

ENERGIA NOS MANTÉM SEMPRE LIGADOS. INCLUSIVE AO MEIO AMBIENTE.

Iniciamos a operação de Teles Pires, a 9ª maior hidrelétrica do país

Ultrapassamos 10,6 milhões de clientes

Ampliamos o uso de energia sustentável em Fernando de Noronha

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO – 2015

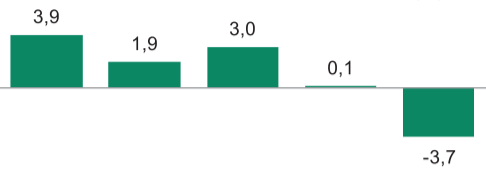
MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas, Ao apresentar os resultados de 2015, a Itapebi Geração de Energia S.A. reafirma seus princípios de sustentabilidade corporativa, sempre na busca do equilíbrio entre prosperidade econômica, responsabilidade ambiental e progresso social, com base em uma gestão eficiente, íntegra e ética. Vamos em busca de novas conquistas em 2016, com a certeza de contribuir para o desenvolvimento do Brasil.

1. CONJUNTURA ECONÔMICA

O ano de 2015 foi marcado pela recessão da economia brasileira e deterioração dos indicadores econômicos, consequência dos desequilíbrios acumulados no ciclo de expansão dos anos anteriores e da crise política que aumentou a incerteza do mercado sobre a recuperação da economia.

Evolução do PIB - Crescimento Real (%)

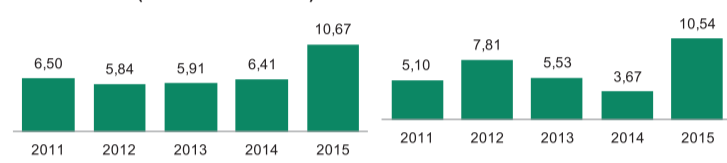


Nota¹: Projeção retirada do Relatório Focus 31/12/2015

Esse cenário refletiu-se no setor elétrico com a redução do consumo de energia, comparando o consumo acumulado até novembro de 2015 com o mesmo período do ano anterior, o Nordeste apresentou retração de 2,9% e o Brasil de 4,4% de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Abaixo serão listados os principais indicadores econômicos que afetam a operação da Companhia. O primeiro grupo compreende os indicadores de inflação, o IPCA e IGPM, que são utilizados como correção de preços e serviços. Estes sofreram um significativo aumento em relação ao ano de 2014, conforme apresentado nos gráficos a seguir.

IPCA (% últimos 12 meses)

IGPM (% últimos 12 meses)

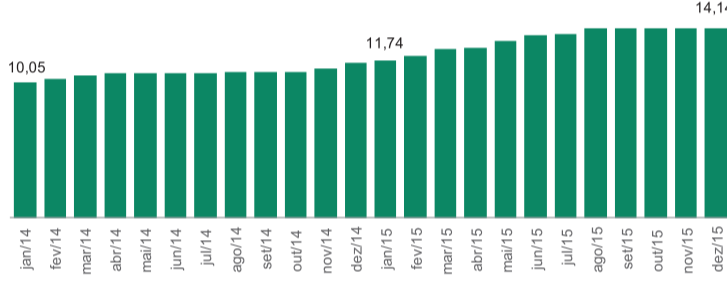


O segundo grupo compreende, a TJLP e CDI, estes indicadores são os principais indexadores da dívida da Companhia. Abaixo é possível observar a evolução desses índices.

TJLP - % a.a.



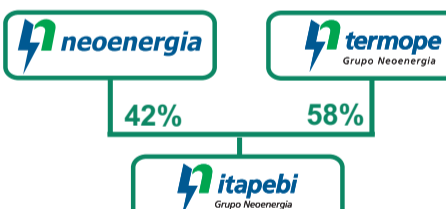
CDI Médio - % a.a.



As expectativas do Banco Central para 2016, de acordo com o Relatório Focus, é que o PIB apresente uma retração de 2,99% em relação ao de 2015. Quanto aos indicadores econômicos é esperado que a inflação permaneça em patamares elevados, visto, a projeção de 6,93 e 6,58 % a.a. para o IPCA e IGPM respectivamente. Este panorama indica que a taxa de juros pode continuar sendo elevada para contenção da inflação. Portanto, o cenário de recessão econômica iniciado em 2015 é esperado para o ano de 2016.

2. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA

A Itapebi foi constituída em fevereiro de 1998 com o objetivo de construir e operar a UHE Itapebi, localizada no Rio Jequitinhonha, município de Itapebi, nas divisas dos Estados da Bahia e Minas Gerais. Em maio de 1999, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, por meio do Contrato de Concessão, outorgou à Companhia o direito de exploração do potencial de energia hidráulica. Em fevereiro de 2003, a Usina entrou em operação, com três unidades geradoras e atualmente a capacidade instalada é de 462,011 MW, conforme Despacho ANEEL nº 3.095 de 04 de outubro de 2012. A Companhia possui contrato de compra e venda de energia elétrica até 2017 com a COELBA, para o fornecimento de volumes anuais de energia de 1.877.268 MWh/ano. Neoenergia e Termopernambuco, empresa do Grupo Neoenergia, detêm 42% e 58% participação acionária, respectivamente, na Itapebi.



3. GOVERNANÇA CORPORATIVA

As práticas de Governança Corporativa do Grupo Neoenergia buscam assegurar a transparência e a equidade nos negócios, bem como o respeito aos direitos das partes interessadas. O modelo permite o aproveitamento da sinergia dos negócios entre as empresas que integram a Grupo Neoenergia e a unificação de processos, práticas e políticas. A estrutura de governança é composta por Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, com o apoio de comitês que contribuem para as deliberações e tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas orienta a atuação dos conselheiros e estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses. **Conselho de Administração:** De acordo com o Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração será composto por até quatro membros titulares e igual número de suplentes, eleitos em Assembleia Geral de Acionistas, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem, pelo menos, trimestralmente e sempre que necessário avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da companhia. **Conselho Fiscal:** O Conselho Fiscal será instalado conforme previsto no Estatuto Social da Companhia em caráter não permanente, podendo ser solicitado em cada exercício social por seus Acionistas nos termos da Lei. Atualmente não existe Conselho Fiscal instalado para a Companhia. **Diretoria:** É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por cinco membros, incluindo o diretor-presidente. Seus integrantes são nomeados pelo Conselho de Administração para mandato de três anos, passíveis de renovação. Os diretores se reúnem ordinariamente, uma vez por semana ou sempre que convocados por qualquer um de seus pares. A Diretoria Executiva das empresas controladas pela Neoenergia está estruturada de forma matricial na qual os diretores estatutários da holding também são diretores de todas as controladas da Neoenergia. **Comitês:** O Grupo Neoenergia possui três diferentes Comitês, instalados apenas na holding: Auditoria, Financeiro e Remuneração e Sucesso. Cada comitê, dentro de seu escopo, é responsável por análises e recomendações de grande parte das decisões do Conselho de Administração. Cada comitê é formado por três membros titulares e seus respectivos suplentes, indicados pelo Conselho de Administração. **3.1 Direito dos Acionistas e Política de Dividendos e JSCP:** A ITAPEBI possui definido em seu estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido, que o valor dos juros, pago ou creditado, a título de remuneração sobre o capital próprio, na forma da lei, poderá ser imputado ao dividendo obrigatório, integrando tal valor o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais e a abstenção sobre o pagamento de juros sobre capital próprio e dividendos intermediários é uma faculdade da Companhia, mediante aprovação do Conselho de Administração. Em 2015, foram declarados R\$ 12.392 milhões referente a juros sobre capital próprio, R\$ 32.835 milhões referentes a dividendos intercalares e, também, será encaminhada proposta de dividendos adicionais no montante de R\$ 87.014 milhões relativos a Dividendo Adicional proposto, como remuneração total aos acionistas. **3.2 Relações com Investidores:** No intuito de disponibilizar informações com elevado padrão de qualidade, transparência e confiabilidade, com base na legislação pertinente e das regras que regulam o setor elétrico, a Itapebi adota uma política de comunicação consistente, clara e confiável com o mercado de capitais, zelando pelo relacionamento com a legislação brasileira. Além disso, envia esforços para que seus fornecedores de bens e serviços também adotem condutas íntegras e aderentes aos princípios defendidos pela Companhia em seu Código de Ética. Para atingir esse propósito a Neoenergia iniciou a implantação de um programa de integridade, aderente à legislação anticorrupção brasileira, que contempla todas as empresas do Grupo. A coordenação desse programa é realizada pela Superintendência de Compliance, criada em 2014, que é responsável por a) planejamento, concepção, execução, manutenção e avaliação do Programa de Integridade da Neoenergia e suas controladas; b) elaboração e revisão de Códigos de Conduta, políticas e procedimentos a fim de promover e reforçar uma cultura de integridade baseada em princípios éticos de negócio; c) identificação, avaliação e mitigação de riscos de não conformidade de forma a garantir a aderência da Neoenergia aos princípios da legalidade e de combate à corrupção. Além disso, a Neoenergia dispõe de comitês de ética, que são responsáveis pela disseminação de uma cultura ética por toda a organização, apoiando a Superintendência de Compliance em suas atribuições. Ao longo de 2015 merecem destaque as seguintes ações: i) aplicação de cláusulas anticorrupção nos contratos com todos os fornecedores; ii) elaboração do Código de Conduta Ética para fornecedores; iii) elaboração da Política Anticorrupção; iv) elaboração da Política de Brindes, Presentes, Hospitalidades e Vantagens; v) implantação de um canal de consultas para colaboradores; vi) implantação de um canal externo para denúncias, garantindo o anonimato e a confidencialidade; vii) treinamento sobre princípios éticos e legislação anticorrupção com a liderança de todas as empresas do Grupo; viii) treinamentos sobre ética para os colaboradores via intranet.

