

INFORME DE RESULTADOS

CEMIG ANUNCIA UN EBITDA DE 989 MILLONES DE REALES EN EL 4º TRIMESTRE DE 2018

Hechos significativos del 4º trimestre de 2018:

- **Ingresos de 378 millones de reales** procedentes de la **venta de activos de telecomunicaciones**.
- **Menores pérdidas** derivadas del **resultado de entidades valoradas por el método de la participación o puesta en equivalencia: 104 millones de reales**.
- **Resultado negativo de 119 millones de reales** como consecuencia de la **revalorización de participaciones anteriores en entidades adquiridas** (parques eólicos, Light, S.A. y Lightger, S.A.).
- **Ingresos financieros de 570 millones de reales y 199 millones de reales**, en virtud de la contabilización de ganancias procedentes de una operación de cobertura de eurobonos y de diferencias de cambio, respectivamente.
- La **deuda neta** se sitúa en **22.984 millones de reales**, como consecuencia de emisiones de eurobonos.

Magnitudes operativas (GWh)	4T 2018	4T 2017	%	2018	2017	%
Ventas de electricidad (no incluye las ventas en el mercado eléctrico de corto plazo, "CCEE")	14.340	14.426	(0,60)	55.555	55.277	0,50
Magnitudes financieras (Millones de Reales brasileños)	4T 2018	4T 2017	%	2018	2017	%
Ventas en el mercado eléctrico de corto plazo, "CCEE"	28	324	(91,36)	217	860	(74,77)
Deuda neta	13.069	12.279	6,43	13.069	12.279	6,43
Ingresos brutos	8.967	9.401	(4,62)	34.578	32.862	5,22
Ingresos netos	5.472	6.558	(16,56)	22.266	21.712	2,55
EBITDA (bajo NIIF)	989	1.552	(36,28)	3.781	3.492	8,28
Beneficio neto	1.002	604	65,89	1.700	1.001	69,83
Margen EBITDA	18,07%	23,67%	-5,60pp	16,98%	16,09%	0,89pp
Ratio de Deuda neta sobre EBITDA (ajuste de los <i>covenants</i> relativos a la emisión de eurobonos)	3,21	3,58	(10,34)	3,21	3,58	(10,34)

TELECONFERENCIA

PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

4º TRIMESTRE 2018

Retransmisión en Directo por Internet y Teleconferencia

Miércoles, 3 de abril de 2019 a las 14.00 horas (Hora de Brasilia)

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

+ 55 (11) 2188-0155 (1ª opción) o

+ 55 (11) 2188-0188 (2ª opción)

Clave de acceso: CEMIG

<p>PlayBack Retransmisión en Directo por Internet: Sitio web: http://ri.cemig.com.br Pulse sobre el <i>banner</i> para descargar Disponible en diferido durante 90 días</p>	<p>Playback Teleconferencia: Teléfono: (+ 55 11) 2188-0400 Clave de acceso para los participantes: CEMIG Portugués (Disponible en diferido del 3 al 17 de abril de 2019)</p>
--	---

Contacto para el inversor

Departamento de Relaciones con Inversores

Sitio web: <http://ri.cemig.com.br/>

Correo electrónico: ri@cemig.com.br

Teléfono: + 55 31 3506-5024

Fax: + 55 31 3506-5025

Equipo ejecutivo de Relaciones con Inversores

- **Director de Finanzas y Relaciones con Inversores (CFO)**
Maurício Fernandes Leonardo Júnior
- **Jefe de Relaciones con Inversores**
Antonio Carlos Vélez Braga
- **Gerente de Mercado Inversor**
Robson Laranjo

SUMARIO

EXONERACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	4
COMPORTAMIENTO DE LAS ACCIONES DE LA COMPAÑÍA.....	5
CALIFICACIONES A LARGO PLAZO DE LA COMPAÑÍA.....	6
CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS.....	7
RESULTADOS DEL PERIODO.....	8
MERCADO ELÉCTRICO CONSOLIDADO.....	10
MERCADO ELÉCTRICO DE CEMIG D.....	12
BALANCE FÍSICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWH).....	14
MERCADO ELÉCTRICO DE CEMIG GT.....	14
INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO: DEC/FEC.....	15
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN CONSOLIDADOS.....	16
IMPUESTOS Y CARGAS SOBRE LOS INGRESOS.....	21
GASTOS DE EXPLOTACIÓN.....	22
MOROSIDAD.....	27
RESULTADO DE ENTIDADES VALORADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	29
INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS.....	29
EBITDA.....	32
ENDEUDAMIENTO.....	33
COMPROMISOS FINANCIEROS (COVENANTS): EURO BONOS.....	35
INFORMACIÓN FINANCIERA POR SEGMENTOS DE EXPLOTACIÓN A 31 DE DICIEMBRE DE 2018.....	36
ANEXOS.....	37
PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	37
PROGRAMA DE INVERSIONES (CAPEX).....	38
BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MERCADO FACTURADO).....	39
INGRESOS REGULADOS DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD (“RAP”): CICLO 2018-2019.....	42
TABLAS CEMIG DISTRIBUIÇÃO, S.A. (CEMIG D).....	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
TABLAS CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO, S.A. (CEMIG GT).....	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
TABLAS COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG CONSOLIDADO... ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.	

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 debe entenderse como una recomendación de inversión, y tampoco 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 Documento de Información Corporativa, depositado en la Comisión del Mercado de Valores de Brasil (CVM), y del Formulario Anual 20F, depositado en la Comisión del Mercado de Valores de Estados Unidos (SEC).

COMPORTAMIENTO DE LAS ACCIONES DE LA COMPAÑÍA

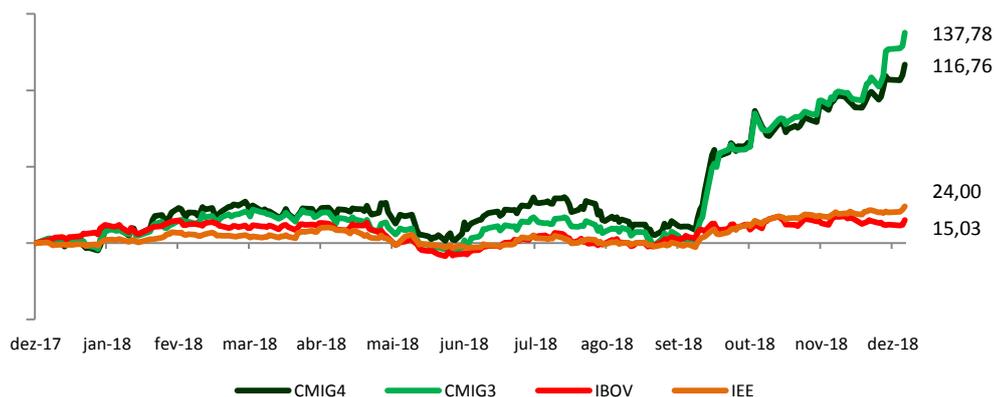
Acción / Índice bursátil	Símbolo bursátil	Divisa	A cierre de 2018	A cierre de 2017	Variación en el periodo (%)
Cemig PN	CMIG4	R\$	13,86	6,39	116,76
Cemig ON	CMIG3	R\$	15,03	6,32	137,78
ADR PN	CIG	US\$	3,56	1,91	86,55
ADR ON	CIG.C	US\$	3,93	1,83	115,25
Ibovespa	IBOV	-	87.887	76.402	15,03
Índice de Energía Eléctrica	IEEX	-	49.266	39.732	24,00

Fuente: Economática (cifras ajustadas por retribuciones pagadas a los accionistas, incluyendo dividendos).

En 2018, el volumen de negociación de la acción privilegiada (CMIG4) de Cemig alcanzó los 26.650 millones de reales, el equivalente a una media diaria de 108,79 millones de reales, un 57,27% más que la media diaria alcanzada en 2017. Por su parte, el volumen de negociación de la acción ordinaria (CMIG3) de la Compañía alcanzó los 2.780 millones de reales. Si se tiene en cuenta el volumen negociado total, en 2018 la acción de Cemig se situó como una de las 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 negociado de la ADR preferente (CIG) de la Compañía alcanzó la cifra de 2.960 millones de dólares en 2018, lo que reafirma a Cemig como una opción de inversión a nivel mundial.

El Ibovespa, principal índice bursátil brasileño, cerró el año 2018 acumulando un alza del 15,03% hasta alcanzar los 87.887 puntos. Las acciones de Cemig experimentaron una fuerte revalorización con respecto al Ibovespa y al IEEX, el principal índice eléctrico brasileño. La acción ordinaria sufrió una fuerte alza del 137,78%, mientras que la acción preferente trepó un 116,76%. Por su parte, el ADR privilegiado (CIG) y ordinario (CIG.C) negociados en la bolsa de Nueva York avanzaron un 86,55% y un 115,25% respectivamente.



CALIFICACIONES A LARGO PLAZO DE LA COMPAÑÍA

Las calificaciones y perspectivas de calificación a largo plazo asignadas a la Compañía y a sus filiales Cemig Distribuição, S.A. (Cemig D) y Cemig Geração e Transmissão, S.A. (Cemig GT) por las principales agencias calificadoras de riesgo crediticio son las que se muestran en las tablas a continuación:

Calificaciones en escala nacional de Brasil:

Agencia calificadora de riesgo	Cemig		Cemig D		Cemig GT	
	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva
Fitch	A-(bra)	Positiva	A-(bra)	Positiva	A-(bra)	Positiva
S&P	brA+	Estable	brA+	Estable	brA+	Estable
Moody's	Baa2.br	Estable	Baa2.br	Estable	Baa2.br	Estable

Calificaciones en escala global:

Agencia calificadora de riesgo	Cemig		Cemig D		Cemig GT	
	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva
Fitch	B+	Positiva	B+	Positiva	B+	Positiva
S&P	B	Estable	B	Estable	B	Estable
Moody's	B1	Estable	B1	Estable	B1	Estable

Calificación de la emisión de eurobonos:

Agencia calificadora de riesgo	Cemig		Cemig GT	
	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva
Fitch	B+	Positiva	B+	Positiva
S&P	B	Estable	B	Estable

NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA

Los resultados del periodo se presentan según 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). Las cifras están expresadas en miles de Reales brasileños, salvo cuando se indique otra cosa.

CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

7

CEMIG

CONSOLIDADO	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	5.471.966	6.557.909	(16,56)	22.266.217	21.711.690	2,55
GASTOS DE EXPLOTACIÓN						
Gastos de personal	(422.110)	(351.359)	20,14	(1.410.491)	(1.627.026)	(13,31)
Participación en beneficios (empleados y administradores)	(53.940)	21.137	-	(76.761)	(4.640)	1.554,33
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	(86.677)	522.277	-	(337.005)	228.660	-
Materiales	(29.997)	(27.621)	8,60	(104.416)	(70.927)	47,22
Servicios exteriores	(334.574)	(293.388)	14,04	(1.087.409)	(973.957)	11,65
Compras de energía eléctrica	(2.508.133)	(3.234.084)	(22,45)	(11.084.194)	(10.919.476)	1,51
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(215.489)	(232.985)	(7,51)	(834.593)	(849.768)	(1,79)
Provisiones	(64.650)	(294.875)	(78,08)	(466.768)	(853.668)	(45,32)
Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico	(338.511)	(382.584)	(11,52)	(1.479.414)	(1.173.923)	26,02
Compras de gas natural	(340.182)	(280.762)	21,16	(1.238.085)	(1.070.623)	15,64
Costos de construcción de infraestructuras	(305.284)	(381.995)	(20,08)	(897.490)	(1.118.749)	(19,78)
Otros gastos de explotación, netos	(140.460)	(71.365)	(96,82)	(403.601)	(382.946)	5,39
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACIÓN	(4.840.007)	(5.007.604)	(3,35)	(19.420.227)	(18.817.043)	3,21
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(27.563)	(231.560)	(88,10)	(103.549)	(252.240)	(58,95)
Revalorización de participaciones anteriores en entidades adquiridas	(119.117)	-	-	(119.117)	-	-
Ajustes por deterioro de valor de inversiones realizadas en participadas	(127.427)	-	-	(127.427)	-	-
Resultado de explotación antes del resultado financiero e impuestos	357.852	1.318.745	(72,86)	2.495.897	2.642.407	(5,54)
Ingresos financieros	854.217	253.648	236,77	1.705.679	803.713	112,22
Gastos financieros	(185.369)	(528.313)	(64,91)	(2.224.161)	(1.800.264)	23,55
Resultado antes de impuestos	1.026.700	1.044.080	(1,66)	1.977.415	1.645.856	20,15
Impuestos (IRPJ y CSLL) corrientes y diferidos	(311.010)	(439.666)	(29,26)	(599.124)	(644.260)	(7,01)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	715.690	604.414	18,41	1.378.291	1.001.596	37,61
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas: Light, S.A.	113.733	-	-	113.733	-	-
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas: activos de telecomunicaciones	214.041	-	-	249.689	-	-
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.043.464	604.414	72,64	1.741.713	1.001.596	73,89
Resultado del ejercicio atribuido a los accionistas de control	1.002.368	604.204	65,90	1.700.099	1.000.954	69,85
Intereses minoritarios	41.096	210	19.469,5	41.614	642	6.381,9

RESULTADOS DEL PERIODO

En el cuarto trimestre de 2018, Cemig obtuvo un beneficio neto de R\$1.002.368, frente a un beneficio neto de R\$604.204 obtenido en el mismo periodo de 2017.

