

NOTA DE RESULTADOS

TERCER TRIMESTRE 2014

CEMIG REPORTA BENEFICIO NETO DE 29 MILLONES DE REALES EN EL TERCER TRIMESTRE DE 2014

Hechos significativos del periodo

- Los ingresos netos de la Compañía se incrementan un 8% en comparación con el 3T 2013 y minimizan los impactos negativos.
- Los gastos derivados de compras de energía eléctrica aumentan un 23% en relación con el mismo periodo del año anterior, situándose en los 1.784 millones de reales.
- Pérdidas procedentes de la consolidación por puesta en equivalencia de inversiones en participadas por importe de 102 millones de reales.
- Las transferencias de recursos del fondo sectorial CDE ascienden a 459 millones de reales.
- El GSF (indicador de déficit hidrológico) medio del 3T 2014 se sitúa en 0,849.

Magnitudes (cifras en miles de reales)	3T 2014	3T 2013	Var. (%)
Ventas de electricidad (GWh) (no incluye las ventas en el mercado eléctrico de corto plazo, "CCEE")	15.466	15.578	(0,72)
Ventas en el mercado eléctrico de corto plazo, "CCEE"	10.789	13.026	(17,17)
Ingresos brutos	5.176.089	4.708.455	9,93
Ingresos netos	3.831.889	3.545.896	8,07
EBITDA (bajo NIIF)	513.092	1.288.654	(60,18)
EBITDA ajustado por partidas regulatorias**	490.372	1.131.382	(56,66)
Beneficio neto del periodo	29.056	788.841	(96,32)
Beneficio neto ajustado por partidas regulatorias**	26.633	677.469	(96,07)

**Ajustado por activos y pasivos regulatorios: véase la página 22 de este informe.

Teleconferencia

Presentación de Resultados

Tercer Trimestre 2014

Retransmisión en Directo por Internet y Teleconferencia

Viernes, 14 de noviembre de 2014 a las 15:30 horas (Hora de Brasilia)

La presentación contará con traducción simultánea al inglés y se podrá seguir por Internet desde nuestra página web: <http://ri.cemig.com.br> o por medio de teleconferencia llamando al número:

(+ 55 11) 2188-0155 (primera opción) ó

(+ 55 11) 2188-0188 (segunda opción)

Clave de acceso: CEMIG

PlayBack Retransmisión en Directo por Internet: Página web: http://ri.cemig.com.br Pulse sobre el <i>banner</i> para descargar Disponible en diferido durante 90 días	Playback Teleconferencia: Teléfono: (+ 55 11) 2188-0155 Clave de acceso para los participantes: CEMIG Português (Disponible en diferido del 14 al 28 de noviembre de 2014)
--	---

Contacto para el inversor

Departamento de Relaciones con Inversores

Página web: <http://ri.cemig.com.br/>

Correo electrónico: ri@cemig.com.br

Teléfono: + 55 31 3506-5024

Fax: + 55 31 3506-5026

Equipo ejecutivo de Relaciones con Inversores

- **Director de Finanzas y Relaciones con Inversores (CFO)**
Luiz Fernando Rolla
- **Jefe de Relaciones con Inversores**
Antonio Carlos Vélez Braga
- **Gerente de Mercado Inversor**
Robson Laranjo

Sumario

TELECONFERENCIA.....	1
CONTACTO PARA EL INVERSOR.....	1
DEPARTAMENTO DE RELACIONES CON INVERSORES.....	1
EQUIPO EJECUTIVO DE RELACIONES CON INVERSORES	1
EXONERACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	3
MENSAJE DEL CEO Y DEL CFO DE LA COMPAÑÍA.....	4
COYUNTURA ECONÓMICA	5
COMPORTAMIENTO DE LAS ACCIONES DE LA COMPAÑÍA	7
MERCADO DE CAPITALES	8
CALIFICACIONES CREDITICIAS A LARGO PLAZO DE LA COMPAÑÍA	8
ADOPCIÓN DE LAS NORMAS INTERNACIONALES DE CONTABILIDAD	9
CUENTAS DE RESULTADOS	9
MERCADO ELÉCTRICO CONSOLIDADO	10
MERCADO ELÉCTRICO DE CEMIG D.....	14
MERCADO ELÉCTRICO DE CEMIG GT.....	14
BALANCE FÍSICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CEMIG D (MWH).....	16
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN CONSOLIDADOS	16
IMPUESTOS Y CARGAS SOBRE LOS INGRESOS	18
COSTES Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	18
INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS	21
IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS (“IRPJ”) Y CONTRIBUCIÓN SOCIAL (“CSLL”).....	22
ACTIVOS Y PASIVOS REGULATORIOS	22
RESULTADO DE LAS ENTIDADES VALORADAS POR PUESTA EN EQUIVALENCIA	23
EBITDA	25
ENDEUDAMIENTO.....	26
ADQUISICIONES	28
DIVIDENDOS	29
CARTERA DE ACTIVOS DE GENERACIÓN: GRUPO CEMIG.....	31
INFORMACIÓN FINANCIERA POR EMPRESA	35
INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE EXPLOTACIÓN.....	36
INGRESOS REGULADOS DE TRANSMISIÓN (“RAP”).....	38
PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	39
ANEXOS	40
PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL 2T 2014.....	40
TABLAS CEMIG D (CIFRAS EN MILLONES DE REALES)	41
TABLAS CEMIG GT (CIFRAS EN MILLONES DE REALES)	42
TABLAS CEMIG CONSOLIDADO (CIFRAS EN MILLONES DE REALES)	43

Exoneración de Responsabilidad

Este informe contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Cemig. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir declaraciones referidas a planes, objetivos y expectativas en relación con operaciones, inversiones, sinergias, productos y servicios futuros, y declaraciones sobre resultados futuros.

Si bien la dirección de Cemig considera que las expectativas recogidas en tales afirmaciones son razonables, se advierte a los inversores de que la información y las afirmaciones con proyecciones de futuro están sometidas a riesgos e incertidumbres – tales como el escenario macroeconómico brasileño e internacional, los avances tecnológicos, los cambios en el sector eléctrico brasileño, las condiciones de la hidrología, el comportamiento de los mercados financieros y de electricidad–, muchos de los cuales son difíciles de prever y están, de manera general, fuera del control de Cemig. Estos riesgos e incertidumbres podrían provocar que los resultados y desarrollos reales difieran significativamente de aquellos expresados, implícitos o proyectados en la información y afirmaciones con proyecciones de futuro.

La información y cualquiera de las opiniones y afirmaciones contenidas en este informe no otorgan garantía alguna sobre la imparcialidad, precisión, plenitud o corrección de la información o de las opiniones y afirmaciones que en él se expresan. Ni Cemig, ni cualquiera de sus consejeros, directivos, empleados o representantes asumen responsabilidad de ningún tipo, con independencia de que concurra o no negligencia o cualquier otra circunstancia, respecto de los daños o pérdidas que puedan derivarse de cualquier uso de este informe o de sus contenidos.

Entre los riesgos e incertidumbres relacionados con Cemig están aquéllos identificados en la sección “Factores de Riesgo” del Formulario de Referencia, depositado en la Comisión del Mercado de Valores de Brasil (CVM), y del Formulario 20F, depositado en la Comisión del Mercado de Valores de los Estados Unidos de América (SEC).

Mensaje del CEO y del CFO de la Compañía

El Director Presidente (CEO), D. Djalma Bastos de Moraes, afirmó que “los resultados obtenidos en el tercer trimestre de 2014 reflejan el momento que está viviendo el país, especialmente con respecto a la situación hídrica. Sin embargo, a pesar de las condiciones desfavorables, la Compañía ha demostrado una vez más que está preparada para enfrentar las adversidades. Con mucho trabajo y la experiencia acumulada en los más de 60 años de presencia en el sector eléctrico brasileño, seguimos maximizando nuestros resultados como manera de proporcionar del retorno de la inversión de nuestros accionistas. Hemos mantenido nuestra estrategia de crecimiento sostenible al anunciar el aumento de nuestra participación en Renova Energia, S.A., nuestro vehículo de crecimiento en el segmento de generación de electricidad a partir de fuentes renovables. Hemos consolidado nuestra política de crecimiento por medio de adquisiciones y fusiones, y seguimos trabajando para que esta estrategia refleje nuestra visión a largo plazo, es decir:

“Consolidarse en esta década como el mayor grupo del sector eléctrico brasileño en términos de capitalización bursátil, con presencia en el sector de gas, y líder mundial en sostenibilidad, admirado por los clientes y reconocido por su fortaleza y desempeño.”

De acuerdo con el Director de Finanzas y Relaciones con Inversores (CFO), D. Luiz Fernando Rolla, “pese a lo desafiante que ha sido este tercer trimestre de 2014, Cemig ha registrado una fuerte generación de efectivo a lo largo del año, garantizada por nuestra cartera diversificada de negocios y por nuestros elevados niveles de eficiencia operativa. El EBITDA, que mide el flujo de caja operativo, alcanzó los 4,2 mil millones de reales, un 1,62% superior al EBITDA del mismo periodo del año anterior. La solidez del balance garantiza la ejecución de nuestro Plan Estratégico a Largo Plazo, el “Plan Director”, y asegura el éxito de esta trayectoria, que se ha reflejado en el comportamiento de nuestras acciones, cuyo rendimiento en lo que va del año ha sido superior al del principal índice bursátil brasileño, el Ibovespa, y del IEE, índice bursátil del sector eléctrico.”

A continuación, destacamos los principales hitos del tercer trimestre de 2014.

Coyuntura económica

Según el Comité de Política Monetaria (COPOM), las tasas de crecimiento de la absorción interna y del Producto Interno Bruto (PIB) se han alineado, mientras que el ritmo de expansión de la actividad económica tiende a ser menos intenso este año en comparación con 2013. El ritmo lento de la economía se manifiesta en los horizontes de planificación más cortos y en el deterioro de la confianza empresarial.

Con respecto al mercado de crédito, se percibe una tendencia de expansión moderada y consistente con la posición cíclica de la economía, debido a la menor exposición de los bancos y el desalancamiento de los hogares.

El superávit primario de enero-septiembre de 2014 disminuyó en comparación con el mismo periodo del año anterior, debido al menor ritmo de la actividad económica y la reducción de gravámenes fiscales. El déficit por cuenta corriente se redujo en un 5% en comparación con el mismo periodo de 2013, como consecuencia de la disminución de las remesas de beneficios al exterior.

La inflación acumulada en doce meses medida por la variación del Índice de Precios al Consumidor Amplio (IPCA) alcanzó el 6,51% en agosto, 0,42 puntos porcentuales por encima de la registrada hasta agosto de 2013. Si bien por un lado hubo una ligera desaceleración de los precios de mercado, por el otro se produjo una aceleración significativa de los precios regulados. El COPOM señala que las altas tasas de inflación restan poder adquisitivo a los salarios y transferencias gubernamentales, con repercusiones negativas sobre la confianza y el consumo de los hogares.

En octubre el Comité decidió elevar la Selic –tipo de interés de referencia de la economía brasileña– al 11,25% anual, sin sesgo, por cinco votos a favor del alza y tres votos a favor del mantenimiento de la Selic en un 11,00% anual. Según el Comité, desde la última reunión la intensificación de los ajustes en los precios relativos de la economía, entre otros factores, hizo que el balance de riesgos para la inflación fuera

menos favorable. En vista de ello, el Comité consideró apropiado ajustar las condiciones monetarias a fin de asegurar, a un costo más bajo, la prevalencia de un panorama más benigno para la inflación en los años 2015 y 2016.

En cuanto a la industria, la utilización de la capacidad instalada (UCI), que mide el nivel de actividad industrial en términos del porcentaje del parque industrial que está funcionando, alcanzó una media del 83,3% entre junio y agosto, más baja que en los meses anteriores según datos desestacionalizados de la Encuesta de la Industria de la Fundación Getulio Vargas (FGV). El descenso trimestral reflejó la reducción experimentada por los indicadores de las industrias de bienes de capital, bienes intermedios, bienes de consumo duraderos y bienes de consumo no duraderos. Pese a ello, los indicadores de las industrias de bienes de consumo duraderos y de bienes intermedios se incrementaron respecto del periodo anterior. El Índice de Confianza de la Industria (ICI) reportó el octavo descenso mensual consecutivo en agosto, bajando a los 83,4 puntos según datos desestacionalizados de la FGV.

SECTOR ELÉCTRICO BRASILEÑO

Debido a la hidrología desfavorable en los últimos meses, el Gobierno brasileño ha realizado despachos de generación térmica. La estrategia busca satisfacer la demanda de electricidad del país preservando al mismo tiempo el nivel de los embalses hidroeléctricos. A pesar de la medida, la expectativa es que hacia finales del año las presas continúen generando aproximadamente un 5% menos que el volumen previsto para todas las plantas que forman parte del sistema eléctrico brasileño. El escenario hidrológico sigue apuntando a que las lluvias se ubicarán por debajo de la media histórica de los últimos 84 años.

La decisión de ONS, el ente operador del sistema eléctrico brasileño, de mantener elevado el nivel de generación de energía de las plantas térmicas tuvo un impacto directo en las condiciones del mercado en el periodo. El indicador de déficit hidrológico del sistema, conocido como “GSF”, se situó en 0,849 en el tercer trimestre de 2014.

El Gobierno de Brasil ha fijado para el 5 de diciembre de 2014 la fecha de realización de la subasta de energía que deberá eliminar la mayor parte del déficit de oferta que se enfrentarán los distribuidores a principios de 2015, a raíz de la terminación de antiguos contratos firmados con los generadores. La subasta denominada “A-1” prevé la compra de la energía producida por las plantas que ya están en operación en el sistema. El inicio del suministro está previsto para el 1 de enero de 2015. Los contratos de energía térmica que se negociarán en la subasta se deben extender por tres años, hasta finales de 2017. Las plantas con otras fuentes de generación abastecerán el mercado hasta finales de 2017 y 2019, mediante contratos de hasta cinco años.

Comportamiento de las acciones de la Compañía

Acción	Símbolo bursátil	Divisa	Cierre a 31.12.2013	Cierre a 30.09.2014	Variación en el periodo (%)
Cemig PN	CMIG4	R\$	12,46	14,99	20%
Cemig ON	CMIG3	R\$	12,40	15,10	22%
ADR PN	CIG	US\$	5,37	6,23	16%
ADR ON	CIG.C	US\$	5,48	6,43	17%
Ibovespa	Ibovespa	-	51.107	54.115	6%
IEEX	IEEX	-	26.250	28.178	7%

Fuente: Economática.

