevedo - 185.737.111-91

N/A

Delvio Joaquim Lopes de Brito - 494.037.376-20

N/A

Emanuela Roggia - 003.457.880-36

N/A

Marcos Bett Pagani - 065.558.009-33

N/A

Natasha Gaertner Lewin - 107.821.137-02

N/A

Paulo Andres Villacorte Guimaro Siqueira - 730.697.791-15

N/A

12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
Tron Engebretsen	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)		15/04/2020	1 ano
000.000.000-00	Comitê de Investimentos	Engenheiro		15/04/2020	4	0%
Nenhum						
Andrei Angelo Busanello	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)		15/04/2020	1 ano
000.000.000-00	Comitê de Recursos Humanos e Remuneração	Economista		15/04/2020	4	0%
Nenhum						
Austin Iaine Powell	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)		15/04/2020	1 ano
000.000.000-00	Comitê de Investimentos	Engenheiro		15/04/2020	4	0%
Membro efetivo do Conselho de Administração						
Gabriel Morum	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)		15/04/2020	1 ano
000.000.000-00	Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças			15/04/2020	1	0%
Membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia.						
Kjersti Roenningen	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)		15/04/2020	1 ano
000.000.000-00	Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças	Administradora		15/04/2020	3	0%
Membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia.						
Jan Erik Felle	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)		15/04/2020	1 ano
000.000.000-00	Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças	Contador		15/04/2020	0	0%
N/A						
Mariana Pontes	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)		15/04/2020	1 ano
000.000.000-00	Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças			15/04/2020	1	0%
Membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia.						
Mariana Pontes	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)		15/04/2020	1 ano
000.000.000-00	Comitê de Recursos Humanos e Remuneração			15/04/2020	1	0%

12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês

Nome	Tipo comitê	Tipo de Auditoria	Cargo ocupado	Data de nascimento	Data posse	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Profissão	Descrição outros cargos ocupados	Data eleição	Número de Mandatos Consecutivos	Percentual de participação nas reuniões

Outros cargos/funções exercidas no emissor

Mariana Pontes 000.000.000-00	Outros Comitês Comitê de Investimentos		Membro do Comitê (Efetivo)	15/04/2020	1	1 ano 0%
Merve Ergün 000.000.000-00	Outros Comitês Comitê de Recursos Humanos e Remuneração	Administradora	Membro do Comitê (Efetivo)	15/04/2020	2	1 ano 0%
Roxana Eyzaguirre 000.000.000-00	Outros Comitês Comitê de Recursos Humanos		Membro do Comitê (Suplente)	15/04/2020	1	1 ano 0%
Simen Braein 063.292.317-29	Outros Comitês Comitê de Investimentos	Cientista Político	Membro do Comitê (Suplente)	12/11/1972 15/04/2020	1	1 ano 0%

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

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 portfólio 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.

Andrei Angelo Busanello - 000.000.000-00

Austin Iaine Powell - 000.000.000-00

Gabriel Morum - 000.000.000-00

Kjersti Roenningen - 000.000.000-00

Jan Erik Felle - 000.000.000-00

Mariana Pontes - 000.000.000-00

Mariana Pontes - 000.000.000-00

Mariana Pontes - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

Roxana Eyzaguirre - 000.000.000-00

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.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
--------------------	-------------------------