Este resultado es consecuencia de los factores siguientes:

- Ingresos por importe de R\$378.316 procedentes de la venta de activos de telecomunicaciones.
- Menores pérdidas derivadas del resultado de entidades valoradas por el método de la participación o puesta en equivalencia en 2018, como consecuencia de las menores pérdidas incurridas por la participada Renova Energia, S.A.
- *Revalorización de participaciones anteriores en entidades adquiridas.* En 2018, Cemig GT y la sociedad Energimp, S.A. culminaron el proceso de eliminación de sus participaciones cruzadas en las plantas eólicas Central Eólica Praias de Parajuru, S.A., Central Eólica Volta do Rio, S.A. y Central Eólica Praia do Morgado, S.A., con lo que Cemig GT se hizo con el 100% del capital social de las dos primeras, mientras que Energimp, S.A. se hizo con el 100% del capital social de la última. En consecuencia, la Compañía reconoció un ingreso por importe de R\$79.693, equivalente a la diferencia entre el valor razonable y el valor en libros de las participaciones que poseía originalmente en las dos primeras eólicas.

	Central Eólica Praias de Parajuru, S.A.	Central Eólica Volta do Rio, S.A.	Total
Valor razonable a 31 de diciembre de 2018	145.880	180.976	326.856
Participación poseída antes de la adquisición del control	49%	49%	49%
Valor de la participación original valorada a valor razonable en la fecha de adquisición	71.481	88.679	160.160
Valor original en libros	50.652	29.815	80.467
Revalorización de la participación anterior en las entidades adquiridas	20.829	58.864	79.693

- Ajustes por deterioro de valor de inversiones realizadas en participadas.* Tras la enajenación de las acciones de Rio Minas Energia Participações, S.A. (RME) poseídas por sus otros accionistas, Cemig pasó a ostentar una participación directa e indirecta del 49,99% en Light, S.A., haciéndose con el control de la misma. Teniendo en cuenta que la Compañía y Light, S.A. poseían el control conjunto exclusivo de las participadas Lightger, S.A., Axxiom Soluções Tecnológicas, S.A., Amazônia Energia Participações, S.A., Guanhões Energia, S.A. y Usina Hidrelétrica Itaocara , S.A., dichas entidades también pasaron a ser controladas por la Compañía, lo que hizo necesario efectuar una revalorización a valor razonable de las inversiones realizadas en dichas entidades, lo que dio lugar a un ajuste por deterioro de valor de las inversiones en Light, S.A. y Lightger, S.A. por importe negativo de R\$198.810 con cargo a los resultados del periodo. El 30 de noviembre de 2018, la Compañía reclasificó sus inversiones en dichas entidades como activos mantenidos para la venta y en el resultado de operaciones interrumpidas.

	Light, S.A.	Lightger, S.A.	Total
Valor razonable a 30 de noviembre de 2018	3.197.686	256.853	3.454.539
Participación poseída antes de la adquisición del control	47,265%	49,00%	
Valor de la participación original valorada a valor razonable en la fecha de adquisición	1.511.386	125.858	1.637.244
Valor original en libros	(1.794.187)	(41.868)	(1.836.055)
Revalorización de la participación anterior en las entidades adquiridas	(282.799)	83.990	(198.811)

- Ingresos financieros en virtud de la contabilización de una ganancia por importe de R\$570.454 procedente de una operación de cobertura relacionada con las emisiones de eurobonos de Cemig GT, y de una ganancia por importe de R\$199.104 procedente de diferencias de cambio, también en virtud de dichas emisiones.

MERCADO ELÉCTRICO CONSOLIDADO

El Grupo Cemig comercializa energía eléctrica a través de las filiales Cemig Distribuição, S.A. (“Cemig D”) y Cemig Geração e Transmissão, S.A. (“Cemig GT”), además de las filiales generadoras Horizontes Energia, S.A., Sá Carvalho, S.A., Cemig PCH, S.A., Rosal Energia, S.A., Cemig Geração Camargos, S.A., Cemig Geração Itutinga, S.A., Cemig Geração Salto Grande, S.A., Cemig Geração Três Marias, S.A., Cemig Geração Leste, S.A., Cemig Geração Oeste, S.A. y Cemig Geração Sul, 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 el Estado de Minas Gerais y en otros estados de Brasil, en el ámbito del mercado eléctrico liberalizado (“ACL”).
- (III) Otros agentes del sector eléctrico –comercializadores, generadores y productores independientes de energía–, en el ámbito del mercado eléctrico liberalizado (“ACL”).
- (IV) Las compañías distribuidoras de electricidad, en el ámbito del mercado eléctrico 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.

En el cuarto trimestre de 2018, las ventas totales de electricidad del Grupo Cemig sumaron 14.340.377 MWh, lo que representa un descenso del 0,59% con respecto al mismo periodo de 2017. En 2018, las ventas totales se situaron en 55.554.644 MWh, lo que supone un incremento del 0,50% con respecto al año anterior.

Las ventas a consumidores finales y el consumo propio totalizaron 11.117.364 MWh, lo que supone un aumento del 2,78% con respecto a 2017.

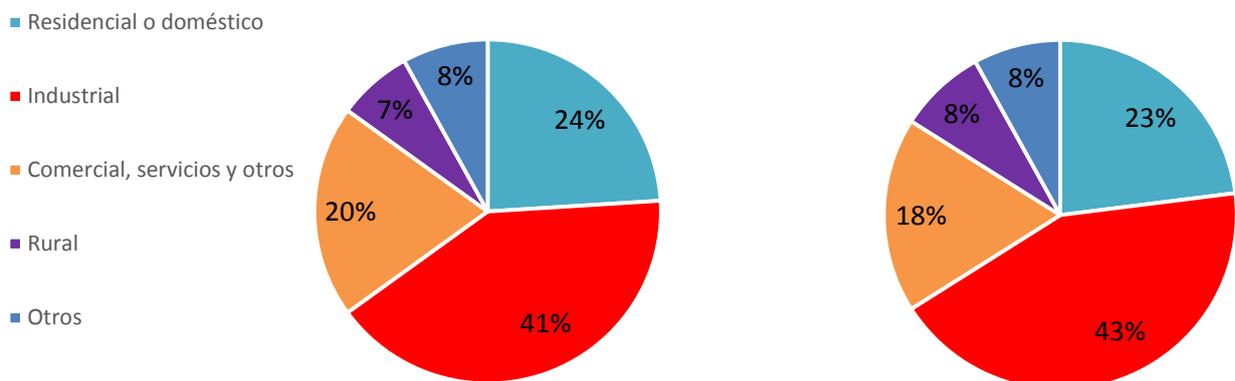
Las ventas a otros agentes del sector eléctrico –distribuidores y comercializadores, generadores y productores independientes de energía– totalizaron 3.223.013 MWh en los tres últimos meses de 2018, lo que representa una reducción del 10,71% con respecto al mismo periodo del año anterior.

El número de consumidores (puntos de suministro) facturados por el Grupo Cemig ascendió a 8.409.535 usuarios a 31 de diciembre de 2018, un 0,74% más que el registrado a 31 de diciembre de 2017. De este total, 8.409.183 son consumidores finales y de consumo propio, y 352 son otros agentes del sector eléctrico brasileño.

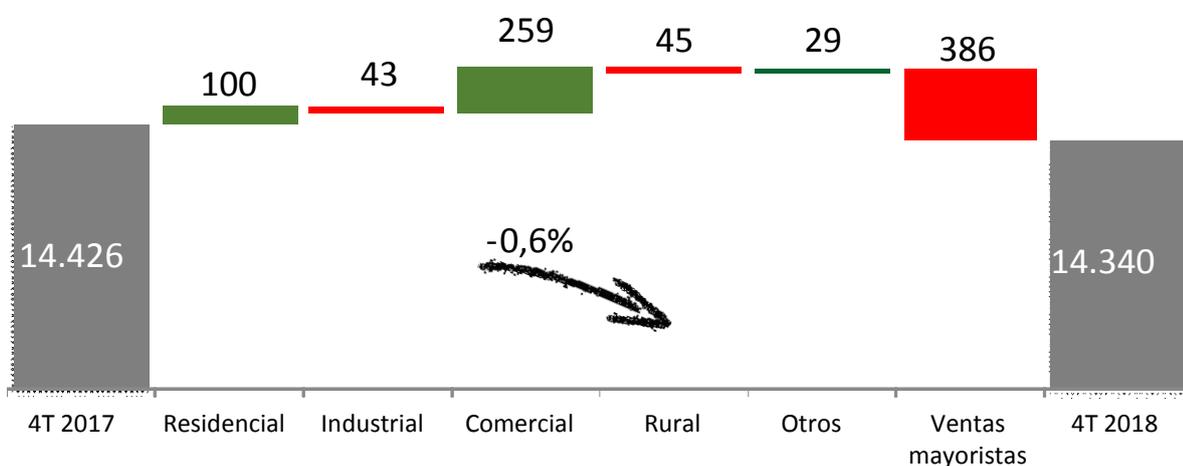
La distribución de las ventas consolidadas del Grupo Cemig por grupos de consumidores finales en el cuarto periodo de 2018 y 2017 es la que se muestra en las gráficas a continuación:

4T 2018

4T 2017



Evolución del consumo total de electricidad (GWh)



Consolidado	MWh (**)		Var. (%)	Precio medio de venta 4T 2018 R\$/MWh	Precio medio de venta 4T 2017 R\$/MWh	MWh (**)	
	4T 2018	4T 2017				2018	2017
Residencial o doméstico	2.618.259	2.518.443	3,96	912,72	811,83	10.266.434	10.008.423
Industrial	4.554.482	4.597.863	(0,94)	286,32	276,87	17.689.182	17.760.807
Comercial, servicios y otros	2.185.009	1.926.097	13,44	595,96	583,11	8.380.346	7.507.310
Rural	837.708	882.390	(5,06)	558,53	481,80	3.615.402	3.651.472
Administraciones públicas	229.774	221.182	3,88	719,81	641,17	871.325	865.803
Alumbrado público	345.642	336.739	2,64	465,36	414,69	1.383.878	1.366.938
Servicio público	338.328	323.378	4,62	541,58	490,16	1.315.479	1.301.135
Subtotal	11.109.202	10.806.092	2,80	537,69	491,00	43.522.046	42.461.888
Consumo propio	8.161	10.531	(22,50)	-	-	41.244	37.477
Ventas mayoristas a otros agentes en los mercados liberalizado y regulado (*)	3.223.014	3.606.529	(10,71)	232,56	121,44	11.991.355	12.777.405
Total	14.340.377	14.426.152	(0,59)	467,79	437,65	55.554.645	55.276.770

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

(**) Información no auditada por el auditor externo.

MERCADO ELÉCTRICO DE CEMIG D

La energía facturada a los consumidores a tarifa regulada y la energía transportada hacia los clientes libres y otros distribuidores con acceso a la red de distribución eléctrica de Cemig D (excluido el consumo propio) totalizó 11.304.557 MWh en el cuarto trimestre de 2018, lo que supone un aumento del 4,18% con respecto al mismo periodo de 2017.

Este resultado obedece al crecimiento del 2,22% en el consumo de los consumidores regulados, combinado con el incremento del 6,86% en la energía transportada por la red de distribución eléctrica de Cemig D.

