

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
1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores	4

2. Auditores independentes

2.1 / 2 - Identificação e remuneração	5
2.3 - Outras inf. relev. - Auditores	7

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações financeiras	8
3.2 - Medições não contábeis	9
3.3 - Eventos subsequentes às DFs	10
3.4 - Política destinação de resultados	11
3.5 - Distribuição de dividendos	15
3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas	16
3.7 - Nível de endividamento	17
3.8 - Obrigações	18
3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras	19

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição - Fatores de Risco	20
4.2 - Descrição - Riscos de Mercado	37
4.3 - Processos não sigilosos relevantes	38
4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest	41
4.5 - Processos sigilosos relevantes	42
4.6 - Processos repetitivos ou conexos	43
4.7 - Outras contingências relevantes	44
4.8 - Regras-país origem/país custodiante	45

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	46
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	52
5.3 - Descrição - Controles Internos	55

Índice

5.4 - Programa de Integridade	58
5.5 - Alterações significativas	62
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	63
6. Histórico do emissor	
6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM	64
6.3 - Breve histórico	65
6.5 - Pedido de falência ou de recuperação	67
6.6 - Outras inf. relev. - Histórico	68
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas	72
7.1.a - Infos. de sociedade de economia mista	94
7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais	95
7.3 - Produção/comercialização/mercados	97
7.4 - Principais clientes	103
7.5 - Efeitos da regulação estatal	104
7.6 - Receitas relevantes no exterior	112
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira	113
7.8 - Políticas socioambientais	114
7.9 - Outras inf. relev. - Atividades	115
8. Negócios extraordinários	
8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante	162
8.2 - Alterações na condução de negócios	163
8.3 - Contratos relevantes	164
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	165
9. Ativos relevantes	
9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante	166
9.1.a - Ativos imobilizados	167
9.1.b - Ativos Intangíveis	168
9.1.c - Participação em sociedades	169
9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.	179
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	180

Índice

10.2 - Resultado operacional e financeiro	222
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	224
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	226
10.5 - Políticas contábeis críticas	227
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	234
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	235
10.8 - Plano de Negócios	236
10.9 - Outros fatores com influência relevante	238
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	239
11.2 - Acompanhamento das projeções	240
12. Assembléia e administração	
12.1 - Estrutura administrativa	241
12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias	247
12.3 - Regras, políticas e práticas do CA	250
12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos	252
12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF	253
12.7/8 - Composição dos comitês	261
12.9 - Relações familiares	266
12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle	267
12.11 - Acordos /Seguros de administradores	268
12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm	269
13. Remuneração dos administradores	
13.1 - Política/prática de remuneração	270
13.2 - Remuneração total por órgão	273
13.3 - Remuneração variável	276
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações	279
13.5 - Remuneração baseada em ações	280
13.6 - Opções em aberto	281
13.7 - Opções exercidas e ações entregues	282
13.8 - Precificação das ações/opções	283

Índice

13.9 - Participações detidas por órgão	284
13.10 - Planos de previdência	285
13.11 - Remuneração máx, mín e média	287
13.12 - Mecanismos remuneração/indenização	289
13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.	290
13.14 - Remuneração - outras funções	291
13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada	292
13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração	293
14. Recursos humanos	
14.1 - Descrição dos recursos humanos	294
14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos	297
14.3 - Política remuneração dos empregados	298
14.4 - Relações emissor / sindicatos	299
14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos	300
15. Controle e grupo econômico	
15.1 / 2 - Posição acionária	301
15.3 - Distribuição de capital	308
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	309
15.5 - Acordo de Acionistas	310
15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm	314
15.7 - Principais operações societárias	315
15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico	316
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.	317
16.2 - Transações com partes relacionadas	320
16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade	326
16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas	327
17. Capital social	
17.1 - Informações - Capital social	328
17.2 - Aumentos do capital social	329
17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação	333
17.4 - Redução do capital social	334

Índice

17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social	335
18. Valores mobiliários	
18.1 - Direitos das ações	336
18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto	337
18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos	338
18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários	339
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	340
18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários	341
18.6 - Mercados de negociação no Brasil	342
18.7 - Negociação em mercados estrangeiros	343
18.8 - Títulos emitidos no exterior	344
18.9 - Ofertas públicas de distribuição	345
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas	346
18.11 - Ofertas públicas de aquisição	347
18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários	348
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.1 - Descrição - planos de recompra	349
19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria	350
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	351
20. Política de negociação	
20.1 - Descrição - Pol. Negociação	352
20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação	353
21. Política de divulgação	
21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos	359
21.2 - Descrição - Pol. Divulgação	360
21.3 - Responsáveis pela política	362
21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação	363

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 do Diretor Presidente

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 artigos 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 do Diretor de Relações com Investidores**

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 artigos 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 / 1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores

1.3 Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores

O ano de 2021 foi marcado por desafios globais, como a continuidade da pandemia do coronavírus e os desastres ambientais, em um cenário econômico de muitas incertezas e instabilidades. Através da análise dos indicadores sociais, ambientais e econômicos mais recentes, garantir a sustentabilidade é um tema fundamental para todos nós e precisamos agir em conjunto para implementar ações efetivas que transformem a realidade. No Brasil, possuímos uma matriz energética 100% renovável e continuamos investindo na expansão da geração de energia pura através de novos projetos. Almejamos trabalhar de forma a criar valor compartilhado nas comunidades onde atuamos. Cada vez mais, queremos ser uma empresa protagonista na mitigação das emissões de gases de efeito estufa, atuando na conservação e preservação da biodiversidade nas regiões onde atuamos, e a transição energética para uma matriz renovável exerce um forte impacto positivo nesse cenário, sendo considerado nosso propósito maior. Um destaque relevante é que estamos adequando nossa estrutura organizacional através da priorização de uma agenda de Sustentabilidade com a criação de uma nova diretoria de ESG & Comunicação. O intuito é elevar a cultura da empresa, garantindo *compliance* com os UNGPs – *United Nations Guiding Principles on Business and Human Rights* e diretrizes corporativas de gestão em Direitos Humanos, focando na integração de critérios ESG em todas as áreas de negócios, aprimorando ainda mais o tema em processos de tomada de decisões para alcançar objetivos e metas que fazem parte da estratégia corporativa da Statkraft Brasil. Direitos Humanos, diversidade e inclusão são pautas importantes. Nossa estratégia caminha em direção a um maior aprofundamento dos temas e definição de planos de ação. Somos uma empresa focada nas pessoas como nosso maior valor e estimulamos a diversidade e inclusão como força impulsionadora de inovação.

O nosso propósito é prover energia pura e acreditamos que atuar de forma consciente e sustentável é um fator determinante para a prosperidade da Companhia, bem como do planeta e das pessoas.

2. Auditores independentes / 2.1 / 2 - Identificação e remuneração

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
Data Início	01/07/2017
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2020 e Revisão das Informações Financeiras Intermediárias referentes aos trimestres a findarem-se em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2020.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	R\$ 1.069.652,48
Justificativa da substituição	Não houve.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não há.

Nome responsável técnico		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

Possui auditor?	SIM
Código CVM	287-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	PRICEWATERHOUSE COOPERS AUDITORES INDEPENDENTES LTDA
CPF/CNPJ	61.562.112/0024-17
Data Início	01/01/2022
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2022 e Revisão das Informações Financeiras Intermediárias referentes aos trimestres a findarem-se em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2022.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	R\$912.300,00
Justificativa da substituição	Com a determinação a respeito da rotação a cada 5 (cinco) anos, conforme Instrução CVM 308/1999, a alteração obrigatória aconteceria no decorrer do ano de 2022 e, a fim de manter apenas uma única auditoria independente durante o ano de 2022, a Administração da Companhia optou por antecipar a alteração do auditor independente, a qual foi realizada no início do exercício de 2022.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não há.

Nome responsável técnico		CPF	Endereço
Leandro Camilo	01/01/2022	174.820.538-24	

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

2.3 Outras Informações Relevantes

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 (31/12/2021)	Exercício social (31/12/2020)	Exercício social (31/12/2019)
Patrimônio Líquido	2.067.838.000,00	1.321.102.000,00	1.277.856.000,00
Ativo Total	3.442.551.000,00	2.347.792.000,00	2.203.515.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	565.054.000,00	477.180.000,00	438.070.000,00
Resultado Bruto	359.224.000,00	238.873.000,00	219.228.000,00
Resultado Líquido	183.619.000,00	59.504.000,00	45.236.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria Unidade	352.823.928	218.370.694	218.370.694
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	5,860821	6,049814	5,851774
Resultado Básico por Ação	0,608620	0,272490	0,207150

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis**3.2 Medições Não Contábeis**

Cálculo do LAJIDA / EBITDA Consolidado (R\$ mil)	Em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
Lucro (prejuízo) líquido do período	183.619	59.504	45.236
(+) Tributos sobre o lucro (IR/CSLL)	27.799	14.130	28.159
(+) Despesas financeiras líquidas	27.308	56.157	39.559
(+) Depreciação e Amortização	108.138	106.129	116.421
(+) Operação descontinuada	178	181	-276
EBITDA – Instrução CVM nº 527	347.042	236.101	229.099
Receita Líquida	565.054	477.180	438.070
Margem EBITDA	61,40%	49,50%	52,30%

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 2021, 2020 e 2019 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 e Demonstrações Financeiras

Aporte de capital

Em 15 de dezembro de 2021, foi aprovado através de AGE a subscrição de 45.290.658 ações, onde 36.824.878 foram subscritas pela acionista Statkraft Investimentos e 8.465.780 pela acionista FUNCEF. A integralização ocorreu em 14 de janeiro de 2022, no montante de R\$ 260,0 milhões.

Em 11 de março de 2022, o aumento do capital autorizado da Companhia no montante de R\$ 688.740 foi aprovado via AGE. Foram subscritas 101.570.743 ações com cronograma de integralização a ser realizado no decorrer de 2022.

Construção de parques eólicos

A Companhia iniciou em janeiro de 2021 a construção do Complexo Eólico Ventos de Santa Eugenia o qual adicionará 518,7 MW a sua capacidade instalada de geração de energia. O início da operação está previsto para o mês de setembro 2022, sendo que os últimos aerogeradores entrarão em operação em junho 2023. Com previsão orçamentária de investimentos da ordem de R\$2,753 bilhões para a construção dos referidos parques eólicos, a Companhia, ao longo de 2020, celebrou junto ao BNB – Banco do Nordeste contratos de financiamento no montante de até R\$1,1 bilhão, no nível das investidas constituídas para esses projetos. Os contratos possuem carência de 3 anos com juros capitalizados e prazo para pagamento de 24 anos. O custo médio ponderado dessa captação é de 1,2531% a.a. adicionado ao IPCA. Até o momento já foi recebido um total de R\$648 milhões, com o restante a receber até janeiro de 2023.

Adicionalmente, em junho tem a previsão de iniciar a construção dos projetos Morro do Cruzeiro I e Morro do Cruzeiro II, que configuram como a ampliação em 79,8 MW de capacidade instalada do atual complexo eólico da Statkraft em operação, localizados no município de Brotas, estado da Bahia e entrada em operação prevista para fevereiro de 2024. Em março de 2022 foi celebrado junto ao BNB – Banco do Nordeste contratos de financiamento no montante de até R\$256,729 milhões, no nível das investidas constituídas para esses projetos, sendo o primeiro desembolso esperado para dezembro de 2022. Os contratos possuem carência de 3 anos e prazo total de 22 anos. O custo de captação compreende juros de 3,61% a.a. adicionados ao IPCA.

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

3.4 Política de Destinação de Resultados

Aspectos Gerais

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

Cumpra observar que nossa administração apresenta anualmente proposta sobre a destinação do lucro líquido remanescente após as seguintes deduções e provisões legais: (i) 5% para constituição de reserva legal, até; (ii) 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 31.12.2021

Nos termos dos artigos 31 e 32 do nosso Estatuto Social vigente no exercício social findo em 31 de dezembro de 2021 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 31.12.2020

Nos termos dos artigos 31 e 32 do nosso Estatuto Social vigente no exercício social findo em 31 de dezembro de 2020 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.

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

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 2019 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 31.12.2021

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.

Os acionistas reunidos em AGO realizada no dia 19 de abril de 2022, deliberaram pela retenção total dos dividendos tendo em vista as atividades de crescimento da Companhia.

Exercício Social findo 31.12.2020

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.

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

Os acionistas reunidos em AGO realizada no dia 20 de abril de 2021, deliberaram pela retenção total dos dividendos tendo em vista as atividades de crescimento da Companhia.

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. 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 31.12.2021

Nosso Estatuto Social vigente no exercício social a findo em 31 de dezembro de 2021 previa um dividendo mínimo obrigatório equivalente a 5% do lucro líquido.

Exercício Social Findo em 31.12.2020

Nosso Estatuto Social vigente no exercício social a findo em 31 de dezembro de 2020 previa um dividendo mínimo obrigatório equivalente a 5% do lucro líquido.

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.

d) Restrições à distribuição de dividendos

Exercício Social a Findo em 31.12.2021

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 31.12.2020

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

**3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados
Exercício Social a Findo em 31.12.2019**

Não possuímos restrições para o pagamento de dividendos além do mínimo obrigatório.

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 31/12/2022	Exercício social 31/12/2021	Exercício social 31/12/2020	Exercício social 31/12/2019
Lucro líquido ajustado		174.437.925,39	56.529.019,61	45.236.000,00
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)		5,000000	5,000000	0,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)		0,000000	0,000000	3,540011
Dividendo distribuído total		8.721.896,27	2.826.450,98	2.148.696,35
Lucro líquido retido		165.716.029,12	53.702.568,63	43.087.303,65
Data da aprovação da retenção			20/04/2021	15/04/2020

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório								
Ordinária			8.721.896,27		2.826.450,98		2.148.696,35	16/04/2020

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

Não houve, nos últimos 3 exercícios sociais, a destinação de dividendos originadas da reserva/retenção de lucros de exercícios anteriores.

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
31/12/2021	0,00	Outros índices	2,20000000	Endividamento líquido em 31 de dezembro de 2021, dividido pelo EBITDA do ano de 2021. Acreditamos que o índice de endividamento financeiro líquido sobre EBIDTA seja apropriado para a correta compreensão da situação financeira da Companhia, uma vez que proporciona uma medida dinâmica da alavancagem financeira da Companhia e de sua capacidade de pagar a dívida através de sua geração operacional de caixa. Adicionalmente, tal índice é utilizado como medida em obrigações (covenants) em contratos de financiamento.

3. Informações financ. selecionadas / 3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2021)							
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		0,00	204.000.000,00	51.000.000,00	0,00	255.000.000,00
Financiamento	Garantia Real		244.953.000,00	7.173.000,00	22.196.000,00	365.629.000,00	639.951.000,00
Títulos de dívida	Outras garantias ou privilégio	sem garantia	0,00	76.023.000,00	0,00	0,00	76.023.000,00
Total			244.953.000,00	287.196.000,00	73.196.000,00	365.629.000,00	970.974.000,00
Observação							

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

3.9 Outras Informações Relevantes – Informações Financeiras

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. Fatores de Risco

4.1 Descrição – Fatores de Risco

a) Ao emissor

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

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

Durante a implantação de novos projetos de investimento, podemos enfrentar diversos obstáculos, dentre os quais (i) falhas e/ou atrasos na aquisição de equipamentos ou serviços necessários; (ii) aumento dos custos inicialmente estimados; (iii) dificuldades na obtenção de licenças ambientais e governamentais necessárias; (iv) mudanças nas condições de mercado que tornem os projetos menos rentáveis do que o previsto inicialmente; (v) impossibilidade ou demora para adquirir terras a preços atrativos, ou o aumento do preço das terras; (vi) impossibilidade e demora de encontrar e adquirir terras que apresentem situação regular e em cumprimento com as leis imobiliárias brasileiras; (vii) incapacidade de desenvolver infraestrutura 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 atendido por projetos de geração de energia elétrica diversos daqueles previstos por nós, o que causará um efeito adverso relevante em nosso resultado.

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

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

Dependemos, em determinadas situações, da formação de parcerias estratégicas para a realização de investimentos, a exemplo da parceria que estabelecemos para a viabilização do CERAN. Tais parcerias tem por objetivo complementar conhecimentos específicos, agregar fonte de financiamento aos nossos empreendimentos, assim como viabilizar operacionalmente a implantação deles. 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.

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

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

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

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

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

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 viemos 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 preveem 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, futuramente algumas de nossas controladas poderão estar 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 poderemos estar sujeitas a restrições de pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio que podem comprometer nossa capacidade de distribuir dividendos para nossos acionistas no futuro. O item 10.1 "F" deste Formulário de Referência contém um detalhamento de todos os contratos financeiros celebrados por nós e nossas subsidiárias.

Na aquisição de terras para implantação de Usinas Hidrelétricas, Eólicas e/ou Solar, 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 energético junto à ANEEL.

Nos termos do Art. 20. da REN ANEEL 875/2020, o Despacho de Registro de Intenção à Outorga de Autorização (DRI) que será conferido exclusivamente ao primeiro interessado que protocolar, na ANEEL, os documentos listados no Anexo III da REN, em conformidade com o disposto no art. 17. 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

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

(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 energética poderá aumentar, o que poderá afetar nossa capacidade de implantação de nossa estratégia, acarretando um efeito adverso sobre nossos resultados e nossa condição financeira.

Somos proprietários de grande parte das áreas onde estão instalados nossos Empreendimentos em Operação, das quais somos atualmente titulares dos registros imobiliários de 90% dos imóveis, por meio de (i) escrituras públicas de desapropriação amigável; (ii) registros de mandados de desapropriações judiciais; (iii) registros de mandados judiciais de usucapião. Estamos em processo de regularização fundiária de 10 % das áreas das quais possuímos atualmente (iv) compromissos de venda e compra; (v) processo judicial de desapropriação ou usucapião em trâmite, a regularização das áreas faltantes se dará por meio registros de mandados judiciais de ações fundiárias em curso ou por escrituras públicas de desapropriação amigável, cumpridos os requisitos legais. 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 de fonte hídrica em Operação encontram-se alagados, corremos o risco de terceiros pleitearem por indenizações, tendo em vista ser o alagamento dessas áreas uma condição irreversível, o que poderá prejudicar nossas atividades, situação financeira e nossos resultados operacionais.

b) Ao seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle

Os interesses dos acionistas controladores podem ser contrários aos interesses dos demais acionistas. Sujeito às disposições do estatuto social e acordo de acionistas da Companhia, os acionistas controladores possuem poderes para:

- (i) Eleger a maioria dos membros do conselho de administração e, por consequência, eleger a diretoria da Companhia, estabelecer as políticas administrativas e controlar as operações da Companhia; e
- (ii) Aprovar qualquer matéria que necessite da aprovação de acionistas representando a maioria do capital social, incluindo reorganização societária, aquisição e venda de ativos e o pagamento de dividendos.

O exercício do poder de voto pelos acionistas controladores poderá ser restringido em caso de conflito de interesses. O item 12.2 “d” deste Formulário de Referência contém mais informações sobre a identificação e a administração de conflitos de interesse.

O exercício do poder de voto pelos acionistas controladores poderá afetar adversamente os resultados da Companhia.

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

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 poderão estar 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

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

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

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

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

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

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

f) A seus clientes

Nossos empreendimentos possuem CCVEs e Contratos no ACR 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.

Nossas receitas dependem do fluxo de pagamentos, por nossas subsidiárias, dos contratos citados acima. Ao término destes contratos, podemos renová-los ou realizar novos, porém 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 do poder concedente, 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 que, dependendo da gravidade do descumprimento, tal como disposto na Resolução ANEEL n.º 846, de 18 de junho de 2019, 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 supramencionada, a ANEEL poderá impor penalidades por descumprimento de qualquer disposição de nossos contratos de concessão e autorizações ou da legislação e regulamentação aplicáveis. Conforme a gravidade do inadimplemento, tais

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

penalidades podem incluir multas por infração de até 2,0% do valor anual estimado da receita operacional líquida 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. 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 é concedida 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 estratégia de crescimento, nossos negócios e nossos resultados poderão ser adversamente afetados.

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

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

Nosso crescimento exige volumes significativos de capital. Além do fluxo de caixa gerado internamente, dependemos de financiamentos de longo prazo sob a forma de linhas de crédito concedidas notadamente pelo BNDES e BNB, 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

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

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 poderemos ter contratos financeiros que contenham cláusulas restritivas para a tomada de novas dívidas sem prévia anuência dos respectivos credores, o que poderá nos impedir de obter novos financiamentos.

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

Atrasos na construção e maturação de nossos projetos, bem como eventuais custos excedentes, podem encarecer e afetar nosso negócio e resultados operacionais de maneira adversa. Podem afetar o início da geração de fluxo de caixa derivado de nossas unidades, o que poderia aumentar nossas necessidades de financiamento para custear investimentos de capital. Ainda, nossos projetos estão sujeitos a aumentos de custo ocorridos por fatores fora de nosso controle.

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

A impossibilidade de concluir a construção de nossos projetos, atrasos significativos nas obras e aumentos nos custos podem afetar adversamente nossos negócios e nossos resultados operacionais. Além disso, poderemos estar sujeitos a sanções dos órgãos reguladores, incluindo, dentre outras, advertências, multas, embargos, interdições e revogação da concessão ou da autorização, o que poderia nos impactar adversamente. A ANEEL, por exemplo, estabelece que no caso de atraso na implantação dos empreendimentos, além das penalidades advindas da celebração dos contratos, de acordo com a Resolução nº 846 de 18 de junho de 2004, o empreendedor pode vir a sofrer multa de até 2% sobre a receita operacional líquida ou sobre o valor estimado da energia produzida e ainda, em casos reiterados, pode vir a ter a revogação da concessão ou da autorização.

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

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

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 delas 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. 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.

Se por algum motivo haja redução da Garantia Física de nossos empreendimentos, seremos obrigados 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 às aquelas 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, para as UHEs, 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.

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

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 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.

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

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

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

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

O aumento na demanda por energia elétrica no Brasil poderá ser inferior às estimativas da EPE. Nossos investimentos em projetos de geração de energia elétrica foram baseados na expectativa de aumento da demanda por energia elétrica conforme indicado pela EPE. No entanto, caso esse aumento da demanda seja inferior, a receita estimada para nossos projetos de investimento pode ser reduzida, gerando um impacto adverso em nossos resultados. Além disso, nossas autorizações para geração de energia elétrica nos submetem ao regime de produção independente de energia elétrica, que, por definição legal e regulamentar, obriga-nos a comercializar a energia gerada em nossos empreendimentos por nossa conta e risco, vale dizer,

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

tais autorizações não nos conferem qualquer garantia de mercado consumidor para nossa produção de energia elétrica, no todo ou em parte. Conseqüentemente, nossas vendas de energia elétrica estão sujeitas à existência de demanda suficiente do mercado consumidor. Caso não sejamos capazes de comercializar a totalidade da energia por nós gerada no futuro, poderemos ter uma redução de nossa receita estimada, o que pode gerar um efeito adverso em nossa situação financeira e nos nossos resultados operacionais.

Consumidores de energia no ACR podem reduzir a demanda inicialmente contratada. Poderemos não conseguir vender toda nossa capacidade de geração de energia no ACR. De acordo com nossa estratégia de negócios, venderemos nossa energia elétrica preferencialmente no ACR, por meio de leilões públicos. Excepcionalmente venderemos nossa energia no ACL. De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico as distribuidoras adquirentes de energia elétrica no ACR podem reduzir o montante de energia contratada nos seguintes casos:

(i) compensação pela saída de consumidores potencialmente livres do ACR para o ACL; e (ii) desvios das estimativas de demanda elaboradas pelas distribuidoras, sendo que neste caso a redução está limitada a 4% por ano do montante inicialmente contratado.

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

Nossa estratégia de crescimento e rentabilidade poderá ser prejudicada pela crescente concorrência no setor de 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 ou pelo MME, na qualidade de representantes 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 geração eólica, solar ou hídrica pode impactar o custo de aquisição das áreas necessárias para a implantação dos projetos, reduzindo a atratividade deles.

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

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

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 hidrelétrica 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 aos 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.

O Contrato de Energia de Reserva 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 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

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

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.

Nossas UEEs celebrarão CCVEs que estão sujeitos à redução do montante de energia contratada, o que poderá afetar adversamente nosso resultado. Os novos empreendimentos de energia eólica de Ventos de Santa Eugênia - VSE (Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, realizado em 18 de Outubro de 2019, conforme o Edital de Leilão nº 04/2019-ANEEL) e Morro do Cruzeiro - MdC (35º Leilão de Energia Proveniente de Novos empreendimentos de Geração, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, realizado em 30 de Setembro de 2021, conforme o Edital de Leilão nº 8/2021-ANEEL) , que estão, respectivamente, em fase final de construção e fase inicial de construção, são regidos pelo Decreto nº5.163, de 30 de julho de 2004 e estão sujeitos aos riscos de não cumprimento do referido decreto.

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

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

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

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

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

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

Nos últimos anos, o Governo Federal implantou novas políticas para o setor elétrico brasileiro. Essas políticas tiveram como objetivo incentivar investimentos privados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil. Nesse sentido, em 15 de março de

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

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.

Ademais, reformas na legislação e na regulamentação do setor elétrico brasileiro e seus efeitos sobre nós são difíceis de prever. Por exemplo, há projetos de lei em tramitação no congresso nacional que dispõem sobre a modernização do Setor Elétrico Brasileiro, tentando trazer mais racionalidade e investimentos, mas sempre há a possibilidade de serem incluídos dispositivos que podem impactar negativamente as atividades de G, T, D ou comercialização. Assim, não podemos assegurar que reformulações no arcabouço legal não afetará adversamente nossos resultados operacionais e nossa condição financeira. Poderemos incorrer em custos significativos para cumprir com eventuais alterações na regulação ambiental.

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

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

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

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 Descrição – Riscos de Mercado

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 macroeconômico 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 Não Sigilosos Relevantes

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 2021 existiam, a nível municipal, 29 (vinte e nove) processos, sendo 21 (vinte e um) na seara administrativa e 8 (oito) na judicial. Do total, 15 (quinze) deles tem como parte a própria Companhia e 14 (doze) relacionados às controladas, sendo estes últimos referentes às empresas: Energen (1), Macaúbas (1), Novo Horizonte (1), Seabra (1), Oslo II (1), Oslo III (1), Oslo IV (1), Oslo V (1), Oslo VI (1), Oslo VIII (1), Oslo IX (1) e Oslo X (1), além de mais dois processos envolvendo todas as últimas 8 empresas mencionadas. Dos processos judiciais, em um deles a Companhia figura no polo ativo e objetiva a atualização do cadastro municipal e em outro figura como polo ativo em ação de consignação em pagamento. Em todos os processos judiciais a nível municipal, o risco de perda é possível, com exceção de um, cujo risco é remoto. Para os processos administrativos, todos possuem risco de perda possível, exceto para 5 processos que objetivam a cobrança do ISS no local do tomador de serviços, para os quais o risco de perda é remoto.

Há, ainda, a nível federal, 33 (trinta e três) processos, sendo somente 5 (cinco) deles na esfera judicial. Três dos referidos processos judiciais têm a Companhia em polo ativo, questionando a incidência de contribuição previdenciária sobre verbas indenizatórias e dois processos tratam de ação anulatória em função da perda de prazo para manifestação de inconformidade, sendo um da Companhia e outro da empresa Santa Fé. Essa última ação possui risco de perda remoto, enquanto as demais, possível. As ações administrativas federais em curso tratam em sua maioria de processos de manifestação de inconformidade por conta da negativa de compensação efetuados pela Companhia (14) e suas controladas Macaúbas (1), Seabra (3), Novo Horizonte (3), Energen (3) e Santa Fé (4). O risco de perda dessas ações é, em sua grande maioria, possível.

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 – TFGE, 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/2021, o valor total provisionado como contingência montava em R\$ 7,7 milhões.

4.3.1.2 Trabalhistas

Em dezembro de 2021 não tramitavam processos judiciais de natureza trabalhista por ex-empregados da Statkraft contra esta Companhia. Tramitavam 33 (trinta e três) reclamações 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\$ 544.233,53.

Existem ainda 12 (doze) reclamações trabalhistas movidas por ex-empregados de antiga acionista da Companhia, sendo nestes requerido o reconhecimento de Grupo Econômico de

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

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 da Statkraft, e incorporada em 15/12/2021) era parte passiva em 13 (treze) processos judiciais de natureza trabalhista em dezembro de 2021 (movidos por ex-empregados próprios e de seus subcontratados), representando um valor total agregado de exposição (risco provável de perda) de R\$ 284.058,21.

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)
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 (JEEs) 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 corre 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: 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

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

d. partes no processo	<p>Autora: Associação Nacional Independente dos Participantes e Assistidos da Funcef (ANIPA).</p> <p>Ré: 21 réus, dentre as quais a Statkraft Energias Renováveis S.A..</p>
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 8.200.000.000,00. (valor dado a causa).
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</p> <p>(iii) condenar solidariamente os Réus a indenizá-la pelos danos causados.</p> <p>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

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

4.4 Processos Não Sigilosos – Adm / contr / invest

Em 31 de dezembro de 2021 não existiam processos que se enquadravam neste item.

4. Fatores de risco / 4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5 Processos Sigilosos Relevantes

Todas as informações consideradas relevantes foram prestadas nos capítulos anteriores. Em 31 de dezembro de 2021 existia 1 (uma) arbitragem movida por subsidiária desta Companhia, requerendo indenização da empreiteira responsável pela execução das obras civis. Assim, considerando que (i) estamos no polo ativo e que (ii) nosso êxito é provável, inexistiu razão para qualquer provisionamento neste momento.

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

4.6 Processos Repetitivos ou Conexos

Conforme informado no item 4.3 deste formulário, em 31 de dezembro de 2021 a Statkraft detinha 12 (doze) 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 (item 4.3.1.2 acima).

Na esfera cível, em 31 de dezembro de 2021 a Statkraft era ré em 19 ações relacionadas à cheias ocorridas no Espírito Santo em janeiro de 2020, propostas por moradores de regiões próximas às Usinas operadas pela Companhia, nas quais buscam indenização por um suposto impacto da operação no agravamento das enchentes. Considerando que os fatos ocorridos são claramente eventos de força maior, causados por tempestade subtropical, não são provisionados valores.

4. Fatores de risco / 4.7 - Outras contingências relevantes

4.7 Outras Contingências Relevantes

Não há outras contingências relevantes

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

4.8 Regras – País Origem / País Custodiante

Não possuíamos em 31 de dezembro de 2021 valores mobiliários negociados no exterior.

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

5. Gerenciamento de Riscos e Controles Internos 5.1 Descrição – Gerenciamento de Riscos

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

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

Gerenciamento de Riscos

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

Gestão de risco corporativo – processo integrado

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

Riscos financeiros

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

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

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

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

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

Riscos operacionais

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

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

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

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

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

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, criados na AGE de 08 de março de 2012 quando tiveram sua estrutura, composição e atribuições definidas, o qual foi revisitado na RCA do dia 15 de março de 2022. O objetivo dos comitês é auxiliar 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 antes da reunião do Conselho, para que este 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.

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.

A seguir o escopo de cada um dos comitês supracitados:

Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças (FRAC):

Composição: O Comitê deverá ser composto por, no mínimo, 3 (três) membros, eleitos e destituíveis pela maioria do Conselho de Administração e de acordo com o Acordo de Acionistas.

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

Os membros devem ser pessoas físicas, que possam ou não fazer parte dos órgãos de administração da Companhia e residir ou não no Brasil.

Duração do mandato: O mandato dos membros do Comitê será de 1 (um) ano, contado a partir de sua eleição, salvo destituição prévia pelo Conselho de Administração; ou qualquer das hipóteses previstas: destituição, renúncia, morte, impedimento comprovado, invalidez ou ausências injustificadas em mais de 2 (duas) reuniões consecutivas do Comitê.

Atribuições do comitê: As atribuições do Comitê, sem prejuízo de outras que venham a ser estabelecidas pelo Conselho de Administração, são:

(i) Revisar e avaliar a qualidade dos relatórios financeiros da Companhia, incluindo demonstrações financeiras anuais (IFRS), Demonstrações Financeiras Trimestrais (ITR), Demonstrações Financeiras Intermediárias e documentos relacionados anteriormente à sua divulgação;

(ii) Rever o Orçamento Anual da Companhia;

(iii) Recomendar a eleição, reeleição ou destituição do auditor externo, bem como seus serviços e honorários;

(iv) Revisar o plano e escopo anual dos auditores externos e internos;

(v) Revisar as constatações e recomendações significativas feitas pelos auditores externos;

(vi) Analisar e recomendar propostas da administração nas seguintes áreas (observadas as regras descritas no Estatuto Social da Companhia): (a) CAPEX e OPEX; e (b) transações financeiras; e

(vii) Analisar e fornecer recomendações sobre outros assuntos da Companhia relacionados a contabilidade, auditoria, finanças, impostos, gestão de riscos e controles internos, que possam ser solicitados periodicamente pelo Conselho de Administração.

Periodicidade: O Comitê deve se reunir previamente às reuniões do Conselho de Administração, que são realizadas pelo menos uma vez a cada trimestre civil. Serão realizadas pelo menos 4 (quatro) reuniões do Comitê em qualquer ano civil.

Comitê de Investimentos:

Composição: O Comitê deverá ser composto por, no mínimo, 3 (três) membros, eleitos e destituíveis pela maioria do Conselho de Administração e de acordo com o Acordo de Acionistas. Os membros devem ser pessoas físicas, que possam ou não fazer parte dos órgãos de administração da Companhia e residir ou não no Brasil.

Duração do mandato: O mandato dos membros do Comitê será de 1 (um) ano, contado a partir de sua eleição, salvo destituição prévia pelo Conselho de Administração; ou qualquer das

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

hipóteses previstas: destituição, renúncia, morte, impedimento comprovado, invalidez ou ausências injustificadas em mais de 2 (duas) reuniões consecutivas do Comitê.

Atribuições do comitê: As atribuições do Comitê, sem prejuízo de outras que venham a ser estabelecidas pelo Conselho de Administração, são:

- (i) Revisão anual do *pipeline* de projetos e planos de desenvolvimento;
- (ii) Avaliar novos projetos em desenvolvimento *greenfield*, caminhando para decisões de investimento: decisão de investimento principal (*Decision Gate 2*) e decisão final de investimento (*Decision Gate 3*); e
- (iii) Avaliar novas oportunidades de investimento em fusões e aquisições caminhando para decisão de investimento (*Decision Gate B*).

Periodicidade: O Comitê deve se reunir previamente às reuniões do Conselho de Administração, que são realizadas pelo menos uma vez por ano. Será realizada pelo menos 1 (uma) reunião do Comitê de Investimentos em qualquer ano civil.

Comitê de Recursos Humanos e Remuneração:

Composição: O Comitê deverá ser composto por, no mínimo, 3 (três) membros, eleitos e destituíveis pela maioria do Conselho de Administração e de acordo com o Acordo de Acionistas. Os membros devem ser pessoas físicas, que possam ou não fazer parte dos órgãos de administração da Companhia e residir ou não no Brasil.

Duração do mandato: O mandato dos membros do Comitê será de 1 (um) ano, contado a partir de sua eleição, salvo destituição prévia pelo Conselho de Administração; ou qualquer das hipóteses previstas: destituição, renúncia, morte, impedimento comprovado, invalidez ou ausências injustificadas em mais de 2 (duas) reuniões consecutivas do Comitê.

Atribuições do comitê: As atribuições do Comitê, sem prejuízo de outras que venham a ser estabelecidas pelo Conselho de Administração, são:

- (i) Plano Estratégico Anual de Recursos Humanos da Companhia;
- (ii) Processos corporativos: People Review – relatório anual; e
- (iii) Estratégias e políticas de remuneração: sistema de remuneração variável e benefícios.

Periodicidade: O Comitê deve se reunir previamente às reuniões do Conselho de Administração, que são realizadas pelo menos uma vez por ano. Será realizada pelo menos 1 (uma) reunião do Comitê de Recursos Humanos e Remuneração em qualquer ano civil.

O Conselho de Administração poderá designar outros comitês conforme julgue necessário. O organograma a seguir mostra a atual 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 Descrição – Gerenciamento de Riscos de Mercado

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

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

Gerenciamento de Riscos

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

Riscos de Mercado

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

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

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

- (i) garantir um retorno mínimo desses ativos, capturando a receita adicional do benefício “Incentivada”; e
- (ii) mitigar os riscos relacionados a movimentos de preços, protegendo no mercado livre riscos residuais dos clientes, como risco de submercado, tipo de energia e perfil de consumo dos clientes
- (iii) gerenciar atrasos de COD dos novos ativos, absorvendo o atraso ajustando os PPAs com os SPVs e atuando como interface com o mercado para recompra de energia.

