

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	4
5.3 - Descrição - Controles Internos	7
5.4 - Alterações significativas	9
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	11

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	12
10.2 - Resultado operacional e financeiro	41
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	47
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	52
10.5 - Políticas contábeis críticas	55
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	59
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	61
10.8 - Plano de Negócios	62
10.9 - Outros fatores com influência relevante	64

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

5.1. Em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar:

a) Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política

A Companhia adota Norma de Gestão de Riscos desde 2006, sendo a mesma aprovada formalmente em Reunião do Conselho da Administração da Companhia realizada em 27 de julho de 2011. Dadas as melhores práticas de mercado, (tais como COSO ERM – *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* e ISO 31.000), mantém-se esta política atualizada (pelo menos com frequência anual desde 2011). A gestão integrada de riscos atua como facilitadora no processo de gestão integrada de riscos, auxiliando na identificação, classificação, avaliação e gerenciamento dos riscos e tem como objetivo assegurar que os diversos riscos inerentes a cada uma das áreas da empresa sejam geridos por seus responsáveis e reportados periodicamente à Diretoria da empresa, que toma as providências que julga cabível.

Deve prover, de forma integrada, o monitoramento da gestão de riscos desenvolvida nas áreas corporativas e unidades de negócio, garantindo aderência dos processos e controles internos às normas nacionais e internacionais, e agregando valor aos negócios por meio da consolidação de políticas e estratégias alinhadas com o planejamento de nossos negócios.

b) Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:

(i) os riscos para os quais se busca proteção

Gerenciamento de riscos do setor elétrico

Energético: O cenário de oferta e demanda de energia nas diferentes regiões do País é avaliado pelas nossas Diretorias de Planejamento Energético e Gestão do Risco Energético, que consideram um horizonte de cinco anos, além de analisar as variáveis macro e microeconômicas e as especificidades de cada mercado de atuação. Quando os riscos ultrapassam os limites definidos pela nossa política, preparamos um relatório de impactos e ações mitigadoras para avaliação da diretoria. Esse processo é realizado com o apoio de *softwares* e modelos estatísticos desenvolvidos internamente. O modelo inclui a identificação, parametrização, avaliação e controle do risco, com o objetivo de antecipar potenciais impactos sobre as áreas de distribuição, geração e comercialização, de forma a prepará-las para assegurar o fornecimento de energia, ampliar a receita e minimizar eventuais prejuízos.

Regulatório: Com as atividades de distribuição, transmissão e geração reguladas e fiscalizadas pela ANEEL, os principais riscos regulatórios são: (i) decorrentes de alterações no arcabouço legal e regulatório; e (ii) os relacionados à conformidade regulatória de seus processos operacionais. Mantemos uma Diretoria de Regulação que é responsável por realizar o monitoramento do cenário que envolve as partes interessadas nos negócios do setor elétrico brasileiro e elaborar estudos e propostas que possibilitem uma atuação proativa junto aos formadores de opinião e entidades representativas da indústria, com vista a mitigar os potenciais riscos mapeados.

Com um programa de trabalho regular, realiza simulação de fiscalizações como as conduzidas pela ANEEL, avaliando a conformidade dos processos operacionais como forma de acompanhar o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão e regulamentos da ANEEL.

A Diretoria de Regulação, com base nestes processos estruturados, centraliza o relacionamento com a ANEEL e informa mensalmente nas Reuniões de Diretoria das empresas do Grupo EDP no Brasil, o Relatório de Acompanhamento de Riscos Regulatórios.

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

Hidrológicos: Formados, em sua maioria, por hidrelétricas, os ativos de geração tem sua operação influenciada por condições de clima e regime de chuvas. Além disso, a receita da venda é vinculada à garantia física, cujo volume, é determinado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A mitigação desse risco se dá pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que minimiza e compartilha entre os geradores participantes o risco da venda de energia a longo prazo, associado à otimização eletro-energética do Sistema Interligado Nacional – SIN, no que concerne ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica.

Gerenciamento de riscos da Companhia

Operacionais: Implementamos grupo de segurança que reúne-se periodicamente e tem o objetivo de gerir de forma integrada os assuntos relacionados à nossa segurança global. Deste Comitê participam diversas áreas da organização como Tecnologia da Informação, Infraestrutura, Jurídico, Gestão de Capital Humano, Auditoria Interna e Comunicação, além das áreas de negócio Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de Energia. Suas responsabilidades incluem, dentre outras: (i) transmitir a visão estratégica de segurança; (ii) avaliar a abrangência dos requisitos de segurança; (iii) garantir a conscientização das pessoas; e (iv) analisar incidentes. Nas distribuidoras, os Centros de Operação de Sistema (COS) podem ser operados remotamente a partir de qualquer unidade, de forma a minimizar riscos operacionais. Tanto a EDP São Paulo, quanto a EDP Espírito Santo têm implementado um Plano de Atendimento às Emergências (PAE) com medidas de prevenção e combate a incêndio, mitigação de impactos à segurança de pessoas e à integridade de máquinas e equipamentos, assim como prevenção ambiental.

No âmbito de Segurança de Barragens, no qual está inserido o PAE, as empresas Energest, Pantanal, Costa Rica, Santa Fé, Enerpeixe, bem como a Investco, encontram-se atendidas. Em relação ao PSB - Plano de Segurança de Barragens, desde 2014 está em andamento um projeto de P&D - Pesquisa e Desenvolvimento que contempla a realização do escopo Lei nº 12.334/2010, que estabelece a Política Nacional de Segurança de Barragens, com cronograma de finalização do projeto até 2017.

Ambientais: Abrangem o risco de não cumprimento das condicionantes do licenciamento ambiental e de exposição a desastres naturais. Todos os empreendimentos e atividades de geração, transmissão e distribuição são executados de acordo com a Política de Sustentabilidade do conglomerado EDP e a Política Integrada de Meio Ambiente, Saúde e Segurança, que dispõem sobre o compromisso de preservação do meio ambiente.

(ii) os instrumentos utilizados para proteção

Os principais riscos aos quais os nossos negócios e operações estão sujeitos são periodicamente mapeados, identificados e mensurados com o apoio de metodologias e ferramentas desenvolvidas para cada tipo de risco. A partir desse diagnóstico, implementamos ações específicas para a sua mitigação ou eliminação, via mecanismos de defesa ou planos de contingência.

Adotamos um modelo descentralizado de gestão, em que a prática de Gestão de Risco Corporativo faz a supervisão dos riscos corporativos, sendo que os riscos de negócio são monitorados pelos respectivos gestores.

A partir de 2010, quando todos os riscos corporativos foram revisitados e atualizados trazendo uma visão consolidada e comparativa de cada risco (mapa de risco), adotou-se a prática de anualmente realizar as análises/revisões nos riscos corporativos.

Em 2014, foi desenvolvida e aplicada uma nova metodologia de mensuração dos riscos denominada EBITDA em risco (na qual são simulados cenários de valores de EBITDA a partir da variação de fatores de risco inerentes ao Grupo EDP – Energias do Brasil e em seguida comparados ao valor esperado de EBITDA), de forma a manter o compromisso com a identificação e mitigação dos riscos inerentes ao negócio da EDP – Energias do Brasil.

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

(iii) a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A função de Gestão de Risco Corporativo, está vinculada a Diretoria de Auditoria Interna e Compliance desde o ano de 2015. Possui reporte hierárquico e funcional à Presidência do Grupo EDP – Energias do Brasil que também compõe a Diretoria da empresa.

c) A adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Nossos diretores acreditam que a estrutura operacional está adequadamente dimensionada e controles internos são efetivos para assegurar razoavelmente:

- a confiabilidade e a integridade da informação produzida, utilizada e divulgada;
- o cumprimento da legislação e normas legais aplicáveis;
- o cumprimento das políticas, normas e procedimentos internos; e
- a eficácia e a eficiência das operações.

Para a avaliação e melhoria da eficácia dos processos, a nossa área de Auditoria Interna utiliza uma abordagem sistemática e disciplinada, sempre orientada para os riscos relevantes e materiais. Portanto, esta área tem como um dos seus objetivos apoiar a implementação do sistema de controle interno sobre os processos empresariais, realizando trabalhos para:

- promover e monitorar a implementação e a manutenção do sistema de controle interno, supervisionando a sua consistência e coerência interna e as atividades de controle realizadas nos diferentes níveis de responsabilidade da organização;
- assessorar e apoiar os responsáveis do controle interno, nos diferentes níveis da organização, relativamente às metodologias utilizadas;
- coordenar a realização de testes que suportem a avaliação do sistema de controle interno;
- acompanhar a implementação de ações de melhoria; e
- reportar a situação do sistema de controle interno e o resultado dos testes efetuados ao desenho e à eficácia dos controles.

Nossa área de Auditoria Interna está subordinada à Diretoria de Auditoria Interna e Compliance que está subordinada hierarquicamente à Presidência do Grupo EDP – Energias do Brasil, e funcionalmente ao Comitê de Auditoria e ao Comitê de Governança Corporativo e de Partes Relacionadas do Grupo EDP – Energias do Brasil, ao qual comunica periodicamente o exercício de suas atividades de auditoria interna. Não tem qualquer vínculo hierárquico ou funcional com as unidades auditadas, mantendo, por isso, um relacionamento de total independência organizacional. A estrutura e dimensão da área são adequadas, para alcançar os objetivos propostos e o conhecimento técnico bem como o nível de experiência dos auditores internos é suficiente para o correto e apropriado desempenho das suas funções.

Portanto, por meio dos trabalhos da área de Auditoria Interna, nossa diretoria monitora e avalia a adequação das nossas operações com as políticas adotadas. Ressaltamos também que, além dos trabalhos de auditoria interna realizados para o ano de 2016, os serviços de auditoria prestados pelo auditor independente para nós contemplaram o trabalho de asseguarção razoável sobre a efetividade do Sistema de Controles Internos do Relato Financeiro Consolidado ("SCIRF"), na data-base de 31 de dezembro de 2016, que representa os controles internos relacionados às demonstrações financeiras da Companhia e suas controladas, que culminaram na emissão de opinião sem ressalvas quanto à efetividade dos nossos controles internos sobre as demonstrações financeiras.

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

5.2. Em relação aos riscos de mercado indicados no item 4.2

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

a) Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política

A Companhia possui e segue a Norma de Gestão de Riscos Financeiros, que orienta em relação às transações e requer a diversificação de transações e contrapartidas. Nos termos dessa norma, a natureza e a posição geral dos riscos financeiros é regularmente monitorada e gerenciada, a fim de avaliar os resultados e o impacto financeiro no fluxo de caixa. Também são revistos, periodicamente, os limites de crédito e a qualidade do *hedge* das contrapartes.

Esta norma foi aprovada pela Diretoria da Companhia e pelo Conselho de Administração em reunião realizada em 25 de julho de 2016.

b) Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado, quando houver, incluindo:

(i) os riscos de mercado para os quais se busca proteção

Gerenciamento de riscos da Companhia

Financeiros: As decisões sobre ativos e passivos financeiros são orientadas por uma Norma de Gestão de Riscos Financeiros, que estabelece condições e limites de exposição a riscos de mercado, liquidez e crédito. A norma determina níveis de concentração de aplicações em instituições financeiras de acordo com o *rating* e patrimônio do banco e o montante total das aplicações do Grupo EDP no Brasil, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas. Nossa política de gestão de riscos financeiros nos proíbe de negociar contratos de derivativos além de valores relacionados a proteção de dívida (*hedge*) em moeda estrangeira, para travar o risco de variações cambiais. Em 31 de dezembro de 2016, haviam compromissos em moeda estrangeira no montante de R\$228 milhões (4,1% da dívida). Essa política também prevê prazos para vencimento e liquidação de compromissos, evitando, assim, a concentração de compromissos em um mesmo período. Semanalmente, é apresentado à Diretoria um relatório sobre posição das dívidas, do caixa e das aplicações financeiras, discriminando as operações de acordo com a política de riscos e as contrapartes. No gerenciamento desses riscos, utilizamos ferramentas como o *Accenture Risk Control*, para cadastro e monitoramento de todas as posições, e *VaR (Value at Risk)* para quantificar a exposição ao risco.

Mercado: Esse risco engloba inadimplência dos clientes, Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), perdas não técnicas e variação nos preços de energia. Sua mitigação inclui ações de combate a perdas, regularização de ligações clandestinas e a atuação das distribuidoras em regiões com atividades econômicas e características próprias.

(ii) a estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

Uma vez identificados os riscos a serem mitigados, buscamos junto ao mercado o instrumento que melhor atenderá à demanda, e assim efetua-se a contratação do *hedge*.

Dado que nossas receitas são integralmente em reais, possuímos uma política de gestão de riscos financeiros para contratação de derivativos com propósito exclusivo de *hedge* para minimizar qualquer exposição à oscilação de taxa de câmbio. Em 31 de dezembro de 2016 a Companhia possuía exposição em moeda estrangeira no valor de R\$228 milhões, que está protegida por instrumentos derivativos, que mitigam o risco de variação cambial.

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

Quanto à decisão do instrumento, consideramos: (i) a nossa situação de liquidez; (ii) nossa condição de crédito junto ao mercado financeiro; e (iii) o cenário de mercado.

A cotação do *hedge*, independentemente do instrumento, ocorre levando-se sempre em conta os seguintes aspectos: (i) análise de crédito da contraparte; (ii) *covenants* existentes nos contratos financeiros celebrados por nós e por nossas controladas; e (iii) *spread* da instituição financeira.

Como a totalidade da dívida em moeda estrangeira estão protegidos por *hedge*, o impacto direto de oscilações da taxa de câmbio do Real com outras moedas é imaterial.

(iii) os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*)

Utilizamos os seguintes instrumentos: *Swaps*, Dólar Futuro, *NDFs (Non Deliverable Forwards)*, *Calls*, *Puts*, *Collars* e apólices de seguros.

As operações de *hedge* são desenvolvidas somente para reduzir riscos resultantes de descasamentos de moedas, juros ou de quaisquer outras fontes de exposição financeira. A estratégia de *hedge* da Companhia não tem caráter especulativo.

A estratégia de *hedge financeiro* e sua execução devem obedecer ao estrito objetivo de mitigar as exposições aos riscos identificados. Na hipótese dos eventos que nortearam a sua contratação deixarem de ser aplicáveis, esta deverá ser desfeita tempestivamente com as aprovações requeridas.

A Companhia opera instrumentos financeiros para proteção de sua dívida em moeda estrangeira junto ao Banco Citibank e ao Banco Caixa Geral de Depósitos. Junto aos mesmos bancos estão firmados contratos de *swap*.

(iv) os parâmetros utilizados para o gerenciamento destes riscos

- Estabelecimento da moeda funcional da Companhia (Real – BRL);
- Estabelecimento do horizonte de tempo a ser monitorado. Este é um ponto de extrema importância, pois há uma relação de risco *versus* disponibilidade de instrumentos de proteção. Caso haja dívidas de longo prazo (superior a dois anos) pode haver dificuldades na estruturação de operações de *hedge* com custos aceitáveis. Por outro lado, a limitação do prazo de avaliação pode representar a assunção de riscos significativos para os fluxos de caixa mais longos. Atualmente, nossas análises consideram o horizonte completo do endividamento;
- Estabelecimento de procedimentos para marcação a mercado;
- Estabelecimento de procedimentos e parâmetros para cálculo de risco (VaR, TH=10 dias úteis, IC=95%);
- Estabelecimento de limites de VaR. Atualmente, nossas análises consideram um limite máximo de 8,5%, com alerta em 5,0%;
- Estabelecimento de cenários de estresse;
- Estabelecimento da periodicidade de avaliação de risco (semanal); e
- Avaliação anual de ativos para cobertura de seguros.

(v) os instrumentos financeiros operados pela Companhia com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*) e quais são os objetivos

A Companhia não possui instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado***(vi) a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado***

Os riscos de mercado são gerenciados pela Diretoria Financeira, a qual monitora e controla e avalia os riscos de mercado.

Adicionalmente, a função de Gestão de Risco Corporativo, está vinculada a Diretoria de Auditoria Interna e *Compliance* desde o ano de 2015. Possui reporte hierárquico e funcional à Presidência do Grupo EDP – Energias do Brasil que também compõe a Diretoria da empresa.

c) A adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Vide informações no subitem 5.1 "c".

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

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

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

O Grupo EDP – Energias do Brasil possui uma Matriz de Controles Internos atrelados às Demonstrações Financeiras com cerca de 440 controles distribuídos nas diversas áreas de negócio e empresas do Grupo. Tratam-se de controles de governança corporativa, controle operacionais e controles de tecnologia de informação.

Anualmente, é efetuada a contratação de um auditor externo independente, para realizar os trabalhos de certificação do ambiente de controles interno. Nesse trabalho são efetuados testes de desenho e eficácia dos controles, e caso sejam detectadas não conformidades, as mesmas são retificadas ou programadas as implementações, sendo apresentadas à Diretoria e ao Comitê de Auditoria. As não conformidades programadas são acompanhadas trimestralmente pela Auditoria Interna e reportadas à Diretoria e ao Comitê de Auditoria.

Adicionalmente, durante os trabalhos de Auditoria Interna realizados, são testados os controles que forem pertinentes ao processo testado.

Anualmente é realizada uma Auto Certificação, onde todos os responsáveis pelo controle, de processo e de grupo, atestam terem conhecimento dos controles sob sua responsabilidade e ainda que os controles estão adequados e implementados.

Nossos Diretores acreditam na eficiência dos procedimentos e controles internos que adotamos para assegurar a qualidade, precisão e confiabilidade das demonstrações financeiras do Grupo EDP – Energias do Brasil. Por essa razão, na opinião dos nossos Diretores, as nossas demonstrações contábeis apresentam adequadamente o resultado das nossas operações e a nossa situação patrimonial e financeira nas respectivas datas.

b) As estruturas organizacionais envolvidas

Vide informações no subitem 5.1 "c".

c) Se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

Vide informações no subitem 5.1 "c".

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;

No contexto da auditoria das nossas demonstrações financeiras, nossos auditores independentes avaliam nosso sistema de controles internos, uma vez que está no escopo previsto nas normas de auditoria aplicáveis no Brasil, cujo objetivo está relacionado ao planejamento dos procedimentos de auditoria.

Nossos auditores independentes emitiram relatório obrigatório (Relatório de recomendações para o aprimoramento dos controles internos), no qual não foram reportadas deficiências significativas. Para as demais recomendações foram definidas ações específicas para seu tratamento.

Adicionalmente, para o ano de 2016, os serviços de auditoria prestados pelo auditor independente para o Grupo EDP – Energias do Brasil contemplaram o exame da estrutura e ambiente de controles internos (SCIRF), que culminaram na emissão de certificação com opinião favorável e sem reservas quanto à eficácia dos mesmos.

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

Temos por prática atender e alterar prontamente eventuais falhas identificadas pelos auditores durante o processo normal de trabalhos, sejam elas referentes a processos ou de sistemas.

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

Nossos Diretores acreditam na eficiência dos procedimentos e controles internos adotados para assegurar a qualidade, precisão e confiabilidade das demonstrações financeiras da Companhia, assegurando que nossas demonstrações financeiras estão de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e ao IFRS.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

5.4. Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada, comentando, ainda, eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos

(em milhares de reais, exceto quando indicado)

Em relação ao risco "Podemos não ter a capacidade de repassarmos integralmente aos consumidores os custos de nossas compras de energia elétrica e, para satisfazer à nossa demanda, poderíamos ser obrigados a firmar contratos de curto prazo para adquirir energia elétrica a preços consideravelmente mais altos do que em nossos contratos de compra de longo prazo", descrito no item 4.1 (d), descrevemos abaixo as principais alterações no último exercício.

Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial no Decreto nº 5.163/04, se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas do custo incorrido com a compra de energia excedente e da consequente liquidação ao PLD. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite, sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo. O montante de sobrecontratação de energia não repassável para as tarifas dos consumidores no exercício de 2016 na EDP São Paulo foi de R\$35.272 e na EDP Espírito Santo foi de R\$9.235.

A estratégia para contratação de energia pela EDP São Paulo e EDP Espírito Santo busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os riscos com a compra de energia para atendimento ao mercado cativo. Para tal, a cada processo de decisão do montante de declaração de compra de energia em leilão e da participação em Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD, utilizam-se de modelos estatísticos para a projeções de diversos cenários de consumo, onde correlaciona-se variáveis climáticas, econômicas e tarifárias, além de modelos de otimização que buscam a minimização do custo, risco de penalidade e não-repasse tarifário.

Na regulação atual, a expansão em lastro do sistema energético nacional é garantida por meio da contratação de energia de longo prazo pelas distribuidoras, por meio da projeção do seu mercado cativo, com 3 a 5 anos de antecedência em relação ao período de suprimento da energia elétrica adquirida, ou seja, as decisões de contratações utilizam-se de projeções econômicas de longo prazo que em situação de normalidade não apresentam grandes variações.

No cenário atual, além da queda no consumo ocasionada por uma conjuntura econômica adversa e imprevisível com 3 a 5 anos de antecedência, a forte elevação nas tarifas do mercado regulado em contrapartida de um preço no mercado livre próximo ao piso, levaram muitos clientes a migrarem do ambiente cativo ao livre, motivados por uma redução do custo com a compra de energia. Ambos os fatores levaram as distribuidoras a um cenário generalizado de sobrecontratação.

Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação para que as distribuidoras possam elevar ou reduzir o volume de energia contratada, ou seja, administrar seus portfólios de contratos. São eles:

- Elevação do nível de contratação por meio da contratação nos Leilões A-5, A-3, A-1, A-0, de fontes alternativas, de ajuste e também por meio de participações no MCSD tanto de energia Existente quanto de Energia Nova com declaração de déficit;

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

- Redução do nível de contratação por meio da redução dos volumes dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) de energia existente, com redução anual de até 4% do volume contratado por redução de mercado: (i) declaração inferior a 96% do montante de reposição (alterado pelo Decreto nº 8.828/16); (ii) redução com o gerador por migração de consumidores convencionais ao Ambiente de Contratação Livre (ACL); (iii) acordos bilaterais; e (iv) participação nos MCSD's com declaração de sobra. Adicionalmente, como resultado parcial da Resolução Normativa nº 726/16, a ANEEL alterou a regulamentação vigente, permitindo a dedução da energia contratada relativa ao consumo dos clientes especiais que migrarem para o mercado livre nos contratos que forem firmados após a publicação da referida Resolução (junho de 2016).

Com a publicação da Lei nº 12.783/13, que tratou da prorrogação das concessões do setor de energia elétrica, os agentes detentores de usinas hidrelétricas cujo prazo de concessão terminasse em até cinco anos puderam solicitar a renovação da concessão, submetendo-se ao regime de Cotas de Garantia Física, alocadas às distribuidoras por meio dos Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGFs). Assim, a partir de 2013, os CCGFs substituíram parte dos CCEARs de energia existente das distribuidoras.

No entanto, aos CCGFs não foi dada a prerrogativa de redução do volume contratado para que a distribuidora pudesse administrar o seu nível de contratação. Com esta alteração, alheia à gestão das distribuidoras, este segmento passou a não possuir mecanismos suficientes para se proteger contra a redução de consumo e migração de clientes ao ambiente livre. Nomeadamente, passou a não mais poder participar do MCSD 4%, tampouco do MCSD Trocas Livres e do MCSD Mensal. Logo, não mais pôde realizar reduções de volume nos CCEARs de energia existente tal como preconizado na Lei nº 10.848/04 e no artigo 29 do Decreto nº 5.163/04.

Adicionalmente, além dos contratos CCGFs que não apresentam a prerrogativa de redução do volume contratado, a perda de flexibilidade das distribuidoras na gestão de suas sobras contratuais foi potencializada pela introdução de CCEARs de energia existente por disponibilidade nos seus portfólios, os quais também não preveem cláusula contratual específica que permita a redução do montante contratado.

Este tema tem sido tratado pelas distribuidoras no âmbito do Ministério de Minas e Energia - MME e ANEEL, para endereçamento apropriado de forma a mitigar possíveis impactos para o setor.

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

5.5. Outras informações que a Companhia julga relevantes

Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 5 foram discutidas nos itens anteriores.

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

10.1. Comentários dos nossos Diretores sobre:

(Valores expressos em milhões de reais, exceto quando indicado)

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

Somos uma *holding* detentora de um portfólio diversificado e integrado de sociedades que atuam nas áreas de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro. Os diretores entendem que possuímos liquidez adequada e condizente com o cenário energético e econômico atualmente vividos pelo país, com capital circulante líquido positivo de R\$687,3 em 31 de dezembro de 2016.

Para 2015 o capital circulante líquido foi positivo em R\$939,2 e, em 2014, ele foi negativo em R\$432,7. Em 2015 ficou positivo em virtude, principalmente, da aquisição da Porto do Pecém, dos ativos/passivos setoriais e do aumento da tarifa nas distribuidoras. O ano de 2014 foi negativo decorrente do cenário hidrológico que vinha ocorrendo nos dois últimos anos, com escassez de chuva e consequente aumento da geração de energia térmica, que possuem custos de geração superior aos da energia hidrelétrica.

Os Diretores acreditam que nossas condições financeiras e patrimoniais são suficientes para mantermos nosso plano de negócios, desenvolvermos nossas atividades e cumprirmos com todas as nossas obrigações de curto e médio prazo, seja pela renegociação de dívidas vincendas no curto prazo para prazos maiores, seja pela atuação junto com as entidades do setor elétrico, na busca de soluções que atendam a todos os envolvidos com a questão energética brasileira, que continua sendo fundamental para o desenvolvimento do país.

Os níveis de liquidez corrente do grupo, na visão dos diretores, se mantêm em um nível adequado. Em todos os exercícios apresentados a Companhia buscou manter o nível de ativos circulantes próximos ao nível de passivos circulantes, para que não houvesse problemas para honrar com suas obrigações de curto prazo.

A diretoria acredita que a Companhia apresenta índices de liquidez geral confortáveis, que evidenciam a estratégia da Companhia de manter sua estrutura de capital equilibrada, de modo a otimizar a sua rentabilidade, sem expor a Companhia a riscos elevados de liquidez. Destacamos que no exercício corrente a Companhia apresenta um aumento de seu índice de liquidez geral, devido ao aumento de capital de R\$ 1,5 bilhão, que foi integralmente subscrito pelos nossos acionistas. Com esta operação reforçamos a nossa estrutura de capital e otimizamos a nossa função financeira, com o pré-pagamento de dívida onerosa, na Companhia e na Porto do Pecém.

A diretoria acredita que a Companhia apresenta índices de liquidez geral confortáveis, que evidenciam a estratégia da Companhia de manter sua estrutura de capital equilibrada, de modo a otimizar a sua rentabilidade, sem expor a Companhia a riscos elevados de liquidez. Destacamos que no exercício corrente a Companhia apresenta um aumento de seu índice de liquidez geral, devido ao aumento de capital de R\$ 1,5 bilhão, que foi integralmente subscrito pelos nossos acionistas. Com esta operação reforçamos a nossa estrutura de capital e otimizamos a nossa função financeira, com o pré-pagamento de dívida onerosa, na Companhia e na Porto do Pecém.

Quanto à alavancagem, que diz respeito às dívidas financeiras (debêntures, empréstimos e financiamentos), a Companhia também procura trabalhar com um nível equalizado, que lhe garanta maximizar a rentabilidade, sem prejudicar a continuidade da sua operação. Mais informações sobre este indicador podem ser encontradas no item 10.1.b.

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

Apresentamos abaixo alguns indicadores, de acordo com os números consolidados das Demonstrações Financeiras da Companhia, que evidenciam a situação financeira da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais:

Ativo	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016
Circulante	3.123,6	4.863,3	4.663,7
Não circulante	2.328,9	2.364,4	3.245,2
Total	5.452,5	7.227,7	7.908,9
Passivo			
Circulante	3.556,4	3.924,2	3.976,5
Não circulante	3.048,6	6.999,7	6.282,3
Total	6.605,0	10.923,9	10.258,8
	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016
Capital Circulante Líquido	-432,7	939,2	687,3
Índice de Liquidez Geral	0,83	0,66	0,77
Índice de Liquidez Corrente	0,88	1,24	1,17

(*) Patrimônio líquido não considera a Participação dos não controladores

b) Estrutura de capital

Segue abaixo, quadros resumos com os principais indicadores que compõem nossa dívida líquida e estrutura de capital:

	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016
Alavancagem total sobre			
Alavancagem + Patrimônio Líquido*	40,7%	51,6%	42,5%
Alavancagem líquida sobre Patrimônio Líquido)			
(Dívida líquida sobre Patrimônio Líquido)	51,8%	86,7%	47,2%
Participação do Capital			
Capital próprio	42,5%	34,7%	42,3%
Capital de terceiros	57,5%	65,3%	57,7%
	100,0%	100,0%	100,0%

Nos últimos três exercícios, a Companhia utilizou como fontes de capital de terceiros empréstimos, financiamentos e debêntures.

Os Diretores entendem que a Companhia tem uma estrutura de capital equilibrada. Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos 57,7% de capital de terceiros, que correspondem a R\$ 10,3 bilhões, dos quais 38,8% de curto prazo e 61,2% de longo prazo, e 42,3% de recursos de acionistas (patrimônio líquido). Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos 65,3% de capital de terceiros, que correspondem a R\$ 10,9 bilhões, dos quais 35,9% de curto prazo e 64,1% de longo prazo, e 34,7% de recursos de acionistas (patrimônio líquido). Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos 57,5% de capital de terceiros, que correspondem a R\$ 6,6 bilhões, dos quais 53,8% de curto prazo e 46,2% de longo prazo, e 42,5% de recursos de acionistas (patrimônio líquido).

O padrão de financiamento das operações da Companhia por capital próprio e de terceiros pode ser percebido ao longo dos anos pela relação entre a alavancagem total (empréstimos, financiamentos e debêntures) e a alavancagem total mais o patrimônio líquido (desconsiderando o capital dos não controladores). Em 31 de Dezembro de 2016 tivemos uma redução nessa relação, devido ao aumento de capital supracitado.

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

c) Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Nossos Diretores acreditam que estamos em nível adequado de alavancagem, não obstante o contexto energético e econômico que o país tem vivenciado nos últimos anos.

Os Diretores da Companhia destacam a capacidade de geração de caixa da Companhia, medida pelo EBITDA ajustado (o lucro ou prejuízo líquido da Companhia em bases consolidadas, acrescido da contribuição social, imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, depreciação e amortização), que alcançou, em 31 de dezembro de 2016, o montante de R\$2.297,8. Já em 31 de dezembro de 2015, a capacidade de geração de caixa da Companhia alcançou o montante de R\$2.959,9 e em 31 de dezembro de 2014, o montante foi de R\$1.903,3.

O nível das disponibilidades da Companhia também é sempre mantido em um patamar suficiente para honrar suas necessidades do dia-dia, suas amortizações e investimentos, sendo que o saldo de disponibilidades da Companhia era de R\$2.017,7 em 31 de dezembro de 2016, R\$1.150,0 em 31 de dezembro de 2015 e R\$827,0 em 31 de dezembro de 2014.

Dessa forma, considerando a posição atual de caixa e a capacidade de geração de caixa da Companhia, os Diretores acreditam que a mesma possui liquidez e recursos suficientes para honrar seus compromissos financeiros de curto, médio e longo prazo.

Os Diretores da Companhia acreditam que o grupo tem seu fluxo de caixa equalizado quanto às suas obrigações financeiras, o que está evidenciado pelos níveis de dívida líquida pelo EBITDA ajustado apresentados pela Companhia nos últimos 3 exercícios. Isto porque, em 31 de dezembro de 2016, esse indicador foi de 1,55 vezes, em 31 de dezembro de 2015 foi de 1,70 vezes e em 31 de dezembro de 2014 o indicador foi de 1,33 vezes.

A Companhia tem mantido a assiduidade dos pagamentos de todos os seus compromissos, conforme esperado, e não apresenta qualquer sinal de falta de liquidez. Caso a Companhia entenda necessário contrair novos empréstimos para financiar seus investimentos e aquisições, os Diretores acreditam que a Companhia tem a capacidade de contratá-los e honrá-los sem comprometer o desenvolvimento dos seus negócios.

A dívida bruta consolidada totalizou R\$5.571,1 em 31 de dezembro de 2016, em comparação a R\$6.186,5 em 31 de dezembro de 2015, o que aponta uma diminuição de R\$615,4. A dívida líquida consolidada atingiu R\$3.553,3 em 31 de dezembro de 2016, frente a R\$ 5.036,5 em 31 de dezembro de 2015, verificando-se uma redução de R\$1.483,2. As duas reduções devem-se, principalmente, ao aumento de capital de R\$1.500,0 realizado na Companhia, e ao pré-pagamento do financiamento da Porto do Pecém com o BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento), no valor de R\$922,6.

A dívida bruta consolidada totalizou R\$6.186,5 em 31 de dezembro de 2015, aumento de 84,2% em comparação a 31 de dezembro 2014 (R\$3.358,5). A dívida líquida consolidada atingiu R\$5.036,5 em 2015, 99,0% acima do ano anterior (R\$2.531,5). Os Diretores entendem que este aumento é proveniente da consolidação da Porto do Pecém nas Demonstrações Financeiras Consolidadas e à emissão de Debêntures da Companhia no montante de R\$892,2.

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

Podemos demonstrar nossa capacidade de pagamento em relação aos compromissos assumidos por meio das medições que as agências de *rating* realizam periodicamente. Atualmente, somos avaliados pelas agências de classificação de risco Moody's e Standard & Poors (S&P). Segue abaixo os *ratings* da EDP - Energias do Brasil e de suas controladas:

Escala de Rating da Moodys																					
Aaa	Aa1	Aa2	Aa3	A1	A2	A3	Baa1	Baa2	Baa3	Ba1	Ba2	Ba3	B1	B2	B3	Caa1	Caa2	Caa3	Ca	C	WR
Investment grade																					

Escala de Rating S&P																						
AAA	AA+	AA	AA-	A+	A	A-	BBB+	BBB	BBB-	BB+	BB	BB-	B+	B	B-	CCC+	CCC	CCC-	CC	C	D	NR
Investment grade																						

Moody's	Nacional			Global		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016
EDP - Energias do Brasil	Aa2.br	Aa3.br	A1.br	Ba1	Ba2	Ba3
EDP São Paulo	Aa1.br	Aa1.br	Aa2.br	Baa3	Baa3	Ba2
EDP Espírito Santo	Aa1.br	Aa1.br	Aa2.br	Baa3	Baa3	Ba2
Energest	Aa1.br	Aa1.br	Aa2.br	Baa3	Baa3	Ba2
Lajeado Energia	Aa2.br	Aa2.br	Aa2.br	Ba1	Ba1	Ba2

S&P	Nacional			Global		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016
EDP São Paulo	brAA+	brAA	brAA-	BB+	BB+	BB
EDP Espírito Santo	brAA+	brAA	brAA-	BB+	BB+	BB

Devido ao contexto setorial desafiador do começo de 2015 e a piora da situação macroeconômica da economia brasileira no segundo semestre de 2015, com exceção da Lajeado Energia, a EDP - Energias do Brasil e de suas subsidiárias tiveram seus *ratings* e/ou perspectivas revisados em 2015.

Pela Moody's, a EDP - Energias do Brasil teve seu *rating* reduzido para "Ba2/Aa3.br" com perspectiva negativa. A EDP São Paulo, a EDP Espírito Santo e a Energest tiveram seus *ratings* mantidos em "Baa3/Aa1.br" com alteração da perspectiva para "negativa". Em 10 de dezembro de 2015, a Moody's colocou os *ratings* de alguns emissores "Baa3" para "possível redução" em função de ação semelhante tomada sobre o *rating* soberano do Brasil.

De maneira semelhante, em função da redução do *rating* soberano brasileiro, a S&P reduziu os *ratings* locais da EDP São Paulo e da EDP Espírito Santo para "brAA". O *rating* global da EDP Espírito Santo foi mantido em "BB+". A perspectiva dos *ratings* para ambas companhias é "negativa".

Em 17 de fevereiro de 2016, como consequência da redução do *rating* soberano brasileiro, a S&P revisou os *ratings* da EDP São Paulo e da EDP Espírito Santo, reduzindo os *ratings* locais para "brAA-". O *rating* global da EDP Espírito Santo também foi reduzido para "BB". A perspectiva dos *ratings* para ambas companhias é "negativa".

Em 25 de fevereiro de 2016, como consequência da redução do *rating* soberano brasileiro, a Moody's revisou os *ratings* das empresas do Grupo EDP. A EDP São Paulo, a EDP Espírito Santo, a Energest e a Lajeado Energia tiveram seus *ratings* reduzidos para "Aa2.br" em escala local e "Ba2" em escala global. De forma semelhante, a EDP - Energias do Brasil também teve seus *ratings* reduzidos para "Aa2.br" em escala local e "Ba3" em escala global. A perspectiva dos *ratings* para todas as companhias é "negativa".

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

Em 09 de maio de 2016, devido ao ajuste da escala nacional de ratings da Moody's, a EDP – Energias do Brasil teve seu rating em escala local elevado para "A1.br", com manutenção do rating "Ba3" em escala global e da perspectiva negativa.

Em 06 de março de 2017, devido a melhora dos resultados apresentados pela EDP Espírito Santo, a Moody's elevou o rating da mesma para Aa1.br em escala local, mas manteve a perspectiva negativa devido ao impacto do soberano.

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

Os Diretores destacam que, com o objetivo de atender a estratégia definida para a Companhia e consequentemente, em virtude dos investimentos em novas capacidades (UHE Cachoeira do Caldeirão, UHE São Manoel e UTE Pecém I), a Companhia necessitou captar recursos por meio de contratos financeiros. Na opinião dos Diretores, as distribuidoras do grupo já contratam financiamentos adequados para suas operações usuais de investimento na expansão e manutenção de sua rede, além de realizarem a repactuação de contratos vencidos.

Nos últimos três exercícios sociais, as fontes de financiamento utilizadas pelo grupo foram a geração de caixa operacional e os empréstimos e financiamentos. Nesses períodos, nossas controladas e a Companhia captaram recursos para financiar os investimentos e o capital de giro da área de distribuição e de geração, por meio de emissões de debêntures, e empréstimos e financiamentos junto a bancos comerciais e ao BNDES. Na opinião dos nossos Diretores, as captações realizadas foram adequadas e consistentes com a nossa necessidade de capital, considerando o contexto e as condições de mercado em que a Companhia se encontra e se encontrava.

A Companhia procura prever suas captações com uma antecedência mínima, que lhe possibilite um melhor planejamento quanto aos prazos e formas de captação, para que esteja sempre preparada para eventuais mudanças no mercado, e consiga buscar fontes alternativas de recursos em caso de necessidade. Na visão dos nossos Diretores, esta atuação garante ao grupo uma maior flexibilidade, e melhores decisões com relação às suas captações.

Os Diretores da Companhia acreditam que esta estratégia de captações é a mais indicada para o grupo, como forma de manter um índice de alavancagem adequado, sempre buscando alternativas para reduzir seu custo de captação e aumentar seu prazo médio.

As principais contratações da Companhia, nos últimos três exercícios, seguem abaixo:

Linhas Contratadas 2016			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
EDP São Paulo - 6ª Emissão de Debêntures	R\$ 100	fev /20	CDI + 2,30%
EDP Espírito Santo - 4ª Emissão de Debêntures	R\$ 120	fev /20	CDI + 2,30%
Holding - 5ª Emissão de Debêntures	R\$ 250	abr/22	IPCA + 8,3479%
Energest - 1ª Série da 2ª Emissão de Debêntures	R\$ 36	abr/18	CDI + 2,25%
Energest - 2ª Série da 2ª Emissão de Debêntures	R\$ 54	abr/20	CDI + 2,65%
Enerpeixe - 1ª Emissão de Debêntures	R\$ 350	nov /19	114,5% do CDI
Porto do Pecém - 1ª Emissão de Debêntures	R\$ 330	nov /21	CDI + 2,95%
Porto do Pecém - Cédula de Crédito Cambiário	R\$ 150	dez/19	CDI + 2,73%
Total	R\$ 1.390		

Linhas Contratadas 2015			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
Holding - 1ª Emissão de Notas Promissórias	R\$ 750	fev /16	CDI + 1,6%
Holding - Cédula de Crédito Bancária	R\$ 300	mai/18	118,70% do CDI
EDP Espírito Santo - Cédula de Crédito Cambiário - Citibank	R\$ 100	mai/19	85% do CDI + 1,19%
EDP São Paulo - Cédula de Crédito Cambiário - Citibank	R\$ 150	mai/19	85% do CDI + 1,19%
Total	R\$ 1.300		

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

Linhas Contratadas 2014			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
Holding - 3ª Emissão de Debêntures	R\$ 300	ago/15	CDI + 0,72%
EDP Espírito Santo - BNDES FINEM	R\$ 271	dez/24	IPCA + TR + 3,05%; TJLP; TJLP +
EDP São Paulo - BNDES FINEM	R\$ 297	dez/24	IPCA + TR + 3,05%; TJLP; TJLP +
EDP Espírito Santo - Crédito Rural	R\$ 111	jul/15	101,15% do CDI
EDP São Paulo - Crédito Rural	R\$ 99	jul/15	101,15% do CDI
EDP São Paulo - 5ª Emissão de Debêntures	R\$ 300	abr/19	CDI + 1,39%
EDP Espírito Santo - Cédula de Crédito Cambiário - Citibank	R\$ 200	mai/18	85% do CDI + 1,0625%
EDP Espírito Santo - 3ª Emissão de Debêntures	R\$ 177	ago/20	CDI + 1,5%
Total	R\$ 1.755		

e) Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Em 28 de dezembro de 2014 as distribuidoras firmaram contratos de financiamento junto ao BNDES no valor total de R\$567,7, dos quais R\$500,6 já foram desembolsados até 31 de dezembro de 2016. O financiamento tem como objeto o plano de investimento dos anos de 2013 a 2015 das companhias. A linha de crédito está aberta para desembolso até fevereiro de 2017 e possui vencimento final em 2024, com juros que variam entre TJLP, TJLP + 3,05% a.a., pré-fixado em 6,00% e TR + 3,05% a.a. (com correção pelo IPCA).

Outras necessidades de financiamento estão asseguradas pelo acesso das empresas a operações de crédito com instituições financeiras parceiras (Itaú, Bradesco, ABC, Banco Votorantim, Citibank, dentre outros) que nos apoiam no complemento de nossas necessidades de caixa, quando inferiores a geração de caixa operacional.

Nossos diretores entendem que as linhas de crédito existentes são suficientes para as necessidades da Companhia e, em caso de necessitar de recursos para eventuais investimentos em ativos não-circulantes, a Companhia buscará fontes de financiamento de longo prazo, tais como empréstimos junto a bancos de fomento, como o BNDES, e debêntures de infraestrutura, dentre outras alternativas que estejam à disposição no momento.

f) Níveis de endividamento e as características de tais dívidas

Nossos Diretores acreditam que nosso nível de endividamento vem se mantendo em um patamar condizente com nosso fluxo de caixa.