Mercado a tarifa y energía transportada	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
Residencial o doméstico	2.618.259	2.518.443	3,96	10.266.434	10.008.423	2,58
Industrial	5.198.468	4.898.271	6,13	20.381.534	19.027.580	7,12
Comercial, servicios y otros	1.650.362	1.582.477	4,29	6.358.255	6.237.494	1,94
Rural	840.779	885.102	(5,01)	3.627.418	3.655.571	(0,77)
Administraciones públicas	229.774	221.182	3,88	871.325	865.803	0,64
Alumbrado público	345.642	336.739	2,64	1.383.878	1.366.938	1,24
Servicio público	338.329	323.378	4,62	1.315.479	1.301.135	1,10
Otros distribuidores	82.944	84.895	(2,30)	311.146	328.743	(5,35)
Total	11.304.557	10.850.486	4,18	44.515.469	42.791.687	2,58

A 31 de diciembre de 2018, el número de consumidores (puntos de suministro, excluido el consumo propio) facturados ascendió a 8.408.342 usuarios, de los cuales 1.138 son clientes libres que utilizan la red de distribución eléctrica de Cemig D.

Cemig D	Número de consumidores		Var. (%)
	A 31.12.2018	A 30.09.2018	
Residencial o doméstico	6.817.365	6.823.525	(0,09)
Industrial	72.341	72.870	(0,73)
Comercial, servicios y otros	720.535	720.339	0,03
Rural	712.792	710.689	0,30
Administraciones públicas	64.322	64.503	(0,28)
Alumbrado público	6.418	6.252	2,66
Servicio público	13.431	12.948	3,73
	8.407.204	8.411.126	(0,05)
Energía transportada por la red de distribución eléctrica			
Industrial	574	565	1,59
Comercial	555	530	4,72
Rural	6	5	20,00
Otros distribuidores	3	3	-
	1.138	1.103	3,17
Total	8.408.342	8.412.229	(0,05)

BALANCE FÍSICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh)

	MWh		Var. (%)
	4T 2018	4T 2017	
Electricidad suministrada a través de la red eléctrica			
Electricidad suministrada a otros distribuidores (medido)	78.888	79.009	(0,15)
Electricidad suministrada a clientes libres (medido)	4.910.682	4.620.180	6,29
Carga propia + generación distribuida (1)			
Consumo del mercado a tarifa regulada	6.403.350	6.259.053	2,35
Pérdidas técnicas en la red de distribución eléctrica	1.495.894	1.738.008	(13,93)
Total	12.891.814	12.696.250	1,54

(1) Incluye microgeneración distribuida.

MERCADO ELÉCTRICO DE CEMIG GT

Las ventas de electricidad de Cemig GT sumaron 7.647.778 MWh entre octubre y diciembre de 2018, lo que supone un descenso del 4,33% con respecto al mismo periodo de 2017.

A 31 de diciembre de 2018, el número de clientes facturados ascendió a 1.306 usuarios, un 5,07% más que el registrado a 31 de diciembre de 2017. De este número, 1.257 son clientes industriales, comerciales y rurales, 29 son distribuidores y 20 pertenecen al segmento de comercializadores, generadores y productores independientes de energía.

El consumo de los clientes libres de los grupos industrial, comercial y rural totalizó 4.544.107 MWh en los tres últimos meses de 2018, lo que representa un crecimiento del 3,80% con respecto al mismo periodo del año anterior, impulsado principalmente por el aumento del 37,59% en el consumo del grupo comercial.

Las ventas de Cemig GT a otros agentes del sector eléctrico en el mercado liberalizado alcanzaron los 2.482.617 MWh en el cuarto trimestre de 2018, lo que representa una reducción del 17,13% con respecto al mismo periodo del año anterior. En 2017, Cemig GT vendió un mayor volumen de energía a comercializadores, incluso bajo contratos a corto plazo, como consecuencia de la concreción de varias oportunidades comerciales.

Las ventas de Cemig GT a otros agentes del sector eléctrico en el mercado regulado – incluyendo Cemig D– totalizaron 620.663 MWh en los tres últimos meses de 2018, lo que representa un pequeño crecimiento del 0,15% con respecto al mismo periodo del año anterior.

Cemig GT	(MWh)		Var. (%)
	4T 2018	4T 2017	
Cientes liberalizados			
<i>Industriales</i>	3.463.264	3.530.574	(1,91)
<i>Comerciales</i>	833.517	605.813	37,59
<i>Rurales</i>	548	-	-
Mercado eléctrico liberalizado	2.482.617	2.995.687	(17,13)
Mercado eléctrico regulado	586.404	586.704	(0,05)
Mercado eléctrico regulado: Cemig D	34.259	33.028	3,72
Total	7.400.607	7.751.806	(0,05)
Entidades con cometido especial de Cemig GT			
<i>Cientes liberalizados</i>			
<i>Industriales</i>	246.778	241.568	2,16
Total	7.647.385	7.993.374	(4,33)

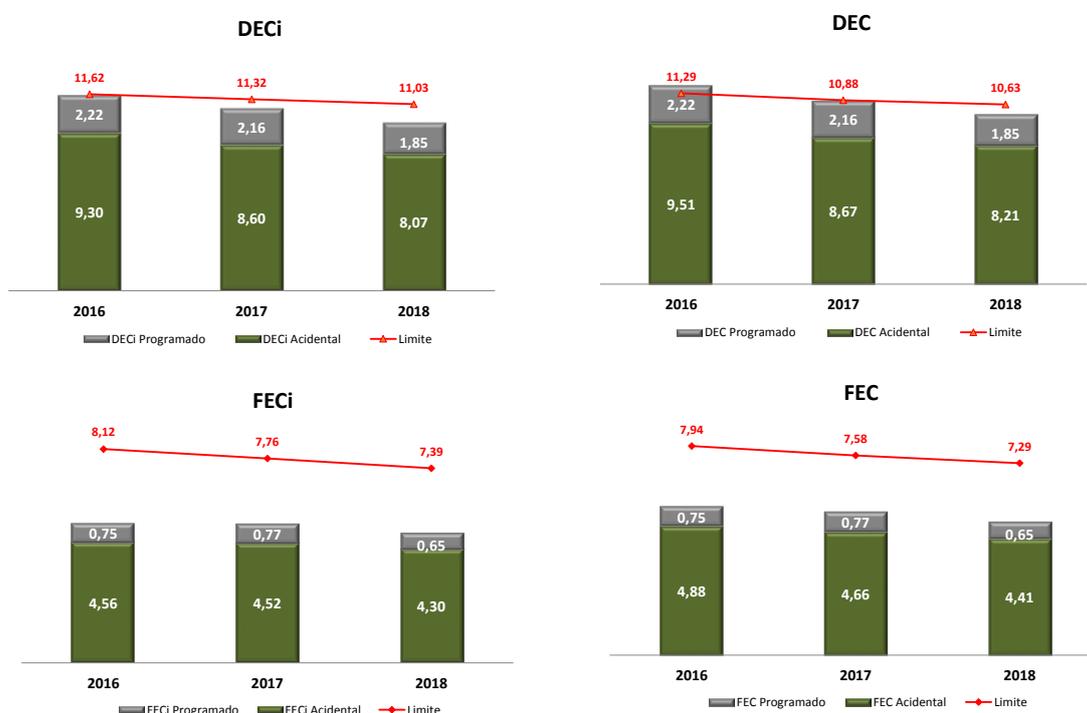
INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO: DEC/FEC

Cemig desarrolla acciones e iniciativas dirigidas a mejorar la gestión operativa, la organización de la logística de los servicios de atención a emergencias y la realización permanente de inspecciones y labores de mantenimiento preventivo de subestaciones, líneas y redes de distribución eléctrica. La Compañía también invierte en la capacitación de sus profesionales, en tecnologías de punta y en la normalización de los procesos de trabajo, en aras de garantizar la calidad del suministro eléctrico y, por ende, satisfacer a sus clientes y consumidores.

Las gráficas que se presentan a continuación muestran la evolución de los indicadores de calidad del suministro eléctrico (número de interrupciones y su duración) de Cemig desde enero de 2016.

El primer indicador (“DEC”) contabiliza tiempo total acumulado en horas (duración) de interrupciones del servicio eléctrico durante un periodo de tiempo, mientras que el segundo (“FEC”) representa el número acumulado (frecuencia) de interrupciones del servicio eléctrico durante un periodo de tiempo.

N.T. Los indicadores DEC y FEC **internos** no incluyen en su cálculo aquellas interrupciones que se producen como consecuencia de fallas en el sistema eléctrico de las transportistas o de otro agente, sino que reflejan exclusivamente las interrupciones en la red de distribución eléctrica de la Compañía.



INGRESOS DE EXPLOTACIÓN CONSOLIDADOS

Ingresos procedentes de las ventas de electricidad

Los ingresos generados por las ventas de electricidad ascendieron a R\$6.708.348 en el cuarto trimestre de 2018, con un incremento del 6,25% respecto de los R\$6.313.607 contabilizados en el mismo periodo de 2017.

Ventas a consumidores finales

Los ingresos generados por las ventas de electricidad a consumidores finales (excluido el consumo propio) se situaron en R\$5.973.290 a 31 de diciembre de 2018, frente a los R\$5.305.759 contabilizados a 31 de diciembre de 2017, lo que representa un crecimiento del 12,58%. La cifra de ingresos por este concepto se ha visto impactada principalmente por los factores siguientes:

- Ajuste tarifario anual de Cemig D, con impacto medio del 23,19% en las tarifas eléctricas de los consumidores a partir del 28 de mayo de 2018.
- Aumento de los ingresos procedentes de la aplicación del sistema de señalización de costos de generación denominado “banderas tarifarias”: R\$279.989 a cierre de diciembre de 2018, frente a R\$195.716 a cierre de diciembre de 2017. Esta variación se deriva del mayor despacho de generación térmica debido al bajo nivel de los embalses hidroeléctricos, con la consecuente entrada en vigor de las banderas amarilla y roja, lo que llevó a que en 2018 los consumidores tuvieran que abonar cuantías adicionales por cada 100 kWh de electricidad consumida.
- Aumento del 2,80% en el volumen de ventas de energía eléctrica a consumidores finales.

(Cifras en miles de Reales brasileños)	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017
Residencial	2.389.729	2.044.538	16,88	8.658.157	7.841.851
Industrial	1.304.031	1.272.999	2,44	4.892.887	4.906.865
Comercial, servicios y otros	1.302.171	1.123.123	15,94	4.683.418	4.341.962
Rural	467.888	425.134	10,06	1.793.459	1.628.883
Administraciones públicas	165.394	141.816	16,63	574.975	531.761
Alumbrado público	160.847	139.641	15,19	585.260	536.788
Servicio público	183.230	158.508	15,60	646.399	589.451
Subtotal	5.973.290	5.305.759	12,58	21.834.555	20.377.561
Energía pendiente de facturar, neto	(38.852)	105.621	-	47.602	60.880
Ventas mayoristas a otros agentes en los mercados liberalizado y regulado (*)	5.934.438	5.411.380	9,67	21.882.157	20.438.441
Suministro no facturado, neto	749.547	438.339	71,00	3.001.538	1.727.527
Total	24.363	463.888	(94,75)	(11.700)	1.535.393
Residencial	6.708.348	6.313.607	6,25	24.871.995	23.701.361

(*) 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 procedentes del peaje de acceso a las redes de distribución (“TUSD”)¹

Los ingresos procedentes del derecho de uso de la red de distribución eléctrica de Cemig D se incrementaron un 64,39% entre los periodos comparados, ascendiendo a R\$624.641 en los tres últimos meses de 2018, frente a los R\$379.970 contabilizados en el mismo periodo de 2017. El peaje de acceso a las redes de distribución eléctrica es abonado por los clientes libres en función de la energía distribuida. La cifra de ingresos por este concepto se ha visto impactada principalmente por los factores siguientes:

- Reducción de aproximadamente 36% del peaje de distribución en el ajuste tarifario anual de Cemig D que se aplicó a partir del 28 de mayo de 2018.
- Aumento del uso de la red de distribución eléctrica (MWh) y de la demanda (MW).
- Aumento del número de puntos de suministro facturados en virtud de contratos para el uso del sistema de distribución eléctrica por parte de clientes libres.

