

Sociedade Anônima  
de Capital Aberto  
CNPJ nº 06.981.176/0001-58  
Belo Horizonte - MG



**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**  
**EXERCÍCIOS FIMDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013 (Em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)**

**Outros benefícios de longo prazo a empregados** – A obrigação líquida da Companhia com relação a benefícios a empregados que não os planos de pensão é o valor do benefício futuro que os empregados auferiram como retorno pelo serviço prestado no ano corrente e em anos anteriores. Aquele benefício é descontado para apurar o seu valor presente, e o valor justo de quaisquer ativos relacionados é deduzido. O cálculo é realizado através do método de crédito unitário projetado. Quaisquer ganhos e perdas atuariais são reconhecidos no resultado no período em que surgem.

Os procedimentos mencionados anteriormente são utilizados para as obrigações atuariais com plano de saúde, seguro de vida e plano odontológico.

**Benefícios de término de vínculo empregatício** – Os benefícios de término de vínculo empregatício são reconhecidos como uma despesa quando a Companhia está comprovadamente comprometida, sem possibilidade realista de retrocesso, com um plano formal detalhado para rescindir o contrato de trabalho antes da data de aposentadoria normal ou prover benefícios de término de vínculo empregatício em função de uma oferta feita para estimular a demissão voluntária. Os benefícios de término de vínculo empregatício por demissões voluntárias são reconhecidos como despesa caso a Companhia tenha feito uma oferta de demissão voluntária, seja provável que a oferta será aceita, e o número de funcionários que irão aderir ao programa possa ser estimado de forma confiável.

**Benefícios de curto prazo a empregados** – Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são mensuradas em uma base não descontada e são incorridas como despesas conforme o serviço relacionado seja prestado.

O passivo é reconhecido pelo valor esperado a ser pago sob os planos de bonificação em dinheiro ou participação nos lucros de curto prazo se a Companhia tem uma obrigação legal ou construtiva de pagar esse valor em função de serviço passado prestado pelo empregado, e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável. A Participação nos Lucros prevista no Estatuto Social é provisionada em conformidade de acordo coletivo estabelecido com os sindicatos representantes dos empregados na rubrica Participação dos Empregados e Administradores no Resultado.

**l) Provisões**

Uma provisão é reconhecida no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal ou construtiva, como resultado de um evento passado, que possa ser estimada de maneira confiável e que seja provável que um recurso econômico venha a ser requerido para saldar a obrigação.

**Contratos Onerosos** – Uma provisão para contratos onerosos é reconhecida quando os benefícios esperados a serem derivados de um contrato são menores que o custo inevitável de atender as obrigações da concessão. A provisão é mensurada a valor presente pelo menor valor entre o custo esperado de se rescindir o contrato de concessão e o custo líquido esperado de continuar com o mesmo.

**m) Imposto de Renda e Contribuição Social**

O Imposto de Renda e a Contribuição Social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de Contribuição Social, limitada a 30% do lucro real.

A despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social compreende os impostos de renda correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à combinação de negócios, ou itens diretamente reconhecidos no Patrimônio Líquido ou em outros Resultados Abrangentes.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber esperado sobre o lucro tributável do exercício, a taxas de impostos vigentes ou substantivamente vigentes na data de apresentação das Demonstrações Financeiras e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores.

O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos e os correspondentes valores usados para fins de tributação. O imposto diferido é mensurado pelas alíquotas que se espera serem aplicadas às diferenças temporárias quando elas reverterem, baseando-se nas leis que foram decretadas ou substantivamente decretadas até a data de apresentação das Demonstrações Financeiras.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a impostos de renda lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Um ativo de Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido é reconhecido por diferenças temporárias dedutíveis e prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social não utilizados quando é provável que lucros futuros sujeitos à tributação estarão disponíveis e contra os quais serão utilizados.

Ativos de Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido são revisados a cada data de relatório e serão reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

**n) Receita Operacional**

De forma geral, para os negócios da Companhia no setor elétrico, telecomunicações e outros, as receitas são reconhecidas quando existem evidências convincentes de acordos, quando ocorre a entrega de mercadorias ou quando os serviços são prestados, os preços são fixados ou determináveis, e o recebimento é razoavelmente assegurado, independente do efetivo recebimento do dinheiro.

As receitas de venda de energia são registradas com base na energia comercializada e nas tarifas especificadas nos termos contratuais ou vigentes no mercado. As receitas de fornecimento de energia para consumidores finais são contabilizadas quando há o fornecimento de energia elétrica. O faturamento é feito em bases mensais. O fornecimento de energia não faturado, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior e contabilizado no final do mês. As diferenças entre os valores estimados e os realizados não têm sido relevantes e são contabilizadas no mês seguinte.