Tron Engebretsen - 000.000.000-00	
-----------------------------------	--

N/A	
-----	--

Andrei Angelo Busanello - 000.000.000-00	
--	--

Austin Iaine Powell - 000.000.000-00	
--------------------------------------	--

Gabriel Morum - 000.000.000-00	
--------------------------------	--

Kjersti Roenningen - 000.000.000-00	
-------------------------------------	--

Jan Erik Felle - 000.000.000-00	
---------------------------------	--

Mariana Pontes - 000.000.000-00	
---------------------------------	--

Mariana Pontes - 000.000.000-00	
---------------------------------	--

Mariana Pontes - 000.000.000-00	
---------------------------------	--

Merve Ergün - 000.000.000-00	
------------------------------	--

Roxana Eyzaguirre - 000.000.000-00	
------------------------------------	--

Simen Braein - 063.292.317-29

12. Assembléia e administração / 12.9 - Relações familiares

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. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**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. Assembléia e administração / 12.11 - Acordos /Seguros de 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 01-10-9191662, que possui a Statkraft Energias Renováveis S.A. como tomadora, com vigência até as vinte e quatro horas do dia 31 de dezembro de 2019.

O limite máximo de garantia de R\$ 50.141 mil.

O presente seguro garante o pagamento dos **Prejuízos Financeiros** decorrentes de **Reclamações** cobertas feitas contra os Segurados em virtude de **Atos Danosos** pelos quais se busque sua responsabilização.

Dentre as coberturas destaca-se:

- 1) **Indenização ao Segurado:** observadas as condições previstas na apólice, a seguradora pagará ao segurado, os prejuízos financeiros resultantes ou decorrentes de Reclamação feita durante o período de vigência do seguro ou extensão do período de apresentação da reclamação, quando aplicável, com base em ato danoso.
- 2) **Reembolso ao Tomador:** observadas as condições previstas na apólice, a Seguradora reembolsará ao Tomador nos casos em que este houver previamente indenizado aos Segurados, os Prejuízos Financeiros de cada Segurado resultantes ou decorrentes da Reclamação feita contra o Segurado durante o Período de Vigência do Seguro ou Extensão do Período de Apresentação de Reclamação, quando aplicável, com base em Ato Danoso.

12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm

12.12. 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. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

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 Companhia é administrada por, no mínimo, 02 (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 com as seguintes denominações: 1 (um) Diretor de Recursos Humanos; 1 (um) Diretor Jurídico; 1 (um) Diretor de Operação e Manutenção; 1 (um) Diretor de Desenvolvimento e Novos Negócios; 1 (um) Diretor de Gestão de Ativos e 1 (um) Diretor de Assuntos Regulatórios, nos termos do Regimento Interno aprovado pelo Conselho de Administração. 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 2019 a Diretoria Estatutária da companhia era composta por um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro e Relações com Investidores e 06 diretores.

Ao final de 2019 a Companhia adotava política de remuneração variável de acordo com os padrões do Grupo Statkraft, tendo esta sido validada pelo Comitê de RH e Conselho de Administração. A política aplicável à diretoria não se diferencia daquela aplicada aos demais empregados da Companhia.

▪ 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

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

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:

- **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:

Conforme disposto no Acordo de Acionistas da Companhia, os membros do Conselho de Administração e Conselho Fiscal indicados pela controladora Statkraft não 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.

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

Não possuímos atualmente remuneração com as características acima descritas.

h) Práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria, indicando:

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração**i. Os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam.**

De acordo com o artigo 11, parágrafo único, item X, do Estatuto Social, compete à Assembleia Geral de Acionistas fixar a remuneração global dos Conselheiros Estatutários, Conselho de Administração e Conselho Fiscal.

A fim de garantir o patrimônio interno, a porcentagem proposta para ajustes salariais será definida de acordo com o ajuste salarial dos empregados como resultado das negociações sindicais.

Como referência para fins orçamentários, a porcentagem proposta considera o mínimo de 3,5% até o máximo de 5%, o que será a mesma estratégia adotada para negociações sindicais para outros funcionários.

ii. Critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual, indicando se há a utilização de estudos para verificação das práticas de mercado, e, em caso positivo, os critérios de comparação e a abrangências desses estudos.

N/A

iii. Com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor.

A matéria referente à remuneração dos administradores é levada anualmente à apreciação do Conselho de Administração, em etapa anterior à convocação da AGO.