A entidade comercial SKER COM não atua como empresa comercial e não assumirá exposições adicionais no mercado. Esta entidade foi criada para facilitar e otimizar a gestão de risco dos ativos e seguirá os mandatos M para a carteira de ativos – apenas para fins de hedge. As atividades da Statkraft na comercialização de energia e outros serviços consiste em (i)

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

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.

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

c) estrutura operacional e controles internos para gerenciamento de riscos

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

Participamos de diversas associações de mercado:

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

A participação nestas associações tem por objetivo:

- Fórum de discussões técnicas;
- 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, criados na AGE de 08 de março de 2012 quando tiveram sua estrutura, composição e atribuições definidas. O objetivo dos comitês é auxiliar 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

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

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 antes da reunião do Conselho, para que este tenha tempo suficiente de analisar a documentação.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

5.3 Descrição – Controles Internos

a) as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las, (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) autoavaliação e (v) reporte dos controles.

1. Avaliação de risco:

O grupo responsável por ICFR realiza 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.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

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. Autoavaliação 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 autoavaliação sobre como os controles estão sendo executados e documentados ao longo do exercício fiscal. O resultado desta autoavaliação 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 autoavaliação em março. Se alguma violação material ocorre, a qualquer tempo, esta é levada ao Comitê de Auditoria.

A Companhia possui uma Vice-presidência responsável pela gestão do sistema de controles internos, bem como por assistir à 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 2021”, 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.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

Como resultado desse estudo e avaliação foram feitas sugestões de aprimoramento dos controles internos pelos auditores independentes sendo 01 recomendação classificada 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 Programa de Integridade

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) 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.

A Statkraft possui implementado um Programa de Compliance que traz em sua essência a cultura da integridade e a valorização da ética nos negócios e está fundamentado nas melhores práticas e normas internacionais, estabelecido nos seguintes princípios:

Risk assessment: avaliação de riscos, garantindo que estarão devidamente endereçados e mitigados;

Due diligence: rotina de avaliação de parceiros de negócios quanto a riscos de *compliance*, fornecendo previamente recomendações necessárias para a adequada tomada de decisão; Procedimentos e controles; implementação de políticas claras e formalizadas, além de controles estabelecidos;

Monitoramento e revisão: contínuo monitoramento e revisão de procedimentos e riscos, visando garantir a conformidade e integridade de operações e atividades;

Tone from the top; líder como exemplo, responsável por também disseminar a cultura de ética e integridade na Statkraft,

Treinamento e comunicação: contínuos treinamentos, comunicações e campanhas, fortalecendo a cultura de conformidade e o conhecimento de todos sobre os temas e diretrizes de compliance.

A Statkraft possui, a nível global e local o Código de Conduta. O Código de Conduta da Statkraft (o Código) constitui o compromisso fundamental de colaboradores agirem de maneira sustentável, ética e socialmente responsável e de estarem em conformidade com todas as exigências legais aplicáveis onde quer que seja a operação da empresa.

O Código se aplica a todas as empresas do Grupo Statkraft e a todos os indivíduos que trabalham para a Statkraft, independentemente do cargo, função ou localidade. Isso inclui colaboradores de todos os níveis, membros do conselho, pessoal terceirizado, consultores e outros que atuem em nome ou representem a Statkraft.

Além disso, a Statkraft conta com um Guia de Ética nos Negócios, segmentado em 8 regras: anticorrupção; presentes e hospitalidades; entidades e funcionários públicos e outras partes interessadas; conflito de interesses e concorrência leal; parceiro comercial e due diligence de integridade; fraude; confidencialidade e manuseio das informações; e, orientações e denúncias. Todos os colaboradores Statkraft tem a responsabilidade individual de conhecer e aderir a essas diretrizes.

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

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.

Os procedimentos de avaliação de riscos e políticas relacionadas à integridade estão relatados no item 5.1 deste Formulário de Referência.

ii) 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

A Statkraft entende que todos os colaboradores 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 os gestores ou com a área de *Compliance*.

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.

A Statkraft conta com uma área de Compliance Corporativa, responsável pelas atividades da América Latina, sendo uma unidade que é independente das áreas de negócio e seu reporte se dá para Diretoria de Compliance Global. No Brasil, a Statkraft ainda conta com uma área de Compliance Brasil, ambas atuam para garantir a implementação e operacionalização do Programa de Integridade localmente.

iii) Se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando

- (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**

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

O Código de Conduta é aprovado pelo Conselho de Administração do Grupo e é aplicável a todos os colaboradores, independentemente do local que atuam, cargo ou função, incluindo a alta administração da empresa. Os colaboradores recebem, no mínimo, treinamento anual a respeito do código, e todo novo colaborador toma conhecimento deste quando inicia o relacionamento com a Companhia, através de integrações.

Todos os colaboradores da Statkraft, incluindo diretores e conselheiros são informados das diretrizes do Código de Conduta da Statkraft, confirmando formalmente a ciência e a adesão aos dispostos nele contidos.

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 relatada às autoridades relevantes. Tal previsão está disposta no Código de Conduta a que se refere este item do Formulário de Referência.

Além do Código de Conduta para colaboradores, a Statkraft conta com um Código de Conduta para Fornecedores e é requerido que os parceiros comerciais adiram às normas e que estejam em conformidade com as exigências éticas da Statkraft.

Na hipótese de violações, a Statkraft possui uma Política interna que versa sobre Medidas Disciplinares e conta também com um Comitê de Ética e Integridade que é responsável, entre outras atribuições, pela deliberação da aplicação das sanções.

O Código de Conduta para Colaboradores e o Código de Conduta para Fornecedores está disponível no site da Companhia, através do link: <https://www.statkraft.com.br/etica-e-compliance/>

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 denunciante de boa-fé e (4) órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias.

A Statkraft possui canal de denúncias que deve ser utilizado para reportar possíveis ações ilegais, ou suspeitas de ações ilegais e violações ao 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.

O canal de denúncias da Statkraft está disponível para internos e externos. Os colaboradores têm o direito e a responsabilidade de reportar suspeitas ou o conhecimento de uma irregularidade. Partes externas, incluindo comunidade e colaboradores de empresas parceiras, também são encorajadas a relatar preocupações através do canal de denúncias.

Denúncias podem ser feitas para o Canal de Denúncias (*Whistleblower Channel*), um canal independente da Statkraft, gerenciado pela Auditoria Corporativa (CA). O Canal de denúncias oferece a possibilidade do reporte ser realizado de forma anônima e o denunciante é quem

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

decide quais informações devem ser fornecidas, não há exigência de que o denunciante possa provar o evento, ato ou omissão.

O canal está disponível nos websites:

www.statkraft.com.br www.statkraft.com

<https://statkraft.whistleblownetwork.net/frontpage>

Todos os relatos são tratados como informação confidencial. A Statkraft não utiliza 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 em Políticas internas da Companhia e, contam com as atividades de avaliação de riscos, implementação de planos de ação e *due diligences* de parceiros de negócios 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

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 – Gerenciamento de Riscos e Controles Internos

Todas as 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

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 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 Economiários 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.

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 Economiários Federais) manteve sua participação em 18,69% do capital total.

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

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.

No terceiro trimestre de 2020 foi concluída a transferência da concessão da Monel Monjolinho Energética S.A. para a Statkraft Energias Renováveis S.A., que havia sido autorizada pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica no dia 30 de julho de 2020 por meio da Resolução Autorizativa 9.094/2020, publicada no Diário Oficial da União.

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 usina eólica no estado de Sergipe, perfazendo capacidade instalada própria de 449,31 MW, além de possuir portfólio de projetos relacionados à energia hidráulica, eólica e solar.

A Companhia iniciou em janeiro de 2021 a construção do Complexo Eólico Ventos de Santa Eugenia o qual adicionará 518,7 MW a sua capacidade instalada de geração de energia. O início da operação está previsto para o mês de setembro 2022, sendo que os últimos aerogeradores entrarão em operação em junho 2023.

Em 30 de setembro de 2021, a Companhia participou do 35º Leilão de Energia Nova A-5 com dois projetos eólicos do complexo Morro do Cruzeiro, localizado no município de Brotas de Macaúbas no estado da Bahia. Possui capacidade instalada total de 79,8 MW e é composto por 14 turbinas. Como resultado do leilão, os projetos citados acima foram vencedores e tiveram 30% da energia vendida à distribuidoras de energia por meio de contratos fechados no ambiente regulado (CCEAR), com prazo contratual de 15 anos e início de suprimento em 1º de janeiro de 2026, de acordo com as diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME). Como estratégia, a Statkraft comercializará a energia remanescente dos projetos no mercado livre.

Em 15 de dezembro de 2021 a Administração da Companhia aprovou o início da construção dos projetos Morro do Cruzeiro I e II. A previsão orçamentária é de R\$ 602, 0 milhões, para os quais a Companhia estabeleceu uma estrutura de capital considerando capital próprio e de terceiros para financiamento. A construção tem início previsto para junho de 2022, a estimativa é que as primeiras turbinas eólicas comecem a operar em fevereiro de 2024.

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

6.5 Pedido de Falência

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 -Histórico do Emissor

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. Em dezembro de 2021 a Enex foi incorporada pela 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

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

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\$ 666,8 milhões, 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 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.

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 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%.

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

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.

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 detido 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 Hidrelétrica de São Roque, localizada no rio Canoas, Estado de Santa Catarina. O empreendimento terá potência instalada de 135,00 MW e garantia física de 90,90 MW médios. No dia 18 de outubro de 2012 a Administração da Companhia protocolou junto a ANEEL pedido de anuência para a transferência societária da sua subsidiária integral, a São Roque Energética S.A., para o FIP Desenvix, controlado pelo FIP FIC Jackson, controlado pela Jackson Empreendimentos Ltda, que por sua vez é controladora da Statkraft com 40,65%.

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

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 2033, 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\$ 601,0 milhões, que foi composto de (i) R\$ 704,0 milhões, (ii) ajuste redutor do preço no montante de R\$ 89,0 milhões referente a dívida líquida e (iii) ajuste redutor de preço de R\$ 14,0 milhões, referente a ajuste de capital de giro.

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

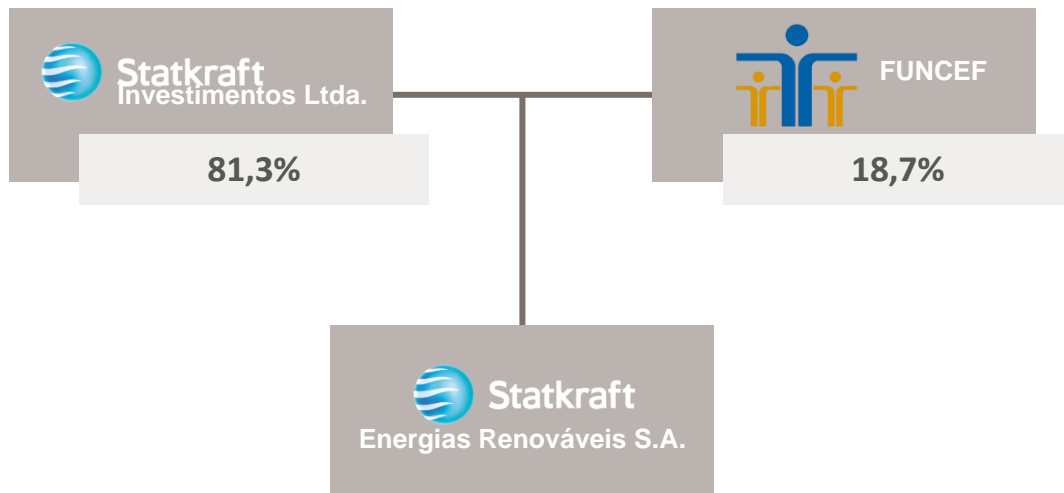
7. Atividades do Emissor

7.1 Descrição – Atividades Emissor / Controladas

7.1.1 Sumário da Companhia

7.1.1.1 Nosso Grupo Econômico

Bloco de Controle da Statkraft Energias Renováveis S.A.



Statkraft

A Statkraft é uma empresa líder em energia hidrelétrica internacionalmente e a maior geradora de energia renovável da Europa. O grupo produz energia hidrelétrica, energia eólica, energia solar, energia a gás e fornece aquecimento urbano. A Statkraft é uma empresa global em operações no mercado de energia. A Statkraft tem 4.800 funcionários em 18 países.

O governo da Noruega (Rating AAA – S&P e Aaa – Moody's) detém 100% das ações da Statkraft Investimentos e confere ao grupo forte solidez financeira e visão de longo prazo

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

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

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.

FUNCEF

A FUNCEF - Fundação dos Economiários Federais - é o terceiro maior fundo de pensão do Brasil e um dos maiores da América Latina. Entidade fechada de previdência privada, sem fins lucrativos e com autonomia administrativa e financeira, foi criada com base na Lei nº 6.435, de 15 de julho de 1977, com o objetivo de administrar o plano de previdência complementar dos empregados da Caixa Econômica Federal. Em maio de 2022 detinha patrimônio ativo total superior a R\$ 85,0 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. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas**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.

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 usina eólica no estado de Sergipe, perfazendo capacidade instalada própria de 449,31 MW, além de possuir portfólio de projetos relacionados à energia hidráulica, eólica e solar.

A Companhia iniciou em janeiro de 2021 a construção do Complexo Eólico Ventos de Santa Eugenia o qual adicionará 518,7 MW a sua capacidade instalada de geração de energia. O início da operação está previsto para o mês de setembro 2022, sendo que os últimos aerogeradores entrarão em operação em junho 2023.

Adicionalmente os projetos Morro do Cruzeiro I e Morro do Cruzeiro II, que configuram como a ampliação do atual complexo eólico da Statkraft em operação, localizados no município de Brotas, estado da Bahia, tem mobilização para a construção prevista para junho de 2022 e a entrada em operação para fevereiro de 2024.

A tabela abaixo possui informações acerca dos empreendimentos em que investimos, os quais representam os nossos Empreendimentos em Operação ao final de dezembro de 2021:

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	22,2	22,2
		PCH Santa Laura	100%	N/A	15	15
		PCH Santa Rosa II	100%	N/A	30	30
		PCH Moinho	100%	N/A	13,7	13,7
		UHE Monjolinho	100%	N/A	74	74
		PCH Victor Baptista Adami	50,00%	ADAMI	25	12,5
		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	99,90%	Água Quente	34,5	34,46

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

	PCH Viçosa	100%	N/A	4,5	4,5
	PCH São João	100%	N/A	25	25
	PCH Alegre	100%	N/A	2,06	2,06
	PCH Fruteiras	100%	N/A	8,74	8,74
	PCH Jucu	100%	N/A	4,84	4,84
	PCH Rio Bonito	100%	N/A	22,5	22,5
	PCH Santa Fé	100%	N/A	29	29
	UHE Suíça	100%	N/A	35,34	35,34
Participações	- UHE Monte Claro(1) - CERAN	5,00%	CPFL, CEEE	130	6,5
	- UHE Castro Alves(1) - CERAN	5,00%	CPFL, CEEE	130	6,5
	- UHE 14 de Julho(1) - CERAN	5,00%	CPFL, CEEE	100	5
	- UHE Dona Francisca - CERAN	2,12%	COPEL, CEEE, CELESC, Gerdau	125	2,254
Geração de Energia				926,6	449,3

A tabela abaixo possui informações acerca dos empreendimentos em que investimos, os quais representam os nossos Empreendimentos em Construção ou Pré-Construção ao final de dezembro de 2021:

Empreendimento	Participação Statkraft	Potência Instalada	Potência Instalada Statkraft
Ventos de Santa Eugência (VSE)	100%	518,7 MW	518,7 MW
Morro do Cruzeiro (MdC)	100%	79,8 MW	79,8 MW
Total	n/a	598,5 MW	598,5 MW

As atividades realizadas pela Companhia envolvem também o constante desenvolvimento de novos projetos. Em 31 de dezembro de 2021 o Portfólio de Projetos da Companhia era composto por 3 Projetos Prioritários em Desenvolvimento.

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

A companhia considera os Projetos Prioritários em Desenvolvimento, aqueles projetos do portfólio que possuem registro ativo na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e se encontram em estado mais avançado de desenvolvimento (incluindo compra ou arrendamento 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 2021:

Projetos Prioritários em Desenvolvimento			
Status Projeto	Potência Instalada (MW)	Potência Própria (MW)	Número de Projetos
Projetos com registro na ANEEL, com licença ambiental e com terras compradas ou arrendadas	796,2	796,2	2
Projetos com registro na ANEEL, sem licença ambiental e com terras parcialmente compradas ou arrendadas	30,0	30,0	1
Total	826,2	826,2	3
Total Potência Própria do Portfólio Prioritário em Desenvolvimento	826,20 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. 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.

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.

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

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

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 e na aquisição das autorizações, 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 2021, o Portfólio de Projetos da Companhia era composto por projetos de fonte hídrica, eólica e solar, sendo o projeto de fonte hídrica focado em Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e os projetos de fonte eólica e solar, situados no estado da Bahia, região com alto fator de capacidade de projetos implantados. O Portfólio de Projetos prioritários em desenvolvimento era composto por 3 projetos diversificados, totalizando 826,20 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 2031 indicam que, para sustentar o crescimento econômico esperado do Brasil para os próximos anos, deverão ser adicionados ao sistema elétrico brasileiro aproximadamente 41 GW de capacidade instalada no período 2022-2031, dos quais 66,8% (ou

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

27,324 GW) provenientes de projetos de geração por meio de fontes renováveis, sendo 19% (ou 5,201 GW) de UHEs de grande porte e 81% (ou 22,123 GW) de demais projetos de fontes renováveis.

O Brasil é o sétimo maior país membro do G-20 em capacidade de energias renováveis (excluindo grandes hidrelétricas). Na capacidade de energia eólica, a meta do governo é a de alcançar aproximadamente 30,336 GW de capacidade até 2031, segundo o PDE (2022-2031). 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 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. No início de 2022, a capacidade instalada de energia de fonte hidro e renovável no Brasil era da ordem de aproximadamente 151.250 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

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

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.

Já na operação e manutenção de nossos empreendimentos, contamos com 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.

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

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.

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

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

7.1.2 Portfólio de Empreendimentos e Projetos

7.1.2.1 Empreendimentos em Operação

7.1.2.1.1 PCH Esmeralda

A PCH Esmeralda possui potência instalada de 22,2 MW (12,32 MW de Garantia Física) e está localizada no rio Bernardo José, entre os municípios de Pinhal da Serra e Barracão, no norte do Estado do Rio Grande do Sul. Detemos 100% deste empreendimento, sendo que nossos investimentos foram da ordem de R\$ 72,6 milhões, dos quais R\$ 55,4 milhões 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.

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 303/2022, 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. 998/2022, emitida pela FEPAM, com validade até 01 de abril 2027.

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

7.1.2.1.2 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\$ 65,8 milhões, dos quais R\$ 40,8 milhões 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

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

A Santa Laura S.A. está devidamente autorizada pelo IMA, a operar a PCH Santa Laura, por meio da Licença Ambiental de Operação - LAO n.º 1094/2022, com validade até 03 de março de 2026.

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 pelo IMA, 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\$ 139,0 milhões, dos quais R\$ 89,0 milhões 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

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

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.

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.

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\$ 280,0 milhões, dos quais R\$ 169,7 milhões 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.

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.

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).

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

A Statkraft Energias Renováveis S.A. está devidamente autorizada pela FEPAM, a operar a UHE Monjolinho, por meio da Licença Ambiental de Operação - LO n.º 3310/2019, com validade até 16 de maio de 2024.

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. A referida linha de transmissão possui a Licença Ambiental de Operação - LO n.º. 924/2020, emitida pelo IMA, com validade até 19 de abril de 2023.

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\$ 1.087,0 milhões, dos quais parte foi obtida através de financiamento com o BNDES. Destaca-se que tal financiamento já foi totalmente liquidado. Investimos no empreendimento o montante de R\$ 23,1 milhões de capital próprio.

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

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

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

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

Nome	UHE Castro Alves	UHE 14 de Julho	UHE Monte Claro
Localização	Rio das Antas (RS) entre Nova Pádua e Nova Roma do Sul (RS)	Rio das Antas (RS) entre Cotiporã e Bento Gonçalves (RS)	Rio das Antas (RS) entre Bento Gonçalves e Veranópolis (RS)
Potência Instalada	130,0 MW	100,0 MW	130,0 MW
Área Inundada	5 km ²	6 km ²	1,4 km ²

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

Tipo de Barragem	Gravidade/ Concreto Compactado a Rolo - CCR	Gravidade / Concreto Compactado a Rolo - CCR	Gravidade / Concreto Compactado a Rolo - CCR
Altura Máxima	45 m	37 m	25 m
Casa de Força	Subterrânea	Subterrânea	Semi abrigada
Turbinas	3 tipo Francis de eixohorizontal	2 tipo Kaplan	2 tipo Kaplan

7.1.2.1.6 UHE Dona Francisca

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

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

I - Para os 10 (dez) primeiros anos:

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

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

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

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

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

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

A tabela abaixo contém um detalhamento das informações da usina:

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

Nome	UHE Dona Francisca
Localização	Rio Jacuí (RS) entre Agudo e Nova Palma(RS)
Potência Instalada	125,0 MW
Garantia Física	80,0 MW
Area 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 eixohorizontal

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\$ 93,0 milhões, dos quais R\$ 47,9 milhões 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).

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 6897/2020, com validade até 06 de novembro de 2025.

A PCH Moinho está conectada ao SIN através de uma linha de transmissão com tensão de 138 kV e 24 km de extensão até o TAPE de conexão da SE OURO – SE Campos Novos. A referida linha de transmissão possui a Licença Ambiental de Operação - LO n.º. 1344/2020, emitida pela FEPAM, com validade até 27 de fevereiro de 2025.

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

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

está localizada no rio Chapecó, município de Passos Maia/SC, possuindo potência instalada de 25,0 MW (13,70 MW de Garantia Física) e reservatório com área de 175 ha.

A PCH pertence integralmente à Passos Maia Energética S.A., sendo que detemos 50% de participação nesta SPE. Os demais 50% são detidos pela Adami S.A. – Madeiras. O investimento total para o empreendimento foi da ordem de R\$ 126,0 milhões, dos quais R\$ 86,6 milhões 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 nº 68, de 2 de março de 2004. Tal autorização foi posteriormente transferida para a Passos Maia Energética S.A. pela Resolução nº 1.880, de 7 de abril de 2009.

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

A Passos Maia está devidamente autorizada pelo IMA, órgão ambiental licenciador do Estado de Santa Catarina, a instalar a PCH Victor Baptista Adami, por meio da Licença Ambiental de Operação – LAO 10215/2016, com validade até 21 de dezembro de 2020. O licenciamento do empreendimento atendeu aos requisitos estabelecidos no Artigo 18 § 4º da Resolução CONAMA nº 237/97, pois foi protocolada solicitação de renovação da Licença de Operação por meio do processo administrativo nº DIV/00171/CRO em 05/08/2020, portanto com 138 dias de antecedência da expiração de seu prazo de validade. Sendo assim, o prazo de validade da Licença Ambiental, LO nº 10215/2016, fica prorrogado por tempo indeterminado, até manifestação do IMA.

A PCH Victor Baptista Adami está conectada ao SIN através de uma linha de transmissão com tensão de 138 kV e 26 km de extensão até o Subestação Copel em Palmas - PR.

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.

7.1.2.1.9 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. Com investimentos de aproximadamente R\$ 425,0 milhões, dos quais R\$ 268,0 milhões 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.

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

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.

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.

Ao todo foram implantados 57 aerogeradores com 1,67 MW de potência nominal.

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 para as Usinas Eólicas Seabra, Novo Horizonte e Macaúbas.

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.

7.1.2.1.10 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

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

Com relação ao licenciamento ambiental, a UEE Barra dos Coqueiros possui Licença de Operação – LO 072/2021, emitida em 80 de abril de 2021 pela ADEMA – Administração Estadual do Meio Ambiente do Estado de Sergipe, com validade até 08 de abril de 2024.

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%.

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.

7.1.2.1.11 UHE Suíça

Com relação ao licenciamento ambiental, a UHE Suíça possui Licença de Operação, emitida pelo IEMA, que se encontra em renovação uma vez que teve seu pedido de renovação realizado com 120 dias de antecedência em junho de 2016, conforme estabelecido pela resolução CONAMA nº 237/1997.

7.1.2.1.12 PCH Rio Bonito

Com relação ao licenciamento ambiental, a PCH Rio Bonito possui Licença de Operação, emitida pelo IEMA, que se encontra em renovação uma vez que teve seu pedido de renovação realizado com 120 dias de antecedência em novembro de 2016, conforme estabelecido pela resolução CONAMA nº 237/1997.

7.1.2.1.13 PCH São João

Com relação ao licenciamento ambiental, a PCH São João possui Licença de Operação – LO 094/2018, emitida em julho de 2018 pelo IEMA – com validade de 06 anos.

7.1.2.1.14 PCH Francisco Gros

Com relação ao licenciamento ambiental, a PCH Francisco Gros possui Licença de Operação, emitida pelo IEMA, que se encontra em renovação uma vez que teve seu pedido de renovação realizado com 120 dias de antecedência em dezembro de 2012, conforme estabelecido pela resolução CONAMA nº 237/1997.

7.1.2.1.15 PCH Fruteiras

Com relação ao licenciamento ambiental, a PCH Fruteiras possui Licença de Operação, emitida pelo IEMA, que se encontra em renovação uma vez que teve seu pedido de renovação realizado com 120 dias de antecedência em abril de 2016, conforme estabelecido pela

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas
 resolução CONAMA nº 237/1997.

7.1.2.1.16 PCH Jucu

Com relação ao licenciamento ambiental, a PCH Jucu possui Licença de Operação – LO 226/2020, emitida em dezembro de 2020 pelo IEMA – com validade de 06 anos.

7.1.2.1.17 PCH Viçosa

Com relação ao licenciamento ambiental, a PCH Viçosa possui Licença de Operação, emitida pelo IEMA, que se encontra em renovação uma vez que teve seu pedido de renovação realizado com 120 dias de antecedência em maio de 2016, conforme estabelecido pela resolução CONAMA nº 237/1997.

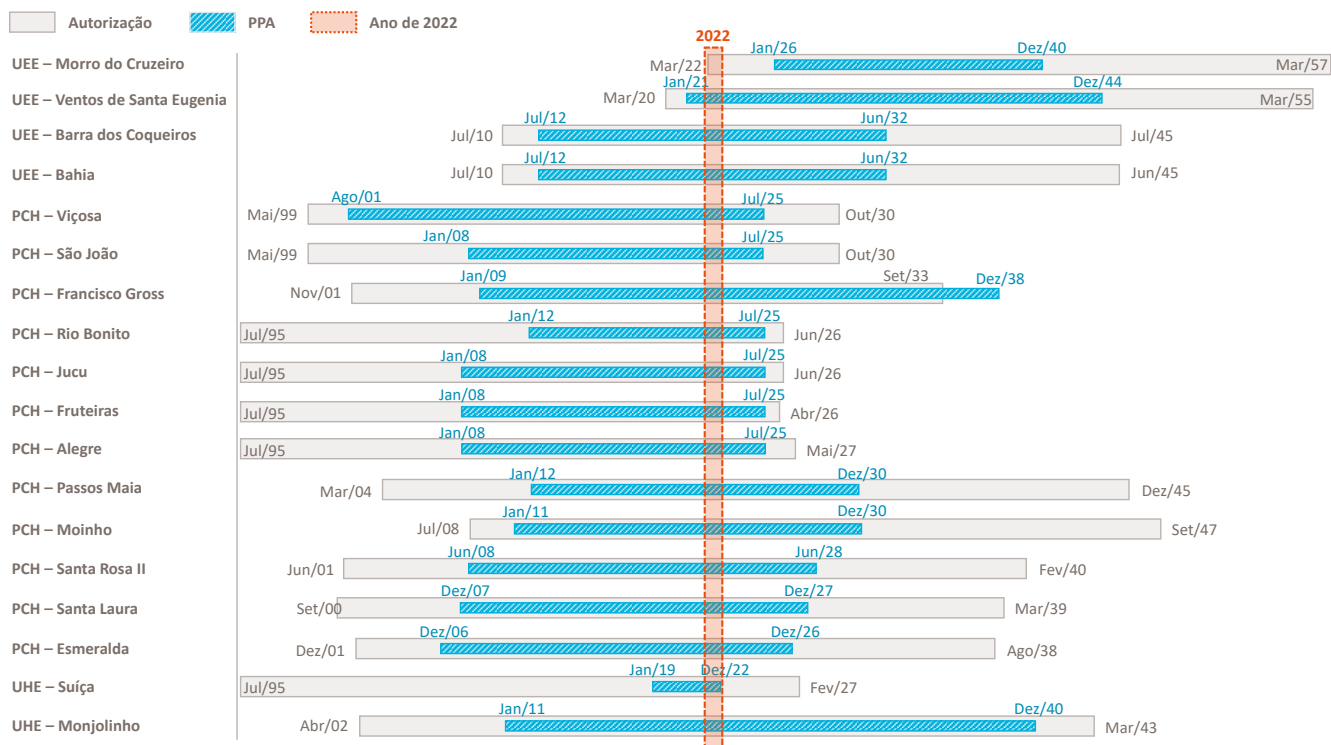
7.1.2.1.18 PCH Alegre

Com relação ao licenciamento ambiental, a PCH Alegre possui Licença de Operação – LO 038/2017, emitida em junho de 2017 pelo IEMA – com validade de 06 anos.

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

Em 8 de setembro de 2020, foi sancionada a Lei nº 14.052, que trata do GSF e estabelece o ressarcimento às usinas integrantes do MRE, por meio de extensão de outorga decorrente dos impactos ocasionados pela Geração Térmica Fora da Ordem de Mérito - GFOM, antecipação de garantia física dos empreendimentos estruturantes e pelas restrições de transmissão, criando, assim, as bases para destravar o Mercado de Curto Prazo. Os termos dessa Lei foram regulamentados pela Aneel por meio da REN nº 895/2020.

Em 03 de agosto de 2021 e 14 de setembro de 2021, foram publicadas pela ANEEL, respectivamente, as REH Nº 2.919 e REN Nº 2.932, com os valores finais das extensões calculadas pela CCEE com base na REN Nº 895/20. O quadro abaixo descreve o impacto dessas extensões em cada usina do Grupo:

Usina	Extensão Garantida por Lei (em anos)
UHE Monjolinho	5,94
UHE Suíça	1,58
PCH Esmeralda	1,65
PCH Santa Laura	1,46
PCH Santa Rosa	1,67
PCH Moinho	5,97
PCH Passos Maia	3,81
PCH Alegre	1,85
PCH Fruteiras	0,76
PCH Jucu	0,93
PCH Rio Bonito	0,95
PCH Francisco Gross	1,85
PCH São João	1,45
PCH Viçosa	1,43

Em 02 de março de 2021, foi publicada a Lei nº 14.120, que incluiu a possibilidade de ajuste do prazo das outorgas de autorização para geração que (i) possuíam prazo de 30 (trinta) anos de outorga, (ii) entraram em operação antes de 1º de setembro de 2020, e (iii) não tenham sido objeto de penalidade por descumprimento do cronograma de implantação. No caso de atendimento a esses critérios, o prazo de 30 (trinta) anos das respectivas outorgas é contado a partir da entrada em operação comercial da primeira unidade geradora, refletindo numa extensão do período total de outorga para as usinas elegíveis.

Em 21 de julho de 2021, a Statkraft pleiteou à ANEEL o reconhecimento do atendimento aos critérios estabelecidos para a referida extensão do prazo de outorga, haja vista o enquadramento das usinas PCH Esmeralda, PCH Santa Laura, PCH Santa Rosa II, PCH Moinho e PCH Passos Maia nos requisitos estabelecidos na Lei.

Em 23 de fevereiro de 2022, foi publicada a Resolução Autorizativa ANEEL nº 11.131/2022, que ajustou o prazo das usinas supracitadas, representando uma extensão nos períodos de Outorga (chamada “Extensão por COD”) de:

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

Usina	Extensão por COD (anos)
PCH Moinho	3,18
PCH Esmeralda	5
PCH Santa Laura	7,02
PCH Santa Rosa	7,07
PCH Passos Maia	7,97

7.1.2.3 Projetos Prioritários em Desenvolvimento

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia possuía 3 Projetos Prioritários em Desenvolvimento, totalizando uma capacidade de geração de 826,20 MW. Conforme mencionado anteriormente, estão incluídos na categoria Projetos Prioritários em Desenvolvimento aqueles projetos do Portfólio que possuem registro na Aneel e se encontram em estado mais avançado de desenvolvimento (incluindo arrendamento 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:

Projetos Prioritários em Desenvolvimento	Projeto	Participação Statkraft	Potência Instalada (MW)	Fator de Capacidade	Energia média (MW)	Potência Própria (MW)
	Projeto 1	100,00%	239,4	53%	127,8	239,4
	Projeto 2	100,00%	556,8	31%	173,9	556,8
	Projeto 3	100,00%	30,0	58%	17,4	30,0
	Total Geral	-x-	826,2	-x-	319,1	826,2

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 estratégias 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 239,4 MW, onde detemos 100,0% de participação no projeto. O complexo está planejado para ser instalado no estado da Bahia.

Este projeto possui Despacho de Registro de Outorga emitido 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

Já o Projeto 2 trata-se de um projeto de geração solar. Este Projeto possui potência instalada

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

injetável estimada em 556,8 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 possui Despacho de Registro de Outorga emitido pela ANEEL assim como Licença Ambiental Prévia emitida. As terras para implantação do Projeto estão devidamente arrendadas e regularizadas.

7.1.2.3.3 Projeto 3

O Projeto 3 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. Este projeto possui parte das terras necessárias para a construção das estruturas e constituição do reservatório já adquiridas.

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

7.1a Informações de 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 Informações sobre 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 2021, 2020 e 2019.

Nossas receitas decorrem principalmente da produção de energia elétrica de nossos empreendimentos. Vale observar também que apuramos receitas, em menor escala, 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 2021

2021	Receita (R\$ mil)	Participação na Receita
Fornecimento de energia elétrica	564.180	99,9%
Serviços prestados	600	0,1%
Total	564.780	100,0%

- Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020

2020	Receita (R\$ mil)	Participação na Receita
Fornecimento de energia elétrica	476.731	99,9%
Serviços prestados	449	0,1%
Total	477.180	100,0%

- Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019

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%

7. Atividades do emissor / 7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais

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 Produção / Comercialização / Mercados

a) características do processo de produção

Usinas Hidrelétricas e Pequenas Centrais Hidrelétricas

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

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

- Tecnologia utilizada

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

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

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

- Produtividade

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

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

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

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

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

- **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. Aero geradores são posicionados de forma a captar da maneira mais eficiente possível as correntes de ar. Cada aerogerador possui um conjunto de pás ligadas ao eixo do rotor do gerador de energia. A corrente de ar passa pelas pás dos aerogeradores e movimenta referido rotor. Este movimento permite a conversão eletromecânica da energia cinética dos ventos em energia elétrica.

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

- 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 e BNB exigem 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 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.

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

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.

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

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 449,31 MW (item 7.1.1.2 desse Formulário de Referência) com a capacidade instalada brasileira de 151 mil MW

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:

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

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

7. Atividades do emissor / 7.4 - Principais clientes

7.4 Principais Clientes

Possuíamos em 31 de dezembro de 2021 quatro clientes relevantes, conforme descrição abaixo, responsáveis por aproximadamente 75% de nossa receita operacional líquida do período encerrado em 31 de dezembro de 2021.

- 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.
- 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.
- 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.
- O Grupo EDP adquiriu energia dos empreendimentos UHE Suíça, PCH São João, Rio Bonito, Fruteiras, Alegre, Jucu e Viçosa até julho de 2025, nos termos do contrato de compra e venda de energia celebrado no mercado bilateral regulado

Nos períodos de 2020 e 2019 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 da Regulação Estatal

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 Nonoai, estado do Rio Grande do Sul;

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

- Aquisição de material hospitalar para o município de Nonoai, estado do Rio Grande do Sul;
- Apoio à cultura por meio de patrocínios a eventos típicos do município de Nonoai, estado do Rio Grande do Sul;
- Aquisição de ônibus adaptados para a Associação dos Pais e Amigos dos Excepcionais do município de Nonoai, estado do Rio Grande do Sul;
- Implantação de projeto de revitalização cultural nas terras indígenas localizadas no município de Nonoai, estado do Rio Grande do Sul, envolvendo, dentre outras ações, a doação de livros para bibliotecas comunitárias.