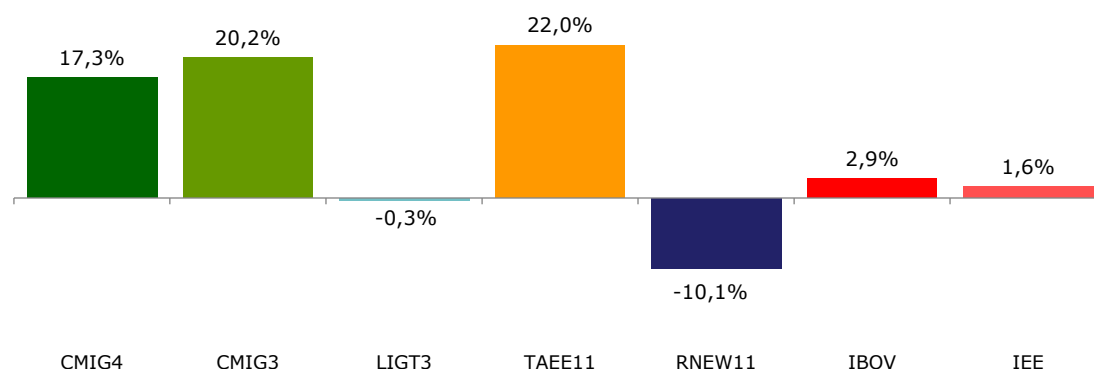
En el tercer trimestre de 2014, el volumen medio diario de negociación de la acción preferente (CMIG4) de Cemig alcanzó los 69,8 millones de reales. Este nivel hace que CMIG4 siga siendo una de las acciones más líquidas entre las eléctricas brasileñas y una de las más negociadas en el mercado de capitales de Brasil.

En la bolsa de Nueva York, el volumen medio diario negociado de la ADR preferente (CIG) de la Compañía alcanzó la cifra de 37,1 millones de dólares en el periodo, lo que pone de manifiesto el reconocimiento del mercado inversor y sitúa a Cemig como una opción de inversión a nivel mundial.

El Ibovespa, principal índice bursátil brasileño, subió un 6% cerrando en los 54.115 puntos a 30 de septiembre de 2014. Ha sido un resultado optimista, pese al escenario de bajo crecimiento de la economía brasileña.

Las acciones de Cemig, por su parte, registraron un rendimiento muy superior al del principal índice bursátil brasileño: la acción ordinaria subió un 22% entre julio y septiembre de 2014, en tanto que la acción preferente también siguió el ritmo de revalorización, registrando un alza del 20%.

Mercado de capitales



Revalorización de las acciones en lo que va del año (hasta el 12 de noviembre de 2014). Fuente: Economática.

Calificaciones crediticias a largo plazo de la Compañía

Las principales agencias calificadoras de riesgo crediticio han mantenido las perspectivas de la calificación crediticia a largo plazo de la Compañía. Las calificaciones y perspectivas de calificación asignadas a la Compañía y a sus principales filiales se muestran en la tabla a continuación:

Agencia calificadora de riesgo crediticio	Cemig		Cemig Distribuição, S.A.		Cemig Geração e Transmissão, S.A.	
	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva
Fitch	'AA(bra)'	Negativa	'AA(bra)'	Negativa	'AA(bra)'	Negativa
S&P	'BrAA+'	Estable	'BrAA+'	Estable	'BrAA+'	Estable
Moody's	'Aa2.br'	Negativa	'Aa2.br'	Negativa	'Aa1.br'	Negativa

Adopción de las normas internacionales de contabilidad

Los resultados del tercer trimestre de 2014 se presentan con arreglo a las nuevas normas de contabilidad, dentro del proceso de armonización de las normas brasileñas con las normas internacionales de información financiera (“IFRS” o “NIIF”, por sus siglas en español).

CUENTAS DE RESULTADOS

CORRESPONDIENTES A LOS PERIODOS DE TRES MESES TERMINADOS EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014 Y 2013

(Miles de reales)

Consolidado	3T 2014	3T 2013	Var. (%)
INGRESOS	3.831.889	3.545.896	8,07
COSTES Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN			
Compras de energía eléctrica	(1.783.923)	(1.452.854)	22,79
Cargos por el uso de la red de transmisión	(201.945)	(142.183)	42,03
Gastos de personal (empleados y directivos)	(299.013)	(296.469)	2,83
Participación de empleados y directivos en los resultados	(56.875)	(38.378)	48,20
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	(52.979)	(41.957)	26,27
Materiales	(95.480)	(16.688)	472,15
Servicios exteriores	(238.616)	(211.046)	13,06
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(202.964)	(186.589)	8,78
Provisiones	(100.802)	(33.644)	199,61
Regalías por la utilización de recursos hídricos	(25.236)	(31.143)	(18,97)
Costes de construcción de infraestructuras	(232.870)	(232.249)	0,27
Otros gastos de explotación, netos	(128.984)	(115.417)	11,75
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACIÓN	(3.419.687)	(2.792.937)	22,44
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(102.074)	349.106	-
EBITDA	513.092	1.288.654	(60,18)
Resultado de explotación antes del resultado financiero e impuestos	310.128	1.102.065	(71,86)
Ingresos financieros	131.891	147.412	(10,53)
Gastos financieros	(344.932)	(266.727)	29,32
Resultado antes de impuestos	97.087	982.750	(90,12)
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) corrientes y diferidos	(68.031)	(193.909)	(64,92)
RESULTADO DEL PERIODO	29.056	788.841	(96,32)

Mercado eléctrico consolidado

El Grupo Cemig comercializa energía eléctrica a través de las compañías Cemig Distribuição, S.A. (“Cemig D”) y Cemig Geração e Transmissão, S.A. (“Cemig GT”) y de las generadoras Horizontes Energia, S.A., Usina Térmica Ipatinga, S.A., Sá Carvalho, S.A., UTE Barreiro, S.A., Cemig PCH, S.A., Rosal Energia, S.A. y Cemig Capim Branco Energia, S.A..

El mercado eléctrico consolidado comprende las ventas de electricidad a:

- (I) Los consumidores a tarifa regulada dentro de la zona de concesión de la Compañía en el Estado de Minas Gerais.
- (II) Los clientes a precio libre ubicados en Minas Gerais y en otros estados de Brasil, en el ámbito del mercado liberalizado (“ACL”).
- (III) Otros agentes del sector eléctrico –comercializadores, generadores y productores independientes de energía–, en el ámbito del mercado liberalizado (“ACL”).
- (IV) Las compañías distribuidoras, en el ámbito del mercado regulado (“ACR”).
- (V) La Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) [el mercado eléctrico de corto plazo].

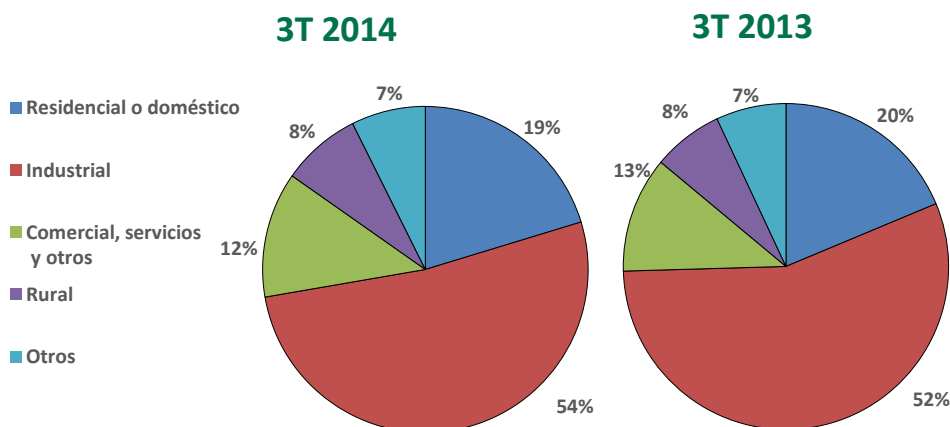
En el proceso de consolidación se eliminan las transacciones entre las entidades del Grupo.

Las ventas de electricidad del Grupo Cemig totalizaron 50.600 GWh en los nueve primeros meses de 2014, lo que supone un incremento del 7,1% en relación con mismo periodo de 2013.

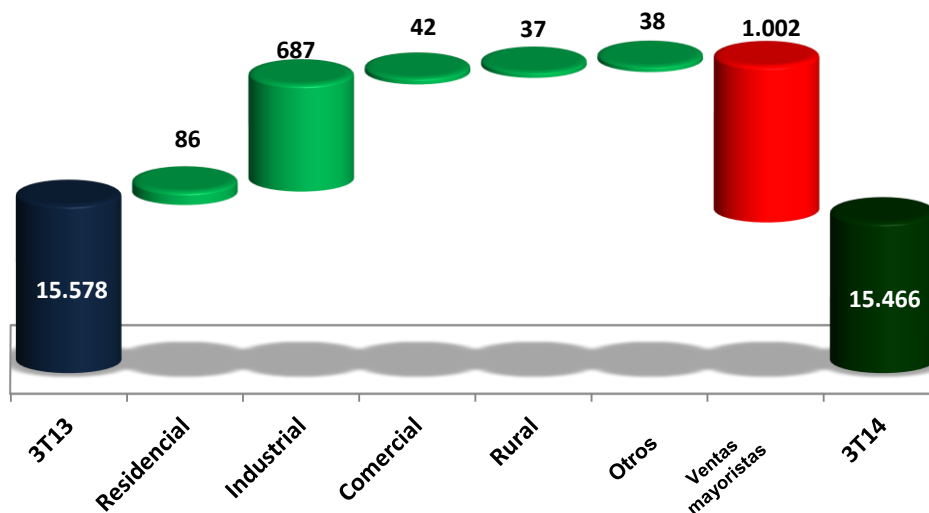
Las ventas de electricidad a consumidores finales sumaron 36.613 GWh, lo que representa un aumento del 9,5% en comparación con el mismo periodo del ejercicio anterior.

El número de clientes facturados por el Grupo Cemig ascendió a 8.005.916 a 30 de septiembre de 2014, un 3,8% más que el registrado a 30 de septiembre de 2013.

La distribución de las ventas consolidadas del Grupo Cemig por grupos de consumidores finales entre los periodos comparados se muestra en los gráficos a continuación:



Evolución del consumo total de electricidad (MWh)



Entre julio y septiembre de 2014, el volumen total de ventas de electricidad de Cemig a consumidores finales experimentó un incremento del 7,71% respecto del mismo periodo del ejercicio anterior.

Consolidado	MWh		Var. (%)	Precio medio de venta 3T 2014 (R\$)	Precio medio de venta 3T 2013 (R\$)
	3T 2014	3T 2013			
Residencial	2.430.126	2.343.749	3,69	533,33	467,76
Industrial	6.689.014	6.002.381	11,44	185,94	172,03
Comercial, servicios y otros	1.478.982	1.436.847	2,93	453,98	391,51
Rural	947.761	910.719	4,07	268,92	229,61
Administraciones públicas	208.582	209.886	(0,62)	449,39	383,17
Alumbrado público	323.305	317.629	1,79	289,50	244,56
Servicio público	348.829	316.123	10,35	290,28	254,86
Subtotal	12.426.599	11.537.334	7,71	302,15	272,09
Consumo propio	8.611	8.338	3,27	-	-
Ventas mayoristas a otros agentes en los mercados liberalizado y regulado (*)	3.031.021	4.032.768	(24,84)	171,06	157,02
Total	15.466.231	15.578.440	(0,72)	277,42	247,15

(*) Incluye los contratos de comercialización de energía eléctrica en el mercado regulado ("CCEAR") y los contratos bilaterales firmados con otros sujetos del sector eléctrico.

El desempeño de las ventas de electricidad de la Compañía a los distintos grupos de consumo obedece principalmente a los factores siguientes:

Grupo residencial o doméstico:

El consumo del segmento residencial o doméstico representó un 15,71% del volumen de ventas de electricidad de Cemig entre julio y septiembre de 2014, totalizando 2.430 GWh, lo que supone un crecimiento del 3,69% en comparación con el mismo periodo del ejercicio anterior.

El aumento del consumo en este segmento está relacionado con la incorporación de 21.859 nuevos consumidores (puntos de suministro eléctrico) en el tercer trimestre de 2014.

Grupo industrial:

	MWh		Var. (%)	Precio medio de venta 3T 2014 (R\$)	Precio medio de venta 3T 2013 (R\$)
	3T 2014	3T 2013			
Cemig Geração e Transmissão, S.A.	5.437.628	4.743.203	14,64	153,93	143,23
Cemig Distribuição, S.A.	1.028.481	1.025.795	0,26	381,08	331,40
Otras filiales	222.905	233.383	(4,49)	66,63	56,92
Total	6.689.014	6.002.381	11,44	185,94	172,03

El consumo de los clientes industriales a tarifa regulada y la energía transportada hacia los clientes libres del segmento industrial representó un 43,25% del volumen de ventas de electricidad de Cemig en el tercer trimestre de 2014, totalizando 6.689 GWh, lo que supone un aumento del 11,44% en comparación con el mismo periodo de 2013.

Este aumento obedece al mayor volumen de energía facturada por la filial Cemig GT a clientes liberalizados, asociado al incremento del 7,47% en el precio medio de la energía (en megavatios-hora).

Grupo comercial y de servicios:

	MWh		Var. (%)	Precio medio de venta 3T 2014 (R\$)	Precio medio de venta 3T 2013 (R\$)
	3T 2014	3T 2013			
Cemig Geração e Transmissão, S.A.	78.883	73.422	7,44	228,92	214,99
Cemig Distribuição, S.A.	1.389.899	1.353.431	2,69	468,79	402,74
Otras filiales	10.200	9.994	2,06	176,67	167,40
Total	1.478.982	1.436.847	2,93	453,98	391,51

El consumo de los clientes del segmento comercial y de servicios representó un 9,56% del volumen de ventas de electricidad de Cemig entre julio y septiembre de 2014, totalizando 1.479 GWh, lo que representa un crecimiento del 2,93% en comparación con el mismo periodo de 2013.

Grupo rural:

El consumo de los clientes del segmento rural representó un 6,13% del volumen de ventas de electricidad de Cemig en el tercer trimestre de 2014, totalizando 947.761 MWh, lo que representa un aumento del 4,07% en comparación con el mismo periodo del ejercicio anterior.

Otros grupos de consumo:

El consumo de los demás segmentos –Administraciones públicas, Alumbrado público, Servicio público y Consumo propio– representó un 5,75% del volumen de ventas de

electricidad de Cemig entre julio y septiembre de 2014, lo que supone un crecimiento del 4,38% en comparación con el mismo periodo de 2013.

Mercado eléctrico de Cemig D

La zona de concesión de Cemig D abarca un área de 567.478 km², el equivalente a aproximadamente el 97% del territorio del Estado de Minas Gerais. Cemig D es titular de cuatro concesiones de distribución de electricidad en Minas Gerais, representadas por cuatro contratos de concesión (Oeste, Este, Sur y Norte).

A 30 de septiembre de 2014, el número de consumidores facturados ascendió a 8.005.799, un 3,8% superior al número de consumidores facturados a 30 de septiembre de 2013. De este total, 8.005.382 son consumidores a tarifa regulada y 417 son clientes liberalizados que utilizan la red de distribución eléctrica de Cemig D.

Entre enero y septiembre de 2014, el volumen de energía facturada al mercado a tarifa regulada y de energía suministrada a clientes liberalizados y otros distribuidores a través de las redes de distribución eléctrica de Cemig D totalizó 33.323 GWh, lo que representa una reducción del 0,5% en comparación con el mismo periodo de 2013.