13. Remuneração dos administradores / 13.2 - Remuneração total por órgão**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2019 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	5,00	8,00	3,00	16,00
Nº de membros remunerados	2,00	8,00	1,00	11,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	317.544,00	4.656.765,95	39.992,51	5.014.302,46
Benefícios direto e indireto	0,00	846.076,56	0,00	846.076,56
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	63.508,80	1.141.397,03	7.998,51	1.212.904,34
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	697.054,02	0,00	697.054,02
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	381.052,80	7.341.293,56	47.991,02	7.770.337,38

13. Remuneração dos administradores / 13.2 - Remuneração total por órgão

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2018 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	5,00	7,00	3,00	15,00
Nº de membros remunerados	2,00	7,00	1,00	10,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	313.581,04	4.023.590,80	64.611,84	4.401.783,68
Benefícios direto e indireto	0,00	761.975,97	0,00	761.975,97
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	62.716,21	1.029.537,83	12.922,37	1.105.176,41
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	580.141,44	0,00	580.141,44
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	376.297,25	6.395.246,04	77.534,21	6.849.077,50

13. Remuneração dos administradores / 13.2 - Remuneração total por órgão**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2017 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	4,58	6,42	3,00	14,00
Nº de membros remunerados	1,50	6,42	1,00	8,92
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	226.980,16	3.667.430,93	79.219,53	3.973.630,62
Benefícios direto e indireto	0,00	1.270.988,94	0,00	1.270.988,94
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	45.395,14	936.244,81	15.843,87	997.483,82
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	549.896,62	0,00	549.896,62
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	272.375,30	6.424.561,30	95.063,40	6.792.000,00

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável**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. Nos anos de 2017 a 2019, distribuímos aos nossos diretores um bônus, nos valores demonstrados abaixo, como forma de reconhecimento pela boa condução dos negócios sociais.

2019 (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros (1)	2,00	8,00	1,00	11,00
Bônus	-	697.054,02	-	697.054,02
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	-	697.054,02	-	697.054,02
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.

2018 (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros (1)	2,00	7,00	1,00	10,00
Bônus	-	580.141,44	-	580.141,44
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	-	580.141,44	-	580.141,44
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.

2017 (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros (1)	4,58	6,42	3,00	14,00
Bônus	-	549.896,62	-	549.896,62
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	-	549.896,62	-	549.896,62
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

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

(1) O número de membros de cada órgão corresponde à média anual do número de membros de cada órgão apurado mensalmente.

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

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 receberam a indicação N/A (Não Aplicável).

13. Remuneração dos administradores / 13.5 - Remuneração baseada em ações

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:

Não possuímos qualquer plano de remuneração baseado em Ações. Por esta razão, todos os itens da tabela receberam a indicação N/A (Não Aplicável).

13. Remuneração dos administradores / 13.6 - Opções em aberto

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. Remuneração dos administradores / 13.7 - Opções exercidas e ações entregues

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. Remuneração dos administradores / 13.8 - Precificação das ações/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. Remuneração dos administradores / 13.9 - Participações detidas 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. Remuneração dos administradores / 13.10 - Planos de previdência

13.10. Em relação aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornecer detalhamento:

	Diretoria Estatutária 31/12/2019
de membros	8
de membros remunerados	8
nome do plano	BRADESCO PREVIDENCIA
quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	-
condições para se aposentar antecipadamente	N/A
valor atualizado das contribuições acumuladas no plano previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	256.033,08
valor total acumulado das contribuições durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas pelos administradores	256.033,08

	Diretoria Estatutária 31/12/2018
de membros	7
de membros remunerados	7
nome do plano	BRADESCO PREVIDENCIA
quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	-
condições para se aposentar antecipadamente	N/A
valor atualizado das contribuições acumuladas no plano previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	243.521,49
valor total acumulado das contribuições durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas pelos administradores	243.521,49

	Diretoria Estatutária 31/12/2017
de membros	6
de membros remunerados	6
nome do plano	BRADESCO PREVIDENCIA
quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	-
condições para se aposentar antecipadamente	N/A
valor atualizado das contribuições acumuladas no plano previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	95.502,41

13. Remuneração dos administradores / 13.10 - Planos de previdência

Valor total acumulado das contribuições durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas pelos administradores	95.502,41
---	-----------

O benefício de plano de previdência dá-se apenas aos membros de da Diretoria Estatutária, não sendo aplicado aos membros do Conselho Fiscal e Administração.