4. AMBIENTE REGULATÓRIO

O setor elétrico brasileiro tem enfrentado regimes hidrológicos desfavoráveis desde o ano de 2013, acarretando na baixa acatamento do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, que atingiram em 2014 o nível de armazenamento mais baixo já observado na última década. Tal situação levou o Operador Nacional do Sistema a priorizar o despacho das usinas térmicas, buscando com isso poupar ao máximo a geração hidráulica e os níveis dos seus reservatórios. Como

consequência, houve uma elevação no valor do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), referência para a negociação de energia no Mercado de Curto Prazo. O PLD impacta diretamente os agentes com posições contratuais negativas ou positivas no mercado de curto prazo, sejam eles geradores ou distribuidoras. Esse cenário acarretou em exposições financeiras nas empresas geradoras por conta da insuficiência de recursos energéticos alocados pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para honrar seus contratos de venda de energia. O MRE é um mecanismo que busca a produção de energia entre as usinas hidrelétricas proporcionalmente à garantia física de cada empreendimento, independentemente do seu regime de produção individual. Quando o conjunto de usinas do MRE não produz energia suficiente para atender às suas garantias físicas, verifica-se uma situação de déficit - usualmente conhecida pelo acrônimo *Generation Scaling Factor* (GSF) - que resulta em exposições financeiras negativas para esses geradores. Importante destacar que as usinas térmicas também foram impactadas. O seu acionamento quase ininterrupto durante o ano de 2014 elevou a necessidade de paradas programadas para execução de manutenções, o que expôs esses agentes aos elevados preços do Mercado de Curto Prazo desse período. Assim, a ANEEL entendeu ser necessário revisar os critérios e metodologia de cálculo do valor máximo do PLD e, após consulta aos agentes de mercado realizada em 2014 por meio de Audiência Pública, a ANEEL estabeleceu o valor máximo do PLD em R\$ 388,48/MWh, com vigência a partir de 01 de janeiro de 2015, visando mitigar as exposições financeiras negativas dos geradores. Em 2015 observamos a manutenção do cenário hidrológico desfavorável em grande parte do ano. Apesar da redução do valor máximo do PLD e do desligamento das usinas térmicas com custos de operação mais elevados durante o ano de 2015, a situação de déficit na alocação de energia GSF permaneceu impactando negativamente o resultado financeiro dos empreendimentos hidrelétricos. Essa situação motivou a busca de soluções que mitigassem o impacto financeiro negativo observado pelos geradores hidrelétricos, sob risco de inviabilizar a continuidade dos negócios de determinados agentes. Nesse sentido, foi publicada a Medida Provisória nº 688, em 18 de agosto de 2015, que dispôs sobre as condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. Naquela ocasião, a principal condição para repactuação do risco hidrológico apresentada, foi o pagamento de um prêmio de risco pelos agentes de geração, a ser estabelecido pela ANEEL, a fim de que esse risco fosse transferido aos consumidores de energia por meio da Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias. Em 08 de dezembro de 2015, a Medida Provisória nº 688 foi convertida na Lei nº 13.203, mantendo praticamente o mesmo texto apresentado anteriormente. Posteriormente, em 11 de dezembro de 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 684, que estabeleceu os critérios para anuência e demais condições para repactuação do risco hidrológico pelos agentes de geração, bem como o valor dos prêmios de risco a serem pagos pelos agentes, de forma proporcional ao nível de proteção ao risco hidrológico desejado. Em 21 de dezembro de 2015, a Neoenergia solicitou à ANEEL a homologação da repactuação do Risco Hidrológico e, em 28 de dezembro comunicou ao mercado sua intenção em repactuar o risco hidrológico de suas usinas, com exceção da UHE Teles Pires, UHE Belo Monte, PCH Sítio Grande e UHE Presidente Goulart. As duas primeiras não aderiram à repactuação pois não foram impactadas pelos efeitos do GSF no ano de 2015. A PCH Sítio Grande tem sua energia comercializada no Ambiente de Contratação Livre e a repactuação do risco hidrológico nos termos apresentados não mostrou-se favorável, já a UHE Presidente Goulart não foi impactada por não pertencer ao MRE no ano de 2015. Após a manifestação da empresa, a ANEEL emitiu os Termos de Repactuação por meio dos Despachos nº 035/2016, nº 036/2016 e nº 037/2016. Em 2015 foi observado ainda o aumento significativo da geração de energia oriunda das usinas eólicas brasileiras. Já no primeiro semestre, as usinas eólicas aumentaram em 114% a produção de energia, quando comparado com o mesmo período do ano anterior. No fim de junho, essa matriz era responsável por 1,4% do total gerado de energia no ano no Sistema Interligado Nacional (SIN) e atualmente representa 3% de toda a energia produzida no SIN. Segundo dados do Operador Nacional do Sistema – ONS, no dia 12 de outubro, a geração de energia eólica verificada no Subsystema Nordeste foi responsável por mais um recorde, atingindo 3.689 MW, o que representou 46% da demanda deste Subsystema, com fator de capacidade de 84%. Durante o ano de 2015 a fonte já havia superado seus índices de geração. Para o Nordeste a marca era de 3.495 MW em setembro, representando 35% do abastecimento e 83% em fator de capacidade. A região Sul do país também atingiu números relevantes tendo sido verificado em agosto, 1.238 MW de geração, correspondendo a 80% da capacidade total instalada na região e 16,5% da carga do submercado Sul. Considerando a crise hidrológica verificada no Nordeste nos últimos cinco anos, em 2015 as usinas eólicas foram fundamentais para evitar o desabastecimento da região, sendo inclusive observado que, em alguns dias a geração eólica superou a geração hidrelétrica e termelétrica. Outro aspecto relevante ocorreu em 2015 e que merece destaque, diz respeito à situação dos empreendimentos de Transmissão. Em setembro de 2015, a ANEEL emitiu um Relatório de Acompanhamento que tem como objetivo obter informações precisas e de qualidade quanto ao andamento de alguns empreendimentos de transmissão. Esses empreendimentos são selecionados com base em uma matriz de criticidade, que considera o porte dos empreendimentos, o atraso previsto, a importância sistêmica, a necessidade de licenciamento ambiental e a geração associada. Por meio desse relatório, aliado às informações contidas no Sistema de Gestão de Transmissão – SIGET, constata-se que de um total de 363 empreendimentos, apenas 9,9% estão com o cronograma adiantado, 27,6% estão dentro dos prazos informados e uma fatia de 62,5%, o que corresponde a 227 empreendimentos, estão em atraso.