Garantía concesional de suficiencia tarifaria: cuenta “CVA” (costos no controlables) y otros componentes financieros²

La Compañía reconoce en sus estados financieros la diferencia entre los costos no controlables efectivamente soportados en el periodo –destacando las aportaciones al fondo sectorial “Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)” y las compras de energía eléctrica– y los costos no controlables estimados, que sirven de base para el cálculo del ajuste de la tarifa eléctrica de Cemig D. El sobrecosto provocado por estas desviaciones es registrado como ingreso en aquellos casos en que se reconoce a la Compañía la

¹ N.T. TUSD: siglas en portugués para la tarifa de acceso (peaje) por el uso de las redes de distribución eléctrica. Las actividades de transporte y distribución de electricidad permanecen bajo un esquema regulado debido a que, dadas sus características intrínsecas, son monopolios naturales. Así, los costos de las redes son repercutidos a los consumidores a través de los peajes o tarifas de acceso por el uso de dichas redes. Las tarifas de acceso son precios regulados fijados por el regulador y revisados de acuerdo con la metodología aprobada en la normativa al efecto.

² N.T. Los saldos remanentes (activos o pasivos) de la eventual insuficiencia de reconocimiento o resarcimiento por la tarifa de los costos no controlables (cuenta “CVA”) y de otros componentes financieros representan las desviaciones positivas y negativas producidas entre los costos no controlables estimados –que sirven de base para el cálculo del ajuste de la tarifa eléctrica– y los costos efectivamente soportados por la Compañía. Los ajustes positivos o negativos de la tarifa eléctrica son establecidos como compensación de estas desviaciones y se registran como mayor o menor ingreso de ejercicios futuros. Las variaciones se actualizan de acuerdo con la Selic, el tipo de interés de referencia de la economía brasileña. El sobrecosto provocado por las mencionadas desviaciones es registrado como ingreso en aquellos casos en que se reconoce a la Compañía la compensación de dicho sobrecosto en los incrementos tarifarios futuros.

compensación de dicho sobrecosto a través de los incrementos futuros de la tarifa eléctrica. En el cuarto trimestre de 2018, esta diferencia supuso un aumento de los ingresos por este concepto por importe de R\$189.274, frente a un aumento por importe de R\$840.044 en el mismo periodo de 2017, lo que supone una disminución del 77,47%. El activo financiero generado será soportado por los consumidores en el siguiente ajuste tarifario.

Los saldos de estos activos y pasivos financieros son los que se indican a continuación:

Saldo a 30 de septiembre de 2017	(603.961)
Constitución neta de pasivos financieros	588.401
Realización	251.643
Traspos desde la "Cuenta Centralizadora de Recursos Procedentes del Sistema de Banderas Tarifarias" ("CCRBT")	(280.686)
Actualización financiera (Tasa Selic)	(1.187)
Saldo a 31 de diciembre de 2017	(45.790)
Saldo a 30 de septiembre de 2018	1.204.748
Constitución neta de pasivos financieros	229.676
Realización	(40.402)
Traspos desde la "Cuenta Centralizadora de Recursos Procedentes del Sistema de Banderas Tarifarias" ("CCRBT")	(340.172)
Actualización financiera (Tasa Selic)	26.843
Saldo a 31 de diciembre de 2018	1.080.693

Ingresos procedentes del pago de compensaciones por los activos de transporte de electricidad

Los ingresos por este concepto ascendieron a R\$42.211 entre octubre y diciembre de 2018, frente a los R\$77.468 contabilizados en el mismo periodo de 2017, lo que representa una reducción del 45,51%. En 2017, Cemig GT registró el importe de R\$149.255, correspondiente a la porción de los activos que no se habían incluido en la base de remuneración de los activos de transporte de electricidad durante las revisiones tarifarias anteriores. Este importe se incluyó en la base de remuneración en julio de 2017 y fue recibido durante los doce meses siguientes hasta junio de 2018.

El importe actualizado de las compensaciones pendientes de recibir asciende a R\$1.296.314 a 31 de diciembre de 2018 (frente a R\$1.928.038 a 31 de diciembre de 2017).

Ingresos procedentes 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 R\$28.095 entre octubre y diciembre de 2018, frente a los R\$323.601 contabilizados en el mismo periodo del ejercicio anterior, lo que supone una reducción del 91,32%. Esta variación obedece al menor volumen de energía disponible para liquidación en el mercado mayorista en 2018 y a la reducción del 60,24% en el precio *spot* medio de la electricidad (denominado “PLD”) en la región sureste de Brasil: 158,24 reales por megavatio-hora a 31 de diciembre de 2018, frente a un precio medio de 398,02 reales por megavatio-hora a 31 de diciembre de 2017.

Ingresos procedentes del suministro de gas natural

En los tres últimos meses de 2018, los ingresos en concepto de suministro de gas natural ascendieron a R\$542.979, frente a ingresos por importe de R\$453.056 en el mismo periodo del ejercicio anterior, lo que supone un incremento del 19,85%. Esta variación es consecuencia fundamentalmente del aumento de las tarifas, parcialmente compensado por la reducción del volumen de ventas a las centrales térmicas entre los periodos comparados, debido al menor despacho térmico por el operador del sistema eléctrico brasileño. La continuidad de la política comercial más ostensible de la filial gasista Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig) a partir de 2017 ha contribuido a mantener prácticamente estable el volumen global de ventas de gas natural al mercado no térmico, mitigando la retracción de la demanda.

Mercado (mil m ³ /día)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residencial	0,17	0,72	1,04	3,38	11,44	17,73
Comercial	20,38	23,15	22,42	24,68	32,67	39,37
Industrial	2.734,95	2.849,24	2.422,78	2.173,76	2.453,22	2.400,41
Otros	106,33	99,64	119,87	120,19	126,15	155,14
Total Mercado no térmico	2.861,83	2.972,75	2.566,11	2.322,01	2.623,47	2.612,65
Térmico	1.214,50	1.223,99	1.309,13	591,52	990,89	414,04
Total	4.076,33	4.196,74	3.875,24	2.913,53	3.614,36	3.026,69

El suministro residencial o doméstico, que tuvo inicio en marzo de 2013, cerró diciembre de 2018 con 41.377 hogares facturados.

Número de clientes	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residencial	455	1.446	3.820	14.935	30.605	41.377
Comercial	152	177	218	394	591	756
Industrial	119	111	113	112	107	109
Otros	91	88	62	49	50	57
Térmico	2	2	2	2	2	2
Total	819	1.824	4.215	15.492	31.355	43.301

IMPUESTOS Y CARGAS SOBRE LOS INGRESOS

Los impuestos y cargas sobre los ingresos se situaron en R\$3.494.662 en el cuarto trimestre de 2018, frente a los R\$2.842.711 contabilizados por este concepto en el mismo periodo de 2017, lo que representa un incremento del 22,93%.

Cargas del consumidor: “banderas tarifarias”

El sistema de “banderas tarifarias” (verde, amarilla y roja) responde a cambios mensuales en las tarifas de energía aplicadas a los clientes para señalar aumentos en los costos de compra de energía como consecuencia de la puesta en marcha de las centrales térmicas en caso de una hidrología desfavorable. El color de la bandera se indica en la factura eléctrica del consumidor, señalizando el mayor costo de producción de energía en el periodo. El objetivo es mitigar la exposición de los flujos de caja de los distribuidores a los altos precios de la energía, reduciendo la diferencia entre el precio pagado por los distribuidores por la energía en el mercado *spot* y el precio pagado por los consumidores a través de la tarifa. La bandera verde indica costos de compra de energía bajos basados en un suministro esencialmente hidroeléctrico y no implica cambios en la tarifa a pagar por los consumidores. La

bandera amarilla indica que los costos de generación se están incrementando debido al uso de energía térmica en el mix de generación. La bandera roja indica situaciones en las que los costos de suministro se estarían encareciendo por el uso de térmicas poco eficientes.

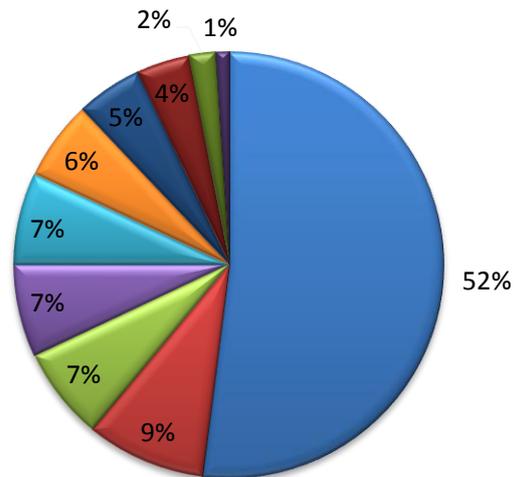
Las cargas soportadas por los consumidores como consecuencia de la aplicación del sistema de “banderas tarifarias” se situaron en R\$279.989 entre octubre y diciembre de 2018, frente a los R\$195.716 contabilizados en el mismo periodo de 2017, lo que supone un aumento del 43,06%. Esta variación se deriva del mayor despacho de generación térmica debido al bajo nivel de los embalses hidroeléctricos, con la consecuente entrada en vigor de las banderas amarilla y roja, lo que llevó a que en 2018 los consumidores tuvieran que abonar cuantías adicionales por cada 100 kWh de electricidad consumida.

Historial del sistema de señalización de costos de generación (“banderas tarifarias”)					
Ene/18	Fev/18	Mar/18	Abr/18	Mai/18	Jun/18
Verde	Verde	Verde	Verde	Amarilla	Roja II
Ene/17	Fev/17	Mar/17	Abr/17	Mai/17	Jun/17
Verde	Verde	Amarilla	Roja	Roja	Verde
Jul/18	Ago/18	Sep/18	Oct/18	Nov/18	Dic/18
Roja II	Roja II	Roja II	Roja II	Amarilla	Verde
Jul/17	Ago/17	Sep/17	Oct/17	Nov/17	Dic/17
Amarilla	Roja	Amarilla	Roja II	Roja II	Roja

GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Los gastos de explotación se redujeron un 3,35% entre los periodos comparados, situándose en R\$4.840.007 a 31 de diciembre de 2018, frente a los R\$5.007.604 contabilizados a 31 de diciembre de 2017.

GASTOS DE EXPLOTACIÓN



- | | |
|--|---|
| ■ Compras de energía eléctrica | ■ Gastos de personal |
| ■ Servicios exteriores | ■ Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico |
| ■ Compras de gas natural | ■ Costos de construcción de infraestructuras |
| ■ Otros gastos de explotación, netos | ■ Amortizaciones y pérdidas por deterioro |
| ■ Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales | ■ Provisiones |

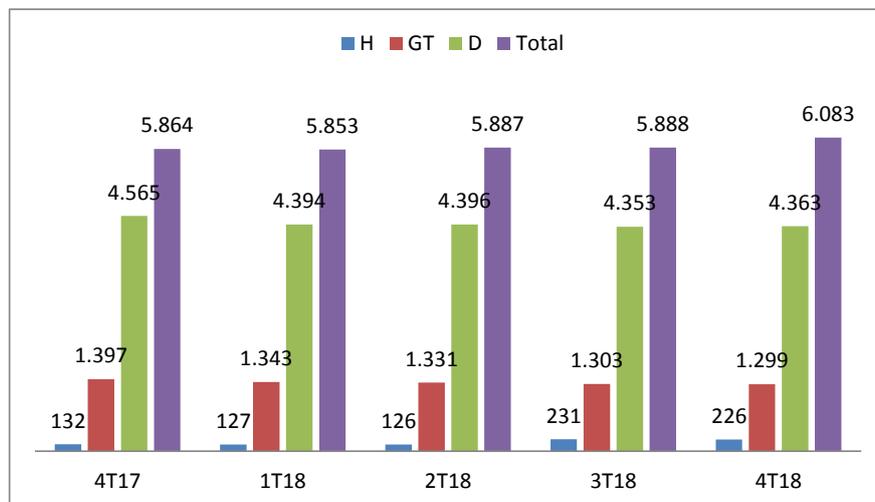
A continuación, se detallan las principales variaciones experimentadas por los gastos de explotación entre los periodos comparados.

Gastos de personal

Los gastos de personal se incrementaron un 20,14% entre los periodos comparados, situándose en R\$422.110 a 31 de diciembre de 2018, frente a los R\$351.359 contabilizados a 31 de diciembre de 2017. Esta variación obedece principalmente a los factores siguientes:

- Reconocimiento en diciembre de 2018 de gastos derivados de la implementación de un plan de bajas voluntarias incentivadas por importe de R\$65.596.
- Incremento salarial del 4,00% concedido a partir de noviembre de 2018 como consecuencia del Convenio Colectivo de Trabajo.