No entendimento de nossos Diretores, a composição do nosso endividamento também demonstra a boa saúde financeira do grupo. O prazo médio da dívida consolidada em dezembro de 2016 atingiu 3,04 anos enquanto que no mesmo período do ano anterior atingiu 3,39 anos. Os Diretores, neste sentido, entendem que tal variação deve-se, principalmente: (i) às diversas liquidações e captações realizadas pelas empresas do grupo; e (ii) à diminuição natural dos prazos médios das dívidas do portfólio, devido à aproximação de seus vencimentos.

O índice de alavancagem total sobre o patrimônio líquido ficou em 42,5% em dezembro de 2016, frente a 51,6% no ano anterior. A diminuição se deve, principalmente, ao aumento de capital de R\$1.500,0 realizado na Companhia e pelo pagamento antecipado da dívida da Porto do Pecém com o BID. Os Diretores entendem que o indicador se encontra administrado, principalmente pelos desafios enfrentados, tanto do ponto de vista hidrológico, quanto do ponto de vista econômico a que o setor elétrico vem experimentando nos últimos anos.

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

Alavancagem total (R\$ milhões)	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016
Empréstimos e financiamentos de curto prazo	675,5	271,0	378,2
Debêntures de curto prazo	790,2	538,6	693,9
	1.465,7	809,6	1.072,1
Empréstimos e financiamentos de longo prazo	445,4	3.512,3	2.110,9
Debêntures de longo prazo	1.447,4	1.864,6	2.388,0
	1.892,8	5.376,9	4.499,0
Total da alavancagem	3.358,5	6.186,5	5.571,1
Patrimônio Líquido (*)	4.891,0	5.811,7	7.523,3
Alavancagem total sobre			
Alavancagem total + Patrimônio Líquido (*)	40,7%	51,6%	42,5%

(*) Patrimônio líquido não considera a Participação dos não controladores

(i) **Contratos de empréstimos e financiamentos**

CONSOLIDADO EDP - ENERGIAS DO BRASIL

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016
Moeda estrangeira									
Banco Citibank - Cédula de Crédito Bancário	EDP São Paulo	04/09/2015 a 04/09/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado (i) menor ou igual a 3,5.	Libor 3M + 1,84% a.a.	Principal anual a partir de setembro/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	67.615	80.036	-
BID - Banco Interamericano de Desenvolvimento (vi)	Porto do Pecém	10/07/2009 a 15/05/2026	Índice de cobertura da dívida maior ou igual a 1,10; e índice passivo por patrimônio líquido máximo de 0,75:0,25.	Libor 6M + 3% a.a. a 3,50% a.a	Principal e juros semestrais	a. Penhor de ações; b. depósitos caucionados; c. cessão de direitos e contratos; d. notas promissórias; e. hipoteca; e f. alienação de ativos.	-	983.233	-
(-) Custo de Captação	Porto do Pecém	10/07/2009 a 15/05/2026			Amortização mensal do custo de transação		-	(14.616)	-
Banco Caixa Geral de Depósitos	Porto do Pecém	09/12/2016 a 06/12/2019		Libor 6M + 2,50% a.a.	Principal em parcela única no vencimento e Juros semestrais	Nota Promissória da EDP - Energias do Brasil	144.736	-	-
							212.351	1.048.653	-
Moeda nacional									
Eletrobrás Reluz - ECF 2657/07	EDP São Paulo	30/05/2010 a 30/04/2015		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	-	667
Eletrobras Reluz - ECF 2779/09	EDP São Paulo	30/08/2012 a 30/07/2017		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	343	891	1.436
Eletrobras Reluz - ECF 2800/09	EDP São Paulo	30/07/2012 a 30/07/2017		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	330	855	1.377
Eletrobras LPT - ECFS 019/04	EDP São Paulo	30/08/2006 a 30/07/2016		5% a.a. + 1% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	621	1.687
Eletrobras LPT - ECFS 184/07	EDP São Paulo	30/11/2009 a 30/10/2019		5% a.a. + 1% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	3.722	5.036	6.350
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	EDP São Paulo	21/02/2014 a 01/07/2015		101,15% do CDI	Principal e juros em parcela única no final		-	-	107.857
(-) Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário - Custos de Transação	EDP São Paulo	21/02/2014 a 01/07/2015					-	-	(763)
BNDES - BB/CALC	EDP São Paulo	17/02/2010 a 17/06/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	(i) Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil e (ii) Depósito caucionado	20.087	43.801	67.543
BNDES - FINEM	EDP São Paulo	28/12/2014 a 16/12/2024	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado (ii) menor ou igual a 3,5.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., TR (iii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais.	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	270.636	248.838	-

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
(-) Custo de transação	EDP São Paulo	28/12/2014 a 16/12/2024					-318		
BNDES - BB/CALC	EDP Espírito Santo	17/02/2010 a 15/05/2017	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	(i) Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil e (ii) Depósito caucionado	15.995	42.292	68.571
(-) BNDES -CALC - Custos de transação	EDP Espírito Santo	17/02/2010 a 15/05/2017			Amortização mensal do custo de transação		(1)	(7)	(23)
BNDES - FINEM	EDP Espírito Santo	28/12/2014 a 16/12/2024	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., TR (iii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais.	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	263.121	253.072	-
Eletrobras Reluz - ECF 2481/05	EDP Espírito Santo	30/01/2012 a 30/12/2016		5% a.a. + 1,5% a.a (fx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	(514)	201	401
Eletrobras LPT - ECFS 031/04	EDP Espírito Santo	30/08/2006 a 30/07/2016		5% a.a. + 1,5% a.a (fx.adm.)	Principal e juros mensal	Notas Promissórias	-	1.364	3.703
Eletrobras LPT - ECFS 106/05	EDP Espírito Santo	30/05/2008 a 30/04/2018		5% a.a. + 1,5% a.a (fx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	5.002	8.754	12.506
Eletrobras LPT - ECFS 181/07	EDP Espírito Santo	30/04/2010 a 30/04/2020		5% a.a. + 1,5% a.a (fx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	15.098	19.627	24.156
Eletrobras LPT - ECFS 258/09	EDP Espírito Santo	30/01/2012 a 30/12/2021		5% a.a. + 1,5% a.a (fx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	8.510	10.211	11.915
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial	EDP Espírito Santo	29/11/2010 a 29/05/2015	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	100% do CDI	Principal e juros em parcela única no final		-	-	157.897
Banco do Brasil - Nota de Crédito Comercial - Custos de Transação	EDP Espírito Santo	29/05/2015			Custo		-	-	(147)
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário 21/00804-3	EDP Espírito Santo	13/02/2013 a 03/02/2015		105,5% e 98,5% do CDI	Principal e juros em parcela única ao final do contrato		-	-	81.027
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo	13/02/2013 a 03/02/2015			Amortização mensal do custo de transação		-	-	(103)
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	EDP Espírito Santo	21/02/2014 a 01/07/2015		101,15% do CDI	Principal e juros em parcela única no final		-	-	120.923
(-) Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário - Custos de Transação	EDP Espírito Santo	21/02/2014 a 01/07/2015					-	-	(855)
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP Espírito Santo	08/05/2014 a 14/05/2018	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,0625%	Principal anual a partir de maio/2014 e juro trimestral	Nota Promissória	135.815	203.346	202.655
(-) Citibank N.A. - Cédula de Câmbio - Custos de Transação	EDP Espírito Santo	08/05/2014 a 14/05/2018					-	(700)	-
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário	Energest	20/02/2011 a 20/02/2015	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	106,6% do CDI	Principal anual e Juros semestral		-	-	10.008
BNDES	EDP PCH	15/06/2010 a 15/05/2018		4,50% a.a. e TJLP + 1,92% a.a.	Principal e juros mensal	Depósito caucionado	3.593	6.078	8.574
BNDES	Enerpeixe	17/03/2008 a 15/01/2016	i. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3. ii. Restrição de pagamento de dividendos.	TJLP + 4,5% a.a.	Principal e juros mensal	(i) Penhor de ações; (ii) Fiança Corporativa; (iii) Penhor de direitos creditórios; e, (iv) Depósitos caucionados.	-	-	61.404

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
Banco Itaú	Enerpeixe						-	-	18.731
Bradesco	Enerpeixe						-	-	15.609
Banco Itaú	Enerpeixe						-	-	12.487
Banco do Brasil	Enerpeixe						-	-	15.609
BNDES - Banco do Brasil	Santa Fé	15/04/2010 a 15/02/2024	i. Índice de cobertura do serviço da dívida maior ou igual a 1,2. ii. Índice de cobertura de capital próprio maior ou igual a 30%. iii. Restrição de pagamento de dividendos.	TJLP + 1,90% a.a.	Principal e juros mensal	(i) Penhor de ações; (ii) Fiança Corporativa; (iii) Depósitos caucionados; e, (iv) Vinculação de receitas.	41.573	46.703	52.209
Ações recebíveis cumulativa (iii)	Investco				Dividendos anuais e pagamento do principal		60.824	57.176	57.536
BNDES	Porto do Pecém	09/07/2009 a 15/06/2026	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,20.	2,77% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensais	a. Penhor de ações; b. depósitos caucionados; c. cessão de direitos e contratos; d. notas promissórias; e. hipoteca; e f. alienação de ativos.	1.150.079	1.253.128	-
(-) Custo de Transação	Porto do Pecém	09/07/2009 a 15/06/2026					(5.606)	(6.844)	-
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP São Paulo	29/05/2015 a 29/05/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,19%	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	151.953	151.636	-
(-) Custo de transação	EDP São Paulo	29/05/2015 a 29/05/2019					-	(422)	
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP Espírito Santo	29/05/2015 a 29/05/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,19%	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	101.302	101.091	-
Banco do Brasil - Cédula de Crédito Bancário (v)	EDP Energias do Brasil	21/05/2015 a 14/05/2018		118,70% do CDI	Principal anual a partir de maio/2017 e Juros semestrais	-	-	306.040	-
(-) Custo de transação	EDP Energias do Brasil	21/05/2015 a 14/05/2018			Amortização mensal do custo de transação		-	(5.305)	-
Banco do Brasil - Cartão BNDES	EDP Soluções em Energia	25/02/2015 a 25/02/2019		0,99% a.m.	Principal e Juros em 48 parcelas iguais	Aval Aldemir Spohr	-	242	
BNDES FINAME - Banco Banrisul	EDP Soluções em Energia	18/12/2014 a 15/01/2020		0,368% a.m.	Principal e Juros em 48 parcelas	Aval EDP - Energias do Brasil	1.817	1.617	
Banco Indusval	EDP Soluções em Energia	21/06/2013 a 19/06/2017		CDI + 0,5% a.m.	Principal e Juros em 39 parcelas	Recebível + Fiança BID	240	749	-
Banco Indusval	EDP Soluções em Energia	21/06/2013 a 19/06/2017		CDI + 0,5% a.m.	Principal e Juros em 39 parcelas	Recebível + Fiança BID	240	749	-
Banco Indusval	EDP Soluções em Energia	21/06/2013 a 19/06/2017		CDI + 0,5% a.m.	Principal e Juros em 39 parcelas	Recebível + Fiança BID	80	250	-
Banco Indusval	EDP Soluções em Energia	30/04/2015 a 16/04/2018		CDI + 0,49% a.m.	Principal e Juros em 30 parcelas	Recebível + Fiança BID	1.227	2.325	-
Banco Indusval	EDP Soluções em Energia	11/11/2015 a 21/10/2019		CDI + 0,52% a.m.	Principal e Juros em 42 parcelas	Recebível + Fiança BID	2.916	3.707	-

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
Aldemir Spohr	EDP Soluções em Energia	31/03/2013 a 31/01/2017		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		1.925	1.931	-
Aldemir Spohr	EDP Soluções em Energia	12/03/2015 a 08/06/2016		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		-	254	-
Aldemir Spohr	EDP Soluções em Energia	02/05/2015 a 08/06/2016		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		-	563	-
Aldemir Spohr	EDP Soluções em Energia	30/09/2015 a 08/06/2016		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		-	349	-
Aldemir Spohr	EDP Soluções em Energia	30/11/2015 a 31/01/2017		1,20% a.m.	Principal e Juros no final do contrato		759	759	-
Banco Safra	EDP Soluções em Energia	08/09/2016 a 08/06/2017		CDI + 3,15003% a.a.	Principal e Juros em parcela única no vencimento	Aval EDP - Energias do Brasil	9.403	-	-
							2.260.151	2.760.978	1.120.947
Derivativos									
Banco Caixa Geral de Depósitos	Porto do Pecém	09/12/2016 a 06/12/2019		Swap Libor 6M + 2,50% a.a. para CDI + 2,73% a.a.	Conforme fluxo de amortização de principal e juros da dívida protegida		6.652		
Banco Citibank	EDP São Paulo	04/09/2015 a 04/09/2019		Swap Libor 3M + 1,84% a.a. para CDI + 1,20% a.a.	Conforme fluxo de amortização de principal e juros da dívida protegida.	-	9.922	(1.979)	
Banco Citibank	Porto do Pecém	16/10/2007 a 01/10/2024		Swap Libor 6M para pré 5,79% e 5,82% a.a.	Conforme fluxo de pagamento de juros da dívida protegida.	Fiança Corporativa	-	159.776	-
Banco HSBC	Porto do Pecém	15/05/2015 a 16/05/2016		BRL/USD 3,3527	Em parcela única no final do contrato.	Fiança Corporativa	-	(28.476)	-
Banco HSBC	Porto do Pecém	16/11/2015 a 03/10/2016		BRL/USD 4,1760; 4,0123	Em parcela única no final do contrato.	Fiança Corporativa	-	(8.443)	-
Banco HSBC	Porto do Pecém	16/11/2015 a 16/05/2016		BRL/USD 4,1760; 4,0123	Em parcela única no final do contrato.	Fiança Corporativa	-	(702)	-
Banco HSBC	Porto do Pecém	16/11/2015 a 16/05/2016		BRL/USD 4,1760; 4,0123	Em parcela única no final do contrato.	Fiança Corporativa	-	(443)	-
Goldman Sachs	Porto do Pecém	13/05/2015 a 16/05/2016		BRL/USD 3,3541	Em parcela única no final do contrato.	Fiança Corporativa	-	(28.523)	-
Banco Citibank	Porto do Pecém	15/05/2015 a 16/05/2016		BRL/USD 3,3529	Em parcela única no final do contrato.	Fiança Corporativa	-	(28.538)	-
Banco Citibank	Porto do Pecém	16/11/2015 a 16/11/2016		BRL/USD 3,2042; 3,2012; 4,2250	Em parcela única no final do contrato.	Fiança Corporativa	-	(426)	-
Banco Citibank	Porto do Pecém	16/11/2015 a 16/11/2016		BRL/USD 3,2042; 3,2012; 4,2250	Em parcela única no final do contrato.	Fiança Corporativa	-	(12.055)	-
Banco Citibank	Porto do Pecém	16/11/2015 a 16/11/2016		BRL/USD 3,2042; 3,2012; 4,2250	Em parcela única no final do contrato.	Fiança Corporativa	-	(37.321)	-
BTG Pactual	Porto do Pecém	13/11/2015 a 01/04/2016		BRL/USD 3,9610; 3,7540; 3,7541	Em parcela única no final do contrato.	Fiança Corporativa	-	(763)	-
BTG Pactual	Porto do Pecém	16/11/2015 a 16/11/2016		BRL/USD 3,9610; 3,7540; 3,7541	Em parcela única no final do contrato.	Fiança Corporativa	-	(19.246)	-
BTG Pactual	Porto do Pecém	16/11/2015 a 16/11/2016		BRL/USD 3,9610; 3,7540; 3,7541	Em parcela única no final do contrato.	Fiança Corporativa	-	(19.243)	-
							16.574	(26.382)	-
Total							2.489.076	3.783.249	1.120.947

(i) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais".

(ii) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais" e com outras rubricas não operacionais que tenham efeito no caixa.

(iii) Referem-se às ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C" emitidas pela controlada indireta Investco, onde, de acordo com o artigo 8º do seu Estatuto Social, os detentores de tais ações gozam, entre outros, do direito de recebimento de um dividendo anual fixo, cumulativo, de 3% sobre o valor de sua respectiva participação no capital social. Devido à suas características, as ações foram classificadas como um instrumento financeiro de dívida por satisfazerem a definição de passivo financeiro, pelo fato da Investco não ter o direito de evitar o envio de caixa ou outro ativo financeiro para outra entidade, conforme determina o item 19 do CPC 39. O pagamento anual de dividendos foi considerado até 2033 (término da concessão) e descontado a valor presente pela taxa de 8,70% a.a., que equivale ao custo médio de captação da Investco na data de avaliação das ações.

(iv) Quitados antecipadamente em 15 de agosto de 2014.

(v) Liquidado antecipadamente em 06 de junho de 2016.

(vi) Liquidado antecipadamente em 12 de dezembro de 2016.

(ii) Debêntures**CONSOLIDADO EDP - ENERGIAS DO BRASIL**

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	176.800	3ª emissão em 27/08/2014	27/08/2014 a 27/08/2020	Alongamento da dívida e capital de giro.	CDI + 1,50%	Principal semestral a partir de 27/08/2018 e juros semestral		185.862	185.902	184.434
(-) Custos de emissão		(599)	3ª emissão em 27/08/2014				Amortização mensal		(315)	(432)	(550)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	300.000	5ª emissão em 30/04/2014	30/04/2014 a 30/04/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	CDI + 1,39%	Principal semestral a partir de abril/2017 e juros semestral		180.101	311.943	306.248
(-) Custos de emissão		(2.413)	5ª emissão em 30/04/2014				Amortização mensal		(806)	(1.410)	(2.012)
SLW Corretora de Valores e Câmbio Ltda.	EDP São Paulo	390.000	4ª emissão em 01/07/2010	01/07/2010 a 01/07/2016	Recomposição de caixa ao pagamento de dívidas e ao financiamento de capital de giro.	CDI + 1,50%	Principal anual e juros semestral		-	163.393	331.753
(-) Custos de emissão		(2.676)	4ª emissão em 01/07/2010				Amortização mensal		-	(54)	(322)
Oliveira Trust	Energest	120.000	1ª emissão em 23/04/2012	23/04/2012 a 23/04/2017	Alongamento da dívida, financiamento de capital de giro e financiamento de CAPEX.	CDI + 0,98%	Principal anual a partir de abril/2016 e juros semestral		61.643	123.362	122.688
(-) Custos de emissão		(635)	1ª emissão em 23/04/2012				Amortização mensal		(23)	(119)	(259)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	500.000	2ª emissão em 11/04/2013	11/04/2013 a 11/04/2016	Investimentos gerais pela Companhia	CDI + 0,55%	juros semestral e amortização em duas parcelas iguais em abril/15 e abril/16		-	257.629	512.546
(-) Custos de emissão		(500)	2ª emissão em 11/04/2013				Amortização mensal		-	(32)	(161)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	300.000	3ª emissão em 12/02/2014	12/02/2014 a 12/08/2015	Refinanciamento parcial da 1ª emissão de debêntures da Companhia	CDI + 0,72%	Principal e juros em parcela única no final		-	-	330.728
(-) Custos de emissão			3ª emissão em 12/02/2014				Amortização mensal		-	-	(576)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	664.253	1ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2018	Destinada ao resgate antecipado da 1ª emissão de Notas Promissórias da Companhia.	CDI + 1,74% a.a.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2017 e juros semestral		694.197	664.253	-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários		179.887	2ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2021	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3201% a.a.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2019 e juros semestral		200.852	183.194	-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários		48.066	3ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2024	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,2608% a.a.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2022 e juros semestral		53.660	48.950	-
(-) Custos de emissão		(16.347)	3ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2024			Amortização mensal		(9.308)	(14.944)	-

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia	450.000	1ª emissão em 25/11/2013	25/11/2013 a 25/11/2019	Pagamento aos acionistas a título de reembolso das ações decorrente da redução de capital social ocorrida em 03/05/2013	CDI + 1,20%	Principal anual e juros semestral	Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil	456.296	456.483	455.401
(-) Custos de emissão		(3.118)	1ª emissão em 25/11/2013				Amortização mensal		(1.167)	(1.784)	(2.400)
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP Espírito Santo	120.000	4ª emissão em 05/02/2016	05/02/2016 a 05/02/2020	Alongamento da dívida e capital de giro.	CDI + 2,30% a.a.	Principal semestral a partir de 05/02/2018 e juros semestral		127.609	-	-
(-) Custos de emissão		(1.461)	4ª emissão em 05/02/2016	05/02/2016 a 05/02/2020			Amortização mensal	-	(1.016)	-	-
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP São Paulo	100.000	6ª emissão em 05/02/2016	05/02/2016 a 05/02/2020	Alongamento da dívida e capital de giro.	CDI + 2,30% a.a.	Principal semestral a partir de 05/02/2018 e juros semestral		106.341	-	-
(-) Custos de emissão		(1.217)	6ª emissão em 05/02/2016	05/02/2016 a 05/02/2020			Amortização mensal	-	(847)	-	-
Simplific Pav arini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Energest	36.000	1ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2018	Reforço de capital de giro e refinanciamento do endividamento da emissora.	CDI + 2,25% a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestrais		37.074	-	-
(-) Custos de emissão		(427)	1ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2018			Amortização mensal		(275)	-	-
Simplific Pav arini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Energest	54.000	2ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2020	Reforço de capital de giro e refinanciamento do endividamento da emissora.	CDI + 2,65% a.a.	Principal semestral a partir de abril/2018 e juros semestrais		55.654	-	-
(-) Custos de emissão		(640)	2ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2020			Amortização mensal		(411)	-	-
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP - Energias do Brasil	250.000	5ª emissão em 22/03/2016	22/03/2016 a 15/04/2022	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3479% a.a.	Amortizações anuais a partir de abril de 2021 e juros semestrais		262.467		
(-) Custos de emissão		(7.097)	5ª emissão em 22/03/2016	22/03/2016 a 15/04/2022			Amortização mensal		(6.169)		
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Enerpeixe	350.000	1ª emissão em 22/11/2016	22/11/2016 a 22/11/2019	Redução de capital e distribuição de recursos aos acionistas	114,5% do CDI a.a.	Principal anual a partir de novembro/2018 e juros semestral	Cessão Fiduciária dos Direitos Creditórios de Contratos de Energia	353.471	-	-
(-) Custos de emissão		(2.938)	1ª emissão em 22/11/2016	22/11/2016 a 22/11/2019			Amortização mensal		(2.840)	-	-
Simplific Pav arini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Porto do Pecém	330.000	1ª emissão em 14/11/2016	14/11/2016 a 14/11/2021	Liquidação antecipada do financiamento junto ao BID	CDI + 2,95% a.a.	Principal anual a partir de novembro/2020 e juros semestral	Fiança Corporativa da EDP - Energias do Brasil	333.349	-	-
(-) Custos de emissão		(3.484)	1ª emissão em 14/11/2016	14/11/2016 a 14/11/2021			Amortização mensal		(3.420)	-	-
Total									3.081.979	2.376.334	2.237.518

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

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

Na visão de nossos Diretores, não existe grau de subordinação contratual entre as dívidas quirografárias da Companhia e de suas controladas.

