SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 07.727.966/0001-74

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO – 2018: Senhores Acionistas, Em cumprimento às disposições legais e societárias, apresentamos o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018. A Serra do Facão Energia S.A., ao final do exercício de 2018, no oitavo ano consecutivo de operação comercial com capacidade total, obteve melhores resultados econômicos e, principalmente, financeiros em relação aos anos de 2016 e 2017. Cabe ressaltar que uma parcela considerável da melhora dos resultados econômicos e financeiros deve-se à redução dos custos decorrentes do GSF (Fator de Ajuste de Energia), uma vez que a Companhia já havia celebrado, em 2016, a repactuação do risco hidrológico junto à ANEEL, minimizando os impactos no custo e também reduzindo o fluxo de desembolsos. A Companhia tem como expectativa o reequilíbrio econômico e financeiro em exercícios futuros. A Companhia registrou, no final do exercício, um Prejuízo Líquido de R$28,852 milhões, com uma margem líquida de (-8,5%), resultado este, inferior às metas estabelecidas pelo Conselho de Administração para o ano de 2018. Ressalta-se que o prejuízo registrado basicamente decorreu da contabilização do *Uso do Bem Público "UBP"*, procedimento meramente contábil que impacta o Resultado econômico, não estando relacionado ao desempenho operacional da Companhia. Adicionalmente, cabe destacar a alta capacidade de geração de caixa da Companhia, maximizando os resultados financeiros e consequentemente, agregando valor para a empresa no longo prazo. Desde o ano de 2015, o valor do *UBP* passou a ser registrado como ativo intangível e, mensalmente, tem sido amortizado, sendo também corrigido a valor presente. Os impactos mais relevantes no Resultado decorreram da variação negativa nos custos referentes ao "*UBP*", ocasionada pela *oscilação* na estimativa da inflação, e o impacto positivo nos custos com Compra/Liquidação de Energia que teve como origem as variações das premissas de GSF e PLD. O impacto consolidado destes dois itens de custos representou R$6,232 milhões (depois do IR) no Resultado. O *EBITDA* (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, *LAJIDA*) foi de R$127,235 milhões, uma variação de -3,00% em relação ao Plano Operacional de 2018 e 6,35% em relação ao ano de 2017. Como inicialmente previsto, a estratégia adotada pela SEFAC em relação à *Repactuação do Risco Hidrológico* para os contratos firmados no *Ambiente de Contratação Regulada* ("*ACR*"), celebrada em jan-16, demonstrou continuidade em sua efetividade, uma vez que, mesmo com o incremento dos custos decorrentes do GSF na rubrica de compra de energia, pode-se notar um considerável "custo evitado" em decorrência da repactuação. Os custos gerenciáveis apresentaram uma redução de R$1,605 milhões em relação ao plano de 2018 e um decréscimo de R$0,688 milhões em relação ao ano de 2017, correspondendo a uma variação de -3,23%. Adicionalmente à redução, ressalta-se que nesse período a variação inflacionária foi de 3,75%. Em relação ao financiamento junto ao BNDES, a amortização acumulada até o final do exercício somou R$569 milhões, sendo R$68,5 milhões durante o ano de 2018 (juros e principal). A conta garantia do financiamento encerrou o ano com um saldo de R$17,4 milhões. A companhia superou o "*covenant"* referente ao *Índice de Cobertura do Serviço da Dívida "ICSD"* de 1,3, alcançando 2,04 ao final do exercício de 2018. Foi possível otimizar a geração de energia elétrica bruta, de modo a atingirmos, em dezembro de 2018, a geração total de 5.069.463 MWh desde o início da operação, em 2010, marca alcançada considerando a programação de geração definida pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) com o objetivo de atender as necessidades do SIN (Sistema Interligado Nacional). Quanto à segurança das instalações e dos colaboradores, destacamos que a atividade de O&M da Usina encerrou o ano com 1308 dias sem acidentes de trabalho com afastamento, envolvendo pessoal próprio e 1062 dias, se considerados profissionais de empresas prestadoras de serviço. Durante o ano de 2018, a Companhia, através de processo de re-certificação realizado por instituição externa de auditoria, obteve a *Carta de Prorrogação do Certificação do Sistema de Gestão Ambiental*, segundo norma ABNT NBR ISO 14001:2015. Conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 696/2015, a Companhia encaminhou aos órgãos competentes (prefeituras à jusante e montante da barragem e órgãos de defesa civil dos estados abrangidos pela UHE, Goiás e Minas Gerais), uma cópia do *Plano de Ação de Emergência* "*PAE*" que compõe o Plano de Segurança de Barragem. A referida Resolução da ANEEL estabelece os critérios para classificação, formulação do *Plano de Segurança* (*PS*) e realização da *Revisão Periódica de Segurança* (*RPS*) em barragens fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. No que diz respeito às ações socioambientais, destaca-se o amadurecimento e a consolidação das obrigações ambientais da Companhia, em harmonia com as condicionantes ambientais previstas na 2ª *Retificação da 1ª Renovação da Licença de Operação 895/2009*. A referida licença está vigente até março de 2021. Com o mencionado amadurecimento e a consolidação das obrigações ambientais percebemos que, para evoluirmos em nossos compromissos, não precisamos apenas atender as condicionantes ambientais, mas, além disso, podemos contribuir com o debate mundial sobre as mudanças climáticas, incentivando o tema nas mais variadas atividades e ações desenvolvidas pela Empresa, especialmente na área ambiental. Entendemos que esse assunto vem sendo incorporado na rotina das principais empresas do País e, nos cabe, como Administradores, incentivar nossas equipes a explorarem o tema com nossos *stakeholders* nas comunidades onde estamos inseridos, enfatizando as contribuições da Empresa como geradora de energia limpa e renovável. Acreditamos que essa perspectiva introduza em nossas equipes e nos demais *stakeholders* uma dimensão ética e política para o desenvolvimento de um processo de mudança social que enfatize valores ligados ao conceito de sustentabilidade. Com o objetivo de aprimorar as práticas de governança corporativa, associado ao cumprimento das leis do País, durante o ano de 2018 foi desenvolvido, implementado e divulgado aos funcionários da SEFAC, o *Código de Ética e Conduta Empresarial*. Tal código visa nortear e comprometer ainda mais, os administradores e funcionários com a prática de relações éticas, verdadeiras e transparentes, observando a responsabilidade socioambiental, segurança no trabalho, trato em atividades políticas, relações com as comunidades e respeito no ambiente de trabalho. Ainda em relação à governança corporativa, destaca-se a revitalização dos comitês internos da Companhia que passaram a atuar de forma mais participativa nos processos técnicos, financeiros, jurídicos, de comercialização e de meio ambiente, agregando mais valor ao negócio e provendo maiores subsídios às decisões do Conselho de Administração. **Perfil da Empresa:** Em 28 de junho de 2001, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL realizou o Leilão nº 002/2001, por meio do qual o *Grupo de Empresas Associadas Serra do Facão - GEFAC* arrematou a concessão para exploração do potencial de energia hidráulica localizado no rio São Marcos, entre os municípios de Catalão, Davinópolis, Campo Alegre de Goiás, Ipameri e Cristalina, estado de Goiás, e Paracatu, no estado de Minas Gerais. O Contrato de Concessão 129/2001 – ANEEL – AHE Serra do Facão e seus aditivos regulam a referida exploração da UHE Serra do Facão. A Usina Hidroelétrica, cuja concessão foi outorgada pelo Decreto de 16 de outubro de 2001, publicado no Diário Oficial de 17 de outubro de 2001, tem potência instalada de 212,58 MW e as instalações de transmissão compreendem uma linha de transmissão, em 138 kV, com 32,5 Km de extensão, circuito duplo, conectando-se à Subestação Catalão. A energia assegurada da Usina Hidroelétrica é de 178,80 MW médios, sendo que nesse total estão incluídos 76,7 MW médios relativos a ganhos incrementais à jusante. Cabe mencionar que a partir de 01 de janeiro de 2018, conforme Portaria MME nº178, de 03 de maio de 2017, a Garantia Física da UHE Serra do Facão foi reduzida de 182,4 MW médios para 178,80 MW médios. Em 31 de dezembro de 2018, a composição acionária da Sociedade e as respectivas participações eram as seguintes:

Furnas Centrais Elétricas S.A.	49,4737%
Alcoa Alumínio S.A.	34,9737%
DME Energética S.A.	10,0877%
Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A.	5,4649%
	100,0000%

A Participação Acionária é composta por ações Ordinárias e Preferenciais, conforme a seguir:

AÇÕES ORDINÁRIAS

Furnas Centrais Elétricas S.A.	37,4023%
Alcoa Alumínio S.A.	43,3294%
DME Energética S.A.	12,4978%
Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A.	6,7705%
	100,0000%

AÇÕES PREFERENCIAIS

Furnas Centrais Elétricas S.A.	100%
Alcoa Alumínio S.A.	0%
DME Energética S.A.	0%
Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A.	0%
	100%

Situação da Empresa: A Usina Hidroelétrica Serra do Facão iniciou a operação comercial da Unidade Geradora nº 01 em 13 de julho de 2010, através do Despacho ANEEL nº 2.001 de 12/07/2010, publicado no DOU em 13 de julho de 2010 e a Unidade Geradora nº 02 teve sua operação comercial autorizada pela ANEEL, em 7 de agosto de 2010, através do Despacho ANEEL nº 2274 de 6 de agosto de 2010, publicado no DOU em 9 de agosto de 2010. O Empreendimento, em conjunto com outras hidroelétricas, integrou o *PAC – Programa de Aceleração do Crescimento* instituído pelo Governo Federal visando garantir o fornecimento de energia elétrica para os próximos anos, sendo que a UHE Serra do Facão foi inaugurada oficialmente em 19 de outubro de 2010 pelo então Presidente da República, Sr. Luiz Inácio Lula da Silva. A SEFAC obteve do BNDES a autorização para concessão de financiamento no valor de R$520 milhões, firmado no Contrato de Financiamento nº 09.2.0124-1, em 05/03/2009, além de um financiamento suplementar no valor de R$56 milhões, firmado sob o nº 09.2.1328-1, totalmente quitado em dezembro de 2010. Com base nas projeções e perspectivas para o ano de 2019, a Administração vislumbra a continuidade do reequilíbrio econômico e financeiro da Companhia, sendo que ao final do exercício e nos anos seguintes, a Companhia maximizará a sua geração de caixa e proporcionará resultados econômicos e financeiros melhores em relação aos resultados apresentados até o presente momento. A repactuação dos riscos hidrológicos, bem como a compra antecipada de energia para o exercício podem ser consideradas como estratégias importantes para aprimorar a performance da Companhia. A Administração envidará todos os esforços na busca de redução de custos gerenciáveis, inclusive através de sinergia entre as áreas, além da análise e repactuação/renovação de contratos.