Para além dos projetos sociais mencionados acima, atualmente desenvolvemos na UHE Monjolinho o atendimento das 74 condicionantes estabelecidas na Licença de Operação da Usina e das 53 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\$ 185.000,00 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;
- Monitoramento do reservatório e área de preservação permanente (APP);
- Recuperação de áreas degradadas e reflorestamento da APP;

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; e
- 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 100 condicionantes estabelecidas na Licença de Operação da PCH e das 62 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;
- Recuperação de áreas degradadas;

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

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. 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 Topo batimétrico;
- Monitoramento do reservatório e área de preservação permanente;
- Monitoramento e Manejo de Macrófitas;

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 23 condicionantes estabelecidas na Licença de Operação da PCH e 7 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;

Complexo Eólico da Bahia: Além de o empreendimento colaborar significativamente com uma política sustentável de desenvolvimento energético do país, aplicando uma tecnologia totalmente “limpa” e coerente com a expectativa mundial de preservação do meio ambiente, a empresa utilizou-se de soluções de engenharia que minimizaram o impacto ambiental das obras de implantação e, marcantemente, oportunizou benefícios de ordem socioambiental e estrutural às

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

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 artesanais perfurados para atender as necessidades da obra, a Statkraft doou dois poços artesanais e 4 motobombas, 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 2021,

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

foram distribuídas 2.800 mudas para 46 famílias locais, um aumento de 14,5 % no número de famílias atendidas em relação ao ano de 2020 (40 famílias). A expectativa é que com as manivas que distribuimos sejam colhidas 12,5 toneladas de mandioca, que podem ser convertidas em 2.550 kg de farinha, que por sua vez, tem potencial de gerar renda a comunidade de até R\$13.000 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 2021, realizamos a doação de 76 kg de cera alveolada, proporcionando aos apicultores incluírem em seus exames ceras novas, o que é um fator importante para a agilidade na produção do mel. Em 2021, a produção de mel ficou em 1.711,32 kg, um aumento de 24 % em relação ao ano anterior (1293,7 kg).
- Projeto Fruticultura, através do nosso viveiro, produzimos mudas de frutas da região que são doados as comunidades para o desenvolvimento de uma nova fonte de renda. Em 2021, foram doadas 796 mudas e fornecemos apoio e assistência técnica para o desenvolvimento das lavouras junto as famílias.
- 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, salgados e bolos para a comercialização nas comunidades da região e a entrega para complemento da merenda escolar da região.
- Em 2021 houve ações de comunicação e educação ambiental em 5 escolas das comunidades da região. Foram atendidos 111 alunos, com idade escolar entre 4 a 16 anos. Os temas abordados foram: Água, Caatinga, Biodiversidade, Biomas Brasileiros, Caça, Desmatamento, boas práticas alimentares e Consumo consciente.

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 91 condicionantes estabelecidas na Licença de Operação da PCH e das 22 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;
- Recuperação de áreas degradadas;

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

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 se encontra 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 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 Suíça 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 se encontra 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.

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

PCH Jucu: Inaugurada em 1909, a PCH Jucu teve sua primeira licença de operação emitida em 1999. A PCH Jucu teve sua Licença Ambiental renovada em dezembro de 2020 e conta com 24 condicionantes, no qual podemos destacar o Programa de Educação Ambiental (PEA) que visa manter um canal de comunicação aberto entre o empreendimento e seu público-alvo, que é a comunidade localizada no entorno do empreendimento, por meio da difusão do conhecimento e realização de práticas ambientais educativas. O Programa permite conciliar a disseminação de informações sobre o meio ambiente identificadas no Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório (PACUERA), com a realidade local da comunidade localizada no entorno do empreendimento.

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 23 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.

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. (*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)

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

- 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 Receitas Relevantes no Exterior**

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 2021, 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 2021, quase a totalidade das nossas receitas foi proveniente do Brasil.

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

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 Políticas Socioambientais****a) se o emissor divulga informações sociais e ambientais:**

A empresa divulga relatórios de projetos e ações socioambientais em seu site. Além do Relatório Socioambiental da ANEEL, em 2021 foram publicados um e-Book de Sustentabilidade e um Comunicação de Progresso Anual referente às ações socioambientais em prol dos princípios de direitos universais nas áreas de Direitos Humanos, Meio Ambiente e Combate à Corrupção, em alinhamento com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas (ONU). Em 2022 a Statkraft Brasil publicou o seu primeiro Relatório de Sustentabilidade em alinhamento com o padrão internacional do *Global Reporting Initiative* (GRI).

b) a metodologia seguida na elaboração dessas informações:

Em 2022, a Statkraft Brasil publicou seu primeiro Relatório Anual de Sustentabilidade em linha com a metodologia do *Global Reporting Initiative* (GRI).

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

Não.

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

www.statkraft.com.br/sustentabilidade/relatorios-de-sustentabilidade/

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

7.9 Outras Informações Relevantes – Atividades do Emissor

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 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 72% da produção de energia e 66,4% 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, bem como a utilização de outros recursos renováveis distantes dos centros de carga, como as fontes solar e eólica;
- 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, independentemente 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 35% do total consumido de energia elétrica no país em 2020, seguido pelos consumidores residenciais (31%) e comerciais (17%). Outros consumidores somam 16% do consumo.

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

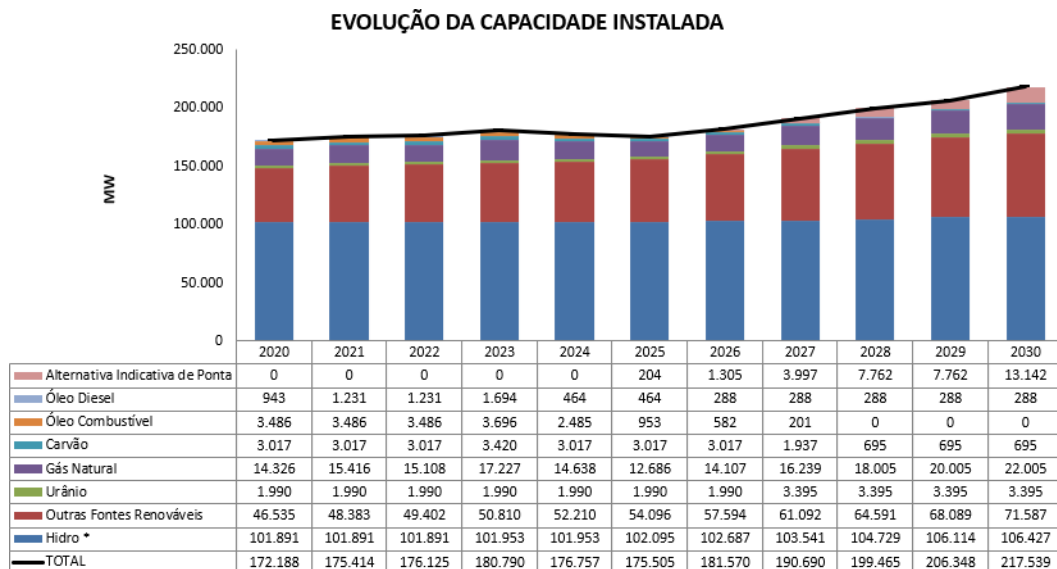
7.9.1.1. Características Gerais

7.9.1.1.1 Características da Oferta

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é preparado para um sistema hidrotérmico de grande porte. Com pouco mais de 174 GW de potência instalada até dezembro de 2020, no qual 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. Menos de 1% da energia requerida pelo país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

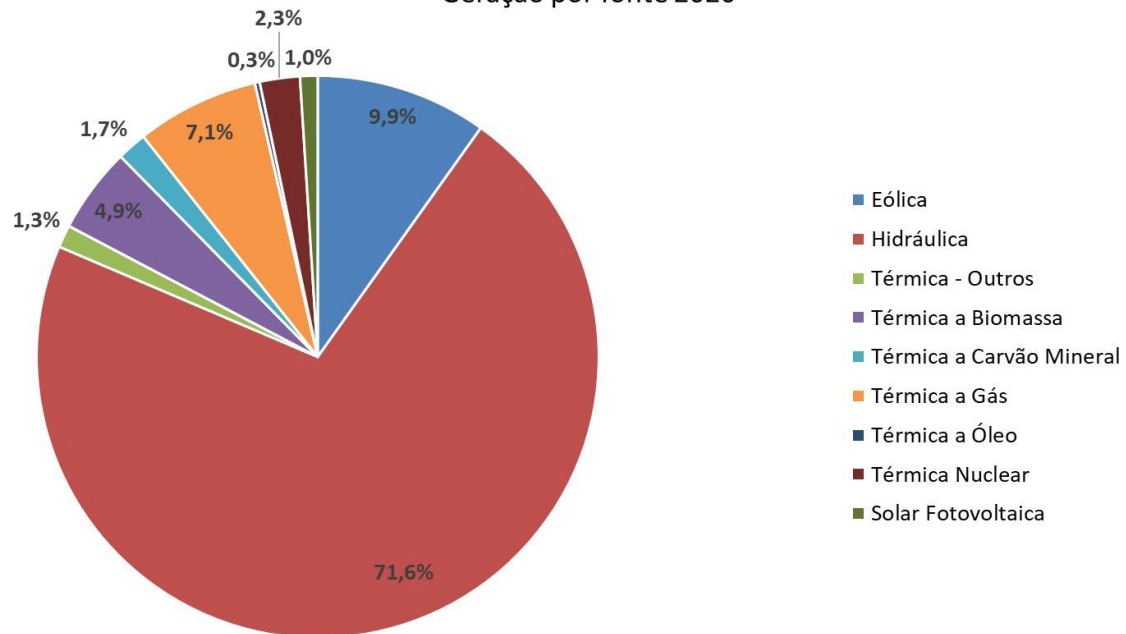
As figuras a seguir, indicam a participação por tipo de fonte, na capacidade instalada e na geração efetiva:



Fonte: PDE 2020/2030(EPE) * Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguauio.

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

Geração por fonte 2020



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 aflúências, será necessário utilizar um elevado nível de geração termelétrica. Existe ainda a chance de não se dispor de energia suficiente no futuro, ou seja, em alguns momentos pode vir a ocorrer um déficit no suprimento. Em contrapartida, se os reservatórios são pouco utilizados no presente e aflúências elevadas acontecerem no futuro, o sistema se defrontará com a situação de ocorrência de vertimento (vazão utilizada para controlar o nível do reservatório e não utilizada na geração) o que, neste caso, representa uma situação indesejável de desperdício.

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

Outro aspecto relevante a ser mencionado sobre o SIN é o fato de ser impossível prever com exatidão as aflúências 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

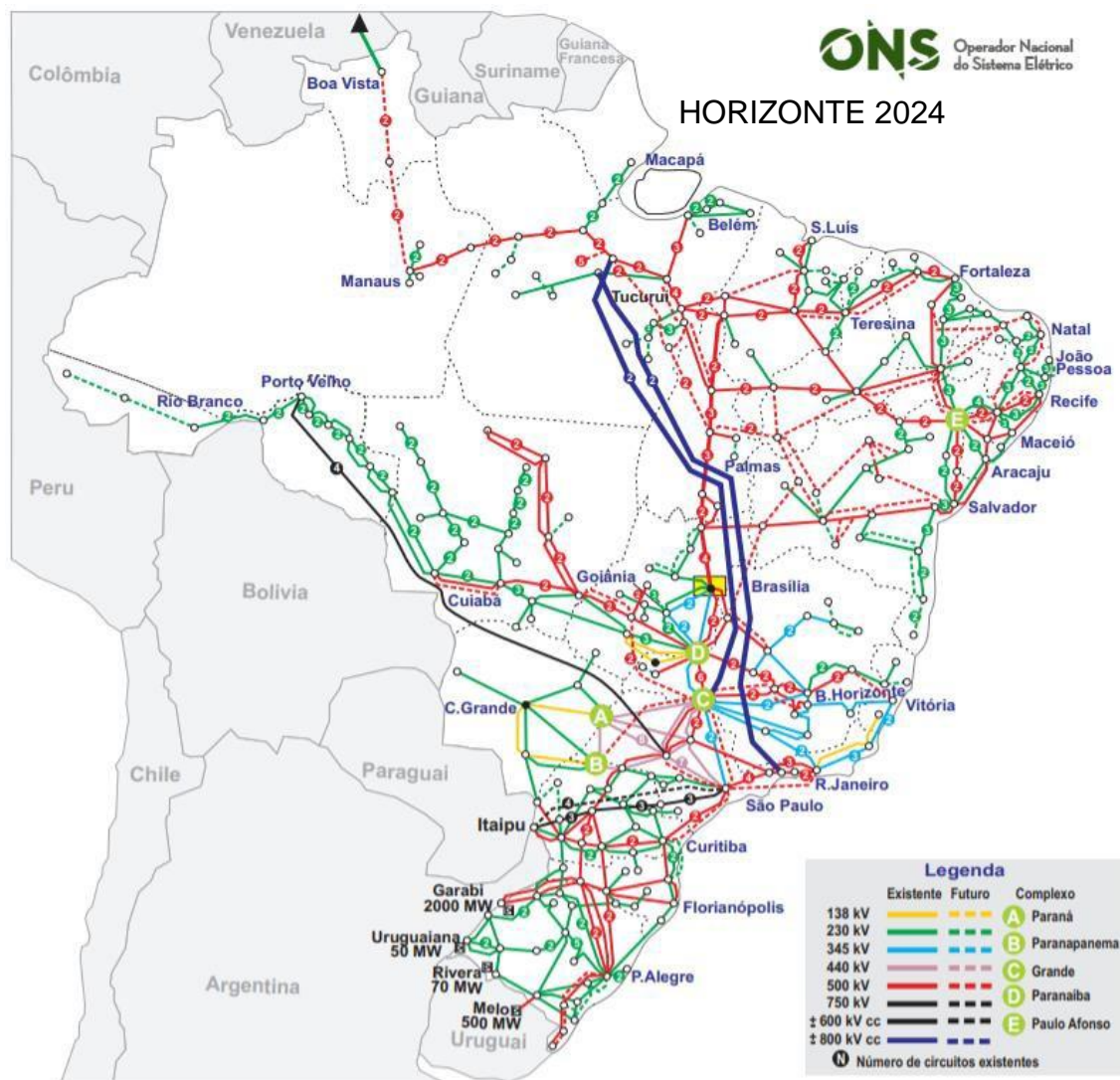
7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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.

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.

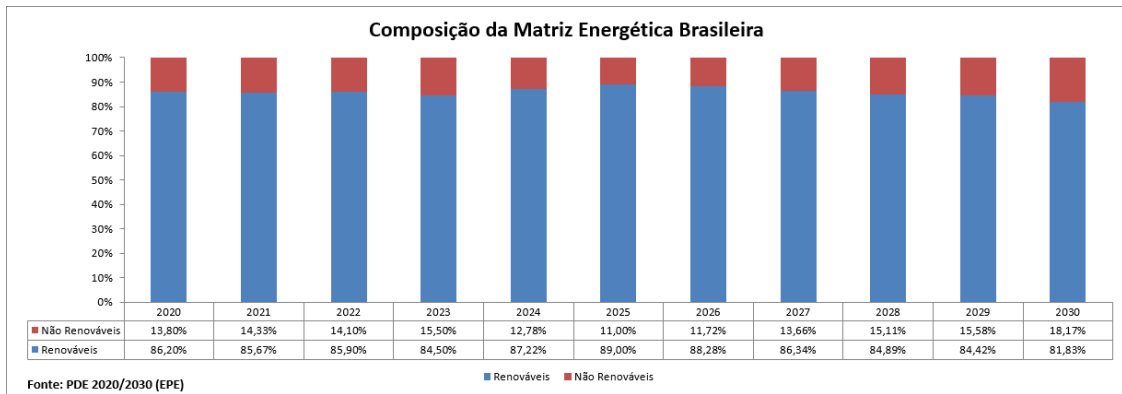
Neste contexto, a matriz energética brasileira vem se modificando e as fontes de energias renováveis apresentando um ganho de participação, com destaque para a energia eólica.

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.



Fonte: ONS.

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



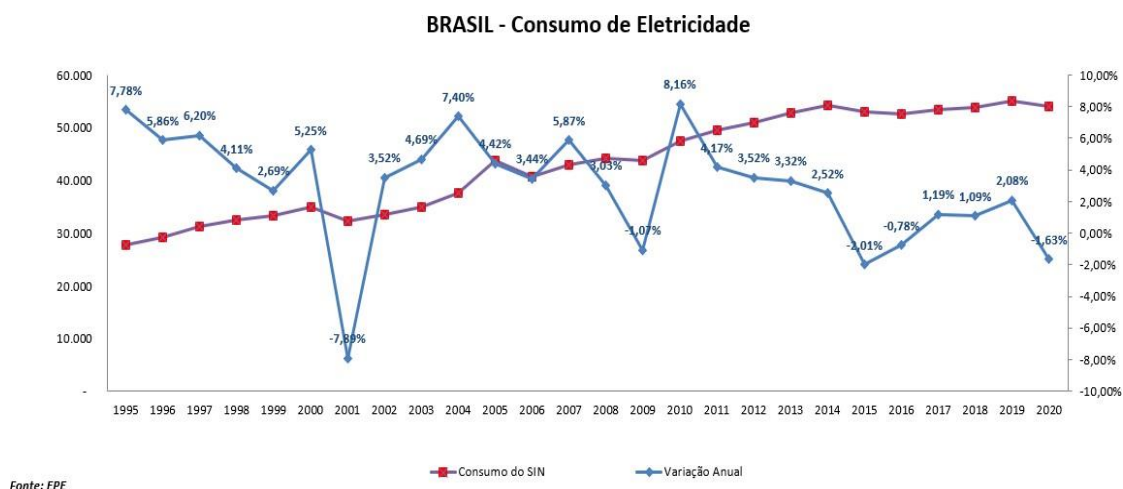
7.9.1.1.2 Características do Consumo

Em geral, o consumo de eletricidade no Brasil está ligado aos níveis de atividade econômica. Em 2018 e 2019 especificamente, observou-se um cenário de ligeira recuperação econômica, com evolução do PIB em +1,8% e +1,4%, respectivamente, seguido por uma forte recessão de -4,1% em 2020, relacionada à pandemia do Covid-19. Segundo dados do Banco Central, o mercado projeta um crescimento do PIB de 3,21% para 2021 e 2,33% para 2022, 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 PRODUIR, 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.

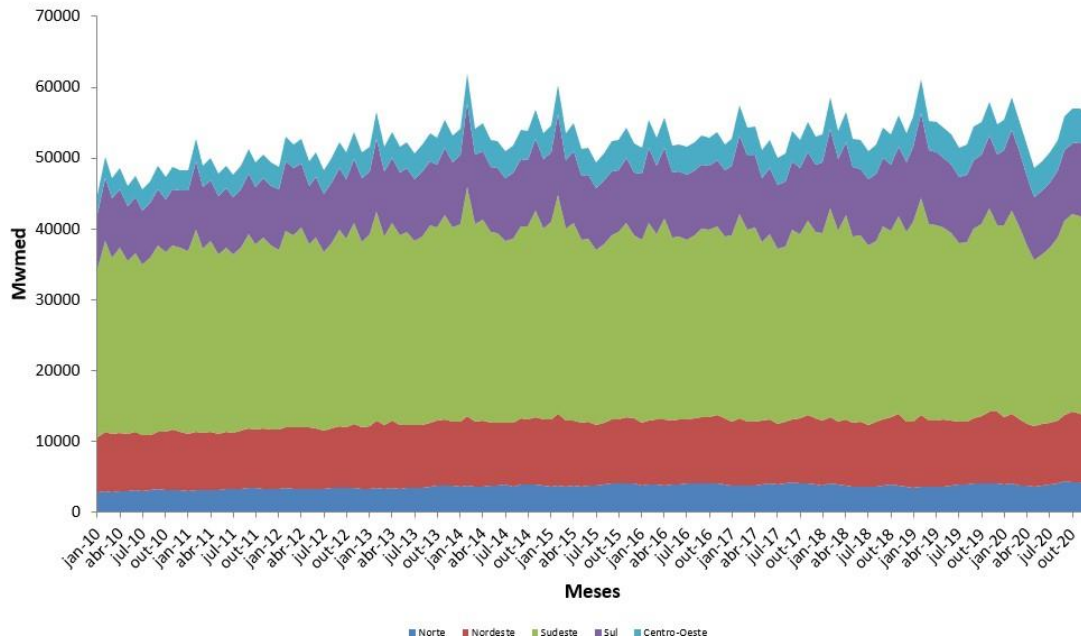
O gráfico abaixo mostra a evolução do consumo de eletricidade do ano 2001 até 2018, em valores absolutos e variação percentual:



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

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

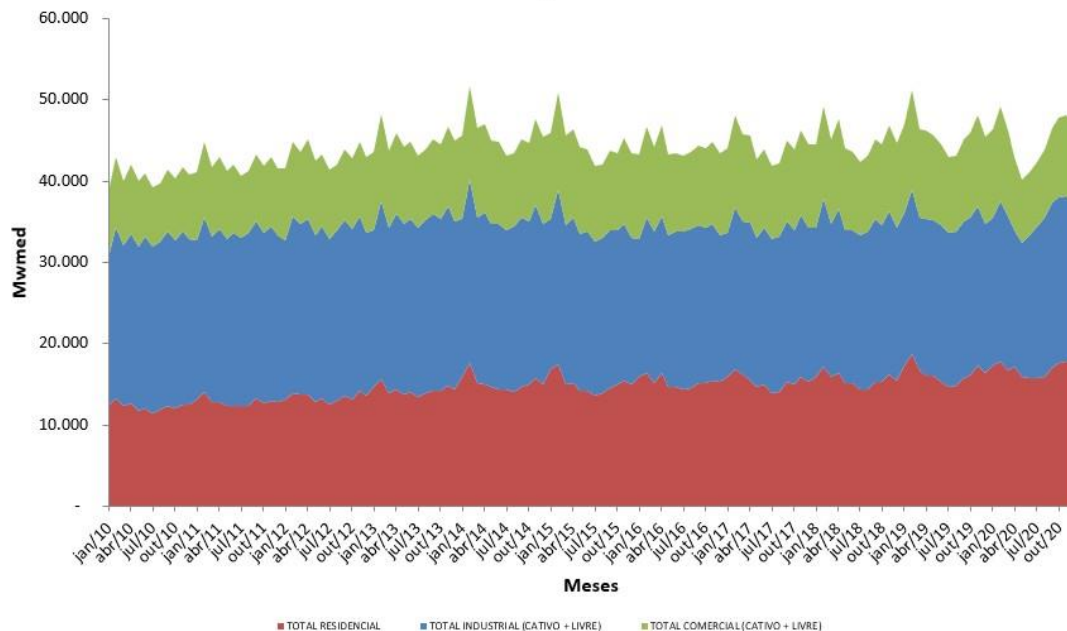
Consumo por Região



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.

Consumo por Classe



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

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

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.

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.

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

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;

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

- 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”.

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.

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

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)

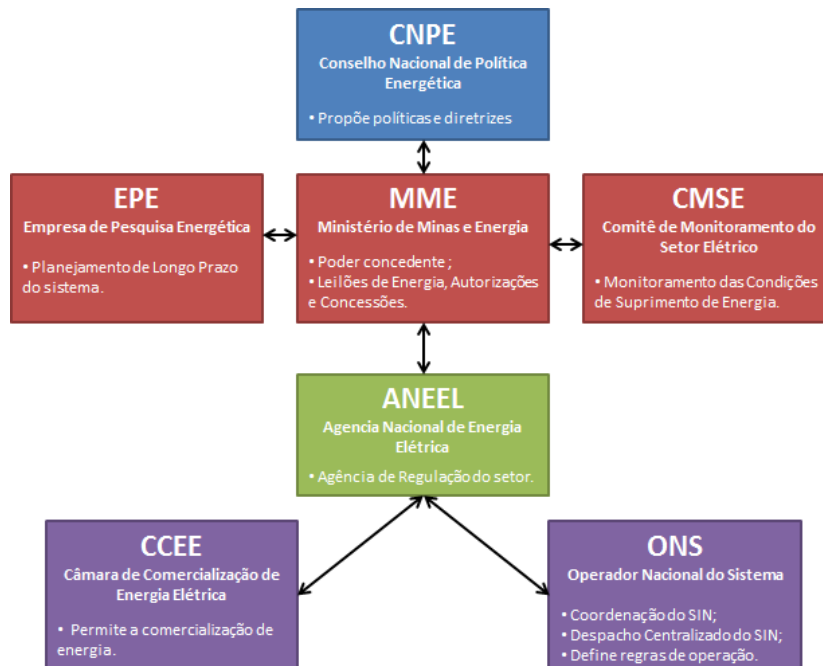
Instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04, absorveu as funções do MAE e suas estruturas organizacionais e operacionais. Entre suas principais obrigações estão: a apuração do PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de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

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:

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



Fonte: CCEE

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

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

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

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

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

7.9.1.2.4 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.

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

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.
- Com 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.
- Após todo esse período, finalmente em setembro de 2020, foi publicada a Lei 14.052, na qual foi estabelecida a compensação aos geradores participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, mediante extensão de suas respectivas outorgas, em razão dos efeitos causados pelos empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação indicados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CPNE, de modo a trazer uma solução à celeuma atinente ao GSF.
- Também em 2020, sob os efeitos da pandemia em função do agravamento do contágio do vírus COVID-19, foram editadas as Medidas Provisórias nº 949 e nº 950, sendo esta última regulamentada pelo Decreto nº 10.350/2020, trazendo uma solução às distribuidoras e aos consumidores cativos, com instituição da CONTA-COVID, sobretudo para a destinação de recursos para os efeitos financeiros da sobrecontratação, motivada, entre outros aspectos, pela redução da carga nacional, em função de medidas restritivas para o isolamento social.
- Além disso, outras medidas propostas pelo Governo, começaram a ser concretizadas com a publicação da Medida Provisória nº 998, de setembro de 2020, posteriormente convertida na Lei nº 14.120, de março de 2021, trazendo algumas importantes mudanças:
- Período transitório para o fim dos subsídios para fontes renováveis:

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

Passar do atual sistema de subsídio baseado em desconto de tarifa por fio (redução de custo) para um mecanismo que institui o benefício ambiental como valoração de fontes incentivadas (aumento na receita), sendo que as plantas existentes que já estão autorizadas no uso do desconto não seriam afetadas. Ou seja: o novo sistema seria válido para novas usinas que não se detêm uso do desconto.

- Instituição dos Leilões de reserva de capacidade, a ser regulamentado pelo MME, com propósito de já antecipar o modelo de licitação para contratação de energia elétrica, considerando a separação dos produtos lastro e energia.
- Mecanismo competitivo de descontração ou redução, total ou parcial, dos CCEARs, a ser regulamentado pelo MME, já dando sinais de evolução da liberalização do mercado livre.
- Aprimoramento do comercializador varejista, de modo a estabelecer a suspensão do fornecimento de energia para os consumidores varejistas inadimplentes.

Outras medidas, ainda sob discussão do Congresso Nacional, estão sendo propostas visando a Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, quais sejam:

- Liberação do mercado para consumidores livres:
 - Reduzir a elegibilidade para consumidores convencionais de alta tensão (limite de demanda atual é de 1,5MW), para consumidores de baixa tensão.
- 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.
 - 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
 - Possibilidade de passar de um modelo baseado em custo para um modelo baseado em lances.
- Aprimoramento das regras do MRE.
- Níveis mínimos de contratação para consumo:
 - Reduzir o atual nível de contratação (energia, não lastro) para menos de 100%.

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

- Redução dos custos de transação na contratação de Geração/Transmissão:
 - Liquidação centralizada para PPAs regulados (CCEAR) e contratos do uso do sistema 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.

7.9.1.3.2 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

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

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 Normativa 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 têm direito ao desconto mínimo de 50% nas tarifas de uso dos referidos sistemas.

Para novas usinas provenientes de fontes incentivadas, a manutenção do desconto é conferida caso a solicitação de suas respectivas outorgas seja até o prazo de 12 meses, contados a partir da publicação da Lei 14.120/2021, e 48 meses para a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras.

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 Normativa ANEEL nº 875/20, 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

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

ressalvar que os empreendimentos que causem impacto ambiental nacional e regional ou aqueles localizados em áreas de interesse ou domínio da União, a competência para licenciar é atribuída ao IBAMA. Com exceção desses casos, e ressalvados os casos em que o impacto ambiental causado é local e que, portanto, a competência é do órgão municipal, o órgão estadual é, em regra, responsável pelo licenciamento, de modo que cada Estado possui legislação e procedimentos próprios.

A obtenção de outorga para exploração de uma PCH depende primeiramente de uma avaliação preliminar da viabilidade da construção da usina, levando-se em conta o potencial hidráulico a ser explorado. Caso este seja economicamente viável, os próximos passos são:

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

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

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

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 2030, elaborado pela EPE, apresenta um cenário para a matriz energética brasileira com uma pequena perda de participação de petróleo e derivados e produtos da cana de açúcar (biomassa), enquanto apresenta um ganho no gás natural e outras renováveis.

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, provê benefícios de política energética condicionado ao uso racional das fontes que satisfaçam o conceito da qualificação, referindo-se ao termo genérico “cogeração qualificada”. A Resolução ANEEL 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

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

P&D e ainda, para as PCHs, isenção do encargo de Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH). Ainda, foram criadas formas de incentivo à comercialização de energia elétrica gerada a partir desses empreendimentos, procurando incluir nesse mercado uma nova categoria de consumidores, denominados “Consumidores Especial”.

7.9.1.6 A comercialização de energia elétrica

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

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

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no mercado de curto prazo e valoradas ao 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 2021 foram aprovadas pela Resolução ANEEL nº 909/2020.

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

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

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”).

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

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

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.

O ACR também inclui contratos bilaterais regulados (CBR) existentes, entre geradoras e distribuidoras até sua respectiva expiração.

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 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 1,5 MW, sem restrição relativa ao nível da tensão de atendimento, conforme Lei nº 9.074/95 e Portaria MME nº 514/2018. A partir de 1º de janeiro de 2022, consumidores com carga igual ou superior a 1 MW e a partir de 1º de janeiro de 2023, consumidores com carga igual ou superior a 0,5 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 1,5 MW e que podem ser atendidos, sem restrição de nível de tensão, somente por meio de fontes incentivadas (PCH, solar, UEE e UTE a biomassa).

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.

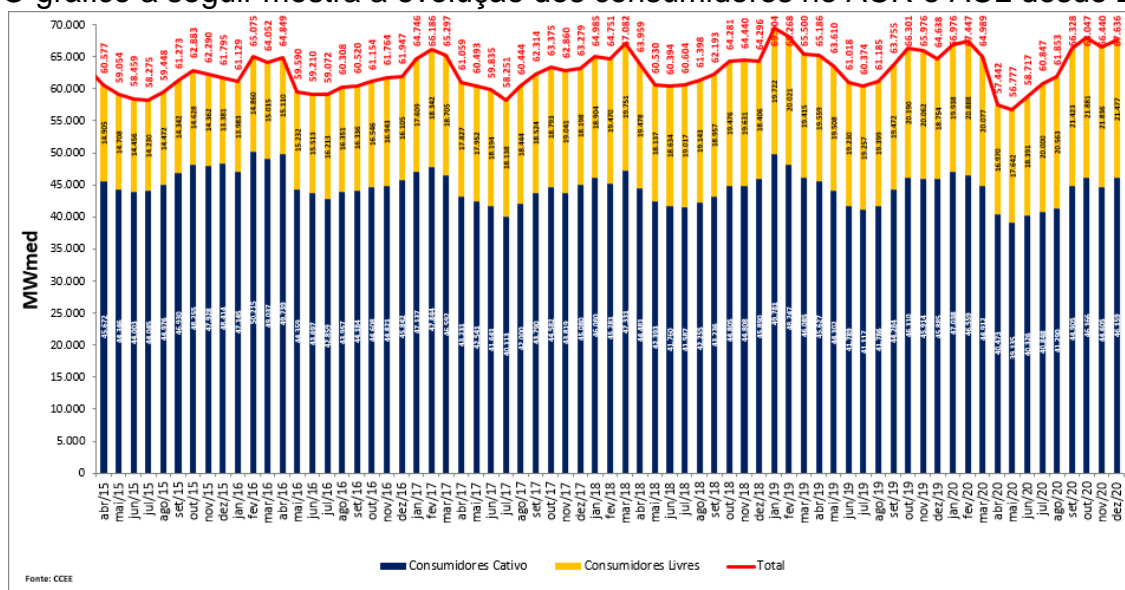
7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

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

7.9.1.6.3 Tradeoff ACL X ACR

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

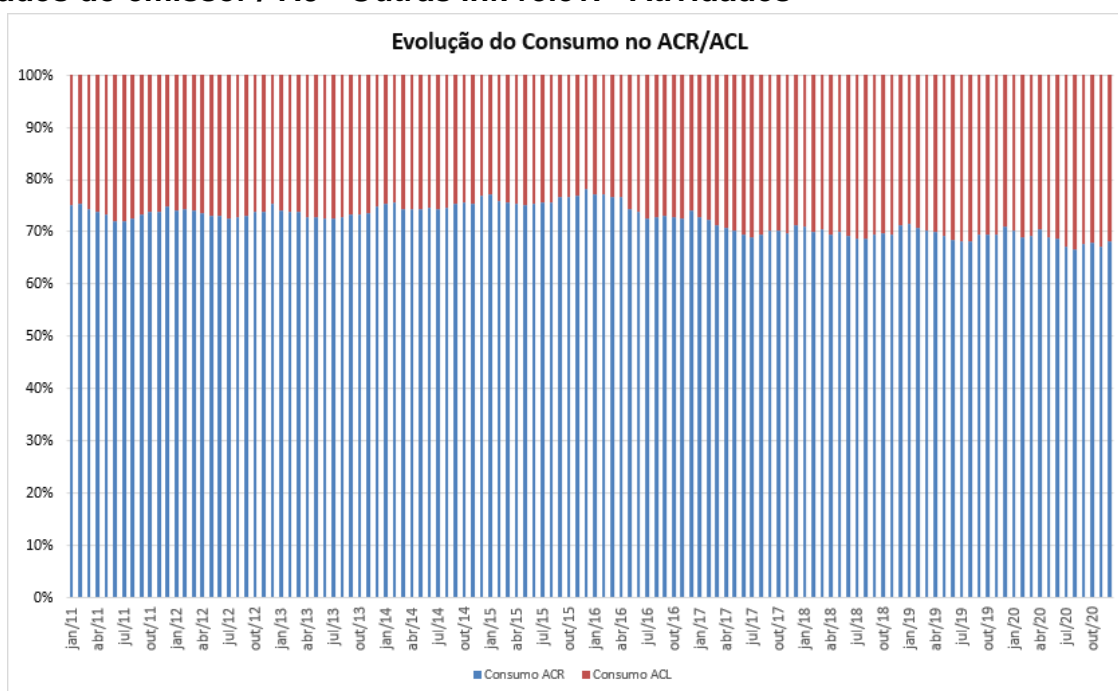
O maior incremento da migração de consumidores cativos para o ambiente livre foi de 2004 para 2005, dado seu grande volume e representatividade em relação ao número total de Agentes da CCEE. O gráfico a seguir mostra a evolução dos consumidores no ACR e ACL desde 2015.



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 68% do mercado, conforme gráfico a seguir:

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



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

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

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

Porém, conforme geralmente, 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 queira retornar, ele 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", "DECOMP" e "DESSEM". 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", calculado em base semi-horária e considerando as restrições da rede elétrica, conforme ilustrado abaixo.

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



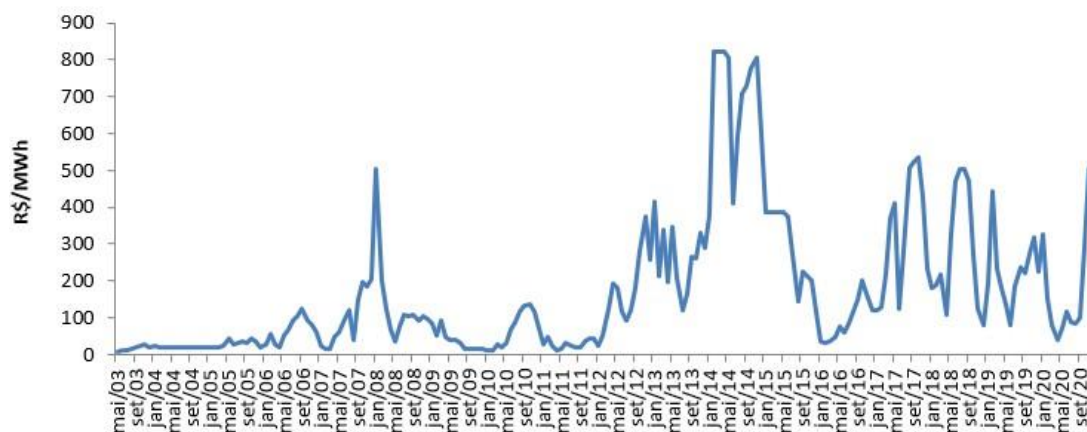
Uma vez que o CMO representa o custo variável do recurso de geração mais caro a ser despachado, tem-se então uma importante informação para determinar o preço da energia elétrica.

No caso brasileiro esse preço é denominado de Preço de Liquidação das Diferenças. O PLD é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo, sendo determinado, por submercado, em base horária e ex-ante, ou seja, apurado antes da operação real do sistema.