Este resultado es una composición del crecimiento del 5,5% en el mercado a tarifa regulada y de la reducción del 8,5% en el uso de la red de distribución eléctrica de Cemig D por parte de los clientes liberalizados, como consecuencia de la ralentización industrial.

Mercado eléctrico de Cemig GT

El mercado eléctrico de Cemig GT comprende las ventas de electricidad a:

- (I) Los clientes a precio libre ubicados en Minas Gerais y en otros estados de Brasil, además de otros comercializadores y generadores, en el ámbito del mercado liberalizado ("ACL").

- (II) Las compañías distribuidoras de electricidad, en el ámbito del mercado regulado (“ACR”).
- (III) La Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) [el mercado eléctrico de corto plazo].

A 30 de septiembre de 2014, el número de clientes facturados ascendió a 516, un 21,4% superior al número de clientes facturados a 30 de septiembre de 2013. De este total, 469 son clientes industriales y comerciales ubicados en Minas Gerais y en otros estados de Brasil.

El volumen de energía facturada por Cemig GT a clientes liberalizados se incrementó un 14,53% entre julio y septiembre de 2014 en comparación con el mismo periodo de 2013, totalizando 5.516.511 GWh. Este crecimiento se debe principalmente a los siguientes factores:

- La incorporación de nuevos clientes liberalizados en la cartera de Cemig GT.
- La terminación de los contratos firmados en la subasta del mercado eléctrico regulado, con la consiguiente redirección de las ventas hacia el mercado eléctrico liberalizado.

Las ventas de Cemig GT a otros agentes del sector eléctrico en el ámbito del mercado liberalizado (“ACL”) alcanzaron los 1.846.862 MWh entre julio y septiembre de 2014, un 58,25%, más que en el mismo periodo de 2013, debido a nuevas oportunidades comerciales que resultaron en la firma de nuevos contratos de venta a corto plazo.

La disminución del 60,09% en las ventas de electricidad en el ámbito del mercado regulado (“ACR”) se produjo como consecuencia de la terminación de los contratos firmados en virtud de la subasta llevada a cabo en 2005, cuyo periodo de suministro tuvo inicio en 2006 y finalizó en 2013.

Las ventas en el ámbito del mercado eléctrico de corto plazo (CCEE) apenas variaron entre los periodos comparados, como resultado de la estrategia de concentrar un mayor volumen de energía para la venta en los seis primeros meses de 2014.

Balance físico de energía eléctrica de Cemig D (MWh)

	MWh		Var. (%)
	3T 2014	3T 2013	
Electricidad suministrada por la red eléctrica (total)	12.526.325	13.202.802	(5,12)
Electricidad suministrada a otros distribuidores	91.570	88.352	3,64
Electricidad suministrada a clientes liberalizados	4.171.193	4.971.291	(16,09)
Carga propia	8.263.562	8.143.159	1,48
Consumo del mercado a tarifa regulada	6.685.595	6.485.671	3,08
Pérdidas técnicas en la red eléctrica de distribución	1.577.967	1.657.488	(4,80)

Ingresos de explotación consolidados

Ingresos provenientes de las ventas de electricidad

Los ingresos generados por las ventas de electricidad ascendieron a 4.291 millones de reales en el tercer trimestre de 2014, con un incremento del 11,44% respecto de los 3.850 millones de reales contabilizados en el mismo periodo de 2013.

Ventas de electricidad a consumidores finales

Los ingresos generados por las ventas de electricidad a consumidores finales (excluido el consumo propio) se situaron en 3.772 millones de reales a 30 de septiembre de 2014, frente a los 3.217 millones de reales contabilizados a 30 de septiembre de 2013, lo que representa un aumento del 17,26%.

La cifra de ingresos del periodo se ha visto impactada principalmente por los factores siguientes:

- Aumento del 7,70% en el volumen de energía eléctrica suministrada a consumidores finales.
- Ajuste tarifario anual de Cemig D, con impacto medio del 14,76% en las tarifas eléctricas de los consumidores a partir del 8 de abril de 2014.

	R\$		Var. (%)	Precio medio de venta 3T 2014 (R\$)	Precio medio de venta 3T 2013 (R\$)	Var. (%)
	3T 2014	3T 2013				
Residencial	1.296.048	1.096.310	18,22	533,33	467,76	14,02
Industrial	1.243.785	1.032.581	20,45	185,94	172,03	8,09
Comercial, servicios y otros	671.435	562.534	19,36	453,98	391,51	15,96
Rural	254.873	209.113	21,88	268,92	229,61	17,12
Administraciones públicas	93.735	80.421	16,56	449,39	383,17	17,28
Alumbrado público	93.597	77.680	20,49	289,50	244,56	18,38
Servicio público	101.257	80.566	25,68	290,28	254,86	13,90
Subtotal	3.754.730	3.139.205	19,61	302,15	272,09	11,05
Energía pendiente de facturación, neto	17.387	77.772	(77,64)	-	-	-
Ventas mayoristas a otros agentes en los mercados liberalizado y regulado (*)	518.488	633.218	(18,12)	171,06	157,02	8,94
Total	4.290.605	3.850.195	11,44	277,42	247,15	12,25

(*) Incluye los contratos de comercialización de energía eléctrica en el mercado regulado ("CCEAR") y los contratos bilaterales firmados con otros sujetos del sector eléctrico.

Ingresos provenientes de transacciones de energía en el mercado eléctrico de corto plazo (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica, CCEE)

Los ingresos por este concepto ascendieron a 11 millones de reales entre julio y septiembre de 2014, frente a los 13 millones de reales contabilizados en el mismo periodo del ejercicio anterior, lo que supone una disminución del 17,17%. Este resultado se debe principalmente a la mayor disponibilidad de energía liquidada al precio *spot* en el periodo como resultado de la estrategia de concentrar un mayor volumen de energía para la venta en los seis primeros meses de 2014, y del déficit de generación de las hidroeléctricas (reflejado en el GSF).

Otros ingresos de explotación

Las demás partidas de ingresos se incrementaron un 5,54% entre los periodos comparados, ascendiendo a 307 millones de reales entre julio y septiembre de 2014, frente a los 291 millones de reales contabilizados en el mismo periodo de 2013. Esta

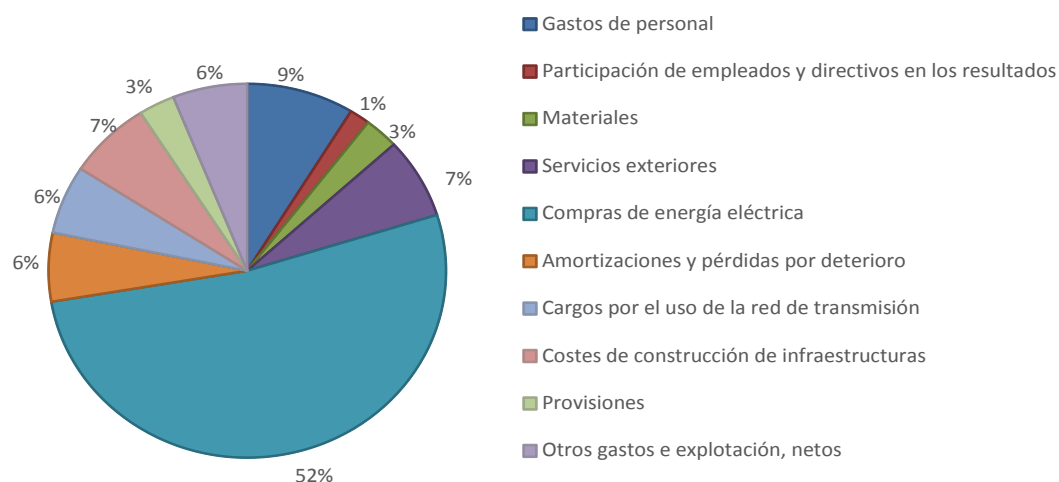
variación se produjo principalmente como consecuencia del aumento de 20 millones de reales en los ingresos provenientes de subvenciones destinadas a cubrir los subsidios concedidos a los clientes clasificados como de bajos ingresos y a compensar los subsidios al peaje de acceso a las redes de distribución (“TUSD”) no trasladados a la tarifa eléctrica.

Impuestos y cargas sobre los ingresos

Los impuestos y cargas sobre los ingresos se situaron en 1.344 millones de reales entre julio y septiembre de 2014, frente a los 1.163 millones de reales contabilizados por este concepto en el mismo periodo de 2013, lo que representa un incremento del 15,62%. Este resultado se debe principalmente a los impuestos que se calculan como un porcentaje sobre la facturación, por lo que son directamente proporcionales a la evolución de la cifra de ingresos de la Compañía.

Costes y gastos de explotación

Los costes y gastos de explotación (excluido el resultado financiero) se situaron en 3.420 millones de reales a 30 de septiembre de 2014, con un aumento del 22,44% respecto de los 2.793 millones de reales contabilizados a 30 de septiembre de 2013.



A continuación se detallan las principales variaciones experimentadas por los costes y gastos de explotación entre los periodos comparados.

Compras de energía eléctrica

Los gastos derivados de las compras de energía eléctrica para reventa se situaron en 1.784 millones de reales en el tercer trimestre de 2014, un 22,79% más que los 1.453 millones de reales contabilizados en el mismo periodo del ejercicio anterior. Este aumento obedece principalmente a los factores siguientes:

- Aumento del 88,84% en los gastos derivados de compras de energía en subastas, los cuales se situaron en 921 millones de reales entre julio y septiembre de 2014, frente a los 488 millones de reales contabilizados en el mismo periodo del ejercicio 2013, como consecuencia principalmente de los contratos por disponibilidad de energía¹, debido a los costes de compras de combustible para la generación de electricidad por las centrales térmicas, que fueron despachadas en su totalidad en el tercer trimestre de 2014, mientras que en 2013 las plantas cuyo coste de operación es más elevado fueron desactivadas a partir de julio.
- Aumento de las compras de energía en el mercado liberalizado –un incremento de 71 millones de reales–, asociado a los mayores sobrecostes derivados del aumento de los precios de la energía en el mercado eléctrico brasileño.
- Reducción de 23,60% en los gastos derivados de las compras de la energía producida por la hidroeléctrica Itaipú Binacional (cuyo precio se fija en dólares estadounidenses): 208 millones de reales a 30 de septiembre de 2014, frente a 273 millones de reales a 30 de septiembre de 2013. Esta disminución obedece, entre otros factores, a la reducción del 29,57% en el volumen de compras de energía: 1.579.072 MWh entre julio y septiembre de 2014, frente a 2.241.978 MWh en el

¹ N.T. En los contratos por disponibilidad de energía, el generador se compromete a suministrar determinado volumen de electricidad y asumir el riesgo de que el abastecimiento pueda verse afectado por condiciones hidrológicas adversas y niveles bajos de embalses, entre otras condiciones, en cuyo caso estará obligado a comprar energía de otra fuente con el fin de cumplir con su compromiso de abastecimiento.

mismo periodo de 2013. El efecto de esta reducción fue parcialmente compensado por la revalorización de la divisa estadounidense respecto del real brasileño: a 30 de septiembre de 2014, el dólar se cotizó en promedio a 2,3156 reales, en comparación con 2,2961 reales a 30 de septiembre de 2013, lo que representa una variación del 0,85%.

Cargos por el uso de la red de transmisión

Los gastos por este concepto se refieren al peaje de acceso y otros cargos a las infraestructuras de transporte en alta tensión integrantes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), recaudadas de generadores y distribuidores de energía eléctrica. Los cargos por el uso de la red de transmisión ascendieron a 202 millones de reales entre julio y septiembre de 2014, frente a los 142 millones de reales contabilizados en el mismo periodo de 2013, lo que supone un aumento del 42,03%.

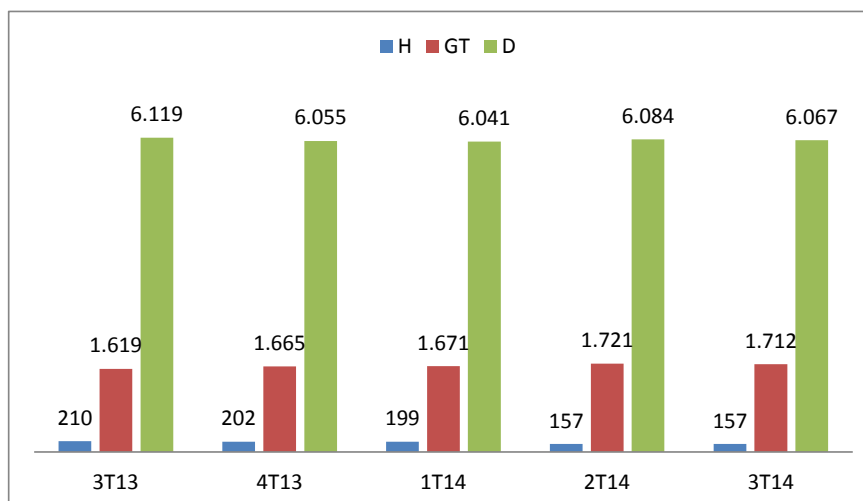
Gastos de personal (excluidos los planes de bajas voluntarias incentivadas y los gastos de personal trasladados a las obras en curso)

	3T 2014	3T 2013	Var. (%)
Sueldos, salarios y cargas sociales	261.833	246.292	6,31
Aportaciones a fondos de pensiones: plan de aportación definida	16.939	16.768	1,02
Beneficios asistenciales	32.951	33.443	(1,47)
	311.723	296.503	5,13

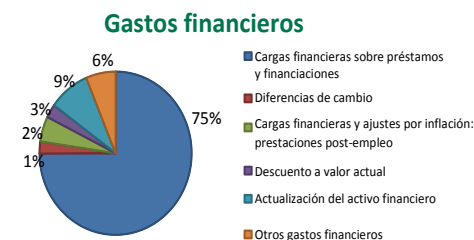
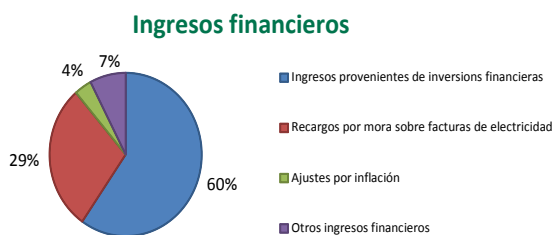
Los gastos de personal (excluidos los planes de bajas voluntarias incentivadas y los gastos de personal trasladados a las obras en curso) variaron un 5,13% entre los periodos comparados tras el incremento salarial del 6,85% a partir de noviembre de 2013, como consecuencia del Convenio Colectivo de Trabajo 2013-2014.

El personal en plantilla se redujo un 0,15% entre los periodos comparados: 7.936 empleados a 30 de septiembre de 2014, frente a 7.948 empleados a 30 de septiembre de 2013.