Adicionalmente, cumpre informar que as linhas de crédito contratadas pelas controladas da Companhia junto ao BNDES contam com prestação de garantias reais sobre os ativos, de cessão fiduciária e de recebíveis.

Em relação à Companhia, por ser uma *holding*, há uma subordinação estrutural das dívidas da Companhia em relação às das controladas.

Em eventual concurso universal de credores, após a realização dos ativos da Companhia, serão satisfeitos, nos termos da lei, os créditos trabalhistas, previdenciários e fiscais, com preferência em relação aos credores que contem com garantia real, flutuante e quirografários.

(iv) eventuais restrições impostas à Companhia, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições

Os principais *covenants* financeiros a que nossas empresas estão obrigadas a cumprir são os seguintes:

- Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes, para as empresas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo e Energest, totalmente atendidos em 2016, 2015 e 2014. Para o ano de 2014 a Lajeado obteve *waiver* para não cumprimento do *covenant* financeiro, sendo que em 2015 e 2016, o *covenant* foi plenamente atendido.
- Dívida líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes para a EDP - Energias do Brasil Consolidada, e para a Enerpeixe totalmente atendidos em 2015 e 2016.
- Dívida Bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 2,5 vezes para a Energest, totalmente atendido em 2015 e 2016.
- Dívida Líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 2,5 vezes para a Energest, totalmente atendido em 2016.
- ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,2 vezes para a Santa Fé, totalmente atendidos em 2016, 2015 e 2014.

Os *covenants* assumidos pela Companhia, pela EDP São Paulo e pela EDP Espírito Santo, que possuem apurações semestrais, permanecem totalmente atendidos.

A controlada Santa Fé, além do ICSD, possui restrição de pagamento de dividendos superiores ao mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido.

A controlada Porto do Pecém, além do ICSD, possui restrição de pagamento de dividendos superior ao mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido, embora uma vez atendido o ICSD e o ICSD projetado sejam acima de 1,3 vezes, é possível, com a autorização dos bancos, aumento nesse percentual até o nível em que o ICSD seja atendido.

Os nossos Diretores destacam que o descumprimento de qualquer desses *covenants* pode resultar na antecipação do vencimento dos contratos de financiamento das nossas controladas, o que poderia ter um impacto financeiro negativo na Companhia.

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

Os nossos Diretores ressaltam, ainda, que a Companhia e suas controladas monitoram todos esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam sempre atendidas. No entendimento dos nossos Diretores, todas as condições restritivas e demais *covenants* assumidos por nós e por nossas controladas estão adequadamente atendidos. Na visão dos Diretores, esses índices restritivos estão de acordo com as métricas do mercado, e não acarretam em riscos excessivos à Companhia.

g) Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Os Diretores informam que, atualmente, as distribuidoras de energia controladas pela Companhia, quais sejam, EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, possuem contrato de financiamento junto ao BNDES, com limite total de utilização de R\$567,7, dos quais R\$500,6 já foram desembolsados até 31 de dezembro de 2016.

Mais informações sobre a linha de crédito acima foram apresentadas no item 10.1. (e). Na visão de nossos Diretores, os limites de utilização dos financiamentos contratados são adequados, pois seguem estritamente o estipulado nos contratos.

h) Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

A discussão a seguir sobre a situação financeira e o resultado das operações da Companhia reflete o entendimento dos nossos Diretores e deverá ser lida junto com as demonstrações financeiras da Companhia relativa aos exercícios sociais de 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014, e respectivas notas explicativas, bem como com as informações constantes dos demais itens. Os valores nas tabelas estão apresentados em milhões de reais, conjuntamente com os comentários explicativos, exceto quando indicado.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Demonstração do resultado do exercício	31/12/2014	AV	31/12/2015	AV	31/12/2016	AV	Varição 2016-2015 (%)	Varição 2015-2014 (%)
Receitas	8.895,8	100,0%	10.260,4	100,0%	9.364,8	100,0%	-8,7%	15,3%
Custo da produção e do serviço de energia elétrica								
Custo do serviço de energia elétrica	-6.025,1	-67,7%	-6.534,9	-63,7%	-5.088,0	-54,3%	-22,1%	8,5%
Custo da produção da energia elétrica	0,0	0,0%	-361,9	-3,5%	-602,3	-6,4%	66,4%	0,0%
Custo de operação	-769,3	-8,6%	-804,0	-7,8%	-1.013,7	-10,8%	26,1%	4,5%
Custo do serviço prestado a terceiros	-300,3	-3,4%	-328,4	-3,2%	-495,6	-5,3%	50,9%	9,4%
Lucro bruto	1.801,1	20,2%	2.231,3	21,7%	2.165,1	23,1%	-3,0%	23,9%
Despesas e Receitas operacionais								
Despesas com vendas	-27,4	-0,3%	-75,2	-0,7%	-102,8	-1,1%	36,7%	174,1%
Despesas gerais e administrativas	-412,5	-4,6%	-419,7	-4,1%	-414,6	-4,4%	-1,2%	1,7%
Depreciações e amortizações	-65,6	-0,7%	-81,6	-0,8%	-104,8	-1,1%	28,4%	24,5%
Ganho na alienação de investimento	408,4	4,6%	953,6	9,3%	278,1	3,0%	-70,8%	133,5%
Outras despesas e receitas operacionais	-141,0	-1,6%	-106,5	-1,0%	-63,6	-0,7%	-40,2%	-24,5%
	-238,1	-2,7%	270,6	2,6%	-407,7	-4,4%	-250,6%	-213,7%
Resultado das participações societárias	-71,4	-0,8%	-113,8	-1,1%	-115,4	-1,2%	1,5%	59,2%
Resultado antes do resultado financeiro e tributos	1.491,6	16,8%	2.388,2	23,3%	1.641,9	17,5%	-31,2%	60,1%
Resultado financeiro								
Receitas financeiras	258,8	2,9%	454,4	4,4%	607,1	6,5%	33,6%	75,6%
Despesas financeiras	-563,5	-6,3%	-1.079,9	-10,5%	-1.259,8	-13,5%	16,7%	91,7%
	-304,7	-3,4%	-625,5	-6,1%	-652,7	-7,0%	4,4%	105,3%
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	1.186,9	13,3%	1.762,7	17,2%	989,2	10,6%	-43,9%	48,5%
Tributos sobre o lucro								
Imposto de renda e contribuição social correntes	-108,6	-1,2%	-127,3	-1,2%	-421,6	-4,5%	231,3%	17,1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-239,9	-2,7%	-229,0	-2,2%	263,4	2,8%	-215,0%	-4,5%
	-348,5	-3,9%	-356,3	-3,5%	-158,2	-1,7%	-55,6%	2,2%
Resultado líquido do exercício	838,4	9,4%	1.406,4	13,7%	831,0	8,9%	-40,9%	67,8%
Atribuído aos acionistas controladores	743,5	8,4%	1.265,9	12,3%	666,6	7,1%	-47,3%	70,3%
Atribuído aos acionistas não controladores	94,9	1,1%	140,4	1,4%	164,4	1,8%	17,0%	48,0%

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

Resultados operacionais em 2016 e 2015

A tabela acima apresenta os valores relativos à demonstração de resultados consolidada e as variações ocorridas nos períodos apresentados.

Lucro bruto

O lucro bruto por segmento de negócio está apresentado conforme abaixo:

	2016					
	Distribuição	Geração	Comercialização	Holding	Serviços	Eliminação
Receitas	5.916,7	2.381,1	1.850,4	5,8	34,0	(823,2)
Custo da produção e do serviço de energia elétrica						
Custo do serviço de energia elétrica	(3.769,8)	(316,3)	(1.823,7)	-	-	821,8
Custo da produção da energia elétrica	-	(599,5)	-	-	(2,8)	-
Custo de operação	(664,9)	(337,6)	(8,2)	-	(4,5)	1,4
Custo do serviço prestado a terceiros	(483,5)	(0,7)	(0,1)	-	(11,3)	-
Lucro bruto	998,5	1.126,9	18,5	5,8	15,4	(0,0)

	2015					
	Distribuição	Geração	Comercialização	Holding	Serviços	Eliminação
Receitas	6.935,0	2.181,7	2.062,1	3,8	22,4	(944,7)
Custo da produção e do serviço de energia elétrica						
Custo do serviço de energia elétrica	(4.935,4)	(552,4)	(2.002,7)	-	-	955,6
Custo da produção da energia elétrica	-	(361,9)	-	-	-	-
Custo de operação	(616,3)	(168,1)	(8,6)	-	-	(11,0)
Custo do serviço prestado a terceiros	(321,7)	(0,3)	(0,1)	-	(6,2)	-
Lucro bruto	1.061,5	1.099,0	50,7	3,8	16,2	(0,0)

Para os Diretores, os principais determinantes da variação da receita líquida em 2016 foram:

- Distribuição: o lucro bruto da distribuição apresenta uma redução (-5,9%) entre os períodos comparados por causa das seguintes variações:
 - EDP São Paulo: redução de R\$186,9 decorrente do efeito da Revisão Tarifária Periódica, ocorrida em outubro de 2015, cuja aumento das tarifas incidiu ao longo de 2016 e do Reajuste Tarifário Anual de 2016, que impactou os últimos meses do ano. Adicionalmente, a diferença do ativo financeiro indenizável, que no ano de 2015 resultou na avaliação dos ativos imobilizados regulatórios e os efeitos da sobrecontratação, impactaram para a redução;
 - EDP Espírito Santo: aumento de R\$123,9 decorrente do efeito da Revisão Tarifária Periódica, com impacto positivo na parcela B, que ocorreu em agosto de 2016, do valor do ativo financeiro indenizável contabilizado em 2016 e dos efeitos da sobrecontratação. Esse aumento foi minimizado pela queda do mercado, ocasionada pela paralisação de um importante cliente do setor de extrativismo mineral.
- Geração: o aumento de 2,5%, reflete a redução do custo da energia comprada para revenda, resultante da redução do GSF e do PLD entre os períodos analisados, além da contabilização integral no resultado de 2016 da Porto do Pecém. Esse aumento foi minimizado pela provisão referente ao encargo hídrico emergencial e os maiores custos com a compra de carvão da Porto do Pecém, além da contabilização, em 2015, de seu ressarcimento por indisponibilidade, referente às mudanças nas premissas do cálculo do FID.

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

- **Comercialização:** a redução de 63,5% reflete a queda na margem unitária entre os períodos comparados ocasionada pela maior volatilidade do PLD em 2015, com a captura de margens superiores. A redução do consumo dentro do limite contratual permitido pela flexibilização dos contratos, combinado com a queda do PLD em 2016, também contribuíram para a redução do lucro bruto.

Despesas e receitas operacionais

- **Despesa com vendas:** aumentaram 36,7% com relação ao exercício anterior, principalmente em relação à Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa (PCLD) nas distribuidoras decorrente do aumento da inadimplência.
- **Despesas gerais e administrativas:** reduziram 1,2% (-R\$5,1) com relação ao exercício anterior devido, basicamente, à implementação em agosto de 2015 do programa transversal de Orçamento Base Zero (OBZ), como parte dos esforços na busca pela eficiência orçamentária, abrangendo todos os gastos de "PMSO". O programa, que contribui para a cultura de produtividade contínua, já teve em 2016 mais de 100 iniciativas implementadas gerando eficiência e redirecionamento de gastos para itens estratégicos.
- **Ganhos na alienação de investimentos:** Em 29 de janeiro de 2016 a Companhia concluiu a venda da Pantanal Energética Ltda. para Cachoeira Escura Energética S.A., gerando neste exercício um ganho de R\$278,1. Em 2015, a Companhia adquiriu 50% da Porto do Pecém detido pela Eneva, gerando um ganho contábil de R\$884,7 e também concluiu a venda da EDP Renováveis Brasil S.A. para a EDP Renováveis S.A., gerando um ganho de R\$68,9.

Resultado das participações societárias

O resultado das participações societárias reduziu 1,5% com relação ao exercício anterior, principalmente pelo impacto do teste de *impairment* realizado na São Manoel, no qual a Companhia contabilizou prejuízo de R\$ 103,6, conforme sua participação de 33,334% no empreendimento.

Resultado financeiro

O resultado financeiro ficou negativo em R\$652,7, 4,4% superior ao ano anterior. A receita financeira totalizou R\$607,1, 33,6% superior a 2015, resultante: (i) do aumento da receita em aplicações financeiras (R\$138,1), decorrente do maior saldo de aplicações resultante do aumento de capital (R\$1.500,0) e redução do valor em conta corrente (R\$308,8), otimização iniciada no segundo semestre de 2016; e (ii) do aumento de variação monetária e acréscimo moratório da energia vendida, decorrente de juros e mora aplicados aos consumidores por atraso na conta de energia. As despesas financeiras atingiram R\$1.259,8, 16,7% acima do ano anterior, decorrente do aumento dos juros médios quando comparados com os do ano anterior (a TJLP passou de 6,7% a.a. para 7,5% a.a. em 2016 e o CDI de 13,3% a.a. para 14,0% a.a.) e também da atualização monetária de juros da repactuação do GSF.

Imposto de renda e contribuição social correntes

Acréscimo de 231,3% com relação ao mesmo período no exercício anterior em virtude, principalmente, do lucro tributável das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo (devido ao repasse dos ativos/passivos setoriais para a tarifa) e da geradora Energest (contabilização retroativa de 2010 a 2014 da SUDENE).

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

Imposto de renda e contribuição social diferidos

Apresentou variação negativa de 215,0% em virtude de: (i) efeito positivo de R\$373,4 das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo pela realização dos ativos e passivos financeiros setoriais, que gera um diferimento do imposto de renda e contribuição social superior aos registrados no ano de 2015; e (ii) efeito positivo do imposto diferido, no montante de R\$120,1 da Companhia, principalmente pela venda da Pantanal Energética.

Participação dos não controladores

Aumento de 17,0% com relação ao exercício anterior motivado, principalmente, pelo aumento no lucro líquido da geradora Lajeado Energia, devido à queda do PLD e estabilização do GSF.

Resultados operacionais em 2015 e 2014

A tabela acima apresenta os valores relativos à demonstração de resultados consolidada e as variações ocorridas nos períodos apresentados.

Receita operacional líquida

Para os Diretores, os principais determinantes da variação da receita líquida em 2015 foram:

- O aumento das tarifas médias da EDP São Paulo (+58,8%) e da EDP Espírito Santo (+54,3%), apesar da redução de 1,4% no volume de energia vendida a clientes finais. O aumento das tarifas médias deve-se aos reajustes tarifários extraordinários, ao reajuste tarifário anual da EDP Espírito Santo e à revisão tarifária periódica da EDP São Paulo;
- Aumento de fornecimento não faturado (+99,8%), decorrente da mudança no critério do cálculo da receita não faturada que passou a aplicar a tarifa vigente e não mais a tarifa média realizada, além do aumento das tarifas vigentes, conforme mencionado acima;
- Aumento de 47,5% dos ativos financeiros setoriais contabilizados, reflexo do aumento do custo da energia comprada para revenda, em especial Itaipu, que sofreu o efeito conjunto da desvalorização cambial e do ajuste da tarifa (de US\$ 26,05/KW para US\$ 38,07/KW). O valor do ativo financeiro setorial contabilizado difere do ativo financeiro setorial efetivamente a receber/devolver para o consumidor, decorrente do despacho nº 245 de 28 de janeiro de 2016, quando a ANEEL determinou a recuperação via tarifa dos valores homologados mensalmente da CCRBT, sendo a contrapartida uma dedução de encargos setoriais com efeito nulo da CCRBT na Receita. Sendo assim, o ativo financeiro setorial total líquido do recebimento da CCRBT é de R\$ 133,3, sendo R\$ 78,4 contabilizados na receita operacional (EDP São Paulo: + R\$ 85,2 e EDP Espírito Santo: - R\$ 6,8) e +R\$ 55,0 no resultado financeiro (EDP São Paulo: +R\$ 34,2 e EDP Espírito Santo: +R\$ 20,8). O saldo do ativo financeiro setorial efetivamente a receber do consumidor reduziu em relação ao ano passado decorrente da efetivação da Bandeira Tarifária a partir de 2015 e da Revisão Tarifária Periódica da EDP São Paulo;
- Contabilização da receita da Porto do Pecém (R\$ 795,7) que passou a ser consolidada a partir de maio de 2015, após a conclusão da aquisição; e
- Redução de 18,8% no volume de vendas de energia no mercado livre e de 11,0% no preço médio de venda, devido ao cenário de menor volatilidade e liquidez no período.

Custo do serviço de energia elétrica

Para os Diretores, a variação referente aos custos do serviço de energia elétrica aumentou 8,0% com relação ao mesmo período no exercício anterior devido a:

- Na distribuição, resultante do aumento dos gastos com compras de energia de Itaipu impactado pela desvalorização cambial e pelo reajuste da tarifa, que representou variação de 46,1% em relação à tarifa de 2014, sem efeitos no resultado, uma vez que parte desse efeito é mitigado pela constituição de ativo financeiro setorial;

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

- Contabilização dos gastos não gerenciáveis da Porto do Pecém (R\$ 261,8) conforme consolidação a partir de maio de 2015; e
- Em contrapartida, na Geração houve menor impacto de GSF entre os períodos comparados, sendo o GSF médio de 2015 de 85,1% ao PLD Médio Submercado SE/CO de R\$ 288,1/MWh, gerando um impacto total de R\$ 388,7, comparado a R\$ 491,7 em 2014 (GSF médio de 90,6% e PLD Médio Submercado SE/CO de R\$ 688,9/MWh). Adicionalmente, houve impacto positivo da repactuação do risco hidrológico de R\$ 40,8.

Custo da produção da energia elétrica

Corresponde aos custos com produção de energia da controlada Porto do Pecém, consolidada a partir de sua aquisição integral ocorrida em 15 de maio de 2015.

Custo de operação

Para os Diretores o custo de operação apresentou uma variação de 4,5%, em virtude dos seguintes itens:

- **Pessoal:** aumento de 10,5%, com relação ao exercício anterior decorrente da consolidação Porto do Pecém, que incrementou R\$19,8 ao resultado do período.
- **Materiais e serviços de terceiros:** aumento de 13,3% com relação ao exercício anterior devido, em parte, ao efeito da consolidação da Porto do Pecém, com R\$33,9 de gastos.
- **Depreciações e amortizações:** aumento de 37,0% com relação ao mesmo período no exercício anterior, decorrente principalmente do efeito da consolidação da Porto do Pecém, que contribuiu com R\$95,1.
- **Ressarcimento por indisponibilidade:** efeito positivo de R\$149,9 que a Porto do Pecém teve reconhecido como a receber em virtude do cálculo do ressarcimento devido às distribuidoras compradoras no CCEAR ter sido efetuado conforme à proporção de suas indisponibilidades superiores às de referência.

Custo dos serviços prestados a terceiros

Os Diretores afirmam que o aumento de 9,4% com relação ao mesmo período no exercício anterior decorre, principalmente, da variação dos custos com construção da infraestrutura das distribuidoras.

Despesas e receitas operacionais

- **Despesa com vendas:** aumentaram 174,1% com relação ao exercício anterior, principalmente em relação à Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa (PCLD) nas distribuidoras decorrente do grande aumento das tarifas proveniente dos altos reajustes tarifários de 2014 juntamente com a revisão tarifária ocorrida durante o ano de 2015.
- **Despesas gerais e administrativas:** aumentaram 1,7%, um acréscimo de R\$7,1 com relação ao exercício anterior, devido basicamente à: (i) reajuste salarial em cumprimento ao acordo coletivo, uma vez que a rubrica de Pessoal teve um incremento de R\$16,0; e (ii) materiais tiveram um incremento de R\$6,4 em decorrência de maior consumo de materiais nas distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, além de redução na contratação de serviços de terceiros, no montante de R\$16,8.
- **Ganhos na alienação de investimentos:** Em 15 de maio de 2015, a Companhia comunicou a conclusão da aquisição dos 50% da Porto do Pecém detido pela Eneva, uma vez tendo sido atendidas todas as condições precedentes desta transação. O valor total da aquisição foi de R\$ 300,0 (efeito caixa), gerando um ganho contábil para a Companhia de R\$ 884,7. Em 21 de dezembro de 2015 a Companhia concluiu a venda da EDP Renováveis Brasil S.A. para a EDP Renováveis S.A. (EDPR) da participação que detinha de 45% do capital total e votante por R\$176, gerando um ganho de R\$68,9 para a Companhia.