- Aumento de las contrataciones (282) en virtud de la última convocatoria pública.



Plan de bajas voluntarias incentivadas “PDVP 2019”

En diciembre de 2018, la Dirección de la Compañía lanzó el plan de bajas incentivadas voluntarias “PDVP 2019”, cuyo plazo de adhesión estuvo vigente del 7 al 31 de enero de 2018 para los empleados con una antigüedad igual o mayor a 25 años cumplidos hasta el 31 de diciembre de 2018. El plan contempló el pago de las indemnizaciones de ley, incluyendo el preaviso y la multa equivalente al 40% del Fondo de Ahorro Laboral (“FGTS”) a cuenta del trabajador, además de otras retribuciones. No se contempló el pago de primas adicionales.

Un total de 559 empleados se acogieron al “PDVP 2019” a un costo de R\$65.596, el cual fue reconocido en los resultados del cuarto trimestre de 2018.

Relanzamiento del plan de bajas voluntarias incentivadas “PDVP 2019”

En marzo de 2019, la Dirección de la Compañía relanzó el “PDVP 2019”, cuyo plazo de adhesión estuvo vigente del 1 al 10 de abril de 2019. Los requisitos para la adhesión fueron modificados, aunque se mantuvieron las mismas condiciones financieras.

Compras de energía eléctrica

Los gastos derivados de las compras de energía eléctrica para reventa se situaron en R\$2.508.133 en los tres últimos meses de 2018, un 22,45% menos que los R\$3.234.084 contabilizados en el mismo periodo del ejercicio anterior. Este resultado obedece principalmente a la reducción del 41,80% en los gastos derivados de compras de energía eléctrica en subastas en el ámbito del mercado regulado: R\$787.752 entre octubre y diciembre de 2018, frente a 3 R\$1.353.632 en el mismo periodo de 2017. En 2017, se produjo un mayor despacho de generación térmica debido al bajo nivel de los embalses hidroeléctricos, con el consecuente aumento de los costos de compras de combustible para la generación de electricidad por dichas plantas.

25

	4T 2018	4T 2017	Var. (%)
Energía eléctrica producida por Itaipú Binacional	343.216	309.751	10,80
Contratos por cuotas de energía asegurada	178.277	117.286	52,00
Cuotas de las plantas nucleares de Angra I y Angra II	66.711	60.944	9,46
Compras de energía eléctrica en el mercado <i>spot</i> (CCEE)	155.360	317.341	(51,04)
Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía (PROINFA)	85.002	76.831	10,64
Contratos bilaterales	126.304	114.676	10,14
Compras de energía eléctrica por medio de subastas en el mercado regulado	787.752	1.353.632	(41,80)
Compras de energía eléctrica en el mercado liberalizado	1.005.740	1.197.313	(16,00)
Créditos por concepto de los impuestos PIS-PASEP y COFINS	(240.229)	(313.690)	(23,42)
	2.508.133	3.234.084	(22,45)

Provisiones

Las provisiones se redujeron un 78,08% entre los periodos comparados, situándose en R\$64.650 a 31 de diciembre de 2018, frente a los R\$294.875 contabilizados a 31 de diciembre de 2017. Este resultado obedece principalmente a los factores siguientes:

- En 2017 se efectuaron provisiones por contingencias laborales significativas como consecuencia de la revisión de las pérdidas estimadas con respecto a demandas en las que se cuestionaba, entre otros aspectos, la base de cálculo de los complementos salariales de peligrosidad, la externalización o subcontratación de trabajadores para el ejercicio de las actividades-fin de la Compañía, y la responsabilidad subsidiaria / solidaria de la Compañía en querellas laborales. Sin embargo, en 2018 el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) estableció una nueva jurisprudencia mediante la cual se considera legal la eliminación de la separación

entre actividades-medio y actividades-fin, autorizando la externalización no restringida de trabajadores para el ejercicio de cualquier actividad empresarial. En virtud de ello, la Compañía procedió a revaluar las estimaciones de pérdida con respecto a diversas demandas legales acerca de esta cuestión, con la consecuente reducción de los importes anteriormente provisionados.

- Las provisiones también se redujeron como consecuencia de una disminución del valor razonable fijado para las opciones de venta (*put*) sobre las participaciones de la Compañía en las sociedades Parati, S.A. – Participações em Ativos de Energia Elétrica, Rio Minas Energia Participações, S.A. (RME), Luce Empreendimentos e Participações, S.A. (Lepsa) y SAAG Investimentos, S.A., adquiridas entre 2017 y 2018, mediante las cuales la Compañía canceló todos los compromisos asumidos con los accionistas de dichas sociedades en relación con el ejercicio de las opciones de venta de sus participaciones.

El movimiento producido en el valor de las opciones de venta durante los ejercicios 2018 y 2017 ha sido el siguiente:

	Consolidado
Saldo a 31 de diciembre de 2016	1.149.881
Cambio en el valor razonable	187.568
Baja como consecuencia del ejercicio de la <i>put</i> (1ª etapa)	(830.217)
Saldo a 31 de diciembre de 2017	507.232
Cambio en el valor razonable	152.146
Baja como consecuencia del ejercicio de la <i>put</i> (2ª etapa)	(659.378)
Saldo a 31 de diciembre de 2018	-

Las opciones de venta se valoraron a valor razonable utilizando el modelo de valoración de Black-Scholes-Merton (“BSM”), considerando el precio de ejercicio; el precio de cierre de las acciones; el tipo de interés libre de riesgo; la volatilidad del precio del activo objetivo; y tiempo expresado en años hasta el vencimiento de la opción.

MOROSIDAD

El desempeño de la economía brasileña en 2018 fue marcado por la inestabilidad del mercado financiero, además del lento proceso de recuperación de la actividad económica.

La evolución del PIB presentó una mejora con respecto a 2017, pese a que el margen de aceleración de principios del año fue revertido tras el agudo choque de oferta adverso causado por la huelga de los transportistas en mayo. El índice de confianza del empresario y la expectativa del consumidor también han mejorado. El paro es aún elevado, aunque hubo una reducción de dos puntos porcentuales con respecto a 2017.

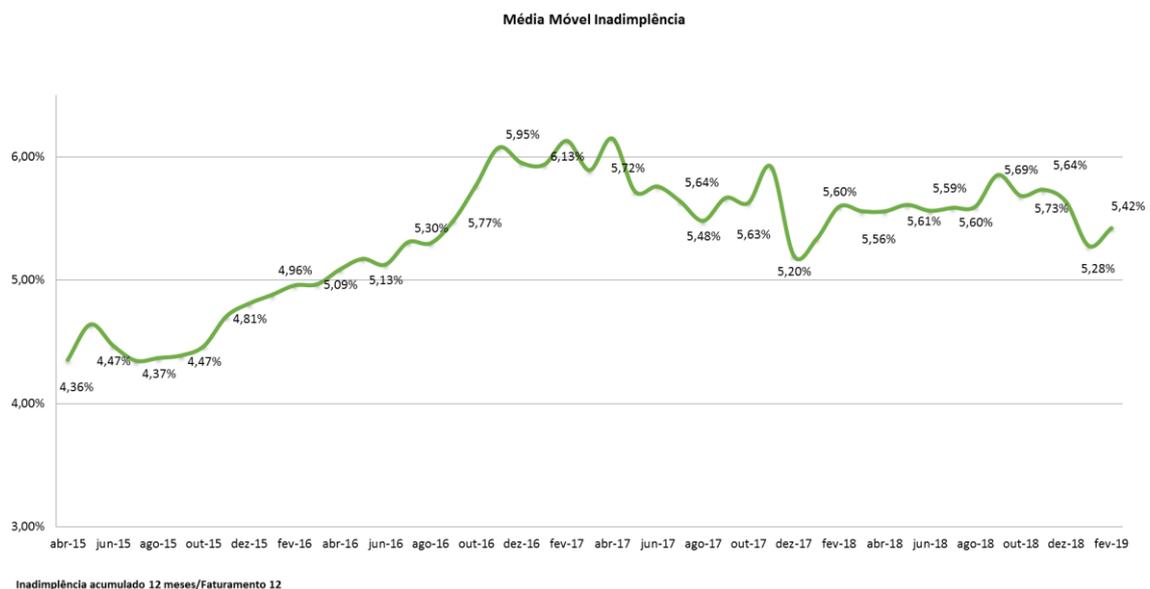
Para atajar el nivel histórico de incumplimiento, Cemig redobló sus acciones hacia sus clientes morosos con el fin de recuperar las pérdidas de ingresos. En consecuencia, desde diciembre de 2016 no se reportan incrementos considerables en los niveles de morosidad, lo cual apunta a un mayor control de los índices. En el grupo residencial o doméstico, que representa la mayor parte del mercado a tarifa, la morosidad en 2018 se redujo un 7,6% con respecto a 2017, y un 11,6% con respecto a 2016, señalando una tendencia de caída más consistente en el nivel de incumplimiento general.

La Compañía utiliza diversas herramientas de comunicación y estrategias de cobro con el fin de evitar el aumento de los niveles de impago. Entre las medidas adoptadas están los contactos telefónicos, el envío de correos electrónicos, mensajes cortos de texto (SMS) y cartas de cobro, la inscripción de los clientes morosos en los registros oficiales de deudores, el cobro judicial y principalmente el corte del suministro eléctrico. La Resolución N° 414 del regulador ANEEL permite que el corte se efectúe después de 15 días de la recepción del correspondiente aviso por parte del consumidor en mora. Cabe señalar que la Compañía puso en marcha un plan robusto a lo largo de 2018, y gracias a un presupuesto adicional aprobado por la Junta Directiva para afrontar la morosidad, fue posible realizar más de 1.340.000 cortes en los diversos grupos de consumo. Este fue el mayor volumen de cortes realizados por la Compañía en un año.

Además de estas herramientas de cobro, en 2018 se lanzó una campaña en la que se brindaron condiciones especiales de negociación y renegociación de adeudos a los clientes de baja tensión, hospitales y administraciones públicas.

La intensificación de las acciones de cobro y corte del suministro eléctrico permitieron a la Compañía lograr buenos resultados en términos de reducción de los índices de morosidad en el año 2018, y se espera que los mismos seguirán reduciéndose aún más en los próximos años.

Morosidad (Media móvil)



Compras de gas natural

Los gastos derivados de las compras de gas natural para reventa ascendieron a R\$340.182 entre octubre y diciembre de 2018, frente a los R\$280.762 contabilizados en el mismo periodo del ejercicio anterior, lo que representa un incremento del 21,16%. Esta variación se deriva fundamentalmente de la reducción del volumen de compras: 242.953 m³ en los tres últimos meses de 2018, frente a 330.341 m³ en el mismo periodo de 2017. En 2018, el precio del gas fue fuertemente impactado por la variación de los tipos de cambio.

RESULTADO DE ENTIDADES VALORADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

En el cuarto trimestre de 2018, la Compañía registró una pérdida neta por importe de R\$27.563 derivada de la contabilización de inversiones por el método de la participación o puesta en equivalencia, frente a una pérdida neta por este concepto por importe de R\$231.560 en el mismo periodo de 2017. Este resultado obedece principalmente a las menores pérdidas incurridas por la participada Renova Energia, S.A. entre los periodos comparados: R\$106.100 a cierre de diciembre de 2018, frente a R\$340.201 a cierre de diciembre de 2017.

INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El resultado financiero neto entre los tres últimos meses de 2018 fue de ingresos financieros por importe de R\$668.848, frente a gastos financieros por importe de R\$274.665 en el mismo periodo del ejercicio anterior. En la comparación entre el resultado financiero del cuarto trimestre de 2018 y 2017 hay que tener en cuenta los factores siguientes:

- Aumento del 36,67% en los ingresos procedentes de recargos por mora sobre las facturas de electricidad: R\$92.373 en el cuarto trimestre de 2018, frente a R\$67.588 en el mismo periodo del ejercicio anterior. Este resultado obedece fundamentalmente a los efectos de la renegociación de adeudos de la administración pública estatal, con el consecuente reconocimiento de intereses devengados y ajustes por inflación.
- Reconocimiento en el cuarto trimestre de 2018 de una ganancia por importe de R\$570.454, procedente de una operación de cobertura relacionada con las emisiones de eurobonos de Cemig GT. El ajuste a valor razonable de la cobertura ha sido impactado positivamente por una reducción de la curva de interés en comparación con la variación del tipo de cambio del dólar estadounidense. La

ganancia registrada debe analizarse junto con las ganancias/pérdidas derivadas de la variación cambiaria de los eurobonos.