Personal en plantilla



Ingresos y gastos financieros



Entre julio y septiembre de 2014 los gastos financieros netos ascendieron a 213 millones de reales, frente a gastos financieros netos de 119 millones de reales en el mismo periodo del ejercicio anterior. En la comparación entre el resultado financiero del tercer trimestre de 2014 y 2013 hay que tener en cuenta los factores siguientes:

- Actualización financiera negativa de la base de activos regulados (conocida como “base de remuneración regulatoria”, o “BRR”) de la filial Cemig D por importe de 30 millones de reales, reconocida en el tercer trimestre de 2014 debido a la variación negativa del 0,68% experimentada por el índice de precios IGP-M (al que está referenciada la BRR) en el periodo.
- Aumento del 44,21% en los gastos derivados de cargas financieras sobre préstamos y financiaciones: 258 millones de reales entre julio y septiembre de

2014, frente a 179 millones de reales en el mismo periodo de 2013. Este resultado es consecuencia esencialmente del aumento de la deuda financiera debido a la financiación obtenida por la filial Cemig D en abril de 2014 por importe de 1.210 millones de reales, la cual está referenciada a la variación del tipo de interés CDI [certificados de depósito interbancario], así como de la mayor variación del CDI entre los periodos comparados: 2,72% a 30 de septiembre de 2014, frente a una variación del 2,08% a 30 de septiembre de 2013.

Impuesto sobre beneficios (“IRPJ”) y Contribución social (“CSLL”)²

En el tercer trimestre de 2014, los gastos de Cemig relacionados con el pago del Impuesto sobre beneficios y la Contribución social ascendieron a 68 millones de reales, frente a un beneficio antes de impuestos de 97 millones de reales, alcanzando una deducción impositiva del 70,07%. En el tercer trimestre de 2013, los gastos por este concepto se situaron en 194 millones de reales, frente a un beneficio antes de impuestos de 983 millones de reales, lo que equivale a una deducción impositiva del 19,73%.

Activos y pasivos regulatorios

En virtud del proceso de armonización de las normas brasileñas con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), desde 2010 los activos y pasivos regulatorios ya no se registran en los estados financieros de la Compañía. Del mismo modo, los importes relativos a las partidas regulatorias sólo se reconocen en la cuenta de resultados del ejercicio a partir de su inclusión efectiva en la tarifa eléctrica.

De ser reconocidos en los estados financieros de la Compañía, los efectos de los activos y pasivos regulatorios serían como sigue:

² N.T. En Brasil los beneficios obtenidos por las sociedades comportan una tributación del 34%. El IRPJ (impuesto sobre la renta de personas jurídicas) se grava sobre la renta de las sociedades y demás entidades jurídicas con domicilio social en Brasil así como las filiales, agencias u oficinas de representación en Brasil de empresas domiciliadas en el extranjero. El tipo general es del 15% sobre la base imponible. Cuando los beneficios antes de impuestos sean superiores a los 240.000 reales anuales, se establece una tasa adicional del 10% sobre la fracción superior a ese límite. La CSLL (contribución social sobre el beneficio) se grava sobre el beneficio obtenido de las personas jurídicas y su liquidación es paralela a la del IRPJ. El tipo impositivo es del 9%.

BALANCE DE SITUACIÓN	Importes ya incluidos en los ajustes tarifarios	Importes que se incluirán en el ajuste tarifario siguiente	A 30.09.2014	A 31.12.2013
Activo	843.713	1.392.698	2.236.411	1.307.970
Pasivo	(622.133)	(851.905)	(1.474.038)	(963.869)
Puesta en equivalencia de los activos y pasivos regulatorios			113.052	76.899
	221.580	540.793	875.425	421.000

	A 30.09.2014	A 31.12.2013
Activos		
Gastos anticipados: cuenta CVA (1)	2.171.099	1.257.729
Reducción de la tarifa por el uso del sistema de transmisión y distribución	-	26.096
Descuentos concedidos a las actividades de riego	-	4.913
Otros activos regulatorios	65.312	19.232
	2.236.411	1.307.970
Puesta en equivalencia de los activos y pasivos regulatorios	113.052	76.899
Impuestos (Impuesto sobre beneficios y Contribución social) diferidos	(294.605)	(128.556)
	2.054.858	1.256.313
Pasivos		
Pasivos regulatorios: cuenta CVA (1)	(1.471.500)	(950.346)
Otros pasivos regulatorios	(2.538)	(13.523)
	(1.474.038)	(963.869)
	580.820	292.444

(1) "Cuenta de compensación de las variaciones de los costes que integran el Paquete A" ("CVA").

De ser reconocidos, los efectos netos de los activos y pasivos regulatorios en la cuenta de resultados del tercer trimestre de 2014 serían los siguientes:

	3T 2014	3T 2013
Resultado del periodo	29.056	788.841
Resultado operativo de los activos y pasivos regulatorios	(19.463)	(112.466)
Resultado financiero sobre los activos y pasivos regulatorios	20.727	11.609
Puesta en equivalencia de los activos y pasivos regulatorios	(3.257)	(44.806)
Efectos impositivos sobre los activos y pasivos regulatorios	(430)	34.291
Resultado del periodo teniendo en cuenta los activos y pasivos regulatorios	26.633	677.469

EBITDA REGULATORIO (cifras en millones de reales)	3T 2014	3T 2013	Var. (%)
Resultado del periodo teniendo en cuenta los activos y pasivos regulatorios	26.633	677.469	(96,07)
+ Gastos por impuestos (impuestos sobre beneficios y contribución social)	68.461	159.618	(57,11)
+ Resultado financiero	192.314	107.706	78,55
+ Amortizaciones	202.964	186.589	8,78
= EBITDA REGULATORIO	490.372	1.131.382	(56,66)

Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación o puesta en equivalencia³

Cemig tiene inversiones en entidades asociadas y controladas de forma conjunta que consolidan por el método de la participación o puesta en equivalencia. El resultado de puesta en equivalencia de las principales inversiones en participadas en el tercer trimestre de 2014 se muestra en la tabla a continuación:

³ N.T. El método de la participación o puesta en equivalencia es un método de contabilización según el cual la inversión se registra inicialmente al coste, y es ajustada posteriormente en función de los cambios que experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la entidad que corresponde al inversor. La pérdida o ganancia del inversor recoge la porción que le corresponde en los resultados de la participada.

Inversiones consolidadas por el método de puesta en equivalencia (cifras en millones de reales)	3T 2014	A 30.09.2014
Gasmig	16	47
Light	(10)	20
Madeira Energia	(329)	(348)
Taesá	212	290
Otras	9	25
	(102)	34

Inversión en Madeira Energia, S.A. (MESA)

La inversión en la central hidroeléctrica de Santo Antônio se realiza a través de las entidades Madeira Energia, S.A. y SAAG Investimentos, S.A., lo que representa una inversión total del 17,76% (a 30 de septiembre de 2014).

Tal y como se muestra en esta nota, el resultado de puesta en equivalencia correspondiente a esta inversión representó una pérdida por importe de 348 millones de reales en el periodo entre enero y septiembre de 2014. Esta pérdida obedece a los siguientes factores:

- Gastos en la CCEE [el mercado eléctrico de corto plazo] debido a la reducción del indicador de déficit hidrológico “GSF” (“Generation Scaling Factor”), que supuso una disminución en la energía asegurada de las plantas que conforman el sistema eléctrico interconectado brasileño, incluyendo la hidroeléctrica de Santo Antônio.
- Factor de indisponibilidad (FID), que indica el requisito mínimo de disponibilidad de las turbinas de la planta durante un periodo de 60 meses. Cabe señalar que Madeira Energia, S.A. cuestiona judicialmente los criterios utilizados para determinar el FID de la hidroeléctrica de Santo Antônio.
- Provisión para pérdidas por créditos a cobrar del consorcio constructor de la planta debido al retraso en la entrada en operación comercial de las unidades generadoras en relación con el calendario previsto. Esta provisión para pérdidas corresponde a la diferencia entre el coste de compra de energía y el precio de venta de la energía producida por Santo Antônio, y se deriva de la nueva

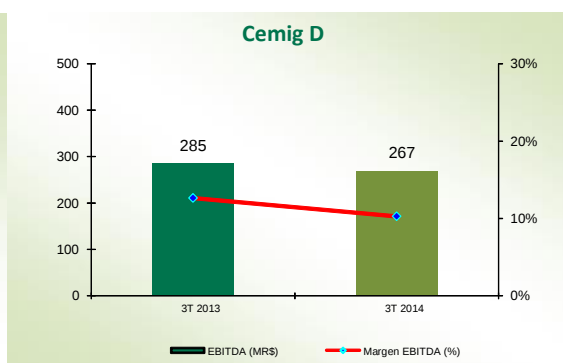
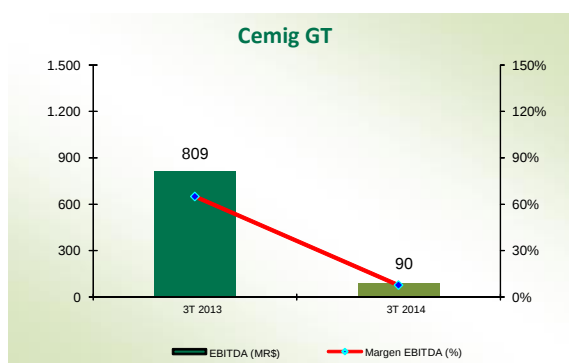
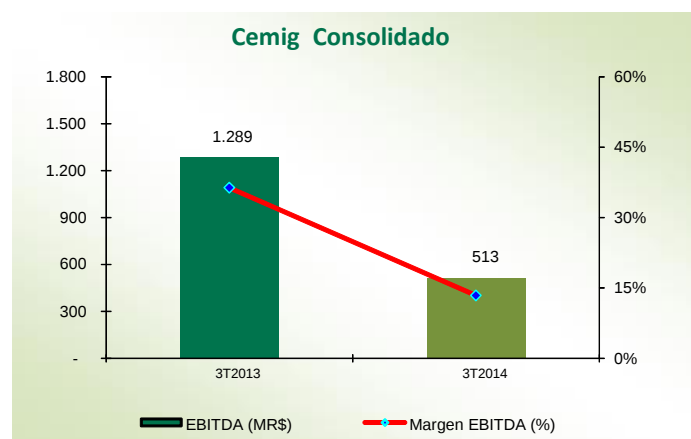
expectativa en relación con los créditos a cobrar, que sigue siendo objeto de negociaciones entre Madeira Energia, S.A. y el consorcio constructor.

EBITDA⁴

Como se puede observar en la tabla a continuación, el EBITDA consolidado de la Compañía disminuyó un 60,18% entre julio y septiembre de 2014 respecto del mismo periodo del ejercicio anterior.

EBITDA (cifras en miles de reales)	3T 2014	3T 2013	Var. (%)
Resultado del periodo	29.056	788.841	(96,32)
+ Gastos por impuestos (impuestos sobre beneficios y contribución social)	68.031	193.909	(64,92)
+ Resultado financiero, neto	213.041	119.315	78,55
+ Amortizaciones	202.964	186.589	8,78
= EBITDA	513.092	1.288.654	(60,18)

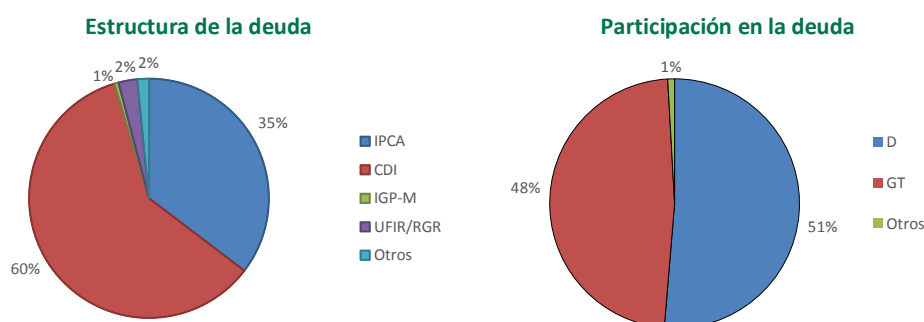
EVOLUCIÓN DEL EBITDA JULIO-SEPTIEMBRE 2013-2014



⁴ N.T. EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization): (BAAII, por sus siglas en español). Beneficios antes de amortizaciones, intereses e impuestos. Es el resultado bruto operativo de una empresa antes de intereses, impuestos y cargos por depreciación o amortización.

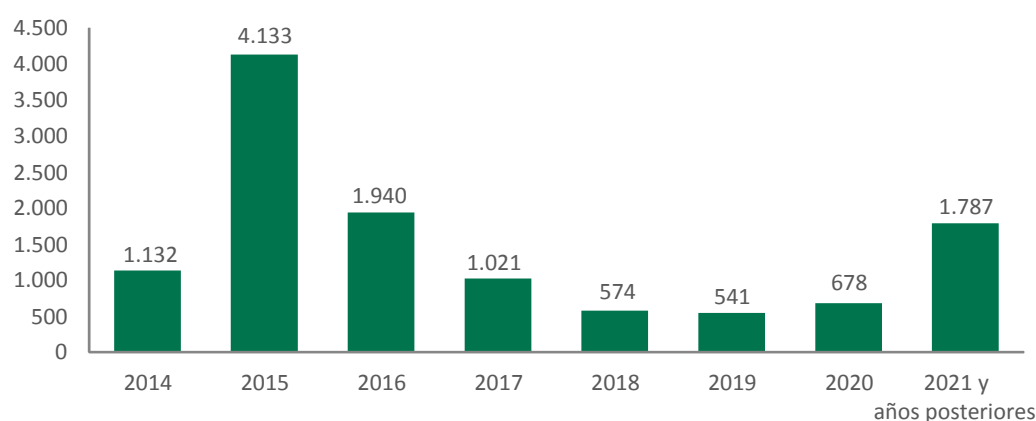
La disminución del EBITDA consolidado entre los periodos comparados se debe principalmente a la contribución negativa del resultado por puesta en equivalencia de la participada Madeira Energia, S.A. por importe de 348 millones de reales, asociado al incremento del 23,42% en los gastos de explotación (excluyendo los efectos de amortizaciones y pérdidas por deterioro). El margen de EBITDA se situó en un 13,39% entre julio y septiembre de 2014, frente al margen del 36,35% alcanzado en el mismo periodo del ejercicio anterior.

ENDEUDAMIENTO

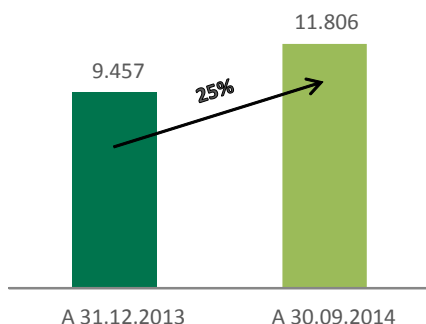


La deuda total consolidada de Cemig a 30 de septiembre de 2014 ascendió a 11.806 millones de reales, un 24,83% más que la cifra registrada a 31 de diciembre de 2013.