O fornecimento de energia ao sistema nacional interligado é registrado quando ocorre o fornecimento e é faturado mensalmente, de acordo com o reembolso definido pelo contrato de concessão.

Para as concessões de transmissão, é registrado no resultado mensalmente o valor justo da operação e manutenção das linhas de transmissão e a remuneração do ativo financeiro. Os serviços prestados incluem encargos de conexão e outros serviços relacionados e as receitas são contabilizadas quando os serviços são prestados.

**o) Receitas e Despesas Financeiras**

As Receitas Financeiras referem-se principalmente a receita de aplicação financeira, acréscimos moratórios em contas de energia elétrica, juros sobre ativos financeiros da concessão e juros sobre outros ativos financeiros. A receita de juros é reconhecida no resultado através do método de juros efetivos.

As Despesas Financeiras abrangem encargos de dívidas, variação cambial e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures. Os custos dos empréstimos, não capitalizados, são reconhecidos no resultado através do método de juros efetivos.

**p) Resultado por Ação**

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado atribuível aos acionistas, com base na média ponderada das ações em circulação no respectivo período. O resultado por ação diluído é calculado por meio da referida média das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluído nos períodos apresentados.

**q) Informação por Segmento**

Um segmento operacional é um componente da Companhia que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da Companhia. Todos os resultados operacionais dos segmentos operacionais são revisados frequentemente pelo Presidente da Companhia (CEO) para decisões sobre os recursos a serem

alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual informações financeiras individualizadas estão disponíveis.

Os resultados de segmentos que são reportados ao CEO incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. Os itens não alocados compreendem principalmente ativos corporativos e as despesas da sede.

Os gastos de capital por segmento são os custos totais incorridos durante o período para a aquisição de Ativo Financeiro da Concessão, Intangível, Imobilizado, e Ativos Intangíveis que não ágio.

**r) Demonstrações de Valor Adicionado**

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada pela Companhia, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação complementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

**s) Determinação do ajuste a valor presente**

A Companhia aplicou o ajuste a valor presente sobre determinados contratos de concessão onerosa e também sobre o saldo de debêntures emitidas pela Companhia. Foram utilizadas taxas de desconto compatíveis com o custo de captação de recursos em operações com o mesmo prazo na data das operações ou da transação para os IFRS, o que representa, em nossa estimativa, um percentual de 12,50%, incluindo a inflação prevista.

**3. DAS CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES**

A Cemig Geração e Transmissão, incluindo as participações em consórcio e as controladas integrais, detém junto à ANEEL, as concessões e autorizações:

GERAÇÃO	Localização	Data da Concessão ou Autorização	Data de Vencimento
<b>Usinas Hidrelétricas</b> (1)			
São Simão (2)	Rio Paranaíba	01/1965	01/2015
Emborcação	Rio Paranaíba	07/1975	07/2025
Nova Ponte	Rio Araguari	07/1975	07/2025
Jaguara (3)	Rio Grande	08/1963	08/2013
Miranda	Rio Araguari	12/1986	12/2016
Três Marias	Rio São Francisco	04/1958	07/2015
Volta Grande	Rio Grande	02/1967	02/2017
Irapé	Rio Jequitinhonha	01/1999	02/2035
Aimorés (1)	Rio Doce	07/2000	12/2035
Salto Grande	Rio Santo Antônio	10/1963	07/2015
Funil (1)	Rio Grande	10/1964	12/2035
Queimado (1)	Rio Preto	11/1997	01/2033
Itutinga	Rio Grande	01/1953	07/2015
Camargos	Rio Grande	08/1958	07/2015
Porto Estrela (1)	Rio Santo Antônio	05/1997	07/2032
Igarapava (1)	Rio Grande	05/1995	12/2028
Piau	Rio Piau / Pinho	10/1964	07/2015
Gafanhoto	Rio Pará	09/1953	07/2015
UHE Baguari	Rio Doce	08/2006	08/2041
Outras	Diversas	Diversas	Diversas
<b>Usina Eólica</b> (1)			
Morro do Camelinho	Gouveia - MG	03/2000	01/2017
<b>Usinas Termelétricas</b> (1)			
Igarapé	Juatuba - MG	01/2001	08/2024

(1) As capacidades instaladas demonstradas referem-se às participações da Companhia nos empreendimentos em consórcio com a iniciativa privada. Vide mais informações na Nota Explicativa nº 14.