13. Remuneração dos administradores / 13.11 - Remuneração máx, mín e média**Valores anuais**

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Nº de membros	8,00	7,00	6,42	5,00	5,00	4,58	3,00	3,00	3,00
Nº de membros remunerados	7,25	7,00	6,42	2,00	2,00	1,50	1,00	1,00	1,00
Valor da maior remuneração	1.036.999,29	939.518,55	779.467,57	158.772,00	156.790,52	114.484,11	39.992,51	37.380,40	56.017,25
Valor da menor remuneração	606.342,16	565.212,14	494.880,00	158.772,00	156.790,52	36.646,65	39.992,51	26.731,44	23.202,28
Valor médio da remuneração	821.670,73	701.800,12	622.020,46	158.772,00	156.790,52	75.660,05	39.992,51	32.055,92	39.609,77

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2019	Valor da maior e menor remuneração: considera a exclusão de Diretor que não exerceu o cargo por 12 meses ao longo do ano de 2019. Valor médio da remuneração: considera a exclusão de Diretores que exerceram o cargo por menos de 12 meses ao longo do ano de 2019. O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 6,0.
31/12/2017	Valor da maior e menor remuneração: considera a exclusão de Diretor que não exerceu o cargo por 12 meses ao longo do ano de 2017. Valor médio da remuneração: considera a exclusão de Diretores que exerceram o cargo por menos de 12 meses ao longo do ano de 2017. O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 4,0.

Conselho de Administração	
31/12/2019	Valor da menor Remuneração: considera a remuneração de conselheiro que renunciou à remuneração durante 12 meses do ano. 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 2019.
31/12/2017	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 2017.

Conselho Fiscal	
31/12/2019	Valor da menor Remuneração: considera a remuneração de conselheiro que renunciou à remuneração durante 12 meses do ano. Valor médio da remuneração: O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 1, representando apenas os conselheiros que foram remunerados ao longo dos 12 meses de 2019.
31/12/2017	Valor da menor Remuneração: considera a remuneração de conselheiro que renunciou à remuneração durante 12 meses do ano. Valor médio da remuneração: O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 1, representando apenas os conselheiros que foram remunerados ao longo dos 12 meses de 2017.

13. Remuneração dos administradores / 13.12 - Mecanismos remuneração/indenização

13.12. Descrever 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, indicando quais as consequências financeiras para o emissor:

Não possuímos arranjos contratuais, apólices de seguro ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou aposentadoria.

13. Remuneração dos administradores / 13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.

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/19	dez/18	dez/17
Diretoria Estatutária	0	0	0
Conselho de Administração	0	0	0
Conselho Fiscal	0	0	0

13. Remuneração dos administradores / 13.14 - Remuneração - outras funções

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/19	dez/18	dez/17
Diretoria Estatutária	0	0	0
Conselho de Administração	0	0	0
Conselho Fiscal	0	0	0
Total	0	0	0

13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada

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 títulos tais valores foram atribuídos a tais indivíduos:

Não possuímos valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedade sob controle comum e de controladas, como remuneração de membros do conselho de administração, do conselho fiscal e da diretoria estatutária.