Desempenho Econômico e Financeiro

Indicadores Empresariais **Dados Econômicos-Financeiros (R$ mil)**	**dez/18**	**dez/17**	**Variação 2018/2017**
Receita Operacional Bruta	380.202	367.955	3%
Receita Operacional Líquida	338.032	328.711	3%
EBITDA	127.235	119.640	6%
Resultado do Serviço - EBIT	32.372	13.041	148%
Resultado Financeiro - Exceto JSCP	(61.224)	(20.249)	202%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(28.852)	(7.208)	300%
Ativo Total	2.297.320	2.346.673	-2%
Patrimônio Líquido	280.406	309.258	-9%
Ativo Circulante	165.106	104.573	58%
Passivo Circulante	218.746	213.914	2%
Indicadores Econômicos			
Geração de Valor - Margem EBITDA	37,64%	36,40%	3%
Margem EBIT	9,58%	3,97%	141%
Margem da Atividade - Margem Líquida	-8,54%	-219%	289%
Rentabilidade (Lucro x Ativo Total)	-1,26%	-0,31%	309%
Liquidez Corrente - em pontos	0,75	0,49	54%
Liquidez Geral - em pontos	0,16	0,12	28%
Giro do Ativo - em pontos	0,15	0,14	5%
Ações			
Valor Patrimonial da Ação (por Lote de mil)	537	592	-9%
Lucro (Prejuízo) Líquido por ação (R$)	(55,23)	(13,80)	300%

A movimentação do EBITDA está detalhada na tabela a seguir:

Conciliação do EBITDA	**2018**	**2017**	**Var. %**
Lucro (Prejuízo) Líquido	(28.852)	(7.208)	300.3%
Imposto de Renda e CSLL	(14.769)	(3.089)	378,2%
Resultado Financeiro	61.224	20.249	202,4%
Depreciação e Amortização	109.632	109.687	-0.05%
EBITDA	127.235	119.640	6%

Considerando a boa geração de caixa projetada para os anos futuros, associado ao fato de a Companhia não poder remunerar os acionistas através de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio devido à alteração no processo de contabilização do UBP, caracterizando-se apenas num problema meramente contábil, a alternativa referente à redução de capital social continua sendo visualizada pelos Administradores e Acionistas como uma alternativa viável, sendo que as devidas autorizações já foram solicitadas aos respectivos órgãos competentes, ANEEL e BNDES. Cabe ressaltar que a ANEEL, através do despacho nº 3.390 de 04/10/2017, anuiu à proposta da SEFAC para redução de capital social de forma escalonada, no valor total de R$410 milhões. A Companhia ainda aguarda o posicionamento do BNDES em relação à anuência para operacionalizar tal operação econômica, financeira e societária. Outra alternativa em análise e avaliação pela Administração refere-se a eventual liquidação antecipada do financiamento com o BNDES e posterior contratação de nova dívida. **Dados do Investimento, Orçamento Operacional 2018 e Governança Corporativa:** O orçamento do empreendimento foi aprovado com o valor de R$1,063 bilhões, dos quais, aproximadamente 51% correspondem ao con-

DIARIO OFICIAL DO ESTADO DE GOIAS
Assinado digitalmente pela ABC - AGENCIA BRASIL CENTRAL
CODIGO DE AUTENTICACAO: 6daa2397

SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A. CNPJ Nº 07.727.966/0001-74

trato com o *Consórcio de Empresas de Fornecedoras de Serra do Facão - COFAC* e os demais valores estão principalmente relacionados a custos socioambientais, administração do projeto e compra de aço, cimento e energia elétrica. Os custos ambientais, incluindo a indenização das propriedades atingidas, foram orçados em aproximadamente R$301 milhões, que correspondem a, aproximadamente, 28% do orçamento. Os custos associados ao investimento foram totalmente concluídos no ano de 2014, inclusive culminando com a assinatura do termo de encerramento do contrato EPC. O orçamento operacional para o exercício de 2019 foi elaborado, projetando um prejuízo anual de R$19,250 milhões, incluindo os custos gerenciáveis (Administração, O&M da Usina, Programas Ambientais e Seguros) no valor total de R$21,75 milhões/ano. O plano operacional para o exercício de 2019 foi aprovado pelo Conselho de Administração. Todos os resultados financeiros estão baseados em "princípios" e "valores" observados pela Administração, preservando sempre a Governança Corporativa, Segurança, Responsabilidade Socioambiental, transparência, controles internos, aprimoramento de fluxos de processos e procedimentos internos. **Aspectos Socioambientais:** Ao longo do desenvolvimento das atividades ambientais, todos os ofícios do IBAMA têm sido prontamente respondidos, garantindo a manutenção da Licença de Operação do Empreendimento. Atualmente estão sendo executadas atividades relativas a 23 (vinte e três) Programas Socioambientais previstos na renovação da Licença de Operação os quais, em sua maioria, são de continuidade aos Programas Ambientais da primeira Licença de Operação, obtida em 2009. O cumprimento e andamento dos programas é consolidado através do envio de relatórios anuais. **Benefícios Fiscais Levados aos Municípios e aos Estados de Goiás e Minas Gerais:** No exercício de 2018, durante o período de operação da Usina, os estados de Goiás e Minas Gerais, os municípios abrangidos pelo empreendimento, os ministérios de Meio Ambiente e de Minas e Energia e o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (*FNDCT*) receberam, a título de compensação financeira prevista em legislação específica, um valor de aproximadamente R$2,49 milhões. Com relação aos municípios, o valor a ser distribuído obedece a dois critérios: 1) o repasse por ganho de energia por regularização de vazão; 2) o de área inundada pelo reservatório. Quanto ao restante da distribuição, este rateio é efetuado com base em critério previamente estabelecido pela ANEEL com os respectivos percentuais de distribuição. **Operação da Usina e *status* das obras complementares:** Durante o ano de 2018, a Usina gerou 530.895 MWh de energia bruta (correspondendo a 522.873 MWh de energia líquida), obteve ótimos resultados de disponibilidade (índice de 98,83%, comparado a 97%, previsto no plano operacional) e principalmente, gerenciou o processo de O&M pelo quinto ano consecutivo com equipe própria. Realizada durante o ano de 2018, a manutenção preventiva de 17.000 horas na unidade geradora 02, conforme os conceitos determinados pela metodologia Manutenção Centrada em Confiabilidade – MCC. As atividades foram realizadas pela equipe interna de manutenção da Usina, atendendo as normas de segurança e aos procedimentos de rede definidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema). Quanto às metas operacionais, um dos grandes objetivos da Diretoria Executiva é administrar a Usina de modo a manter o reservatório com o nível de água adequado para otimizar a quantidade de energia a ser gerada em 2019, minimizando os impactos de compras de energia (MRE), um desafio extra na situação atual do sistema energético brasileiro, com escassez de água em todos os reservatórios e, em nosso caso, agravada pela existência do reservatório da UHE Batalha, à montante da UHE Serra do Facão, que opera na retenção da água e no enchimento do seu reservatório. **Perspectivas e Agradecimentos:** A operacionalização da Usina, gerenciamento dos programas ambientais e aprimoramento e otimização de processos financeiros e administrativos deverão continuar sendo efetuados em conformidade com as diretrizes, os cronogramas, os parâmetros orçamentários e de segurança definidos pelo Conselho de Administração da Sociedade e pelos Acionistas, sendo que a Diretoria Executiva tem como objetivos, além da otimização dos resultados financeiros para o exercício de 2019, a contínua racionalização dos custos através da introdução de procedimentos de otimização de recursos materiais e de pessoal, sem que seja alterado o padrão de atendimento aos requisitos técnicos inerentes à concessão, assim como às condicionantes socioambientais presentes na licença de operação em vigor e aos padrões de segurança, sempre observando os controles e procedimentos internos. Aos nossos acionistas, clientes, fornecedores, colaboradores internos e externos, órgãos públicos, privados e às instituições financeiras, agradecemos o apoio e a confiança demonstrada ao longo deste período. Rio de Janeiro - RJ, 11 de fevereiro de 2019.