Por determinação da ANEEL, o PLD é limitado a um preço máximo, que possui dois tetos, o primeiro é PLD Horário – que é o custo da térmica mais cara do sistema e o segundo é o PLD Estrutural que é o custo da geração termelétrica a gás mais cara participante do despacho, e um preço mínimo que 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 dezembro de 2020, para o submercado SE/CO. O aspecto a ser destacado é a elevada volatilidade verificada em sua trajetória. Quando há sobreoferta de energia no SIN, a consequência é um período de preços baixos. No entanto, no momento em que de demanda de energia volta a se aproximar da oferta, tem-se a elevação da volatilidade do PLD, pois usinas com custo de geração elevado começam a compor o despacho em determinados períodos.

PLD SE/CO



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:

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

- **Tributos:**

IRPJ: Imposto de Renda da Pessoa Jurídica CSLL: Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
 ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços ISS: Imposto sobre Serviços
 PIS/PASEP: Programa de Integração Social e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
 ITR: Imposto Territorial Rural

IPVA: Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores IPTU: Imposto sobre a Propriedade Territorial Urbana

INSS: Contribuição ao INSS devida pelo Empregador FGTS: Fundo de Garantia por Tempo de Serviço

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

- **Encargos Setoriais:**

- CCC (Conta de Consumo de Combustível): encargo para subsidiar a geração de energia elétrica que utiliza combustíveis fósseis nos sistemas isolados. A CCC é paga por todos os consumidores finais através da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), caso o consumidor esteja conectado diretamente na rede básica ou através da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), caso o

consumidor esteja conectado na sua distribuidora local. Consumidores que investem em autoprodução são isentos na parcela de sua geração própria. O montante da CCC a ser recolhido é definido anualmente ex-ante pela Eletrobrás.

- CDE (Conta de Desenvolvimento Energético): 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.

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

- 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. Assim como a CCC e a CDE, consumidores que investirem em autoprodução estão isentos na proporção de sua geração própria.
- 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.

- 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

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

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.

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

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).

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 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 684 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.

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

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

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

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

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

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

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

O ressarcimento também pode ser feito por meio da extensão do prazo da outorga vigente, limitada a 15 anos, dispondo o gerador livremente da energia, ou, ainda, por meio do direito de celebração de contrato de energia no ACR, coincidente com a extensão de prazo da outorga vigente, a preços e condições a serem estabelecidos pela ANEEL.

Os recursos utilizados para cobrir eventuais faltas de energia dos geradores hidrelétricos participantes do MRE serão oriundos da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, na qual será aportado o prêmio pago pelos agentes.

Caso o custo necessário para suprir a demanda específica de geradores hidrelétricos vinculados ao ACR seja maior do que o valor dos prêmios depositados, a diferença será arrecadada por meio das bandeiras tarifárias incidentes na conta mensal de luz dos consumidores cativos.

Após análises, estudos e discussões, a Statkraft decidiu aderir a MP 688/2015 para os seguintes empreendimentos da companhia:

- (PCH) Santa Laura S.A.;
- (PCH) Santa Rosa II S.A.; e

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

- (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 13.360 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, eólicos, 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.

7.9.1.6.11 Medida Provisória 998/2016 (Lei nº 14.120 de 1º de março de 2021)

A MP 998/2020, que virou a lei 14.120 de 2021, altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, 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 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto- Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e dá outras providências

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

As alterações provocadas pela MP 998/20 tiveram como proposta principal reduzir a tarifa paga pelo consumidor, e antecipou alguns direcionamentos que já vinham sendo discutido pelo MME, no âmbito do Grupo de Trabalho – GT Modernização do Setor Elétrico, das quais se destacam:

- Período transitório para o fim do subsídio na tarifa de uso do sistema de transmissão ou distribuição;
- Definição de diretrizes para valoração do benefício ambiental de fontes renováveis
- Leilões de Reserva de capacidade de geração
- Mecanismo competitivo de Descontratação voluntária dos CCEARs
- Aprimoramentos no regramento do comercializador varejista, estipulando regras de suspensão de fornecimento em caso de descumprimento de obrigação financeira pelo consumidor
- Valorização dos recursos energéticos atinentes à usina nuclear Angra 3, de modo a conferir lastro para o Sistema Elétrico Brasileiro.

Todas essas ações impactam ou precisam ser monitoradas pela Companhia, em seus respectivos desdobramentos.

7.9.1.7 Os leilões de energia

7.9.1.7.1 Leilões de energia nova e de energia existente

O novo modelo institucional do SEB tem três objetivos principais:

- ✓ Garantir a segurança de suprimento de energia elétrica;
- ✓ Promover a modicidade tarifária, através da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;
- ✓ Promover a inserção social no setor elétrico, em particular através dos programas de universalização do serviço de energia elétrica.

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

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

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

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

vezes ao ano, com entrega para o mesmo ano. Por esta razão, esses contratos são conhecidos como “A0”. A distribuidora poderá comprar até 1% do total de sua energia contratada por meio dos leilões de ajuste.

7.9.1.7.5 Leilão para Contratação de Energia de Reserva

Cabe ao poder concedente definir reserva de capacidade de geração a ser contratada, visando garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

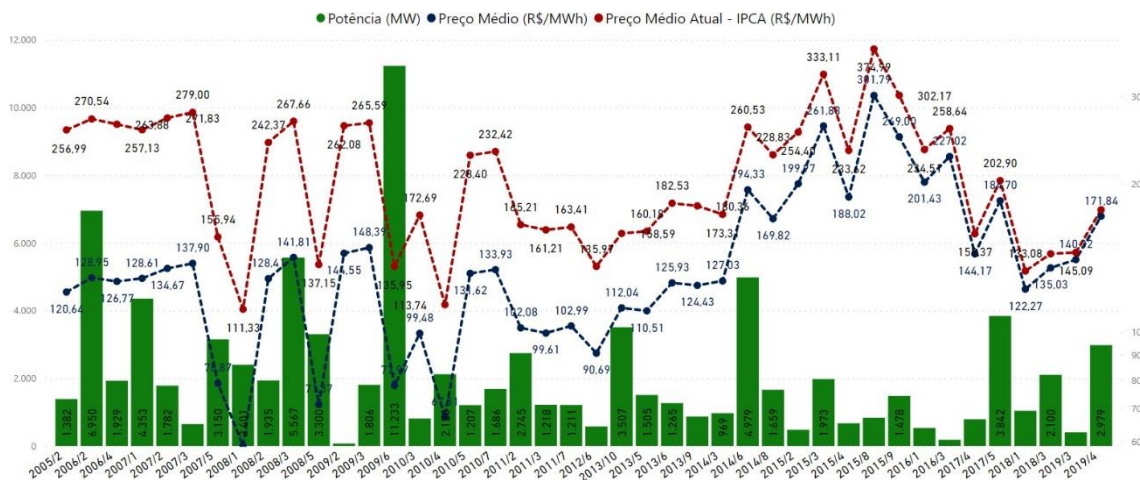
Dentre os principais motivadores para se ter um mercado de capacidade, destacam-se:

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

Os custos decorrentes desta contratação de energia de reserva serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo os consumidores livres, os consumidores especiais (com carga superior a 500 kW atendidos por fontes alternativas de Geração de energia) e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrentes da interligação ao SIN.

7.9.1.7.6 Resultados Dos Leilões

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



7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades**7.9.1.7.7 Leilões Públicos de Compra e Venda de Energia Elétrica que participamos**

Na tabela a seguir, constam todos os leilões públicos de compra e vende de energia elétrica que a Statkraft Energias Renováveis participou. Todas as informações referentes aos leilões podem ser encontradas em: [Leilões - CCEE](#).

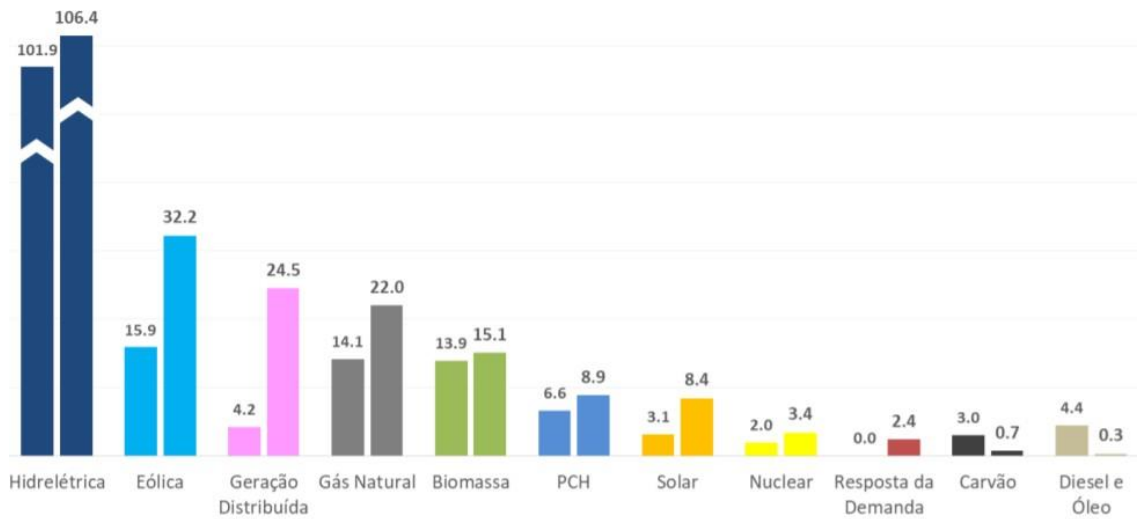
CNPJ 00.622.416/0001-41 - Statkraft Energias Renováveis			
Leilão	Tipo de Leilão	N. do Edital	Data de realização
35º LEN	Leilão de Energia Nova	008/2021	30/09/2021
30º LEN	Leilão de Energia Nova	004/2019	18/10/2019

CNPJ 00.622.416/0001-41 - Período anterior à aquisição da empresa pelo Grupo Statkraft			
Leilão	Tipo de Leilão	N. do Edital	Data de realização
02º LER	Leilão de Energia de Reserva	003/2009	14/12/2009
08º LEN	Leilão de Energia Nova	002/2009	27/08/2009
03º LEN	Leilão de Energia Nova	004/2006	10/10/2006
02º LEN	Leilão de Energia Nova	002/2006	29/06/2006

7.9.1.8 A expansão do Parque Gerador

O planejamento da expansão da oferta de energia adota o critério de igualdade entre o chamado “Custo Marginal de Operação” (CMO) e o “Custo Marginal de Expansão” (CME), assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitado o limite de 5% para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica, sendo o risco de déficit a probabilidade de que a oferta de energia elétrica seja menor do que o mercado de energia correspondente, não importando a magnitude do déficit.

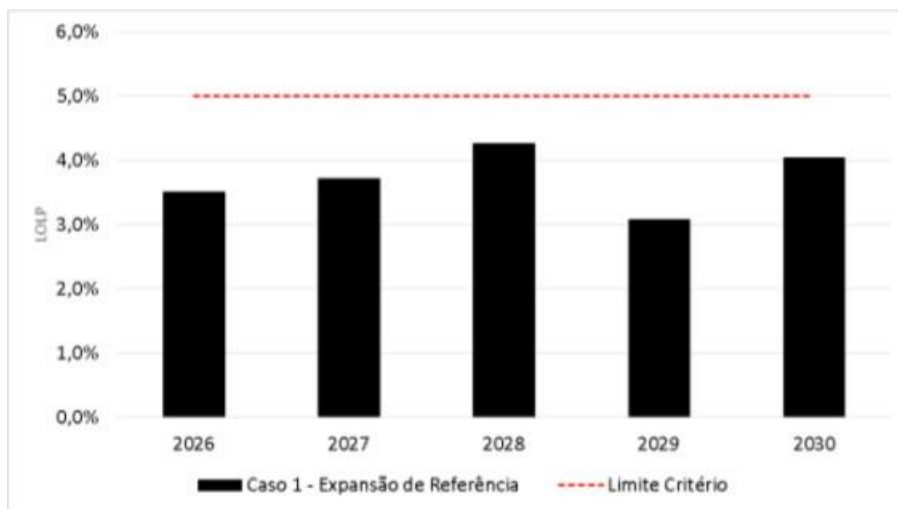
7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades



Notas:
 (a) Dados de dezembro de 2020 e 2030
 (b) Gás natural inclui gás de processo
 (c) Para fins de exibição as barras de Hidrelétricas tiveram sua escala ajustada, entretanto os valores mostrados correspondem à capacidade instalada
 (d) Não inclui a parte paraguaia da usina de Itaipu

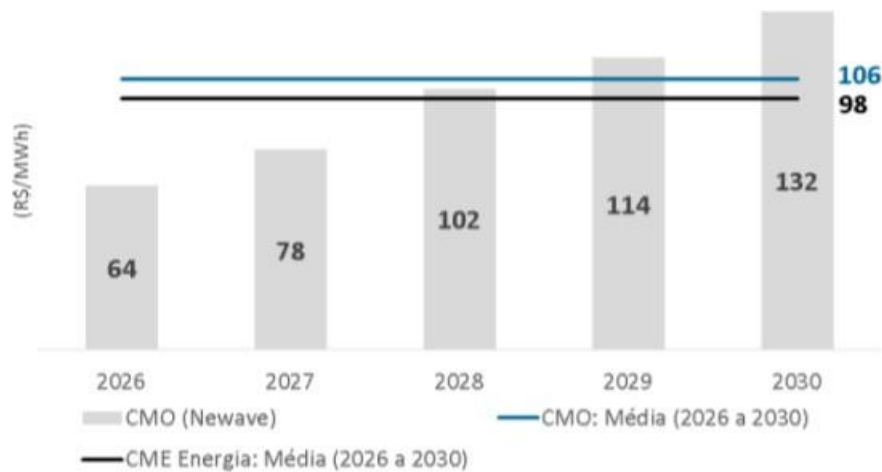
Fonte: PDE 2030

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.



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



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 o mesmo ser disponibilizado 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.

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

- **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 pagamento de multa, a 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.

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

- PCH Santa Rosa II (Termo de Compromisso Ambiental Nº. 10/2008): projetos relacionados a Unidades de Conservação a serem definidos pela Secretaria de Estado do Ambiente do Rio de Janeiro.
- PCH Santa Rosa II (Termo de Convênio para Construção de Escola voltada para Educação Ambiental no Município de Bom Jardim/RJ): implantação de uma escola modelo em gestão ambiental com 392 m2 de área construída.
- PCH Santa Laura (Termo de Compromisso Ambiental celebrado junto à FATMA/SC): investimentos em Unidades de Conservação no estado de Santa Catarina.
- PCH Esmeralda (Processo Administrativo SEMA RS/DEFAP nº. 001350-05.00/05-5): investimentos no Parque Estadual Espigão Alto, localizado no município de Barracão/RS.
- PCH Passos Maia (Termo de Compromisso Ambiental celebrado junto à FATMA/SC): investimentos em Unidades de Conservação a serem definidos pelo órgão ambiental.

7.9.2.1 Uso de Recursos Hídricos

A utilização de recursos hídricos para as finalidades de: (i) derivação ou captação; (ii) extração de aquífero para processo produtivo; (iii) lançamento de efluentes líquidos em corpo de água; (iv) aproveitamento hidrelétrico; e (v) outra que altere a quantidade ou qualidade da água em um corpo d'água, depende de prévia autorização do órgão ambiental competente.

A PCH Esmeralda e a UHE Monjolinho possuem outorgas provisórias para utilização de recursos hídricos. Vale observar que a PCH Santa Rosa II, localizada no Rio de Janeiro, e a PCH Santa Laura estão dispensadas da outorga do uso da água por possuir autorização da ANEEL anterior a 11 de março de 2003, conforme determina a Resolução ANA nº. 131/2003.

Reserva de Disponibilidade Hídrica

A RDRH - Reserva de Disponibilidade Hídrica (reserva da quantidade de água necessária à viabilidade do empreendimento hidrelétrico) é obtida junto às secretarias estaduais de recursos hídricos ou, no caso de lagos e rios sob domínio federal, junto à ANA. A sua obtenção

é feita com base em estudos de usos múltiplos da água, de forma a garantir a disponibilidade de água compartilhada, mesmo para empreendimentos que operam a fio d'água, como é o caso das PCHs.

Conforme determina a Lei nº. 9984/2000 a competência para solicitação de declaração de reserva de disponibilidade hídrica é da ANEEL. Após a emissão da RDRH, tal certidão é convertida em outorga do uso da água para o empreendedor autorizado ou concessionário para exploração do potencial hidrelétrico.

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

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

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

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 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 exime 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 às penas restritivas de direitos e privativas de liberdade na medida de sua culpabilidade.

7.9.2.5 Geração de Créditos de Carbono

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

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.
- 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

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

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.

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

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 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, têm competência para promulgar leis e emitir regulamentações apenas com relação a assuntos de interesse local.

7.9.2.9 Licenciamento Ambiental

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

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

- **Complexo Brotas de Macaúbas:** todos os empreendimentos que compõem o Complexo Brotas de Macaúbas possuem licença de localização.
- **Complexo Ventos de Santa Eugênia e Serra da Mangabeira:** todos os empreendimentos que compõem esse Complexo possuem licença de instalação emitida pelo INEMA.

Sergipe

- **Parque Barra dos Coqueiros:** possui licença de operação emitida pela ADEMA.

Para maiores informações dos nossos empreendimentos em operação e implantação acesso os itens 7.1.2.1 e 7.1.2.2 desse Formulário de Referência.

8. Negócios extraordinários / 8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante**8. Negócios Extraordinários****8.1 Aquisição / Alienação de Ativo Relevante**

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		
		2021	2020	2019
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.	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
Macaúbas Energética S.A.	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
Novo Horizonte Energética S.A.	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
Seabra Energética S.A.	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
Passos Maia Energética S.A.	Controlada em conjunto	50,0%	50,0%	50,0%
Energen – Energias Renováveis S.A. ²	Controlada	99,9%	99,9%	99,9%
Santa Fé Energia S.A. ³	Controlada	100,0%	100,0%	100,0%
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 No terceiro trimestre de 2020 foi concluída a transferência da concessão da Monel Monjolinho Energética S.A. para a Statkraft Energias Renováveis S.A., que havia sido autorizada pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica no dia 30 de julho de 2020 por meio da Resolução Autorizativa 9.094/2020, publicada no Diário Oficial da União.

2 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 devido 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.

3 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 Alterações na Condução de Negócios

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 Contratos Relevantes

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 Outras Informações Relevantes – Negócios Extraordinários

As informações consideradas relevantes já foram prestadas nos capítulos anteriores.

9. Ativos relevantes / 9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante**9. Ativos Relevantes****9.1 Outros Bens Relevantes do Ativo Não Circulante**

Possuíamos em 31 de dezembro de 2021 o saldo de R\$ 2.554,7 milhões 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. Em 2021 o valor de imobilizado em andamento teve um aumento substancial devido a construção do complexo eólico de Ventos de Santa Eugenia.

Vale observar que reconhecemos na conta “Ativo Imobilizado” os imóveis de nossa propriedade, e, na conta “Ativo Intangível”, aqueles sobre os quais temos direito de servidão. Em 31 de dezembro de 2021 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. 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
Usina Hidrelétrica Monjolinho	Brasil	RS	Faxinalzinho	Própria
Usina Hidrelétrica Suíça	Brasil	ES	Santa Leopoldina	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Rio Bonito	Brasil	ES	Santa Maria de Jetibá	Própria
Pequena Central Hidrelétrica São João	Brasil	ES	Castelo	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Alegre	Brasil	ES	Alegre	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Jucu	Brasil	ES	Domingos Martins	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Fruteiras	Brasil	ES	Itapemirim	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Viçosa	Brasil	ES	Conceição do Castelo	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Victor Batista Adami	Brasil	SC	Passos Maia	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Santa Rosa	Brasil	RJ	Cordeiro	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Santa Laura	Brasil	SC	Faxinal dos Guedes	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Moinho	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Esmeralda	Brasil	RS	Barracão	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Francisco Gros	Brasil	ES	Alegre	Própria
Usina Eólica Macaúbas	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Alugada
Usina Eólica Seabra	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Alugada
Usina Eólica Novo Horizonte	Brasil	BA	Brotas de Macaúbas	Alugada
Usina Eólica Barra dos Coqueiros	Brasil	SE	Barra dos Coqueiros	Alugada

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

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais Unidade)		Data	Valor (Reais Unidade)		
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				
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021	75.804.000,00		
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
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				
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021	8.630.000,00		
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2019	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				
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021	101.176.000,00		
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00					

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais Unidade)		Data	Valor (Reais Unidade)		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.								
Esmeralda S.A.	07.264.588/0001-30	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem hídrica.	100,000000
Valor mercado								
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021	39.986.000,00		
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2019	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								
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021	91.860.000,00		
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2019	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								
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021	74.431.000,00		
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2019	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	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2016	144.076.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.

Morro do Cruzeiro I SA	42.615.130/0001-89	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
------------------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2021	41.557.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Morro do Cruzeiro II SA	42.625.774/0001-58	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
-------------------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2021	31.348.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Novo Horizonte Energética S.A.	09.214.349/0001-09	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica.	100,000000
--------------------------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	---	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2021	84.510.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.

Oslo I SA	35.637.424/0001-46	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
-----------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 124.601.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Oslo II SA	35.637.246/0001-53	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 57.525.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Oslo III SA	35.636.507/0001-10	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
-------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 136.339.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Oslo IV SA	35.636.502/0001-98	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 90.857.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Oslo IX SA	35.654.189/0001-10	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 61.584.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Oslo V SA	35.636.427/0001-65	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
-----------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 81.777.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Oslo VI SA	35.636.424/0001-21	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 53.221.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Oslo VII SA	35.637.148/0001-16	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
-------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 -2.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Oslo VIII SA	35.639.141/0001-33	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
--------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 47.015.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Oslo X SA	35.654.188/0001-76	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
-----------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 65.753.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Oslo XI SA	42.615.131/0001-23	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 20.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Oslo XII SA	42.618.737/0001-12	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
-------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 20.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Oslo XIII SA	42.618.733/0001-34	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
--------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2021	20.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Oslo XIV SA	42.616.057/0001-60	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
-------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2021	0,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

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	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2021	50.432.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Investimentos na área de energias renováveis. Diversificação do portfólio.

Santa Fé Energia SA	08.944.243/0001-90	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem hídrica	100,000000
---------------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	---	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil 31/12/2021	268.738.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Santa Laura S.A.	07.328.431/0001-20	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem hídrica.	100,000000
------------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

				Valor mercado	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 37.162.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	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	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 85.237.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	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	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 84.217.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	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	
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021 84.217.000,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00		
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Serra da Mangabeira SA	35.924.128/0002-07	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
------------------------	--------------------	---	------------	--------	----	---------------	--	------------

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

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais Unidade)		Data	Valor (Reais Unidade)		
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Statkraft Comercialização de Energia SA	41.808.680/0001-51	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Comercializadora de energia elétrica	100,000000
Valor mercado								
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021	85.887.000,00		
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Ventos de Santa Eugênia Energias Renováveis SA	15.674.494/0001-67	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000
Valor mercado								
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021	25.000,00		
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Ventos de São Vitorino Energias Renováveis SA	15.674.425/0001-53	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração de energia elétrica de origem eólica	100,000000

				Valor mercado		
31/12/2021	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2021	0,00
31/12/2020	0,000000	0,000000	0,00			
31/12/2019	0,000000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.**9.2 Outras Informações Relevantes – Ativos Relevantes**

Em 31 de dezembro de 2021, 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\$ 75.804 mil e R\$ 8.630 mil respectivamente.

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

10. Comentários dos Diretores

10.1 Condições Financeiras / Patrimoniais

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

Afirmação da Statkraft no Brasil

O ano de 2022 representa para a Statkraft no Brasil mais um importante marco na afirmação das ambições desta Companhia em se tornar um importante player no mercado brasileiro. Em junho de 2022 teremos o início das obras do Complexo Eólico Morro do Cruzeiro, com capacidade instalada de 79,8MW, e início de operação prevista para fevereiro de 2024. Em setembro de 2022 teremos a entrada em operação do Complexo Eólico Ventos de Santa Eugênia, com capacidade instalada de 518,7 MW, e com previsão de término das obras em junho de 2023.

Plano de crescimento

A Companhia possui atualmente 22 empreendimentos em operação, com capacidade instalada de 449,31 MW e iniciou, em janeiro de 2021, a construção do Complexo Ventos de Santa Eugenia, na Bahia, que adicionará 518,7 MW à sua capacidade instalada, composta por 10 ativos. Com investimento de cerca de R\$ 2.753,0 milhões até 2023, o projeto conta com localização favorável que possibilitará o compartilhamento de sinergias durante a operação, uma vez que está muito próximo às plantas eólicas em operação da Statkraft.

Em 30 de setembro de 2021, a Companhia participou do 35º Leilão de Energia Nova A-5 com dois projetos eólicos do complexo Morro do Cruzeiro, localizado no município de Brotas de Macaúbas no estado da Bahia. Com capacidade instalada total de 79,8 MW e composto por 14 turbinas. Em 15 de dezembro de 2021 a Administração da Companhia aprovou o início da construção dos projetos Morro do Cruzeiro I e II, com previsão orçamentária de R\$ 602,0 milhões e início da construção previsto para junho de 2022. A estimativa é que as turbinas eólicas comecem a operar em fevereiro de 2024.

Os projetos estão alinhados 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, além de aumentos de capital social através da emissão de ações ordinárias.

Empréstimos e Financiamentos

No segundo trimestre de 2020 a Companhia concluiu importantes iniciativas relacionadas à melhoria de sua estrutura de capital (liability management), efetuando o pagamento antecipado dos financiamentos

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

de suas subsidiárias (i) UHE Monel Monjolinho, (ii) PCH Moinho, (iii) PCH Passos Maia e (iv) Complexo Eólico da Bahia. O total da operação de pré-pagamento somou R\$ 360,0 milhões, sendo o valor uma combinação de recursos próprios utilizados (R\$ 105,0 milhões) e recursos de terceiros (R\$ 255,0 milhões).

Adicionalmente, em setembro de 2020, a Companhia captou R\$ 145,0 milhões em um empréstimo ponte para financiamento do início das obras do Complexo Eólico Ventos de Santa Eugênia.

A Administração entende que tais iniciativas fortalecem ainda mais a estrutura de capital da Companhia, tornando um perfil de endividamento adequado ao futuro ciclo de investimentos que é esperado.

Em dezembro de 2020, a Companhia celebrou junto ao BNB – Banco do Nordeste do Brasil S.A. - contratos de financiamento de até R\$ 1.062,0 milhões, no nível das investidas constituídas para o projeto do Complexo Eólico Ventos de Santa Eugênia. Os contratos possuem carência de 3 anos com juros capitalizados e prazo total de 24 anos. O custo médio ponderado dessa captação é de 1,2531% a.a. adicionado ao IPCA. Até abril de 2022 havia sido desembolsado R\$ 648,0 milhões.

Em 09 de março de 2022 o Grupo celebrou junto ao BNB – Banco do Nordeste do Brasil S.A. – Contratos de financiamento no montante de R\$ 257,0 milhões para a construção dos parques eólicos que compõem o projeto Morro do Cruzeiro. Os contratos possuem carência de 3 anos e prazo total de 22 anos. O custo desta captação foi de 3,61%a.a. adicionados ao IPCA.

Aumentos de Capital Social

Em prol de manter uma estrutura de capital equilibrada e visando a expansão da Companhia, ao longo de 2021 e 2022 foram realizados quatro aumentos do capital social, através da emissão de novas ações ordinárias (conforme pode ser observado na tabela a seguir), sempre mantendo a proporção de participação entre Statkraft AS e FUNCEF.

Data da Deliberação	Data da Emissão	Número Ações Emitidas	Valor Total Emissão
14/01/2021	05/02/2021	59.012.693	369.999.999,09
24/06/2021	05/08/2021	30.149.883	169.999.998,62
15/12/2021	14/01/2022	45.290.658	259.999.998,49
11/03/2022	11/03/2022	101.507.473	688.740.061,39

Dívida Líquida

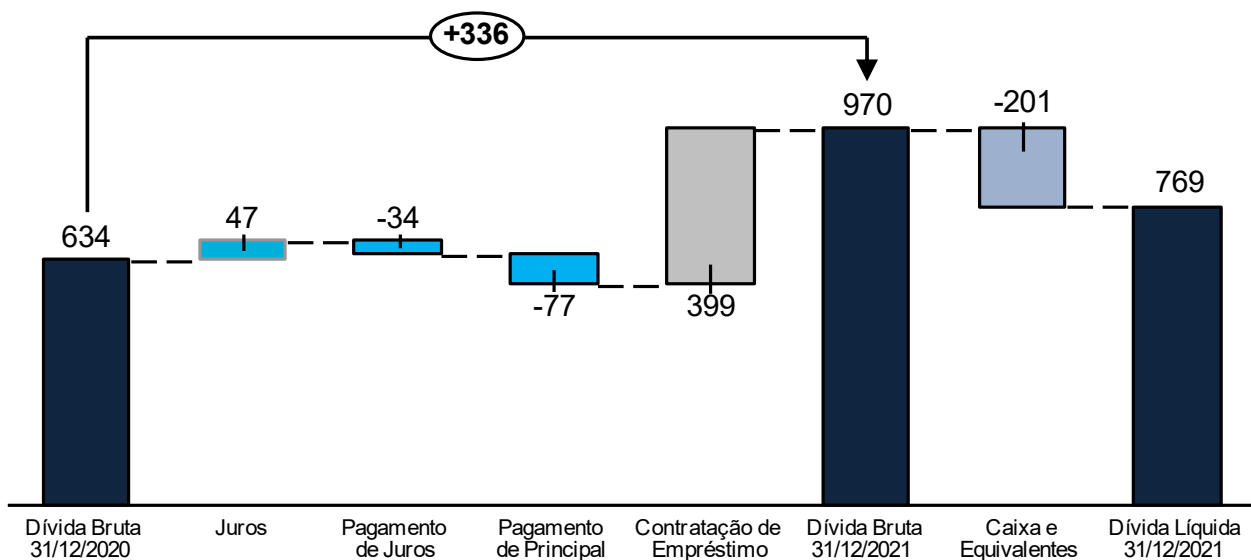
Em 31 de dezembro de 2021 a dívida líquida somava R\$ 769,7 milhões, cuja abertura é demonstrada na tabela abaixo.

Alguns destaques do comportamento do endividamento a seguir:

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

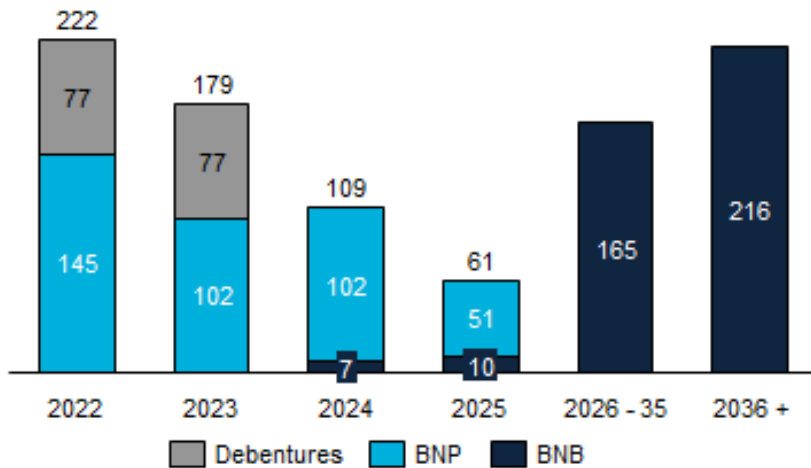
Dívida Líquida (R\$ mil)	31 de dezembro de 2021	31 de dezembro de 2020	Diferença nominal	Var. %
Endividamento	970.974	634.448	336.526	53,0%
- Financiamento de Obras - BNB	412.161	0	412.161	N/A
- Debêntures	152.598	228.233	(75.635)	-33,1%
- Outros Empréstimos	406.215	406.215	0	0,0%
Caixa e aplicações financeiras	201.245	235.645	(34.400)	-14,6%
Dívida líquida	769.729	398.803	370.926	93,0%
EBITDA (últimos 12 meses)	347.042	236.101	110.941	47,0%
Dívida líquida / EBITDA	2,2	1,7	0,5	31,3%

Endividamento: entre os períodos em análise o endividamento bancário da Companhia cresceu em R\$ 336,5 milhões, explicado pelos desembolsos junto ao BNB, atenuado pela amortização de duas parcelas do principal da debênture no valor de R\$ 77,0 milhões e pelo pagamento de juros.



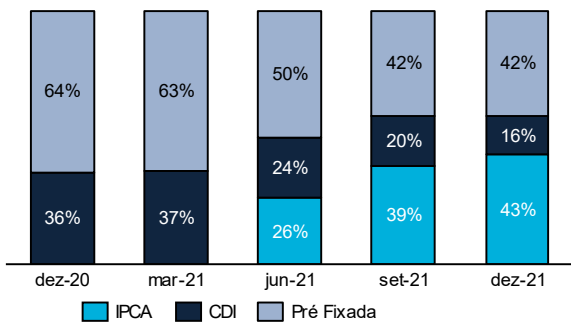
O cronograma de amortização do endividamento, em 31 de dezembro de 2021, é apresentado a seguir (em R\$ milhões):

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

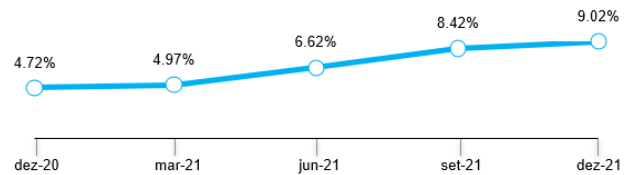


Em dezembro de 2021, a participação da dívida atrelada ao CDI era de 16%, representada pelas debêntures, ante a 42% da pré-fixada, e 43% atreladas ao IPCA, representados pelas dívidas contratadas junto ao BNB.

Evolução da Composição da Dívida Bancária por Indexador



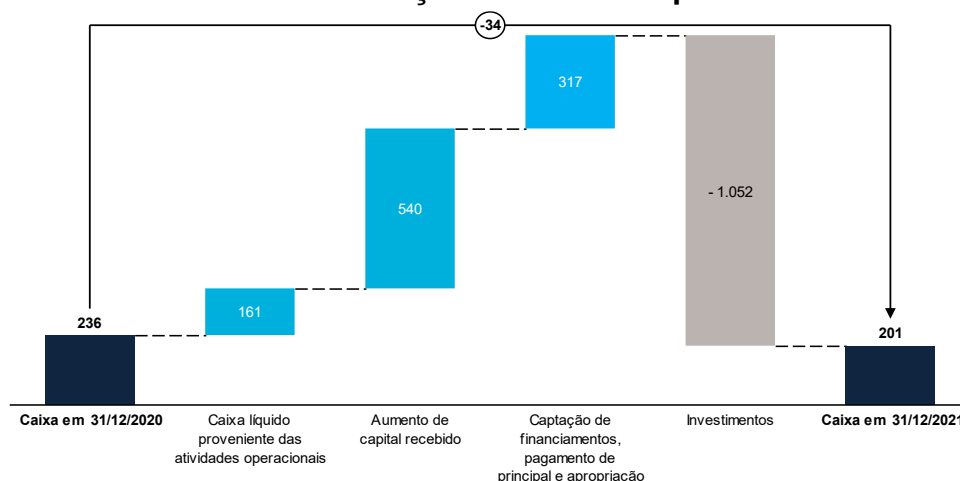
Custo Médio Ponderado da Dívida Bancária



Caixa e aplicações financeiras: entre dezembro de 2020 e dezembro de 2021 houve diminuição de R\$ 34,4 milhões no saldo de caixa e aplicações financeiras, saindo de um total de R\$ 235,6 milhões em dezembro de 2020 para o total de R\$ 201,2 milhões de reais em dezembro de 2021. O saldo de caixa e aplicações financeiras de 2021 considera um saldo de R\$ 14,8 milhões referente ao saldo de aplicação financeira restrita vinculado ao financiamento do BNB.

A geração de caixa operacional de R\$ 161,0 milhões, os aumentos de capital recebidos no montante de R\$ 540,0 milhões e o recebimento dos desembolsos do BNB para o aumento da posição de caixa, atenuados pelos investimentos em imobilizado realizados no período no valor de R\$ 1.052,0 milhões, especialmente para as obras do Complexo Eólico Ventos de Santa Eugênia, na Bahia e investimento de R\$ 37,0 milhões na recuperação do túnel da PCH São João.

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 2021 foi captado um montante de R\$ 399,0 milhões de reais junto ao BNB – Banco do Nordeste do Brasil, voltado a obra de construção do complexo energia eólica Ventos de Santa Eugenia – VSE. O montante foi liberado em 3 tranches ao longo do ano.
- Ao longo de 2021 houve também o pagamento de um montante de R\$ 76,6 milhões referente ao pagamento de principal e o montante de R\$ 33,0 milhões referente ao pagamento de encargos.
- Foram reconhecidos, em 2021, um total de R\$ 52,4 milhões de reais referentes a custos e encargos.