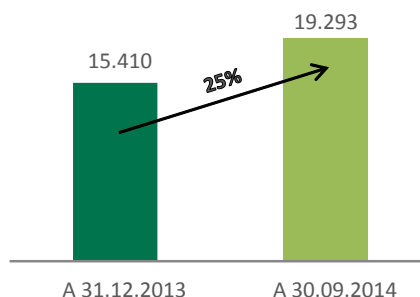
Calendario de vencimientos de deuda (millones de reales)



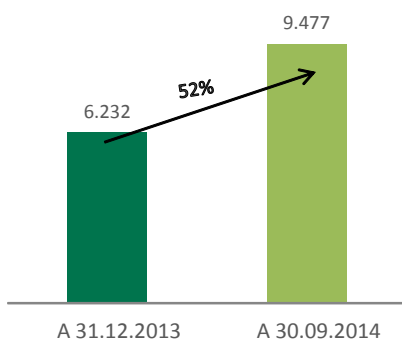
**Evolución de la deuda
Bajo NIIF 10 (R\$ millones)**



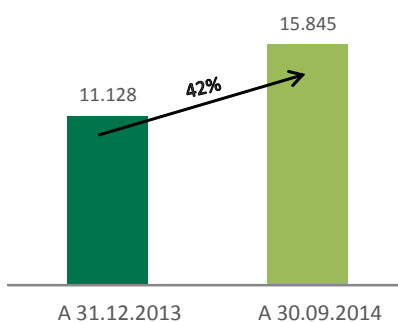
**Evolución de la deuda
No NIIF 10 (R\$ millones)**



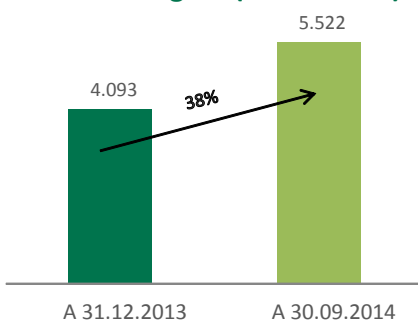
**Deuda neta
Bajo NIIF 10 (R\$ millones)**



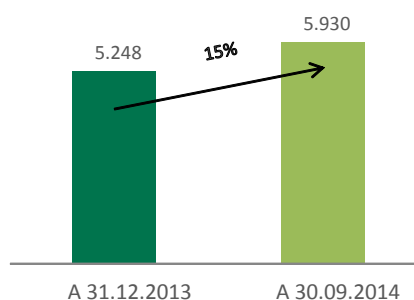
**Deuda neta
No NIIF 10 (R\$ millones)**



**Evolución de la deuda
Cemig GT (R\$ millones)**



**Evolución de la deuda
Cemig D (R\$ millones)**



ADQUISICIONES

La filial Cemig GT culmina su entrada en el grupo de control de Renova

El 27 de octubre de 2014, después de haber transcurrido los plazos legales establecidos para el ejercicio del derecho de suscripción preferente y la suscripción de acciones sobrantes de los otros accionistas de la sociedad Renova Energia, S.A. ("Renova"), el Consejo de Administración de Renova aprobó la ampliación de su capital social mediante la emisión de 87.196.901 acciones ordinarias, nominativas y sin expresión de valor nominal al precio de emisión de R\$17,7789 por acción, de las cuales 87.186.035 son acciones propiedad de la filial Cemig GT, que desembolsó un importe total de R\$1.550.071, siendo R\$810.129 mediante la realización de una aportación para futuro aumento de capital ("AFAC") en Renova y R\$739.943 mediante cesión a Renova de los recursos provenientes de la AFAC realizada por Cemig GT en la sociedad Chipley SP Participações, S.A..

Tras la aprobación de dicha ampliación de capital, la participación de Cemig GT en Renova asciende al 27,37% del capital social total y al 36,62% del capital social con derecho a voto, tal y como se muestra en la tabla a continuación:

Renova Energia, S.A.	Acciones ordinarias (ON)		Acciones preferentes (PN)		Total de acciones	% del capital social total
	Número de acciones	(%)	Número de acciones	(%)	Número de acciones	(%)
Grupo de control	188.309.629	79,0	-	-	188.309.629	59,1
RR Participações, S.A.	50.561.797	21,2	-	-	50.561.797	15,9
Light Energia, S.A.	50.561.797	21,2	-	-	50.561.797	15,9
Cemig GT	87.186.035	36,6	-	-	87.186.035	27,3
Otros accionistas	49.786.482	21,0	80.408.816	100,0	130.195.298	40,9
RR Participações, S.A.	9.560.093	4,0	-	-	9.560.093	3,0
BNDESPAR	9.311.425	3,9	18.622.850	23,2	27.934.275	8,8
FIP InfraBrasil	11.651.467	4,9	23.302.933	29,0	34.954.400	11,0
FIP Caixa Ambiental	5.470.293	2,3	10.940.586	13,6	16.410.879	5,2
Otros	13.793.204	5,9	27.542.447	34,2	41.335.651	12,9
Total	238.096.111	100,0	80.408.816	100,0	318.504.927	100,0

Para más información, consulte el Hecho Relevante disponible en el siguiente enlace:

[http://cemig.infoinvest.com.br/ptb/11844/FatoRelevante ConclusodaentradaCemigGTnaRenova.por.pdf](http://cemig.infoinvest.com.br/ptb/11844/FatoRelevante_ConclusodaentradaCemigGTnaRenova.por.pdf)

Cemig culmina operación de aumento de participación en Gasmig

Cemig culminó la adquisición relacionada con el contrato de compraventa de acciones celebrado con la petrolera brasileña Petróleo Brasileiro, S.A. (“Petrobras”) para adquirir la participación del 40% que tiene Petróleo Gás, S.A. (“Gaspetro”) –una filial de Petrobras– en Companhia de Gás de Minas Gerais (“Gasmig”), una compañía participada por Cemig, en una operación que fue previamente aprobada por los Consejos de Administración de Cemig y Petrobras. Tras la adquisición, Cemig se hizo con el control de Gasmig. La Compañía se encuentra realizando la asignación del precio de compra a los activos adquiridos y a los pasivos asumidos.

El 10 de octubre de 2014, Cemig efectuó el desembolso de R\$570.936, equivalente a la actualización con el índice de precios IGP-M del importe de la adquisición, de R\$600.000, menos los dividendos pagados entre la fecha de referencia y la fecha de cierre del acuerdo.

La adquisición se completó tras recibir la aprobación del Consejo Administrativo de Defensa Económica (CADE, organismo brasileño de defensa de la competencia) y el visto bueno de la autoridad concedente del Estado de Minas Gerais.

Para más información, consulte el Hecho Relevante disponible en el siguiente enlace:

http://cemig.infoinvest.com.br/ptb/11810/FatoRelevante_Aumento_Participao_Gasmig_concluso_por.pdf

DIVIDENDOS

La política de dividendos de Cemig garantiza que el 50% del beneficio neto se distribuye a los accionistas en concepto de dividendo obligatorio, una vez cubiertas las atenciones previstas en los presentes Estatutos y en la legislación aplicable. En cumplimiento de lo dispuesto en el Plan Estratégico a Largo Plazo de la Compañía (el “Plan Director”) y en la política de dividendos estipulada en el mismo, todo ello debidamente aprobado, tras la retención prevista en el presupuesto de capital y/o de

inversiones elaborado por la administración de la Compañía, el saldo no distribuido como dividendo se destinará a dotar la reserva de beneficios que se destina al pago de dividendos extraordinarios hasta el límite máximo previsto en la ley.

Cemig reparte cada dos años de acuerdo a la disponibilidad de efectivo, dividendos extraordinarios con cargo a las reservas mencionadas anteriormente, sin perjuicio del pago del dividendo obligatorio.

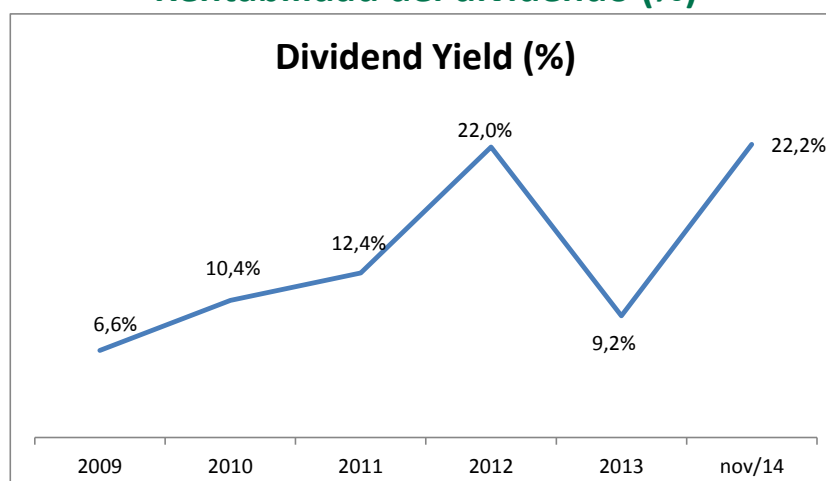
El Consejo de Administración podrá declarar dividendos a cuenta en concepto de intereses sobre capital propio, ya sea con cargo a reservas, a la cuenta de resultados acumulados o a los resultados de periodos intermedios.

A continuación se muestra un historial del pago de retribuciones al accionista en los últimos cinco años:

Fecha de aprobación	Clase de dividendo	Importe por acción (R\$)
07.11.2014	Dividendo extraordinario	0,87
27.06.2014	Dividendo extraordinario	1,35
30.04.2014	Dividendo ordinario	0,89
05.12.2013	Intereses sobre capital propio	0,55
30.04.2013	Dividendo ordinario	1,43
20.12.2012	Intereses sobre capital propio	1,99
20.12.2012	Dividendo extraordinario	1,88
27.04.2012	Dividendo ordinario	1,90
09.12.2011	Dividendo extraordinario	1,25
29.04.2011	Dividendo ordinario	1,75
16.12.2010	Dividendo extraordinario	1,32
29.04.2010	Dividendo ordinario	1,50

La rentabilidad del dividendo ("*dividend yield*") muestra el compromiso de Cemig con la búsqueda de estrategias de negocio que garanticen un retorno adecuado para los accionistas.

Rentabilidad del dividendo (%)



CARTERA DE ACTIVOS DE GENERACIÓN: GRUPO CEMIG

Cemig: cartera de generación en MW*

FASE	HIDROELÉCTRICA	PEQUEÑA HIDROELÉCTRICA	EÓLICA	SOLAR	TÉRMICA	TOTAL
EN OPERACIÓN	7.067	259	82	1	184	7.593
EN CONSTRUCCIÓN / CONTRATADA	1.142	29	141	1	-	1.313
TOTAL	8.209	288	223	2	184	8.906

* Las cifras sólo se refieren a la participación directa o indirecta de Cemig en los proyectos a 30.09.2014

Central hidroeléctrica de Santo Antônio: entrada en operación de 4 unidades generadoras

La central hidroeléctrica de Santo Antônio está ubicada en el municipio de Porto Velho, en el Estado de Rondônia (norte amazónico de Brasil), y está constituida por 50 turbinas generadoras, con 3.568 MW de capacidad total instalada y 2.424 MW medios de energía asegurada⁵. En la actualidad, se encuentran en operación 32 unidades generadoras que suman aproximadamente 2.300 MW. Las otras 18 unidades generadoras están en construcción y su finalización está prevista hasta julio de 2016.

Con fecha 6 de junio de 2014, se llevó a cabo la transferencia de las acciones representativas del 83% del capital social de la sociedad SAAG Investimentos, S.A. al fondo de inversión FIP Melbourne, en el cual la filial Cemig GT y entidades de previsión

⁵ N.T. La "energía asegurada" (o garantía física) de un sistema hidroeléctrico es la máxima carga que puede ser atendida, admitiéndose déficit de afluentes. Es decir: el cálculo de la energía garantizada asume explícitamente el riesgo de haber déficit. Este concepto es distinto al de "energía firme", que se define como el mayor valor posible de energía que el sistema puede suplir continuamente, sin que existan déficits. La contribución de cada central corresponde a la energía garantizada de la central, especificada anualmente.

social voluntaria participan como inversores. SAAG Investimentos, S.A. posee una participación del 12,4% en el capital social total de la hidroeléctrica de Santo Antônio.

La participación directa e indirecta (sumadas) de Cemig es del 17,87%.

Central hidroeléctrica de Retiro Baixo

El 5 de septiembre de 2014, la filial Cemig GT culminó la adquisición de una participación equivalente al 49,9% del capital social total de la sociedad Retiro Baixo Energética, S.A., titular de la concesión para la explotación de la central hidroeléctrica de Retiro Baixo, con 83,7 MW de capacidad instalada y 38,5 MW medios de energía asegurada. La hidroeléctrica está ubicada en la cuenca del río Paraopeba, entre los municipios de Pompeu e Curvelo, en el Estado de Minas Gerais.

Parques eólicos de la subasta LER/2010

El 9 de septiembre de 2014, el regulador ANEEL dio su visto bueno para la entrada en operación en periodo de prueba de las unidades generadoras de los 6 parques eólicos de la subasta LER 2010 de energía proveniente de fuentes renovables. Los parques suman 167,7 MW de capacidad instalada y están ubicados en los municipios de Caetité, Guanambi e Igaporã, en el Estado de Bahía. La participación indirecta de Cemig es del 7,10%.

Central hidroeléctrica de Belo Monte: en construcción

La central hidroeléctrica de Belo Monte está ubicada en el municipio de Altamira, en el Estado de Pará (norte amazónico de Brasil), y está constituida por 24 turbinas generadoras, con 11.233 MW de capacidad total instalada. La energía firme de la planta es de 4.571 MW medios. La entrada en operación comercial de las 24 unidades generadoras está prevista entre febrero de 2016 y enero de 2019. La participación directa e indirecta (sumadas) de Cemig es del 8,12%.

Guanhães Energia, S.A.: 4 pequeñas hidroeléctricas en construcción

El *holding* Guanhães Energia, S.A. es titular de permisos para la construcción de cuatro pequeñas hidroeléctricas ubicadas en los municipios de Virginópolis y Dores de

Guanhães, en el Estado de Minas Gerais, que sumarán 44 MW de capacidad total instalada y 25 MW medios de energía asegurada: Fortuna II (9 MW), Senhora do Porto (12 MW), Jacaré (9 MW) y Dores de Guanhães (14 MW). La entrada en operación comercial de las 4 pequeñas hidroeléctricas está prevista entre diciembre de 2014 y mayo de 2015. La participación directa e indirecta (sumadas) de Cemig es del 65,56%.

Parques eólicos de la subasta A-3/2011: en construcción

Los 9 parques eólicos de la subasta A-3/2011 están ubicados en los municipios de Caetité e Igaporã, en el Estado de Bahía, y suman 218,4 MW de capacidad instalada y 103,6 MW medios de energía asegurada. La previsión de entrada en operación comercial de los proyectos eólicos está concatenada con la entrada en operación de la línea de transmisión por la que se realizará el transporte de la energía producida por los parques, y está prevista para julio de 2015. La participación indirecta de Cemig es del 7,10%.