(2) Não foi considerada a prorrogação da concessão conforme previsto no Contrato de Concessão. Vide detalhes nesta nota.

Atividade de geração eólica é concedida mediante autorização.

TRANSMISSÃO	Localização	Data da Concessão ou Autorização	Data de Vencimento
Rede Básica	Minas Gerais	07/1997	07/2015
Subestação - SE Itajubá	Minas Gerais	10/2000	10/2030

**Concessões de Geração**

No negócio de geração, a Companhia vende energia através de leilões para as distribuidoras atenderem às demandas de seu mercado ativo e vende energia a consumidores livres no Ambiente de Contratação Livre – ACL. No ACL, a energia é negociada através das concessionárias de geração, Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, auto geradores, comercializadores e importadores de energia.

Consumidores livres são aqueles cuja demanda excede a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento tenha sido iniciado após julho de 1995.

Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao mercado regulado após o período de cinco anos da comunicação desta intenção ao distribuidor de sua região. Esta comunicação prévia procura assegurar à distribuidora um período necessário para comprar energia adicional para suprir a reentrada de consumidores livres no mercado regulado. As geradoras estatais podem vender energia a consumidores livres, mas, diferentemente do que ocorre com geradores privados, são obrigados a fazê-lo através de um processo de leilão.

**Concessões de Transmissão**

De acordo com os contratos de concessão de transmissão, a Companhia está autorizada a cobrar a TUST - tarifas de uso do sistema de transmissão. As tarifas são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas - RAP das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia-se em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kv, denominada Rede Básica.

Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL. O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração do Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais dessa usina, os encargos correspondentes são assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina.

Para as novas concessões de transmissão, outorgadas após o ano 2000, a parcela dos ativos que não será utilizada durante a concessão é registrada como um Ativo Finan-

ceiro, pois existe um direito incondicional de receber caixa ou outro Ativo Financeiro diretamente do poder concedente ao final da vigência do contrato.

**Concessões de transmissão renovadas em conformidade à Lei 12.783/13**

As concessões de transmissão antigas, outorgadas antes do ano 2000, foram renovadas partir de 1º de janeiro de 2013 em conformidade a Medida Provisória nº 579, onde os ativos são pertencentes ao Poder Concedente e a Companhia é remunerada, a partir de 2013, pela operação e manutenção desses ativos.

**Medida Provisória nº 579 (Lei Federal nº 12.783)**

Em 11 de setembro de 2012, foi emitida pelo Governo Federal a Medida Provisória nº 579 ("MP 579"), posteriormente aprovada pelo Congresso Nacional e sancionada por meio da Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013, que dispõe basicamente sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre modicidade tarifária.

A MP 579, ao tratar das prorrogações das concessões de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica alcançada pela Lei 9.074/95, impôs novas condições de prorrogação às concessionárias, permitindo a prorrogação por um prazo de até 30 anos, com a antecipação do vencimento dessas concessões e assinatura de Termos Aditivos aos respectivos Contratos de Concessão com o Poder Concedente estabelecendo as novas condições. A prorrogação prevista dependia ainda da aceitação expressa dos critérios de remuneração, alocação da energia e padrões de qualidade constantes da MP 579, estando ainda prevista a indenização dos ativos ainda não amortizados ou depreciados com base no valor novo de reposição - VNR.

Conforme também previsto, as concessões não prorrogadas nos termos da MP permanecerão com os concessionários nas condições vigentes, sendo que serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 anos ao final de cada contrato de concessão. Em consonância com os prazos previstos na MP 579, através das Portarias do Ministério das Minas e Energia, MME nº 578 e nº 579, de 31 de outubro de 2012, foram definidas as tarifas iniciais para as usinas hidrelétricas enquadradas na MP 579 e as receitas iniciais de transmissão de energia elétrica, enquadradas no art. 6º da Medida Provisória nº 579 de 2012, para efeito da antecipação da prorrogação das concessões.

Em 1º de novembro de 2012, através da Portaria Interministerial MME-MF nº 580, foram definidos os valores de indenização a serem pagos aos concessionários de geração e de transmissão que optarem por antecipar os efeitos da prorrogação das concessões. Deve ser ressaltado que os valores de indenização divulgados para a transmissão foram parciais, não incluíram a indenização prevista para os ativos com data anterior a junho de 2000.

Dessa forma, o Conselho de Administração da Companhia decidiu pelas seguintes deliberações no que se refere à renovação das concessões em conformidade aos termos da MP 579:

**Transmissão de energia elétrica**

A Companhia optou por aceitar os termos da MP 579 para renovação das concessões de transmissão. As informações referentes aos valores de indenização constam da nota explicativa nº 12 – Ativos Financeiros da Concessão.