Vale ressaltar, ainda, que possuímos um fluxo de caixa recorrente e previsível, uma vez que grande parte da produção de energia é vendida antecipadamente por meio de contratos de longo prazo. Este fator reforça nossa solidez para honrarmos nossos compromissos financeiros.

d) Fontes e financiamento para capital de giro e para investimentos 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 investe 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

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

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 à 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, como previsto no Acordo de Acionistas, também poderão realizar empréstimos na forma 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 as características de tais dívidas

As tabelas apresentadas abaixo demonstram o nosso endividamento, em 31 de dezembro de 2021 comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020.

i) Contratos de empréstimos e financiamentos relevantes

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Financiamento de obras - BNB (a)	-	-	412.161	-
Debêntures (b)	152.598	228.233	152.598	228.233
Outros Empréstimos (c)	406.215	406.215	406.215	406.215
Total	558.813	634.448	970.974	634.448
Apresentados como:				
Passivo circulante	227.765	82.413	244.953	82.413
Passivo não circulante	331.048	552.035	726.021	552.035

- **Financiamento de obras – Banco do Nordeste do Brasil S.A.**

Em 15 de dezembro de 2020, o Grupo celebrou junto ao BNB – Banco do Nordeste do Brasil S.A. contratos de financiamento no montante de até R\$ 1.062,4 milhões, dos quais aproximadamente um terço já foram desembolsados no nível das investidas constituídas para a construção dos parques eólicos que compõem o projeto Ventos de Santa Eugênia. Os contratos possuem carência de 3 anos com juros capitalizados e prazo total de 24 anos. O custo médio ponderado dessa captação é de 1,2531% a.a. adicionado ao IPCA. O financiamento prevê recebimento no sistema de desembolso conforme atingimento das condições precedentes previstas em contrato. O contrato de financiamento determina a apresentação de fiança bancária em favor do banco previamente ao desembolso a cada liberação de recursos do crédito e, depois que o empreendimento entrar em operação, prevê a possibilidade de o Grupo pleitear a baixa das fianças em substituição à outras garantias reais.

- **Debêntures**

Em 20 de dezembro de 2018, a Companhia emitiu 230.000 debêntures não conversíveis em ações com

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

garantia real a ser convolada em espécie quirografária, valor nominal unitário de R\$1 (mil reais), e prazo de vencimento de 5 anos, sendo a primeira amortização liquidada em junho de 2021. A última amortização ocorrerá em dezembro de 2023. Conforme previsto na escritura de emissão, após o atingimento de algumas condições precedentes a operação passou a não possuir garantias, o que foi atingido ainda em 2018, sendo as principais características juros remuneratórios e “covenants” especificados a seguir:

(i) **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.

(ii) **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 por meio da dívida líquida sobre EBITDA igual ou menor do que 3,5. A Companhia se mantém em conformidade com a referida cláusula, tendo apurado índice de 2,2 para 31 de dezembro de 2021 (1,7 para 31 de dezembro de 2020), ou seja está adimplente para os referidos períodos.

• **Outros empréstimos**

(i) **Gerenciamento da dívida**

Em 20 de fevereiro de 2020, a Companhia contratou o montante de R\$ 255,0 milhões com o Banco BNP Paribas Brasil. Esse contrato está amparado pela Lei 4.131 de setembro de 1962. O empréstimo foi utilizado para realizar aportes de capital nas subsidiárias da Companhia com a finalidade de liquidação de dívidas a nível das investidas junto aos bancos BNB e BNDES. A taxa de juros fixa é de 6,5% a.a., e a dívida está denominada em reais. As garantias estão atreladas aos recebíveis oriundos de alguns contratos de longo prazo de venda de energia da Companhia. Para evitar vencimento antecipado, a Companhia terá que manter seu índice de dívida líquida sobre EBITDA menor ou igual a 3,5 semestralmente, a partir de 30 de junho de 2020. A Companhia se mantém em conformidade com a referida cláusula, tendo apurado índice de 2,2 para 31 de dezembro de 2021 (1,7 para 31 de dezembro de 2020). As amortizações ocorrerão por meio de parcelas iguais e semestrais, com o primeiro vencimento em 27 fevereiro de 2023 encerrando em 27 de fevereiro de 2025.

(ii) **Empréstimo ponte para construção**

Em 8 de setembro de 2020, a Companhia contratou o montante de R\$ 145,0 milhões por meio do aditamento do contrato constante do item c.1 acima. O empréstimo foi utilizado para aportes de capital nas subsidiárias da Companhia com a finalidade construção. A taxa de juros fixa foi determinada em 4,5% a.a. e condições de amortização do principal em 8 de junho de 2022 e amortização dos juros em parcelas trimestrais iniciando em 8 de dezembro de 2020 e encerrando em 8 de junho de 2022.

A movimentação dos financiamentos do Grupo pode ser assim demonstrada:

	Controladora
Em 1º de janeiro de 2020	227.690
Contratação de empréstimo	400.000
Pagamento de encargos	(18.654)
Custos e encargos financeiros apropriados ao resultado	25.412

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

Em 31 de dezembro de 2020	634.448
Pagamento de principal	(76.636)
Pagamento de encargos	(33.039)
Custos e encargos financeiros apropriados ao resultado	34.040
Em 31 de dezembro de 2021	558.813

	Consolidado
Em 1º de janeiro de 2020	547.100
Contratação de empréstimo	400.000
Pagamento de principal	(318.799)
Pagamento de encargos	(22.789)
Custos e encargos apropriados no resultado	28.936
Em 31 de dezembro de 2020	634.448
Captação de financiamentos	399.236
Custos e encargos a apropriar	(5.417)
Pagamento de principal	(76.636)
Pagamento de encargos	(33.039)
Custos e encargos apropriados no resultado	52.382
Em 31 de dezembro de 2021	970.974

Os financiamentos com o banco BNB mantidos anteriormente pelas subsidiárias Macaúbas, Seabra e Novo Horizonte foram quitados em 28 de fevereiro de 2020. Assim como os financiamentos com o banco BNDES mantidos pelas subsidiárias Monel e Moinho foram quitados em 28 de fevereiro de 2020 e 2 de março de 2020, respectivamente.

A seguir é demonstrado o fluxo de vencimento das parcelas apresentadas no longo prazo:

Em 31 de dezembro de 2021	2023	2024	2025	2026	Após 2026	Total
Financiamento de obras - Banco do Nordeste do Brasil S.A.	-	7.173	10.340	11.856	365.629	394.998
Debêntures	76.023	-	-	-	-	76.023
Outros Empréstimos	102.000	102.000	51.000	-	-	255.000
	178.023	109.173	61.340	11.856	365.629	726.021

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**g) Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados**

O financiamento junto ao BNB – Banco do Nordeste do Brasil possui um total aprovado de R\$ 1.062,4 milhões de reais, sendo que deste montante, a empresa já recebeu R\$ 400,0 milhões (até o fim de 2021), além de outros R\$ 248,0 milhões em fevereiro de 2022, totalizando assim R\$ 648,0 milhões de reais (61% do valor total aprovado).

Em 09 de março de 2022, o Grupo celebrou junto ao BNB – Banco do Nordeste do Brasil S.A. contratos de financiamento no montante de R\$ 256,7 milhões para a construção dos parques eólicos que compõem o projeto Morro do Cruzeiro. Os contratos possuem carência de 3 anos e prazo total de 22 anos. O custo de captação compreende juros de 3,61% a.a. adicionados ao IPCA. Até o período findo em 31 de março de 2022 não houve desembolsos incorridos para tais contratos.

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 2021, 2020 e 2019.

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.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais• **ATIVO - 31 DE DEZEMBRO DE 2021 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2020**

ATIVO	31.12.2021	AV %	31.12.2020	AV %	AH %
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	186.403	5,4%	235.645	10,0%	-20,9%
Contas a receber	61.926	1,8%	54.730	2,3%	13,1%
Dividendos a receber	2.982	0,1%	3.604	0,2%	-17,3%
Estoques	8.027	0,2%	2.179	0,1%	268,4%
Tributos a recuperar	19.194	0,6%	17.297	0,7%	11,0%
Repactuação do risco hidrológico	970	0,0%	884	0,0%	9,7%
Outros ativos	14.006	0,4%	10.532	0,4%	33,0%
Total do ativo circulante	293.508	8,5%	324.871	13,8%	-9,7%
NÃO CIRCULANTE					
Aplicação financeira restrita	14.842	0,4%	-	n/a	n/a
Contas a receber	17.424	0,5%	9.550	0,4%	82,5%
Partes relacionadas	-	n/a	-	n/a	n/a
Imposto de renda e contribuição social diferidos	180	0,0%	180	0,0%	0,0%
Repactuação do risco hidrológico	2.698	0,1%	3.668	0,2%	-26,4%
Propriedades para investimento	19.092	0,6%	19.092	0,8%	0,0%
Operações descontinuadas	-	n/a	1.992	0,1%	n/a
Investimentos ao valor justo	84.434	2,5%	40.476	1,7%	108,6%
Outros ativos	6.498	0,2%	5.995	0,3%	8,4%
		0,0%		0,0%	n/a
Investimentos	46.892	1,4%	48.714	2,1%	-3,7%
Imobilizado	2.565.397	74,5%	1.561.815	66,5%	64,3%
Intangível	391.586	11,4%	331.439	14,1%	18,1%
Total do ativo não circulante	3.149.043	91,5%	2.022.921	86,2%	55,7%
TOTAL DO ATIVO	3.442.551	100,0%	2.347.792	100,0%	46,6%

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

Caixa e equivalentes de caixa

A variação negativa de R\$ 49,2 milhões em 2021 quando comparada a 2020 se deve, principalmente a (i) aquisição de bens do imobilizado e intangível R\$ 1.056,3 milhões e (ii) pagamentos de financiamentos e debentures R\$ 76,6 milhões, atenuados por: (i) aumento de capital recebido R\$ 540,0 milhões, (ii) captação de empréstimos e financiamentos R\$ 399,2 milhões e (iii) geração de caixa proveniente das operações no valor de R\$ 145,9 milhões.

Contas a receber circulante e não circulante

A variação positiva do saldo de contas a receber está substancialmente vinculada a (i) venda de energia elétrica contratada até a data das demonstrações financeiras; (ii) serviços prestados de consultoria e gerenciamento; (iii) serviços prestados de operação e manutenção operacional (O&M). Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante. As contas a receber de clientes são inicialmente reconhecidas pelo valor justo e subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado com o uso do método da taxa de juros efetiva menos a provisão estimada para créditos de liquidação duvidosa ("PECLD"), se aplicável.

Estoques

Saldo de materiais em almoxarifado para operação e manutenção das usinas do parque eólico em operação (+R\$ 5,8 milhões).

Dividendos a receber

Em 2021 a investida PCH Passos Maia (controlada em conjunto) destinou para SKER dividendos no montante de R\$ 3,0 milhões.

Ativo circulante total

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2021, o saldo de "Ativo circulante total" atingiu R\$ 293,5 milhões, apresentando queda de 9,7% em comparação a 31 de dezembro de 2020, quando atingiu R\$ 324,9 milhões.

NÃO CIRCULANTE

Aplicação financeira restrita

Ao longo do exercício de 2021 a Companhia realizou depósitos referentes aos contratos de empréstimos que exigiam contratualmente montantes em espécies como garantia. O saldo da conta de aplicação financeira restrita em 31 de dezembro de 2021 era de R\$ 14,8 milhões.

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

Investimentos ao valor justo

Em 31 de dezembro de 2021 o saldo de “Investimentos não controlados ao valor justo” atingiu R\$ 84,4 milhões, representando aumento de 108,6% em comparação com 31 de dezembro de 2020, quando atingiu R\$ 40,5 milhões. O aumento deu-se em função da reavaliação do valor justo dos investimentos das Usinas Hidrelétricas Ceran e Dona Francisca, por conta de premissas mercadológicas e macroeconômicas.

Repactuação do risco hidrológico

Em 31 de dezembro de 2021 o saldo de atingiu R\$ 2,8 milhões, frente ao saldo de R\$ 3,6 milhões em 31 de dezembro de 2020. A variação é da apropriação de ativo regulatório decorrente da adesão à repactuação dos riscos hidrológicos.

Investimentos

Em 31 de dezembro de 2021 o saldo de “Investimentos” atingiu R\$ 46,9 milhões, representando diminuição de 3,7% em comparação com 31 de dezembro de 2020, quando atingiu R\$ 48,7 milhões. A diminuição deu-se principalmente pelo resultado da controlada em conjunto PCH Passos Maia atribuíveis a Statkraft (R\$ 1,8 milhões).

Imobilizado

Em 31 de dezembro de 2021 o saldo de “Imobilizado” atingiu R\$ 2.565,4 milhões, representando aumento de 64,3% em comparação com 31 de dezembro de 2020, quando atingiu R\$ 1.561,8 milhões. O aumento deu-se, essencialmente, por conta (ii) das adições realizadas em 2021 no valor de R\$ 1.112,3 milhões, tendo como parte relevante de sua composição os valores pagos pelas subsidiárias envolvidas no projeto Ventos de Santa Eugênia ao fornecedor de turbinas para início da construção do parque eólico, atenuado pela (i) depreciação incorrida em 2021 no valor R\$ 58,4 milhões e (iii) provisão de R\$ 27,5 milhões para perda por redução ao valor recuperável dos ativos PCH Alegre, PCH Jucu, PCH São João, PCH Viçosa, UHE Suíça, PCH Fruteiras e PCH Rio Bonito.

Intangível

Em 31 de dezembro de 2021 o saldo de “Intangível” atingiu R\$ 391,6 milhões, representando aumento de 18,1% em comparação com 31 de dezembro de 2020, quando atingiu R\$ 331,4 milhões. O aumento deu-se por conta do direito da extensão do prazo de concessão das usinas no ativo intangível no total de R\$96,4 milhões. Valor atenuado por: (i) amortização de mais-valia (R\$ 17,6 milhões), (ii) amortização de UBP - Uso do Bem Público (R\$ 6 milhões) e provisão para redução ao valor recuperável (R\$ 12,6 milhões).

Total do ativo não circulante

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2021, o saldo de “Total do ativo não circulante” atingiu R\$ 3.149,0 milhões, apresentando aumento de 55,7% em comparação a 31 de dezembro de 2020, quando atingiu R\$ 2.022,9 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Total do ativo**

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2021, o saldo de “Total do ativo” atingiu R\$ 3.442,6 milhões, 46,6% acima do ativo de 31 de dezembro de 2020, quando atingiu R\$ 2.347,8 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**• PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO - 31 DE DEZEMBRO DE 2021 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2020**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31.12.2021	AV %	31.12.2020	AV %	AH %
CIRCULANTE					
Fornecedores	32.787	1,0%	124.009	5,3%	-73,6%
Financiamentos e debêntures	244.953	7,1%	82.413	3,5%	197,2%
Partes relacionadas	61.409	1,8%	58.972	2,5%	4,1%
Concessões a pagar	14.605	0,4%	11.537	0,5%	26,6%
Salários e encargos sociais	13.326	0,4%	8.556	0,4%	55,8%
Arrendamentos	4.261	0,1%	3.796	0,2%	12,2%
Tributos a recolher	12.839	0,4%	4.032	0,2%	218,4%
Imposto de renda e contribuição social	3.896	0,1%	1.816	0,1%	114,5%
Dividendos a pagar	8.722	0,3%	2.826	0,1%	208,6%
Outros passivos	21.829	0,6%	8.683	0,4%	151,4%
Total do passivo circulante	418.627	12,2%	306.640	13,1%	36,5%
NÃO CIRCULANTE					
Financiamentos e debêntures	726.021	21,1%	552.035	23,5%	31,5%
Concessões a pagar	96.215	2,8%	85.050	3,6%	13,1%
Tributos a recolher	636	0,0%	349	0,0%	82,2%
Imposto de renda e contribuição social	537	0,0%	294	0,0%	82,7%
Provisão para remoção de imobilizado	65.937	1,9%	10.866	0,5%	506,8%
Arrendamentos	13.706	0,4%	13.275	0,6%	3,2%
Provisão para riscos cíveis, trabalhistas e tributários	7.848	0,2%	38.216	1,6%	-79,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	42.344	1,2%	17.544	0,7%	141,4%
Provisão para passivo a descoberto	-	0,0%	-	0,0%	n/a
Outros passivos	2.842	0,1%	2.421	0,1%	17,4%
Total do passivo não circulante	956.086	27,8%	720.050	30,7%	32,8%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	1.671.910	48,6%	1.131.910	48,2%	47,7%
Reservas de Lucros	335.760	9,8%	158.036	6,7%	112,5%
Ajuste de avaliação patrimonial	60.161	1,7%	31.149	1,3%	93,1%
	2.067.831	60,1%	1.321.095	56,3%	56,5%
Participação de não controladores	7	0,0%	7	0,0%	0,0%
Total do patrimônio líquido	2.067.838	60,1%	1.321.102	56,3%	56,5%
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.442.551	100,0%	2.347.792	100,0%	46,6%

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

Fornecedores

Em 31 de dezembro de 2021, o saldo de “Fornecedores” atingiu R\$ 32,8 milhões, apresentando redução de 73,6% em comparação com 31 de dezembro de 2020, quando atingiu R\$ 124,0 milhões. A variação observada dá-se por conta, principalmente, dos saldos de provisão a pagar das usinas hidrelétricas PCH Moinho e UHE Monel Monjolinho que perderam a proteção pelas liminares do GSF, cujos saldos foram liquidados em 20 de agosto de 2021 (R\$ 115,3 milhões).

Financiamentos (circulante e não circulante)

Em 31 de dezembro de 2021, o saldo de “Financiamentos e debêntures” atingiu R\$ 971,0 milhões circulante e não circulante, apresentando um aumento de 53% em comparação com 31 de dezembro de 2020, quando atingiu R\$ 634,4 milhões. A variação observada dá-se por conta, principalmente, das amortizações e pré-pagamentos realizadas no período (R\$ 115,1 milhões), captação de financiamentos (R\$ 399,2 milhões) e apropriação de custo e encargos (R\$ 52,4 milhões).

Partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2021, o saldo de “Partes Relacionadas” atingiu R\$ 61,4 milhões, apresentando aumento em comparação com 31 de dezembro de 2020, quando atingiu R\$ 58,9 milhão. A variação observada dá-se por conta, principalmente, da compra de energia elétrica para *hedge* comercial (R\$ 1,6 milhões) e saldo de mútuo (R\$ 0,6 milhões).

Concessões a pagar (circulante e não circulante)

O saldo de concessões a pagar em 31 de dezembro de 2021, circulante e não circulante, totaliza R\$ 110,8 milhões, aumentando 14,9% quando comparado com 31 de dezembro de 2020 quando apresentava o montante de R\$ 96,5 milhões. A variação do saldo é impactada pelos pagamentos ao longo de 2021 (R\$ 10,1 milhões) e pela atualização monetário do saldo devedor pelo IGPM (R\$ 25,2 milhões).

Total do passivo circulante

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2021 o saldo da conta “Total do passivo circulante” atingiu R\$ 418,6 milhões, apresentando um aumento de 36,5% em comparação com 31 de dezembro de 2020, quando atingiu R\$ 306,6 milhões.

NÃO CIRCULANTE

Provisão para riscos cíveis, trabalhistas e tributários

Em 31 de dezembro de 2021 o saldo de provisão para riscos cíveis, trabalhistas e tributários era de R\$ 7,8 milhões, apresentando uma redução de 79,5% frente ao saldo do exercício anterior, quando apresentava um saldo de R\$ 38,2 milhões. A redução está composta por adição de provisão (R\$ 3,1 milhões), reversão de provisão (R\$ 34,1 milhões) e atualização monetária (R\$ 0,6 milhão).

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Total do passivo não circulante**

Em função do acima exposto, em 31 de dezembro de 2021 o saldo da conta “Total do passivo não circulante” atingiu R\$ 956,1 milhões, apresentando um aumento de 32,8% em comparação com 31 de dezembro de 2020, quando atingiu R\$ 720,1 milhões.

Patrimônio líquido

Em 31 de dezembro de 2021 o patrimônio líquido da Companhia representava R\$ 2.067,8 milhões, sendo o aumento de 56,5% na comparação com 31 de dezembro de 2020, quando representou R\$ 1.321,1 milhões, alavancado por força da (i) constituição de reserva de lucros no valor de R\$ 317,2 milhões, (ii) constituição de reserva legal, no montante de R\$ 18,6 milhões, (iii) além do valor do ajuste de avaliação patrimonial no montante de R\$ 60,2 milhões e destinação de dividendos obrigatórios no montante de R\$ 2,8 milhões.

Total do passivo e patrimônio líquido

Em decorrência principalmente das explicações apresentadas anteriormente, em 31 de dezembro de 2021, o saldo de “Total do passivo e patrimônio líquido” atingiu R\$ 3.442,6 milhões, frente ao saldo 31 de dezembro de 2020, quando atingiu R\$ 2.347,8 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**• COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OPERACIONAIS DOS EXERCÍCIOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020**

R\$ mil	2021	2020	AH
Receita líquida	139.786	122.671	14,0%
Custo do fornecimento de energia elétrica	-167.629	-78.379	113,9%
Repactuação do risco hidrológico	97.312	0	n/a
Custo dos serviços prestados	-1.007	-1.492	-32,5%
Lucro bruto	68.462	42.800	60,0%
Gerais e administrativas	-39.617	-32.299	22,7%
Outras (despesas) receitas	-28.621	-28.818	-0,7%
Equivalência patrimonial	439	1.863	-76,4%
Dividendos auferidos	148	3.012	-95,1%
Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro	811	-13.442	-106,0%
Resultado financeiro	1.347	-18.945	-107,1%
Despesas financeiras	-8.763	-20.879	-58,0%
Receitas Financeiras	10.110	1.934	422,8%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	2.158	-32.387	-106,7%
Imposto de renda e contribuição social	-5.524	-1.247	343,0%
Resultado proveniente de operações descontinuadas	-5	-24	-79,2%
Lucro líquido do exercício	-3.371	-33.658	-90,0%
Acionistas da Controladora	-3.371	-33.658	-90,0%
Participação de não controladores	-	-	-

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Receita Operacional Líquida**

A receita operacional líquida somou R\$ 565,1 milhões, 18,4% maior do que a receita líquida apurada no mesmo período de 2020.

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

Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	2021	2020	Var %
Receita Líquida Total	565.054	477.180	18,4%
Fornecimento de energia	564.454	476.731	18,4%
- Contrato de energia de reserva – CER	102.221	90.658	12,8%
- Contrato de compra de energia regulada (CCEAR)	144.903	131.190	10,5%
- Programa de Incentivo às Fontes Al. de Energia Elétrica (PROINFA)	119.643	96.339	24,2%
- Contrato ambiente de contratação livre (ACL)	62.296	91.590	-32,0%
- Contrato Bilateral Regulado (CBR)	96.603	86.057	12,3%
- Mercado de curto prazo (CCEE)	80.883	16.855	379,9%
- Tributos sobre a venda de energia elétrica	(42.369)	(35.958)	17,8%
- Outras Receitas (venda de certificados de energia renovável)	274	0	N/A
Outros serviços	600	449	33,6%

Contrato de Energia de Reserva (CER)

Em 2021 houve um incremento de R\$ 11,6 milhões, quando comparado com 2020, devido à resultado da maior geração advinda dos parques eólicos e de reajuste contratual por inflação vinculado ao IPCA.

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)

O aumento de R\$ 13,7 milhões em 2021 em relação à 2020, em sua maior parte, é decorrente do reajuste contratual por inflação vinculado ao IPCA e efeito da sazonalização dos contratos.

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

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

O aumento de R\$ 23,3 milhões em 2021 quando comparado com 2020 deve-se, essencialmente, ao reajuste vinculado ao IGP-M.

As receitas decorrentes do PROINFA são provenientes das PCHs Esmeralda, Santa Laura e Santa Rosa, as quais adeririam ao seguro regulatório (Resolução Normativa nº 684/ANEEL), optando pelo produto SP100 o qual transfere 100% do risco hidrológico à distribuidora.

Contrato Ambiente de Contratação Livre (ACL)

A redução de R\$ 29,3 milhões no acumulado em 2021 em relação à 2020 deu-se devido a questões comerciais, estratégia de mercado, operações de hedge, reajuste de inflação vinculados ao IGP-M, além da menor sazonalidade em dezembro 2021.

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

As receitas decorrentes do ACL são provenientes da PCH Moinho, UHE Suiça e SKER (ativos Tamar).

Contrato Bilateral Regulado (CBR)

O aumento de R\$10,5 milhões em 2021 em comparação com 2020 ocorreu, principalmente, devido ao reajuste de inflação vinculado ao IGP-M e efeito da sazonalização dos contratos.

As receitas decorrentes do CBR são provenientes da SKER (ativos Tamar).

Mercado de Curto Prazo (CCEE)

O aumento de R\$ 64,0 milhões em 2021 quando comparado com 2020 ocorreu, principalmente, devido ao elevado volume de operações de compra para fins de hedge no ano de 2021, as quais aumentaram o volume do recurso energético na CCEE, que por sua vez é valorado à PLD. Adicionalmente, observou-se um aumento do recurso oriundo da Repactuação do Risco Hidrológico em função de um GSF mais acentuado em 2021.

Custos operacionais

Em 2021 os custos operacionais totalizaram R\$ 145,0 milhões, um aumento de 1,0% em relação ao mesmo período de 2020.

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

Custos Operacionais (R\$ mil)	2021	2020	Var %
Custo Total	145.046	143.673	1,0%
Custo do fornecimento de energia elétrica	140.123	137.980	1,6%
- Depreciação e amortização	104.795	103.220	1,5%
- Encargos setoriais	21.610	16.334	32,3%
- Seguro regulatório	6.137	5.277	16,3%
- Outros custos de fornecimento de energia elétrica	7.581	13.149	-42,3%
Custo dos serviços prestados	4.923	5.693	-13,5%
- Outros serviços	4.923	5.693	-13,5%

Depreciação e Amortização

Em 2021, o custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 104,8 milhões, aumento de 1,5% (R\$ 1,6 milhões) em relação a 2020 quando totalizou R\$ 103,2 milhões). Tais desempenhos devem-se principalmente à repactuação do risco hidrológico que foi reconhecido durante o 3T21, parcialmente diluído pela extensão do prazo de concessão.

Encargos Setoriais

O aumento de 32,3% em 2021 na comparação com 2020 deve-se, principalmente, à diferença no tratamento entre custos e despesas, adotada a partir do 2T20 e ao reajuste do IGP-M nas tarifas de CCD e CUSD, bem como a revisão tarifária sobre a TUSD.

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. Os anos de 2020 e 2021, da mesma forma, tem exigido da Companhia iniciativas para mitigar o efeito hidrológico. A baixa hidrologia, por sua vez, impactou os custos de operação o sistema e o consumidor de energia elétrica.

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

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.

Em 2021 o valor gasto com compra de energia elétrica somou R\$ 157,1 milhões contra o valor de R\$ 94,6 milhões em 2020. Tais variações são decorrentes das alterações no cenário hidrológico e as ações acima descritas. Dos R\$ 157,1 milhões gastos com compra de energia em 2021, R\$ 22,6 milhões foram realizados para suprir a usina de São João e o restante (R\$ 134,5 milhões) foram voltados para estratégias de hedge.

Outros custos de fornecimento de energia elétrica

Em 2021 esta rubrica era composta essencialmente pelo prêmio do seguro contra risco operacional, de responsabilidade civil e construção. A variação observada deve-se essencialmente ao encerramento do contrato de O&M dos parques eólicos da Bahia, cuja atividade foi internalizada ao final de 2020.

Outros Serviços

Neste grupo são apresentados os gastos relacionados a salários dos mantenedores das plantas e aos serviços de O&M prestados pela Controladora para suas subsidiárias.

Despesas (receitas) gerais

Em 2021 o total de despesas foi de R\$ 133,8 milhões, um aumento de 3,6% em relação ao mesmo período de 2020.

Despesas Gerais (R\$ mil)	2021	2020	Var %
Despesas Totais	133.766	129.104	3,6%
- Gerais e Administrativas totais	120.468	101.889	18,2%
- Salários e encargos	46.402	35.364	31,2%
- Gerais e administrativas	51.967	32.632	59,3%
- Remuneração dos administradores	9.178	9.246	-0,7%
- Encargos setoriais	2.613	5.710	-54,2%
- Depreciação e amortização	3.343	2.909	14,9%
- Com estudos em desenvolvimento	6.965	16.028	-56,5%
- Outras despesas (receitas)	13.298	27.215	-51,1%

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

Salários e encargos

A variação observada em 2021, quando comparado com 2020, deve-se, essencialmente, ao crescimento do total de funcionários, ao acordo coletivo e a revisão no cálculo da participação de lucros e resultados.

Gerais e administrativas

Em 2021 houve um aumento de R\$ 19,3 milhões quando comparado com 2020 devido a um aumento dos gastos com serviços de terceiros e materiais, mais especificamente com reparos e manutenção dos

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

ativos e despesas com licenças e permissões ambientais para a construção do Complexo Eólico Ventos de Santa Eugênia.

Remuneração dos Administradores

Nesta rubrica estão contabilizadas as despesas relativas à remuneração dos Administradores da Companhia, Conselheiros de Administração e Conselheiros Fiscais. Em 2021 os valores apurados, apresentaram diminuição de 0,7%, quando comparado com 2020, decorrente de um menor número de diretores estatutários, parcialmente compensando pelo reajuste de inflação.

Encargos Setoriais

Em 2021, observou-se uma diminuição de 54,2%, ocasionado, essencialmente, por menores despesas com CFURH na Monel e Tamar, em linha com a menor produção e impactado pela diferença no tratamento entre custos e despesas, adotada a partir do 2T20.

Estudos e Desenvolvimento

Em 2021 a Companhia incorreu em gastos com o desenvolvimento de negócios, em linha com o plano estratégico da Companhia.

Outras despesas (receitas)

O resultado decorrente de outras despesas ou receitas totalizou despesas no valor de R\$ 13,3 milhões em 2021 devido, principalmente, pela perda com baixa e avaliação a valor justo de ativo imobilizado, além de R\$ 8,8 milhões de receitas não recorrentes referentes a acordos com terceiros e pelo reconhecimento de R\$ 7,7 milhões referentes a reembolsos de sinistros e indenizações.

Resultado de participação societária

Em 2021 o resultado de participações societárias totalizou ganho de R\$ 13,5 milhões contra um ganho de R\$ 20,2 milhões em 2020. Os componentes do resultado de participações societárias e suas variações são tratados a seguir:

Ganho (perda) provenientes participações societárias (R\$ mil)	2021	2020	Var %
- Equivalência patrimonial	12.555	15.177	-17,3%
- Dividendos auferidos	891	5.026	-82,3%
Resultado de participações	13.446	20.203	-33%

Equivalência Patrimonial

Composto pelo resultado da subsidiária Passos Maia Energética S.A. (50%), sendo as variações decorrentes dos efeitos do cenário hidrológico além de positivamente afetada pela da adesão a lei 14.052/2020 (repactuação do Risco Hidrológico).

Dividendos auferidos

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

Resultado financeiro

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

Em 2021 o resultado financeiro correspondeu a uma despesa líquida de R\$ 27,3 milhões que representa uma diminuição de 51,4% em relação ao mesmo período de 2020 quando a companhia teve uma despesa líquida de R\$ 56,0 milhões.

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

Resultado Financeiro (R\$ mil)	2021	2020	Var %
Receitas financeiras	34.020	12.286	176,9%
- Com aplicações financeiras (i)	24.389	10.848	124,8%
- Variação monetária ativa	398	1.243	-68,0%
- Juros sobre contrato de mútuo	95	163	-41,7%
- Juros e correções monetárias sobre provisão para contingências (ii)	8.814	0	N/A
- Outras receitas financeiras	324	32	912,5%
Despesas financeiras	(61.328)	(68.443)	-10,4%
- Com financiamentos (iii)	(28.118)	(30.116)	-6,6%
- Comissão de fiança e garantias	0	(20)	-100,0%
- IOF, multa e juros sobre tributos	(1.514)	(1.083)	39,8%
- Variação monetária passiva	(407)	(346)	17,6%
- Concessões a pagar e outras despesas (iv)	(27.206)	(28.902)	-5,9%
- Juros sobre contrato de mútuo	(987)	(217)	354,8%
- Juros sobre arrendamento mercantil	(1.286)	(1.144)	12,4%
- Provisão para perda ao valor recuperável de ativos financeiros	(1.370)	(1.827)	-25,0%
- Outras despesas financeiras (v)	(440)	(4.788)	-90,8%
Resultado Financeiro	(27.308)	(56.157)	-51,4%

Receitas Financeiras

Em 2021 as receitas financeiras atingiram o total de R\$ 34,0 milhões, um crescimento de 176,9% em relação à 2020. Tal variação é decorrente, principalmente, (i) do maior rendimento sobre aplicações financeiras em função do maior saldo médio de caixa e CDI apurado no período e (ii) pelo reconhecimento da atualização monetária do resultado arbitral da PCH Moinho, em R\$ 8,8 milhões.

Despesas Financeiras

Em 2021 as despesas financeiras atingiram R\$ 61,3 milhões apresentando diminuição de R\$ 7,1 milhões na comparação com 2020 devido a: (iii) diminuição das despesas com financiamento por conta da capitalização dos juros do empréstimo ponte, destinado às atividades de construção, (iv) diminuição da linha de concessões a pagar em função do menor efeito do IGPM sobre a UBP, além da (v) atualização do preço do ajuste do anuênio de Energen, causando um efeito foi R\$ 1,8 milhão abaixo do provisionado, reduzindo assim a linha de outras despesas financeiras.

Imposto de renda e contribuição social

A Statkraft optou pela apuração do resultado tributável observando a sistemática do lucro real nas empresas SKER e SKER COM. As demais empresas controladas optaram pelo regime de lucro presumido para apuração do IRPJ e da CSLL incidente sobre o resultado tributável.

Em 2021 o imposto de renda e a contribuição social somaram saldo negativo de R\$ 27,8 milhões, sendo R\$ 4,5 milhões referente ao resultado arbitral da PCH Moinho, além de renegociação do risco hidrológico

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

- GSF (- R\$ 22,7 milhões), parcialmente compensado pelo imposto diferido ao ajuste pelo valor justo do CERAN e DFESA (R\$ 12,1 milhões) e Santa Fé pelo excesso de valor (R\$ 2,9 milhões).

Operações descontinuadas

Em 2021 as operações descontinuadas somaram perda de R\$ 0,2 milhões, representando o resultado da subsidiária Enex. A Enex foi incorporada pela SKER em dezembro de 2021.

Lucro líquido no período

Em 2021 o lucro líquido foi de R\$ 183,7 milhões contra R\$ 59,5 milhões de 2020, um aumento de 208,6%.

EBITDA e Margem EBITDA – conforme Instrução CVM 527

Em 2021 o EBITDA alcançou R\$ 347,0 milhões, em função dos efeitos apresentados anteriormente, um aumento de 47,0% em relação aos R\$ 236,1 milhões alcançados no mesmo período de 2020, com uma margem EBITDA de 61,45% (crescimento de 11,9 pontos percentuais em relação à 2020).