A Administração

BALANÇO PATRIMONIAL LEVANTADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018
(Em milhares de reais – R$)

ATIVOS	Nota explicativa	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTES			
Caixa e equivalentes de caixa		2	4
Títulos e valores mobiliários	4	108.662	52.314
Contas a receber	5	41.787	38.481
Tributos e contribuições sociais		1.091	3.617
Despesas pagas antecipadamente	6	7.903	7.903
Outros ativos		5.661	2.254
Total dos ativos circulantes		165.106	104.573
NÃO CIRCULANTES			
Realizável a longo prazo:			
Títulos e valores mobiliários	4	17.218	17.967
Impostos diferidos	7	126.560	111.792
Despesas pagas antecipadamente	6	3.951	11.853
Imobilizado	8	794.751	836.913
Intangível	9	1.189.734	1.263.575
Total dos ativos não circulantes		2.132.214	2.242.100
TOTAL DOS ATIVOS		2.297.320	2.346.673
PASSIVOS E PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
CIRCULANTES			
Fornecedores		1.893	5.927
Financiamentos	11	50.865	49.909
Tributos e contribuições sociais		2.687	2.572
Encargos do consumidor a recolher		12.414	12.057
Uso do bem público	10	141.200	134.198
Provisões	13	8.234	8.234
Outros passivos		1.453	1.017
Total dos passivos circulantes		218.746	213.914
NÃO CIRCULANTES			
Financiamentos	11	286.526	324.730
Uso do bem público	10	1.482.127	1.456.849
Provisões	13	29.515	41.922
Total dos passivos não circulantes		1.798.168	1.823.501
TOTAL DOS PASSIVOS		2.016.914	2.037.415
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	14.a	522.368	522.368
Prejuízos acumulados		(241.962)	(213.110)
Total do patrimônio líquido		280.406	309.258
TOTAL DOS PASSIVOS E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		2.297.320	2.346.673

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018
(Em milhares de reais - R$)

	Capital social	Prejuízos acumulados	Total
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016	522.368	(205.902)	316.466
Prejuízo do exercício	-	(7.208)	(7.208)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017	522.368	(213.110)	309.258
Prejuízo do exercício	-	(28.852)	(28.852)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018	522.368	(241.962)	280.406

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 (Em milhares de reais – R$, exceto prejuízo por lote de mil ações)

	Nota explicativa	2018	2017
RECEITAS	15	338.032	328.711
CUSTO DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS			
Compra energia elétrica		(43.772)	(44.424)
Amortização do UBP	9	(65.546)	(65.546)
Depreciação e amortização	8 e 9	(43.949)	(43.967)
Apropriação do prêmio de risco hidrológico	6	(7.903)	(7.903)
Encargos de uso de rede elétrica e conexão		(8.679)	(8.290)
Programas ambientais		(7.253)	(7.836)
Pessoal – programas ambientais		(2.113)	(1.960)
Pessoal – usina		(4.065)	(4.388)
Serviços de terceiros		(1.641)	(1.609)
Materiais		(365)	(438)
Seguros		(562)	(576)
Outros custos		(218)	(1.810)
Total		(186.066)	(188.747)
LUCRO BRUTO		151.966	139.964
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS			
Administradores		(1.556)	(1.712)
Pessoal		(1.627)	(1.471)
Serviços de terceiros		(770)	(860)
Depreciação e amortização	8 e 9	(137)	(175)
Seguros		(47)	(47)
Taxas CCEE/ONS		(160)	(170)
Reversão de provisão para riscos		3.565	-
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas		(391)	(403)
Total		(1.123)	(4.838)
RESULTADO FINANCEIRO			
Receita financeira sobre aplicações financeiras		6.870	5.049
Despesas de juros sobre financiamentos	11	(31.203)	(35.871)
Despesas de atualização monetária UBP	10	(169.395)	(112.456)
Outras despesas financeiras		(736)	(2.145)
Total		(194.464)	(145.423)
PREJUÍZO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		(43.621)	(10.297)
Imposto de renda e contribuição social	16	14.769	3.089
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO		(28.852)	(7.208)
Prejuízo básico e diluído do exercício por lote de mil ações (em reais – R$)		(0,07)	(0,02)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 (Em milhares de reais - R$)

	2018	2017
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO	(28.852)	(7.208)
Outros resultados abrangentes	-	-
RESULTADO ABRANGENTE TOTAL DO EXERCÍCIO	(28.852)	(7.208)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DIARIO OFICIAL DO ESTADO DE GOIAS
Assinado digitalmente pela ABC - AGENCIA BRASIL CENTRAL
CODIGO DE AUTENTICACAO: 6daa2397

SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A. CNPJ Nº 07.727.966/0001-74

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 (Em milhares de reais - R$)

	Nota explicativa	31/12/2018	31/12/2017
FLUXO DE CAIXA DE ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Prejuízo do exercício		(28.852)	(7.208)
Ajustes em:			
Imposto de renda e contribuição social	16	(14.769)	(3.089)
Depreciação e amortização	8 e 9	109.632	109.688
Despesas de juros sobre financiamentos	11	31.203	35.871
Despesas de atualização monetária UBP	10	169.395	112.456
Apropriação do prêmio de risco hidrológico	6	7.903	7.903
Receita financeira sobre aplicações financeiras		(6.870)	(5.049)
Constituições/reversões/provisões para riscos		(3.716)	369
Baixa do imobilizado e intangível		16	139
(Aumento) redução de ativos:			
Contas a receber		(3.306)	(1.783)
Tributos e contribuições sociais		2.527	(2.821)
Outros ativos		(3.407)	(1.484)
Aumento (redução) de passivos:			
Fornecedores		(4.034)	(1.772)
Tributos e contribuições sociais		115	(226)
Encargos do consumidor a recolher		357	2.215
Provisão - riscos trabalhistas e cíveis		(457)	(6.932)
Outros passivos		436	124
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		256.173	238.401
FLUXO DE CAIXA DE ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Títulos e valores mobiliários		(48.730)	(30.972)
Imobilizado e intangível		(1.879)	(3.661)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento		(50.609)	(34.633)
FLUXO DE CAIXA DE ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Amortizações de principal - BNDES	11	(38.203)	(38.203)
Pagamentos de juros - BNDES	11	(30.248)	(32.707)
Pagamento do uso do bem público	10	(137.115)	(132.864)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento		(205.566)	(203.774)
REDUÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(2)	(6)
No início do exercício		4	10
No fim do exercício		2	4
REDUÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(2)	(6)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018
(Em milhares de reais – R$, exceto quando especificado de outra forma)

1. INFORMAÇÕES GERAIS: A Serra do Facão Energia S.A. ("Companhia" ou "SEFAC") é uma sociedade anônima de capital fechado, constituída em 20 de outubro de 2005. A Companhia tem por objetivo a exploração do potencial de energia hidráulica do Rio São Marcos, nos municípios de Catalão, Davinópolis, Campo Alegre de Goiás, Ipameri e Cristalina, estado de Goiás, e Paracatu no estado de Minas Gerais, denominado Usina Hidroelétrica Serra do Facão ("UHE Serra do Facão"). A sede da Companhia está localizada na cidade de Catalão - GO, na Avenida 20 de Agosto, 1293 - subsolo. A UHE Serra do Facão tem potência instalada de 212,58 MW (2 turbinas com potência de 106,29 MW cada) e energia assegurada de 182,4 MW médios. A partir de 01 de janeiro de 2018, conforme Portaria MME nº 178, de 3 de maio de 2017, a Garantia Física da UHE Serra do Facão foi reduzida para 178,80 MW médios. Essa Revisão Ordinária da Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no SIN (Sistema Interligado Nacional) faz parte do processo de concessão, sendo que as revisões ocorrem a cada período de 5 (cinco) anos, onde os novos valores são obtidos através da aplicação de metodologias, premissas e critérios específicos do setor, sendo que a TEIF (Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada) e IP (Indisponibilidade Programada) fazem parte dessa definição/revisão. A UHE Serra do Facão iniciou a operação comercial da Unidade Geradora nº 01, em 13 de julho de 2010, autorizada através do Despacho ANEEL nº 2.001 de 12 de julho de 2010. A Unidade Geradora nº 02 teve sua operação comercial autorizada pela ANEEL em 7 de agosto de 2010, através do Despacho ANEEL nº 2.274, de 6 de agosto de 2010. A concessão para produção de energia elétrica foi outorgada pelo Governo Federal por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), através do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público nº 129/2001, assinado em 7 de novembro de 2001, e seus aditivos, vigendo pelo prazo de 35 anos, a partir da data de sua assinatura, e que poderá ser prorrogado, com base no próprio contrato de concessão, de acordo com a cláusula segunda do referido contrato, mediante cumprimento dos requisitos e processos ali mencionados, tais como: relatórios técnicos específicos preparados pela fiscalização da ANEEL, nas condições que forem estabelecidas, a critério da ANEEL, mediante o requerimento prévio com antecedência de 36 meses antes do seu término. Através do leilão para novos empreendimentos de geração de energia realizado pela ANEEL em 16 de outubro de 2007 foram contratados 121 MW médios de energia, pelo preço médio de R$131,49 (R$239,79 atualizado até 31 de dezembro de 2018) e, por meio do Termo de Acordo firmado entre os acionistas da Companhia, foram vendidos à sócia Alcoa Alumínio S.A. ("Alcoa"), pelo mesmo valor firmado no leilão, 60 MW médios de energia. Os referidos contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulada (121 MW médios de energia) e Ambiente de Contratação Livre (60 MW médios de energia), de acordo com as regras do leilão foram celebrados com o período de suprimento da zero hora do dia 1º de janeiro de 2012 e o término do suprimento às 24 horas do dia 31 de dezembro de 2041, independentemente do prazo final da concessão, permissão ou autorização da SEFAC terminar no ano de 2036. De acordo com as regras do Leilão nº 001/2007 e com base nos contratos estabelecidos junto aos clientes, contratos estes registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), na eventualidade de o prazo final da concessão ou autorização do comprador ou vendedor encerrar-se antes do término do período de suprimento, o sucessor da titularidade da respectiva concessão assumirá todas as obrigações e direitos previstos nos presentes contratos. Os serviços de Operação e Manutenção ("O&M") da UHE Serra do Facão são executados com equipe própria. Capital circulante líquido negativo: Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia apresentava capital circulante líquido negativo de R$53.640 (R$109.341 em 31 de dezembro de 2017). A Administração, baseada nos contratos de longo prazo de venda de energia elétrica existentes, na mitigação dos riscos hidrológicos através da repactuação do risco para os contratos de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (66,85% da receita da Companhia), bem como na projeção de geração de caixa, entende que terá recursos suficientes para quitar os compromissos de curto e de longo prazo da Companhia.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS: a) Declaração de conformidade: As presentes demonstrações financeiras foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas adotadas no Brasil, as quais compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, e pelas normas aplicáveis às concessionárias do serviço público de energia elétrica, estabelecidas pela ANEEL. A Administração declara que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas e correspondem as utilizadas pela Administração na sua gestão. b) Base de elaboração: As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto para determinação dos ativos e passivos financeiros que foram mensurados ao valor justo, quando aplicáveis. Estas demonstrações financeiras são apresentadas em real – R$, que é a moeda funcional da Companhia e foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma. A Companhia preparou essas demonstrações financeiras com base no pressuposto de que continuará em operação futura. A Administração não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvida significativa sobre a continuidade da Companhia.

3. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS: As políticas contábeis descritas abaixo estão aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas demonstrações financeiras. a) Títulos e valores mobiliários: Estão demonstrados ao valor justo e quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua remensuração são reconhecidos no resultado. b) Contas a receber: Engloba as contas a receber com suprimento de energia faturado, acréscimos moratórios e outros contabilizados com base no regime de competência. c) Imobilizado e intangível: Está registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação acumulada calculada pelo método linear. O valor contábil líquido não excede o seu valor recuperável. Os custos incorridos na aquisição ou construção do imobilizado estão sendo depreciados desde o início das suas operações. Alguns bens do ativo possuem vida útil superior ao prazo de concessão e, portanto, ao término do período de 35 anos da concessão, esses bens ainda teriam valor residual não depreciado. Contudo, considerando que a Companhia possui um contrato de concessão, o prazo utilizado para os ativos de geração e o mesmo, encerram-se de forma concomitante ao contrato de concessão em 7 de novembro de 2036. d) Uso do Bem Público ("UBP"): O Contrato de Concessão nº 129/2001, assinado em novembro de 2001, determina que a energia elétrica produzida pelo empreendimento seja comercializada pela Companhia, vigendo pelo prazo de 35 anos contados a partir dessa data. O Segundo Aditivo do Contrato de Concessão determina que seja pago, a título de Uso do Bem Público - UBP (Concessão onerosa), a partir da entrada em operação da 1ª máquina até novembro de 2036. O valor original total fixado pelo segundo aditivo do contrato foi de R$1.073.000, o qual vem sendo atualizado anualmente pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado ("IGP-M"), até junho de 2011, e pela variação do IGP-M e do IPCA, a partir de julho de 2011. A Administração, com base no novo manual de contabilidade do setor elétrico, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015, alterou o procedimento referente a contabilização do UBP de forma prospectiva, registrando a concessão onerosa do UBP como um ativo intangível em contrapartida da rubrica UBP a pagar. Esse ativo intangível reconhecido passou a ser amortizado em 263 meses, período remanescente do contrato da referida concessão em 31 de dezembro de 2014. e) Licença de operação: O registro da provisão para as condicionantes vinculadas à Licença de Operação ("LO") foi efetuado no Ativo Intangível, em cumprimento à orientação técnica OCPC 05, sendo que os valores são amortizados mensalmente, de forma linear pelo prazo de 6 anos, prazo concedido pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ("IBAMA") quando da Renovação da LO. A contrapartida desta provisão foi contabilizada na rubrica "Provisão para Gastos com Licença de Operação" no passivo, e serão realizados até o ano de 2021. f) Financiamentos: Os financiamentos tomados são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, no recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação. Em seguida, os financiamentos tomados são apresentados pelo custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos e juros proporcionais ao período incorrido ("pro rata temporis"), considerando a taxa efetiva das captações dos referidos financiamentos. Os financiamentos estão atualizados pelas variações monetárias e pelos juros incorridos até as datas do balanço e estão demonstrados na nota explicativa nº 11. g) Receitas: A receita operacional é composta pelos contratos ACR (Ambiente de Contratação Regulada), 121 MW médios, e pelo contrato ACL (Ambiente de Contratação Livre), 60 MW médios, sendo que ambos estão sendo contabilizados com base no regime de competência e possuem vigência até dezembro de 2041. Os contratos são reajustados anualmente pelo IPCA no mês do reajuste autorizado das distribuidoras (ACR) e todo mês de janeiro para o contrato ACL. O volume de vendas anual é linear, variando apenas os volumes mensais devido à sazonalização. h) Encargos do consumidor: Esses custos são contabilizados na ocorrência de seus fatos geradores, respeitando o regime de competência. • Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos ("CFURH"). • Pesquisa & Desenvolvimento ("P&D"). • Taxa de Fiscalização da ANEEL ("TFSEE"). • Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição e Geração ("TUSDg"). Em relação ao cálculo para pagamento da CFURH, para o ano de 2018, a TAR foi definida em R$74,03/MWh, conforme Nota Técnica ANEEL de 14 de novembro de 2017 (R$72,20/MWh em 2017). i) Tributação: O imposto de renda e a contribuição social do exercício, correntes e diferidos, são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável, excedente de R$240, para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real. A despesa com imposto de renda e contribuição social representa a soma dos impostos correntes e diferidos. i. Impostos correntes: A provisão para imposto de renda e contribuição social está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado devido ao fato do cálculo excluir receitas ou despesas tributáveis ou dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada pela Companhia com base nas alíquotas vigentes no fim do exercício. No exercício findo em 31 de dezembro de 2018 e de 2017, a Companhia não apresentou base tributável para imposto de renda e contribuição social. ii. Impostos diferidos: O imposto de renda e a contribuição social diferidos são reconhecidos sobre as diferenças temporárias no fim de cada período de relatório entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e as bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os impostos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os impostos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a empresa apresentará lucro tributável

DIARIO OFICIAL DO ESTADO DE GOIAS
Assinado digitalmente pela ABC - AGENCIA BRASIL CENTRAL
CODIGO DE AUTENTICACAO: 6daa2397

SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A. CNPJ Nº 07.727.966/0001-74

futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas. j) Provisões para riscos: São reconhecidas quando: a Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada como resultado e eventos passados; é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação; e o valor possa ser estimado com segurança. As provisões são constituídas com base na opinião dos advogados da Companhia e de seus consultores legais externos, por montantes considerados suficientes para cobrir perdas e riscos considerados prováveis. k) Redução ao valor recuperável de ativos: Ao fim de cada exercício ou sempre que houver qualquer modificação relevante no ambiente de negócios que a Companhia opera, a administração verifica se há indicação de que seus ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável ("impairment"). Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado e o valor contábil dos bens é reduzido de forma a refletir o valor recuperável estimado. O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Se houver a contabilização de perda por redução ao valor recuperável, a mesma é reconhecida imediatamente no resultado. l) Uso de estimativas: Na aplicação das práticas contábeis adotadas no Brasil, a Administração deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis dos ativos e passivos para os quais não são facilmente obtidos de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os resultados efetivos podem diferir dessas estimativas. A liquidação das transações envolvendo estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. As principais estimativas referem-se à provisão para riscos, provisão para "impairment" sobre outros ativos não circulantes e expectativa de constituição e realização dos créditos tributários. m) Instrumentos financeiros: A Companhia reconhece os instrumentos financeiros quando a Companhia se tornar parte das disposições contratuais do instrumento. Ativos financeiros são classificados, no reconhecimento inicial, como subsequentemente mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes e ao valor justo por meio do resultado. Para fins de mensuração subsequente, os ativos financeiros são classificados em quatro categorias: • Ativos financeiros ao custo amortizado (instrumentos de dívida). • Ativos financeiros ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes com reclassificação de ganhos e perdas acumulados (instrumentos de dívida). • Ativos financeiros designados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, sem reclassificação de ganhos e perdas acumulados no momento de seu desreconhecimento (instrumentos patrimoniais). • Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado. Os ativos financeiros da Companhia ao custo amortizado incluem contas a receber de clientes enquanto os ativos financeiros da Companhia ao valor justo por meio do resultado incluem os títulos e valores mobiliários. Os passivos financeiros são classificados, no reconhecimento inicial, como passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis, contas a pagar, ou como derivativos designados como instrumentos de hedge em um "hedge" efetivo, conforme apropriado. Todos os passivos financeiros são mensurados inicialmente ao seu valor justo, mais ou menos, no caso de passivo financeiro que não seja ao valor justo por meio do resultado, os custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à emissão do passivo financeiro. Os passivos financeiros da Companhia incluem fornecedores, financiamentos e UBP a pagar e os mesmos são mensurados ao custo amortizado. • Desreconhecimento: Quando a Companhia transfere seus direitos de receber fluxos de caixa de um ativo ou celebra um acordo de repasse, ela avalia se, e em que medida, reteve os riscos e benefícios da propriedade. Quando não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, nem transferiu o controle do ativo, a Companhia continua a reconhecer o ativo transferido na medida de seu envolvimento continuado. Neste caso, a Companhia também reconhece um passivo associado. O ativo transferido e o passivo associado são mensurados em uma base que reflita os direitos e as obrigações retidos pela Companhia. Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação sob o passivo é extinta, ou seja, quando a obrigação especificada no contrato for liquidada, cancelada ou expirar. Quando um passivo financeiro existente é substituído por outro do mesmo mutuante em termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente são substancialmente modificados, tal troca ou modificação é tratada como o desreconhecimento do passivo original e o reconhecimento de um novo passivo. A diferença nos respectivos valores contábeis é reconhecida na demonstração do resultado. • Redução ao valor recuperável de ativos financeiros: A Companhia reconhece uma provisão para perdas de crédito esperadas para todos os instrumentos de dívida não detidos pelo valor justo por meio do resultado. As perdas de crédito esperadas baseiam-se na diferença entre os fluxos de caixa contratuais devidos de acordo com o contrato e todos os fluxos de caixa que a Companhia espera receber, descontados a uma taxa de juros efetiva que se aproxime da taxa original da transação. Os fluxos de caixa esperados incluirão fluxos de caixa da venda de garantias detidas ou outras melhorias de crédito que sejam integrantes dos termos contratuais. • Compensação de instrumentos financeiros: Os ativos financeiros e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é apresentado no balanço patrimonial consolidado se houver um direito legal atualmente aplicável de compensação dos valores reconhecidos e se houver a intenção de liquidar em bases líquidas, realizar os ativos e liquidar os passivos simultaneamente. n) Demonstração dos fluxos de caixa: A demonstração dos fluxos de caixa foi preparada pelo método indireto. A Companhia classifica na demonstração do fluxo de caixa os juros pagos como atividade de financiamento por entender que representam custos para obtenção de seus recursos financeiros. A Companhia também trata o pagamento/amortização das obrigações relativas ao UBP como atividade de financiamento, pois entende que o passivo de UBP refere-se a um financiamento concedido pelo Poder Concedente, no momento de assinatura do contrato de concessão. o) Normas e interpretações novas e revisadas: Normas e interpretações novas e revisadas que passaram a ser aplicáveis a partir de 1º de janeiro de 2018: • CPC 48 - Instrumentos Financeiros ("IFRS 9 – Financial Instruments"): *Classificação - Ativos e passivos financeiros:* O CPC 48/IFRS 9 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e ao valor justo por meio do resultado (VJR). A norma elimina as categorias existentes no CPC 38/IAS 39 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda. Os novos requerimentos de classificação não produziram impactos na contabilização dos ativos e passivos financeiros da Companhia, conforme demonstrado a seguir:

Ativos financeiros	Classificação CPC 38/IAS 39	Classificação CPC 48/IFRS 9	Saldo em 01/01/2018
Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio do resultado	Valor justo por meio do resultado	70.281
Contas a receber	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado	38.481
			108.762
Passivos financeiros			
Fornecedores	Custo amortizado	Custo amortizado	5.927
Financiamentos	Custo amortizado	Custo amortizado	374.639
UBP a pagar	Custo amortizado	Custo amortizado	1.591.047
			1.971.613

Redução ao valor recuperável ("Impairment") - Ativos financeiros e ativos contratuais: O CPC 48/IFRS 9 substitui o modelo de "perdas incorridas" do CPC 38/IAS 39 por um modelo prospectivo de "perdas de crédito esperadas". O novo modelo de perdas esperadas se aplicará aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais e ativos contratuais. As provisões para perdas esperadas foram mensuradas com base nas perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. Com o exposto acima, a adoção do CPC 48 não trouxe impactos relevantes nos saldos de abertura em 01 de janeiro de 2018, nas movimentações e saldos em 31 de dezembro de 2018, considerando que as práticas contábeis adotadas pela Companhia já se encontravam consistentes com os requerimentos do CPC 48, exceto pelos novos requerimentos de classificação, que não produziram impactos na contabilização dos ativos e passivos financeiros da Companhia. • CPC 47 - Receita de Contratos com Clientes ("IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers"): O princípio básico da norma consiste em que a Companhia deve reconhecer receitas para descrever a transferência de bens ou serviços prometidos a clientes no valor que reflita a contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca desses bens ou serviços. A norma determina que a receita deve ser reconhecida de forma líquida de contraprestação variável. Eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares são classificados pela norma como contraprestação variável. Receita de geração: A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber mediante a multiplicação da quantidade de volume de energia vendido pelo preço contratado, conforme cláusulas contratuais. Câmara de Comercialização de Energia - CCEE: A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia produzido é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde à multiplicação da quantidade de energia vendida para o sistema pelo Preço de Liquidação das Diferenças ("PLD"). A adoção do CPC 47 para as atividades anteriormente mencionadas não trouxe impactos relevantes nos saldos de abertura em 01 de janeiro de 2018, nas movimentações e saldos em 31 de dezembro de 2018, considerando que as práticas contábeis adotadas pela Companhia já se encontravam consistentes com os requerimentos do CPC 47. As demais normas e interpretações novas e revisadas que passaram a ser aplicáveis a partir de 1º de janeiro de 2018 não tiveram impacto relevante nos montantes divulgados no exercício atual nem em exercícios anteriores, a saber: • IFRIC 22/ICPC 21 - Transações em moeda estrangeira e adiantamento. • Modificações à IFRS 1/CPC 37 e IAS 28/CPC 18 - Ciclos de melhorias anuais 2014-2016. • Modificações à IFRS 2/CPC 10 - Pagamento baseado em ações. • Modificações à IFRS 4/CPC 11 - Contratos de seguro (aplicação da IFRS 4 com a IFRS 9). • Modificações à IFRS 15/CPC 47 – Receita de contratos com clientes. • Modificações à IAS 40/CPC 28 - Propriedades para investimento Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas, mas ainda não efetivas em 31 de dezembro de 2018: • IFRS 16/CPC 06 (R2) - Arrendamento mercantil (a). • IFRS 17 - Contrato de seguro (b). • IFRIC 23 - Incerteza sobre o tratamento do imposto de renda (a). • Modificações às IFRS 3/CPC 15 (R1) e 11/CPC 19 (R2) e às IAS 12/CPC 32 e IAS 23/CPC 20 (R1) - Ciclo anual de melhorias 2015 – 2017 (a). • Modificações à IFRS 9/CPC 48 - Instrumentos financeiros (pré-pagamento com compensação negativa) (a). • Modificações à IAS 28/CPC 18 (R2) – Investimentos de longo prazo em associadas e empreendimentos conjuntos (a). Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após: (a) 1º de janeiro de 2019. (b) 1º de janeiro de 2021. O CPC ainda não emitiu pronunciamento equivalente para a IFRS 17 anteriormente citada, mas existe expectativa de que o faça antes da data requerida de sua entrada em vigor. A adoção antecipada das IFRS está condicionada à aprovação prévia em ato normativo do CFC. A Companhia ainda não concluiu a sua análise sobre os eventuais impactos dessas IFRS novas e revisadas, já emitidas e ainda não efetivas em suas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2018.

4. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Instituição financeira	31/12/2018	31/12/2017
Banco Bradesco (a)	797	13.738
Banco Itaú (a)	106.879	37.671
CEF (a)	986	905
Banco Bradesco (b)	17.218	17.967
	125.880	70.281
Circulante	108.662	52.314
Não circulante	17.218	17.967

(a) Os saldos apresentados referem-se basicamente a investimentos em fundo de investimentos não exclusivos de remuneração fixa atrelada à CDI, com percentuais de remuneração entre 95% e 104,5% do CDI. (b) Conta reserva BNDES. Essa aplicação financeira está vinculada à garantia do empréstimo do BNDES (nota explicativa nº 11). Durante todo o prazo do contrato com o BNDES, a Companhia deve manter em favor deste, uma conta reserva com recursos vinculados no valor correspondente ao serviço da dívida de três meses, sendo que a movimentação dessa conta somente pode ser realizada com autorização formal do BNDES.

5. CONTAS A RECEBER	31/12/2018	31/12/2017
Terceiros	32.659	28.685
Partes relacionadas	9.128	9.796
	41.787	38.481

O prazo médio de vencimento do saldo de contas a receber é de 45 dias para terceiros e 15 dias para os contratos com partes relacionadas. A Companhia entende que não há a necessidade de constituição de provisão para devedores duvidosos sobre o saldo das contas a receber, considerando que o risco de perda não é relevante com esses clientes. Em 31 de dezembro de 2018, não havia saldo relevante vencido, compondo a carteira de contas a receber.

6. DESPESAS PAGAS ANTECIPAMENTE: Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possui registrado no ativo, despesas pagas antecipadamente a título de prêmio de risco hidrológico no montante de R$11.854 (R$19.756 em 31 de dezembro de 2017), sendo R$7.903 no ativo circulante e R$3.951 no ativo não circulante (respectivamente R$7.903 e R$11.853 em 31 de dezembro de 2017). Estas despesas pagas antecipadamente estão sendo apropriadas linearmente durante o período compreendido entre 1º de janeiro de 2016 a 30 de junho de 2020. Em 18 de janeiro de 2016, a SEFAC formalizou junto à ANEEL o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico - ACR e demais documentos requeridos na Resolução Normativa nº 684, como condição de eficácia da repactuação prevista na Lei nº 13.203/2015. Após o prazo de postergação do pagamento do prêmio, que aconteceu a partir de 1º de janeiro de 2016, a repactuação dos contratos regulados, terá como contrapartida o pagamento mensal, a partir de 1º de julho de 2020, à Conta Centralizadora de Recursos de Bandeira Tarifária ("CCRBT"), sendo o referido pagamento composto pela multiplicação de 121MW médios pelo prêmio de risco unitário (R$9,50/MWh)

DIARIO OFICIAL DO ESTADO DE GOIAS
Assinado digitalmente pela ABC - AGENCIA BRASIL CENTRAL
CODIGO DE AUTENTICACAO: 6daa2397

SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A. CNPJ Nº 07.727.966/0001-74

do produto escolhido (SP-100), conforme apresentado no anexo I da resolução supracitada. O valor do prêmio de risco unitário será reajustado em janeiro de cada ano, a partir da variação do IPCA.