**Geração de Energia Elétrica**

A Companhia optou por não aceitar os termos da MP 579 para renovação das concessões de geração de energia elétrica relacionadas a seguir, constantes do Contrato de Concessão nº 007/97- Cemig Geração:

	Data de vencimento das concessões	Capacidade instalada (MW)	Saldo líquido dos ativos com base no custo histórico em 31/12/14	Saldo líquido dos ativos com base no custo atribuído em 31/12/14
<b>Central Geradora</b>				
UHE Três Marias	jul/15	396	45.493	388.666
UHE Volta Grande	fev/17	380	24.143	64.866
UHE Salto Grande	jul/15	102	11.533	39.405
UHE Itutinga	jul/15	52	3.733	9.159
UHE Camargos	jul/15	46	6.167	20.197
PCH Piau	jul/15	18,01	1.475	8.552
PCH Gafanhoto	jul/15	14	1.654	13.430
PCH Peti	jul/15	9,4	1.526	8.112
PCH Tronqueiras	jul/15	8,5	2.028	12.731
PCH Joasal	jul/15	8,4	1.576	8.207
PCH Martins	jul/15	7,7	402	2.901
PCH Cajuru	jul/15	7,2	3.643	1.103
PCH Paciência	jul/15	4,08	905	4.548
PCH Marmelos	jul/15	4	734	4.862
PCH Sumidouro	jul/15	2,12	1.855	1.198
PCH Anil	jul/15	2,08	530	162
PCH Poquim	jul/15	1,41	2.259	4.205
		<b>1.063</b>	<b>109.656</b>	<b>592.304</b>

Nota: Os valores referentes ao custo atribuído foram registrados quando da adoção das novas normas de contabilidade em conformidade aos padrões internacionais, em 31 de dezembro de 2010, sendo que a diferença entre o montante do custo atribuído e o custo histórico está registrada diretamente em rubrica específica do Patrimônio Líquido da Companhia, sem efeito inicial do registro no resultado da Companhia.

Para as concessões das usinas de Jaguara e São Simão, cujas concessões venceram em agosto de 2013 e janeiro de 2015, respectivamente, e Miranda, cuja concessão terá o seu prazo de vencimento em dezembro de 2016, respectivamente, a Companhia entende que tem direito a prorrogação das concessões nas condições anteriores a MP 579, conforme cláusulas estabelecidas nos contratos de concessão e no artigo 19 da Lei nº 9.074/1995. Os saldos históricos dos ativos das usinas mencionadas correspondem em 31 de dezembro de 2014 ao valor de R\$942.809 e com base no custo atribuído, utilizado na adoção dos novos padrões de contabilidade, correspondem ao valor de R\$1.136.258. Conforme consta dos contratos de concessão, a Cemig GT terá direito a indenização dos ativos não depreciados ao término das concessões o que, na interpretação da Companhia, ocorrerá após a prorrogação mencionada no parágrafo anterior. Maiores informações na nota explicativa nº 14 – Imobilizado.

**Concessões Onerosas**

Na obtenção das concessões para construção de alguns empreendimentos de geração de energia, a Companhia se comprometeu a efetuar pagamentos à ANEEL, ao longo do prazo de vigência do contrato, como compensação pela exploração. As informações das concessões, com os valores a serem pagos, são como seguem:

Empreendimento	Percentual de Participação %	Valor Nominal em 2014	Valor Presente em 2014	Período de Amortização	Índice de Atualização
Porto Estrela (Consórcio)	33,33	394.662	147.855	08/2001 a 07/2032	IGPM
Irapé	100,00	32.459	12.378	03/2006 a 02/2035	IGPM
Queimado (Consórcio)	82,50	8.334	3.449	01/2004 a 12/2032	IGPM
Diversas PCH's e UHE's (2)	100,00	1.537	1.515	06/2013 a 07/2015	IPCA
PCH Salto Morais	100,00	161	141	06/2013 a 07/2020	IPCA
PCH Rio de Pedras	100,00	816	646	06/2013 a 09/2024	IPCA
Diversas PCH's (3)	100,00	4.308	3.342	06/2013 a 08/2025	IPCA

(1) Anil, Cajuru, Camargos, Gafanhoto, Joasal, Marmelos, Martins, Paciência, Peti, Piau, Poquim, Sumidouro, Tronqueiras.

(2) Luiz Dias, Poço Fundo, São Bernardo, Xicão.