- Reconocimiento en 2018 de un ingreso por importe de R\$56.320, relativo a recargos sobre créditos con partes relacionadas o vinculadas, de los cuales el importe de R\$38.943 se deriva de los términos y condiciones establecidos en la adenda al acuerdo de renegociación de deuda y compromiso de pago suscrita entre la participada Renova Energia, S.A. y Cemig GT. Para más información, véase el Hecho Relevante disponible en: http://cemig.foinvest.com.br/ptb/17266/Fato%20Relevante_Renova_Renegociacao_Dividas_por.pdf

- Ganancia procedente de diferencias de cambio por importe de R\$199.104 en el cuarto trimestre de 2018, en virtud de las emisiones de eurobonos de Cemig GT en diciembre de 2017 y julio de 2018 por importe de US\$1.000 millones (3.200 millones de reales) y US\$500 millones (1.900 millones de reales), respectivamente.

- Contabilización de un ingreso por importe de R\$76.896 en el cuarto trimestre de 2018, procedente de una actualización financiera en el ámbito del procedimiento de arbitraje llevado a cabo por Cemig GT contra la sociedad Energimp, S.A. La deuda de Energimp, S.A. con Cemig GT tuvo su origen en el incumplimiento del plazo de entrada en operación de tres parques eólicos en febrero de 2009. En función de ese retraso, se determinó un ajuste en el precio original de adquisición seguido de las debidas actualizaciones financieras y compensaciones por medio de un procedimiento arbitral conducido ante la Cámara de Arbitraje, que emitió su sentencia el 30 de mayo de 2017. Con fecha 20 de diciembre de 2018, las partes culminaron la eliminación de sus participaciones cruzadas en los parques eólicos, el cual consistió en la adquisición por Cemig GT del 51% de la participación poseída por Energimp, S.A. en las eólicas Central Eólica Praias de Parajuru, S.A. y Central Eólica Volta do Rio, S.A., que se convirtieron así en filiales íntegramente participadas por Cemig GT. Por su parte, Energimp, S.A. se hizo con la totalidad de

las acciones de la eólica Central Eólica Praia do Morgado, S.A., al adquirir el 49% de la participación poseída por Cemig GT en dicha eólica.

- Contabilización de un ingreso financiero por importe de R\$26.843 en el cuarto trimestre de 2018, debido a la actualización financiera sobre los saldos de la cuenta “CVA” (costos no controlables) por la tasa Selic, el tipo de interés de referencia de la economía brasileña. Este resultado es consecuencia fundamentalmente del mayor saldo de activos netos registrado entre octubre y diciembre de 2018 en comparación con el mismo periodo del ejercicio anterior.

EBITDA³

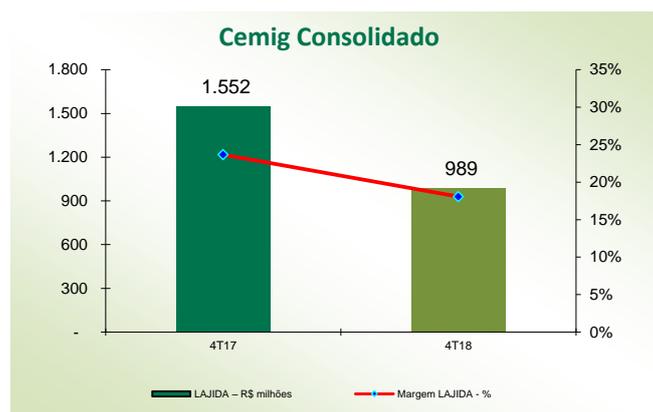
El EBITDA consolidado de la Compañía disminuyó un 36,29% en el cuarto trimestre de 2018 con respecto al mismo periodo de 2017. Esta reducción se deriva principalmente de la reversión por importe de R\$619.297 en concepto de prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales a 31 de diciembre de 2017, como consecuencia de modificaciones en el seguro de vida. En línea con la reducción del EBITDA, el margen de EBITDA disminuyó entre los periodos comparados hasta situarse en un 18,07% en el cuarto trimestre de 2018, frente al margen del 23,67% alcanzado en el mismo periodo del ejercicio anterior.

EBITDA (Millones de Reales brasileños)	4T 2018	4T 2017	%	2018	2017	%
Beneficio neto atribuido a los accionistas de control	1.002.368	604.414	65,84	1.700.099	1.001.596	69,74
+ Gastos por impuestos (IRPJ y CSLL)	311.010	439.666	(29,26)	599.124	644.260	(7,01)
+ Gastos por impuestos (IRPJ y CSLL) derivados de operaciones interrumpidas: activos de telecomunicaciones	128.627	-	-	128.627	-	-
+ Resultado financiero, neto	(668.848)	274.665	-	518.482	996.551	(47,97)
+ Amortizaciones y pérdidas por deterioro	215.489	232.985	(7,51)	834.593	849.768	(1,79)
= EBITDA	988.646	1.551.730	(36,29)	3.780.925	3.492.175	8,27

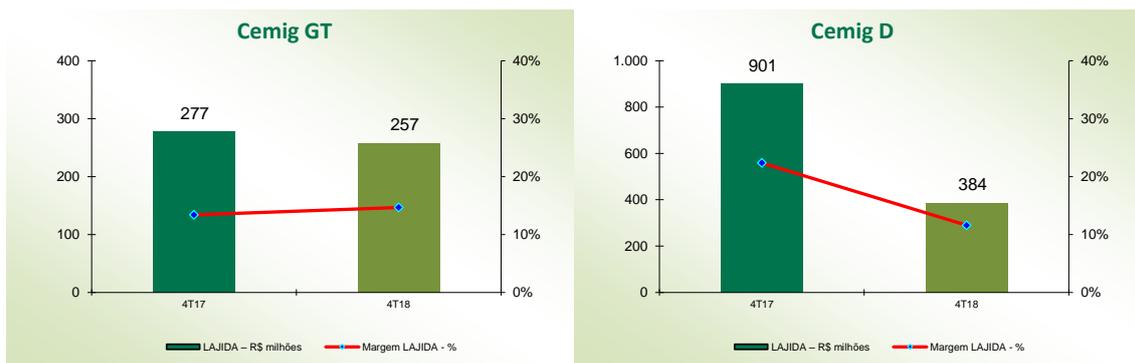
EBITDA (“Lajida”) Y MARGEN

4T 2018 Y 4T 2017

(Millones de Reales brasileños) (%)

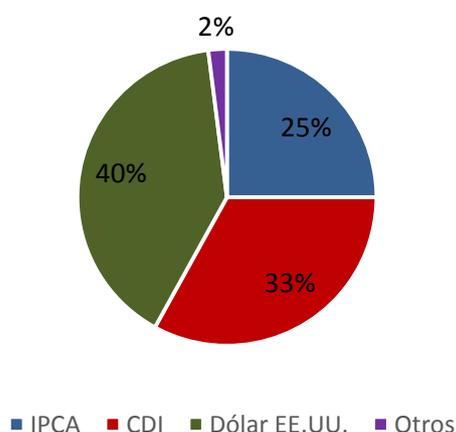


³ N.T. El EBITDA («Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization») [acrónimo en inglés para beneficio antes de intereses, impuestos y amortizaciones] es el resultado de explotación obtenido por una compañía antes de aplicar los correspondientes impuestos y tasas fiscales, los intereses y las amortizaciones a los que debe hacer frente. Este indicador informa al inversor sobre la capacidad que tiene una compañía para generar recursos a través de su actividad ordinaria. El EBITDA es una medida no contable adoptada por la Compañía y conciliada con sus estados financieros con arreglo a lo dispuesto en el Oficio Circular/CVM/SNC/SEP Nº 01/2007 y en la Instrucción CVM Nº 527 de 4 de octubre de 2012. El EBITDA es una medida que no forma parte de los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Brasil (PCGA) o de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), y por lo tanto no tiene un significado estandarizado y puede no ser comparable con medidas similares suministradas por otras compañías. El EBITDA no debe considerarse de forma aislada o como un sustituto al beneficio neto, como un indicador de rendimiento operativo o de flujos de efectivo, ni tampoco como un indicador de liquidez o de capacidad de pago de la deuda.

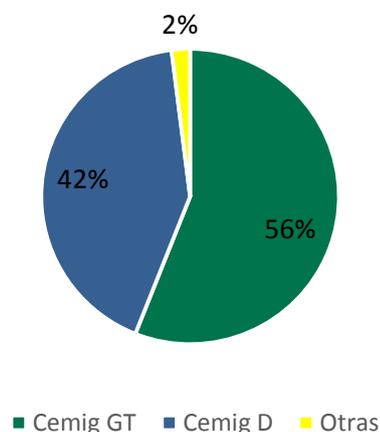


ENDEUDAMIENTO

Estructura de la deuda



Participación en la deuda

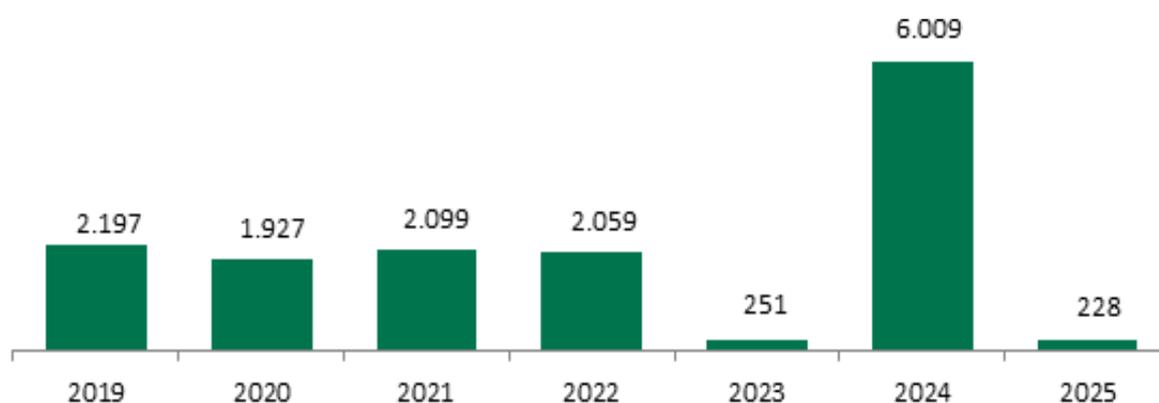


La deuda total consolidada de Cemig a 31 de diciembre de 2018 ascendió a 14.771.828 reales, un 2,60% más que la cifra registrada a 31 de diciembre de 2017.

En julio de 2018, la filial Cemig GT efectuó la liquidación en efectivo de la reapertura de sus eurobonos emitidos en diciembre de 2017, consistente en una colocación por importe de 500 millones de dólares estadounidenses (1.900 millones de reales), con cupón semestral del 9,25% anual y amortización del principal en diciembre de 2024. Juntamente con la liquidación en efectivo, se llevó a cabo una operación de cobertura que abarca todo el periodo de vida de la emisión a través de una combinación de

opción *call spread*⁴ del principal de la deuda –en el que Cemig GT está protegida del riesgo de tipo de cambio dentro del rango entre 3,85 reales por dólar y 5,00 reales por dólar– y *swap* de la totalidad de los intereses, cambiando así el cupón del 9,25% anual por un tipo equivalente al 125,52% de la variación de los certificados de depósito interbancario (CDI), lo que representa una significativa mejora respecto de la cobertura de la emisión original, cuyo tipo equivalente se fijó en un 150% de la variación del CDI. Los fondos netos obtenidos de la emisión se destinaron a la cancelación de deudas con vencimiento a corto plazo y de costo medio más elevado, con el fin de mejorar el perfil de la deuda y reducir los gastos financieros de Cemig GT.

Calendario de vencimientos de deuda a 31 de diciembre de 2018 (Cifras en millones de Reales brasileños)



	A 31.12.2018	A 31.12.2017	(%)
Cemig			
Deuda total	14.771.828	14.397.697	2,60
Deuda neta	13.068.790	12.279.303	6,43
Cemig GT			
Deuda total	8.198.912	8.320.163	-1,46
Deuda neta	7.713.870	7.381.202	4,51
Cemig D			
Deuda total	6.263.408	5.682.691	10,22
Deuda neta	5.347.136	4.851.213	10,22

⁴ N.T. Producto de cobertura en el que el cliente se protege de la subida del tipo de cambio con la compra de una *call* pero limita su ganancia mediante la venta de otra *call* con un *strike* mayor (techo).