5. DESEMPENHO DO NEGÓCIO

No ano de 2015, foi gerado o montante energia bruta de 390.161 MWh (44,9 MW médios) o qual representa 20,9% da garantia física. O reduzido valor de energia gerada em 2015 tem como motivo os baixos índices de chuvas registrados nas regiões norte de Minas e sul da Bahia. Conforme mencionado no item 4 deste relatório, a diferença entre a energia assegurada e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos. O índice de disponibilidade em 2015 da Usina foi de 93,82% e o índice de confiabilidade foi de 99,72%. Em 2015 foi realizada a revisão geral (periódica quadrienal) da unidade geradora 03, conforme previsto no Plano de Manutenção Preventiva da usina. Também em 2015 foi realizado com sucesso o teste de Black Start da Usina Hidrelétrica Itapebi com objetivo de avaliar a capacidade de recomposição da usina, através do centro de operação (COS) da Neoenergia, após um Blackout. Os testes Black Start são realizados em periodicidade anual e são compostos dos testes individuais e do teste simultâneo das unidades geradoras, seguindo o Manual de Procedimentos de Operação do ONS – Módulo 10.22 e cumprindo com a Rotina Operacional nº RO-RR.BR.01 em sua última revisão. A UHE Itapebi é classificada como usina de autorestabelecimento integral (alta confiabilidade de restabelecimento), por dispor de grupo gerador de emergência (GGE) para excitação do campo do gerador e por ser capaz de, com seus próprios recursos de serviços auxiliares, dar partida e sincronizar o número mínimo de unidades geradoras definido na instrução de recomposição da área a qual a usina está inserida.

6. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

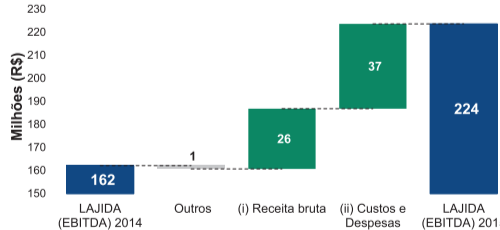
Dados econômicos-financeiros (R\$ mil)	2015	2014	Variação (%)
Receita Operacional Bruta	404.271	378.093	6,92%
Receita Operacional Líquida	385.329	360.257	6,96%
EBITDA	223.749	162.219	37,93%
Resultado do Serviço - EBIT	209.518	147.667	41,89%
Resultado Financeiro	(19.101)	(15.297)	24,87%
Lucro Líquido	132.241	89.659	47,49%
Informações Patrimoniais (R\$ mil)	dez/15	dez/14	Variação (%)
Ativo Total	799.751	602.366	32,77%
Dívida Bruta	293.469	204.634	43,41%
Dívida Líquida¹	6.796	101.303	-93,29%
Patrimônio Líquido	352.379	295.841	19,11%
Indicadores Financeiros de Margem (%)	2015	2014	Variação
Margem EBITDA	58,07%	45,03%	13,04 p.p.
Margem EBIT	54,37%	40,99%	13,38 p.p.
Margem Líquida	34,32%	24,89%	9,43 p.p.
Indicadores Financeiros de Dívida	dez/15	dez/14	Variação
Dívida Líquida/EBITDA²	0,03	0,62	(0,59)
Índice de Endividamento³	1,89%	25,51%	-23,62 p.p.

¹ Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários
² EBITDA 12 meses
³ Índice de Endividamento Líquido = Dívida líquida/Dívida líquida + PL p.p. - Pontos Percentuais

6.1. LAJIDA (EBITDA): Atendendo à Instrução CVM nº 527 demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma Instrução:

Conciliação do LAJIDA (EBITDA) - R\$ Mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
Lucro Líquido	132.241	89.659	42.582	47,49%
Imposto de Renda e CSLL - Corrente e diferido	58.176	42.711	15.465	36,21%
Amortização e Depreciação	14.231	14.552	(321)	-2,21%
Receitas Financeiras	(65.770)	(11.785)	(53.985)	458,08%
Despesas Financeiras	84.871	27.082	57.789	213,39%
LAJIDA (EBITDA)	223.749	162.219	61.530	37,93%

A seguir destacamos as componentes que impactaram na redução do EBITDA do ano de 2015:



(i) A Receita Bruta da Companhia cresceu 6,92% no ano de 2015, em comparação ao ano de 2014, saindo de R\$ 378 milhões em 2014, para R\$ 404,2 milhões em 2015, gerando um impacto positivo no "EBITDA" da Companhia de R\$ 26,1 milhões. No item 6.2 deste relatório será apresentado maiores detalhes das justificativas dessa variação. (ii) Os custos e despesas da Companhia tiveram uma redução de 17,30% impactando o EBITDA da companhia positivamente em R\$ 36,8 milhões no ano de 2015 em comparação ao ano de 2014. Eles atingiram o montante de R\$ 175,8 mil em 2015, contra R\$ 212,6 em 2014. No item 6.3 deste comentário será abordado com mais detalhes os principais impactos que ocasionaram essa variação.

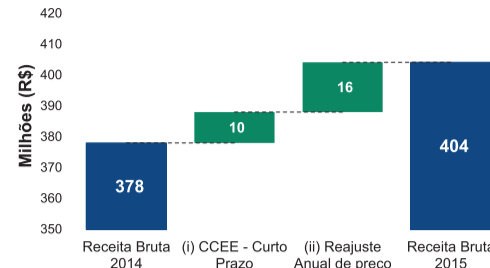
6.2. RESULTADO DO ANO

Demonstração de Resultado - R\$ mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
Receita bruta	404.271	378.093	26.178	6,92%
Dedução da receita bruta	(18.942)	(17.836)	(1.106)	6,20%
Receita líquida	385.329	360.257	25.072	6,96%
Custos de bens e/ou serviços vendidos	(141.995)	(180.151)	38.156	-21,18%
Resultado bruto	243.334	180.106	63.228	35,11%
Despesas com vendas e gerais administrativas	(33.816)	(32.439)	(1.377)	4,24%
Resultado do serviço	209.518	147.667	61.851	41,89%
(-) Amortização e Depreciação	14.231	14.552	(321)	-2,21%
EBITDA	223.749	162.219	61.530	37,93%
Resultado Financeiro	(19.101)	(15.297)	(3.804)	24,87%
Lucro antes dos impostos	190.417	132.370	58.047	43,85%
IRPJ e CSLL	(58.176)	(42.711)	(15.465)	36,21%
Lucro (Prejuízo) líquido	132.241	89.659	42.582	47,49%

6.2.1 RECEITA BRUTA: A Itapebi apresentou no ano de 2015 uma Receita Bruta de R\$ 404.271 mil, em aumento de R\$ 26.178 mil quando comparado ao ano de 2014 que foi de R\$ 378.093 mil.