7. IMPOSTOS DIFERIDOS

	31/12/2018		31/12/2017	
	Base de cálculo	Impostos diferidos	Base de cálculo	Impostos diferidos
Prejuízos fiscais e base negativa	365.335	124.214	317.724	108.026
Diferenças temporárias	6.902	2.346	11.075	3.766
Total		126.560		111.792

Os efeitos financeiros desses tributos e contribuições ocorrerão no momento da realização. O imposto de renda é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a contribuição social constituída à alíquota de 9%. Com base nas projeções de resultados tributáveis futuros, a Administração entende que o saldo de impostos diferidos será realizado antes do final do período de concessão da Companhia, previsto para novembro de 2036. Abaixo, demonstramos a expectativa de realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos registrados:

2020	1.433
2021	3.450
2022	5.027
2023	7.913
2024	10.980
2025	13.614
2026	16.412
2027	19.387
2028	22.853
2029	25.491
Total	126.560

8. IMOBILIZADO

	31/12/2018				31/12/2017
	Taxas médias anuais de depreciação	Custo	Depreciação acumulada	Saldo residual	Saldo residual
Imobilizado em serviço administração:					
Edificações, obras e benfeitorias	3,33%	618	(113)	505	531
Móveis e utensílios	10%	311	(142)	169	187
Máquinas e equipamentos	20%	275	(257)	18	35
Veículos	20%	-	-	-	16
		1.204	(512)	692	769
Imobilizado em serviço:					
Reservatórios, barragens, adutoras, edificações e depósitos judiciais	3,33%	692.602	(169.191)	523.411	551.061
Máquinas e equipamentos	5%	375.543	(105.492)	270.051	284.548
Veículos	20%	724	(216)	508	425
Móveis e utensílios	10%	202	(113)	89	110
		1.069.071	(275.012)	794.059	836.144
		1.070.275	(275.524)	794.751	836.913

Apresentamos a seguir, a movimentação do imobilizado:

	31/12/2018	31/12/2017
Saldo inicial	836.913	877.448
Adições	1.879	3.661
Baixas	(16)	(139)
Depreciação	(44.025)	(44.057)
Saldo final	794.751	836.913

9. INTANGÍVEL

	31/12/2018				31/12/2017
Uso do Bem	Taxas médias anuais de amortização	Custo	Amortização acumulada	Saldo residual	Saldo residual
Público	4,6%	1.436.554	(262.183)	1.174.371	1.239.916
Licença de operação (*)	17%	22.644	(8.234)	14.410	22.645
Intangível transmissão	2%	1.234	(283)	951	1.008
Software	20%	464	(462)	2	6
Total		1.460.896	(271.162)	1.189.734	1.263.575

(*) Detalhes descritos nas notas explicativas nº 3.e) e nº 13.d). Apresentamos a seguir, a movimentação do intangível:

	31/12/2018	31/12/2017
Saldo inicial	1.263.575	1.337.440
Amortização do UBP	(65.546)	(65.546)
Amortização outros	(61)	(85)
Compensação da licença de operação (*)	(8.234)	(8.234)
Saldo final	1.189.734	1.263.575

(*) Refere-se à compensação linear da licença de operação em contrapartida da provisão para gastos com licença de operação descrita na nota explicativa 13.d).

10. USO DO BEM PÚBLICO

	31/12/2018	31/12/2017
Saldo inicial	1.591.047	1.611.455
Pagamentos	(137.115)	(132.864)
Atualização monetária	169.395	112.456
Saldo final	1.623.327	1.591.047
Circulante	141.200	134.198
Não circulante	1.482.127	1.456.849

Conforme determinado no Contrato de Concessão nº 129/2001 e seus aditivos, o encargo do UBP, no valor total atualizado, em 31 de dezembro de 2018, de R$2.579.037 (R$1.623.327 descontado a valor presente, na data do balanço, pela taxa real de 5,74% (taxa interna de retorno definida no início da concessão) e considerando a parcela atualizada pela inflação, em 31 de dezembro de 2018), é recolhido à União enquanto da exploração do aproveitamento hidroelétrico, em parcelas mensais proporcionais ao valor anual reajustado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA") referente a parcela de energia elétrica comercializada pela UHE Serra do Facão no ACR, equivalente a 66,34% e pelo Índice Geral de Preços do Mercado ("IGP-M"), sobre a parcela de energia elétrica comercializada no Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), equivalente a 33,66%, conforme último termo aditivo assinado em 23 de maio de 2011. O índice de variação de 12 meses do IPCA acumulado até dezembro de 2018 foi de 3,75% (2,95% em 31 de dezembro de 2017) e o índice do IGP-M foi de 7,54% (-0,52% em 31 de dezembro de 2017).

11. FINANCIAMENTOS: A Companhia celebrou contrato de financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, em 15 de abril de 2009, no montante de R$520.000, com uma taxa de juros de 2,28% ao ano + TJLP, destinado à implantação da UHE Serra do Facão. O montante total liberado foi de R$520.189. O referido financiamento possui prazo de carência de 26 meses e está sendo amortizado em 192 parcelas mensais e sucessivas, contemplando principal e juros em cada parcela, sendo que o início do pagamento ocorreu em 15 de julho de 2011. A seguir, a movimentação do financiamento com o BNDES:

	31/12/2018	31/12/2017
Saldo inicial	374.639	409.678
Pagamento - principal	(38.203)	(38.203)
Pagamento - juros	(30.248)	(32.707)
Juros provisionados	31.203	35.871
Saldo final	337.391	374.639
Circulante	50.865	49.909
Não circulante	286.526	324.730

Os montantes para pagamento do principal em longo prazo dos financiamentos têm a seguinte composição, por ano de vencimento:

2019	38.203
2020	38.203
2021	38.203
2022	38.203
2023	38.203
2024 a junho de 2027	95.511
Total	286.526

O financiamento do BNDES é garantido por: a) Cessão fiduciária de direitos emergentes do Contrato de Concessão nº 129/2001. b) Penhor de ações da Companhia, fornecida pelos acionistas Alcoa Alumínio S.A., Furnas Centrais Elétricas S.A., DME Energética S.A. e Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A. Adicionalmente, de acordo com as cláusulas contratuais, a Companhia deve atender durante o período de amortização do contrato, que se iniciou em julho de 2011, o seguinte índice financeiro: • Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) - Fluxo de caixa disponível para pagamento da dívida no período dividido pelo montante de juros a pagar adicionado do montante amortizado do principal superior ou igual a 1,3 vezes. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia está alcançando o respectivo índice. Conforme mencionado na nota explicativa nº 4, durante todo o prazo do contrato com o BNDES, a Companhia deve manter em favor deste, uma conta reserva com recursos vinculados no valor correspondente ao serviço da dívida de três meses, sendo que a movimentação dessa conta somente pode ser realizada com autorização formal do BNDES. Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia está atendendo este requisito. Todas as obrigações contratuais junto ao contrato do BNDES estão sendo cumpridas.

12. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS: Em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017, os saldos das transações com partes relacionadas são compostos como segue:

	31/12/2018		31/12/2017	
	Ativos	Passivos	Ativos	Passivos
Alcoa Alumínio S.A. (a)	9.128	-	9.796	-
Furnas Centrais Elétricas S.A. (c)	-	-	-	101
Total	9.128	-	9.796	101

Receita operacional bruta	31/12/2018	31/12/2017
Alcoa Alumínio S.A. (a)	125.787	122.186
Total	125.787	122.186
Custos – compra de energia elétrica		
Alcoa Alumínio S.A. (b)	4.019	-
Furnas Centrais Elétricas S.A. (c)	-	2.901
Custos – serviços de terceiros		
Furnas Centrais Elétricas S.A. (d)	175	190
Total	4.194	3.091

(a) O prazo médio de vencimento do saldo de contas a receber de contratos com partes relacionadas relativos à venda de energia é de 15 dias. A Companhia entende que não há a necessidade de constituição de provisão para devedores duvidosos sobre o saldo das contas a receber, considerando que o risco de perda não é relevante com seu acionista. (b) Compra de energia elétrica no curto prazo, para o período de fornecimento de outubro de 2018, com Alcoa, no volume de 15.522 MWh, valor total de R$4.019, com vencimento no 6º dia útil após o mês de fornecimento. (c) Contrato de compra de energia elétrica no curto prazo, para o período de fornecimento de junho de 2017, celebrado com Furnas, no volume de 25.200 MWh, valor total de R$2.901 com vencimento no 6º dia útil após o mês de fornecimento. (d) Contrato com Furnas referente a Análise de dados das leituras de Auscultação das Estruturas Civis e suas Fundações para a UHE Serra do Facão, contrato SEFAC-CA-029/2014 e aditivo 01 com o prazo de 4 anos, de 2 de abril de 2014 até 2 de abril de 2019 e o valor total de R$665, base setembro/2013, atualizado anualmente pelo IPCA. O pessoal-chave da Administração inclui os conselheiros e diretores. A remuneração paga aos administradores, nos exercícios findo em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017, estão demonstrados a seguir:

	31/12/2018	31/12/2017
Honorários - Administradores	1.287	1.461
Honorários - Conselheiros	44	27
Encargos sociais	225	224
Total	1.556	1.712

13. PROVISÕES

	31/12/2018	31/12/2017
IBAMA – Compensação ambiental (a)	16.437	16.437
IBAMA – Estratificação do reservatório (b)	4.463	6.272
IBAMA – Qualidade da água (c)	1.079	2.713
Provisão para gastos com licença de operação (d)	14.410	22.644
Riscos trabalhistas	-	730
Riscos fundiários	1.360	1.360
Total	37.749	50.156
Circulante	8.234	8.234
Não circulante	29.515	41.922