COMPROMISOS FINANCIEROS (COVENANTS)⁵: EUROBONOS

Durante todo el periodo de vigencia de la emisión de eurobonos, el *holding* Cemig y la filial Cemig GT darán a conocer el cálculo de cada componente de los compromisos financieros (*covenants*) convenidos en el ámbito de la emisión: EBITDA, Deuda Neta y Deuda Total Garantizada, además de los ratios financieros Deuda Neta sobre EBITDA y Deuda Total Garantizada sobre EBITDA.

Periodo de 12 meses (Millones de Reales brasileños)	A 31.12.2018	
	Cemig GT	Cemig H
Beneficio (pérdida) neto del ejercicio	825	1.906
Resultado financiero, neto	375	1.181
Impuestos (IRPJ y CSLL)	420	747
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	193	1.406
EBITDA	1.813	5.240
(-) Resultado de participaciones minoritarias	352	189
(-) Variaciones en el importe de las obligaciones derivadas de opciones de venta (<i>put</i>)	108	156
(-) Resultado no operativo (incluye toda y cualquier ganancia procedente de la venta de activos y cualquier baja o deterioro de activos)	106	134
(+) Gastos y cargas no monetarias, siempre que sean no recurrentes	-	-
(-) Créditos y ganancias que incrementen el beneficio neto, siempre que sean no recurrentes	(80)	119
(+) Cualquier pago en efectivo realizado sobre una base consolidada durante el periodo, y que se derive de cargas no monetarias incluidas nuevamente a efectos de determinar el EBITDA de cualquier periodo anterior	-	-
(+) Gastos derivados de la adhesión al "Plan de Regularización de Créditos Fiscales" ("PRCT"), implementado en el tercer trimestre de 2017 por el Gobierno del Estado de Minas Gerais	-	-
(-) Ingresos no monetarios derivados de compensaciones por los activos de generación y transporte de electricidad	(306)	(306)
(+) Dividendos en efectivo recibidos de participaciones minoritarias (de conformidad con lo registrado en el estado de flujos de efectivo)	108	313
(-) Ajuste monetario de cánones de concesión	(321)	(321)
(+) Entradas de efectivo derivadas de cánones de concesión	250	250
(+) Entradas de efectivo derivadas de los ingresos de transporte de electricidad destinadas a cubrir el costo de capital	249	249
(+) Entradas de efectivo derivadas del pago de compensaciones por los activos de generación eléctrica, siempre que el importe no exceda del 30% de la suma correspondiente a las cláusulas (i) de esta definición de EBITDA	932	1.139
EBITDA	3.211	7.162
Deuda consolidada	8.199	24.800
(+) Deuda pactada con la entidad gestora de fondos de pensiones Forluz	233	1.029
(+) Responsabilidad pasiva sobre cualquier obligación derivada de opciones de venta (<i>put</i>)	433	433
(-) Importes depositados en una cuenta garantía especial destinada a satisfacer cualquier obligación derivada de opciones de venta (<i>put</i>)	-	-
(-) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes, más instrumentos de renta fija y variable consolidados y registrados como activos corrientes	(464)	(3.278)
Deuda Neta	8.401	22.984 (2)
Ratio Deuda Neta / EBITDA	2,62	3,21
Límite del ratio Deuda Neta / EBITDA (1)	5,00	4,25
Deuda Total Garantizada		7.244
EBITDA		7.162
Ratio Deuda Total Garantizada / EBITDA		1,01
Límite del ratio Deuda Total Garantizada / EBITDA (1)		1,75

(1) El cumplimiento de los ratios establecidos para los compromisos financieros (*covenants*) se revisa cada periodo de seis meses, de diciembre a junio de cada año.

(2) Cemig + Light - proforma.

⁵ N.T. *Covenants* son compromisos asumidos por el prestatario de comportarse de una determinada manera (representada habitualmente mediante una serie de ratios financieros), en el marco de contratos de financiación.

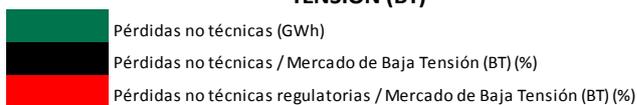
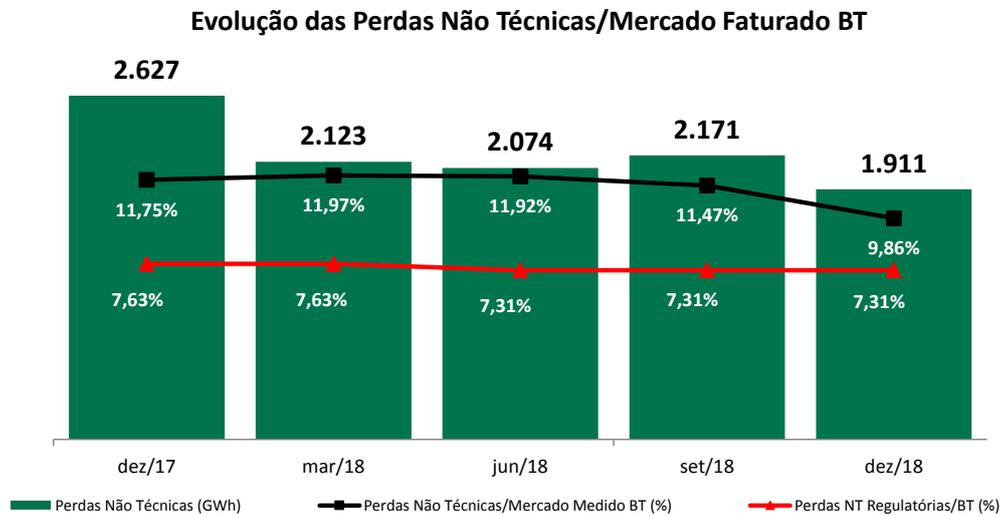
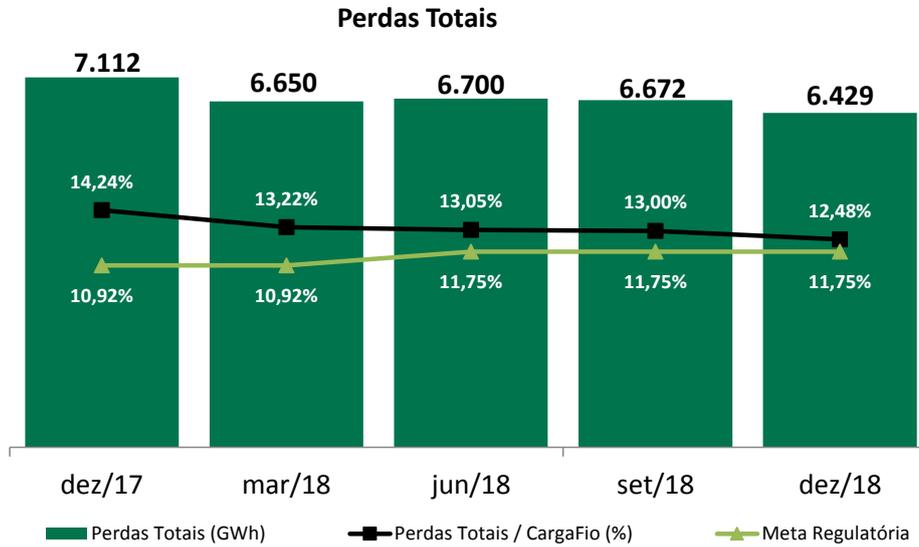
INFORMACIÓN FINANCIERA POR SEGMENTOS DE EXPLOTACIÓN A 31 DE DICIEMBRE DE 2018

	ENERGÍA ELÉCTRICA			GAS NATURAL	TELECOMUNICACIONES (1)	OTROS NEGOCIOS (1)	ELIMINACIÓN DE OPERACIONES INTRAGRUPPO
	GENERACIÓN (1)	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN (1)				
ACTIVOS DEL SEGMENTO	14.670.719	3.862.238	37.840.059	1.822.176	9.584	2.606.857	(956.960)
INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS	4.055.190	1.162.879	-	-	-	16.509	-
ADICIONES AL SEGMENTO	558.649	-	129.602	91	8.646	195	-
ADICIONES AL ACTIVO DE CONTRATO	-	95.712	726.713	70.228	-	-	-
OPERACIONES CONTINUADAS							
IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	6.374.319	675.656	13.756.860	1.618.942	-	133.704	(293.264)
COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS							
Compras de energía eléctrica	(3.917.436)	-	(7.237.526)	-	-	(2)	70.770
Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico	(216.413)	-	(1.463.469)	-	-	-	200.468
Compras de gas natural	-	-	-	(1.238.085)	-	-	-
Total	(4.133.849)	-	(8.700.995)	(1.238.085)	-	(2)	271.238
GASTOS DE EXPLOTACIÓN							
Gastos de personal	(229.871)	(108.125)	(965.345)	(59.812)	(17.854)	(29.484)	-
Participación en beneficios (empleados y administradores)	(10.278)	(6.651)	(50.506)	-	351	(9.677)	-
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	(45.619)	(26.716)	(224.041)	-	-	(40.629)	-
Materiales	(38.516)	(5.059)	(57.526)	(1.802)	(1.209)	(325)	21
Servicios exteriores	(123.462)	(40.338)	(880.318)	(20.472)	(8.707)	(29.517)	15.405
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(164.158)	-	(594.922)	(73.505)	(1.291)	(717)	-
Provisiones (reversión de provisiones) y ajuste por pérdidas operativas	(106.697)	(11.526)	(332.200)	1.516	605	(18.466)	-
Costos de construcción de infraestructuras	-	(95.712)	(756.964)	(44.814)	-	-	-
Otros (gastos) ingresos de explotación, netos	(64.961)	(16.906)	(203.352)	(12.884)	(3.218)	(108.878)	6.600
Total	(783.562)	(311.033)	(4.065.174)	(211.773)	(31.323)	(237.693)	22.026
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	(4.917.411)	(311.033)	(12.766.169)	(1.449.858)	(31.323)	(237.695)	293.264
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(352.389)	230.406	33.655	-	(763)	(14.458)	-
Revalorización de participaciones anteriores en entidades adquiridas	79.693	-	(52.186)	-	-	(146.624)	-
Ajustes por deterioro de valor de inversiones realizadas en participadas	(127.427)	-	-	-	-	-	-
Resultado de explotación antes del resultado financiero e impuestos	1.056.785	595.029	972.160	169.084	(32.086)	(265.073)	-
Ingresos financieros	1.112.547	60.959	433.976	83.537	1.223	13.437	-
Gastos financieros	(1.536.595)	(4.507)	(620.874)	(37.649)	(4.871)	(19.665)	-
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	632.737	651.481	785.262	214.972	(35.734)	(271.301)	-
Impuestos (IRPJ y CSLL) corrientes y diferidos	(276.236)	(122.073)	(216.737)	(53.288)	11.500	57.710	-
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	356.501	529.408	568.525	161.684	(24.234)	(213.591)	-
OPERACIONES INTERRUMPIDAS							
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas (nota 33)	12.253	-	61.239	-	289.928	-	-
RESULTADO DEL EJERCICIO	368.754	529.408	629.764	161.684	265.694	(213.591)	-
Resultado del ejercicio atribuido a:							
Accionistas de control	360.938	529.408	598.84	160.923	265.694	(215.704)	-
Intereses minoritarios (nota 27)	7.816	-	30.924	761	-	2.113	-
	368.754	529.408	629.764	161.684	265.694	(213.591)	-

(1) Ciertos activos de los segmentos de generación y distribución de energía eléctrica, telecomunicaciones y otros negocios fueron reclasificados como mantenidos para la venta en el ejercicio 2018. Los ingresos y gastos correspondientes a estos segmentos se presentan de forma separada entre el resultado procedente de operaciones continuadas y el resultado procedente de operaciones interrumpidas.