EBITDA (R\$ mil)	2021	2020	Var %
Lucro (prejuízo) líquido do período	183.619	59.504	208,6%
(+) Tributos sobre o lucro (IR/CSLL)	27.799	14.130	96,7%
(+) Despesas financeiras líquidas	27.308	56.157	-51,4%
(+) Depreciação, amortização	108.138	106.129	1,9%
(+) Operação descontinuada	178	181	-1,6%
EBITDA – ICVM nº 527	347.042	236.101	47,0%
Receita Líquida	565.054	477.180	18,4%
Margem EBITDA (%)	61,4%	49,5%	11,9 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 / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais• **ATIVO - 31 DE DEZEMBRO DE 2020 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2019**

ATIVO	31.12.2020	AV %	31.12.2019	AV %	AH %
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	186.403	5,4%	235.645	10,0%	-20,9%
Contas a receber	61.926	1,8%	54.730	2,3%	13,1%
Dividendos a receber	2.982	0,1%	3.604	0,2%	-17,3%
Estoques	8.027	0,2%	2.179	0,1%	268,4%
Tributos a recuperar	19.194	0,6%	17.297	0,7%	11,0%
Repactuação do risco hidrológico	970	0,0%	884	0,0%	9,7%
Outros ativos	14.006	0,4%	10.532	0,4%	33,0%
Total do ativo circulante	293.508	8,5%	324.871	13,8%	-9,7%
NÃO CIRCULANTE					
Aplicação financeira restrita	14.842	0,4%	-	n/a	n/a
Contas a receber	17.424	0,5%	9.550	0,4%	82,5%
Partes relacionadas	-	n/a	-	n/a	n/a
Imposto de renda e contribuição social diferidos	180	0,0%	180	0,0%	0,0%
Repactuação do risco hidrológico	2.698	0,1%	3.668	0,2%	-26,4%
Propriedades para investimento	19.092	0,6%	19.092	0,8%	0,0%
Operações descontinuadas	-	n/a	1.992	0,1%	n/a
Investimentos ao valor justo	84.434	2,5%	40.476	1,7%	108,6%
Outros ativos	6.498	0,2%	5.995	0,3%	8,4%
		0,0%		0,0%	n/a
Investimentos	46.892	1,4%	48.714	2,1%	-3,7%
Imobilizado	2.565.397	74,5%	1.561.815	66,5%	64,3%
Intangível	391.586	11,4%	331.439	14,1%	18,1%
Total do ativo não circulante	3.149.043	91,5%	2.022.921	86,2%	55,7%
TOTAL DO ATIVO	3.442.551	100,0%	2.347.792	100,0%	46,6%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**• PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO - 31 DE DEZEMBRO DE 2020 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2019**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31.12.2020	AV %	31.12.2019	AV %	AH %
CIRCULANTE					
Fornecedores	32.787	1,0%	124.009	5,3%	-73,6%
Financiamentos e debêntures	244.953	7,1%	82.413	3,5%	197,2%
Partes relacionadas	61.409	1,8%	58.972	2,5%	4,1%
Concessões a pagar	14.605	0,4%	11.537	0,5%	26,6%
Salários e encargos sociais	13.326	0,4%	8.556	0,4%	55,8%
Arrendamentos	4.261	0,1%	3.796	0,2%	12,2%
Tributos a recolher	12.839	0,4%	4.032	0,2%	218,4%
Imposto de renda e contribuição social	3.896	0,1%	1.816	0,1%	114,5%
Dividendos a pagar	8.722	0,3%	2.826	0,1%	208,6%
Outros passivos	21.829	0,6%	8.683	0,4%	151,4%
Total do passivo circulante	418.627	12,2%	306.640	13,1%	36,5%
NÃO CIRCULANTE					
Financiamentos e debêntures	726.021	21,1%	552.035	23,5%	31,5%
Concessões a pagar	96.215	2,8%	85.050	3,6%	13,1%
Tributos a recolher	636	0,0%	349	0,0%	82,2%
Imposto de renda e contribuição social	537	0,0%	294	0,0%	82,7%
Provisão para remoção de imobilizado	65.937	1,9%	10.866	0,5%	506,8%
Arrendamentos	13.706	0,4%	13.275	0,6%	3,2%
Provisão para riscos cíveis, trabalhistas e tributários	7.848	0,2%	38.216	1,6%	-79,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	42.344	1,2%	17.544	0,7%	141,4%
Provisão para passivo a descoberto	-	0,0%	-	0,0%	n/a
Outros passivos	2.842	0,1%	2.421	0,1%	17,4%
Total do passivo não circulante	956.086	27,8%	720.050	30,7%	32,8%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	1.671.910	48,6%	1.131.910	48,2%	47,7%
Reservas de Lucros	335.760	9,8%	158.036	6,7%	112,5%
Ajuste de avaliação patrimonial	60.161	1,7%	31.149	1,3%	93,1%
	2.067.831	60,1%	1.321.095	56,3%	56,5%
Participação de não controladores	7	0,0%	7	0,0%	0,0%
Total do patrimônio líquido	2.067.838	60,1%	1.321.102	56,3%	56,5%
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.442.551	100,0%	2.347.792	100,0%	46,6%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais• **COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OPERACIONAIS DOS EXERCÍCIOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019**

R\$ mil	2020	2019	AH
Receita líquida	139.786	122.671	14,0%
Custo do fornecimento de energia elétrica	-167.629	-78.379	113,9%
Repactuação do risco hidrológico	97.312	0	n/a
Custo dos serviços prestados	-1.007	-1.492	-32,5%
Lucro bruto	68.462	42.800	60,0%
Gerais e administrativas	-39.617	-32.299	22,7%
Outras (despesas) receitas	-28.621	-28.818	-0,7%
Equivalência patrimonial	439	1.863	-76,4%
Dividendos auferidos	148	3.012	-95,1%
Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro	811	-13.442	-106,0%
Resultado financeiro	1.347	-18.945	-107,1%
Despesas financeiras	-8.763	-20.879	-58,0%
Receitas Financeiras	10.110	1.934	422,8%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	2.158	-32.387	-106,7%
Imposto de renda e contribuição social	-5.524	-1.247	343,0%
Resultado proveniente de operações descontinuadas	-5	-24	-79,2%
Lucro líquido do exercício	-3.371	-33.658	-90,0%
Acionistas da Controladora	-3.371	-33.658	-90,0%
Participação de não controladores	-	-	-

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

Receita Operacional Líquida

Em 2020 a receita líquida apurada foi de R\$ 477,2 milhões, aumento de 8,9% na comparação com 2019. Tal variação justifica-se pela correção dos preços dos contratos de venda de energia, em adição ao 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)	2020	2019	Var %
Receita Líquida Total	477.180	438.070	8,9%
Fornecimento de energia	476.731	437.244	9,0%
- Contrato de energia de reserva – CER	90.658	98.446	-7,9%
- Contrato de compra de energia regulada (CCEAR)	135.254	136.835	-1,2%
- Programa de Incentivo às Fontes Al. de Energia Elétrica (PROINFA)	98.361	97.133	1,3%
- Contrato ambiente de contratação livre (ACL)	113.042	52.071	117,1%
- Contrato Bilateral Regulado (CBR)	75.374	82.783	-8,9%
- Tributos sobre a venda de energia elétrica	(35.958)	(30.024)	19,8%
Outros serviços	449	826	-45,6%

Contrato de Energia de Reserva (CER)

A queda de R\$ 7,8 milhões no ano é resultado da menor geração advinda dos parques eólicos. Apesar da redução observada, os níveis de receita permanecem acima da energia contratada.

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)

A queda de R\$ 1,3 milhão em 2020 quando comparado com 2019 é decorrente da variação do efeito do mercado de curto prazo, atenuado pela correção contratual dos preços.

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

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

O aumento de R\$ 1,2 milhão em 2020 comparado ao ano anterior deve-se a correção dos preços do PPA, parcialmente compensado pelo efeito do mercado de curto prazo.

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

Contrato Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O aumento em 2020, equivalente a R\$ 61,0 milhões, na comparação com 2019, deve-se, essencialmente, à variação no efeito do Mercado de Curto Prazo, além da correção contratual dos preços.

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

As receitas decorrentes do ACL são provenientes da PCH Moinho e SKER (ativos Tamar).

Contrato Bilateral Regulado (CBR)

A redução de R\$ 7,4 milhões em 2020 é decorrente da variação do efeito do mercado de curto prazo, atenuados pela correção contratual dos preços.

As receitas decorrentes do CBR são provenientes da SKER (ativos Tamar).

Custos operacionais

Em 2020 os custos operacionais somaram R\$ 238,3 milhões, aumento de 8,9%, na comparação com 2019, quando o valor foi de R\$ 218,8 milhões.

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

Custos Operacionais (R\$ mil)	2020	2019	Var %
Custo Total	238.307	218.842	8,9%
Custo do fornecimento de energia elétrica	232.614	213.625	8,9%
- Depreciação e amortização	103.220	114.364	-9,7%
- Encargos setoriais	16.334	13.702	19,2%
- Custo com compra de energia elétrica	94.634	66.344	42,6%
- Seguro regulatório	4.947	5.376	-8,0%
- Outros custos de fornecimento de energia elétrica	13.479	13.839	-2,6%
Custo dos serviços prestados	5.693	5.217	9,1%
- Outros serviços	5.693	5.217	9,1%

Depreciação e Amortização

A variação de 9,7%, equivalentes a R\$ 11,1 milhões, na comparação de 2020 com 2019, deve-se à mudança na estimativa de depreciação. A depreciação é calculada pelo método linear, considerando a vida útil técnica dos ativos imobilizados limitadas ao prazo de concessão ou da autorização para as usinas eólicas e a vida útil estabelecida pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) para as usinas hídricas.

Encargos Setoriais

A variação de 19,2% em 2020 deve-se, essencialmente, à diferença no tratamento entre custos e despesas. Em 2020, os encargos setoriais relativos a custos incorridos com TUSD e CUST foram reclassificados da rubrica de despesas gerais e administrativas para custos na geração de energia elétrica.

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. Os anos de 2019 e 2020, 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 no ano de 2019. A baixa hidrologia, por sua vez, impactou 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.

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

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 2020 o valor gasto com compra de energia elétrica somou R\$ 94,6 milhões, comparado ao valor de R\$ 66,3 milhões em 2019. 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 em 2020 representou um custo líquido de R\$ 40,9 milhões, incluindo custo líquido de R\$ 5,4 milhões em função da paralização da PCH São João.

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

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.

Em 2020 esta rubrica somou R\$ 13,5 milhões, representando redução de R\$ 0,4 milhão na comparação com 2019.

Outros Serviços

Neste grupo são apresentados os gastos relacionados aos serviços administrativos e O&M prestados pela Controladora para suas subsidiárias.

Despesas (receitas) gerais

Em 2020 as despesas gerais somaram R\$ 129,1 milhões, aumento de 10,2% na comparação com 2019.

Despesas Gerais (R\$ mil)	2020	2019	Var %
Despesas Totais	129.105	117.155	10,2%
- Gerais e Administrativas totais	101.889	94.785	7,5%
- Gerais e administrativas	67.996	61.999	9,7%
- Remuneração dos administradores	9.246	7.770	19,0%
- Encargos setoriais	5.710	7.819	-27,0%
- Depreciação e amortização	2.909	2.057	41,4%
- Com estudos em desenvolvimento	16.028	15.140	5,9%
- Outras despesas (receitas)	27.216	22.370	21,7%

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

Gerais e administrativas

No ano, o aumento de 9,7% quando comparado a 2019 é explicado pelo aumento de posições para atender o plano de crescimento da Companhia.

Remuneração dos Administradores

Nesta rubrica estão contabilizadas as despesas relativas à remuneração dos Diretores da Companhia, Conselheiros de Administração e Conselheiros Fiscais. Em 2020 os valores apurados foram de R\$ 9,2 milhões, representando aumento de 19,0% na comparação com o ano anterior. O aumento ocorreu em

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

função (i) do efeito inflacionário sobre honorário – 4,0%, (ii) do efeito da efetivação do Diretor de Gestão em 01/10/2019 e (iii) do fato de uma posição do Conselho Fiscal ter ficado vaga por 4 meses em 2019.

Encargos Setoriais

A variação observada nessa rubrica deve-se, essencialmente, à diferença no tratamento entre custos e despesas e por menores despesas com CFURH na Monel, em linha com a menor produção. Em 2020, os encargos setoriais relativos a custos incorridos com TUSD e CUST foram reclassificados da rubrica de despesas gerais e administrativas para custos na geração de energia elétrica.

Estudos e Desenvolvimento

Em 2020 a Companhia incorreu em gastos com o desenvolvimento de negócios, em linha com o plano estratégico da Companhia.

Outras despesas (receitas)

O resultado decorrente de outras despesas ou receitas em 2020 totalizou uma despesa líquida de R\$ 27,2 milhões. O resultado foi impactado, essencialmente, pela provisão de *impairment* da PCH São João, de R\$ 32,7 milhões, compensando pela reversão de provisão para perda em ativos relativos a propriedades da Companhia, cujo valor foi de R\$ 3,9 milhões.

Resultado de participação societária

Em 2020 o valor apurado foi equivalente a um ganho de R\$ 20,2 milhões. Os componentes do resultado de participações societárias e suas variações são tratados a seguir:

Ganho (perda) provenientes participações societárias (R\$ mil)	2020	2019	Var %
- Equivalência patrimonial	15.177	6.291	141,2%
- Dividendos auferidos	5.026	4.314	16,5%
Resultado de participações	20.203	10.605	90,5%

Equivalência Patrimonial

Composto pelo resultado da subsidiária Passos Maia Energética S.A. (50%), que foi afetado positivamente pela estratégia de gestão de energia 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 2020 o resultado foi uma despesa líquida de R\$ 56,2 milhões, aumento de R\$ 16,6 milhões, na comparação com 2019.

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)	2020	2019	Var %
Receitas financeiras	12.286	23.046	-46,7%
- Com aplicações financeiras (i)	10.848	23.205	-53,3%
- Variação monetária ativa	1.243	-	N/A
- Outras receitas financeiras	195	(159)	N/A
Despesas financeiras	(68.443)	(62.605)	9,3%
- Com financiamentos (ii)	(30.116)	(42.668)	-29,4%
- Comissão de fiança e garantias	(20)	(14)	42,9%
- IOF, multa e juros sobre tributos	(1.083)	(875)	23,8%
- Variação monetária passiva	(346)	(116)	198,3%
- Concessões a pagar e outras despesas (iii)	(28.902)	(10.726)	169,5%
- Juros sobre contrato de mútuo	(217)	(1.577)	-86,2%
- Juros sobre arrendamento mercantil	(1.144)	(1.196)	-4,3%
- Provisão para perda ao valor recuperável de ativos financeiros	(1.827)	(692)	164,0%
- Outras despesas financeiras	(4.788)	(4.741)	1,0%
Resultado Financeiro	(56.157)	(39.559)	42,0%

Receitas Financeiras

Em 2020 as receitas financeiras atingiram R\$ 12,3 milhões, representando redução de R\$ 10,8 milhões na comparação com 2019. Tal variação é decorrente, principalmente, do (i) menor rendimento sobre aplicações financeiras em função da menor curva de CDI apurada no período.

Despesas Financeiras

Em 2020 as despesas financeiras atingiram R\$ 20,9 milhões e R\$ 68,4 milhões, apresentando aumento de R\$ 4,0 milhões e R\$ 5,8 milhões na comparação com os mesmos períodos do ano anterior. O aumento deve-se a (i) variação das despesas financeiras sobre concessão a pagar (UBP) em função da curva de IGP-M apurado no período, (ii) pagamento da taxa de análise de viabilidade dos projetos junto ao Banco do Nordeste do Brasil (BNB) no valor de R\$ 3,0 milhões e (iii) taxa de pré-pagamento da dívida junto ao BNDES na operação de *liability management*, ambas afetando outras despesas financeiras. Tais aumentos foram compensados parcialmente pela menor capitalização de juros por conta do pré-pagamentos das dívidas das subsidiárias da Companhia, com conseqüente redução do custo médio.

Imposto de renda e contribuição social

A Statkraft 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 2020 o imposto de renda e a contribuição social somaram saldo negativo de R\$ 14,1 milhões.

Operações descontinuadas

Em 2020 as operações descontinuadas somaram receita de R\$ 0,2 milhões, representando o resultado da subsidiária Enex.

Lucro líquido no período

Em 2020 foi registrado resultado líquido de R\$ 59,5 milhões, comparado ao resultado de R\$ 45,2 milhões registrados em 2019.

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

EBITDA e Margem EBITDA – conforme Instrução CVM 527

O EBITDA alcançou R\$ 236,1 milhões em 2020, apresentando um aumento de R\$ 7,0 milhões em relação a 2019, em função dos efeitos apresentados anteriormente. A margem EBITDA apresentou queda de 2,8 p.p. na comparação entre os períodos, passando de 52,3% para 49,5% da receita operacional líquida no 2019 e 2020.

EBITDA (R\$ mil)	2020	2019	Var %
Lucro (prejuízo) líquido do período	59.504	45.236	31,5%
(+) Tributos sobre o lucro (IR/CSLL)	14.130	28.159	-49,8%
(+) Despesas financeiras líquidas	56.157	39.559	42,0%
(+) Depreciação, amortização	106.129	116.421	-8,8%
(+) Operação descontinuada	181	(276)	N/A
EBITDA – ICVM nº 527	236.101	229.099	3,1%
Receita Líquida	477.180	438.070	8,9%
Margem EBITDA (%)	49,5%	52,3%	-2,8

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 / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais• **ATIVO - 31 DE DEZEMBRO DE 2019 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2018**

ATIVO	31.12.2019	AV	31.12.2018	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%
Total do ativo circulante	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%	2352	0,10%	-
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%
Total do ativo não circulante	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**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31.12.2019	AV	31.12.2018	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%
Total de passivo circulante	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%	n/a
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%
Total de passivo não circulante	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%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**• COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OPERACIONAIS DOS EXERCÍCIOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018**

R\$ mil	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%
Lucro Bruto	-218.842	-141.655	54,49%
(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%
Lucro operacional antes do resultado financeiro	112.678	122.769	-8,22%
Resultado financeiro	-39.559	-26.206	50,95%
Despesas financeiras	-62.605	-47.275	32,43%
Receitas financeiras	23.046	21.069	9,38%
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 descontinuadas	276	200	38,00%
Lucro líquido do período	45.236	74.632	-39,39%
Acionistas da Controladora	45.236	74.632	-39,39%
Participação de não controladores	-	-	-

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.

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

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\$ 50,0 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).

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

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 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:

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

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 deve-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, 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) provenientes 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

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

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 R\$ 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:

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

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

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 em 2018 apuramos lucro de R\$ 74,6 milhões, em 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.

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

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 Resultado Operacional e Financeiro

a) resultados das operações do emissor

i) Descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossa receita é composta preponderantemente pela venda da energia elétrica gerada por meio de nossos empreendimentos em operação. A previsibilidade da receita é assegurada por meio dos contratos de longo prazo firmados em ambiente regulado, protegendo nossos resultados das oscilações do mercado de curto prazo.

ii) Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Efeito risco hidrológico e mercado de curto prazo

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. Os anos de 2021 e 2020, 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 no ano de 2019. A baixa hidrologia, por sua vez, impactou 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 caga.

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.

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

Nossa receita decorre preponderantemente da venda de energia negociada por meio de CCVE no ACR. Tais contratos são corrigidos pelo IPCA ou pelo IGP-M. Eventual variação nestes índices podem em tese afetar nossas receitas.

Até o presente momento não identificamos nenhuma variação relevante em nossas receitas que possam ser atribuídas a variações de preço ou inflação. Ainda, não introduzimos nenhum novo produto ou serviço e nem tampouco estamos expostos a variações nas taxas de câmbio.

c) impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor

No caso de nossos Empreendimentos em Operação, o aumento da inflação acarreta um aumento nas receitas derivado da correção de nossos CCVEs e, ao mesmo tempo, um aumento de nossos custos derivado da correção do preço a eles atribuído.

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

Nosso endividamento bancário está atrelado à TJLP, no caso dos empreendimentos com financiamento junto ao BNDES ou taxa fixa, no caso dos empreendimentos com financiamento junto ao BNB.

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

10.3 Efeitos Relevantes nas Demonstrações Financeiras

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.

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

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 Mudanças Práticas Contr. / Ressalvas e Ênfases****a) Mudanças significativas nas práticas contábeis**

As demonstrações financeiras publicadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 não apresentam alterações nas práticas contábeis.

b) Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

As demonstrações financeiras publicadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 não apresentam alterações nas práticas contábeis.

a) Ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor

Chamamos a atenção para a nota explicativa nº 30 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a qual 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 e controladas, e o verificado durante essa investigação foi informado às autoridades competentes durante o exercício de 2016. Em 15 de outubro de 2021, a Companhia firmou um acordo de leniência com as autoridades federais para um desses casos denunciados e realizou o pagamento de R\$ 18,1 milhões em multas e ressarcimento de vantagens indevidas obtidas antes da aquisição do controle acionário pelo Grupo Statkraft. Como fruto do acordo, a Companhia implementará melhorias no seu sistema de conformidade, de forma a assegurar que a Companhia continue a operar no País de acordo com os mais elevados padrões éticos, com tolerância zero para a corrupção. Em relação aos outros casos, no atual estágio, não é possível prever o resultado final; (ii) a Companhia e controladas, 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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5 Políticas Contábeis Críticas

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 o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis do Grupo. As premissas para estas estimativas estão divulgadas na Nota 3 das demonstrações financeiras.

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.

Contas a receber

As contas a receber correspondem aos valores a receber decorrentes de: (i) venda de energia elétrica contratada até a data das demonstrações financeiras; (ii) serviços prestados de consultoria e gerenciamento; (iii) serviços prestados de operação e manutenção operacional (O&M). Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante. As contas a receber de clientes são inicialmente reconhecidas pelo valor justo e subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado com o uso do método da taxa de juros efetiva menos a provisão estimada para créditos de liquidação duvidosa ("PECLD"), se aplicável.

Demais ativos circulantes e não circulantes

Impostos a recuperar consistem, substancialmente, em créditos decorrentes de Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), Imposto de Renda e Contribuição Social (IRPJ e CSLL), decorrentes da retenção na fonte sobre serviços prestados, fornecimento de energia elétrica e outros, apresentados ao valor de custo ou de realização, incluindo, quando aplicável, as variações monetárias auferidas.

As despesas antecipadas, representadas pelos custos incorridos na contratação de Seguro Operacional e Risco Civil, são apropriados pro rata temporis ao longo do prazo de cobertura.

As despesas com seguro regulatório são reconhecidas pelo seu valor presente calculado com base no IPCA anual projetado e, assim como as despesas financeiras incorridas, são apropriadas ao longo do prazo de outorga da usina ou do contrato de venda de energia conforme contrato de repactuação do risco hidrológico.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Imobilizado

O imobilizado é demonstrado ao custo de aquisição ou construção, incluindo os encargos financeiros incorridos na fase de construção das usinas decorrentes do financiamento contratado, deduzido da sua depreciação acumulada. A depreciação é calculada pelo método linear, considerando a vida útil técnica dos ativos imobilizados limitadas ao prazo de concessão ou da autorização para as usinas eólicas e a vida útil estabelecida pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) para as usinas hídricas, conforme detalhado na nota 3.1.

Ganhos e perdas em alienações são determinados pela comparação dos valores de alienação com o valor contábil e são incluídos no resultado.

Reparos e manutenção são apropriados ao resultado durante o período em que são incorridos. O custo das principais renovações é incluído no valor contábil do ativo quando for provável que os benefícios econômicos futuros que ultrapassem o padrão de desempenho inicialmente avaliado para o ativo existente fluirão para a Companhia e suas empresas controladas. As principais renovações são depreciadas ao longo da vida útil remanescente do ativo relacionado.

Intangível

(a) Ágio

O ágio (*goodwill*) é representado pela diferença positiva entre o valor pago e/ou a pagar pela aquisição de um negócio e o montante líquido do valor justo dos ativos e passivos da controlada adquirida. O ágio de aquisições de controladas é registrado como "Ativo intangível" nas demonstrações financeiras consolidadas. No caso de apuração de deságio, o montante é registrado como ganho no resultado do período, na data da aquisição. O ágio é testado anualmente para verificar alocação de perdas (*impairment*) e contabilizado pelo seu valor de custo menos as perdas acumuladas por *impairment*. Perdas por *impairment* reconhecidas sobre ágio não são revertidas. Os ganhos e as perdas da alienação de uma entidade incluem o valor contábil do ágio relacionado com a entidade vendida.

O ágio é alocado a Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) para fins de teste de *impairment*. A alocação é feita para as Unidades Geradoras de Caixa ou para os grupos de Unidades Geradoras de Caixa que devem se beneficiar da combinação de negócios da qual o ágio se originou.

(b) Uso do bem público

Refere-se ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico e sistema de transmissão contratado decorrente do contrato de concessão. 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.

Propriedades para investimento

O saldo apresentado no grupo de "propriedades para investimento" representa o valor justo dos investimentos realizados em terras pela Companhia. Anualmente, a Companhia efetua a avaliação destes valores justos, que são ajustados contra o resultado caso diferenças sejam identificadas em relação à avaliação do ano anterior.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Contas a pagar aos fornecedores

As contas a pagar aos fornecedores são obrigações a pagar por bens ou serviços que foram adquiridos de fornecedores no curso normal dos negócios, sendo classificadas como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano (ou no ciclo operacional normal dos negócios, ainda que mais longo). Caso contrário, as contas a pagar são apresentadas como passivo não circulante.

Elas são, inicialmente, reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado com o uso do método de taxa efetiva de juros.

Financiamentos e debêntures

Os financiamentos e debêntures tomados são reconhecidos contabilmente no recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação. Em seguida, os financiamentos e debêntures tomados são apresentados pelo custo, líquido dos pagamentos realizados, acrescidos de encargos e juros proporcionais ao período incorrido (*pro rata temporis*).

Os financiamentos e debêntures são classificados como passivo circulante, a menos que o Grupo tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço.

Os custos de empréstimos e debêntures que são diretamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um ativo qualificável, que é um ativo que, necessariamente, demanda um período substancial para ficar pronto para seu uso ou venda pretendidos, são capitalizados como parte do custo do ativo quando for provável que eles irão resultar em benefícios econômicos futuros para a entidade e que tais custos possam ser mensurados com confiança. Demais custos de empréstimos e debêntures são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos.

Concessões a pagar

É registrado inicialmente ao valor justo e subsequentemente mensurados pelo custo amortizado, atualizado pelo IGP-M incorrido até a data do balanço. Os saldos do passivo circulante e não circulante estão reconhecidos ao valor presente, onde se considerou uma taxa de desconto de 9,50%.

Provisões, ativos e passivos contingentes

Os ativos contingentes não são reconhecidos, porém os passivos contingentes são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados.

As provisões são reconhecidas quando existir uma obrigação presente como resultado de um evento passado e seja provável que uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos será necessária para liquidar a obrigação, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

As provisões para desmobilização de ativos, recuperação ambiental e ações judiciais (trabalhista, civil ou tributária), são reconhecidas quando: (i) o Grupo tem uma obrigação presente ou não formalizada (*constructive obligation*) como resultado de eventos já ocorridos; (ii) é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação; e (iii) o valor puder ser estimado com segurança. As provisões não incluem as perdas operacionais futuras. As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes dos efeitos tributários, a qual reflita as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

O Grupo é parte em processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrente do curso normal de suas operações, cujas estimativas para determinar os valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos são realizadas pela Statkraft Energias Renováveis S.A., com base em opinião de seus assessores jurídicos, quando necessário, e nos julgamentos da Administração.

Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos

Imposto de renda e contribuição social correntes

O imposto de renda e a contribuição social corrente são apresentados líquidos, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedem o total devido na data do relatório. As despesas de imposto de renda e contribuição social do período compreendem os impostos correntes e diferidos.

Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados com base no lucro tributável aplicando-se alíquotas vigentes no final do período que está sendo reportado.

O imposto de renda e a contribuição social correntes são apresentados líquidos, por contribuinte, quando existe direito à compensação dos valores reconhecidos e quando há intenção de liquidar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

Lucro real

O imposto de renda e a contribuição social, geralmente são calculados pelas alíquotas regulares de 15% (acrescida de adicional de 10% para o imposto de renda se ultrapassado o limite tributável) e de 9% para a contribuição social.

Lucro presumido

Conforme facultado pela legislação fiscal vigente, a base de cálculo do imposto de renda é calculada à razão de 8% e a da contribuição social à razão de 12% sobre as receitas brutas (32% quando a receita for proveniente de prestação de serviços) e 100% das demais receitas, inclusive

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

as financeiras, sobre as quais se aplicam as alíquotas regulares do respectivo imposto e contribuição.

A Companhia se enquadra no regime do lucro real, enquanto suas controladas aplicam o regime do lucro presumido.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos ativos são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos ativos e passivos são apresentados pelo líquido no balanço quando há o direito legal e a intenção de compensá-los quando da apuração dos tributos correntes, em geral relacionado com a mesma entidade legal e mesma autoridade fiscal.

Demais passivos circulantes e não circulantes

São demonstrados por valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridas.

Capital Social

A companhia somente possui ações ordinárias, que são classificadas integralmente no patrimônio líquido.

Lucro por ação

A Companhia calcula o lucro por ação utilizando a média ponderada de ações ordinárias totais em circulação, durante o período correspondente ao resultado, conforme pronunciamento técnico CPC 41 (IAS 33) - Resultado por Ação.

O resultado básico por ação é calculado pela divisão do lucro do exercício pela média ponderada da quantidade de ações emitidas.

A Companhia não possui instrumentos com efeitos dilutivos, e, portanto, não há diferença entre o resultado básico por ação e o resultado diluído por ação.

Reconhecimento da receita**(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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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, a depender da natureza de cada serviço prestado.

Estimativas e julgamentos contábeis críticos

Com base em premissas, o Grupo faz estimativas contábeis das demonstrações financeiras anuais. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. As estimativas e premissas que possuem grau elevado de julgamento e complexidade, com probabilidade de causar um ajuste relevante nos valores contábeis de ativos e passivos, estão contempladas abaixo.

a) Vida útil do ativo imobilizado

Até setembro de 2019, o Grupo reconhecia a despesa de depreciação com base no 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.

b) 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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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 por meio da realização de análises.

Os saldos de imobilizado e intangível de longa duração estão nas rubricas “Imobilizado”, “Intangível” e “Propriedades para investimento”.

c) 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.

d) 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.

e) 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.

f) 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 geram tais prejuízos. As expectativas são realizadas pela Administração, e os tributos diferidos desta natureza recuperáveis em até 10 anos são reconhecidos.

g) 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.

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

10.6 Itens Relevantes Não Evidenciados nas Demonstrações Financeiras

Não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

a) Os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem em no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*):

Não possuímos conhecimento de nenhum ativo ou passivo material que não esteja evidenciado em nossas demonstrações financeiras.

b) Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras:

As demonstrações financeiras da Companhia, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 não contemplam as operações ou transações ocorridas após esta data. Para fins de divulgação de eventos subsequentes, a administração julgou relevante chamar atenção para os seguintes temas:

Aporte de capital

Em 14 de janeiro de 2021, foi aprovado através de AGE o aumento do capital autorizado da Companhia no montante de R\$ 800,0 milhões, com cronograma de integralização realizados no decorrer de 2021 e início de 2022, nas seguintes datas e valores: fevereiro de 2021 no montante de R\$ 200,0 milhões, junho de 2021 no montante de R\$ 170,0 milhões, agosto de 2021 no montante de R\$ 170,0 milhões e a última em janeiro de 2022 no montante de R\$ 260,0 milhões.

Construção de parques eólicos

No dia 4 de janeiro de 2021, iniciou-se a mobilização para a construção do parque eólico dos projetos Ventos de Santa Eugênia e Serra da Mangabeira, a qual se dará em tranches, com encerramento do último parque previsto para abril de 2023. Com previsão orçamentária de investimentos da ordem de R\$ 2.753,0 milhões para a construção dos referidos parques eólicos, a Companhia, ao longo de 2020, celebrou junto ao BNB – Banco do Nordeste contratos de financiamento no montante de até R\$ 1.062,4 milhões, no nível das investidas constituídas para esses projetos. Os contratos possuem carência de 3 anos com juros capitalizados e prazo para pagamento de 24 anos. O custo médio ponderado dessa captação é de 1,2531% a.a. adicionado ao IPCA. Até o encerramento deste exercício não houve desembolso, com previsão de início no segundo trimestre de 2021, após atingimento de algumas condições precedentes.

No dia 30 de setembro de 2021, a Companhia participou do 35º Leilão de Energia Nova A-5 com dois projetos eólicos do complexo Morro do Cruzeiro, localizado no município de Brotas de Macaúbas no estado da Bahia. Possui capacidade instalada total de 79,8 MW e é composto por 14 turbinas. Em 15 de dezembro de 2021 a Administração da Companhia aprovou o início da construção dos projetos Morro do Cruzeiro I e II. A previsão orçamentária é de R\$ 672,0 milhões. A construção tem início previsto para junho de 2022, a estimativa é que as primeiras turbinas eólicas comecem a operar no final de 2023 e a conclusão está prevista para o início de 2024.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**10.7 Comentários sobre Itens Não Evidenciados**

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 do emissor.

Todos os itens requeridos pelas normas foram evidenciados nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

b) Natureza e propósito da operação.

Todos os itens requeridos pelas normas foram evidenciados nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

c) Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação.

Todos os itens requeridos pelas normas foram evidenciados nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

10.8 Plano de Negócios

a) investimentos (inclusive descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos, fontes de financiamento dos investimentos e desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos)

Nossos investimentos estão concentrados nas áreas de prospecção, desenvolvimento e implantação de empreendimentos de geração por fontes renováveis de energia elétrica.

Desenvolvimento

Na área de desenvolvimento, os recursos financeiros são destinados basicamente à elaboração de estudos de inventário, estudos de viabilidade e projetos básicos. Tais estudos e projetos incluem, dentre outros, levantamentos topográficos, estudos geológico-geotécnicos, estudos hidrológicos, medições de ventos, pesquisa de materiais de construção, estudos de conexão etc. Ainda, alocamos nossos recursos na elaboração de EIA/RIMA, levantamentos fundiários, cadastro socioeconômico e, no caso das PCHs e UEEs, compra de terras para implantação dos empreendimentos.

Implantação

Durante o ano de 2020 a Companhia iniciou a implantação do Complexo Eólico Ventos Santa Eugênia, de 519 MW, na Bahia. No dia 4 de janeiro de 2021, iniciou-se a mobilização para a construção do parque eólico, o qual se dará em tranches, com encerramento do último parque previsto para abril de 2023. Sua previsão orçamentária de investimentos é da ordem de R\$ 2.753,0 milhões e, para sua construção, a Companhia, ao longo de 2020, celebrou junto ao BNB – Banco do Nordeste contratos de financiamento no montante de até R\$1.062,4 milhões, no nível das investidas constituídas para esses projetos. Os contratos possuem carência de 3 anos com juros capitalizados e prazo para pagamento de 24 anos. O custo médio ponderado dessa captação é de 1,2531% a.a. adicionado ao IPCA.

Em 15 de dezembro de 2021 a Administração da Companhia aprovou o início da construção dos projetos Morro do Cruzeiro I e II. A previsão orçamentária é de R\$ 672,0 milhões, para os quais a Companhia estabeleceu uma estrutura de capital considerando capital próprio e de terceiros para financiamento. A construção tem início previsto para junho de 2022, a estimativa é que as primeiras turbinas eólicas comecem a operar no final de 2023 e a conclusão está prevista para o início de 2024.

Os recursos necessários para a construção de nossos Empreendimentos serão oriundos principalmente (i) do aporte de capital de nossos acionistas controladores e (ii) de captação de recursos junto à bancos através de financiamentos de longo prazo. Ainda, utilizaremos parcela dos dividendos de nossos Empreendimentos em Operação para este fim.

b) aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que podem influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

Ao longo de 2021 foram necessários investimentos para a recuperação do túnel da PCH de São João e substituição de equipamentos com defeitos em Brotas de Macaúbas.

c) novos produtos e serviços (inclusive descrição das pesquisas em andamento já divulgadas, montantes totais gastos pela Companhia em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços, projetos em desenvolvimento já divulgados e montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviços)

Não fazemos diferenciação entre pesquisas em andamento e desenvolvimento de projetos. Dessa maneira as informações referentes ao item c.i. do Anexo 24 da Instrução CVM 480 serão apresentadas em conjunto com o item c.iii. Da mesma forma, as informações referentes ao item c.ii. serão apresentadas em conjunto com o item c.iv.

Conforme consta no nosso Plano de Crescimento 2021-2027, considerando projetos *greenfield* em pleno curso de desenvolvimento, Statkraft Energias Renováveis S.A. possui um pipeline acima de 1,5 GW em projetos considerando-se as três fontes, ou seja, projetos eólicos, solares e hidráulicos.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9 Outros Fatores com Influência Relevante

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

11. Projeções / 11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11. Projeções

11.1 Projeções Divulgadas e Premissas

Não temos como prática divulgar projeções operacionais e financeiras.

11. Projeções / 11.2 - Acompanhamento das projeções

11.2 Acompanhamento das Projeções

Não temos como prática divulgar projeções operacionais e financeiras.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

12. Assembleia e Administração

12.1 Estrutura Administrativa

a) atribuições de cada órgão e comitê

Nossa administração é exercida por um Conselho de Administração e uma Diretoria, além de Comitês de Assessoramento.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é o nosso órgão de deliberação, composto de 5 a 8 membros efetivos e seus respectivos suplentes, eleitos na Assembleia Geral, com mandato unificado de dois anos, admitida a recondução por igual período.