A seguir, a movimentação das provisões:	31/12/2018	31/12/2017
Saldo inicial	50.156	64.953
Constituições (reversões)	(3.716)	369
Compensação licença de operação	(8.234)	(8.234)
Pagamentos	(457)	(6.932)
Saldo final	37.749	50.156

a) Montante referente a uma discussão administrativa com o IBAMA para a redução do percentual de aplicação da compensação ambiental de 2% para até 0,5% do valor do investimento, com base no Decreto nº 6.848/09, bem como a modificação do índice de atualização da SELIC para IGPM. Até a manifestação do IBAMA a Companhia mantém provisionado o valor estimado pela Administração

DIARIO OFICIAL DO ESTADO DE GOIAS
Assinado digitalmente pela ABC - AGENCIA BRASIL CENTRAL
CODIGO DE AUTENTICACAO: 6daa2397

SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A. CNPJ Nº 07.727.966/0001-74

e seus assessores legais referente a discussão sobre o percentual de aplicação da compensação ambiental e o índice de atualização no montante de R$16.437. b) Refere-se a dois autos de infração emitidos pelo IBAMA, em junho de 2010, e estão relacionados à mortandade de peixes. O valor estimado de futuro desembolso provável para a liquidação dos autos pelos assessores legais da Companhia é de R$4.463 em 31 de dezembro de 2018 (R$6.272 em 31 de dezembro de 2017). c) Qualidade da água - Refere-se ao Auto de Infração nº 699658 recebido do IBAMA em 2013 que alega que a Companhia deixou de atender às condicionantes 2.6 e 2.7 estabelecidas na Licença Ambiental LO nº 895/2009, conforme descrito no Parecer nº 005172/2013. A Companhia apresentou defesa administrativa requerendo a improcedência do Auto de Infração nº 699658, tendo em vista: a comprovação do atendimento das condicionantes 2.6 e 2.7 da Licença de Operação nº 895/2009, uma vez que o relatório nelas especificado foi entregue dentro do prazo previsto e eventual inconsistência de dados pode ser suprida mediante simples complementação do documento, como prevê a Resolução CONAMA nº 237/1997. Com base na opinião de seus assessores legais a Companhia mantém provisão de R$1.079 em 31 de dezembro de 2018 (R$2.713 em 31 de dezembro de 2017). d) Refere-se a provisão dos gastos estimados para atendimento das condicionantes socioambientais vinculadas à renovação da LO junto ao IBAMA. Passivos contingentes: No decorrer do ano de 2012, a SEFAC apresentou defesa em uma Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público Estadual de Goiás na Justiça Estadual de Goiás, no fórum de Catalão, com o valor da causa atualizado em R$42.688 sobre os mesmos fatos relativos à mortandade de peixes no reservatório da UHE Serra do Facão. O risco dessa ação foi determinado como possível pelos assessores legais da Companhia, devido a alegação de ilegitimidade passiva do Ministério Público Estadual para ajuizar ação de competência da Justiça Federal, diante da responsabilidade objetiva em matéria ambiental e, portanto, não foi constituída a provisão para tal ação. A ação judicial, devido à defesa apresentada, teve o foro deslocado para a Justiça Federal de Brasília. No momento o processo encontra-se em fase pericial e está aguardando apresentação do laudo pericial pelo perito judicial. Os assessores legais da Companhia estimam o risco como possível e atribuem o valor R$1.500. A Companhia tem outras ações de natureza cível, trabalhista e administrativa envolvendo riscos de perda classificados pela administração como possíveis, com base na avaliação dos advogados da Companhia e de seus assessores legais externos, para as quais não há provisão constituída, sendo os valores atualizados em 31 de dezembro de 2018 no montante de R$158, R$0 e R$88 (R$163, R$1.203 e R$208 em 31 de dezembro de 2017), respectivamente.

14. PATRIMÔNIO LÍQUIDO: a) Capital social: Em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017, o capital social no valor de R$522.368, é representado por 522.368.000 ações, sendo 421.633.827 ordinárias e 100.734.173 preferenciais, nominativas, sem valor nominal. Cada ação ordinária dá direito a um voto nas Assembleias Gerais. A totalidade das ações preferenciais são detidas pela acionista Furnas Centrais Elétricas S.A. As ações preferenciais não têm direito a voto, porém, têm prioridade no reembolso de capital em caso de liquidação da Companhia. O capital social da Companhia, em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017, é assim composto:

	Quantidade de ações					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Alcoa Alumínio S.A.	182.691.417	43,3294	-	-	182.691.417	34,9737
DME Energética S.A.	52.694.927	12,4978	-	-	52.694.927	10,0877
Camargo Corrêa Investimentos em Infra Estrutura S.A.	28.546.844	6,7705	-	-	28.546.844	5,4649
Furnas Centrais Elétricas S.A.	157.700.639	37,4023	100.734.173	100,00	258.434.812	49,4737
Total	421.633.827	100,0000	100.734.173	100,00	522.368.000	100,0000

b) Dividendos: Aos acionistas é garantido estatutariamente um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido após a destinação da reserva legal. Dividendos adicionais, após a aprovação dos acionistas, só podem ser pagos após a anuência e aprovação do BNDES conforme previsto no contrato de financiamento. c) Resultado por ação: O resultado básico por ação é calculado por meio da divisão do resultado do exercício, atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada das ações ordinárias durante o exercício. A Companhia não possui ações potenciais classificadas como diluidoras.

	31/12/2018	31/12/2017
Prejuízo atribuível aos acionistas da Companhia	(28.852)	(7.208)
Quantidade média ponderada de ações ordinárias (milhares)	421.634	421.634
Prejuízo básico por ação	(0,07)	(0,02)

15. RECEITAS: A seguir, a conciliação da receita operacional bruta para a receita líquida no exercício:

	31/12/2018	31/12/2017
Suprimento/Fornecimento de energia	380.202	367.955
Receita bruta operacional	380.202	367.955
Programa de Integração Social - PIS	(6.318)	(6.104)
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(29.170)	(28.167)
Encargos setoriais	(6.682)	(4.973)
Total	338.032	328.711

16. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL: A despesa de imposto de renda e contribuição social do exercício pode ser conciliada com o resultado contábil como segue:

	31/12/2018	31/12/2017
Prejuízo antes dos impostos	(43.621)	(10.297)
Imposto de renda e contribuição social calculados à alíquota de 34%	14.831	3.501
Outras diferenças	(62)	(412)
Imposto de renda e contribuição social reconhecidos no resultado	14.769	3.089
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14.769	3.089

17. INSTRUMENTOS FINANCEIROS: a) Categorias dos principais instrumentos financeiros

Ativos financeiros	31/12/2018	31/12/2017
Valor justo por meio do resultado:		
Títulos e valores mobiliários	125.880	70.281
Custo amortizado:		
Contas a receber	41.787	38.481
Total	167.667	108.762

Passivos financeiros		
Custo amortizado:		
Fornecedores	1.893	5.927
Financiamentos	337.391	374.639
UBP a pagar	1.623.327	1.591.047
Total	1.962.611	1.971.613

b) Risco de mercado: É o risco de que alterações nos preços de mercado, tais como as taxas de juros e inflação, tenham impacto nos ganhos da Companhia ou no valor de suas participações em instrumentos financeiros. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer “hedge” contra esses riscos, porém, estes são monitorados pela Administração, que, periodicamente, avalia a exposição da Companhia e propõe estratégia, sistema de controle, limite de posição e limites de créditos com os demais parceiros do mercado. A Companhia também não pratica aplicações de caráter especulativo ou quaisquer outros ativos de risco. Os principais riscos de mercado os quais a Companhia está exposta são os seguintes: b.1. Risco de taxa de juros e índices flutuantes.: A principal fonte de receita da Companhia é vinculada à correção anual do IPCA. Nos financiamentos da Companhia, o principal fator de risco de longo prazo é a possibilidade de ocorrerem perdas por conta do aumento nas taxas de juros (TJLP). A Companhia não adota o procedimento de contratar instrumentos financeiros de proteção contra o risco de taxa de juros. Adicionalmente, a Companhia possui um compromisso de pagar o UBP, cuja indexação está atrelada à variação do IPCA e IGP-M. b.2. Análise de sensibilidade da taxa de juros: A Companhia preparou uma análise de sensibilidade demonstrando os eventuais impactos no seu resultado de curto prazo. Se as taxas de juros de longo prazo (TJPL) fossem 25% mais altas e todas as outras variáveis se mantivessem constantes, o prejuízo do exercício findo em 31 de dezembro de 2018 aumentaria em R$7.562. c) Riscos operacionais e regulatórios: De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”), a maior parte do suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) é gerado por Usinas Hidrelétricas (“UHE”). Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada UHE, incluindo a UHE da Companhia, está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na região geográfica em que opera, como em outras regiões do País. Na eventualidade da ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis no SIN, em conjunto com a obrigação de entrega da energia assegurada, a Companhia está exposta ao mercado de energia de curto prazo. Todavia, conforme mencionado na nota explicativa nº 1, com a repactuação do risco hidrológico, a SEFAC assumiu um prêmio de risco para os contratos regulados para limitar a sua exposição ao mercado de energia de curto prazo e ao GSF. d) Risco de crédito: Refere-se ao risco de uma contraparte não cumprir suas obrigações contratuais, levando a Companhia a incorrer em perdas financeiras. Os valores registrados nas contas a receber têm prazo médio de vencimento de 45 dias. A Companhia entende que não há a necessidade de constituição de provisão para devedores duvidosos sobre o saldo das contas a receber, considerando a experiência real de perda de crédito nos últimos anos e que não houve mudança no risco de crédito de seus clientes seguindo avaliações internas. Com relação aos riscos de créditos atrelados às instituições financeiras, a Administração procura manter suas operações em instituições financeiras com boas classificações de risco crédito (“Ratings”). e) Valor justo dos instrumentos financeiros: Os valores registrados nas contas a receber têm prazo médio de vencimento de 45 dias. A Companhia entende que não há a necessidade de constituição de provisão para devedores duvidosos sobre o saldo das contas a receber, considerando que o risco de perda esperado não é relevante com esses clientes. Os valores registrados nas contas a pagar a fornecedores têm vencimento, em sua maioria, em prazos inferiores a três meses. Considerando o prazo e as características desses instrumentos, que são sistematicamente renegociados, os valores contábeis se aproximam dos valores justos. Os valores dos títulos e valores mobiliários registrados pela Companhia aproximam-se dos valores de realização em virtude das operações serem efetuadas a juros pós- -fixados. O valor contábil do financiamento em reais com o BNDES e o UBP a pagar refletem as condições de mercado para este tipo de financiamento/obrigação, cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos. Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017, a Companhia não operou com instrumentos financeiros derivativos.