Complejo eólico de Alto Sertão III: contratado

El complejo eólico de Alto Sertão III comprende 46 parques eólicos. La energía fue vendida en el mercado eléctrico liberalizado a través de las subastas A-5/2012 y LER/2013. Los parques están ubicados en el Estado de Bahía y suman 740,3 MW de capacidad instalada y 363,2 MW medios de energía asegurada. La entrada en operación comercial de los proyectos eólicos está prevista entre septiembre de 2015 y enero de 2017. La participación indirecta de Cemig es del 7,10%.

Parques eólicos de la subasta A-5/2013: contratados

En la subasta A-5/2013 se contrataron 17 parques eólicos ubicados en el Estado de Bahía, que suman 355,5 MW de capacidad instalada y 183,9 MW medios de energía asegurada. La energía fue vendida al precio medio de 118,75 reales por megavatio-hora y será actualizado a partir de enero de 2014. La entrada en operación comercial de los proyectos eólicos está prevista entre marzo y mayo de 2018. La participación indirecta de Cemig es del 7,10%.

Proyecto “Zeus”: contratado

El proyecto “Zeus” consiste en la instalación en el municipio de Jacobina, en el Estado de Bahía, de 25 parques eólicos que suman 676,2 MW de capacidad instalada. El 7 de julio de 2014 Cemig firmó acuerdos con la sociedad Renova Energia, S.A. para tener una participación del 50% en el proyecto. La entrada en operación comercial de los proyectos eólicos está prevista para septiembre de 2018. La participación indirecta de Cemig es del 7,10%.

Planta solar fotovoltaica de Sete Lagoas: en construcción

La planta experimental de generación solar fotovoltaica de Sete Lagoas cuenta con 3,3 MWp de capacidad instalada y está ubicada en el municipio de Sete Lagoas, Estado de Minas Gerais. Las obras comenzaron en marzo de 2013 y su finalización está prevista para diciembre de 2014.

INFORMACIÓN FINANCIERA POR EMPRESA

INFORMACIÓN FINANCIERA POR EMPRESA A 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014

	HOLDING	CEMIG GT	CEMIG D	CEMIG TELECOM	SÁ CARVALHO	ROSAL	OTRAS ENTIDADES FILIALES	ELIMINACIONES / TRANSFERENCIAS	TOTAL ENTIDADES FILIALES	TAESA	LIGHT	MADEIRA	GASMIG	OTRAS ENTIDADES DE CONTROL CONJUNTO	ELIMINACIONES / TRANSFERENCIAS	ENTIDADES FILIALES Y DE CONTROL CONJUNTO
ACTIVO	13.260.489	11.420.368	13.327.336	330.674	188.510	150.375	556.034	(7.299.363)	31.934.423	4.929.740	4.278.025	3.980.123	1.036.832	2.359.755	(6.491.886)	42.027.012
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	289.367	379.808	531.459	23.538	16.333	10.018	76.221	-	1.326.744	287.173	442.502	17.728	63.580	100.486	-	2.238.213
Cuentas a cobrar	-	641.300	1.739.632	-	5.471	4.162	18.993	(28.762)	2.380.796	117.050	456.896	48.648	57.515	36.886	(9.077)	3.088.714
Instrumentos financieros de renta fija	395.180	89.682	338.024	1.344	22.539	12.341	142.698	-	1.001.808	94.942	-	-	62.494	49.867	-	1.209.111
Impuestos y otros tributos	497.174	209.355	1.569.763	27.952	558	102	1.951	-	2.306.855	314.322	325.624	28.105	57.166	7.263	-	3.039.335
Otros activos	867.201	322.985	1.975.064	23.059	3.913	105	34.927	(610.535)	2.616.719	67.560	500.607	210.391	155.101	126.760	(117.472)	3.559.666
Inversiones/Inmovilizado material/Intangibles/Activo financiero asociado a las concesiones	11.211.567	9.777.238	7.173.394	254.781	139.696	123.647	281.244	(6.660.066)	22.301.501	4.048.693	2.552.396	3.675.251	640.976	2.038.493	(6.365.337)	28.891.973
PASIVO	13.260.489	11.420.368	13.327.336	330.674	188.510	150.375	556.034	(7.299.363)	31.934.423	4.929.740	4.278.025	3.980.123	1.036.832	2.359.755	(6.491.886)	42.027.012
Proveedores y suministros	6.340	320.462	1.187.398	16.674	10.760	7.637	15.439	(29.778)	1.534.932	22.620	325.259	328.469	38.836	20.915	(10.096)	2.260.935
Préstamos, financiaciones y obligaciones simples	-	5.659.563	6.043.712	26.257	-	-	76.191	-	11.805.723	2.102.239	2.243.516	2.310.719	234.396	596.082	-	19.292.675
Intereses sobre capital propio y dividendos	46.282	530.000	-	-	30.013	18.794	20.205	(599.012)	46.282	172	118.528	-	1.094	52.048	(171.842)	46.282
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	129.890	576.301	1.835.544	-	-	-	-	-	2.541.735	-	90	-	-	-	-	2.541.825
Impuestos y otros tributos	20.637	488.292	1.164.503	9.483	39.065	1.250	35.698	-	1.758.928	755.354	243.647	59.212	64.663	20.858	-	2.902.662
Otros pasivos	154.176	365.151	766.916	49.987	715	712	16.515	(10.513)	1.343.659	52.203	279.100	188.576	150.185	(8.067)	73.813	2.079.469
Patrimonio neto	12.903.164	3.480.599	2.329.263	228.273	107.957	121.982	391.986	(6.660.060)	12.903.164	1.997.152	1.067.885	1.093.147	547.658	1.677.919	(6.383.761)	12.903.164
RESULTADO																
Ingresos de explotación, netos	241	5.707.912	7.437.914	86.779	42.762	33.988	245.620	(224.797)	13.330.419	644.335	1.926.115	200.487	583.060	168.507	(148.653)	16.704.270
Gastos de explotación	(86.070)	(2.581.600)	(7.070.999)	(73.470)	(28.914)	(30.843)	(99.119)	217.763	(9.753.252)	(89.919)	(1.738.630)	(469.931)	(513.557)	(125.486)	111.491	(12.579.284)
Compras de energía eléctrica	-	(1.277.766)	(4.017.276)	-	(19.511)	(20.654)	(58.936)	112.238	(5.281.905)	-	(1.168.832)	(344.236)	-	(17.095)	99.196	(6.712.872)
Cargos por el uso de la red de transmisión	-	(200.542)	(414.671)	-	-	(2.083)	(4.183)	85.308	(536.171)	-	-	(40.165)	-	(3.841)	34.781	(545.396)
Compras de gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(468.783)	-	-	(468.783)
Costes de construcción de infraestructuras	-	(48.011)	(546.100)	-	-	-	-	-	(594.111)	(18.167)	(206.098)	-	-	(6.291)	-	(824.667)
Gastos de personal	(27.860)	(221.309)	(634.019)	(9.672)	(994)	(1.058)	(3.986)	-	(898.898)	(29.959)	(75.820)	(5.709)	(11.703)	(32.728)	-	(1.054.817)
Participación de empleados y directivos en los resultados	(12.372)	(43.091)	(136.473)	(1.071)	(155)	(122)	-	-	(193.284)	(3.907)	-	(1.294)	-	(142)	-	(198.627)
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	(8.301)	(36.117)	(114.519)	-	-	-	-	-	(158.937)	-	-	-	-	-	-	(158.937)
Materiales	(88)	(214.801)	(36.909)	(55)	(376)	(245)	(264)	-	(252.738)	(18.839)	(6.155)	(676)	(940)	(241)	-	(279.589)
Servicios exteriores	(12.255)	(108.977)	(529.559)	(16.857)	(2.567)	(2.019)	(15.800)	24.730	(663.304)	(11.444)	(104.287)	(7.255)	(3.306)	(21.283)	694	(810.185)
Regalías por el uso de recursos hídricos	-	(91.452)	-	-	(1.018)	(815)	(1.575)	-	(94.860)	-	-	(3.382)	-	(543)	-	(98.785)
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(383)	(218.363)	(318.011)	(25.873)	(4.118)	(3.287)	(13.309)	(4.144)	(587.488)	(862)	(99.488)	(36.677)	(15.765)	(35.268)	(17.391)	(792.939)
Provisiones	(6.318)	(31.438)	(109.815)	(47)	-	(5)	-	-	(147.623)	762	(42.214)	-	-	(1.615)	-	(190.690)
Otros gastos de explotación, netos	(18.493)	(89.733)	(213.647)	(19.895)	(175)	(555)	(1.066)	(369)	(343.933)	(7.503)	(35.736)	(30.537)	(13.060)	(6.439)	(5.789)	(442.997)
Resultado de explotación antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación y del resultado financiero	(85.829)	3.126.312	366.915	13.309	13.848	3.145	146.501	(7.034)	3.577.167	554.416	187.485	(269.444)	69.503	43.021	(37.162)	4.124.986
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	2.042.189	(327.284)	-	(19.738)	-	-	2.731	(1.664.025)	33.873	676	(2.351)	-	-	38.965	(68.801)	2.362
Ingresos financieros	51.745	118.241	227.240	3.899	2.511	1.332	17.215	-	422.183	71.863	81.257	3.380	22.558	11.369	-	612.610
Gastos financieros	(4.125)	(429.117)	(566.521)	(2.302)	(327)	(52)	(7.900)	-	(1.010.344)	(222.928)	(194.215)	(75.817)	(17.854)	(31.930)	-	(1.553.088)
Resultado antes de impuestos	2.003.980	2.488.152	27.634	(4.832)	16.032	4.425	158.547	(1.671.059)	3.022.879	404.027	72.176	(341.881)	74.207	61.425	(105.963)	3.186.870
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) corrientes	-	(962.467)	(192.567)	(5.458)	(6.274)	(1.525)	(41.065)	-	(1.209.356)	(72.125)	(30.418)	(4)	(25.165)	(6.484)	-	(1.343.552)
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) diferidos	16.039	16.902	171.338	779	855	(44)	627	-	206.496	(33.062)	4.603	812	-	(2.148)	-	176.701
RESULTADO DEL PERIODO	2.020.019	1.542.587	6.405	(9.511)	10.613	2.856	118.109	(1.671.059)	2.020.019	298.840	46.361	(341.073)	49.042	52.793	(105.963)	2.020.019

INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE EXPLOTACIÓN

POR SEGMENTOS: CUENTA DE RESULTADOS CORRESPONDIENTE AL PERIODO DE NUEVE MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014								
	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	TELECOMUNICACIONES	GAS	OTROS	ELIMINACIÓN DE OPERACIONES INTRAGRUPO	TOTAL
ACTIVOS DEL SEGMENTO	11.166.765	3.583.853	14.443.132	330.674	569.321	2.478.595	(637.917)	31.934.423
ADICIONES AL SEGMENTO	1.960.059	51.334	546.100	55.343	-	754.044	--	3.366.880
INGRESOS NETOS	5.697.916	265.570	7.437.914	86.779		67.037	(224.797)	13.330.419
COSTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA								
Compras de energía eléctrica	(1.376.867)	-	(4.017.276)	-	-	-	112.238	(5.281.905)
Cargos por el uso del sistema de transmisión	(206.600)	(208)	(414.671)	-	-	-	85.308	(536.171)
Total	(1.583.467)	(208)	(4.431.947)	-	-	-	197.546	(5.818.076)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN								
Gastos de personal (empleados y directivos)	(147.474)	(75.887)	(634.019)	(9.672)	-	(31.846)	-	(898.898)
Participación de empleados y directivos en los resultados	(30.269)	(13.100)	(136.473)	(1.071)	-	(12.371)	-	(193.284)
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	(25.818)	(10.299)	(114.519)	-	-	(8.301)	-	(158.937)
Materiales	(211.751)	(3.913)	(36.909)	(55)	-	(110)	-	(252.738)
Servicios exteriores	(102.130)	(26.600)	(529.559)	(16.857)	-	(12.888)	24.730	(663.304)
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(239.071)	-	(318.011)	(25.873)	-	(4.533)	-	(587.488)
Regalías por la utilización de recursos hídricos	(94.860)	-	-	-	-	-	-	(94.860)
Provisiones (reversión de provisiones)	(21.886)	(9.557)	(109.815)	(50)	-	(6.315)	-	(147.623)
Costes de construcción de infraestructuras	-	(48.011)	(546.100)	-	-	-	-	(594.111)
Otros gastos de explotación, netos	(69.113)	(22.174)	(213.647)	(19.895)	-	(21.625)	2.521	(343.933)
Total	(942.372)	(209.541)	(2.639.052)	(73.473)	-	(97.989)	27.251	(3.935.176)
TOTAL COSTES Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	(2.525.839)	(209.749)	(7.070.999)	(73.473)	-	(97.989)	224.797	(9.753.252)
Resultado de explotación antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación y del resultado financiero	3.172.077	55.821	366.915	13.306	-	(30.952)	-	3.577.167
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(324.554)	302.131	20.419	(19.738)	47.159	8.456	-	33.873
Ingresos financieros	98.522	36.148	227.240	3.899	-	56.374	-	422.183
Gastos financieros	(248.429)	(188.789)	(566.521)	(2.302)	-	(4.303)	-	(1.010.344)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	2.697.616	205.311	48.053	(4.835)	47.159	29.575	-	3.022.879
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) corrientes	(1.033.910)	32.517	(192.567)	(5.458)	-	(9.938)	-	(1.209.356)
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) diferidos	17.779	-	171.338	779	-	16.600	-	206.496
RESULTADO DEL PERIODO	1.681.485	237.828	26.824	(9.514)	47.159	36.237	-	2.020.019

POR SEGMENTOS: CUENTA DE RESULTADOS CORRESPONDIENTE AL PERIODO DE NUEVE MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013