O conselheiro deve ter reputação ilibada. Não poderá ser eleito para o Conselho de Administração, salvo dispensa da Assembleia, aquele que (i) for empregado ou ocupar cargo em Companhia que possa ser considerada concorrente da Companhia; ou (ii) tiver ou representar interesse conflitante com a Companhia. Não poderá ser exercido o direito de voto pelo conselheiro caso se configurem, supervenientemente, esses fatores de impedimento. Compete ao Conselho de Administração:

- I) fixar a orientação geral dos negócios, planos, projetos e diretrizes econômicas e financeiras, industriais e comerciais da Companhia e de suas sociedades controladas;
- II) eleger e destituir os Diretores da Companhia e fixar-lhes as atribuições, observando o que a respeito dispuser este Estatuto Social;
- III) fiscalizar a gestão dos Diretores, examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia, solicitar informações sobre contratos celebrados ou em vias de celebração, e quaisquer outros atos;
- IV) convocar a Assembleia Geral Ordinária e, quando julgar conveniente, a Extraordinária;
- V) deliberar sobre as contas da Diretoria, consubstanciadas nos balanços semestrais ou nos relatórios da administração, bem como sobre as demonstrações financeiras, para posterior encaminhamento à apreciação e aprovação da Assembleia Geral Ordinária;
- VI) manifestar-se previamente sobre atos e contratos, quando este Estatuto Social assim o exigir;
- VII) escolher e destituir os auditores independentes da companhia;
- VIII) deliberar sobre a participação da Companhia **(a)** na Implementação de qualquer projeto de energia renovável ("Projeto") ou **(b)** na aquisição de um ativo operacional de geração ou transmissão de energia ("Oportunidade de Implementação"), avaliando o plano de investimento elaborado pela Diretoria, o qual deverá incluir, entre outras informações solicitadas pelo Conselho de Administração, a taxa interna de retorno - TIR apurada para cada Oportunidade de Implementação. Para efeitos deste Estatuto, "Implementar" ou "Implementação" deverá significar o processo conduzido pela Companhia para fazer com que determinado novo ativo de geração ou transmissão de energia seja construído ou esteja pronto para iniciar operação.
- IX) deliberar a inclusão dos novos Projetos na carteira de investimentos da Companhia (bem como no plano de negócios, sempre que apropriado);
- X) autorizar a Companhia a participar de sociedades de propósito específico para a implantação de Projetos autorizados nos termos da alínea VIII acima;

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

- 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 Diretoria ou que ultrapassem o limite de sua competência;

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

- 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. Para 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 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 regulamento interno do Conselho de Administração foi aprovado na Reunião do Conselho de Administração do dia 15 de março de 2022.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

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

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

O organograma a seguir mostra essa estrutura:



Diretoria

A Companhia será administrada por, no mínimo, 2 (dois) Diretores, sendo: 1 (um) Diretor Presidente e 1 (um) Diretor Financeiro, que também deverá atuar como Diretor de Relações com Investidores, enquanto que os demais Diretores deverão atuar 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

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

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 Assembleia Geral Ordinária seguinte à de sua eleição, podendo haver recondução.

Os comitês de assessoramento foram criados na AGE de 08 de março de 2012, quando tiveram sua estrutura, composição e atribuições definidas. A RCA realizada no dia 13 de julho de 2015 alterou a estrutura dos Comitês de Assessoramento através da extinção e criação de novos comitês, os quais passaram a ser: Comitê de Investimentos, Comitê de Auditoria, Riscos e Finanças (FRAC), e Comitê de Recursos Humanos e Remuneração.

O regulamento interno do Conselho Fiscal foi aprovado na Reunião do Conselho Fiscal do dia 11 de março de 2022.

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.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

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 / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias

12.2 Regras, Políticas e Práticas em Assembleias

a) prazos de convocação

As Assembleias Gerais da Companhia são convocadas com, no mínimo, 15 dias corridos de antecedência em primeira convocação e com oito dias corridos de antecedência no caso de segunda convocação.

b) competências

Compete à Assembleia Geral, em caráter ordinário:

(i) alterar o Estatuto Social; (ii) eleger ou destituir, a qualquer tempo, os membros do Conselho de Administração e os membros do Conselho Fiscal, quando instalado; (iii) tomar, anualmente, as contas dos administradores, e deliberar sobre as demonstrações financeiras por eles apresentadas; (iv) deliberar, de acordo com a proposta apresentada pela administração, sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição dos dividendos; (v) autorizar a emissão de debêntures conversíveis em Ações e/ou com garantia real; (vi) suspender o exercício dos direitos do acionista, na forma da lei; (vii) deliberar sobre a avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social; (viii) deliberar sobre nossa transformação, fusão, incorporação, cisão, dissolução e liquidação, eleger e destituir liquidantes, bem como o conselho fiscal que deverá funcionar no período de liquidação, e julgar-lhes as contas; (ix) autorizar os administradores a confessar falência, pedir recuperação judicial ou realizar recuperação extrajudicial; (x) fixar a remuneração global dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal nos termos da Lei 6.404/76; (xi) deliberar sobre o cancelamento de listagem da Companhia no Segmento Básico e sobre o cancelamento de registro de companhia aberta da Companhia; (xii) escolher a instituição responsável pela preparação de laudo de avaliação das ações da Companhia, dentre as empresas indicadas pelo Conselho de Administração, nos casos e na forma prevista neste Estatuto Social; (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) emissão de novas ações em montante superior ao capital autorizado, exceto pela emissão de novas ações no contexto de uma oferta pública.

c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Eletrônico: (i) www.statkraft.com.br; (ii) www.cvm.gov.br; e (iii) www.bmfbovespa.com.br

Físico: (i) 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.

d) identificação e administração de conflitos de interesses

Observamos todas as regras de conflito de interesses previstas na Lei das S.A., em especial em seu artigo 115.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias

Nosso Acordo de Acionistas, celebrado no dia 08 de março de 2012 prevê em seu item 8.12, referente à conflitos de interesse no âmbito do Conselho de Administração e em seu item 10.03, referente à conflitos de interesse no âmbito da Assembléia Geral de Acionistas, que o Acionista ao qual a Operação com Partes Relacionadas se aplique ou o Acionista conflitante, conforme o caso, deverá (i) revelar seu impedimento aos demais Acionistas ante que qualquer discussão ou deliberação seja iniciada e (ii) abster-se de votar sobre essa matéria.

Nosso Estatuto Social prevê no seu Parágrafo 3º, Artigo 19, que nas deliberações do Conselho de Administração que tenham como objeto aprovar a celebração pela Companhia de uma ou mais Operação Com Partes Relacionadas, os conselheiros indicados de forma direta ou indireta por tal acionista deverão se declarar impedidos de votar.

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

Admitimos o voto exercido por procurador, desde que o instrumento de procuração esteja de acordo com as normas legais aplicáveis.

f) formalidades necessárias para aceitação de procurações outorgadas por acionistas, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação, 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, notariação 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.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias

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 do Conselho de Administração

a) número de reuniões realizada no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias:

No exercício de 2021 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)

12. Assembléia e administração / 12.3 - Regras, políticas e práticas do CA

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 Cláusula Compromissória – Resolução de Conflitos

Nosso Estatuto Social dispõe que nós, nossos acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal, presentes e futuros, ficamos 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			
Paula Abrantes Suanno	13/01/1975	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2021	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2023	1
035.358.767-29	Engenheira	19 - Outros Diretores	05/05/2021	Sim	0%
Não há.		Diretora de Desenvolvimento e Novos Negócios e Diretora de Assuntos Regulatórios			
Ana Cláudia de Araújo Lima	07/08/1969	Pertence apenas à Diretoria	01/08/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	0
685.959.484-53	Engenheira Civil	19 - Outros Diretores	02/08/2022	Sim	0%
		Diretora de ESG - Environmental, Social and Governance			
Diogo Ramos Scussel	26/06/1980	Pertence apenas à Diretoria	15/03/2022	Até 1ª RCA 2023 que ocorrer após a AGO que aprovar as contas de 2022	0
026.548.399-90	Engenheiro Civil	19 - Outros Diretores	15/03/2022	Sim	0%
		Diretor de Gestão de Ativos			
Patricia Cândido Pinto Silva	20/01/1979	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2021	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2023	2
082.308.237-74	Advogada	19 - Outros Diretores	05/05/2021	Sim	0%
Não há.		Diretora Jurídica			
Fernando De Lapuerta Montoya	15/03/1977	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2021	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2023	3
061.330.627-97	Administrador	10 - Diretor Presidente / Superintendente	05/05/2021	Sim	0%
Nenhum					
Thiago Maciel Tomazzoli	14/12/1987	Pertence apenas à Diretoria	15/03/2022	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2023	1
062.829.149-30	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores	15/03/2022	Sim	0%
		Diretor de Operação e Manutenção			
Leoze Lobo Maia Junior	14/06/1978	Pertence apenas à Diretoria	20/04/2021	Até a 1ª RCA que ocorrer após a AGO de 2023	3

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			
019.815.749-56	Engenheiro	19 - Outros Diretores Diretor Financeiro e Relações com Investidores	20/04/2021	Sim	0%
Isaac Berensztejn	23/05/1954	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	2
332.872.367-68	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	19/04/2022	Sim	0%
Não há.					
Austin Laine Powell		Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	6
946.522.287-91		20 - Presidente do Conselho de Administração	19/04/2022	Sim	100%
Não há.					
Paulo Conte Vasconcellos	27/07/1962	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	2
387.452.910-04	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	19/04/2022	Sim	0%
Não há.					
Ana Maria Loureiro Recart	04/06/1973	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	2
261.320.138-06	Advogada	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	19/04/2022	Sim	100%
Não há.					
Anders Gustav Taucher	17/06/1971	Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	1
065.677.307-30	Administrador de Empresas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	19/04/2022	Sim	0%

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			
Merve Ergün		Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	1
000.000.000-00	Administradora	23 - Conselho de Administração (Suplente)	19/04/2022	Sim	0%
Merve Ergün		Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	5
000.000.000-00	Administradora	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	19/04/2022	Sim	100%
Merve Ergün		Pertence apenas ao Conselho de Administração	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	1
000.000.000-00	Administradora	23 - Conselho de Administração (Suplente)	19/04/2022	Sim	0%
Marcos Bett Pagani	07/10/1987	Conselho Fiscal	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	6
065.558.009-33	Tecnólogo em Sistemas de Energia	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	19/04/2022	Sim	100%
Ivanyra Maura de Medeiros Correia	23/10/1967	Conselho Fiscal	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	2
009.092.797-48	Engenheira	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	19/04/2022	Sim	100%
Natasha Gaertner Lewin	04/03/1986	Conselho Fiscal	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	3
107.821.137-02	Engenheira civil	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	19/04/2022	Sim	0%

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			
Alexandre Cafure Lafranque	02/03/1989	Conselho Fiscal	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	1
703.798.451-56	Engenheiro	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	19/04/2022	Sim	0%
Silvia Regina dos Santos Gonçalves	15/04/1983	Conselho Fiscal	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	1
056.793.417-94	Engenheira de Produção	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	19/04/2022	Sim	0%
JOÃO VERNER JUENEMANN	16/02/1940	Conselho Fiscal	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023	1
000.952.490-87	Contador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	19/04/2022	Sim	0%

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Paula Abrantes Suanno - 035.358.767-29

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 peal 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). A Sra. Paula não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Ana Cláudia de Araújo Lima - 685.959.484-53

Graduada em Engenharia Civil pela Universidade Católica de Pernambuco, possui pós-graduação em Engenharia de Segurança Ocupacional pela UCP e MBA em Sustentabilidade pela Universidade Federal de São Carlos. Possui sólida experiência na área de sustentabilidade e meio ambiente, com vivência a cenários complexos e envolvimento em projetos de comunicação institucional.

Diogo Ramos Scussel - 026.548.399-90

Diogo é formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), MBA em Gerenciamento de Projetos pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), pós-graduação em Mercado de Capitais e Sistema Financeiro na Unicesumar e MBA em Eficiência Energética e Energias Renováveis no IPOG. Trabalha no setor de energias renováveis desde 2007, com experiências como gerente de projetos e gerente técnico. No decorrer de sua trajetória, adquiriu expertise técnica na implantação de usinas de geração de energia, integração de ativos de energia por meio de M&A ou greenfield, e gestão de desempenho para ativos de energia em fase operacional. Em janeiro de 2019, Diogo foi contratado para atuar como Especialista em Gestão de Projetos na área de gestão de ativos, reportando-se ao Diretor. Em outubro de 2020, Diogo foi promovido ao cargo de Gerente Técnico de Portfólio, sendo responsável pela gestão dos ativos de todo o portfólio do Brasil. Responsável por maximizar o ROI através da gestão de portfólio técnico, controlando desempenho de ativos na área de gestão de ativos e gerenciar a Integração de novos ativos através de M&A e Greenfield. Em setembro de 2021, Diogo assumiu interinamente a liderança da Área de Asset Management.

Patricia Cândido Pinto Silva - 082.308.237-74

Patricia 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. Patricia 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. Patricia Cândido foi eleita na RCA realizada em 25 de setembro de 2017.

Fernando De Lapuerta Montoya - 061.330.627-97

O Sr. Fernando de Lapuerta é graduado em administração de empresas, Mestre em Direito pela Universidade Pontifícia de Comillas – ICADE, em 2000 (Madrid-Espanha) e Mestre em Economia pela Universidade Pontifícia de Comillas-ICADE, em 2001 (Madrid-Espanha). MBA em negócios - IESE Business School (Barcelona, Espanha), em 2005. Programa de Educação Executiva em Liderança na Harvard Business School (Boston-EUA), em 2013. O Sr de Lapuerta iniciou sua carreira trabalhando no Banco Santander e ABN Amro Bank, com foco especial em empresas de energia elétrica. Em 2006 trabalhou no departamento de M&A da empresa Iberdrola em Madrid onde trabalhou em aquisições internacionais e avaliações de empresas e projetos de tecnologias em energia renovável. Desde 2008 está na empresa SN Power, primeiramente no departamento de M&A, em Oslo. Em janeiro de 2010 iniciou sua função de diretor financeiro da SN Power do Brasil além de acumular a partir de junho de 2012, as funções regionais de vice-presidente de Controlador de Financeiro para a América do Sul (Brasil, Peru e Chile), função de exerceu até Janeiro de 2015. Em janeiro de 2015 iniciou sua função como Country Diretor da SN Power no Panamá. O Sr. Fernando de Lapuerta não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Thiago Maciel Tomazzoli - 062.829.149-30

O Sr. Thiago Tomazzoli 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 interas 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. Thiago 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.

Isaac Berensztejn - 332.872.367-68

Engenheiro formado pela PUC-Rio em 1973, Mestre em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ em 1979, com MBA em Administração pela COPPEAD em 1987. Foi Membro Suplente do Conselho Fiscal da Itaúsa – Investimentos Itaú S.A. de abril de 2016 a 2021; Diretor Financeiro da Claro de janeiro/2012 a janeiro/2015 e Membro do Conselho de Administração de janeiro/2014 a dezembro/2015; foi Membro do Conselho de Administração da NET de janeiro/2005 a dezembro/2014; foi Diretor Financeiro da Embratel de janeiro/2006 a dezembro/2014 e Diretor Financeiro da Level3, de 2016 a 2018. O Sr. Isaac 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

Paulo Conte Vasconcellos - 387.452.910-04

Formado em Administração de Empresas pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, MBA pelo IBMEC, Pós-MBA pela Inova Business School e com programas executivos pela Kellogg School of Management, Singularity University, Board Leadership – IFC e Advanced Board Professionalism – NACD. Fundou a ProxyCon em 2001, consultoria especializada em Governança e é Membro do IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa desde 1999. Coordenou a 5ª Revisão do Código de Melhores Práticas de Governança do IBGC e é Co-autor do livro Governança Corporativa – Discussões sobre Conselhos de Empresas Brasileiras da Ed. Saint Paul Atualmente é professor dos cursos de formação de conselheiros e de empresas familiares. Atua como Conselheiro de Administração há 19 anos, tendo atuado em mais de 20 conselhos. O 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.

Ana Maria Loureiro Recart - 261.320.138-06

Formada em Direito Faculdade de Direito da USP, com LL.M. pela American University, Washington College of Law, MBA pela Fundação Dom Cabral e Pós-MBA pela Saint Paul Escola de Negócios. Exerceu nos últimos 15 anos cargos executivos de Superintendente de Governança Corporativa na SulAmérica S.A., de CEO da GWI Real Estate e de Diretora Presidente, Financeiro e de Relações com Investidores da Gafisa S.A. Atuou em órgãos de governança, no Brasil e exterior, como membro titular do Conselho de Administração da Gafisa S.A., da Alphaville Urbanismo S.A., da Eletropaulo S.A. (atual Enel) e da Hana Financial (EUA), como membro titular do Conselho Fiscal da Eletropaulo S.A. e da Profarma S.A. e como membro efetivo do Comitê de Auditoria da Eletropaulo S.A. Atualmente, selecionada para o Programa Diversidade em Conselho - 5ª edição, organizado pela B3, IBGC, IFC, WCD e SpencerStuart. A Sra. Ana Marianão 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.

Anders Gustav Taucher - 065.677.307-30

Merve Ergün - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

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.

Ivanyra Maura de Medeiros Correia - 009.092.797-48

Engenheira de Produção pela UFRJ (Universidade Federal do Rio de Janeiro), com MBA pela The Wharton School (University of Pennsylvania). É Conselheira Fiscal Externa Titular do Banco Bradesco S.A., Presidente do Conselho Fiscal da Brasileira Participações S.A. (BNDESPar e AES), membro do Comitê de Finanças, Auditoria e Riscos do Grupo Baumgart e Conselheira Fiscal Externa Suplente da Tecnica S.A. Anteriormente, Conselheira de Administração Independente Titular do Serpro e Conselheira de Administração Titular da Zurich Resseguradora S.A. Foi Diretora Estatutária da subsidiárias do grupo suíço Zurich Seguros; Diretora Estatutária, para América Latina e Ásia, da Penske Logistics, pertencente ao grupo americano General Electric; Diretora Administrativa e Financeira da subsidiária brasileira do grupo francês Fnac; Gerente Geral de Finanças do Grupo Votorantim; Superintendente América Latina do grupo mexicano Amanco e Vice-Presidente América Latina para o banco americano Bank of America. A Sra. Ivanyra 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.

Alexandre Cafure Lafranque - 703.798.451-56

Graduado em Engenharia Elétrica e Engenharia de Automação pela ENSEEIHT, possui especialização em regulação de mercados de energia elétrica, mestrado em Políticas Públicas pela UFRJ e doutorado em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Trabalhou como consultor durante 4 anos e seus pontos fortes são a regulação do Setor Elétrico Brasileiro, Planejamento Energético e Modelagem de Riscos. Entrou na Statkraft em Maio de 2019 como Analista Sênior de Riscos na equipe de Middle Office e tornou-se Head da área em Setembro de 2020.

Sílvia Regina dos Santos Gonçalves - 056.793.417-94

Sílvia Gonçalves é Energy Management Specialist na Statkraft Brasil. Possui 13 anos de experiência no Setor Elétrico, com atuação em Comercialização de Energia e Planejamento Energético na empresas Enel, Neoen e ONS. Possui mestrado em Metrologia (PUC Rio), especialização em Sistemas Hidrotérmicos (Unicamp) e graduação em Engenharia de Produção (UERJ).

JOÃO VERNER JUENEMANN - 000.952.490-87

Contador pela PUC/RS, Administrador e Pós Graduado em Auditoria pela UFRGS. Fundador da Juenemann & Associados (atuação em auditoria independente de 1977 a 2017 e em perícias judiciais de 1977 a 2018). Conselheiro de Administração e coordenador do Comitê de Auditoria do Banco do Estado do Rio Grande do Sul S.A. (2015/2020), coordenador do Comitê de Auditoria e Riscos da Tupy S.A. (2009/2019) e membro do Comitê de Auditoria Estatutário (2020/2021), coordenador do Comitê de Auditoria e Riscos da Dimed S.A. Distribuidora de Medicamentos (2016/2021), membro do Conselho Fiscal da Klabin S.A. (2017/2018) e suplente do Conselho de Administração (2019/2021), membro do Conselho Fiscal da Saraiva S.A. Livreiros Editores (2014/2019), membro do Conselho Fiscal (2018/2019) e Presidente do Conselho Fiscal (2019/2020) da Petrobras Distribuidora S.A.. Membro do Comitê de Indicação do Conselho de Administração do IBGC - Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (2011/2020). O Sr. João 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
Paula Abrantes Suanno - 035.358.767-29	
N/A	
Ana Cláudia de Araújo Lima - 685.959.484-53	
N/A	
Diogo Ramos Scussel - 026.548.399-90	
N/A	
Patricia Cândido Pinto Silva - 082.308.237-74	
N/A	
Fernando De Lapuerta Montoya - 061.330.627-97	
N/A	
Thiago Maciel Tomazzoli - 062.829.149-30	
N/A	
Leoze Lobo Maia Junior - 019.815.749-56	
N/A	
Isaac Berensztejn - 332.872.367-68	
N/A	
Austin Laine Powell - 946.522.287-91	
N/A	
Paulo Conte Vasconcellos - 387.452.910-04	
N/A	

Ana Maria Loureiro Recart - 261.320.138-06

N/A

-

Anders Gustav Taucher - 065.677.307-30

N/A

Merve Ergün - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

N/A

Marcos Bett Pagani - 065.558.009-33

N/A

Ivanyra Maura de Medeiros Correia - 009.092.797-48

N/A

-

Natasha Gaertner Lewin - 107.821.137-02

N/A

-

Alexandre Cafure Lafranque - 703.798.451-56

N/A

Silvia Regina dos Santos Gonçalves - 056.793.417-94

N/A

JOÃO VERNER JUENEMANN - 000.952.490-87

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						
Merve Ergün	Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatutário aderente à Instrução CVM nº 308/99	Membro do Comitê (Efetivo)		19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
000.000.000-00		Administradora		19/04/2022	0	0%
Leoze Lobo Maia Junior	Comitê de Auditoria		Outros	14/06/1978	09/08/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
019.815.749-56		Engenheiro	Coordenador	09/08/2022	0	0%
Everton Costa Lara	Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatutário aderente à Instrução CVM nº 308/99	Membro do Comitê (Suplente)	10/10/1984	01/08/2022	1 ano contado após a AGO de 19/04/2022
007.464.191-39		Engenheiro Eletrônico		01/08/2022	0	0%
Paulo Andres Villacorte Guimaro Siqueira	Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatutário aderente à Instrução CVM nº 308/99	Membro do Comitê (Efetivo)	17/12/1983	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
730.697.791-15		Economista		19/04/2022	0	0%
Merve Ergün	Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatutário aderente à Instrução CVM nº 308/99	Membro do Comitê (Suplente)		19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
000.000.000-00		Administradora		19/04/2022	0	0%
Merve Ergün	Comitê de Auditoria	Comitê de Auditoria Estatutário aderente à Instrução CVM nº 308/99	Membro do Comitê (Efetivo)		19/04/2022	Até AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
000.000.000-00		Administradora		19/04/2022	0	0%
Everton Costa Lara	Comitê de Remuneração		Membro do Comitê (Efetivo)	10/10/1984	01/08/2022	1 ano após a AGO de 19/04/2022

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						
007.464.191-39		Engenheiro Eletrônico		01/08/2022	0	0%
Merve Ergün	Comitê de Remuneração		Membro do Comitê (Efetivo)		19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
000.000.000-00		Administradora		19/04/2022	0	0%
Merve Ergün	Comitê de Remuneração		Membro do Comitê (Efetivo)		19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
000.000.000-00		Administradora		19/04/2022	0	0%
Merve Ergün	Comitê de Remuneração		Membro do Comitê (Suplente)		19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
000.000.000-00		Administradora		19/04/2022	0	0%
Merve Ergün	Comitê de Remuneração		Membro do Comitê (Suplente)		19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
000.000.000-00		Administradora		19/04/2022	0	0%
Merve Ergün	Comitê de Remuneração		Outros		09/08/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
000.000.000-00		Administradora	Coordenadora	09/08/2022	0	0%
Merve Ergün	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)		01/08/2022	1 ano após a AGO de 19/04/2022
000.000.000-00	Comitê de Investimentos	Administradora		01/08/2022	0	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						
Austin Laine Powell	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)		19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
946.522.287-91	Comitê de Investimentos			19/04/2022	0	0%
Merve Ergün	Outros Comitês		Membro do Comitê (Efetivo)		19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
000.000.000-00	Comitê de Investimentos	Administradora		19/04/2022	0	0%
Paulo Andres Villacorte Guimaro Siqueira	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	17/12/1983	19/04/2022	
730.697.791-15	Comitê de Investimentos	Economista		19/04/2022	0	0%
Anders Gustav Taucher	Outros Comitês		Membro do Comitê (Suplente)	17/06/1971	19/04/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
065.677.307-30	Comitê de Investimentos	Administrador de Empresas		19/04/2022	0	0%
Fernando De Lapuerta Montoya	Outros Comitês		Outros	15/03/1977	09/08/2022	Até a AGO de aprovação das contas de 2022 em 2023
061.330.627-97	Comitê de Investimentos	Administrador	Coordenador	09/08/2022	0	0%
Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência						

Merve Ergün - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

Merve Ergün - 000.000.000-00

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.

Everton Costa Lara - 007.464.191-39

Everton Costa Lara - 007.464.191-39

Paulo Andres Villacorte Guimaro Siqueira - 730.697.791-15

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 Ibmecc, 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.

Austin Laine Powell - 946.522.287-91

Anders Gustav Taucher - 065.677.307-30

Fernando De Lapuerta Montoya - 061.330.627-97

O Sr. Fernando de Lapuerta é graduado em administração de empresas, Mestre em Direito pela Universidade Pontifícia de Comillas – ICADE, em 2000 (Madrid-Espanha) e Mestre em Economia pela Universidade Pontifícia de Comillas-ICADE, em 2001 (Madrid-Espanha). MBA em negócios - IESE Business School (Barcelona, Espanha), em 2005. Programa de Educação Executiva em Liderança na Harvard Business School (Boston-EUA), em 2013. O Sr de Lapuerta iniciou sua carreira trabalhando no Banco Santander e ABN Amro Bank, com foco especial em empresas de energia elétrica. Em 2006 trabalhou no departamento de M&A da empresa Iberdrola em Madrid onde trabalhou em aquisições internacionais e avaliações de empresas e projetos de tecnologias em energia renovável. Desde 2008 está na empresa SN Power, primeiramente no departamento de M&A, em Oslo. Em janeiro de 2010 iniciou sua função de diretor financeiro da SN Power do Brasil além de acumular a partir de junho de 2012, as funções regionais de vice-presidente de Controlador de Financeiro para a América do Sul (Brasil, Peru e Chile), função de exerceu até Janeiro de 2015. Em janeiro de 2015 iniciou sua função como Country Diretor da SN Power no Panamá. O Sr. Fernando de Lapuerta não sofreu qualquer condenação (i) criminal; (ii) em processos administrativos sancionadores perante a CVM; e (iii) transitada em julgado, perante quaisquer outros órgãos jurisdicionais administrativos e judiciais, suspendendo-o ou inabilitando-o para a prática de atividades profissionais, comerciais ou atos de gestão e administração de sociedades.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Merve Ergün - 000.000.000-00	
N/A	
Leoze Lobo Maia Junior - 019.815.749-56	
Everton Costa Lara - 007.464.191-39	
Everton Costa Lara - 007.464.191-39	
Paulo Andres Villacorte Guimaro Siqueira - 730.697.791-15	
Paulo Andres Villacorte Guimaro Siqueira - 730.697.791-15	
Merve Ergün - 000.000.000-00	
Merve Ergün - 000.000.000-00	
Merve Ergün - 000.000.000-00	
Merve Ergün - 000.000.000-00	
Merve Ergün - 000.000.000-00	
Merve Ergün - 000.000.000-00	
Merve Ergün - 000.000.000-00	
Merve Ergün - 000.000.000-00	
Merve Ergün - 000.000.000-00	
Austin Laine Powell - 946.522.287-91	
Anders Gustav Taucher - 065.677.307-30	
Fernando De Lapuerta Montoya - 061.330.627-97	

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 / Seguros de Administradores

A Companhia possui seguro de responsabilidade civil geral para Conselheiros, Diretores e ou Administradores, que tem como objeto do seguro, o pagamento e/ou o reembolso das quantias, respectivamente, devidas ou pagas a terceiros, pelo Segurado, a título de reparação de danos, estipuladas por tribunal civil ou por acordo aprovado pela Seguradora. Sendo assim, a Statkraft Energias Renováveis S.A. é o segurado da apólice de número 03.003.951.000368, que possui vigência das vinte e quatro horas do dia 31/03/2022 às vinte e quatro horas do dia 31/03/2023 e tem suas controladas como cossegurados da referida apólice.

O limite máximo de garantia de R\$ 25,8 milhões.

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 Outras Informações Relevantes – Assembleia e Administração

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. Remuneração dos Administradores

13.1 Política / Prática de Remuneração

a) objetivos da política ou prática de remuneração, c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração e g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como alienação do controle societário do emissor.

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 diretores 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 diretores é somente pró-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 e *Copliance*; 1 (um) Diretor Jurídico; 1 (um) Diretor de Operação; 1 (um) Diretor de Desenvolvimento e Novos Negócios e Regulatório; 1 (um) Diretor de Gestão de Ativos, 1 (um) Diretor de Construções e 1 (um) Diretor de ESG e Comunicação, 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 e FGTS. Em 31 de dezembro de 2021 a Diretoria Estatutária da companhia era composta por um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro e Relações com Investidores e 04 diretores.

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

Ao final de 2021 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.

Para uma boa performance, é necessário que os empregados saibam o que se espera deles. A base de um Programa de Remuneração Variável é a definição de metas claras, objetivas e atreladas ao negócio.

A definição de metas é o núcleo do gerenciamento de desempenho. Nosso sistema de Remuneração Variável deve facilitar a definição de metas. Essa configuração de objetivos e feedback construtivo para indivíduos e equipes ao longo do ano é o cerne do princípio de liderança.

As metas devem ser definidas de acordo com a ambição estratégica da empresa que deve ser cascateada pelo CEO a cada diretoria no início de cada ano.

O target para diretores estatutários é de até 30% da remuneração anual.

As metas estão estruturadas da seguinte forma:

- 30% das metas são comportamentais e comuns a toda a organização visando fortalecer a cultura de ética nos negócios, saúde e segurança e colaboração.
- 70% das metas devem ser relacionadas a resultados quantitativos - KPI's.

Conselho Fiscal:

Nosso Conselho Fiscal é composto por três membros, e respectivos suplentes. Recebe doze remunerações anuais, para o período de 01 de maio do ano corrente até 30 de abril do ano posterior, período estimado entre as deliberações de remuneração da Assembleia de Acionistas e inclui a contribuição patronal à previdência social.

Comitês

Os membros de nossos Comitês não são remunerados.

b) composição da remuneração

i) Descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles:

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.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração**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) 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. Os membros dos comitês de assessoramento também não são remunerados, independente de qual acionista realizou a indicação.

d) estrutura da remuneração para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

Não adotamos atualmente uma política de remuneração que reflita determinados indicadores de desempenho.

e) relação entre a política ou prática de remuneração e os interesses da Companhia

Buscamos, por meio de nossa política de salários, atrair e reter profissionais qualificados, de forma a manter em nosso quadro de colaboradores profissionais comprometidos com nossa estratégia de crescimento e o nosso plano de negócios.

f) Remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não possuímos atualmente membros da diretoria ou do conselho que recebam remuneração suportada por empresas subsidiárias, controladas ou controladores diretos e indiretos.

13. Remuneração dos administradores / 13.2 - Remuneração total por órgão**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2021 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	2,00	7,00	1,00	10,00
Nº de membros remunerados	2,00	7,00	1,00	10,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	328.128,80	5.374.638,51	64.272,62	5.767.039,93
Benefícios direto e indireto	0,00	968.346,67	0,00	968.346,67
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	65.625,76	1.438.932,94	12.854,50	1.517.413,20
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	929.062,39	0,00	929.062,39
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	393.754,56	8.710.980,51	77.127,12	9.181.862,19

13. Remuneração dos administradores / 13.2 - Remuneração total por órgão**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2020 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	2,00	2,00	3,00	7,00
Nº de membros remunerados	2,00	2,00	1,00	5,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	317.544,00	5.423.261,73	58.533,60	5.799.339,33
Benefícios direto e indireto	0,00	986.481,61	0,00	986.481,61
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	63.508,80	1.354.956,23	11.706,72	1.430.171,75
Descrição de outras remunerações fixas	Conforme recomendação da CVM, através do Ofício-Circular CVM/SEP nº 007/2011 encontra-se demonstrado sob a rubrica "outros" as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.	Conforme recomendação da CVM, através do Ofício-Circular CVM/SEP nº 007/2011 encontra-se demonstrado sob a rubrica "outros" as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.	Conforme recomendação da CVM, através do Ofício-Circular CVM/SEP nº 007/2011 encontra-se demonstrado sob a rubrica "outros" as contribuições para o INSS pagas pelo empregador reconhecidas no resultado.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.030.466,43	0,00	1.030.466,43
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	8.795.166,00	70.240,32	9.246.459,12

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	4,00	8,00	3,00	15,00
Nº de membros remunerados	2,00	7,25	0,67	9,92
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 / 13.3 - Remuneração variável**13.3 Remuneração Variável**

Não adotamos atualmente uma política formal de remuneração baseada no desempenho dos membros de nossa administração. Nos anos de 2019 a 2021, distribuímos aos nossos diretores um bônus, nos valores demonstrados abaixo, como forma de reconhecimento pela boa condução dos negócios sociais.

2021 (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros (1)	2	7	1	10
Bônus	-	929.062,39	-	929.062,39
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	929.062,39	N/A	929.062,39
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

2020 (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros (1)	2,00	8,00	1,00	11,00
Bônus	-	1.030.466,43	-	1.030.466,43
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

2020 (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor previsto no plano de remuneração – metas atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
Valor efetivamente reconhecido	-	1.030.466,43	-	1.030.466,43
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

2019 (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros (1)	2,00	7,25	0,67	9,92
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

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

2019 (R\$)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Valor efetivamente reconhecido	N/A	N/A	N/A	N/A

14 (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 Plano de Remuneração Baseada em Ações**

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 Remuneração Baseada em Ações**

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 Opções em Aberto

Não possuímos qualquer plano de remuneração baseado em Ações.

13. Remuneração dos administradores / 13.7 - Opções exercidas e ações entregues

13.7 Opções Exercidas e Ações Entregues

Não possuímos qualquer plano de remuneração baseado em Ações.

13. Remuneração dos administradores / 13.8 - Precificação das ações/opções

13.8 Precificação das Ações / Opções

Não possuímos qualquer plano de remuneração baseado em Ações.

13. Remuneração dos administradores / 13.9 - Participações detidas por órgão

13.9 Participações Detidas por Órgão

A Companhia não detém quotas diretas ou indiretas emitidas pela Companhia.

13. Remuneração dos administradores / 13.10 - Planos de previdência**13.10 Planos de Previdência**

	Diretoria Estatutária
	31/12/2021
Nº de membros	7
Nº de membros remunerados	7
Nome do plano	BRADESCO PREVIDENCIA
Quantidade de administradores que reúnem condições de se aposentar	-
Condições para se aposentar antecipadamente	-
Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	279.004,34
Valor total acumulado das contribuições durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas pelos administradores	279.004,34

	Diretoria Estatutária
	31/12/2020
Nº de membros	8,00
Nº de membros remunerados	8,00
Nome do plano	BRADESCO PREVIDENCIA
Quantidade de administradores que reúnem condições de se aposentar	-
Condições para se aposentar antecipadamente	N/A
Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	299.824,42
Valor total acumulado das contribuições durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas pelos administradores	299.824,42

13. Remuneração dos administradores / 13.10 - Planos de previdência

	Diretoria Estatutária
	31/12/2019
Nº de membros	7,25
Nº de membros remunerados	7,25
Nome do plano	BRADESCO PREVIDENCIA
Quantidade de administradores que reúnem condições de se aposentar	-
Condições para se aposentar antecipadamente	N/A
Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	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

O benefício de plano de previdência dá-se apenas aos membros da Diretoria Estatutária, não sendo aplicado aos membros do Conselho Fiscal e do Conselho de Administração.

13. Remuneração dos administradores / 13.11 - Remuneração máx, mín e média**Valores anuais**

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2019
Nº de membros	7,00	8,00	7,25	4,00	4,00	5,00	3,00	3,00	3,00
Nº de membros remunerados	7,00	8,00	7,25	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	1,00
Valor da maior remuneraçãoReal	1.726.775,42	1.134.020,65	1.036.999,29	164.064,40	158.772,00	158.772,00	64.272,62	58.533,60	39.992,51
Valor da menor remuneraçãoReal	682.001,73	646.664,18	606.342,16	164.064,40	158.772,00	158.772,00	64.272,62	58.533,60	39.992,51
Valor médio da remuneraçãoReal	1.204.388,58	890.342,41	821.670,73	164.064,40	158.772,00	158.772,00	64.272,62	58.533,60	39.992,51

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2021	<p>Valor da maior e menor remuneração: considera a exclusão de Diretor que não exerceu o cargo por 12 meses ao longo do ano de 2021, referente a substituição.</p> <p>Valor médio da remuneração: considera a exclusão de Diretores que exerceram o cargo por menos de 12 meses ao longo do ano de 2021, referente a substituição. O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 7,0.</p> <p>1 diretor saiu em fevereiro e outro em outubro, levando a média para 7</p>
31/12/2020	<p>Valor da maior e menor remuneração: considera a exclusão de Diretor que não exerceu o cargo por 12 meses ao longo do ano de 2020, referente a substituição.</p> <p>Valor médio da remuneração: considera a exclusão de Diretores que exerceram o cargo por menos de 12 meses ao longo do ano de 2020, referente a substituição. O número de membros efetivamente utilizado para o cálculo de remuneração média foi 8,0.</p>
31/12/2019	<p>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.</p> <p>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.</p>

Conselho de Administração	
31/12/2021	Houve a troca de conselheiro em janeiro de 2021, considerando a saída em um dia e a substituição no dia seguinte, foi considerado o total de 2 membros do conselho.
31/12/2020	Sem observação
31/12/2019	<p>Valor da menor Remuneração: considera a remuneração de conselheiro que renunciou à remuneração durante 12 meses do ano.</p> <p>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.</p>

Conselho Fiscal	
31/12/2021	Houve a troca de conselheiro em janeiro de 2021, considerando a saída em um dia e a substituição no dia seguinte, foi considerado o total de 1 membro do conselho.
31/12/2020	A diferença apurada de 2019 para 2020, se refere a saída de um membro do conselho.
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.