13. Remuneração dos administradores / 13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração**13.16. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes:**

Para o período compreendido entre 1 de maio de 2020 até 30 de abril de 2021, prazo estimado entre as AGOs, o montante global da remuneração dos administradores, compreendendo o Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretores Estatutários (excluído Programa de Bônus), é de R\$ 9.267.875,93, com base no ajuste máximo de 5%. Os valores totais incluem as contribuições propostas para o INSS pago pelo empregador e reconhecidas no resultado, pagamento do 13º salário em dezembro.

Maio 2020 a abril 2021 Previsto (3) (R\$)	Conselho De Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros (1)	2	8	1	11,00
Remuneração Fixa Anual (R\$)	-	-	-	-
- Salário / Pró-labore	334.098,63	6.338.867,24	61.585,15	6.734.551,01
- Benefícios diretos e indiretos	-	1.060.027,16	-	1.060.027,16
- Participação em Comitês	-	-	-	-
- Outros (2)	66.819,73	1.394.161,00	12.317,03	1.473.297,76
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	400.918,35	8.793.055,40	73.902,18	9.267.875,93

(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. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos**14.1. Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações:**

a) Número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica):

Em 22 de junho de 2020 possuíamos um quadro de 172 colaboradores diretos (08 Diretores Estatutários e 164 CLTs). A tabela a seguir apresenta a área de trabalho de nossos empregados:

Data base da tabela: 22.06.2020

Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Contabilidade e Finanças	32
Desenvolvimento de Negócios	13
Administrativo / Recursos Humanos	13
Gestão de Ativos	15
Jurídico e Compliance	07
Operação e Manutenção	86
Regulatório	04
Administração	02
TOTAL	172

b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Data base da tabela: 31.12.2016

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Santa Catarina	Asseio	03
Santa Catarina	Suporte de TI	03
Santa Catarina	Gestão de Ativos	01
Santa Catarina	Compras e Processos	01
Santa Catarina	Administrativo	01
TOTAL		09

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

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos

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

	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014
Índice de Rotatividade	28,6%	51,56%	2,46%

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:

$$\text{Índice de Rotatividade} = \{[(\text{Admitidos} + \text{Demitidos})/2] / [(\text{Quadro Inicial})]\}$$

14. Recursos humanos / 14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos

14.2. Alterações relevantes – recursos humanos:

Verifica-se no item “14.1” uma substancial alteração no número de colaboradores da Companhia em 2015. Este aumento reflete o plano de integração entre as estruturas operacionais no Brasil.

14. Recursos humanos / 14.3 - Política remuneração dos empregados

14.3. Políticas de remuneração dos empregados da Companhia, informando:

a) política de salários e remuneração variável
<p>A política de remuneração de nossos empregados está em linha com as práticas de mercado. O plano de remuneração variável tem como base metas anuais acordadas entre a empresa e o empregado, bem como política de cargos e salários. 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.</p> <p>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.</p>
b) política de benefícios
<p>Nosso pacote de benefícios envolve atualmente (i) assistência médica, inclusive para dependentes; (ii) vale refeição; (iii) vale transporte; (iv) seguro de vida; (v) previdência privada e (vi) participação nos lucros e resultados. Tais benefícios são concedidos a todos os nossos empregados a partir do momento da admissão.</p>
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.
<p>Não possuímos atualmente um plano de remuneração baseado em Ações para os nossos funcionários.</p>

14. Recursos humanos / 14.4 - Relações emissor / 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. Recursos humanos / 14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos

14.5. Outras informações relevantes:

As informações consideradas relevantes pela Companhia foram divulgadas nos itens anteriores.