	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	TELECOMUNICACIONES	GAS	OTROS	ELIMINACIÓN DE OPERACIONES INTRAGRUPPO	TOTAL
ACTIVOS DEL SEGMENTO	9.528.261	3.966.158	14.216.435	337.752	570.691	2.506.608	(411.796)	30.714.109
ADICIONES AL SEGMENTO	250.154	83.448	616.958	22.525	-	-	-	973.085
INGRESOS	3.742.207	198.000	6.799.591	84.797	-	70.094	(232.209)	10.662.480
COSTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS								
Compras de energía eléctrica	(935.052)		(2.925.655)	-	-	(9)	133.152	(3.727.564)
Cargos por el uso del sistema de transmisión	(193.218)	(219)	(275.725)	-	-	-	72.887	(396.275)
Total	(1.128.270)	(219)	(3.201.380)	-	-	(9)	206.039	(4.123.839)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN								
Gastos de personal (empleados y directivos)	(168.877)	(79.150)	(694.898)	(9.770)	-	(43.826)	-	(996.521)
Participación de empleados y directivos en los resultados	(30.102)	(14.559)	(54.895)	(1.021)	-	(9.384)	-	(109.961)
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	(19.122)	(9.334)	(89.130)	-	-	(8.285)	-	(125.871)
Materiales	(56.831)	(3.082)	(36.121)	(100)	-	(236)	-	(96.370)
Servicios exteriores	(96.105)	(21.804)	(530.848)	(15.229)	-	(9.022)	22.959	(650.049)
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(232.772)		(313.483)	(22.972)	-	(343)	(4.144)	(573.714)
Regalías por la utilización de recursos hídricos	(93.996)		-	-	-	-	-	(93.996)
Provisiones (reversión de provisiones)	(5.527)	(2.712)	(127.185)	(17)	-	(11.359)	(142)	(146.942)
Costes de construcción de infraestructuras	-	(80.696)	(616.958)	-	-	-	-	(697.654)
Otros gastos de explotación, netos	(46.081)	(14.082)	(191.218)	(13.637)	-	(26.881)	(616)	(292.515)
Total	(749.413)	(225.419)	(2.654.736)	(62.746)	-	(109.336)	18.057	(3.783.593)
TOTAL COSTES Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	(1.877.683)	(225.638)	(5.856.116)	(62.746)	-	(109.345)	224.096	(7.907.432)
Resultado de explotación antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación y del resultado financiero	1.864.524	(27.638)	943.475	22.051	-	(39.251)	(8.113)	2.755.048
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	16.098	438.747	122.574	(14.802)	62.614	(25.543)	-	599.688
Ganancias (pérdidas) provenientes de la enajenación de las acciones de TBE	-	(94.080)	-	-	-	378.378	-	284.298
Beneficios no realizados	-	-	-	-	-	(80.959)	-	(80.959)
Ingresos financieros	74.567	24.131	211.394	4.158	-	116.001	-	430.251
Gastos financieros	(208.168)	(163.663)	(464.331)	(3.142)	-	(25.384)	-	(864.688)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.747.021	177.497	813.112	8.265	62.614	323.242	(8.113)	3.123.638
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social)	(567.462)	87.598	(234.905)	(7.598)	-	(129.845)	-	(852.212)
RESULTADO DEL PERIODO	1.179.559	265.095	578.207	667	62.614	193.397	(8.113)	2.271.426

Ingresos regulados de transmisión (“RAP”)

Resolución Homologatoria ANEEL - Nº 1559/2013*			
Ingreso anual permitido (“RAP”)	% Cemig	Cemig Consolidado	Cemig GT
Taesa	42,38%		834.801.871
ETEO	138.821.046	100,00%	58.832.359
ETAU	34.233.842	52,58%	7.628.465
NOVATRANS	410.285.116	100,00%	173.878.832
TSN	385.688.466	100,00%	163.454.772
GTESA	7.020.998	100,00%	2.975.499
PATESA	16.862.257	100,00%	7.146.225
Munirah	28.801.740	100,00%	12.206.178
Brasnorte	19.815.772	38,67%	3.247.477
Abengoa			
NTE	120.846.985	100,00%	51.214.952
STE	64.484.461	100,00%	27.328.514
ATEI	117.617.545	100,00%	49.846.316
ATEII	179.036.270	100,00%	75.875.571
ATEIII	88.907.345	100,00%	37.678.933
TBE			
EATE	339.625.778	49,98%	71.937.916
STC	32.009.160	39,99%	5.424.836
Lumitrans	21.013.276	39,99%	3.561.280
ENTE	177.715.565	49,99%	37.650.397
ERTE	39.891.971	49,99%	8.451.418
ETEP	77.375.558	49,98%	16.389.322
ECTE	75.000.117	19,09%	6.067.766
EBTE	36.697.741	74,49%	11.585.059
ESDE ***	5.396.285	49,97%	1.142.787
ESTE ***	15.784.209	19,09%	1.276.996
Cemig GT	167.520.066	100,00%	167.520.066
Cemig Itajuba	32.373.715	100,00%	32.373.715
Centroeste	13.735.420	51,00%	7.005.064
Transirapé	17.809.759	24,50%	4.363.391
Transleste	32.211.700	25,00%	8.052.925
Transudeste	19.965.117	24,00%	4.791.628
Light	7.058.788	32,47%	2.291.988
Transchile**	18.748.407	49,00%	9.186.720
RAP TOTAL CEMIG		1.070.387.369	1.034.695.652

* Ingreso anual permitido en vigor del 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2014.

** Los ingresos regulados de transmisión de la sociedad de control conjunto TRANCHILE CHARRÚA TRANSMISIÓN, S.A. se fijan en dólares estadounidenses y su importe se actualiza anualmente de acuerdo con lo establecido en el Decreto Nº 163 (http://www.cne.cl/images/stories/normativas/otros%20niveles/electricidad/DOC65_-_decreto163obrasurgentes.pdf). Para el año 2013 (enero-diciembre) los ingresos presupuestados de la sociedad fueron del orden de US\$8.462.000,00. En la elaboración de esta tabla, los ingresos de la sociedad fueron convertidos a reales brasileños al tipo de cambio del 30 de junio de 2013, es decir, de 2,2156 reales por dólar.

*** Sociedades no operativas.

Plantas de generación eléctrica

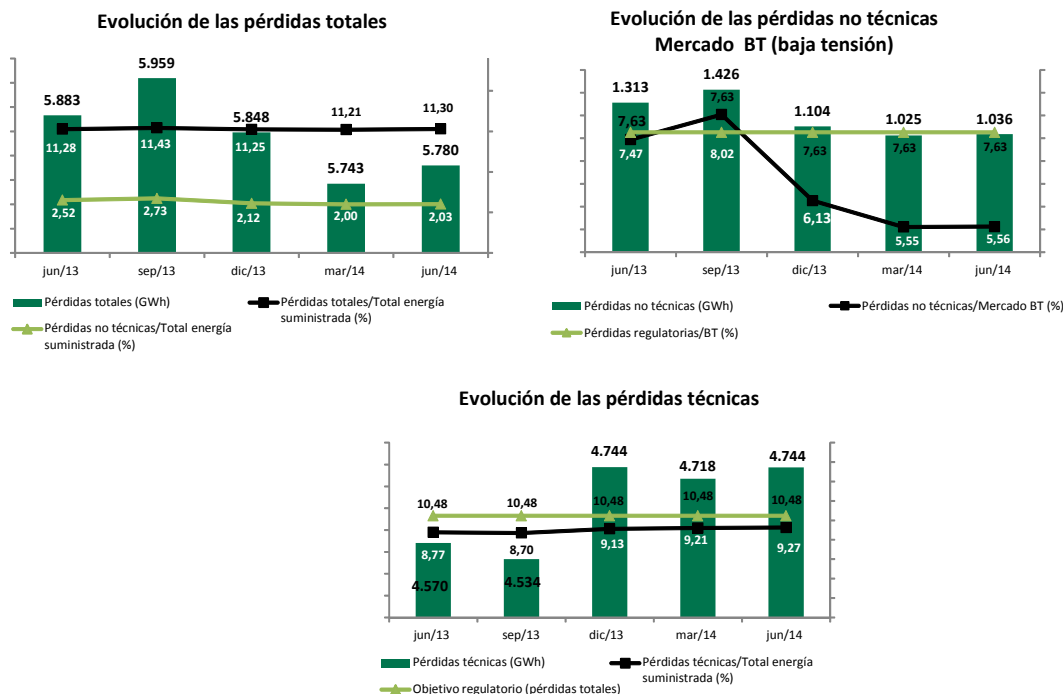
Planta	Tipo	Sociedad	Participación	Capacidad instalada (MW) *	Energía asegurada (MW medios) *	Vencimiento
Aimorés	Hidroeléctrica	Cemig GT	49%	161,70	84,28	20/12/2035
Camargos	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	46,00	21,00	08/07/2015
Emborcação	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	1.192,00	497,00	23/07/2025
Funil	Hidroeléctrica	Cemig GT	49%	88,20	43,61	20/12/2035
Igarapava	Hidroeléctrica	Cemig GT	15%	30,45	19,72	30/12/2028
Itutinga	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	52,00	28,00	08/07/2015
Irapé	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	360,00	206,30	28/02/2035
Jaguara	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	424,00	336,00	28/08/2013
Miranda	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	408,00	202,00	23/12/2016
Nova Ponte	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	510,00	276,00	23/07/2025
Porto Estrela	Hidroeléctrica	Cemig GT	33%	37,33	18,60	10/07/2032
Queimado	Hidroeléctrica	Cemig GT	83%	86,63	47,85	02/01/2033
Salto Grande	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	102,00	75,00	08/07/2015
São Simão	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	1.710,00	1.281,00	11/01/2015
Três Marias	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	396,00	239,00	08/07/2015
Volta Grande	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	380,00	229,00	23/02/2017
Anil	PCH	Cemig GT	100%	2,08	1,16	08/07/2015
Bom Jesus do Galho	PCH	Cemig GT	100%	0,36	0,13	-
Cajuru	PCH	Cemig GT	100%	7,20	3,48	08/07/2015
Gafanhoto	PCH	Cemig GT	100%	14,00	6,68	08/07/2015
Jacutinga	PCH	Cemig GT	100%	0,72	0,47	-
Joasal	PCH	Cemig GT	100%	8,40	5,20	08/07/2015
Lages	PCH	Cemig GT	100%	0,68	0,54	24/06/2010
Luiz Dias	PCH	Cemig GT	100%	1,62	0,94	19/08/2025
Marmelos	PCH	Cemig GT	100%	4,00	2,88	08/07/2015
Martins	PCH	Cemig GT	100%	7,70	2,52	08/07/2015
Paciência	PCH	Cemig GT	100%	4,08	2,36	08/07/2015
Pandeiros	PCH	Cemig GT	100%	4,20	1,87	22/09/2021
Paraúna	PCH	Cemig GT	100%	4,28	1,90	-
Peti	PCH	Cemig GT	100%	9,40	6,18	08/07/2015
Pissarrão	PCH	Cemig GT	100%	0,80	0,55	19/11/2004
Piau	PCH	Cemig GT	100%	18,01	13,53	08/07/2015
Poço Fundo	PCH	Cemig GT	100%	9,16	5,79	19/08/2025
Poquim	PCH	Cemig GT	100%	1,41	0,58	08/07/2015
Rio de Pedra	PCH	Cemig GT	100%	9,28	2,15	19/09/2024
Salto Morais	PCH	Cemig GT	100%	2,39	0,74	01/07/2020
Santa Marta	PCH	Cemig GT	100%	1,00	0,58	08/07/2015
São Bernardo	PCH	Cemig GT	100%	6,82	3,42	19/08/2025
Sumidouro	PCH	Cemig GT	100%	2,12	0,93	08/07/2015
Tronqueiras	PCH	Cemig GT	100%	8,50	4,14	08/07/2015
Xicão	PCH	Cemig GT	100%	1,81	0,61	19/08/2025
Igarapé	Termoeléctrica	Cemig GT	100%	131,00	71,30	13/08/2024
Baguari	Hidroeléctrica	Filial Cemig GT	34%	47,60	27,27	15/08/2041
Santo Antônio	Hidroeléctrica	Filial Cemig GT	10%	48,71	49,84	12/06/2046
Praias de Parajuru	Edílica	Filial Cemig GT	49%	14,11	4,11	24/09/2032
Praia de Morgado	Edílica	Filial Cemig GT	49%	14,11	6,47	26/12/2031
Volta do Rio	Edílica	Filial Cemig GT	49%	20,58	9,02	26/12/2031
Cachoeirão	PCH	Filial Cemig GT	49%	13,23	8,02	25/07/2030
Paracambi	PCH	Filial Cemig GT	49%	12,25	9,57	-
Pipoca	PCH	Filial Cemig GT	49%	9,80	5,83	10/09/2031
Santa Luzia	PCH	Filial Cemig GT	100%	0,70	0,23	25/02/2026
Capim Branco I	Hidroeléctrica	Cemig Holding	21%	50,53	32,63	29/08/2036
Capim Branco II	Hidroeléctrica	Cemig Holding	21%	44,21	27,58	29/08/2036
Rosal	Hidroeléctrica	Cemig Holding	100%	55,00	30,00	08/05/2032
Sá Carvalho	Hidroeléctrica	Cemig Holding	100%	78,00	58,00	01/12/2024
Ipatinga	Termoeléctrica	Cemig Holding	100%	40,00	40,00	13/12/2014
Barreiro	Termoeléctrica	Cemig Holding	100%	12,90	11,37	30/04/2023
Machado Mineiro	PCH	Cemig Holding	100%	1,72	1,14	08/07/2025
Pai Joaquina	PCH	Cemig Holding	100%	23,00	2,41	01/04/2032
Salto do Paraopeba	PCH	Cemig Holding	100%	2,46	-	04/10/2030
Salto do Passo Velho	PCH	Cemig Holding	100%	1,80	1,48	04/10/2030
Salto Voltão	PCH	Cemig Holding	100%	8,20	6,63	04/10/2030

* La capacidad instalada y la energía asegurada corresponden a la participación de Cemig.

PCH: Pequeña hidroeléctrica.

ANEXOS

Pérdidas de energía eléctrica en el 2T 2014



El control de las pérdidas eléctricas es uno de los objetivos estratégicos de la filial Cemig D, que cuenta con una estructura dedicada a este propósito: la Gerencia de Gestión de Medición y Control de Pérdidas de Distribución. El cumplimiento de este objetivo se monitorea mensualmente a través del seguimiento del “Índice de Pérdidas Totales de Distribución (IPTD)”. En el 2T 2014 dicho índice se situó en un 11,30%, frente a un objetivo regulatorio del 10,48% hasta finales del año 2017. Hay que mencionar que al fijar el objetivo regulatorio durante el tercer ciclo de revisión tarifaria, el regulador ANEEL hizo cambios significativos en la metodología de cálculo de las pérdidas técnicas, imponiendo límites que suponen todo un reto para Cemig D. Las pérdidas totales se componen de las pérdidas técnicas más las pérdidas no técnicas, cuyos indicadores son el PPTD y el PPNT, respectivamente. En el 2T 2014 el PPTD se situó en un 9,27%, frente a un objetivo regulatorio del 7,84%, mientras que el PPNT fue de un 2,03%, frente a un objetivo regulatorio del 2,64%. También en relación con las pérdidas no técnicas, ANEEL fija los valores para el mercado eléctrico de baja tensión (BT). Considerando lo anterior, el PPNT registrado en relación con el mercado facturado de BT en el 2T 2014 fue de un 5,56%, frente a un objetivo regulatorio del 7,63% (un 27% inferior al límite fijado por el regulador).