13. Remuneração dos administradores / 13.12 - Mecanismos remuneração/indenização

13.12 Mecanismos de Remuneração / Indenização

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 Partes Relacionadas na Remuneração**

Órgão	dez/21	dez/20	dez/19
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 Remuneração – Outras Funções**

Órgão	dez/21	dez/20	dez/19
Diretoria Estatutária	0	0	0
Conselho de Administração	0	0	0
Conselho Fiscal	0	0	0

13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada**13.15 Remuneração Reconhecida – Controlador / Controlada**

Não possuímos valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas, como remuneração de membros do conselho de administração, do conselho fiscal e da diretoria estatutária.

13. Remuneração dos administradores / 13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração 13.16 Outras Informações Relevantes – Remuneração dos Administradores

Para o período compreendido entre 1 de maio de 2021 até 30 de abril de 2022, prazo estimado entre as AGOs, o montante global da remuneração dos administradores, compreendendo o Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretores Estatutários é de R\$ 12.271.457,12, com base no reajuste de 11%. Os valores totais incluem as contribuições propostas para o INSS e FGTS pago pelo empregador e reconhecidas no resultado, pagamento do 13º salário em dezembro (este último à diretoria executiva apenas).

Maio 2022 a abril 2023 Previsto (3) (R\$)	Conselho De Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
Número de Membros (1)	2,00	8	1,00	10
Remuneração Fixa Anual (R\$)	-	-	-	-
- Salário / Pró-labore	370.097,53	6.395.426,82	73.468,59	6.838.992,95
- Benefícios diretos e indiretos	-	1.190.779,15	-	1.190.779,15
- Participação em Comitês	-	-	-	-
- Outros (2)	74.019,51	2.353.517,07	14.693,72	2.442.230,30
Remuneração Variável	-	-	-	-
- Bônus (4)	-	1.799.454,73	-	1.799.454,73
- 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	444.117,04	11.739.177,77	88.162,31	12.271.457,12

(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.

(4) Programa de Bônus (2021/2022) é uma estimativa e depende da realização de metas.

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos**14. Recursos Humanos****14.1 Descrição dos Recursos Humanos**

a) **Número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica):**

Em 30 de março de 2022 possuíamos um quadro de 217 colaboradores diretos (07 Diretores Estatutários e 210 CLTs). A tabela a seguir apresenta a área de trabalho de nossos empregados:

Data base da tabela:30.03.2022

Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Contabilidade e Finanças	37
Desenvolvimento de Negócios	13
Administrativo / Recursos Humanos	12
Gestão de Ativos	16
Jurídico e Compliance	7
Operação e Manutenção	113
Regulatório	5
Administração	2
Construção	12
TOTAL	217

Data base da tabela:30.06.2021

Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Contabilidade e Finanças	35
Desenvolvimento de Negócios	13
Administrativo / Recursos Humanos	12
Gestão de Ativos	18
Jurídico e Compliance	7
Operação e Manutenção	102
Regulatório	3
Administração	2
Construção	11
TOTAL	203

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos**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	7
Operação e Manutenção	86
Regulatório	04
Administração	02
TOTAL	172

Data base da tabela: 31.12.2019

Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Contabilidade e Finanças	33
Desenvolvimento de Negócios	14
Administrativo / Recursos Humanos	13
Gestão de Ativos	12
Jurídico e Compliance	7
Operação e Manutenção	73
Regulatório	3
Administração	2
Construção	0
TOTAL	157

b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Data base da tabela: 30.03.2022

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Santa Catarina	Asseio	12
Santa Catarina	Suporte de TI	0
Santa Catarina	Gestão de Ativos	0
Santa Catarina	Compras e Processos	0
Santa Catarina	Administrativo	0
TOTAL		12

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos**Data base da tabela: 31.12.2021**

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Santa Catarina	Asseio	12
Santa Catarina	Suporte de TI	0
Santa Catarina	Gestão de Ativos	0
Santa Catarina	Compras e Processos	0
Santa Catarina	Administrativo	0
TOTAL		12

Data base da tabela: 31.12.2019

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Quantidade de funcionários
Santa Catarina	Asseio	12
Santa Catarina	Suporte de TI	0
Santa Catarina	Gestão de Ativos	0
Santa Catarina	Compras e Processos	0
Santa Catarina	Administrativo	0
TOTAL		12

c) Índice de Rotatividade

Rotatividade	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Índice de Rotatividade acumulado	9,4%	6,7%	n/a
Índice de Rotatividade média/ano	0,8%	0,6%	n/a

A partir de 2020, houve a mudança para a nova sede devido ao crescimento da empresa, sendo contratada uma nova empresa para asseio.

14. Recursos humanos / 14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos

14.2 Alterações Relevantes – Recursos Humanos

Verifica-se no item “14.1” uma alteração substancial no número de colaboradores da Companhia em relação ao ano de 2021. Este aumento reflete o plano de crescimento no Brasil.

14. Recursos humanos / 14.3 - Política remuneração dos empregados

14.3 Política de Remuneração dos Empregados

a) política de salários e remuneração variável

A política de remuneração da empresa está alinhada com as práticas de mercado. O plano de remuneração variável tem como base metas anuais e alinhadas entre empresa e empregado, bem como política de cargos e salários.

Realizamos os reajustes periódicos em função de reenquadramento, promoção e equiparação salarial tendo como base o desempenho dos empregados, a fim de continuar oferecendo um pacote atrativo de remuneração. E ainda, sempre que exigido pela legislação trabalhista e data base dos acordos coletivos.

b) política de benefícios

A política de benefícios da empresa atualmente oferece;

- Assistência médica para os empregados e seus dependentes
- Auxílio Farmácia
- Programa de assistência ao empregado
- Auxílio creche
- Apoio a educação (conforme política)
- Vale alimentação/Refeição
- Vale transporte
- Seguro de vida
- Previdência privada
- Plano de participação dos lucros

Todos os benefícios são disponibilizados a partir do momento da admissão, mas seguindo a regra de cada política ou acordo coletivo.

c) características dos planos de remuneração baseados em Ações dos empregados não administradores, identificando: (i) Grupo de beneficiários, (ii) Condições para exercício, (iii) Preços de exercício, (iv) Prazos de exercício, (v) Quantidade de Ações comprometidas pelo plano.

Não possuímos atualmente um plano de remuneração baseado em Ações para os nossos funcionários.

14. Recursos humanos / 14.4 - Relações emissor / sindicatos**14.4 Relações Emissor / Sindicatos**

Nossa Companhia mantém comunicação junto aos Sindicatos dos Empregados do setor elétrico, nas principais cidades onde os acordos de trabalho são negociados de forma anual e diretamente entre empresa e sindicato dos empregados.

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
Sinergia – Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de Florianópolis e região	Santa Catarina

14. Recursos humanos / 14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos

14.5 Outras Informações Relevantes – Recursos Humanos

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 Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	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	
84.924.131	18,693	0	0,000	84.924.131	18,693
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	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	11/03/2022	
369.407.270	81,307	0	0,000	369.407.270	81,307
Classe Ação	Qtde. de ações Unidade	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 Unidade					
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
454.331.401	100,000	0	0,000	454.331.401	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 Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	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 Unidade	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 Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	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 Unidade	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 Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	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 Unidade	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 Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	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 Unidade	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 Unidade						
Qtde. ações ordinárias Unidade	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais Unidade	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações Unidade	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	11/03/2022
Quantidade acionistas pessoa física Unidade	0
Quantidade acionistas pessoa jurídica Unidade	2
Quantidade investidores institucionais Unidade	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 Unidade	0	0,000%
Quantidade preferenciais Unidade	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 e do Grupo Econômico

Tendo em vista que a referida informação já foi disponibilizada no item 7.1 (a), a Companhia não inseriu o organograma nesse item.

15. Controle e grupo econômico / 15.5 - Acordo de Acionistas

15.5 Acordo de Acionistas

a) partes

Statkraft Investimentos Ltda. ("SKIN") e Fundação dos Economistas Federais – FUNCEF ("FUNCEF"), na qualidade de acionistas, e Statkraft Energias Renováveis S.A. ("Companhia") como parte interveniente.

b) data de celebração

O Acordo de Acionistas da Companhia foi celebrado em 08 de março de 2012 e aditado em 08 de julho de 2015 e 14 de agosto de 2019.

c) prazo de vigência

O Acordo de Acionistas possui prazo de 20 (vinte) anos contados a partir da sua data de assinatura (08 de março de 2012).

O Acordo será rescindido antes do prazo acima caso qualquer acionista deixe de ter pelo menos 15% (quinze por cento) do capital social da Companhia ou mediante acordo por escrito entre os acionistas.

d) Descrição das cláusulas relativas ao exercício do direito de voto e do poder de controle

Antes de cada assembleia geral e de cada reunião do conselho de administração convocada para deliberar sobre matéria sujeita a Deliberação Especial, conforme definido no Acordo de Acionistas (uma "Assembleia Geral Extraordinária" e uma "Reunião Especial do Conselho"), os acionistas se reunirão a fim de formular uma posição unificada a ser tomada ("Reunião Prévia") 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 para deliberar matéria sujeita à Deliberação Especial 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, nos termos das deliberações tomadas na respectiva Reunião Prévia.

Além disso, conforme itens 8.12 e 10.3 do Acordo de Acionistas, caso uma Reunião Prévia e/ou uma assembleia geral sejam realizadas para tratar sobre **(a)** a celebração, alteração ou rescisão, pela Companhia ou uma subsidiária, de qualquer operação com partes relacionadas; ou **(b)** matéria 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 **(i)** informar o outro acionista dessa circunstância antes de qualquer discussão ou deliberação; e **(ii)** abster-se de votar sobre essa matéria. Nesse caso, o acionista que não esteja em conflito deverá decidir sobre a matéria objeto de deliberação.

15. Controle e grupo econômico / 15.5 - Acordo de Acionistas

e) descrição das cláusulas relativas à indicação de Administradores, membros de comitês estatutários ou de pessoas que assumam posições gerenciais

Nos termos do item 8.02 do Acordo de Acionistas da Companhia, enquanto a FUNCEF mantiver uma participação de, no mínimo, 15% (quinze por cento) do capital social da Companhia, a FUNCEF terá o direito de nomear 2 (dois) membros do Conselho de Administração e os seus respectivos suplentes, sendo os demais membros do Conselho de Administração nomeados pela SKIN.

f) descrição das cláusulas relativas à transferência de Ações e preferência para adquiri-las

Nos termos do Acordo de Acionistas, os acionistas poderão transferir suas ações, desde que observadas as disposições do Acordo.

O Acordo dispõe sobre as condições para transferência de ações, direito de preferência e direitos de venda conjunta, conforme abaixo.

Condições de Transferência. Qualquer transferência de ações estará sujeita ao cumprimento, antes da sua consumação, 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;

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, nos termos do Acordo de Acionistas, o cessionário deverá celebrar e entregar a cada acionista e à Companhia, um termo de adesão, por meio do qual o cessionário ratificará e confirmará o Acordo de Acionistas, concordando em se vincular aos termos e condições do Acordo, e, ainda, assumindo a obrigação de cumprir com todos os deveres e obrigações do acionista cedente após a efetivação da transferência; e

e. após a consumação de qualquer transferência nos termos do Acordo de Acionistas, 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 do Acordo de Acionistas. Após a efetivação da transferência de toda a sua participação na Companhia, o acionista cedente perderá todos os direitos previstos no Acordo de Acionistas, exceto pelos direitos previstos nas Cláusulas 16 (Confidencialidade) e 18 (Indenização) do Acordo de Acionistas. 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.

15. Controle e grupo econômico / 15.5 - Acordo de Acionistas

Direito de Preferência. 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 estabelecido no Acordo de Acionistas;

(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 de Preferência, 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 no Acordo de Acionistas, 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 acerca dos Direitos De Venda Conjunta do Acordo de Acionistas, 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 no Acordo de Acionistas 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 acerca de Direito de Preferência Direito de Venda Conjunta previstas no Acordo de Acionistas.

Direito de Venda Conjunta. Caso o Ofertante conclua as negociações com o Cessionário para a compra e venda das Ações Objeto, conforme disposições do Acordo de Acionistas acerca do Direito de Preferência, o Ofertado terá o direito, mas não a obrigação, como uma alternativa ao Direito de Preferência, de exigir que o Cessionário compre um percentual das Ações detidas pelo Ofertado que seja equivalente ao percentual das Ações Objeto em relação à totalidade das Ações então detidas pelo Ofertante ("Ações de Venda Conjunta"), nos termos Ofertados, de acordo com o seguinte procedimento ("Direito de Venda Conjunta").

15. Controle e grupo econômico / 15.5 - Acordo de Acionistas

Caso o Ofertado deseje exercer seu Direito de Venda Conjunta, o Ofertado deverá submeter uma notificação por escrito em caráter irrevogável ao Ofertante (a "Notificação de Venda Conjunta"), com cópia para a Companhia, no prazo de 35 (trinta e cinco) dias após o recebimento da Notificação de Oferta, informando sobre sua aceitação dos Termos Ofertados. O envio pelo Ofertado da Notificação de Venda Conjunta constituirá um acordo vinculante de vender as Ações de Venda Conjunta ao Cessionário nos Termos Ofertados. No exercício do Direito de Venda Conjunta pelo Ofertado, a venda das Ações de Venda Conjunta realizadas pelo Ofertado ao Cessionário deverá ocorrer simultaneamente e ser condição para a venda das Ações Objeto ao Cessionário.

g) descrição das cláusulas que restrinjam ou vinculem o direito de voto de membros do conselho de administração e de outros órgãos de fiscalização e controle

Conforme item "d" acima, os acionistas realizarão Reunião Prévia antes das reuniões do conselho de administração convocadas para deliberar sobre matéria sujeita a Deliberação Especial, conforme definido no Acordo de Acionistas, a fim de formular uma posição unificada a ser tomada na Reunião Especial do Conselho, vinculando o voto dos membros do conselho de administração. Nos termos do Acordo de Acionistas, são matérias sujeitas à Reunião Especial do Conselho: (i) aprovação dos Projetos Propostos relativos a Oportunidades de Implementação/Aquisição cuja TIR estimada seja inferior a 9% (nove por cento); (ii) celebração, alteração ou rescisão, pela Companhia e suas Subsidiárias, de Operações com Partes Relacionadas, exceto os AFACs e os empréstimos de acionistas mencionados na Cláusula 6 do Acordo de Acionistas; e (iii). contratação pela Companhia e de suas Subsidiárias de financiamento que não esteja previsto no Orçamento Anual.

Os acionistas estão obrigados 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, nos termos das deliberações tomadas na respectiva Reunião Prévia.

Além disso, o item 8.12 do Acordo de Acionistas prevê a 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, caso em que 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.

15. Controle e grupo econômico / 15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm**15.6 Alterações Relevantes Participações – Controle Administradores**

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 Principais Operações Societárias****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 – Controle e Grupo Econômico

Todas as informações consideradas relevantes foram apresentadas nos itens acima.

16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.

16. Transações entre Partes Relacionadas

16.1 Regras, Políticas e Práticas – Partes Relacionadas

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.

O Conselho de Administração da Statkraft Energias Renováveis S.A. (“SKER” ou “Empresa”) (“Conselho de Administração”), dentro de suas atribuições, aprovou esta Política de Operações com Partes Relacionadas (“Política”) em 09 de agosto de 2022.

Tal política foi elaborada em conformidade com o Estatuto Social da Empresa (“Estatuto Social”), o acordo de acionistas arquivado na sede da Empresa (“Acordo de Acionistas”) e a Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976, e suas alterações (“Lei das Sociedades por Ações”). Esta tem por finalidade formalizar os princípios gerais que orientam a Empresa, seus acionistas, administradores e funcionários na aprovação e execução de operações envolvendo partes relacionadas à Empresa, conforme definido no Acordo de Acionistas de 08 de julho de 2015 (“Operações das Partes” ou “Operações Relacionadas”), a fim de assegurar que sejam feitas por meio de um processo transparente e no melhor interesse da Empresa, bem como em conformidade com a legislação aplicável.

A Empresa e/ou suas controladas poderão celebrar Operações com Partes Relacionadas, desde que tais operações sejam aprovadas nos termos do Estatuto Social da Empresa, do Acordo de Acionistas e da Política com Partes Relacionadas. A execução de Operações com Partes Relacionadas deve observar os seguintes princípios básicos: (i) Competitividade: Alinhamento dos termos e condições com as práticas de mercado para bens e/ou serviços de natureza e qualidade equivalentes; (ii) Conformidade: Adesão aos termos contratuais e responsabilidades praticadas pela Empresa; (iii) Equidade: Estabelecimento de mecanismos que impeçam a discriminação ou privilégios e práticas que assegurem o não uso de informações privilegiadas ou oportunidades de negócios em benefício de pessoas físicas ou de terceiros. (iv) Aprovação: Processo de aprovação em conformidade com o Estatuto Social da Empresa, Acordo de Acionistas, inclusive no que diz respeito às regras de conflito de interesses e normas e políticas internas aplicáveis. Aplicação dos processos de compras da Empresa, incluindo licitações para verificação de condições de mercado/competitividade, considerando a complexidade e o risco da Operação; (v) Formalização: Formalização da Operação em acordos escritos, em linha com as exigências legais brasileiras; (vi) Transparência: Relatório/divulgação de acordo com as leis e regulamentos aplicáveis; (vii) Especialização: Os serviços de Partes Relacionadas são complementares aos serviços prestados internamente.

16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.

Observadas as diretrizes estabelecidas acima, a Empresa deve apoiar qualquer proposta de contratação de Partes Relacionadas, sendo necessário comprovar que tal contratação está de acordo com a melhor solução para a empresa em termos de preço, qualidade e escopo de ações. Além disso, deve ser verificada a possibilidade de internalização do serviço a ser prestado por uma Parte Relacionada, apresentando justificativa. Tal justificativa deve incluir a recorrência da necessidade do serviço, capacidade de prestá-lo diante da estrutura atual da empresa e mapeamento das necessidades internas (recursos, pessoal, estrutura) para a execução do serviço em questão.

A implementação de processo concorrencial/licitatório para verificação das condições de competitividade/mercado poderá ser dispensada caso seja comprovado pelo menos um dos seguintes motivos: (a) Ineficácia dos Critérios de Comparação: comparação com os critérios de outros fornecedores é (i) impossível de ser feita, ou (ii) não é adequada para a análise da Operação com Parte Relacionada; (b) Única fonte: (i) Não há outros fornecedores que forneçam bens/serviços equivalentes, ou (ii) os bens/serviços são únicos em design, desempenho ou outras propriedades; (c) Econômico: A utilização de outro fornecedor para a Operação exigiria um aumento desproporcional de treinamento, tempo e custo, aumentando os custos indiretos; (d) Técnico: (i) A Operação envolve um equipamento existente onde os principais componentes foram entregues por um fornecedor e onde a atualização dos equipamentos existentes, entrega de equipamentos adicionais e/ou manutenção deve ser realizada pelo mesmo fornecedor, (ii) A troca de fornecedores pode gerar ou representar violação de direitos de propriedade intelectual, contratos de licenciamento ou garantias, ou (iii) Competência especializada - serviços onde não há outras opções além de usar o mesmo fornecedor para garantir a continuidade e/ou acesso à competência necessária; (e) Equidade: Operação em que o compartilhamento de informações em relação ao processo de concorrência/licitação pode reduzir ou prejudicar oportunidades de negócios; (f) Perda/Danos/Emergência: (i) Os bens/serviços são necessários para corrigir ou prevenir uma emergência imediata relacionada à saúde, meio ambiente, segurança ou proteção, ou (ii) Os bens/serviços são necessários devido a ocorrências críticas de tempo, como reparo/substituição de emergência de equipamentos existentes essenciais para as operações diárias; (g) Outros: (i) Operações relacionadas à compra e venda de valores mobiliários ou instrumentos financeiros em que o compartilhamento de informações relacionadas a processos de concorrência/licitação pode reduzir ou prejudicar oportunidades de negócios, ou (ii) Operações de serviços de pesquisa e desenvolvimento em que outras empresas ou instituições contribuem para o financiamento dos serviços e a Empresa não é a única proprietária dos resultados.

As isenções constantes acima não excluem as disposições do acordo de acionistas e do estatuto que as Operações com Partes Relacionadas devem ser submetidas à assembleia geral prévia e reunião do Conselho. Nesta situação, aprovar a permissão da isenção e dar publicidade.

Ao submeter a proposta de Operação de Parte Relacionada para aprovação dos acionistas e/ou Conselho de Administração, conforme o caso, os diretores deverão apresentar o "Formulário de Aprovação de Partes Relacionadas" com a justificativa da Operação, considerando os itens acima.

As Operações com Partes Relacionadas estarão sujeitas às obrigações de comunicação/divulgação de acordo com as leis e regulamentos aplicáveis. Esta Política pode ser alterada a qualquer momento por deliberação da maioria do Conselho de Administração. Esta Política deve ser lida e interpretada em conjunto com o Estatuto Social, Acordo de Acionistas e outras políticas internas da Empresa.

16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.

Quaisquer omissões ou dúvidas quanto à interpretação desta Política serão tratadas e decididas em reunião do Conselho de Administração, observado o Estatuto Social da Empresa e as leis e regulamentos aplicáveis.

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Statkraft AS	15/03/2022	3.110.380,00	2.469.000,00			NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora Direta / Acionista						
Objeto contrato	Prestação de vários serviços de algumas funções técnicas e corporativas pelo time experiente de Oslo para nova fase de desenvolvimento do projeto MdC (Morro do Cruzeiro).						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação	Existe o modelo de Capital de Projeto da organização onde é necessário ter bastante interação com a equipe experiente de Oslo. Os projetos são baseados em uma estrutura matricial que permite que sejam desenvolvidos e aprovados de acordo com os requisitos obrigatórios de qualidade, maturidade, técnicas e exigências econômicas.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Statkraft AS	15/03/2022	1.720.087,00	1.720.087,00			NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora Direta / Acionista						
Objeto contrato	Prestação de vários serviços de algumas funções técnicas e corporativas pelo time experiente de Oslo para projeto de M&A aprovado em Conselho de Administração 15 de março de 2022						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação	Projeto de M&A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Statkraft AS	09/08/2022	3.000.000,00	3.000.000,00			NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora Direta / Acionista						
Objeto contrato	Transações com partes relacionadas (Statkraft AS) referentes a etapa DG2/DG3 do projeto Sol de Brotas.						
Garantia e seguros							

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação	A organização local não realizou projetos de construção anteriormente para a tecnologia envolvida no projeto, sendo que o time de Oslo tem ampla experiência em construção de parques solares em projetos na Europa. Essa participação também garante a boa transferência de conhecimento.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Statkraft AS	09/08/2022	248.000,00	248.000,00			NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora Direta / Acionista						
Objeto contrato	Prestação de vários serviços de algumas funções técnicas e corporativas pelo time experiente de Oslo para projeto de M&A aprovado em Conselho de Administração 09 de agosto de 2022						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação	Projeto de M&A.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Empresas Operacionais do Grupo	31/03/2022	12.689.000,00	12.689.000,00			NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas Direta						
Objeto contrato	Saldos a receber pela prestação de serviços compartilhados e serviços de O&M (operação e manutenção) entre controladora e suas investidas no Brasil						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Empresas do Grupo	31/03/2022	387.000,00	387.000,00			NÃO	0,000000

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Empresas do mesmo Grupo						
Objeto contrato	Saldos a receber pela prestação de serviços de partes relacionadas no Brasil e no exterior, principalmente por posição de profissionais regionais						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Statkraft Energia do Brasil LTDA	31/03/2022	1.074.000,00	1.074.000,00			NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empresa do Grupo						
Objeto contrato	Saldo a pagar referente a operações de compra de energia para "hedge" comercial						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Água Quente LTDA	30/09/2012	1.658.580,03	6.289.000,00			SIM	0,000000
Relação com o emissor	Sócio						
Objeto contrato	Saldo de mútuos mantidos com as partes relacionadas Água Quente vinculada a IPCA, com prazo indeterminado.						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação							

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Bom Retiro SA	30/09/2010	550.000,00	4.086.000,00			SIM	0,000000
Relação com o emissor	Sócio						
Objeto contrato	Saldo de mútuos mantidos com as partes relacionadas Bom Retiro vinculadas ao IGPM, com prazo indeterminado.						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Statkraft Investimentos LTDA	02/08/2017	38.136.000,00	57.671.000,00			SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controladora Direta / Acionista						
Objeto contrato	Saldo de mútuo devido pela Companhia à acionista Statkraft Investimentos Ltda., conforme aprovado em reunião prévia de acionistas na data 2 de agosto de 2017, com prazo indeterminado e juros remuneratórios vinculados ao CDI. A liquidação deste mútuo está sendo avaliada pelos acionistas representantes dessas companhias. Adicionalmente, este saldo contempla valores a pagar relacionados a garantias financeiras tomadas						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Statkraft AS	16/10/2020	4.439.000,00	1.479.000,00			NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora Direto / Acionista						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Prestação de serviços por parte dos especialistas de Oslo no acompanhamento da fabricação, instalação, comissionamento e teste do fornecedor WTG das turbinas eólicas para o projeto de construção do complexo Eólico Ventos de Santa Eugênia.						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação	A organização local não realizou projetos de construção anteriormente sendo que o time de Oslo tem ampla experiência em construção de parques eólicos em projetos na Noruega e na Europa moderna. Essa participação também garante a boa transferência de conhecimento.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Statkraft AS	16/10/2020	6.553.000,00	1.603.000,00			NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora Direta / Acionista						
Objeto contrato	Prestação de vários serviços de algumas funções corporativas em Oslo para o projeto de construção do complexo Eólico Ventos de Santa Eugênia.						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação	A organização local não realizou projetos de construção anteriormente e o apoio do escritório de Oslo é necessário para utilizar a experiência de construção adquirida na organização Statkraft.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Statkraft AS	13/04/2021	580.000,00	288.000,00			NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora Direta / Acionista						
Objeto contrato	Prestação de vários serviços de algumas funções técnicas e corporativas pelo time experiente de Oslo para os projetos de desenvolvimento VSV (Ventos de São Vitorino), MdC (Morro do Cruzeiro) e SdB (Sol de Brotas).						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido Real	Saldo existente	Montante Real	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Existe o modelo de Capital de Projeto da organização onde é necessário ter bastante interação com a equipe experiente de Oslo. Os projetos são baseados em uma estrutura matricial que permite que sejam desenvolvidos e aprovados de acordo com os requisitos obrigatórios de qualidade, maturidade, técnicas e exigências econômicas.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Statkraft AS	13/04/2021	310.000,00	200.000,00			NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora Direta / Acionista						
Objeto contrato	Prestação de serviço remoto de Oslo na recuperação do túnel da PCH São João pelo engenheiro especialista com larga experiência e conhecimento						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação	Em agosto de 2020 o túnel da PCH São João foi esvaziado e operação interrompida para substituição das válvulas borboleta, atividade programada. Porém foram encontradas anomalias que precisaram ser consertadas.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

16. Transações partes relacionadas / 16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade

16.3 Tratamento de Conflitos / Comutatividade

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 hipótese 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 – Transações entre 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 Unidade	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias Unidade	Quantidade de ações preferenciais Unidade	Quantidade total de ações Unidade
Tipo de capital	Capital Subscrito				
11/03/2022	2.622.124.390,53	21/10/2022	454.331.401	0	454.331.401
Tipo de capital	Capital Integralizado				
11/03/2022	2.548.384.329,14		454.331.401	0	454.331.401
Tipo de capital	Capital Integralizado				
15/12/2021	1.933.384.329,14		352.823.928	0	352.823.928
Tipo de capital	Capital Integralizado				
24/06/2021	1.673.384.330,74		307.533.270	0	307.533.270
Tipo de capital	Capital Integralizado				
14/01/2021	1.503.384.332,12		277.383.387	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 Unidade	Tipo de aumento	Ordinárias Unidade	Preferenciais Unidade	Total ações Unidade	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
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.								
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										

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão Unidade	Tipo de aumento	Ordinárias Unidade	Preferenciais Unidade	Total ações Unidade	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
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.										
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.										

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão Unidade	Tipo de aumento	Ordinárias Unidade	Preferenciais Unidade	Total ações Unidade	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
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.								
14/01/2021	AGE	05/02/2021	369,999,999.09	Subscrição particular	59,012,693	0	0	0.00000000	0.00	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
24/06/2021	AGE	05/08/2021	169,999,998.62	Subscrição particular	30,149,883	0	30,149,883	0.00000000	5.64	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
15/12/2021	AGE	14/01/2022	259,999,998.49	Subscrição particular	45,290,658	0	45,290,658	0.00000000	5.74	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
11/03/2022	AGE	11/03/2022	688,740,061.39	Subscrição particular	101,507,473	0	101,507,473	35.62354629	6.79	R\$ por Unidade

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão Unidade	Tipo de aumento	Ordinárias Unidade	Preferenciais Unidade	Total ações Unidade	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
---------------------	-------------------------------	--------------	--------------------------------	-----------------	-----------------------	--------------------------	------------------------	-------------------------------	---------------	---------------

Critério para determinação do preço de emissão

Fixado com base no valor do patrimônio líquido registrado nas Demonstrações Financeiras da Companhia de 30 de setembro de 2021, nos termos do artigo 170, §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 Unidade	Quantidade ações ordinárias Unidade	Quantidade ações preferenciais Unidade	Quantidade total ações Unidade	Redução / Capital anterior	Valor restituído por ação Unidade
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 – Capital Social

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, 5% (cinco por cento) a ser distribuído como dividendo obrigatório, nos termos do art. 202 da Lei das Sociedades por Ações, pagável no prazo de 60 (sessenta) dias a contar da data de sua declaração, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, devendo o pagamento ser efetuado no mesmo exercício em que for declarado.
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	Não
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 Direito de Voto

A alienação do poder de nosso controle, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob condição, suspensiva ou resolutiva, de que o comprador do poder de controle se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das Ações dos demais acionistas, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário ao do acionista controlador alienante.

A oferta pública de aquisição acima descrita também deverá ser efetivada: (i) nos casos em que houver cessão onerosa de direitos de subscrição de Ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em Ações, que venha a resultar na alienação do nosso controle; e (ii) em caso de alienação de controle de sociedade que detenha o nosso poder de controle, sendo que, neste caso, o Acionista Controlador Alienante ficará obrigado a declarar à BM&FBOVESPA o valor atribuído à nós nessa alienação e anexar documentação que comprove a informação.

18. Valores mobiliários / 18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos

18.3 Suspensão de Direitos Patrimoniais / Políticos

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

Valor mobiliário	Debêntures
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
Unidade	
Valor total	230.000.000,00
Unidade	
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: $\text{Prêmio} = 0,20\% \times (\text{DU})/252 \times \text{VR}$.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não aplicável.

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 de Negociação no Brasil

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****i. Emissão de Notas Promissórias**

A Companhia não possuía Notas Promissórias emitidas que não estivessem vencidas ou liquidadas em 31 de dezembro de 2021.

ii. Emissão de Debêntures

A descrição pormenorizada da 3ª 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 3ª 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 Ofertas Públicas de Aquisição

Não aplicável.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários
18.12 Outras Informações Relevantes – Valores Mobiliários

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.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria
19.3 Outras Informações Relevantes – Planos de Recompra / Tesouraria

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.

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 e locais de consulta

Esta Política de Negociação de Valores Mobiliários estabelece diretrizes e procedimentos a serem observados pelas Pessoas Vinculadas (como a seguir definidas) de forma a assegurar os mais adequados padrões na negociação com os Valores Mobiliários e os valores mobiliários de suas Controladas, adotando as corretoras credenciadas junto à CVM. Essas pessoas devem firmar o respectivo “Termo de Adesão” à presente Política de Negociação.

A Statkraft Energias Renováveis S.A. manterá, em sua sede, a relação das pessoas que firmarem o Termo de Adesão, a qual será atualizada continuamente à medida que for necessária a adesão de novas pessoas. Cópia dos Termos assinados será entregue ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores. Sempre que houver alteração desta Política, os subscritores dos Termos de Adesão deverão assinar novos Termos e entregá-los prontamente à Statkraft Energias Renováveis S.A.. Tais documentos serão mantidos à disposição dos órgãos reguladores.

Os Termos de Adesão deverão permanecer arquivados na sede da Statkraft Energias Renováveis S.A. enquanto seus signatários mantiverem vínculo com a Companhia, e por, no mínimo, 05 (cinco) anos após o seu desligamento.

A presente Política de Negociação, elaborada nos termos da Instrução CVM nº 358/2002, alterada pelas Instruções CVM n.º 369/2002 e nº 449/2007, tem por objetivo estabelecer as regras e diretrizes que deverão ser observadas pelas Pessoas Vinculadas, quando da negociação de Valores Mobiliários. As regras dessa Política de Negociações definem períodos nos quais as pessoas estão proibidas de se valer de informações relativas a Ato ou Fato Relevante ainda não divulgado ao mercado para obter para si ou para terceiros, vantagem mediante negociação com Valores Mobiliários.

Com vistas a assegurar adequado padrão de negociação com Valores Mobiliários da Companhia e de suas Controladas, todas as negociações, por parte da própria Companhia e pelas Pessoas Vinculadas - que deverão aderir a esta Política -, somente serão realizadas com a intermediação das Corretoras Credenciadas junto à CVM.

As Corretoras Credenciadas serão instruídas por escrito, pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, a não registrarem operações das Pessoas Vinculadas em todas as datas em que a Companhia negocie ou informe às Corretoras Credenciadas que negociará com ações de sua emissão.

A Statkraft Energias Renováveis S.A. e todos os que estão sujeitos a esta Política deverão abster-se de negociar suas ações de emissão desta Companhia em todos os períodos em que, por força de comunicação do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, que não estará obrigado a justificá-la, haja determinação de não-negociação (“Períodos de Bloqueio”).

As mesmas obrigações serão aplicáveis às Sociedades Controladoras e às Sociedades Controladas.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização

- (i) Sempre que ocorrer qualquer Ato ou Fato Relevante nos negócios da Statkraft Energias Renováveis S.A. de que tenham conhecimento as Pessoas Vinculadas e/ou a Companhia;
- (ii) Sempre que estiver em curso ou houver sido outorgada opção ou mandato para o fim de aquisição ou a alienação de ações de emissão pela própria Companhia, suas Sociedades Controladas, suas Sociedades Coligadas ou outra sociedade sob controle comum;
- (iii) Sempre que existir a intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária; e
- (iv) No período compreendido entre a decisão tomada pelo órgão social competente de aumentar ou reduzir o capital social, de distribuir dividendos, bonificação em ações ou seus derivativos, de desdobrar, agrupar ou emitir outros valores mobiliários e a publicação dos respectivos editais ou anúncios.

A Statkraft Energias Renováveis S.A. e as Pessoas Vinculadas não poderão negociar Valores Mobiliários da Companhia no período de quinze (15) dias antecedentes à divulgação ou publicação, quando for o caso, das informações trimestrais (ITR) e das demonstrações financeiras padronizadas anuais (DFP) da Companhia. Essa mesma regra será aplicável caso a companhia opte por divulgar dados operacionais e financeiros preliminares anteriormente à divulgação dos resultados auditados.

20. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

20.2 Outras Informações Relevantes – Política de Negociação

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,

20. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

(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.

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.

20. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

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 irretratavelmente o disposto em Programa Individual de Investimento, o qual deverá estabelecer:
 - (b.1) o compromisso irrevogável e irretratável de seus participantes de investir em valores previamente estabelecidos, nas datas nele previstas;
 - (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

20. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

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.

20. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

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 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,

20. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

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. Política de Divulgação

21.1 Normas, Regimentos ou Procedimentos

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 Descrição – Política de Divulgação

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

21. Política de divulgação / 21.2 - Descrição - Pol. Divulgação

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 Responsáveis pela Política de Divulgação

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 – Política de Divulgação**

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.