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

Resultado das participações societárias

O resultado das participações societárias aumentou 59,2% com relação ao exercício anterior, principalmente em virtude do resultado da Porto do Pecém reconhecido até 15 de maio de 2015, acrescido do resultado negativo de nossas controladas em conjunto – CEJA e Cachoeira Caldeirão.

Resultado financeiro

O montante de receitas financeiras apresentou variação positiva de 84,9% com relação ao mesmo período no exercício anterior, que decorre principalmente de: (i) a variação monetária e acréscimo moratório da energia vendida das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo (R\$6,2 e R\$25,7, respectivamente); (ii) efeito positivo de operações de hedge e swap da controlada Porto do Pecém (R\$145,4); e (iii) atualização financeira sobre os ativos/passivos financeiros setoriais das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo de R\$52,8.

Já as despesas financeiras apresentaram variação positiva de 99,5%, decorrente principalmente de: (i) variação monetária e acréscimo moratório da energia comprada no montante de R\$31,8 das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo (R\$21,5 e R\$10,3, respectivamente); (ii) os encargos sobre dívida no montante de R\$192,2 (sendo R\$98,6 da Companhia e R\$93,5 da Porto do Pecém); (iii) variação monetária em moeda nacional e estrangeira, no montante de R\$276,3, principalmente da controlada Porto do Pecém, em virtude da variação do dólar sobre sua dívida em moeda estrangeira; e (iv) atualização monetária sobre Uso do Bem Público (UBP) no montante de R\$31,8 das geradoras Investco e Enerpeixe.

Imposto de renda e contribuição social correntes

Acréscimo de 17,1% com relação ao mesmo período no exercício anterior em virtude, principalmente, do lucro tributável das distribuidoras EDP São Paulo, EDP Espírito Santo (maior tarifa após os reajustes tarifários) e da geradora Lajeado Energia (menor impacto de compra de energia pela estabilização do GSF), compensado em partes pelo menor lucro da EDP Comercializadora (preços mais estáveis no mercado livre).

Imposto de renda e contribuição social diferidos

Apresentou variação negativa de 4,5% em virtude de: (i) efeito positivo de R\$66,8 das distribuidoras EDP Espírito Santo e EDP São Paulo pela realização dos ativos e passivos financeiros setoriais (maior recebimento por parte dos consumidores, após os reajustes ocorridos durante o ano de 2015), que gera um diferimento do imposto de renda e contribuição social inferiores aos registrados no ano de 2014; e (ii) efeito negativo do imposto diferido, no montante de R\$50,6 da Companhia, principalmente pela mais valia na aquisição da Porto do Pecém.

Participação dos não controladores

Aumento de 48,0% com relação ao exercício anterior motivado pelo aumento no lucro líquido das geradoras Lajeado Energia e Enerpeixe, devido efeito da estabilização do GSF durante o exercício equalizando assim os custos com a compra de energia. Em outras palavras, quanto maior o lucro das geradoras controladas em conjunto com acionistas minoritários, maior será o resultado atribuído aos acionistas não controladores dessas empresas.

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

	31/12/2014	AV	31/12/2015	AV	31/12/2016	AV	Variação 2016-2015	Variação 2015-2014
ATIVO								
Circulante								
Caixa e equivalentes de caixa	827,0	6,3%	1.150,0	6,2%	2.017,7	10,5%	75,5%	39,1%
Títulos a receber	5,6	0,0%	0,1	0,0%	0,0	0,0%	-100,0%	-98,1%
Contas a receber	1.354,6	10,3%	2.173,3	11,8%	1.696,3	8,8%	-21,9%	60,4%
Impostos e contribuições sociais	235,2	1,8%	284,7	1,5%	426,1	2,2%	49,7%	21,1%
Tributos diferidos	0,0	0,0%	0,0	0,0%	37,4	0,2%	0,0%	0,0%
Empréstimos a receber	0,0	0,0%	70,2	0,4%	50,8	0,3%	-27,7%	0,0%
Dividendos a receber	0,0	0,0%	0,2	0,0%	0,3	0,0%	36,3%	0,0%
Estoques	23,1	0,2%	74,3	0,4%	130,0	0,7%	74,9%	221,2%
Cauções e depósitos vinculados	12,3	0,1%	22,3	0,1%	11,1	0,1%	-50,1%	81,4%
Ativos não circulantes mantidos para venda	107,1	0,8%	122,4	0,7%	0,0	0,0%	-100,0%	14,4%
Ativos financeiros setoriais	383,4	2,9%	664,4	3,6%	58,7	0,3%	-91,2%	73,3%
Outros créditos	175,4	1,3%	301,3	1,6%	235,3	1,2%	-21,9%	71,7%
Total do Ativo Circulante	3.123,6	23,7%	4.863,3	26,4%	4.663,7	24,2%	-4,1%	55,7%
Não Circulante								
Títulos a receber	5,0	0,0%	3,4	0,0%	0,0	0,0%	-100,0%	-32,4%
Ativo financeiro indenizável	940,2	7,1%	1.230,1	6,7%	1.654,0	8,6%	34,5%	30,8%
Contas a receber	284,8	2,2%	72,4	0,4%	106,5	0,6%	47,2%	-74,6%
Títulos e valores mobiliários	0,0	0,0%	0,0	0,0%	98,1	0,5%	0,0%	0,0%
Impostos e contribuições sociais	70,7	0,5%	84,5	0,5%	107,2	0,6%	26,8%	19,5%
Tributos diferidos	347,8	2,6%	620,8	3,4%	916,5	4,8%	47,6%	78,5%
Empréstimos a receber	200,1	1,5%	16,1	0,1%	17,6	0,1%	9,2%	-91,9%
Adiantamento para futuro aumento de capital	0,0	0,0%	13,0	0,1%	64,6	0,3%	396,9%	0,0%
Cauções e depósitos vinculados	232,2	1,8%	179,6	1,0%	188,6	1,0%	5,0%	-22,7%
Ativos financeiros setoriais	218,2	1,7%	98,2	0,5%	12,7	0,1%	-87,1%	-55,0%
Outros créditos	29,9	0,2%	46,2	0,3%	79,3	0,4%	71,8%	54,3%
	<u>2.328,9</u>	17,7%	<u>2.364,4</u>	12,8%	<u>3.245,2</u>	16,9%	37,3%	1,5%
Investimentos	1.111,7	8,4%	850,4	4,6%	1.181,3	6,1%	38,9%	-23,5%
Propriedades para investimentos	13,5	0,1%	12,7	0,1%	12,6	0,1%	-1,5%	-5,3%
Imobilizado	3.941,2	29,9%	7.621,4	41,4%	7.422,4	38,6%	-2,6%	93,4%
Intangível	2.652,9	20,1%	2.700,1	14,7%	2.718,7	14,1%	0,7%	1,8%
	<u>7.719,3</u>	58,6%	<u>11.184,6</u>	60,7%	<u>11.334,9</u>	58,9%	1,3%	44,9%
Total do Ativo Não Circulante	10.048,2	76,3%	13.549,0	73,6%	14.580,1	75,8%	7,6%	34,8%
TOTAL DO ATIVO	13.171,8	100,0%	18.412,3	100,0%	19.243,8	100,0%	4,5%	39,8%

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

	31/12/2014	AV	31/12/2015	AV	31/12/2016	AV	Varição 2016-2015	Varição 2015-2014
PASSIVO								
Circulante								
Fornecedores	1.098,7	8,3%	1.308,0	7,1%	1.123,6	5,8%	-14,1%	19,1%
Impostos e contribuições sociais	304,2	2,3%	452,7	2,5%	453,9	2,4%	0,3%	48,8%
Tributos diferidos	32,1	0,2%	56,2	0,3%	0,9	0,0%	-98,4%	75,0%
Dividendos	305,9	2,3%	420,9	2,3%	368,7	1,9%	-12,4%	37,6%
Debêntures	790,2	6,0%	538,6	2,9%	693,9	3,6%	28,8%	-31,8%
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	675,5	5,1%	271,0	1,5%	378,2	2,0%	39,6%	-59,9%
Benefícios pós-emprego	43,0	0,3%	28,4	0,2%	34,9	0,2%	23,0%	-34,0%
Passivos não circulantes mantidos para venda	-	0,0%	11,3	0,1%	-	0,0%	-100,0%	0,0%
Encargos Setoriais	86,7	0,7%	288,2	1,6%	204,7	1,1%	-29,0%	232,5%
Uso do bem público	25,8	0,2%	27,2	0,1%	29,5	0,2%	8,4%	5,3%
Provisões	22,7	0,2%	197,0	1,1%	154,7	0,8%	-21,5%	769,0%
Passivos financeiros setoriais	-	-	-	-	353,5	1,8%	0,0%	0,0%
Outras contas a pagar	171,6	1,3%	324,5	1,8%	179,9	0,9%	-44,5%	89,1%
Total do Passivo Circulante	3.556,4	27,0%	3.924,2	21,3%	3.976,5	20,7%	1,3%	10,3%
Não Circulante								
Fornecedores	3,1	0,0%	-	0,0%	3,9	0,0%	0,0%	-100,0%
Impostos e contribuições sociais	71,4	0,5%	61,9	0,3%	51,1	0,3%	-17,4%	-13,4%
Tributos diferidos	255,0	1,9%	377,1	2,0%	339,0	1,8%	-10,1%	47,9%
Debêntures	1.447,4	11,0%	1.864,6	10,1%	2.388,0	12,4%	28,1%	28,8%
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	445,4	3,4%	3.512,3	19,1%	2.110,9	11,0%	-39,9%	688,5%
Benefícios pós-emprego	336,6	2,6%	439,6	2,4%	599,7	3,1%	36,4%	30,6%
Encargos Setoriais	7,0	0,1%	16,6	0,1%	18,9	0,1%	13,9%	136,4%
Uso do bem público	258,3	2,0%	277,4	1,5%	287,4	1,5%	3,6%	7,4%
Provisões	195,6	1,5%	386,4	2,1%	344,6	1,8%	-10,8%	97,6%
Provisão para passivo a descoberto	0,9	0,0%	-	0,0%	1,2	0,0%	0,0%	-100,0%
Passivos financeiros setoriais	-	0,0%	27,8	0,2%	109,4	0,6%	293,7%	0,0%
Outras contas a pagar	27,9	0,2%	36,2	0,2%	28,2	0,1%	-22,0%	29,4%
Total do Passivo Não Circulante	3.048,6	23,1%	6.999,7	38,0%	6.282,3	32,6%	-10,2%	129,6%
Patrimônio Líquido								
Capital social	3.182,7	24,2%	3.182,7	17,3%	4.682,7	24,3%	47,1%	0,0%
Reservas de capital	141,3	1,1%	139,7	0,8%	135,5	0,7%	-3,0%	-1,1%
Reservas de lucros	1.766,2	13,4%	2.729,3	14,8%	3.065,9	15,9%	12,3%	54,5%
Outros resultados abrangentes	(192,6)	-1,5%	(233,4)	-1,3%	(354,8)	-1,8%	52,0%	21,2%
Ações em tesouraria	(6,6)	-0,1%	(6,6)	0,0%	(6,0)	0,0%	-9,9%	0,0%
Total do Patrimônio Líquido	4.891,0	37,1%	5.811,7	31,6%	7.523,3	39,1%	29,5%	18,8%
Participações não controladores	1.675,8	12,7%	1.676,8	9,1%	1.461,8	7,6%	-12,8%	0,1%
participações dos acionistas não controladores	6.566,8	49,9%	7.488,4	40,7%	8.985,1	46,7%	20,0%	14,0%
TOTAL DO PASSIVO	13.171,8	100,0%	18.412,3	100,0%	19.243,8	100,0%	4,5%	39,8%

Comparação das principais contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015

Segue abaixo os comentários dos Diretores acerca das variações das principais contas do Balanço Patrimonial.

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

Ativo

Ativo Circulante

Caixa e equivalentes de caixa: o saldo 75,5% superior ocorreu, principalmente, devido ao aumento de capital social de R\$1,5 bilhão, que foi integralmente subscrito pelos nossos acionistas.

Contas a receber: a variação negativa de 21,9% ocorreu, principalmente, por (i) redução do consumo devido ao cenário macroeconômico; (ii) redução das tarifas das distribuidoras no reajuste anual; e (iii) contabilização em 2015 do ressarcimento por indisponibilidade na controlado Porto do Pecém, referente às mudanças nas premissas do cálculo do FID.

Impostos e contribuições sociais: a variação positiva de 49,7% é decorrente, principalmente, dos maiores desembolsos com antecipações de Imposto de Renda e Contribuição Social, em virtude lucros tributáveis maiores em 2016 do que aqueles ocorridos em 2015.

Estoques: a variação positiva de 74,9% ocorreu em virtude do aumento do preço médio e do volume de carvão estocado da Porto do Pecém.

Ativos financeiros setoriais: a variação negativa de 91,2% corresponde à amortização dos componentes financeiros via devolução tarifária, além da apropriação negativa devido à uma cobertura tarifária para o encargo de CDE maior do que o custo efetivo. A amortização corresponde a uma redução de R\$475,0 no período e a apropriação negativa do encargo de CDE resultou em um movimento de R\$389,0 em 2016.

Outros créditos: a variação negativa de 21,9% é decorrente, principalmente, de: (i) recebimento de descontos tarifários da Eletrobrás (R\$97,3); (ii) regularização de crédito de sinistro da Porto do Pecém (R\$56,0); e (iii) contabilização do valor a receber pela venda da Pantanal (R\$42,4).

Ativo Não Circulante

Ativo financeiro indenizável: esses ativos financeiros refletem o saldo remanescente dos ativos intangíveis das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo não amortizáveis até o final do prazo de concessão e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. O saldo, 34,5% superior se deve às adições do período e a atualização financeira pelo Valor Novo de Reposição que na EDP Espírito Santo, por conta da revisão tarifária, registrou R\$148,2.

Contas a receber: o aumento de 47,2% é decorrente, principalmente, do aumento do parcelamento de débitos dos consumidores das distribuidoras.

Tributos diferidos: o saldo 47,6% superior é resultante da amortização dos ativos e passivos setoriais incorporados à tarifa das distribuidoras.

Ativos financeiros setoriais: a variação negativa de 87,1% corresponde à transferência para o ativo circulante de parcelas de CVA das distribuidoras que serão incorporadas às tarifas em ciclos tarifários superiores a 12 meses.

Investimentos: o saldo 38,9% superior corresponde, basicamente, à aportes efetuados pela Companhia na controlada em conjunto São Manoel no valor de R\$419,0, compensado por redução do capital da controlada Enerpeixe no montante de R\$140,0.

Imobilizado: o saldo inferior em 2,6% é decorrente, principalmente, de: (i) a venda dos ativos da Pantanal, ocorrida em 29 de janeiro de 2016; e (ii) depreciação dos ativos das geradoras.

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

Passivo

Passivo circulante

Fornecedores: o saldo, 14,1% menor ao ano anterior, deve-se, principalmente, à redução no custo de aquisição de energia das distribuidoras devido aos seguintes fatores: (i) substituição de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR por contratos mais baratos na modalidade de cotas; (ii) diminuição do despacho termoeletrico pelo Operador Nacional do Sistema; e (iii) redução do preço da energia adquirida de Itaipu influenciado pela taxa cambial do dólar.

Dividendos: redução de 12,4%, em decorrência, principalmente, da redução do lucro da Companhia no ano de 2016.

Debêntures: aumento de 28,8% em virtude das amortizações nas controladas EDP São Paulo R\$354,2 e na Companhia R\$395,1, compensadas em parte pelos encargos incorridos durante o ano de 2016 e as transferências do não circulante.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: aumento de 39,6% em decorrência de: (i) amortizações das controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo e da Porto do Pecém; (ii) encargos incorridos durante o ano de 2016 devido ao aumento da Selic e da TJLP; e (iii) transferências do não circulante das controladas EDP São Paulo R\$149,4, Lajeado R\$191,0 e da Companhia R\$325,6.

Encargos setoriais: redução de 29,0%, principalmente decorrente da redução do valor do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Esse menor valor do encargo é consequência da diminuição no valor de algumas contas que incorporam o encargo, como a Conta de Consumo de Combustível, além dos valores referentes a indenizações de concessões, e redução de R\$34,6 do repasse para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT decorrente da sequência de bandeiras verdes.

Provisões: a redução de 21,5% corresponde aos valores que a controlada Porto do Pecém tem a pagar às distribuidoras a título de ressarcimento por insuficiência de geração, por indisponibilidade e por geração inferior ao despacho do ONS que geraram uma redução na rubrica no montante de R\$29,8.

Passivos financeiros setoriais: A variação deve-se a inversão no saldo de ativos financeiros setoriais devido à amortização via recebimento tarifário principalmente na EDP São Paulo.

Outras contas a pagar: a redução de 44,5% é decorrente, principalmente, da regularização do adiantamento de sinistro do gerador danificado no valor de R\$78,8 com consequente recebimento de indenização por lucros cessantes. Adicionalmente houve pagamento para a EDP Portugal no montante de R\$31,2 relativo a contrato de prestação de serviços de apoio em gestão.

Passivo Não Circulante

Tributos diferidos: 10,1% inferior, principalmente, pela amortização dos ativos e passivos setoriais incorporados à tarifa das distribuidoras.

Debêntures: aumento de 28,1% devido à 1ª emissão de debêntures da controlada Enerpeixe no valor de R\$348,3 e troca da dívida da controlada Porto do Pecém com o BID por debêntures R\$326,6, compensado em partes pelas transferências de parcelas vincendas em período inferior a 12 meses das empresas Lajeado e EDP São Paulo.

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

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: redução de 39,9% principalmente em decorrência de: (i) pagamento antecipado da dívida com o BID da Porto do Pecém, que reduziu no saldo o montante de R\$910; (ii) pagamento antecipado da captação da Companhia para aquisição da participação detida pela Eneva na Porto do Pecém; e (iii) transferências para o passivo circulante de dívidas com vencimento inferior a 12 meses.

Benefícios pós-emprego: aumento de 36,4% em decorrência, principalmente, do incremento da EDP Espírito Santo no valor de R\$138,0 proveniente da redução da taxa de desconto, aumento na taxa de inflação dos custos médicos aliados ao acréscimo no fator de envelhecimento.

Provisões: a redução de 10,8% corresponde, principalmente, aos valores que a controlada Porto do Pecém tem a pagar às distribuidoras a título de ressarcimento por insuficiência de geração, por indisponibilidade e por geração inferior ao despacho do ONS que geraram uma redução na rubrica no montante de R\$65,1, compensadas pela contabilização da licença ambiental para os próximos 10 anos na Enerpeixe no montante de R\$22,4.

Passivos financeiros setoriais: Saldo a pagar de passivos setoriais que serão devolvidos ao consumidor em 12 meses via tarifa no próximo reajuste tarifário, além do movimento de ultrapassagem de demanda e energia reativa que são contabilizados nessa rubrica e só serão incorporados na tarifa na próxima revisão tarifária em 2019.

Patrimônio líquido: aumento de 29,5%, principalmente, pelo aumento de capital de R\$1,5 bilhões na Companhia somado ao lucro líquido não distribuídos do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2016, cuja distribuição via dividendos foi de apenas 50% e os restantes 50% ficaram retidos nas rubricas de reservas de lucros no montante de R\$336,6.

Comparação das principais contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014

Segue abaixo os comentários dos Diretores acerca das variações das principais contas do Balanço Patrimonial.

Ativo

Ativo Circulante

Caixa e equivalentes de caixa: o saldo 39,1% superior ocorreu principalmente devido à: (i) nas distribuidoras: aumento da geração de caixa em virtude do Reajuste Tarifário Extraordinário ocorrido a partir de março/2015 e das Bandeiras Tarifárias instituídas a partir de janeiro de 2015; (ii) captações de dívidas nas distribuidoras para reforço de caixa e liquidação de dívidas vincendas no 2º. semestre de 2015; (iii) captação de dívida na Companhia para aquisição da Porto do Pecém no montante de R\$300, ocorrido em maio de 2015; (iv) recebimento da venda da participação de 50% detida na EDP Renováveis Brasil no montante de R\$176 ocorrido em junho e dezembro de 2015; e (v) captação de debêntures na Companhia no montante de R\$892,6.

Contas a receber: a variação positiva de 60,4% ocorreu em virtude, principalmente, do aumento no prazo médio de recebimento dos clientes das distribuidoras (nas classes Residencial, Industrial e Comercial, com destaque maior para os Clientes Livres), em virtude do aumento nas tarifas ocorrido a partir de janeiro de 2015 via bandeiras tarifárias e do reajuste tarifário extraordinário e a partir de março de 2015. Além desse impacto relevante, a consolidação da controlada Porto do Pecém, a partir de sua aquisição completa em maio de 2015, também contribuiu com um incremento de R\$403,5.

Estoque: a variação positiva de 221,2% ocorreu em virtude, principalmente da incorporação, a partir de 15 de maio de 2015, da controlada Porto do Pecém que possui estoque de carvão para geração de energia térmica.