Receitas Operacionais - R\$ mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
Fornecimento de energia elétrica	386.764	370.616	16.148	4,36%
Energia elétrica curto prazo - CCEE	17.507	7.477	10.030	134,14%
Total	404.271	378.093	26.178	6,92%

A seguir destacamos as componentes que impactaram no aumento da Receita no ano de 2015 em comparação ao ano de 2014:

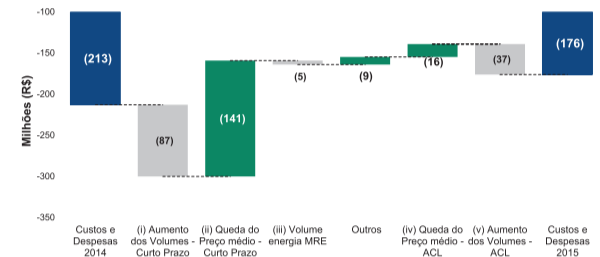


(i) A venda de energia excedente, adquirida para contratos de lastro no ambiente de contratação livre, que no ano de 2015 atingiram o montante de R\$ 17.507 mil, contra R\$ 7.477 mil observados no ano de 2014. Isso ocasionou um aumento da receita em comparação ao ano anterior de R\$ 10.030 mil. Essa energia foi negociada no mercado de curto prazo a Preço de Liquidação da Diferença - PLD. (ii) Reajuste do contrato de fornecimento de energia junto à Coelba de 3,16%, ocorrido em abril de 2015 (7,3% em 2014), com um impacto positivo de R\$ 16.148 mil na Receita operacional Bruta.

6.2.2 CUSTOS E DESPESAS

Custos, Despesas Operacionais e Resultado de participação - R\$ mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
Energia comprada para revenda	(91.792)	(119.334)	27.542	-23,08%
Encargos de uso dos sistema de transmissão e distribuição	(18.969)	(25.642)	6.673	-26,02%
Compensação Financeira Recursos Hídricos - CFRH	(2.243)	(5.399)	3.156	-58,46%
Pessoal	(23.101)	(24.622)	1.521	-6,18%
Serviços de terceiros	(15.088)	(13.112)	(1.976)	15,07%
Depreciação e amortização	(14.231)	(14.552)	321	-2,21%
Outros custos e despesas	(10.387)	(9.929)	(458)	4,61%
Total	(175.811)	(212.590)	36.779	-17,30%

Os custos e as despesas sofreram uma redução no ano de 2015 para 2014 em 17,30%, no montante de R\$ 36,7 milhões. As principais variações que ocasionaram esse resultado foram as seguintes:



Conforme explorado no item 4 deste relatório, o ano de 2015 foi um ano marcado pela manutenção do cenário hidrológico desfavorável, bem como a redução do nível de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Apesar desse cenário a maior contribuição na redução dos Custos e Despesas no ano de 2015 veio da aquisição de Energia. Em 2015 a Itapebi teve de adquirir o volume adicional de energia de 1.464 GW no ano de 2015, contra 889 GW em 2014, representando um aumento de 64,61%, equivalente a 574 GW. O aumento dos volumes foi observado em todos os ambientes de aquisição, entretanto, a parcela não coberta pelo Ambiente de Contratação Regulado, dentro do Mecanismo de Realocação de Energia, o MRE, é a que mais impacta o resultado. As aquisições no Ambiente de Contratação Livre - ACL e no Mercado de Curto Prazo ao preço de PLD, apesar de representar somente 28,39% do volume total, contribuíram com 86,01% dos custos totais com compra de energia para entrega. Entretanto, apesar do maior volume de aquisição de energia em 2015 em relação ao ano de 2014, o menor preço teto do PLD proporcionou uma queda nos preços médios de aquisição do MWh. Essa queda ocasionou uma redução dos custos que mais do que compensou os impactos negativos do aumento dos volumes. Estes impactos estão detalhados nos itens (i), (ii), (iii), (iv) e (v), logo abaixo. (i) Aumento do volume adquirido de energia a Preços de Liquidação de Diferença - PLD, que no ano de 2015 foram maiores em 128.240 MW do ano de 2014, representando um aumento de custo de R\$ 87.115 mil, quando considerado somente o efeito do acréscimo dos volumes. (ii) A redução dos preços médios pagos no Mercado de Curto Prazo a preços de PLD que variam 83,93%, quando comparados os anos de 2015 e 2014, ocasionaram um impacto positivo na Companhia de R\$ 140.852 mil decorrente do preço. Combinando-se o impacto de volume (ii) e preço (ii) do mercado de curto prazo, o impacto líquido dessa linha no resultado da empresa foi de R\$ 53.737 mil. (iii) Como não houve aumento significativo no preço médio da energia adquirida no MRE que no ano de 2014 foi de R\$ 11,68/MWh em 2015 passou a R\$ 12,25/MWh, o aumento de R\$ 4.728 mil no custo da energia adquirida no MRE é, principalmente, em função do aumento nos volumes adquiridos nesse ambiente, onde no ano de 2015 foram adquiridos 1.048 GW, enquanto, em 2014 foram 694 GW. (iv) A redução dos preços médios pagos no ACL que cairam 23,22%. Essa queda gerou um efeito positivo no resultado de R\$ 15.734 mil. (v) Aumento do volume adquirido no Ambiente de Contratação Livre - ACL no ano de 2015, que atingiu 168 GW, contra 76 GW em 2014, representando uma variação de 121%. Esse aumento de volume teve um impacto negativo nos custos de R\$ 37.093 mil.

6.3. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

Resultado Financeiro Líquido - R\$ mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
Renda de aplicações financeiras	19.527	10.302	9.225	89,55%
Encargos de dívida, variações de swap e monetárias	(31.764)	(23.412)	(8.352)	35,67%
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(6.864)	(2.187)	(4.677)	213,85%
Total	(19.101)	(15.297)	(3.804)	24,87%

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (Em milhares de reais)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A. ("ITAPEBI" ou "Companhia") é uma empresa do Grupo Neoenergia, detentora da concessão federal para construir e explorar a Usina Hidrelétrica de Itapebi, tendo firmado junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL o Contrato de Concessão de Uso de Bem Público, em 1999, para exploração da referida área. A Companhia possui assegurados através de contratos de compra e venda mercantil de energia elétrica, os fornecimentos de volumes anuais de energia de 1.721.340 MWh/ ano até o exercício de 2017, e 155.928 MWh/ano até o exercício de 2016 para a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA. A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pela Companhia em 03 de fevereiro de 2016, as quais estão expressas em milhares de reais.

2. RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

2.1. Base de apresentação: As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as disposições da legislação societária, previstas na Lei nº 6.404/76 com alterações da Lei nº 11.638/07 e Lei nº 11.941/09, e os pronunciamentos contábeis, interpretações e orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB. As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, exceto quando o contrário estiver disposto em nota explicativa. A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis e também o exercício de julgamento por parte da Administração. Áreas consideradas significativas e que requerem maior nível de julgamento e estão sujeitas a estimativas incluem: imposto de renda e contribuição social diferidos, perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros, e provisões para riscos tributários, ambientais, civis e trabalhistas. As políticas contábeis significativas adotadas pela Companhia estão descritas nas notas explicativas específicas, relacionadas aos itens apresentados, aquelas aplicáveis, de modo geral, em diferentes aspectos das demonstrações financeiras, estão descritas a seguir.

2.2. Moeda funcional e moeda de apresentação: As demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia.

2.3. Instrumentos financeiros: A Companhia classifica os instrumentos financeiros de acordo com a finalidade para qual foram adquiridos e determina a classificação no reconhecimento inicial, conforme as seguintes categorias: a) **Ativos financeiros:** • Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado: são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado. • Empréstimos e recebíveis: são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, menos perda por redução ao valor recuperável. b) **Passivos financeiros:** Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar e debêntures. Os passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros e os ajustes decorrentes da aplicação do método justo reconhecidos no resultado como despesas financeiras.

2.4. Taxas regulamentares: a) **Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas. b) **Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE):** Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido. Calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário. c) **Uso do bem público:** Corresponde aos valores estabelecidos no contrato de concessão para exploração do potencial de energia hidráulica a qual é registrado pelo valor das retribuições ao poder concedente pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico, descontada a valor presente a taxa implícita do projeto.