18. SEGUROS: A Companhia possui cobertura de seguro para: riscos operacionais, responsabilidade civil, incluindo empregador e danos morais, multirriscos escritório RJ e GO, garantia e riscos diversos. A cobertura de seguros da Companhia está demonstrada conforme quadro a seguir:

Ativo	Tipo de cobertura	Vigência	Limite máximo de indenização
UHE Serra do Facão	Responsabilidade Civil	08/06/2018 a 08/06/2019	R$25.000
UHE Serra do Facão	Responsabilidade Civil	14/07/2018 a 10/01/2020	R$20.000
UHE Serra do Facão	Risco Operacional	09/07/2018 a 09/01/2020	R$687.142
UHE Serra do Facão	Multirriscos - Empresarial Escritório RJ	16/11/2018 a 16/11/2019	R$454
UHE Serra do Facão	Multirriscos - Empresarial Escritório GO	16/11/2018 a 16/11/2019	R$591

A adequação dos limites de cobertura dos seguros contratados não foi auditada pelos auditores independentes.

19. COMPROMISSOS: O valor gasto em Projetos Ambientais, incluindo os gastos com pessoal alocados nos projetos, no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 foi de R$9.366 (R$9.796 em 31 de dezembro de 2017). Em 9 de setembro de 2014, o IBAMA emitiu a 1ª Renovação da Licença de Operação nº 895/2009, com validade até 8 de setembro de 2020. Em 11 de março de 2015, a SEFAC recebeu a 1ª retificação da 1ª Renovação da Licença de Operação nº 895/2009 do IBAMA, com validade até 10 de março de 2021. Em cumprimento à legislação, a SEFAC publicou em 2 de abril de 2015 no Diário Oficial da União, a informação sobre a 1ª Retificação da 1ª Renovação da Licença de Operação nº 895/2009. Em 10 de outubro de 2017 a Companhia recebeu ofício do IBAMA nº 283/2017/DILIC-IBAMA com a 2ª Retificação da 1ª Renovação da Licença de Operação 895/2009 devido a inclusão na licença dos itens 2.24 e 2.25 das condicionantes específicas referente a aprovação do Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório Artificial (PACUERA). A inclusão das duas condicionantes na Licença de Operação é consequência da aprovação final do PACUERA obtida pela SEFAC, conforme Ofício nº 60/2017/NLS-MG/DITEC-MG/SUPES-MG-IBAMA, em 14 de setembro de 2017. Todos os programas estão sendo executados conforme previsto nas 1ª e 2ª Retificações da 1ª Renovação da Licença de Operação nº 895/2009 e em harmonia com os entendimentos mantidos entre a SEFAC e o IBAMA. Ao todo são três Macroatividades Socioambientais (Programas Físicos (“F”), Programas Bióticos (“B”) e Programas Socioeconômicos (“S”)), que englobam Atividades Socioambientais, cujos resultados devem ser apresentados anualmente ao IBAMA por meio de relatórios consolidados, conforme quadro a seguir:

DIARIO OFICIAL DO ESTADO DE GOIAS
Assinado digitalmente pela ABC - AGENCIA BRASIL CENTRAL
CODIGO DE AUTENTICACAO: 6daa2397

SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A. CNPJ Nº 07.727.966/0001-74

Macroatividades socioambientais	Atividades Socioambientais
F	Programa de Monitoramento Climatológico
F	Programa de Monitoramento Limnológico e de Qualidade de Água
F	Programa de Monitoramento Hidrossedimentológico
F	Programa de Monitoramento Sismológico
F	Programa de Monitoramento e Controle das Condições de Erosão
F	Programa de Monitoramento do Lençol Freático
F	Programa de Acompanhamento dos Direitos Minerários
B	Programa de Limpeza Seletiva da Bacia de Acumulação
B	Subprograma de Conservação da Fauna
	Projeto de Monitoramento da Fauna
	Projeto de Monitoramento da Fauna e Flora em Área de Deposição de Galhadas
B	Subprograma de Conservação da Flora
	Projeto de Marcação de Matrizes Arbóreas e Coleta de Sementes Florestais
B	Programa de Conservação da Ictiofauna
	Monitoramento da Ictiofauna
	Monitoramento da Eficiência do STP
	Monitoramento e Resgate da Ictiofauna nas Paradas das UGS
	Prevenção, Monitoramento e Controle de Espécies Exóticas Invasoras
	Mitigação dos Impactos e Conservação da Ictiofauna Nativa Afetada
S	Programa de Gestão Patrimonial
B	Programa de Recomposição Vegetal da APP
	Subprograma de Conectividade de Fragmentos Vegetais
B	Programa de Recuperação de Áreas Degradadas (PRAD)
S	Programa de Compensação Ambiental
S	Programa de Comunicação Social
S	Programa de Educação Ambiental
S	Programa de Indenização e Remanejamento da População
	Subprograma de Assistência Técnica e Social
	Subprograma de Monitoramento da Qualidade de Vida das Famílias
S	Programa de Reorganização da Infraestrutura e Apoio aos Serviços Municipais
S	Programa de Saúde e Controle de Vetores

20. APROVAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS: As demonstrações financeiras foram aprovadas e autorizadas para emissão pela Administração da Companhia em 11 de fevereiro de 2019.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO: MEMBROS TITULARES: Almir Galvani Coutinho; Luiz Laércio Simões Machado Junior; Rogerio Gonçalves Pizeta; Fillipe Henrique Neves Soares; Miguel Gustavo Junqueira Franco; Fernando Luiz Aguiar Filho; MEMBROS SUPLENTES: Cláudia Campos Leite; Leonardo Faria Landim; Jorge Eduardo Mattos de Carvalho; Mateus Tiraboschi; Marcelo Dias Loichate; Leonardo de Almeida Massa. CONSELHO FISCAL: MEMBROS TITULARES: Fernando Barreto Rezende de Oliveira; Reginaldo Correa; Sandra Cristina Rodrigues Bertozzi. MEMBROS SUPLENTES: Rodrigo Fiqueiredo Soria; Filipe Tadeu Pimenta; Adalgiso Fragoso de Faria. DIRETORIA EXECUTIVA: Luiz Antonio Gouvêa de Albuquerque - Diretor Presidente; Odair Batista Carvalho - Diretor Administrativo Financeiro. Contadora: Patrícia Nogueira de Souza Polate - CRC RJ-095769/0-O GO.

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS: Aos Acionistas e Administradores da Serra do Facão Energia S.A. **Opinião com ressalva:** Examinamos as demonstrações financeiras da Serra do Facão Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis. Em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito na seção a seguir intitulada "Base para opinião com ressalva", as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Serra do Facão Energia S.A. em 31 de dezembro de 2018, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. **Base para opinião com ressalva:** *Direito de outorga ou direito de concessão - Uso do Bem Público:* Conforme mencionado na nota explicativa nº 3.d) às demonstrações financeiras, a Companhia registrou o valor da obrigação a pagar do direito de exploração (concessão onerosa), denominado Uso do Bem Público ("UBP"), de forma prospectiva a partir de 1º de janeiro de 2015. O registro contábil descrito estava sendo feito, até 31 de dezembro de 2014, pelo regime de caixa quando do pagamento das parcelas mensais, iniciadas em julho de 2010. De acordo com a orientação técnica OCPC 05 - Contratos de Concessão e considerando as características do contrato de concessão da Companhia, entendemos tratar-se de um contrato não executório, que requereria o registro da obrigação do UBP em contrapartida ao ativo intangível (direito de concessão) na data da assinatura do contrato de concessão (ocorrido em 2001). Consequentemente, em 31 de dezembro de 2018, o saldo do ativo intangível (direito de concessão) está a maior em R$370.972 mil (R$391.677 mil em 31 de dezembro de 2017), os impostos diferidos ativos estão a menor em R$126.130 mil (R$133.170 mil em 31 de dezembro de 2017), o patrimônio líquido está a maior em R$244.842 mil (R$258.507 mil em 31 de dezembro de 2017) e o prejuízo do exercício está a maior em R$13.665 mil (R$13.665 mil para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017), líquido dos efeitos tributários. Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva. **Responsabilidades da Administração pelas demonstrações financeiras:** A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro. Na elaboração das demonstrações financeiras, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando e divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e com o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações. **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras:** Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras. Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso: • Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais. • Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia. • Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração. • Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional. • Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada. Comunicamo-nos com a Administração a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos. Rio de Janeiro, 11 de fevereiro de 2019

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes - CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" RJ
Jônatas José Medeiros de Barcelos - Contador - CRC nº 1 RJ 093376/O-3

Protocolo 125653

DIARIO OFICIAL DO ESTADO DE GOIAS
Assinado digitalmente pela ABC - AGENCIA BRASIL CENTRAL
CODIGO DE AUTENTICACAO: 6daa2397