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

Ativos financeiros setoriais: a variação positiva de 73,3% corresponde à apropriação líquida da CVA das distribuidoras compensada em parte pela devolução tarifária. Os montantes pagos de ESS e CDE superiores ao que consta nas tarifas perfaz o montante de R\$1,079. Já os montantes relativos à amortização, atualização financeira e recebimentos da CCRBT (Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária) perfazem o montante de R\$204,5. Esses dois itens é que explicam principalmente a variação positiva mencionada inicialmente.

Ativo Não Circulante

Ativo financeiro indenizável: esses ativos financeiros refletem o saldo remanescente dos ativos intangíveis das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo não amortizáveis até o final do prazo de concessão e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. O saldo, 30,8% superior se deve às adições do período e a atualização financeira pelo Valor Novo de Reposição.

Contas a receber: em 31 de dezembro de 2014 referia-se, principalmente, ao saldo que a EDP Comercializadora tinha a receber da, até então, controlada em conjunto Porto do Pecém. A partir da aquisição da Porto do Pecém, em 15 de maio de 2015, esses valores passaram a ser eliminados, pelas regras de consolidação, por se tratar de saldos entre empresas de controle comum da Companhia. Os valores remanescentes são relacionados a parcelamentos de débitos dos consumidores das distribuidoras.

Tributos diferidos: o saldo 78,5% superior é resultante, em sua maioria, por IRPJ e CSLL da Porto do Pecém que, após a aquisição em 15 de maio de 2015, passou a ser controlada integralmente pela Companhia. A origem dos ativos diferidos da Porto do Pecém é o saldo de prejuízos fiscais acumulados, que serão compensados com lucros tributáveis futuros. Além da Porto do Pecém, as distribuidoras também possuem ativos diferidos sobre a provisão dos ativos e passivos setoriais, que serão realizados na medida em que serão incorporados à tarifa das distribuidoras.

Ativos financeiros setoriais: a variação negativa de 55,0% corresponde à transferência para o ativo circulante de parcelas de CVA das distribuidoras que serão incorporadas às tarifas em ciclos tarifários superiores a 12 meses.

Investimentos: o saldo 23,5% inferior corresponde, basicamente, à aquisição do controle da Porto do Pecém, o que implica em eliminação dos saldos, pelas regras de consolidação, por se tratar de participação em empresa controlada. Tal efeito redutor é compensado pelos aportes efetuados pela Companhia na CEJA, Cachoeira Caldeirão e São Manoel.

Imobilizado: o saldo superior em 93,4% é decorrente, principalmente, de: (i) a incorporação dos ativos da Porto do Pecém, após aquisição ocorrida em 15 de maio de 2015; e (ii) depreciação dos ativos das geradoras.

Intangível: a variação no saldo, de 1,8%, é composta, principalmente, pelo Direito de Concessão da Porto do Pecém em virtude da aquisição ocorrida em 15 de maio de 2015.

Passivo

Passivo circulante

Fornecedores: o saldo, 19,1% superior ao ano anterior, deve-se, principalmente, ao efeito da consolidação da Porto do Pecém, que acrescentou R\$171,7 a essa rubrica.

Dividendos: aumento de 37,6%, em decorrência, principalmente, de maior lucro da Companhia no ano de 2015, além de lucro maior das demais controladas Investco, Lajeado e Enerpeixe.

Debêntures: redução de 31,8% em virtude das amortizações das controladas EDP Espírito Santo e EDP São Paulo, compensadas em parte pelos encargos incorridos durante o ano de 2015.

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

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: redução de 59,9% em decorrência de: (i) efeito da aquisição da Porto do Pecém, ocorrida em 15 de maio de 2015; (ii) as amortizações da Companhia e das controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo e Enerpeixe; (iii) encargos incorridos durante o ano de 2015; e (iv) repactuação de dívidas vencíveis no ano de 2015 por dívidas com vencimento superior a 12 meses, tanto da Companhia quanto de suas controladas EDP Espírito Santo e EDP São Paulo.

Encargos setoriais: aumento de 232,5%, principalmente decorrente de: (i) efeito da aquisição da Porto do Pecém que gerou um incremento de R\$11,8; e (ii) incremento de R\$157,2 na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que teve o aumento expressivo no valor da quota mensal para a recomposição do fundo da CDE face os repasses efetuados pelo mesmo às distribuidoras de energia no exercício de 2013, em função da conjuntura hidrológica desfavorável e de seus impactos no equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias.

Provisões: o acréscimo de 769% corresponde aos valores que a controlada Porto do Pecém tem a pagar as distribuidoras a título de ressarcimento por insuficiência de geração, por indisponibilidade e por geração inferior ao despacho do ONS que geraram um incremento na rubrica no montante de R\$149,4.

Outras contas a pagar: o acréscimo de 89,1% é decorrente, principalmente, do incremento do montante de R\$78,8 relativo ao recebimento de parte do sinistro de Porto do Pecém, relativo aos custos de reposição do gerador danificado em 2014, além de indenização por lucros cessantes. O sinistro encontra-se em avaliação pelas seguradoras.

Passivo Não Circulante

Tributos diferidos: 47,9% superior, principalmente, pelo incremento de ganho não tributado proveniente da mais valia na aquisição da participação de 50% na Porto do Pecém.

Debêntures: aumento de 28,8% devido à captação de R\$892,6 da Companhia, ocorrida em outubro de 2015, para alongar o perfil da dívida, compensado em partes pelas transferências de parcelas vincendas em período inferior a 12 meses das empresas Energest e EDP São Paulo.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: aumento de 688,5% principalmente em decorrência de: (i) o efeito da aquisição da Porto do Pecém, que acrescentou ao saldo o montante de R\$2.324,1; (ii) captações da Companhia para aquisição da participação detida pela Eneva na Porto do Pecém; (iii) captações das controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, para alongar o prazo de pagamento das dívidas das distribuidoras; e (iv) transferências para o passivo circulante de dívidas com vencimento inferior a 12 meses.

Benefícios pós-emprego: aumento de 30,6% em decorrência, principalmente, de alteração na metodologia do cálculo que passou a considerar o custo médio anual de assistência médica apenas com a população de aposentados, uma vez que esse grupo apresenta um número significativo de pessoas.

Provisões: o acréscimo de 96,6% corresponde aos valores que a controlada Porto do Pecém tem a pagar as distribuidoras a título de ressarcimento por insuficiência de geração, por indisponibilidade e por geração inferior ao despacho do ONS que geraram um incremento na rubrica no montante de R\$123,4.

Patrimônio líquido: aumento de 18,8%, basicamente pelo lucro líquido do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015, cuja distribuição via dividendos foi de apenas 25% e os restantes 75% ficaram retidos nas rubricas de reservas de lucros no montante de R\$963,1.

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

FONTES E USOS DE RECURSOS

De acordo com os Diretores, a Companhia conta, principalmente, com o fluxo de caixa das suas operações e com recursos captados de terceiros por meio de contratos de financiamento para custear suas atividades operacionais e investimentos. Os recursos da Companhia são utilizados principalmente para investimentos nas suas distribuidoras de energia, buscando manter a qualidade do serviço prestado e suportar o aumento natural de carga inerente às concessões. Na geração, visando ampliação da capacidade instalada e consequentemente aumentando a participação deste negócio no portfólio do Grupo.

Fluxo de caixa

A tabela a seguir apresenta o nosso fluxo de caixa das atividades operacionais, de investimento e de financiamento para os períodos indicados:

	31/12/2014	AV	31/12/2015	AV	31/12/2016	AV
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	701,5	-721,9%	1.567,9	485,4%	2.331,3	268,7%
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(199,2)	205,0%	(857,7)	-265,5%	(609,2)	-70,2%
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(599,5)	616,9%	(387,1)	-119,8%	(854,3)	-98,5%
Disponibilidades no início do exercício	924,1	-951,0%	827,0	256,0%	1.150,0	132,5%
Disponibilidades no final do exercício	827,0	-851,0%	1.150,0	356,0%	2.017,7	232,5%
Aumento (redução) nas disponibilidades	(97,2)	100,0%	323,0	100,0%	867,7	100,0%
Aumento (redução) nas disponibilidades (%)	-10,5%		39,1%		75,5%	

	Variação 2015-2014	Variação 2015-2014	Variação 2016-2015	Variação 2016-2015
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	866,3	123,5%	763,4	48,7%
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(658,5)	330,5%	248,5	-29,0%
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	212,3	-35,4%	(467,2)	120,7%
Disponibilidades no início do exercício	(97,2)	-10,5%	323,0	39,1%
Disponibilidades no final do exercício	323,0	39,1%	867,7	75,5%
Aumento (redução) nas disponibilidades	420,2	-432,4%	544,7	168,6%

Comparação do Fluxo de Caixa nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015

O fluxo de caixa das atividades operacionais apresentou um aumento de R\$763,5, entre os períodos. Tal variação é explicada, principalmente, pela geração de caixa proveniente das operações das distribuidoras do Grupo, decorrente dos recebimentos de ativos setoriais.

O fluxo de caixa das atividades de investimento apresentou uma variação positiva de R\$248,5 entre os períodos, em virtude, principalmente, de: (i) entrada de recursos pela venda da Pantanal, no montante de R\$278; e (ii) saída de recursos pela aquisição da EDP Soluções, no montante de R\$14 em 2015.

O fluxo de caixa das atividades de financiamento apresentou uma evolução negativa de R\$467,2 entre os períodos. Essa queda é explicada pelos seguintes fatores: (i) menor fluxo de captações de dívida em relação às amortizações ocorridas durante o ano de R\$1,6 bilhões, decorrente dos pré-pagamentos das dívidas em Porto do Pecém e na Companhia; (ii) redução de capital da Enerpeixe em 2016 no valor de R\$140,0; e (iii) R\$1.500,0 de aumento de capital da Companhia que compensou parcialmente a redução dos itens anteriores.

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

Comparação do Fluxo de Caixa nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014

O fluxo de caixa das atividades operacionais apresentou um aumento de R\$ 866,3, entre os períodos. Tal variação é explicada principalmente pela geração de caixa proveniente das operações das distribuidoras do Grupo, principalmente pelo recebimento de recursos advindos da bandeira tarifária e pelos reajustes tarifários ocorridos durante o ano de 2015, além da geração de caixa da Porto do Pecém, com efeitos a partir de 15 de maio de 2015. Tais efeitos positivos foram compensados parcialmente pelo efeito negativo advindo da compra de energia das geradoras, em virtude do GSF estar baixo, pelas condições hidrológicas adversas.

O fluxo de caixa das atividades de investimento apresentou uma variação negativa de R\$ 655,6 entre os períodos, em virtude, principalmente, de: (i) entrada de recursos pela alienação no 1º semestre de 2014, de 50% da participação na UHE Cachoeira Caldeirão e UHE Santo Antônio do Jari, no montante de R\$ 420,6; (ii) saída de recursos pela aquisição da participação remanescente na Porto do Pecém no montante de R\$ 300 em maio de 2015; (iii) saída de recursos pelos investimentos financeiros efetuados nos empreendimentos em construção UHE Cachoeira Caldeirão e UHE São Manoel, no montante de R\$ 142,5; (iv) entrada de recursos pela alienação de participação na EDP Renováveis Brasil S.A., no montante de R\$176; e (v) saída de recursos pela aquisição da APS, no montante de R\$14.

O fluxo de caixa das atividades de financiamento apresentou uma evolução de R\$ 209,5 entre os períodos. Esse aumento é explicado pelo maior fluxo de captações de dívida em relação às amortizações ocorridas durante o ano, principalmente na Companhia, que teve uma captação líquida positiva (mais captações do que amortizações) de R\$ 430,6 em 2015 e uma captação líquida negativa (mais amortizações do que captações) de R\$ 235,8 no 1º Semestre de 2014. Essas captações da Companhia foram necessárias para investimentos, capital de giro, e aquisição de participação da Porto do Pecém. Adicionalmente, existem as captações líquidas positivas da EDP São Paulo e captações líquidas negativas da EDP Espírito Santo além das amortizações das controladas Enerpeixe, Lajeado Energia e Energest.

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

10.2. Comentários dos Diretores da Companhia sobre:

(Em milhões de reais, exceto quando indicado. Os comparativos com a receita operacional líquida não consideram a receita de construção, exceto quando indicado)

A receita de construção, registrada nas distribuidoras, está diretamente associada às adições do ativo intangível em formação (Direito de concessão – infraestrutura), não sendo incorporada margem nesta atividade de construção, assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura, em igual montante. Em síntese, por se tratar de receita meramente contábil, sem efeito no resultado líquido, a Companhia expurga seus efeitos para fins de explicação das variações.

a) Resultados das operações

Os nossos Diretores destacam que os três principais segmentos de atuação da Companhia são distribuição, geração e comercialização. Estes segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica entre eles. Os segmentos de geração e comercialização vendem energia também para nossas distribuidoras. Nossos Diretores ressaltam que, com o intuito de evitar a duplicidade das receitas e despesas, os resultados das operações inter-segmento são eliminados de nossas demonstrações consolidadas. Todavia, os Diretores entendem que a análise individual dos segmentos não seria a mais adequada caso estas operações fossem desconsideradas. Como consequência, as vendas e despesas entre os segmentos não foram eliminados na discussão dos resultados apresentados abaixo.

(i) Descrição de quaisquer componentes da receita

Distribuição

A receita no segmento de distribuição é proveniente, principalmente, do faturamento do consumo de energia dos consumidores das áreas de concessão das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo. Outra parte relevante da receita deste segmento está relacionada à cobrança da tarifa pelo uso da rede de distribuição (TUSD).

As tarifas cobradas dos consumidores são estabelecidas pelo órgão regulador (ANEEL) sendo que quaisquer modificações nas regras vigentes para o setor ou na metodologia de cálculo das tarifas podem afetar a receita da Companhia.

A quantidade de energia vendida varia, principalmente, em função de fatores externos, tais como, temperatura, massa salarial e atividade econômica da área de concessão de nossas distribuidoras, além da própria atividade econômica do País.

Geração

A receita do segmento de geração é proveniente da venda da energia gerada nas usinas (hidrelétricas e termelétricas) para as distribuidoras e comercializadoras. Atualmente, o Grupo EDP – Energias do Brasil possui 14 usinas hidrelétricas e 1 usina térmica em operação (vide item 7.3 a.).

Na visão dos nossos Diretores, trata-se de um segmento que requer elevados investimentos em ativos imobilizados e financiamentos relevantes para viabilizar as respectivas construções sendo que, em alguns empreendimentos, é necessário que atuemos em parceria com sócios estratégicos.

Na opinião dos Diretores, esta necessidade decorrente do próprio segmento explica o porquê as receitas e margens não são refletidas no lucro líquido consolidado.

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

Adicionalmente, uma parte dessas receitas e margens são distribuídas aos acionistas não controladores.

Comercialização

A receita no segmento de comercialização é proveniente da EDP Comercializadora decorrente da venda de energia para consumidores livres, concessionárias, permissionárias e outras comercializadoras.

(ii) Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Segue abaixo os montantes de receita líquida, EBITDA ajustado e Lucro líquido, segregados por segmento, e o percentual de representatividade em relação ao consolidado:

Receita líquida									
	Distribuição	%	Geração	%	Comercialização	%	Outros/ Eliminações	%	Total
2016	5.436,0	61,2%	2.381,1	26,8%	1.850,4	20,8%	(783,4)	-8,8%	8.884,1
2015	6.617,7	66,6%	2.181,7	21,9%	2.062,1	20,7%	(918,4)	-9,2%	9.943,1
2014	5.330,5	62,0%	1.433,3	16,7%	2.862,2	33,3%	(1.024,3)	-11,9%	8.601,7

EBITDA Ajustado									
	Distribuição	%	Geração	%	Comercialização	%	Outros/ Eliminações	%	Total
2016	736,5	32,1%	1.387,1	60,4%	6,1	0,3%	168,1	7,3%	2.297,8
2015	845,3	28,6%	1.216,6	41,1%	42,7	1,4%	855,2	28,9%	2.959,9
2014	887,3	46,6%	636,1	33,4%	97,7	5,1%	282,2	14,8%	1.903,3

Lucro líquido (desconsiderando a participação dos acionistas não controladores)									
	Distribuição	%	Geração	%	Comercialização	%	Outros/ Eliminações	%	Total
2016	354,9	53,2%	294,6	44,2%	(5,5)	-0,8%	22,6	3,4%	666,6
2015	388,8	30,7%	335,4	26,5%	20,2	1,6%	521,6	41,2%	1.265,9
2014	421,8	56,7%	266,8	35,9%	58,9	7,9%	(4,1)	-0,5%	743,5

	Receita líquida		EBITDA Ajustado		Lucro líquido	
	Δ 2016 x 2015 (%)	Δ 2015 x 2014 (%)	Δ 2016 x 2015 (%)	Δ 2015 x 2014 (%)	Δ 2016 x 2015 (%)	Δ 2015 x 2014 (%)
Distribuição	-17,9%	24,1%	-12,9%	-4,7%	-8,7%	-7,8%
Geração	9,1%	52,2%	14,0%	91,3%	-12,1%	25,7%
Comercialização	-10,3%	-28,0%	-85,7%	-56,3%	-127,2%	-65,7%
Outros/ Eliminações	-14,7%	-10,3%	-80,3%	203,0%	-95,7%	-12.822,0%
Total	-10,7%	15,6%	-22,4%	55,5%	-47,3%	70,3%

Na opinião dos nossos Diretores, as variações nas receitas dos nossos segmentos são provenientes, essencialmente, das seguintes circunstâncias: (i) na distribuição, por influência das tarifas de energia elétrica cobradas dos consumidores que, por sua vez, são reguladas e reajustadas pela ANEEL, assim como pelo consumo de energia elétrica por parte dos clientes da área de concessão das distribuidoras; (ii) na geração, por influência das tarifas estabelecidas nos contratos de venda de energia, reajustadas pela inflação; e (iii) na comercialização, por influência da tarifa e volume de venda de energia.

Em relação ao EBITDA ajustado, na opinião dos Diretores, além das variações na receita, indicadas no parágrafo acima, outro aspecto relevante são os gastos operacionais.

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

Os gastos operacionais mais relevantes para a distribuição são: (i) os gastos com energia comprada para revenda e encargos de uso da rede, que são repassados para a tarifa cobrada dos consumidores nos reajustes tarifários, mas podem impactar entre os períodos de reajustes regulatórios; e (ii) os gastos com pessoais, serviços de terceiros, materiais e provisões, entre outros, que são aqueles que podem ser administrados e são constantemente controlados.

Já os gastos operacionais mais relevantes para a geração são: (i) os gastos com energia comprada para revenda e encargos de uso da rede; e (ii) os gastos com pessoais, serviços de terceiros, materiais e provisões, entre outros, utilizados na produção e operação das usinas.

Em relação ao lucro líquido, na opinião dos Diretores, além das variações na receita e dos gastos operacionais, indicadas nos parágrafos acima, outros aspectos relevantes são o resultado financeiro líquido (receitas com aplicações financeiras e encargos de empréstimos e financiamentos contratados influenciados pelos indexadores como CDI e a TJLP) e tributações sobre o lucro.

Nossos Diretores destacam que os principais fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais, advindos das políticas públicas, estão relacionadas às tarifas das distribuidoras da Companhia e ao despacho das usinas hidrelétricas do segmento de geração, que são controlados pelo ONS.

Em relação às tarifas das distribuidoras, nossos Diretores informam que elas são regulamentadas pela ANEEL e são reajustadas anualmente conforme as regras estabelecidas pelo órgão regulador. Com o acirramento da crise econômica brasileira e a redução do consumo de energia, as distribuidoras ficaram sobrecontratadas além do limite de 105% permitido no exercício de 2016. Constituindo uma das medidas mitigatórias ao problema da sobrecontratação de energia elétrica vivenciado pela maior parte das distribuidoras brasileiras ao longo de 2016, foram publicadas algumas Resoluções Normativas pela ANEEL. A Resolução Normativa nº 711/16 possibilitou às distribuidoras, em comum acordo com os agentes de produção, reduzir, postergar ou cancelar contratos de comercialização de energia no ACR (CCEARs). Há pagamento de ônus ou recebimento de bônus pela distribuidora por 3 anos, dependendo do preço do contrato, em relação ao preço médio de compra da distribuidora.

Além disso, houve grande volume de clientes migrando ao ACL, especialmente, em virtude dos elevados custos da geração termoeletrica ocorrida entre 2014 e 2015, com impactos significativos à sobrecontratação das distribuidoras. Nesse cenário, foi publicada a Resolução Normativa nº 726/16, que possibilitou a devolução de contratos quando da migração de clientes que compram energia de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), eólicas, etc., além dos grandes clientes, para novos CCEARs. A referida resolução, por sua vez e ainda dentro do pacote de medidas adotadas pela ANEEL no que se refere à sobrecontratação, aprimorou o emprego do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit de Energia Nova ("MCSD"), com a possibilidade de redução contratual pelos agentes de produção. Reduções ocorrerão do contrato mais caro para o mais barato e não há mecanismo de ônus e bônus.

Também foi publicada em 2016 a Lei 13.360 que introduziu relevantes alterações no cenário regulatório, tais como: (i) a criação dos Leilões de Energia Nova com início do suprimento em até 7 anos (A-7); (ii) a permissão para que consumidores com tensão até 69 kW, existentes anteriormente a 1995, possam se tornar livres; (iii) a possibilidade das distribuidoras venderem seu adicional de energia excedente no mercado livre; (iv) a majoração da Contribuição Financeira por Uso de Recursos Hídricos — CFURH (royalties da água); e (v) a alocação de custos de Itaipu, referentes à energia secundária, para o MRE.