2.5. Normas e interpretações de normas que ainda não estão em vigor:

IFRS 9 Instrumentos Financeiros (Vigência a partir de 01/01/2018) Tem o objetivo, em última instância, de substituir a IAS 39. As principais mudanças previstas são: (i) todos os ativos financeiros devem ser, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor justo; (ii) a norma divide todos os ativos financeiros em: custo amortizado e valor justo; e (iv) o conceito de derivativos embutidos foi extinto.

IFRS 15 Receitas de contratos com clientes (Vigência a partir de 01/01/2018) A nova norma para receitas substituirá todas as atuais exigências para reconhecimento de receitas segundo as IFRS. Adoção retrospectiva integral ou adoção retrospectiva modificada é exigida para períodos anuais iniciados a partir de 1º de janeiro 2018, sendo permitida adoção antecipada. O objetivo é fornecer princípios claros para o reconhecimento da receita e simplificar o processo de elaboração das demonstrações contábeis.

IFRS 16 Arrendamento (Vigência a partir de 01/01/2019) A nova norma estabelece os princípios, tanto para o cliente (o locatário) e o fornecedor (locador), sobre o fornecimento de informações relevantes acerca das locações de maneira que seja demonstrado nas demonstrações financeiras, de forma clara, as operações de arrendamento mercantil. Para atingir esse objetivo, o locatário é obrigado a reconhecer os ativos e passivos resultantes de um contrato de arrendamento.

Alteração IFRS 11 Acordos conjuntos: Contabilização de Aquisições de Partes societárias (Vigência a partir de 01/01/2016) A contabilização da aquisição de participação societária em uma operação conjunta na qual a atividade da operação conjunta constitui um negócio, aplique os princípios pertinentes da IFRS 3 para contabilização de combinações de negócios. As alterações não se aplicam quando as partes que compartilham controle conjunto, inclusive a entidade de reporte, estiverem sob controle comum da parte controladora principal. As alterações se aplicam tanto à aquisição da participação final em uma operação conjunta quanto à aquisição de quaisquer participações adicionais na mesma operação conjunta.

Alteração IAS 16 e IAS 38 Esclarecimentos de Métodos aceitáveis de depreciação e amortização (Vigência a partir de 01/01/2016.) Método de depreciação e amortização deve ser baseado nos benefícios econômicos consumidos por meio do uso do ativo.

Alteração IFRS 10, IFRS 12 e IAS 28 Entidade de investimento - exceções a regra de consolidação (Vigência a partir de 01/01/2016.) As alterações no IFRS 10 esclarecem que a isenção da apresentação de demonstrações financeiras consolidadas se aplica à controladora que é uma subsidiária de uma entidade de investimento, quando a entidade de investimento mensura todas as suas subsidiárias ao valor justo. Dentro outros esclarecimentos, fica estabelecido que a entidade que não é de investimento poderá manter, na aplicação da equivalência patrimonial, a mensuração do valor justo por meio do resultado utilizada pelos seus investidores.

IAS 19 Benefícios a Empregados (Vigência a partir de 01/01/2016) Essa norma esclarece que a profundidade do mercado de títulos privados em diferentes países é avaliada com base na moeda em que é denominada a obrigação, em vez de no país em que está localizada a obrigação. Quando não existe mercado profundo para títulos privados de alta qualidade nessa moeda, devem ser usadas taxas de títulos públicos. Essa alteração deve ser aplicada retrospectivamente.

IFRS 5 Ativos não circulantes mantidos para venda e operações descontinuadas (Vigência a partir de 01/01/2016) Esclarece as circunstâncias em que uma entidade mudar um dos seus métodos de avaliação para outro não seria considerado um novo plano de alienação, mas sim uma alienação do plano original. Sendo que a entidade reclassifica ativos mantidos para venda para ativos mantidos para distribuição a titulares (e vice-versa) e os casos em que ativos mantidos para distribuição a titulares não atendem mais o critério para manterem esta classificação.

IFRS 7 Instrumentos financeiros: Divulgações Contratos de serviços gerencial atendem a definição de envolvimento contínuo em ativo financeiro transferido para fins de divulgação. A confirmação de envolvimento contínuo em ativo financeiro transferido deve ser feita se suas características atenderem às definições descritas na norma (parágrafos B30 e 42C).

Alteração IAS 1 Inicializa de divulgação (Vigência a partir de 01/01/2016) Tem o objetivo de esclarecer: (i) as exigências de materialidade; (ii) itens de linhas específicas nas demonstrações do resultado e de outros resultados abrangentes e no balanço patrimonial podem ser desagregados; (iii) flexibilidade quanto à ordem em que apresentam as notas às demonstrações financeiras; (iv) parcela de outros resultados abrangentes de associadas e empreendimentos controlados em conjunto contabilizada utilizando o método patrimonial.

A Administração está avaliando o impacto total da adoção das normas e interpretações descritas acima.

2.5. Ativos regulatórios: Repactuação do Risco Hidrológico - Acordo GSF. Em face da publicação da Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, e da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, que estabelecem as condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica por agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, com o objetivo de buscar uma solução para condições hidrológicas adversas. A referida Lei prevê que o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração de energia elétrica participantes do MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da ANEEL, com efeitos retroativos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida despesa. Para fins dessa anuência e em função do disposto na Lei, a ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios e as demais condições para a repactuação. Com base na Lei e na Resolução, os agentes de geração elegíveis e que observarem os critérios e condições definidos na Resolução, efetuarão a repactuação que dependeria da decisão da Administração das empresas, cabendo a ANEEL a conferência dos dados e homologação dos valores. Os agentes que optarem por repactuar o risco hidrológico, deverão protocolar o pedido na ANEEL até 25 de janeiro de 2016, desistindo das ações judiciais em curso. Em 18 de dezembro de 2015, o Conselho de Administração da Neoenergia aprova a proposta de repactuação do risco hidrológico para esta Companhia, optando pela classe de produto SP100, com prêmio de risco associado de R\$9,50/MWh. Os valores antecipados no exercício de 2015, referentes ao prêmio de risco, serão compensados com os prêmios devidos do período de Janeiro/16 a Abril/17, bem como pela extensão da concessão em 461 dias. Os termos da repactuação do risco hidrológico determinam que a Companhia deverá recolher mensalmente à CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias) o resultado da multiplicação do montante mensal de garantia física da usina pelo valor unitário do prêmio de risco selecionado, referenciado à data base de janeiro de 2015. O ressarcimento do risco hidrológico verificado no ano de 2015, em específico, será compensado por meio da postergação do pagamento do prêmio de risco até o final do contrato de venda de energia no ambiente regulado (CEEAR). Considerando que o prazo para a compensação não é suficiente para a recuperação do valor antecipado, a ANEEL estendeu a concessão por um período suficiente para recuperar os montantes antecipados, conforme mencionado na Nota 25. Como condição de eficácia da repactuação prevista neste contrato, a Companhia renuncia, de modo irrevogável e irretirável, ao direito de discutir, na via administrativa, arbitral e judicial, suposta isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE.

3. CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA

	2015	2014
Caixa e Depósitos bancários à vista	70	104
Aplicações financeiras de liquidez imediata:		
Fundos de investimento	286.068	102.396
Total	286.138	102.100

Caixa e equivalentes de caixa incluem caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo, são operações de alta liquidez, sem restrição de uso, prontamente convertíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. A carteira de aplicações financeiras constituída, principalmente, por Fundos de Investimentos restritos, (participação somente das empresas do grupo). O aumento do saldo refere-se principalmente a antecipação de recebíveis referente ao contas a receber com a Coelba, conforme mencionado na Nota 4.