Tablas Cemig D (cifras en millones de Reales)

Tabla I

MERCADO CEMIG D				
	(GWh)			GW
TRIMESTRE	CAUTIVO	TUSD ENERGIA1	E.T.D2	TUSD DEMANDA3
3T12	6.166	5.274	11.441	24
4T12	6.093	5.149	11.242	26
1T13	6.170	4.586	10.756	28
2T13	6.374	4.867	11.241	28
3T13	6.486	5.017	11.503	29
4T13	6.615	4.975	11.591	29
1T14	6.744	4.464	11.208	29
2T14	6.646	4.485	11.132	29
3T14	6.686	4.298	10.984	27

(1) Se refiere a la parte de la energía para el cálculo de cargos normativos aplicados a los cliente libres (parcela A)

(2) La energía distribuida total

(3) Suma de las demandas TUSD facturado de acuerdo a la demanda contratada (parte B)

Ingresos de Explotación - CEMIG D

Cifras en millones de Reales

Ingresos de Explotación	3T14	3T13	Δ%	set/14	set/13	Δ%
Ventas a consumidores finales	2.919	2.459	19	8.393	7.282	15
Peaje por el uso de la red de distribución	217	214	1	639	806	(21)
Transacciones de energía en el mercado	-	-	-	-	184	(100)
Ingresos de construcción	222	195	14	546	617	(11)
Subtotal	3.358	2.869	17	9.578	8.890	8
Otros ingresos de explotación	250	232	8	783	560	40
Subtotal	3.608	3.101	16	10.362	9.450	10
Impuestos y costes regulatorios	(1.010)	(845)	20	(2.924)	(2.650)	10
Ingresos de explotación, netos	2.598	2.255	15	7.438	6.800	9

Gastos de Explotación - CEMIG D

Cifras en millones de Reales

Gastos de Explotación - CEMIG D Cifras en millones de Reales	3T14	3T13	Δ%	set/14	set/13	Δ%
Gastos de personal	212	202	5	634	695	(9)
Participación en beneficios	39	18	121	136	55	149
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	38	30	28	115	89	28
Materiales	13	13	(3)	37	36	2
Servicios exteriores	188	170	11	530	531	-
Compras de energía eléctrica	1.256	1.104	14	4.017	2.926	37
Amortizaciones	108	100	7	318	313	1
Provisiones de explotación	66	54	23	110	127	(14)
Cargos por el uso de la red de transmisión	156	104	50	415	276	50
Costes de construcción de infraestructuras	222	195	14	546	617	(11)
Otros gastos de explotación, netos	65	82	(21)	214	191	12
Total	2.361	2.071	14	7.071	5.856	21

Estado de Resultados - CEMIG D
Cifras en millones de Reales

Estado de Resultados	3T14	3T13	Δ%	set/14	set/13	Δ%
Ingresos de explotación, netos	2.598	2.255	15	7.438	6.800	9
Gastos de explotación	2.361	2.071	14	7.071	5.856	21
Resultado de explotación (EBIT)	236	184	28	367	943	(61)
EBITDA	275	214	28	481	1.033	(53)
Resultado financiero	(119)	(88)	35	(339)	(253)	34
Impuestos corrientes y diferidos (impuesto sobre	(44)	(33)	34	(21)	(235)	(91)
Beneficio neto	73	63	16	6	456	(99)

Tablas Cemig GT (cifras en millones de Reales)

Ingresos de Explotación - CEMIG GT
Cifras en millones de Reales

Ingresos de Explotación	3T14	3T13	Δ%	set/14	set/13	Δ%
Ventas a consumidores finales	842	748	12	2.517	1.962	28
Ventas a otros distribuidores + transacciones de energía en el mercado eléctrico de corto plazo (CCEE)	497	625	(21)	3.593	2.162	66
Ingresos provenientes de las concesiones de transmisión	134	122	10	462	354	31
Ingresos de construcción	11	37	(71)	48	81	(41)
Otros ingresos de explotación	3	5	(34)	15	16	(5)
Subtotal	1.487	1.538	(3)	6.699	4.575	46
Impuestos y costes regulatorios	(310)	(293)	6	(991)	(853)	16
Ingresos de explotación, netos	1.178	1.245	(5)	5.708	3.722	53

Gastos de Explotación - CEMIG GT
Cifras en millones de Reales

Gastos de Explotación	3T14	3T13	Δ%	set/14	set/13	Δ%
Gastos de personal	74	71	4	221	246	(10)
Participación en beneficios	13	17	(23)	43	44	(3)
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	12	9	27	36	28	27
Materiales	5	3	50	11	8	51
Materias primas e insumos para la producción de electricidad	78	-	-	203	52	292
Servicios exteriores	42	35	19	109	100	9
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	79	71	10	218	216	1
Regalías por el uso de recursos hídricos	25	30	(19)	91	90	1
Provisiones de explotación	23	(1)	-	31	8	280
Cargos por el uso de la red de transmisión	69	63	10	201	188	7
Compras de energía eléctrica	511	374	37	1.278	903	41
Costes de construcción de infraestructuras	11	37	(71)	48	81	(41)
Pérdidas por desinversiones en EBTE	-	-	-	-	94	-
Otros gastos de explotación, netos	49	21	133	90	59	53
Total	990	732	35	2.582	2.117	22

Estado de Resultados - CEMIG GT
Cifras en millones de Reales

Estado de Resultados	3T14	3T13	Δ%	set/14	set/13	Δ%
Ingresos de explotación, netos	1.178	1.245	(5)	5.708	3.722	53
Gastos de explotación	990	732	35	2.582	2.117	22
Resultado de explotación (EBIT)	188	514	(63)	3.126	1.605	95
EBITDA			(242)			(196)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(53)	809	(107)	3.017	2.162	40
Resultado financiero	(118)	(70)	69	(311)	(280)	11
Impuestos corrientes y diferidos (impuesto sobre beneficios y contribución social)	(19)	(136)	(86)	(946)	(444)	113
Beneficio neto	51	308	(150)	1.870	880	26

Tablas Cemig Consolidado (cifras en millones de Reales)

Tabla I

Ventas de Energía (consolidado)

Ventas de Energía	3T14	3T13	Δ%	set/14	set/13	Δ%
Residencial	2.430	2.344	4	7.457	7.040	6
Industrial	6.689	6.002	11	19.325	17.186	12
Comercial	1.479	1.437	3	4.718	4.469	6
Rural	948	911	4	2.536	2.246	13
Otros	881	844	4	2.577	2.510	3
Subtotal	12.427	11.537	8	36.613	33.450	9
Consumo Propio	9	8	3	28	26	8
Suministro a otras concesionarias	3.031	4.033	(25)	10.139	11.692	(13)
TOTAL	15.466	15.578	(1)	46.780	45.168	4

Ventas de Energía (consolidado)

Ventas de Energía (R\$)	3T14	3T13	Δ%	set/14	set/13	Δ%
Residencial	1.296	1.096	18	3.804	3.377	13
Industrial	1.244	1.033	20	3.523	2.946	20
Comercial	671	563	19	2.020	1.743	16
Rural	255	209	22	668	553	21
Otros	289	239	21	809	716	13
Consumidores finales	3.755	3.139	20	10.825	9.336	16
Energía eléctrica no facturada, neta	17	78	-	130	(38)	-
Suministro a otras concesionarias	518	633	(18)	1.438	1.553	(7)
TOTAL	4.291	3.850	11	12.393	10.851	14

Ingresos de Explotación	3T14	3T13	Δ%	set/14	set/13	Δ%
Ventas a consumidores finales	3.755	3.139	20	10.825	9.336	16
(TUSD)	216	205	5	630	777	(19)
Ingresos Indemnización Transmisión	-	-	-	63	-	-
de energía en el mercado eléctrico de corto	547	724	(24)	3.846	2.368	62
transmisión	119	117	2	406	322	26
Ingresos de construcción	233	232	-	594	698	(15)
Otros ingresos de explotación	307	291	6	957	737	30
Subtotal	5.176	4.708	10	17.321	14.238	22
Impuestos y costes regulatorios	(1.344)	(1.163)	16	(3.991)	(3.576)	12
Ingresos de explotación, netos	3.832	3.546	8	13.330	10.662	25

Gastos de Explotación	3T14	3T13	Δ%	set/14	set/13	Δ%
Gastos de personal	299	291	3	899	997	(10)
Participación en beneficios	57	38	48	193	110	76
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	53	42	26	159	126	26
Materiales, materias primas e insumos para la producción de electricidad	95	17	472	253	96	162
Servicios exteriores	239	211	13	663	650	2
Compras de energía eléctrica	1.784	1.453	23	5.282	3.728	42
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	203	187	9	587	574	2
Regalías por el uso de recursos hídricos	25	31	(19)	95	94	1
Provisiones (reversión) de explotación	101	34	200	148	147	-
Cargos por el uso de la red de transmisión	202	142	42	536	396	35
Costes de construcción de infraestructuras	233	232	-	594	698	(15)
Otros gastos de explotación, netos	129	115	12	344	293	18
Total	3.420	2.793	22	9.753	7.907	23

Desglose del Resultado Financiero	3T14	3T13	Δ%	set/14	set/13	Δ%
Ingresos financieros	133	148	(10)	422	430	(2)
Ingresos provenientes de inversiones financieras	79	96	(18)	236	202	17
Recargos por mora sobre facturas de energía eléctrica	38	34	13	125	121	3
Ganancias procedentes de instrumentos financieros	-	-	-	-	1	-
Sanciones contractuales	2	3	(52)	8	16	(52)
Ajustes por inflación	5	3	48	17	10	71
Actualización monetaria: contrato CRC	-	-	-	-	44	-
Diferencias de cambio	-	2	-	14	11	30
Otros ingresos financieros	9	9	5	22	26	(15)
Gastos financieros	(346)	(268)	29	(1.010)	(865)	17
Cargas financieras sobre préstamos y financiaciones	(258)	(179)	44	(630)	(515)	23
Diferencias de cambio	(8)	(19)	(56)	(10)	(29)	(66)
Ajustes por inflación: préstamos y financiaciones	(5)	(30)	(82)	(190)	(154)	23
Ajustes por inflación: concesiones a título oneroso	3	(9)	-	(9)	(16)	(48)
Intereses y ajustes por inflación: prestaciones post-empleo	(17)	(16)	6	(75)	(70)	7
Descuento a valor presente	(10)	(1)	946	(9)	-	-
Actualización el activo financiero	(30)	-	-	(31)	-	-
Otros gastos financieros	(19)	(14)	41	(55)	(80)	(31)
RESULTADO FINANCIERO	(213)	(119)	79	(588)	(434)	35

Estado de Resultados Consolidado	3T14	3T13	Δ%	set/14	set/13	Δ%
Ingresos de explotación, netos	3.832	3.546	8	13.330	10.662	25
Gastos de explotación	3.420	2.793	22	9.753	7.907	23
Resultado de explotación (EBIT)	412	753	(45)	3.577	2.755	30
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(102)	349	(129)	34	600	(94)
Beneficio no realizado	-	-	-	-	(81)	-
Plusvalías por la enajenación de participaciones	-	-	-	-	284	-
EBITDA	513	1.289	(60)	4.199	4.132	2
Resultado financiero	(213)	(119)	79	(588)	(434)	35
Impuestos corrientes y diferidos (impuesto sobre beneficios y	(68)	(194)	(65)	(1.003)	(852)	18
Beneficio neto	29	789	(96)	2.020	2.271	(11)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	set/2014	set/2013	Δ%
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	2.202	1.919	15
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	3.249	2.654	22
Beneficio neto	2.020	2.271	(11)
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	587	574	2
Plusvalías por la enajenación de participaciones	-	(284)	-
participación	(34)	(600)	(94)
Otros ajustes del resultado	676	693	(2)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación	(779)	(3.846)	(80)
Préstamos, financiaciones y obligaciones	3.129	2.467	27
Amortización de préstamos y financiaciones	(1.088)	(3.375)	(68)
Pagos de dividendos e intereses sobre capital propio	(2.820)	(2.938)	(4)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(3.345)	1.384	-
Cobro por la amortización del contrato CRC del Gobierno del Estado de Minas Gerais	-	2.466	-
Inversiones	(2.731)	1.330	-
Adquisición de inmovilizado material, activos intangibles y otros	(614)	(2.412)	(75)
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	1.327	2.111	(37)

BALANCE GENERAL CONSOLIDADO - ACTIVO	30/09/2014	31/12/2013
ACTIVOS CORRIENTES	6.067	6.669
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.327	2.202
Inversiones financieras en títulos y valores	988	933
Cuentas a cobrar: consumidores y revendedores	1.878	1.912
Concesionarios: transporte de energía eléctrica	244	240
Activo financiero: concesiones	5	2
Impuestos compensables	194	481
Activo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social recuperables	156	249
Revendedores: transacciones de energía en el mercado eléctrico liberalizado	-	43
Cobro de dividendos	117	17
Existencias	34	38
Transferencias de recursos provenientes de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)	682	175
Otros activos corrientes	443	377
ACTIVOS NO CORRIENTES	25.867	23.145
Inversiones financieras en títulos y valores	14	90
Concesionarios: transporte de energía eléctrica	7	8
Activo por impuestos diferidos: impuesto sobre beneficios y contribución social	1.431	1.221
Impuestos compensables	379	382
Activo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social recuperables	147	178
Depósitos judiciales	1.234	1.180
Cuentas a cobrar: consumidores y revendedores	209	180
Otros activos no corrientes	149	83
Activo financiero: concesiones	6.492	5.841
Inversiones	8.536	6.161
Inmovilizado material	5.640	5.817
Inmovilizado intangible	1.629	2.004
TOTAL ATIVO	31.934	29.814

BALANCE GENERAL CONSOLIDADO - PASIVO	30/09/2014	31/12/2013
PASIVOS CORRIENTES	7.806	5.922
Provedores	1.535	1.066
Cargas regulatorias	130	153
Participación en beneficios	174	125
Impuestos, tasas y contribuciones especiales	471	499
Pasivo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social	28	35
Intereses sobre capital propio y pagos por dividendos	46	1.108
Préstamos y financiaciones	3.924	1.056
Obligaciones (debentures)	773	1.182
Sueldos, salarios y cargas sociales	196	186
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	149	138
Pagos por concesiones	21	20
Otros pasivos corrientes	358	354
PASIVOS NO CORRIENTES	11.225	11.253
Costes regulatorios	220	193
Préstamos y financiaciones	2.089	2.379
Obligaciones simples (debentures)	5.019	4.840
Impuestos, tasas y contribuciones especiales	672	705
Pasivo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social	238	256
Provisiones	308	306
Pagos por concesiones	154	152
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	2.392	2.311
Otros pasivos no corrientes	133	111
PATRIMONIO NETO	12.903	12.639
Capital social	6.294	6.294
Reservas de capital	1.925	1.925
Reservas voluntarias	2.081	3.840
Ajustes por valoración del patrimonio	533	580
Diferencias de conversión	2.070	-
TOTAL PASIVO	31.934	29.814

NOTAS ACLARATORIAS DEL TRADUCTOR:

- * El texto original en el idioma fuente de este documento es la versión oficial autorizada. La traducción sólo se suministra como adaptación y debe cotejarse con el texto en el idioma fuente, que es la única versión que tendrá un efecto legal.
 - * La numeración de las páginas de la versión traducida al castellano no coincide con la paginación del original en portugués.
 - * Todas las notas a pie de página de la versión traducida al castellano son notas del traductor (N.T.), el original en portugués no incluye ninguna nota. La secuencia numérica de las notas es correlativa y tendrá siempre en cuenta el número de las notas inseridas en las páginas precedentes.
 - * Las notas del traductor que constan de forma diferenciada en la versión traducida al castellano se refieren a aclaraciones o comentarios que, a juicio del traductor, se hacen recomendables con la finalidad de explicitar el sentido particular, matices especiales, extensión, limitaciones o dudas sobre un determinado vocablo, término o frase, que por su carácter idiomático, técnico o polisémico puede o pudiera presentar.
-