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 de pessoa		CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
Fundação dos Economizários Federais - FUNCEF					
00.436.923/0001-90	Brasileira	Sim	Sim	14/12/2018	
40.818.093	18,693	0	0,000	40.818.093	18,693
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
Statkraft Investimentos Ltda					
16.660.530/0001-04	sim-SC	Sim	Sim	14/12/2018	
177.552.601	81,307	0	0,000	177.552.601	81,307
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
TOTAL					

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 de pessoa		CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
218.370.694	100,000	0	0,000	218.370.694	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Statkraft Investimentos Ltda				16.660.530/0001-04		
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
Statkraft Brasil AS						
	Norueguesa	Não	Não	18/06/2014		
829.291.061	100,000	0	0,000	829.291.061	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
829.291.061	100,000	0	0,000	829.291.061	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Statkraft Brasil AS						
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
Statkraft IH Invest AS						
	Norueguesa	Não	Não	06/06/2014		
18.381.180	100,000	0	0,000	18.381.180	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
18.381.180	100,000	0	0,000	18.381.180	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Statkraft IH Invest AS						
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
Statkraft AS						
	Norueguesa	Não	Sim	27/09/2017		
62.707.708	100,000	0	0,000	62.707.708	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
62.707.708	100,000	0	0,000	62.707.708	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Statkraft AS						
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
Reino da Noruega						
	Norueguesa	Não	Sim	06/06/2014		
100.000	100,000	0	0,000	100.000	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
100.000	100,000	0	0,000	100.000	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 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 de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Reino da Noruega						
OUTROS						
100.000	100,000	0	0,000	100.000	100,000	
TOTAL						
100.000	100,000	0	0,000	100.000	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	14/12/2018
Quantidade acionistas pessoa física	0
Quantidade acionistas pessoa jurídica	2
Quantidade investidores institucionais	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	0	0,000%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	0	0,000%

15. Controle e grupo econômico / 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. Controle e grupo econômico / 15.5 - Acordo de Acionistas

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
<p>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.</p> <p>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.</p>
c) prazo de vigência
<p>Nosso acordo de acionistas entrou em vigor em 08 de março de 2012, podendo ser 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.</p>
d) exercício do direito de voto, do poder de controle
<p>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.</p>
e) indicação de Administradores, membros de comitês estatutários ou de pessoas que assumam posições gerenciais
<p>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.</p>
f) transferência de Ações e preferência para adquiri-las
<p>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</p>

15. Controle e grupo econômico / 15.5 - Acordo de Acionistas

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 e de outros órgãos de fiscalização e controle

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 Prévvia (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

15. Controle e grupo econômico / 15.5 - Acordo de Acionistas

Operação com Partes Relacionadas ou (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 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. Controle e grupo econômico / 15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm**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. Controle e grupo econômico / 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. Controle e grupo econômico / 15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico

15.8. Outras informações relevantes:

Todas as informações consideradas relevantes foram apresentadas nos itens acima.

16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.

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. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Statkraft Investimentos Ltda	02/08/2017	54.136.000,00	54136000,00	N/A	N/A	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Acionistas						
Objeto contrato	Mútuo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Água Quente Ltda.	30/09/2012	392.141,03	44421000,00	N/A	Indeterminado	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Sócio						
Objeto contrato	Mútuo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Contrato de mútuo / impairment reconhecido.						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							

16. Transações partes relacionadas / 16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade

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. Transações partes relacionadas / 16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas

16.4. Outras informações relevantes sobre partes relacionadas:

Todas as informações consideradas relevantes já foram apresentadas nos itens acima.

17. Capital social / 17.1 - Informações - Capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
Tipo de capital	Capital Integralizado				
14/12/2018	1.131.910.000,00		218.370.694	0	218.370.694

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão	Tipo de aumento	Ordinárias	Preferenciais	Total ações	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. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão	Tipo de aumento	Ordinárias	Preferenciais	Total ações	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.								
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.								

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão	Tipo de aumento	Ordinárias	Preferenciais	Total ações	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
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.								
14/12/2018	AGE	14/12/2018	420,000,000.00	Subscrição particular	75,023,470	0	75,023,470	52.33688337	5.61	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		Fixado com base no valor do patrimônio líquido registrado nas Demonstrações Financeiras da Companhia de setembro de 2018, nos termos do artigo 170, parágrafo 1º, II da Lei das S.A.								
Forma de integralização		Em moeda corrente nacional.								