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

Além disso, para a Garantia Física que é atribuída a cada usina hidrelétrica e corresponde ao limite máximo definido para a comercialização de energia em contratos, o Decreto nº 2.655/98 estabeleceu que esse montante será revisto a cada cinco anos (revisão ordinária) ou na ocorrência de fatos relevantes (revisão extraordinária). A última revisão, feita em 2004 pela Portaria do MME nº 303, determinou as garantias físicas de energia das usinas hidrelétricas e a vigência até dezembro de 2014. Desde então, os estudos tiveram continuidade, com ampla participação de órgãos e entidades vinculadas ao MME para analisar e discutir os dados, a configuração, a metodologia e os modelos necessários à revisão ordinária. No final de 2016, a Portaria nº 714 prorrogou mais uma vez, até 31 de dezembro de 2017, os valores vigentes de garantias físicas de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente.

Nos anos de 2014 e 2015, as distribuidoras foram negativamente impactadas pela Medida Provisória nº 579 e pela situação hidrológica do país. Para a recuperação do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, o governo federal implementou uma série de medidas, tais como o auxílio financeiro às distribuidoras e reajustes tarifários em 2014 e reajustes extraordinários e bandeiras tarifárias em 2015. Todos esses fatores permitiram o reequilíbrio econômico-financeiros das distribuidoras.

Nossos Diretores esclarecem que o despacho das usinas hidrelétricas é controlado pelo ONS. A fim de compensar as más condições hidrológicas de 2014 e de 2015 e manter os níveis de segurança nos reservatórios e os níveis de fornecimento de energia elétrica, o ONS despachou usinas termelétricas. A substituição da geração hidrelétrica pela geração termoeletrônica causou resultados adversos no segmento de geração da Companhia, uma vez que as usinas hidrelétricas da Companhia receberam uma quantidade de energia inferior à energia assegurada no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Esse déficit de energia chamado de Fator de Geração em Escala ou "GSF" representou uma despesa, expondo o operador das usinas hidrelétricas a riscos de *spot price*.

Desde janeiro de 2014, as geradoras vêm sofrendo as consequências adversas do GSF. Esse déficit de geração foi provocado principalmente pelo baixo nível de armazenamento dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN), que acarretou o despacho de todas as usinas termelétricas disponíveis no sistema.

Em dezembro de 2015, a Medida Provisória nº 688/2015, que estabelecia as bases para a repactuação do risco hidrológico, foi convertida na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, consolidando o modelo de leilão para as concessões de usinas hidroelétricas que não foram renovadas e, principalmente, definindo os termos para a repactuação do risco hidrológico entre compradores e vendedores de energia. Para o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), haverá o repasse das perdas com o GSF integralmente à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, mediante pagamento de um Prêmio de Risco. A parcela de perda com GSF de 2015 será recompensada aos geradores por meio da isenção do pagamento do prêmio de risco a partir de janeiro de 2016 até a completa compensação das perdas de 2015. O Prêmio de Risco varia de R\$ 0,75 a R\$ 12,75 por MWh, a depender do percentual de risco que o gerador pretende repactuar: de 89% a 100%.

Para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), o Prêmio de Risco varia de R\$ 10,50 a R\$ 23,10 por MWh, a depender da quantidade da Energia de Reserva adquirida do sistema. O ressarcimento das perdas com o GSF de 2015 é realizada exclusivamente mediante extensão do contrato de Concessão do agente de geração que aderir ao acordo no ACL. A repactuação no ACL não isenta o gerador do custo do GSF.

Após análises suportadas por consultores especializados independentes, as controladas Lajeado, Investco, Energest, EDP PCH e Santa Fé e a controlada em conjunto ECE Participações, decidiram aderir à proposta de repactuação do risco hidrológico ao ACR e pela não adesão no ACL.

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

Segundo nossos Diretores, os impactos que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia advindos de alterações das políticas públicas, assim como outros fatores estão detalhados nos itens 10.1 (h) e 10.2 (a) e (c).

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

Os Diretores entendem que o resultado das nossas operações é direta e significativamente impactado pela mudança nas tarifas de energia elétrica reguladas pela ANEEL, sendo que as nossas receitas operacionais e margens (essencialmente no caso das nossas controladas distribuidoras) dependem do processo de revisão/reajuste tarifário. Buscamos manter um bom relacionamento com o órgão regulador e com os demais participantes do mercado, para que o processo de revisão/reajuste tarifário reflita de forma transparente e adequada os interesses dos consumidores e acionistas.

Na opinião dos Diretores, as tarifas de venda de energia da distribuição estão atreladas aos reajustes tarifários, que ocorrem anualmente. Já os contratos de venda de energia da geração estão atrelados ao IGPM e/ou IPCA, corrigidos anualmente. Sendo assim, a receita líquida é diretamente afetada pelos impactos causados pela inflação e pelo órgão regulador.

A receita líquida, excluindo a receita de construção, atingiu R\$8.884,1 em 2016, 10,7% inferior ao mesmo período do ano anterior. Na visão dos nossos Diretores, essa variação é resultante, principalmente pelo segmento de Distribuição, sendo: (i) menor amortização e constituição de ativos e passivos financeiros setoriais (R\$1.867,4); (ii) redução dos tributos sobre a receita (ICMS e PIS/COFINS) em R\$291,0; e o menor repasse de Bandeira Tarifária, com R\$594,7.

Quando comparada a receita líquida, excluindo a receita de construção, do ano de 2015, que atingiu R\$9.943,1, com o exercício social de 2014, que atingiu R\$8.601,7, verificamos uma variação de 15,6%. Nossos Diretores entendem que essa variação é resultante, principalmente, do reajuste extraordinário (ocorrido em março de 2015) e recorrentes, da EDP Espírito Santo ocorrido em 07 de agosto de 2015 e da EDP São Paulo ocorrido em 23 de outubro de 2015. A partir da aquisição de 50% da Porto do Pecém em 15 de maio de 2015, os resultados da mesma também contribuíram com incremento à receita líquida, no montante de R\$795,7.

Adicionalmente, destaca-se também, na opinião dos Diretores, o Sistema de Bandeiras Tarifárias que é a sinalização mensal do custo de geração da energia elétrica que será cobrada do consumidor, de acordo com a definição das bandeiras verde, amarela ou vermelha. Essa sinalização dá ao consumidor a oportunidade de adaptar seu consumo conforme indicação de repasse do custo de geração. Essa regra foi instituída pela ANEEL, na Resolução nº 547/13 e, desde então, sua metodologia foi testada durante o exercício de 2014, sendo implementadas a partir de 2015.

c) Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia, quando relevante.

Os Diretores destacam que todas as nossas operações encontram-se no território nacional. Dessa maneira, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda por energia elétrica e a inflação afeta nossos custos e margens. A inflação afeta os negócios basicamente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras.

Já a depreciação do real eleva os custos de aquisição de energia elétrica da hidrelétrica de Itaipu, além de reduzir em dólar (ou euro) o montante de dividendos a ser distribuído aos acionistas ou mesmo o equivalente em dólares (ou euros) ao preço de mercado de nossas ações ordinárias.

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

A Companhia e suas controladas possuem risco de mercado associado à dívida financeira relacionada ao CDI, TJLP, Dólar, IPCA e Libor 3M e 6M. Adicionalmente, as controladas EDP São Paulo e Porto do Pecém possuem exposições à variação cambial e juros atreladas a dívidas em moeda estrangeira, entretanto, ambas possuem derivativos de swaps com o objetivo de *hedge* econômico, para controlar todas as exposições à variação cambial e juros para essas obrigações.

Nossos Diretores acreditam que possuímos uma política adequada de proteção contra flutuações na taxa de juros e de câmbio.

Adicionalmente, os nossos Diretores destacam que os impactos decorrentes das alterações tarifárias sobre a nossa receita líquida dos últimos três exercícios sociais e do exercício corrente, foram comentados no item 10.2. (b).

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

10.3. Comentários dos Diretores da Companhia sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras da Companhia e em seus resultados

(em milhares de reais, exceto quando indicado).

Os Diretores da Companhia tomaram conhecimento das informações descritas neste item e as transações aqui mencionadas estão alinhadas com as estratégias de negócio da Companhia.

a) Introdução ou alienação de segmento operacional

Os Diretores informam que nos 3 últimos exercícios sociais não houve introdução ou alienação de segmento operacional.

b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Nossos Diretores entendem que os eventos listados no presente item são decorrentes do cumprimento das nossas estratégias de: (i) buscarmos crescimento sustentado em ativos de geração; (ii) focarmos em atividades do nosso segmento de negócio e para as quais tem competências; e (iii) maximizarmos a rentabilidade dos nossos acionistas, como no caso do aproveitamento de benefícios fiscais e redução de custos decorrente das reorganizações societárias descritas a seguir.

Segue abaixo resumo das principais operações de constituição, aquisição ou alienação de participação societária, ocorridas nos últimos três anos:

- 1) Venda de participação acionária - São Manoel
- 2) Venda de participação acionária - CEJA e Cachoeira Caldeirão
- 3) Venda da participação acionária - EDP Renováveis Brasil
- 4) Acordo de compra de ações da UTE Pecém I junto à Eneva S.A.
- 5) Venda de participação acionária - Pantanal
- 6) Aquisição da EDP Soluções em Energia S.A. (atual denominação da APS Soluções em Energia S.A.)
- 7) Reestruturação Societária - Energest
- 8) EDP - Energias do Brasil vence Lote 24 do Leilão de Transmissão nº 013/2015

Seguem abaixo os detalhes e os comentários dos Diretores com relação à cada uma destas operações:

1) Venda de participação acionária - São Manoel

Em 07 de fevereiro de 2014 a Companhia comunicou ao mercado que, no contexto da parceria entre a Companhia, a CWE Investment Corporation (CWEI) e a China Three Gorges Brasil Energia Ltda. (CTG Brasil), anteriormente denominada CWEI (Brasil) Participações, companhias controladas integralmente pela China Three Gorges (CTG), os Diretores assinaram o Contrato de Compra e Venda para alienar 33,333% dos direitos de construção da hidrelétrica São Manoel para a CTG Brasil.

Após a aprovação da ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa nº 4.749/14, e órgãos regulatórios chineses, em 11 de novembro de 2014, a Companhia comunicou ao mercado que foi concluída a transação relativa à alienação da sua participação, bem como assinado o respectivo acordo de acionistas da São Manoel, tendo em vista a verificação das condições precedentes ao fechamento da transação.

A CTG Brasil reembolsará os custos incorridos pela Companhia e assumirá futuros compromissos de capital até o final da construção, riscos e benefícios do projeto na proporção da participação adquirida. Como resultado desta transação, não foram identificados impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

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

Assim, a CTG Brasil junta-se à EDP - Energias do Brasil e à Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas) como acionistas da São Manoel, resultando em uma participação final detida pela EDP - Energias do Brasil de 33,334%, por Furnas de 33,333% e pela CTG Brasil de 33,333% no capital social da São Manoel.

2) Venda de participação acionária - CEJA e Cachoeira Caldeirão

Em 27 de junho de 2014, a Companhia comunicou ao mercado que os Diretores finalizaram as negociações anunciadas em 06 de dezembro de 2013, relativas à venda de 50% das participações detidas pela Companhia nos empreendimentos CEJA e Cachoeira Caldeirão para a CTG Brasil, depois de obtidas todas as aprovações necessárias por parte da ANEEL, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, órgãos reguladores chineses e outras providências de natureza societária e contratuais.

O valor total da operação foi de R\$420,6 milhões, gerando um ganho para a Companhia de R\$408,0 milhões, dos quais, R\$202,9 milhões referem-se à operação de venda das participações e R\$205,1 milhões referentes a mais valia dos investimentos remanescentes, ambos registrados na rubrica "Investimentos" no Balanço Patrimonial em contrapartida da rubrica "Ganho na alienação de investimento" na Demonstração de Resultado.

A partir desta data, os empreendimentos mencionados deixaram de ser controlados pela Companhia e passaram a ser controlados em conjunto e avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

3) Venda da participação acionária - EDP Renováveis Brasil

Conforme anunciado ao mercado em 27 de novembro de 2014, a Companhia assinou um Memorando de Entendimento com a EDP Renováveis S.A. (EDPR), no qual os Diretores firmaram os principais termos e condições indicativos para a aquisição pela EDPR dos 45,00% do capital total e votante da EDP Renováveis Brasil detidos pela Companhia. Em 29 de dezembro de 2014, a Companhia comunicou ao mercado que a EDP Renováveis Brasil assinou um acordo com a CTG Brasil para vender a participação acionária de 49% nos parques eólicos em operação e em desenvolvimento no Brasil.

Em 27 de abril de 2015, os Diretores assinaram o acordo de compra e venda de ações com a EDPR. Em 21 de dezembro de 2015 a Companhia, por meio de Comunicado ao Mercado, informou que, nesta data, foi concluída a venda dos 45% da sua participação do capital total e votante da EDP Renováveis Brasil S.A para a EDPR.

O valor da transação foi de R\$190.000, sendo R\$88.000 recebidos em 30 de junho de 2015 a título de antecipação, R\$88.000 recebidos em 21 de dezembro de 2015, na conclusão da transação e adicionalmente, a Companhia poderá receber até R\$14.000 adicionais, ao longo dos próximos 7 anos, por conta de condições contratuais. Foi registrado um impacto positivo no resultado do exercício de 2015, no valor de R\$68.946.

Com a conclusão da transação, a Companhia deixa de deter participação na EDP Renováveis Brasil, reduzindo 38 MW de capacidade instalada do seu portfólio de geração, consolidando seu posicionamento estratégico como um operador hidrotérmico.

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

4) Acordo de compra de ações da Porto do Pecém junto à Eneva S.A.

Em 09 de dezembro de 2014 a Companhia, por meio de Comunicado ao Mercado, informou que assinou um Acordo de Compra de Ações com a Eneva S.A. (Eneva), com o objetivo de adquirir 50,0% do capital total e votante da Porto do Pecém Geração de Energia S.A. (Porto do Pecém) detido pela Eneva, incluindo mútuos e créditos de carvão e energia, indo de encontro com a estratégia definida pelos Diretores da Companhia. A Porto do Pecém era uma parceria entre a Companhia, que já detinha 50% do capital total votante, e a Eneva que opera e mantém a UTE Pecém II.

Em 15 de maio de 2015 a Companhia, por meio de divulgação de Fato Relevante, informou os acionistas e ao mercado em geral que concluiu a aquisição dos 50,0% do capital total e votante da Porto do Pecém detido pela Eneva, uma vez tendo sido atendidas todas as condições precedentes da referida transação, realizando o pagamento no valor de R\$300.000. Com a conclusão da transação, a Companhia passa a deter 100% do capital total e votante de Porto do Pecém, acrescentando 360 MW de capacidade instalada ao grupo, fortalecendo seu posicionamento estratégico como um operador hidrotérmico, conforme objetivos estabelecidos pela Diretoria.

5) Venda de participação acionária – Pantanal

Em 15 de julho de 2015 a Companhia comunicou ao mercado que, assinou um contrato de compra e venda de quotas com a Cachoeira Escura Energética S.A. para vender 51,1 MW de capacidade instalada referente a 100% do capital votante da Pantanal.

A Pantanal possui duas centrais hidrelétricas a UHE Assis Chateaubriand (Mimoso) e a PCH Paraíso I, com capacidade instalada de 29,5 MW e 21,6MW, respectivamente. Ambas estão localizadas no estado do Mato Grosso do Sul.

Em 29 de janeiro de 2016 a Companhia concluiu a venda da Pantanal pelo valor total de R\$390.000, sendo R\$355.000 pagos nesta data e os R\$35.000 restantes a serem pagos após o cumprimento de obrigações fundiárias, com prazo até julho de 2017.

6) Aquisição da EDP Soluções em Energia S.A. (atual denominação da APS Soluções em Energia S.A.)

A Companhia, conforme Comunicado ao Mercado publicado em 29 de junho de 2015, informou que assinou, por meio sua subsidiária EDP Grid Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A. (EDP GRID), um Acordo de Compra e Venda de Ações com objetivo de adquirir 100% das ações da EDP Soluções.

A EDP GRID é a subsidiária da Companhia que atua na prestação de serviços em obras de infraestrutura, projetos de eficiência energética, geração fotovoltaica distribuída e disseminação do conceito das redes elétricas inteligentes.

A EDP Soluções é uma das principais empresas brasileiras de eficiência energética com 23 anos de mercado. Com projetos de eficiência energética e qualidade de energia, a APS já levou solução de negócios a mais de 600 clientes, distribuídos nos segmentos industrial, comercial, rural e de serviço público.

Em 07 de dezembro de 2015 a Companhia, por meio do Comunicado ao Mercado, informou que foi concluída a compra de 100% das ações da EDP Soluções.

O preço de aquisição foi de R\$40.156, atualizados monetariamente, sendo que R\$13.996 foram pagos em 07 de dezembro de 2015 e R\$26.160 serão pagos ao longo de cinco anos, desde que cumpridas as cláusulas estabelecidas no contrato de compra e venda. O efeito consolidado da controlada EDP GRID devido a aquisição da EDP Soluções, gerou um Goodwill no valor R\$38.815.

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

Na opinião dos Diretores a conclusão da transação consolida a estratégia da Companhia de investir no segmento de serviços de energia de valor agregado e em negócios sustentáveis, afirmando-se como uma referência de mercado e complementando as suas operações nas áreas de geração, distribuição e comercialização de energia.

7) Reestruturação Societária – Energest

A Companhia está reorganizando a estrutura societária da sua controlada Energest e de suas subsidiárias, permitindo uma maior eficiência operacional, eliminando holdings intermediárias e segregando ativos outorgados na modalidade de serviço público daqueles na modalidade de produtor independente. A reestruturação societária está dividida em 2 partes:

- (i) Transferência de controle acionário: Em 26 de junho de 2015, a controlada Energest, em Assembleia Geral Extraordinária - AGE, aprovou a redução de seu capital social no valor mínimo de R\$190.507 e máximo de R\$200.177, sem cancelamento de ações, mediante entrega à Companhia, a totalidade das participações societárias detidas na Pantanal, Santa Fé e Costa Rica, a valor contábil, sem gerar ganhos ou perdas entre as partes envolvidas, sendo: (i) 23.390.368 quotas de emissão da Pantanal, com valor nominal de R\$1,00 cada; (ii) 86.370.999 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, de emissão da Santa Fé; e (iii) 7.302.274 quotas de emissão da Costa Rica, com valor nominal de R\$1,00 cada.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada no dia 17 de novembro de 2015, a Companhia após obter a anuência do Banco do Brasil conforme carta datada de 17 de agosto de 2015, da ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 5.510/2015 e do BNDES conforme carta nº 236/2015 de 16 de novembro aprovou a redução de capital no valor de R\$200.177, em conformidade com a AGE da Energest realizada no dia 26 de junho de 2015.

- (ii) Cisão da Energest: Em 9 julho de 2015, a Companhia protocolou na ANEEL o pedido de anuência da cisão da Energest, passando parcela de seus ativos correspondentes às outorgas na modalidade de produção independente para a EDP Pequenas Centrais Hidrelétricas S.A., permanecendo apenas os ativos da UHE Mascarenhas na modalidade de serviço público.

Em 24 de dezembro de 2015 a ANEEL publicou o Despacho nº 4.105/2015 anuindo o Laudo de Cisão parcial para a EDP PCH. Adicionalmente em 27 de janeiro de 2016, por meio da carta nº 09/2016, o BNDES anuiu a cisão parcial da Energest condicionada anuência da ANEEL que, em 16 de fevereiro de 2016, por meio da Resolução Autorizativa nº 5.633, também anuiu o processo de cisão, aprovando as minutas para os termos aditivos aos contratos de concessão.

Em AGE da Energest realizada em 29 de fevereiro de 2016, foi aprovada a cisão parcial dos ativos da UHE Suíça e das PCHs Viçosa, São João, Alegre, Fruteiras, Jucu e Rio Bonito para a EDP PCH que é controlada direta da Companhia.

O acervo líquido cindido da Energest foi de R\$265.589, sendo a cisão efetuada a valores contábeis sem efeitos nas demonstrações financeiras consolidadas.

8) EDP - Energias do Brasil vence Lote 24 do Leilão de Transmissão nº 013/2015

Em 28 de outubro de 2016 a Companhia comunicou ao mercado que arrematou o lote 24 da 2ª Etapa do Leilão para Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 013/2015, realizado pela ANEEL.

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

O lote é composto por uma linha de transmissão de 113 km e uma subestação localizados no Estado do Espírito Santo com as seguintes características: (i) Receita Anual Permitida - RAP de R\$ 20,7 milhões, atualizada pelo IPCA; (ii) Prazo de entrada em operação de 32 meses; (iii) Investimento total estimado de R\$ 116 milhões; e (iv) Benefícios fiscais aplicáveis de Sudene, Reidi e Invest-ES.

O financiamento do projeto prevê a obtenção de dívida de longo prazo junto ao BNDES e emissão de Debêntures de Infraestrutura com alavancagem total estimada de 60%.

A entrada no segmento de Transmissão permitirá à Companhia diversificar a sua atuação na cadeia de valor do setor elétrico com rentabilidade adequada, previsibilidade de *cash flows* e risco controlado. As competências evidenciadas na construção de projetos hidroelétricos e a experiência no segmento de distribuição, em particular no Estado do Espírito Santo, serão determinantes para o desenvolvimento bem-sucedido deste projeto.

c) Eventos ou operações não usuais

Os Diretores entendem que este item não é aplicável, considerando que nos 3 últimos exercícios sociais não ocorreram eventos ou operações não usuais.