4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E OUTROS

As contas a receber de clientes e outros estão apresentadas líquidas da provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD, quando aplicável, reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

	Ref.	2015	2014
Títulos a receber		-	32.143
Partes relacionadas	(a)	-	32.143
Comercialização de energia na CCEE	(b)	4.520	4.160
Total		4.520	36.303
Circulante		4.520	36.303

(a) Referem-se substancialmente aos contratos de fornecimento anual de energia no montante de 1.721.340 MWh/ano com a COELBA, com vigência até 2017. Em 31 de dezembro de 2015, a redução do saldo refere-se à antecipação de recebíveis com a COELBA, efetuados junto à instituição financeira sem direito de regresso. Essa operação foi contratada em 15 de dezembro de 2015 e teve um custo de R\$296, reconhecido na rubrica de despesa financeira. (b) Referem-se à comercialização no mercado de curto prazo de energia elétrica. As transações foram registradas com base nas informações disponibilizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O saldo de 31 de dezembro de 2015 possui previsão de recebimento para fevereiro de 2016.

5. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

	Ref.	2015	2014
Circulante			
Imposto de renda - IR	(a)	164	9.503
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	(a)	15	4.604
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	(b)	1	-
Programa de integração social - PIS	(b)	1.106	1.106
Outros		16	2
Total		1.302	15.215

(a) Os valores antecipados ao longo do exercício de 2015 foram compensados com o IR/CS a recolher. (b) A Companhia impetrou mandado de segurança com pedido de Liminar arguindo a inconstitucionalidade da Lei nº 9.718/98 que inclui na base de cálculo do PIS e da Cofins as receitas derivadas de operações financeiras. Com base na opinião dos seus consultores jurídicos a Administração entende que a recuperação desses tributos é praticamente certa, desde forma, efetuou o registro contábil do indébito tributário, que será compensado com outros tributos federais.

6. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS

	Ref.	2015	2014
Imposto de renda e contribuição social	(a)	15.037	482
Diferido ativo		22.439	8.640
Diferido passivo	(b)	(7.402)	(8.158)
Benefício fiscal do ágio e reversão PMPL		3.491	4.437
Total		18.528	4.919

a) **Imposto de renda e contribuição social diferidos:** A Companhia registrou tributos e contribuições sociais diferidos sobre as diferenças temporárias, cujos efeitos financeiros ocorrerão no momento da realização dos valores que deram origem a bases de cálculos. O IR é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a CSLL está constituída a alíquota de 9%.

	2015	2014
Base de cálculo		
Tributo diferido	44.227	11.057
Diferenças temporárias	44.227	11.057
Total	88.454	22.114

As bases de cálculo das diferenças temporárias são compostas como segue:

	2015	2014
Ativo		
Provisão para contingências	4.588	3.500
Provisão PLR	3.097	2.953
Depreciação indutível (Provisão para contingências ambientais)	5.852	5.660
Uso do bem público	15.183	11.349
Diferença de amortização de diferido	193	974
Demais provisões	37.086	975
Total ativo	65.999	25.411
Passivo (-)		
Ajuste da base anual de amortização	(21.772)	(22.492)
Uso do bem público	(21.772)	(1.502)
Total passivo	(43.544)	(23.994)
Total líquido	22.455	1.417

(a) O saldo refere-se basicamente a provisão constituída em função da liminar GSF ("Generating Scaling Factor").

O montante provisionado corresponde a R\$35.885. Estudos técnicos de viabilidade, apreciados e aprovados pelo Conselho de Administração e apreciados pelo Conselho Fiscal da Companhia, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos. Esses valores correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado que a mesma opera. A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2015 e 2014.

	2015		2014	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	190.417	190.417	132.370	132.370
Amortização do ágio e reversão da PMPL	(948)	(948)	(1.081)	(1.081)
Ajustes decorrentes do RTT	-	-	(9.963)	(9.963)
Juros sobre capital próprio	(12.392)	(12.392)	(13.579)	(13.579)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social após ajuste RTT (*)	177.077	177.077	113.747	113.747
Alíquota do imposto de renda e contribuição social	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	44.269	15.937	28.437	10.237
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do exercício:				
(-) Adições				
Outras adições	(428)	(154)	1.829	524
Outras exclusões	(428)	(154)	1.829	524
(-) Exclusões				
Reversão da PMPL	(459)	(165)	(525)	(189)
Incentivos audiovisuais/rouanet e PAT	(142)	-	(7)	-
Outras exclusões	(1.630)	-	(24)	-
Total	(2.231)	(165)	(556)	(189)
Imposto de renda e contribuição social no exercício	41.610	15.618	29.710	10.572
Diferido de diferença temporária de RTT	-	-	991	357
Imposto de renda e contribuição social no resultado	41.610	15.618	30.701	10.929
Corrente	52.312	19.471	30.037	10.805
Recolhidos e Pagos	13.457	8.556	6.848	4.589
A pagar	35.923	10.567	20.489	6.216
Compensados e deduzidos	4.536	348	2.700	-
Incentivo fiscal	(1.604)	-	-	-
Diferido	(10.702)	(3.853)	664	124
Total	41.610	15.618	30.701	10.929

(*) Até 31/12/2014

b) **Benefício fiscal - ágio incorporado:** Em 2006, foi aprovada a conclusão do processo de reestruturação societária a fim de transferir para a Companhia o benefício fiscal do ágio de R\$53.477, pago pela NEOENERGIA S.A. na aquisição das ações da Companhia pertencentes à COELBA. O processo foi concluído com a incorporação da ITAPEBI de sua então controladora (Guaraniana Participações S.A.) e, respectivamente, do ágio e da provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido (PMPL). Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações financeiras, e valor do ágio, líquido da provisão, que, em essência, representa o benefício fiscal incorporado, foi classificado no balanço patrimonial no ativo não circulante, com base na expectativa de realização do benefício fiscal. Os saldos do ágio em 31 de dezembro de 2015 e 2014 são de R\$ 3.489 e R\$4.437, respectivamente. Este saldo será amortizado até o final do período de concessão.

7. DESPESAS PAGAS ANTECIPADAMENTE

Conforme mencionado na Nota 2.6, a Companhia efetuou a repactuação do risco hidrológico e reconheceu como despesa paga antecipadamente o montante de R\$ 8.451, referente ao prêmio de seguro quitado no exercício de 2015, o qual será apropriado do resultado do exercício do período determinado e prazo remanescente da concessão.

8. IMOBILIZADO

O imobilizado é mensurado pelo seu custo histórico, menos depreciação acumulada. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e os custos de financiamento relacionados com a aquisição de ativos qualificados.

	2015		2014	
	Taxas anuais médias ponderadas de depreciação (%)	Custo	Depreciação acumulada	Valor Líquido
Em serviço				
Terrenos		10.433	-	10.433
Reservatórios, barragens e adutoras	2,33%	287.968	(79.073)	208.895
Educações, obras civis e benfeitorias	3,55%	221.529	(94.397)	127.132
Máquinas e equipamentos	4,06%	97.320	(40.088)	57.232
Veículos	14,30%	2.006	(1.083)	923
Móveis e utensílios	6,30%	732	(436)	296
Total		619.988	(215.077)	404.911
Em curso				
Terrenos		173	-	173
Reservatórios, barragens e adutoras		235	-	235
Educações, obras civis e benfeitorias		1.980	-	1.980
Máquinas e equipamentos		4.201	-	4.201
Veículos		972	-	972
Móveis e utensílios		520	-	520
Outros		63	-	63
Total		8.144	-	8.144
Total		628.132	(215.077)	413.055

A movimentação do imobilizado é como segue:

	2015		2014	
	Em serviço	Em curso	Em serviço	Em curso
Saldos em 01 de janeiro de 2014	618.146	(187.520)	430.626	7.675
Adições	-	-	2.829	2.829
Baixas	(1.794)	284	(1.510)	-
Depreciação	-	(14.320)	-	(14.320)
Transferências	4.769	-	4.769	(4.769)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	621.121	(201.556)	419.565	5.735
Adições	-	-	2.409	2.409
Baixas	(1.133)	444	(689)	-
Depreciação	-	(13.965)	(13.965)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2015	619.988	(215.077)	404.911	8.144

Decorrido o prazo de vigência da concessão e de sua eventual prorrogação, os bens e instalações utilizados para a geração independente de energia elétrica e vinculados a concessão passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados, conforme Contrato de Concessão de Geração Nº 37/99 - ANEEL.