17. Capital social / 17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não foram realizados grupamento de ações nos últimos 03 exercícios sociais.

17. Capital social / 17.4 - Redução do capital social

Data de deliberação	Data redução	Valor total redução	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações	Redução / Capital anterior	Valor restituído por ação
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.					
15/12/2017	15/12/2017	168,947,847.94	0	0	0	0.00000000	0.00
Forma de restituição		Compensação de prejuízos acumulados.					
Razão para redução		Compensação de prejuízos acumulados.					

17. Capital social / 17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social

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. Valores mobiliários / 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, integrarem 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. Valores mobiliários / 18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto

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 resolutive, 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. Valores mobiliários / 18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos

18.3. Exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto:

Não aplicável.

18. Valores mobiliários / 18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários

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. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Identificação do valor mobiliário	3ª Emissão de Debêntures- CÓDIGO ISIN: BRSTKFDBS023
Data de emissão	20/12/2018
Data de vencimento	20/12/2023
Quantidade	230.000
Valor total	230.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	230.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Resgate Antecipado Facultativo Total. A Companhia poderá, a seu exclusivo critério, realizar, a qualquer tempo a partir, inclusive, do 12º (decimo segundo) mês contado da Data de Emissão, e com aviso prévio aos Debenturistas (por meio de publicação de anúncio nos termos da Cláusula 7.28 abaixo ou de comunicação individual a todos os Debenturistas, com cópia ao Agente Fiduciário), ao Agente Fiduciário, ao Escriturador, ao Banco Liquidante e à B3, de, no mínimo, 5 (cinco) Dias Úteis da data do evento, o resgate antecipado da totalidade (sendo vedado o resgate parcial) das Debêntures, com o consequente cancelamento de tais Debêntures, mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Primeira Data de Integralização ou a data de pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, acrescido de prêmio, incidente sobre o valor do resgate antecipado descrito acima (observado que, caso o resgate antecipado facultativo aconteça em qualquer data de pagamento da Remuneração, deverá ser desconsiderada a Remuneração devida até tal data), correspondente a 0,20% (vinte centésimos por cento) ao ano, calculado de acordo com a seguinte fórmula: Prêmio = 0,20% x (DU)/252 x VR.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não aplicável.
<hr/>	
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	100.000
Valor total	100.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	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. 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.
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.
<hr/>	
Identificação do valor mobiliário	2º Emissão de Debêntures Simples
Data de emissão	26/05/2014
Data de vencimento	26/05/2019
Quantidade	45
Valor total	45.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	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
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.
<hr/>	

18. Valores mobiliários / 18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	0	1	0

18. Valores mobiliários / 18.6 - Mercados de negociação no Brasil

18.6. Mercados brasileiros nos quais valores mobiliários da Companhia são admitidos à negociação:

Nossas Ações não são atualmente negociadas em mercados regulados.

18. Valores mobiliários / 18.7 - Negociação em mercados estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não possuímos valores mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros.

18. Valores mobiliários / 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. Valores mobiliários / 18.9 - Ofertas públicas de distribuição

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. Valores mobiliários / 18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas

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. Valores mobiliários / 18.11 - Ofertas públicas de aquisição

18.11. Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros:

Não aplicável.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

18.12. Outras informações relevantes:

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.1 - Descrição - planos de recompra

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não possuímos um plano de recompra.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não possuímos valores mobiliários em tesouraria.

20. Política de negociação / 20.1 - Descrição - Pol. Negociação

Data aprovação 23/04/2015

Órgão responsável pela aprovação Acionistas

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

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. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

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. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

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. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

(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 justificação 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. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

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. Política de divulgação / 21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos

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. Política de divulgação / 21.2 - Descrição - Pol. Divulgação

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. Política de divulgação / 21.3 - Responsáveis pela política

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. Política de divulgação / 21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação

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.