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

10.4. Comentários dos Diretores da Companhia sobre:

(a) Mudanças significativas nas práticas contábeis

2016

A Companhia e suas controladas, a partir de 1º de janeiro de 2016, passaram a adotar novas normas e interpretações conforme Revisão dos Pronunciamentos Técnicos nº 08/15 e nº 09/16, emitidos pelo CPC. Na opinião dos Diretores, as normas revisadas não refletiram impactos nas demonstrações financeiras.

Adicionalmente, a Companhia reavaliou as práticas contábeis relativas ao registro da atualização do ativo financeiro indenizável e da variação cambial da energia comprada de Itaipu, conforme descrito a seguir:

- Atualização do ativo financeiro indenizável

Os diretores da EDP São Paulo e EDP Espírito Santo concluíram que a atualização do ativo financeiro indenizável da concessão, originalmente apresentada sob a rubrica de "Outras despesas e receitas operacionais", poderia ser melhor apresentada na rubrica de "Receitas", em conjunto com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim, por refletir mais apropriadamente o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica e propiciar a melhor apresentação de desempenho.

Tal conclusão está suportada no fato de que investir em infraestrutura é uma das principais atividades de seu negócio e o seu modelo de gestão está suportado em controlar a construção, manutenção e operação dessa infraestrutura. Ademais as distribuidoras possuem o direito incondicional de receber caixa ao término da concessão pelos investimentos não amortizados, devidamente atualizados pelo VNR acrescido de WACC regulatório definido pela ANEEL a cada Revisão Tarifária, sendo o poder concedente responsável por este financiamento quando do término do contrato de concessão.

Deste modo, as receitas tarifárias, que são classificadas na rubrica de "Receitas", representam tanto o retorno do ativo intangível quanto uma parte do retorno do ativo financeiro, pelo fato desses dois ativos integrarem a base regulatória de remuneração.

Adicionalmente, a nova classificação adotada está corroborada pelo parágrafo 23 do OCPC 05 – Contrato de Concessão.

- Variação cambial da energia comprada de Itaipu

Os diretores da EDP São Paulo e EDP Espírito Santo concluíram que a variação cambial decorrente dos contratos de compra de energia de Itaipu, que são mensurados em Dólar, originalmente apresentada sob a rubrica de "Despesas financeiras", poderia ser melhor apresentada na rubrica de "Custo com energia elétrica", em conjunto com os demais custos relacionados aos contratos de compra de energia, por refletir mais apropriadamente o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica.

Tal conclusão está suportada no fato de que, tanto o custo da energia adquirida de Itaipu quanto a variação cambial decorrente da compra, são repassados ao consumidor na tarifa de energia elétrica, por meio do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A – CVA, e também pelo fato da variação cambial ser derivada de preço contratual de compra de energia e não de variação de passivo financeiro. Desta forma, consideramos que, manter ambos os montantes na mesma rubrica, proporcionaria uma leitura da demonstração financeira mais verdadeira, transparente e apropriada, devido ao fato de ambos os montantes serem claramente relacionados ao custo da operação das distribuidoras.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**2015**

A Companhia e suas controladas, a partir de 1º de janeiro de 2015, passaram a adotar novas normas e interpretações conforme Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 06/14, emitidos pelo CPC. Na opinião dos Diretores, as normas revisadas não refletiram impactos nas demonstrações financeiras.

Adicionalmente, no exercício findo em 31 de dezembro de 2015, os Diretores da Companhia salientam que não houve mudanças significativas nas práticas contábeis em relação ao último exercício social, ou seja, o exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

2014

Em decorrência do compromisso firmado entre o Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e a CVM de manter atualizado o conjunto de normas emitidas com base nas atualizações feitas pelo IASB, foram emitidas as Interpretações Técnicas ICPC nº 19 e 20 e foram revistos os Pronunciamentos Contábeis (CPCs) nº 01(R1), 38 e 39. Os Diretores da Companhia não identificaram possíveis efeitos e/ou mudanças das práticas já utilizadas, em decorrência das novas emissões e revisões dos CPCs.

Adicionalmente, foram emitidas pelo CPC duas orientações: o OCPC 07 - Evidenciação na Divulgação dos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral e o OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica. Segue o comentário dos Diretores a respeito de ambas as normas e seus respectivos efeitos:

- OCPC 07

O objetivo desta orientação é tratar dos requisitos básicos de elaboração e evidenciação a serem observados quando da divulgação dos relatórios contábil-financeiros. São destacados na orientação a utilização dos conceitos de materialidade e relevância quando da elaboração dos relatórios contábil-financeiros, principalmente na elaboração das notas explicativas.

Na adoção do OCPC 07, a Companhia e seus Diretores reavaliaram a materialidade e a relevância das informações contábil-financeiras, cujo efeito refletiu-se em mudanças na apresentação das notas explicativas. Dentre as alterações, destaca-se a realocação da nota explicativa do "Resumo das principais práticas contábeis" para as notas explicativas específicas de cada rubrica.

- OCPC 08

O objetivo da OCPC 08 é tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação de determinados ativos e passivos setoriais das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica.

A edição da norma foi necessária após a alteração dos contratos de concessão das concessionárias distribuidoras, quando foi assegurado pelo órgão regulador o direito/obrigação de ressarcimento dos valores relativos às diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros relacionados à tarifa de energia, que ainda não tenham sido recuperados ou devolvidos aos consumidores, em caso de extinção da concessão.

O OCPC 08, fazendo referência ao CPC 23, destaca que a adoção de nova prática contábil de determinado evento novo não constituiu mudanças nas políticas contábeis. Desta forma, os efeitos do aditamento ao contrato de concessão não têm natureza de mudança de política contábil, mas, sim, a de uma nova situação sendo, consequentemente, sua aplicação prospectiva, gerando efeitos apenas nas demonstrações financeiras findas em 31 de dezembro de 2014.

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

Na opinião dos Diretores da Companhia os efeitos decorrentes da adoção da norma são o reconhecimento dos ativos financeiros setoriais em contrapartida da receita líquida.

(b) Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis referentes aos 3 últimos exercícios sociais**2016**

Em decorrência da mudança das práticas contábeis relativas ao registro da atualização do ativo financeiro indenizável e da variação cambial da energia comprada de Itaipu, a Companhia reapresentou as demonstrações financeiras de 2015 nos seguintes montantes:

	2015	
	Atualização do Ativo financeiro indenizável	Variação cambial de Itaipu
Receitas	152.477	-
Custo da produção e do serviço de energia elétrica		
Custo do serviço de energia elétrica	-	(42.491)
Lucro bruto	152.477	(42.491)
Despesas e Receitas operacionais		
Outras despesas e receitas operacionais	(152.477)	-
Resultado antes do resultado financeiro e tributos	-	(42.491)
Resultado financeiro		
Despesas financeiras	-	42.491
Resultado líquido do exercício	-	-

2015

Na opinião dos Diretores da Companhia, no exercício findo em 31 de dezembro de 2015, não houve efeitos significativos nas demonstrações financeiras da Companhia relativos às alterações nas práticas contábeis em relação ao último exercício social, ou seja, o exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

2014

Os Diretores da Companhia salientam que, no exercício de 2014, por consequência do OCPC 08, as controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo reconheceram, no exercício, ativos financeiros setoriais no montante de R\$601.542, sendo R\$599.424 em contrapartida da receita operacional bruta e R\$2.118 em contrapartida do resultado financeiro.

(c) Ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor**2016, 2015 e 2014**

Os Diretores salientam que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia relativas a 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 foram auditadas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs), e conforme as normas internacionais de relatório financeiro, *International Financial Reporting Standards* (IFRS) emitidas pelo IASB, e que as mesmas não possuem ressalvas ou ênfases.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5. Os diretores devem indicar e comentar políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimentos de receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros

Na elaboração das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e práticas contábeis internacionais, é requerido que os Diretores da Companhia e os de suas controladas se baseiem em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos, passivos, receitas e despesas.

Os resultados e consequências finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes, podem diferir dessas estimativas, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. Os Diretores da Companhia e suas controladas revisam as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao plano de benefícios pós-emprego, que é revisado semestralmente e a consequente redução ao valor recuperável, a qual é revisada conforme critérios detalhados abaixo.

Os Diretores da Companhia destacam abaixo as principais estimativas relacionadas às demonstrações financeiras:

Redução ao valor recuperável

Em relação à redução ao valor recuperável, na opinião dos Diretores destacam-se os seguintes critérios utilizados na determinação no mesmo:

Ativo financeiro

São avaliados quando há evidências de perdas não recuperáveis e ao final de cada exercício, exceto para a rubrica Contas a receber que são avaliados mensalmente. São considerados ativos não recuperáveis quando há evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o reconhecimento inicial do ativo financeiro e que eventualmente tenha resultado em efeitos negativos no fluxo estimado de caixa futuro do investimento.

Ativo não financeiro

Se os Diretores da Companhia e suas controladas identificarem que houve indicações de perdas não recuperáveis no valor contábil líquido dos imobilizados, intangíveis, investimentos ou propriedades para investimentos, ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável, a Companhia e suas controladas procedem o teste de recuperabilidade dos ativos. O valor recuperável é determinado com base no valor em uso dos ativos, sendo calculado com recurso das metodologias de avaliação, suportado em técnicas de fluxos de caixa descontados, considerando as condições de mercado, o valor temporal e os riscos de negócio.

Os ativos intangíveis com vida útil indefinida, independentemente de ter indicações de perdas não recuperáveis, têm a recuperação do seu valor testada anualmente.

Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duidosa – PECLD

Os Diretores destacam que, conforme requerido pelo CPC 38, é efetuada uma análise criteriosa do saldo de Contas a receber e, quando necessário, é consequentemente, constituída uma PECLD, para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

As controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo constituem a provisão, com base na Instrução Contábil 6.3.2 do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, conforme detalhado a seguir:

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

- i) Residencial: vencidos há mais de 90 dias;
- ii) Comercial: vencidos há mais de 180 dias; e
- iii) Demais classes: vencidos há mais de 360 dias.

Para os parcelamentos de débitos, as controladas adotam os seguintes critérios:

- i) Clientes baixa tensão: parcela vencida há mais de 90 dias é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento;
- ii) Clientes média e alta tensão: parcela vencida há mais de 60 dias, é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento; e
- iii) Poder Público: parcela vencida há mais de 60 dias, é constituída a provisão do saldo integral do parcelamento, deduzindo-os dos valores cobertos por meio de apresentação de Nota de Empenho.

Ativos financeiros setoriais

Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito a receber e são calculados utilizando premissas observáveis para as distribuidoras do setor de energia elétrica nos períodos de reajustes e revisões tarifárias. Sua mensuração leva em consideração a diferença temporal entre os custos orçados pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Os Diretores destacam que as principais incertezas sobre este instrumento financeiro se devem ao risco do não reconhecimento de parte desses ativos pelo Poder Concedente.

Realização dos créditos fiscais diferidos

O Imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos foram registrados sobre prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias considerando as alíquotas vigentes dos citados tributos, de acordo com as disposições da Deliberação CVM nº 599/09, e consideram o histórico de rentabilidade e a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros fundamentada em estudo técnico de viabilidade.

Os Diretores da Companhia e suas controladas elaboram projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente. Na opinião dos Diretores a Companhia e suas controladas possuem a capacidade de realização desses créditos fiscais nos próximos exercícios.

Ativo financeiro indenizável

Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor justo do direito na data da demonstração financeira e são calculados com base no valor dos ativos em serviço pertencentes à concessão e que serão reversíveis no final da concessão, homologados pela ANEEL a cada 3 ou 4 anos em laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória (BRR). Os Diretores destacam que as principais incertezas sobre este instrumento financeiro se devem ao risco do não reconhecimento de parte desses ativos pelo Poder Concedente e de seus respectivos preços de reposição ao término da concessão.

Vida útil do imobilizado e intangível

A base para o cálculo da depreciação é o valor depreciável (custo de aquisição, subtraídos do valor residual) do ativo. A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil de cada unidade de adição e retirada, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo. As taxas de depreciação utilizadas estão previstas na tabela XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE aprovadas pela Resolução Normativa nº674 de 11 de agosto de 2015.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Os ágios estão sendo amortizados pela curva da expectativa de resultados futuros e pelo prazo de concessão e os direitos de concessão são amortizados pelo prazo remanescente da concessão.

Benefício pós-emprego

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização dos passivos oriundos de Benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1). Anualmente, as controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Energest e Investco contratam atuários independentes para realização de avaliação atuarial de seus planos na modalidade de benefício definido, segundo o Método do Crédito Unitário Projetado.

São reconhecidas as obrigações dos planos de benefício definido se o valor presente da obrigação na data do balanço é maior que o valor justo dos ativos do plano. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de Benefício definido são reconhecidos no exercício em que ocorrem diretamente no Patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes". Os custos com serviços passados são reconhecidos no período em que ocorrem, integralmente no resultado na rubrica de Pessoal, e o resultado financeiro do benefício é calculado sobre o déficit/superávit atuarial utilizando a taxa de desconto do laudo vigente. Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.

Os Diretores salientam que as principais incertezas são as alterações nas premissas atuariais que podem acarretar impactos nas demonstrações financeiras.

Provisões

As Provisões são reconhecidas no balanço em decorrência de um evento passado, quando é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação e que possa ser estimada de maneira confiável. Os Diretores destacam que as provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

Em relação às provisões cíveis, fiscais e trabalhistas, as mesmas são revistas periodicamente com o auxílio dos assessores jurídicos da Companhia e suas controladas.

Receita

As receitas são mensuradas pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita é reconhecida em bases mensais e quando existe evidência convincente de que: (i) os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador; (ii) for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade; (iii) os custos associados possam ser estimados de maneira confiável; e (iv) o valor da receita possa ser mensurado de maneira confiável. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização.

Os diretores destacam abaixo os principais critérios de reconhecimento e mensuração, por segmento:

Distribuição

- i. As receitas com fornecimento de energia são medidas por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela distribuidora. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são demitidas;

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

- ii. A energia fornecida e não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do balanço, é estimada e reconhecida como receita não faturada considerando-se como base a carga real de energia disponibilizada no mês e o índice de perda anualizado;
- iii. O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições ao ativo intangível em formação (Direito de concessão - Infraestrutura), não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura em igual montante;
- iv. A receita de ativos financeiros setoriais é reconhecida mensalmente pela diferença entre os custos pertencentes à Parcela "A" efetivamente incorridos no resultado, daqueles reconhecidos na receita de operações com energia elétrica previstos na tarifa vigente pela ANEEL. Inclui os valores a cobrar dos consumidores referente à incidência de PIS e COFINS, sobre esta receita; e
- v. A receita de Subvenção é reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.

Geração

A receita é reconhecida com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos dos contratos de fornecimento ou no preço de mercado em vigor, conforme o caso.

Comercialização

A receita é reconhecida com base em contratos bilaterais firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na CCEE.

Serviços

A receita é reconhecida com base no estágio de conclusão do serviço na data de apresentação das demonstrações financeiras. O estágio de conclusão é avaliado por referência aos custos incorridos.

Mensuração à valor justo dos instrumentos financeiros

Para apuração do valor justo, a Companhia e suas controladas projetam os fluxos dos instrumentos financeiros até o término das operações seguindo as regras contratuais, inclusive para taxas pós-fixadas e utiliza como taxa de desconto o Depósito Interbancário - DI futuro divulgado pela BM&FBovespa. Algumas operações com instrumentos financeiros da Companhia e suas controladas apresentam saldo contábil equivalente ao valor justo em função desses valores possuírem características substancialmente similares aos que seriam obtidos se fossem negociados no mercado.

A Companhia elabora análises de sensibilidade que tem como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia e suas controladas mensurados a valor justo. Os Diretores destacam que, não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade contida no processo utilizado na preparação dessas análises.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**10.6. Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia:**

(valores apresentados em milhares de Reais)

a) Os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items), tais como:

Os Diretores destacam que os valores apresentados abaixo referem-se aos montantes Consolidados do Grupo EDP – Energias do Brasil devidamente atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa que representa o custo médio de capital (WACC) do Grupo EDP – Energias do Brasil.

(i) arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos

	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
Arrendamentos operacionais passivos	111.306	87.322	6.291

(ii) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

Os Diretores salientam que não existem carteiras de recebíveis não registradas nas Demonstrações Financeiras da Companhia e de suas controladas para os exercícios findos em 2016, 2015 e 2014.

(iii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
Obrigações de compra com: (i) materiais; (ii) serviços; (iii) energia; (iv) encargos de conexão e transporte de energia; e (v) comercialização de energia	51.739.306	51.233.382	39.729.488

(iv) contratos de construção não terminada

Os Diretores salientam que não existem contratos de construção não terminados não registrados nas Demonstrações Financeiras da Companhia e de suas controladas para os exercícios findos em 2016, 2015 e 2014.

(v) contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Os Diretores salientam que não existem contratos de recebimentos futuros de financiamentos não registrados nas Demonstrações Financeiras da Companhia para os exercícios findos em 2016 e 2014.

Em relação ao exercício de 2015, as controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo possuíam crédito disponível em duas linhas de crédito junto ao BNDES, que eram referentes ao financiamento do CAPEX realizado nas companhias nos anos de 2013 a 2015. Segue abaixo a movimentação ocorrida no exercício de 2016:

Empresa	Instituição financeira	Montante total contratado	Montante não recebido em 2015	Montante recebido em 2016	Montante cancelado (*)
EDP São Paulo	BNDES	296.785	62.216	19.299	42.917
EDP Espírito Santo	BNDES	270.924	30.901	9.750	21.151

(*) Parte do limite contratado não foi utilizado uma vez que parte dos projetos que estavam previstos para o período de 2013 a 2015 foram remanejados para o triênio 2016 a 2018.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**b) Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras**

Os Diretores destacam que, adicionalmente aos montantes destacados acima, a Companhia e suas controladas possuem os seguintes itens não evidenciados em suas demonstrações financeiras:

	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
Prêmio de risco - GSF	21.864	49.369	-
Juros vencidos de empréstimos, financiamentos e debêntures	1.418.818	1.755.428	619.693

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**10.7. Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6:****a) Como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor**

Os Diretores destacam que os montantes apresentados no item 10.6 são compromissos futuros assumidos junto à fornecedores, prestadores de serviços, instituições financeiras e etc. e, quando houver a realização do serviço, recebimento dos produtos ou mercadorias, ou a competência dos juros, os montantes em questão serão registrados nas demonstrações financeiras do emissor afetando, principalmente, os custos e despesas operacionais e as despesas financeiras.

b) Natureza e o propósito da operação

Os Diretores destacam que os valores apresentados no item 10.6 refletem essencialmente os acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia e suas controladas, inclusive aqueles compromissos contratuais que ultrapassam a data final da concessão.

c) Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Os montantes envolvidos e as naturezas das operações encontram-se destacados no item 10.6.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

10.8. Comentários sobre os principais elementos do plano de negócios da Companhia:

(em milhões de reais, exceto quando indicado)

a) Investimentos, incluindo:

(i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Os Diretores afirmam que os investimentos da Companhia totalizaram R\$652,0 em 2016 nos empreendimentos onde a Companhia detém controle integral (desconsiderando as participações da UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel), sendo que a Distribuição correspondeu a 73,7%, a Geração a 22,2% e os demais negócios correspondem a 4,1%.

Os Diretores afirmam que os investimentos da Companhia totalizaram R\$420,4 em 2015 nos empreendimentos onde a Companhia detém controle integral (desconsiderando as participações da UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel), sendo que a Distribuição correspondeu a 76,0%, a Geração a 22,3% e os demais negócios correspondem a 1,7%.

Em 2014, os investimentos da Companhia totalizaram R\$373,0, considerando apenas os empreendimentos onde a Companhia detém controle integral (desconsiderando as participações da UTE Pecém I e UHEs Santo Antonio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel), sendo que a Distribuição correspondeu a 81,9%, a Geração correspondeu a 14,1% e os demais negócios corresponderam a 4,0%.

Em relação a valores previstos, os Diretores mantem a prática de não divulgar previsão ou projeções futuras de quaisquer naturezas, incluídas as projeções de investimentos.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

Os nossos Diretores afirmam que as principais fontes de financiamento dos nossos investimentos foram e deverão continuar sendo a nossa capacidade de geração de caixa bem como a obtenção de empréstimos e financiamentos junto a instituições financeiras e emissões públicas e restritas de valores mobiliários.

Dentre as fontes de financiamento dos nossos investimentos, nossos Diretores destacam que o BNDES é o principal parceiro financeiro de longo prazo dado que possuem características aderentes aos padrões da Companhia, mas possuímos relacionamentos com outros parceiros financeiros que podem complementar essa atuação do BNDES.

(iii) Desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Durante o exercício de 2016 houve a conclusão da venda da Pantanal Energética, geradora controlada 100% da Companhia, e em 2015 a conclusão da venda de 45% da nossa participação societária na EDP Renováveis Brasil S.A., detentora de diversos parques eólicos.

Para mais informações sobre as operações, vide item 10.3 deste Formulário de Referência.

b) Desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Para os Diretores, a métrica não se aplica, pois não divulgamos a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente nossa capacidade produtiva.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

c) Novos produtos e serviços

Para os Diretores, a métrica não é aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante**10.9. Comentários sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção:**

Segundo os Diretores da Companhia, não existem outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção "10".