9. INTANGÍVEL

Compreende o direito de uso do bem público, faixas de servidões permanentes e software de manutenção de sistema. É avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável. Por natureza, o ativo intangível está constituído da seguinte forma:

	2015		2014	
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Em serviço				
Direito de uso da concessão	3,00%	51.926	(1.269)	50.657
Direito de uso de software	20,00%	1.000	(446)	554
Total		52.926	(1.715)	51.211
Em curso				
Direito de uso da concessão		205	-	205
Direito de uso de software		1.535	-	1.535
Total		1.740	-	1.740
Total		54.666	(1.715)	52.951

A movimentação do intangível é como segue:

	2015		2014	
	Em serviço	Em curso	Em serviço	Em curso
Saldos em 01 de janeiro de 2014				

excesso de JSCP acrescido de outros encargos, no valor de R\$4.710. (b) Auto de infração decorrente da não adição da despesa de água contabilizada no período de 2006 a 2010 nas bases de cálculo do IRPJ e CSLL, no valor de R\$37.689. (c) Ação declaratória cumulada com Anulatória de Débito Fiscal com pedido de Antecipação de Tutela, referente aos débitos constantes em processos administrativos diversos, no valor de R\$10.008. (d) Encargos moratórios sobre IRRF não retido sobre JSCP pago a Neoennergia (2007 a 2010), no valor de R\$12.131. **Contingências cíveis:** Além dos valores provisionados, a Companhia possui R\$73.437 em ações referentes a indenizações por danos materiais e materiais com expectativa de perda possível. **Contingências trabalhistas:** Os valores provisionados referem-se a reclamações trabalhistas de funcionários, ex-funcionários ou ex-funcionários terceirizados que pleiteiam diversas verbas trabalhistas. A Companhia ainda possui outras reclamações trabalhistas, no valor de R\$5.507, com expectativa de perda possível. **Contingências ambientais:** A Companhia possui ainda ações, com expectativa de perda possível, referente ao cumprimento das condicionantes ambientais do processo de licenciamento e reparações por danos ambientais, patrimoniais e morais por força de graves lesões decorrentes das atividades da Usina Hidrelétrica de Itaipubi, no valor de R\$1.999. (II) As provisões para gastos ambientais referem-se ao acordo firmado em 21 de novembro de 2002 entre a Companhia, o autor da ação popular impetrada em setembro de 2002, e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais – IBAMA, visando definir a compensação adicional de impacto socioambiental decorrentes da implantação do empreendimento da Usina Hidrelétrica Itaipubi. Foi provisionado inicialmente o montante de R\$20.910 e atualmente o saldo desta provisão é de R\$9.758, devido à realização dos projetos ambientais relacionados a esta provisão. **Resolução CNPE nº 03/2013:** As empresas de geração do Grupo Neoennergia, ajustaram ações judiciais visando a suspensão dos efeitos da Resolução CNPE nº 03/2013, que instituiu, uma nova forma de rateio dos custos de despacho térmico adicional. Estes custos incorporam os chamados Encargos de Serviço do Sistema - ESS. Em 2013 foram concedidas liminares que impediram o rateio dos custos e em dezembro de 2014 houve sentença favorável, ratificando a liminar obtida, declarando, desta forma, a inexistência do ESS. Baseados nos fatos e argumentos acima, os assessores jurídicos da Companhia classificam o risco de perda como possível, motivo pelo qual não se constitui provisão. O valor da contingência na Companhia é de R\$11.012 em 31 de dezembro de 2015 (R\$5.547 em 31 de dezembro de 2014).

17. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital social: O capital social subscrito e integralizado da Companhia em 31 de dezembro de 2015 e 2014 é de R\$38.333, representando ações ordinárias cuja composição é apresentada a seguir:

	Lote de mil ações	
	Ações ordinárias	%
Neoennergia S.A.	16.100	42,00%
Termopernambuco S.A.	22.233	58,00%
Total	38.333	100,00%

Em 2014, a Termopernambuco S.A., através de contrato de compra e venda de ações com a Iberdrola Energia S.A., adquiriu participação adicional de 22,6% na Itaipubi, totalizando participação acionária de 58%. O controle da Companhia continua sendo da Neoennergia S.A., que é detentora direta de 42% das ações e indiretamente, através da sua também controlada Termopernambuco S.A., detém 100% das ações da Companhia. **Reserva de incentivo fiscal:** A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na região Nordeste e que atuam no setor de infra-estrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada. A Companhia formalizou pleito à antiga SUDENE e obteve o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais em 75%. O valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei 11.638/07 foi contabilizado no resultado do exercício, e posteriormente transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital da social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis. **Reserva especial de crédito:** Essa reserva representa a formação da reserva especial do ativo como resultado da reestruturação societária da sociedade, que gerou o reconhecimento do crédito fiscal diretamente no patrimônio, vide Nota 6. **Reserva legal:** A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido, limitada a 20% do capital social. A reserva legal da Companhia já atingiu ao limite do capital social, razão pela qual não é mais constituída.

18. RECEITA LÍQUIDA

A receita corresponde, majoritariamente, à receita relacionada ao contrato de venda de energia de longo prazo com a distribuidora de energia elétrica COELBA e a venda de energia no mercado de curto prazo.

Ref.	2015	2014
Fornecimento de energia	386.764	370.616
Receita de distribuição	386.764	370.616
Câmara de Comercialização de Energia - CCIEE	17.507	7.477
Total receita bruta	404.271	378.093
(-) Deduções da receita bruta	(18.942)	(17.836)
Total receita operacional líquida	385.329	360.257
(a) Deduções da receita bruta		
	2015	2014

IMPOSTOS:

PIS	(2.694)	(2.533)
COFINS	(12.429)	(11.689)
ENCARGOS SETORIAIS:		
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(3.819)	(3.614)
Total	(18.942)	(17.836)

19. CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA

Ref.	MWh (*)		R\$	
	2015	2014	2015	2014
Energia comparada para venda	168.684	76.307	(51.999)	(30.640)
Energia adquirida no ambiente livre - ACL	1.048.488	694.355	(12.840)	(8.112)
Energia curto prazo - MRE	247.034	118.793	(26.960)	(80.742)
Energia curto prazo - PLD	-	-	7	158
Créditos de PIS e COFINS	-	-	-	-
Total	1.464.207	889.455	(91.792)	(119.335)
Encargos de uso dos sistema de transmissão e distribuição			(18.969)	(25.641)
Encargos de rede básica			(110.761)	(144.976)

(*) Informação não auditada.

(a) Em função da repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, a Companhia reconheceu como despesa paga antecipadamente o montante de R\$8.451 referente ao prêmio de seguro, efetivamente quitado em 2015, para contrapor um custo decorrente do GSF de R\$57.751.

20. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e as despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

Custo / Despesas	2015		2014	
	Despesas gerais e administrativas	Despesas operacionais	Total	Total
Pessoal	(4.008)	(19.093)	(23.101)	(24.622)
Administradores	-	(1.601)	(1.601)	(1.430)
Entidade de previdência privada	-	(1.366)	(1.366)	(873)
Materiais	(492)	(316)	(808)	(623)
Serviços de terceiros	(7.164)	(7.924)	(15.088)	(13.112)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica-TFSEE	(1.056)	-	(1.056)	(864)
Compensação Financeira Recursos Hídricos - CFRH	(2.243)	-	(2.243)	(5.399)
Depreciação e amortização	(13.675)	(556)	(14.231)	(14.552)
Arrendamentos e alugueis	(45)	(1.202)	(1.247)	(927)
Tributos	(26)	(205)	(231)	(847)
Provisões líquidas - contingências	-	(502)	(502)	(383)
Outros ganho / perdas / alienação / cancelamento / desativação	(689)	-	(689)	(1.758)
Outros	(1.836)	(1.051)	(2.887)	(2.990)
Total custos / despesas	(31.234)	(33.816)	(65.050)	(67.614)

(a) Custo e despesa de pessoal:

	2015	2014
Remunerações	(10.444)	(10.965)
Encargos sociais	(4.721)	(5.077)
Auxílio alimentação	(948)	(891)
Convênio assistencial e outros benefícios	(1.830)	(1.419)
Rescisões	(190)	(298)
Férias e 13º salário	(848)	(1.407)
Plano de saúde	(1.270)	(1.117)
Participação nos resultados	(2.850)	(3.448)
Total	(23.101)	(24.622)

21. RESULTADO FINANCEIRO

Receitas Financeira	2015		2014	
	Ref.	2015	2014	2014
Renda de aplicações financeiras	-	19.527	-	10.302
Variação monetária - Dívida	(a)	16.137	-	-
Operações swap	(a)	29.996	-	-
Atualização Depósitos Judiciais	-	88	-	93
Outras receitas financeiras	-	22	-	1.390
Subtotal	-	65.770	-	11.785
Despesa Financeira	Ref.	2015	2014	2014
Encargos de dívida	-	(25.477)	-	(23.412)
Variação monetária e cambial - Dívida	(a)	(33.508)	-	-
Operações swap	(a)	(19.199)	-	-
Juros com antecipação de recebíveis	-	(296)	-	-
Atualização contingências	-	(2.205)	-	(365)
Outras despesas financeiras	-	(4.186)	-	(3.305)
Subtotal	-	(84.871)	-	(27.882)
Resultado Financeiro Líquido	-	(19.101)	-	(15.297)

(a) Variação refere-se a contratação de empréstimos e swap em 2015, vide nota 11.

22. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém operações comerciais com partes relacionadas pertencentes ao mesmo grupo econômico, cujos saldos e natureza das transações estão demonstrados a seguir:

	2015		2015	
	Ativo	Passivo	Não circulante	Não circulante
Controladas				
NEOENERGIA S.A	(875)	-	82	275
COELBA	386.068	-	-	2.241
CELPE	-	208	208	940
COSERN	-	-	-	687
TERMOPIERNAMBUCO S/A	-	24	24	683
NEOENERGIA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO S.A	(1.657)	-	124	22
BACUARI I GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	-	1.932	1.932	48
GOIÁS SUL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	-	2.127	2.127	51
GERAÇÃO CUI S.A.	-	1.951	1.951	62
RIO PCH I S.A.	-	-	-	45
BÁHIA PCH I S.A.	-	-	-	96
SE NARANDEIRA S.A.	(3)	-	-	16
GERAÇÃO CEU AZUL S.A.	-	-	-	34
NC ENERGIA S.A.	(45.641)	1.236	1.236	19.109
NEOENERGIA SERVIÇOS LTDA	-	-	-	6
AFLUENTE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	-	-	-	31
AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	(24)	-	2	145
ENERGYWORKS DO BRASIL LTDA	-	-	-	108

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da Itaipubi Geração de Energia S.A. tendo examinado, em reunião nesta data, as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2015, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, bem como a proposta de destinação de lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pelo contador da Companhia e considerando, ainda, o relatório dos auditores independentes EY, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 03 de fevereiro de 2016.

Fabiano Fontes Fernando Santos (suplente) Solange Maria Pinto Ribeiro

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

A Diretora Presidente e os demais Diretores da Itaipubi Geração de Energia S.A. sociedade por ações, de capital aberto, com sede na Praia do Flamengo, 78 – Flamengo, Rio de Janeiro – RJ, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.397.080/0001-96, para fins do disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07.12.2009, declaram que: (I) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da Ernst & Young Auditores Independentes S.S relativamente às demonstrações financeiras da Itaipubi alusivas ao exercício social findo em 31.12.2015; e (II) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Itaipubi relativas ao exercício social findo em 31.12.2015.

Rio de Janeiro, 01 de fevereiro de 2016.

Alejandro Roman Arroyo - **Diretor Presidente** Elvira Baracuchy Cavalcanti Presta José Eduardo Pinheiro Santos Tanure

Diretora de Planejamento e Controle **Diretor de Regulação**

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Entidade para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Entidade. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Itaipubi Geração de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

	2015		2015	
	Ativo	Passivo	Não circulante	Não circulante
CAPUAVA ENERGY LTDA.	-	-	-	52
FORÇA EÓLICA DO BRASIL I S/A	-	-	-	29
337.868	7.478	7.478	19.317	5.750
25.067				

Controladores

PREVI - CAIXA DE PREV. DOS FUNC. DO BANCO DO BRASIL	-	-	-	(240)	(240)
IBERDROLA ENERGIA S/A	(353)	-	-	353	-
BB - BANCO INVESTIMENTO S/A	-	-	-	240	240
(353)	-	-	353	-	353
337.515	7.478	7.478	19.670	6.839	26.509

Ref.	2015		2015		Total
	Resultado	Circulante	Total	Circulante	
386.765					
Fornecimento de energia elétrica	(a)	386.765	-	-	4
Despesa (49.250)					
Energia elétrica comprada para revenda	(b.1)	(45.641)	-	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	(b.2)	(27)	-	-	-
Serviços de terceiros	(b.3)	(3.582)	-	-	-
Ativo			7.478	7.478	
Títulos e valores mobiliários	-	-	208	208	-
Contas a receber de clientes e outros	(c)	-	24	24	-
Outros ativos	(d)	7.246	7.246	-	-
Passivo			19.670	6.839	26.509
Fornecedores	(b)	-	19.670	73	19.743
Debêntures	(e)	-	-	6.766	6.766
337.515	7.478	7.478	19.670	6.839	26.509
339.696					
Em 31/12/2014		7.671	40.443	21.314	556
Em 31/12/2014					21.870

As principais condições relacionadas aos negócios entre partes relacionadas estão descritas a seguir: (a) COELBA - Contra e 2014 são como segue:

Descrição	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	Valores de Referência				Efeito acumulado
					Moeda Estrangeira	Moeda Local	Valor Justo	2015	Valor a receber/recebido - a pagar/pago
Contratos de swaps:									
Swap									
Ativa	Banco Safra	24/04/15	24/04/17	USD + 2,90% a.a.	USD 11.906	-	46.490	-	-
Passiva	-	-	-	108,5% CDI	-	38.550	-	38.550	-
						7.940	-	7.952	-
Swap									
Ativa	Itaú	17/03/15	06/03/17	USD + 3,8473% a.a.	USD 9.519	-	37.169	-	36.986
Passiva	-	-	-	106,16% CDI	-	33.405	-	33.405	-
						3.764	-	3.581	-
Swap									
Ativa	Mizuho	09/11/15	09/11/18	USD + 2,8057% a.a.	USD 26.105	-	101.936	-	100.000
Passiva	-	-	-	99,90% CDI	-	100.377	-	100.377	-
						1.559	-	(377)	(377)
							-	10.796	10.796

Valor justo: O quadro a seguir apresenta os valores contábil e justo dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2015 e 2014.

	2015		2014	
	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo

Ativo financeiro (Circulante / Não circulante)	2015		2014	
	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Empréstimos e recebíveis	4.520	4.520	36.303	36.303
Contas a receber de clientes e outros	4.520	4.520	36.303	36.303
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado	286.673	286.673	103.331	103.331
Caixa e equivalentes de caixa	286.138	286.138	102.300	102.300