ANEXOS

PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

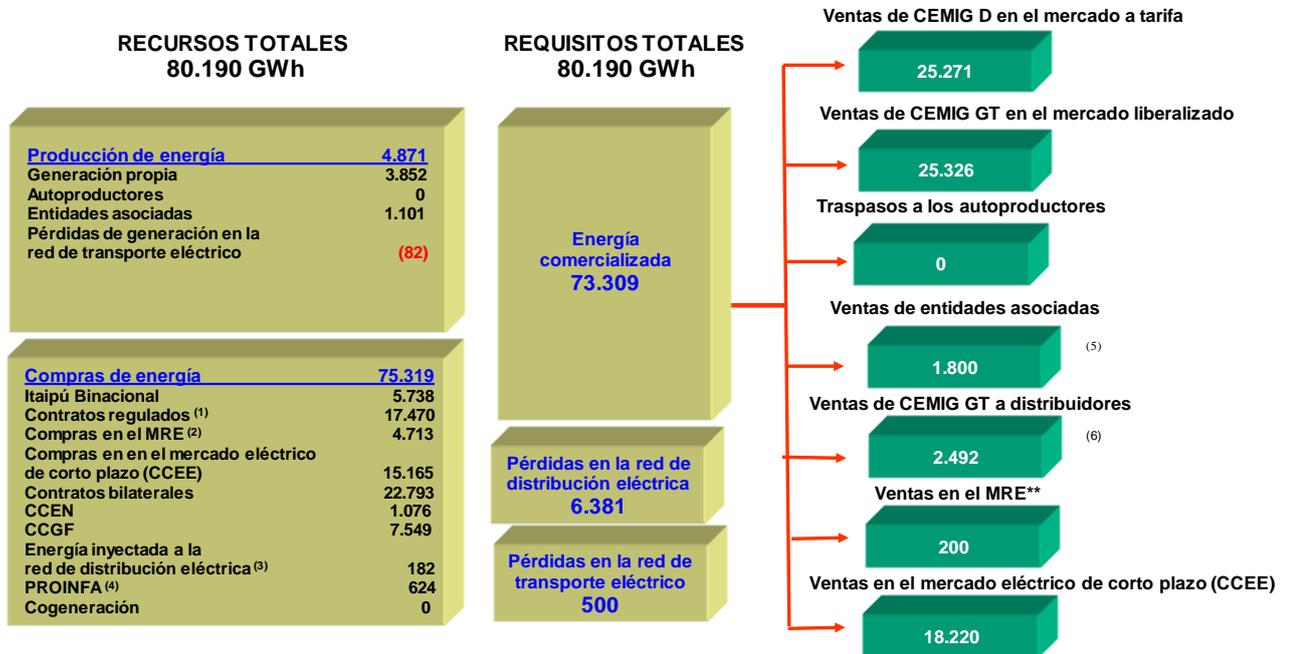


PROGRAMA DE INVERSIONES (CapEx)

Concepto (Cifras en millones de Reales brasileños)	2018 (Ejecutado)
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	268
Programa de inversión	32
Aportaciones de capital	236
Aliança Norte Energia Participações, S.A.	44
Guanhães Energia, S.A.	60
Amazônia Energia Participações, S.A. (Belo Monte)	71
Usina Hidrelétrica Itaocara , S.A.	5
Madeira Energia, S.A. (Mesa)	25
Madeira Energia, S.A. – SAAG Investimentos, S.A.	26
Parques eólicos Cemig GT	5
TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD	99
Programa de inversión	99
DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD (Cemig D)	823
Programa de inversión	823
Cemig Holding	
Aportaciones de capital	668
Rio Minas Energia Participações, S.A. (RME)	659
Efficientia, S.A.: generación distribuida	9
TOTAL	1.858

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MERCADO FACTURADO)

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Enero a diciembre de 2018
GRUPO CEMIG (entidades consolidadas por integración global)



Comprende el balance de energía eléctrica de las empresas: Cemig D, Cemig GT, Cemig PCH, Horizontes, Rosal, Sá Carvalho y entidades con cometido especial (ECE). No incluye las transacciones entre dichas empresas.

1. Compras por medio de contratos de comercialización de energía eléctrica en el mercado regulado (CCEE) y en la subasta eléctrica de ajuste.
2. Mecanismo de Reasignación de Energía**.
3. Energía generada e inyectada a la red de distribución eléctrica (incluye micro generación distribuida).
4. Programa de incentivo a las fuentes alternativas de energía eléctrica.
5. Contratos bilaterales: Cemig GT, Sá Carvalho, Horizontes, Rosal, Cemig PCH y entidades con cometido especial (ECE).
6. Ventas de Cemig GT en el mercado regulado (ACR).

** N.T. El MRE se deriva del hecho de que el sistema brasileño tiene la complejidad de ser mayoritariamente hidráulico y de tener muchas centrales en cascada, por lo que la operación de una impacta en los niveles de las reservas aguas abajo. Además del riesgo hidrológico, el hecho de que el despacho sea centralizado hace que los generadores estén expuestos a las decisiones del operador del sistema, ya que no pueden manejar el nivel de sus embalses de acuerdo a sus contratos. El MRE busca mitigar los problemas relacionados con el riesgo individual asociado a las plantas hidráulicas. Se trata de un sistema de distribución del riesgo hidrológico por el que se establece que los generadores hidráulicos no serán remunerados por la energía que produzcan, sino por la energía asegurada que tengan. La denominada "energía asegurada" corresponde a la producción que puede ser sostenida a lo largo del tiempo, una vez considerados los posibles flujos hidrológicos. La energía asegurada de cada planta hidroeléctrica será la fracción a ella asignada de la energía asegurada del sistema, la cual constituirá el límite de contratación determinado para los generadores hidroeléctricos participantes del sistema.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Enero a diciembre de 2018
CEMIG Distribución



1. Compras por medio de contratos de energía de comercialización de energía eléctrica en el mercado regulado (CCEAR) y en la subasta de ajuste.
2. Programa de incentivo a las fuentes alternativas de energía eléctrica.
3. Plantas de biomasa Coruripe y Delta, termoeléctrica Caeté/Volta Grande, hidroeléctrica Ponte de Pedra e hidroeléctrica Capim Branco.
4. Compras de energía no modelada en el mercado eléctrico de corto plazo (CCEE) y otras inyecciones (incluye micro generación distribuida).
5. Pérdidas técnicas y no técnicas atribuidas al mercado a tarifa y a la energía transportada por la red de distribución eléctrica.
6. Pérdidas técnicas y no técnicas atribuidas al mercado a tarifa y a la energía transportada por la red de distribución eléctrica.
7. Mercado a tarifa y contratos de energía de comercialización de energía eléctrica en el mercado regulado (CCEAR).

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Enero a diciembre de 2018
CEMIG Generación



** N.T. El MRE se deriva del hecho de que el sistema brasileño tiene la complejidad de ser mayoritariamente hídrico y de tener muchas centrales en cascada, por lo que la operación de una impacta en los niveles de las reservas aguas abajo. Además del riesgo hídrico, el hecho de que el despacho sea centralizado hace que los generadores estén expuestos a las decisiones del operador del sistema, ya que no pueden manejar el nivel de sus embalses de acuerdo a sus contratos. El MRE busca mitigar los problemas relacionados con el riesgo individual asociado a las plantas hídricas. Se trata de un sistema de distribución del riesgo hídrico por el que se establece que los generadores hídricos no serán remunerados por la energía que produzcan, sino por la energía asegurada que tengan. La denominada "energía asegurada" corresponde a la producción que puede ser sostenida a lo largo del tiempo, una vez considerados los posibles influjos hídricos. La energía asegurada de cada planta hidroeléctrica será la fracción a ella asignada de la energía asegurada del sistema, la cual constituirá el límite de contratación determinado para los generadores hidroeléctricos participantes del sistema.

PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

PLANTA	SOCIEDAD	TIPO	PARTICIPACIÓN CEMIG (%)	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	ENERGÍA ASEGURADA (MW medios)	EXPIRACIÓN
Usina	Empresa	Tipo	Participação Cemig	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (Mw médio)	Vencimento
Emborcação	CEMIG GT	UHE	100,00%	1.192,00	499,70	23-jul-25
Belo Monte	Norte	UHE	12,91%	976,52	589,93	26-ago-45
Santo Antônio	SAE	UHE	18,13%	646,90	439,45	12-jun-43
Nova Ponte	CEMIG GT	UHE	100,00%	510,00	270,10	23-jul-25
Irapé	CEMIG GT	UHE	100,00%	399,00	207,90	28-fev-35
Três Marias	CEMIG G. TRÊS MARIAS	UHE	100,00%	396,00	71,70	4-jan-46
Nilo Peçanha	Light Energia	PCH	48,86%	185,69	163,05	4-jun-26
Aimorés	ALIANÇA	UHE	45,00%	148,50	81,86	20-dez-35
Igarapé	CEMIG GT	UTE	100,00%	131,00	71,30	13-ago-24
Salto Grande	CEMIG G. SALTO GRANDE	UHE	100,00%	102,00	22,50	4-jan-46
Amador Aguiar I	ALIANÇA	UHE	39,32%	94,36	60,70	29-ago-36
Ilha dos Pombos	Light Energia	PCH	48,86%	91,46	53,41	4-jun-26
Queimado	CEMIG GT	UHE	82,50%	86,63	56,02	2-jan-33
Amador Aguiar II	ALIANÇA	UHE	39,32%	82,56	51,78	29-ago-36
Funil	ALIANÇA	UHE	45,00%	81,00	38,07	20-dez-35
Sá Carvalho	Sá Carvalho S.A	UHE	100,00%	78,00	56,10	1-dez-24
Fontes Nova	Light Energia	PCH	48,86%	64,49	48,28	4-jun-26
Rosal	Rosal Energia S. A	UHE	100,00%	55,00	29,10	8-mai-32
Itutinga	CEMIG G. ITUTINGA	UHE	100,00%	52,00	8,40	4-jan-46
Igarapava	ALIANÇA	UHE	23,69%	49,75	31,80	30-dez-28
Pereira Passos	Light Energia	PCH	48,86%	48,81	23,70	4-jun-26
Baguari	BAGUARI ENERGIA	UHE	34,00%	47,60	28,80	15-ago-41
Camargos	CEMIG G. CAMARGOS	UHE	100,00%	46,00	6,30	4-jan-46
Volta do Rio	CEMIG GT	EOL	100,00%	42,00	18,41	26-dez-31
Retiro Baixo	Retiro Baixo Energética SA	UHE	49,90%	40,92	18,26	25-ago-41
Porto Estrela	ALIANÇA	UHE	30,00%	33,60	18,54	10-jul-32
Praias de Parajuru	CEMIG GT	EOL	100,00%	28,80	8,39	24-set-32
Santa Branca	Light Energia	PCH	48,86%	27,39	14,85	4-jun-26
Pai Joaquim	CEMIG PCH S.A	PCH	100,00%	23,00	13,91	1-abr-32
Piau	CEMIG G. SUL	PCH	100,00%	18,01	4,06	4-jan-46
Gafanhoto	CEMIG G. OESTE	PCH	100,00%	14,00	2,00	4-jan-46
Cachoeirão	Hidrelétrica Cachoeirão	PCH	49,00%	13,23	8,02	25-jul-30
Dores de Guanhães	Guahães Energia	PCH	73,92%	10,35	5,28	22-nov-32
Outras	-	-	-	241,15	113,17	-
Total			-	6.057,72	3.134,84	

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

UHE: Gran hidroeléctrica PCH: Pequeña hidroeléctrica EOL: Eólica

* N.T. La "energía asegurada" (o garantía física) de un sistema hidroeléctrico es la máxima carga que puede ser atendida, admitiéndose déficit de afluencias. Es decir: el cálculo de la energía garantizada asume explícitamente el riesgo de haber déficit.

INGRESOS REGULADOS DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD (“RAP”)⁶: Ciclo 2018-2019

Resolución Homologatoria ANEEL N° 2.408/2018 (Ciclo 2018-2019)*			
Ingresos anuales regulados (“RAP”)	“RAP”	% Cemig*	Cemig
Cemig GT	636.554.792	100,00%	636.554.792
Cemig GT	613.825.685	100,00%	613.825.685
Cemig Itajubá	22.729.108	100,00%	22.729.108
Centroeste	18.140.778	51,00%	9.251.797
Taesa	2.603.803.047	21,68%	564.504.501
Novatrans	413.508.982		89.648.747
TSN	279.621.010		60.621.835
ETEO	91.908.539		19.925.771
ETAU	25.248.700		5.473.918
PATESA	26.074.447		5.652.940
GTESA	5.821.869		1.262.181
MUNIRAH	38.039.315		8.246.924
Brasnorte	10.222.969		2.216.340
NTE	125.209.896		27.145.505
STE	85.255.564		18.483.406
ATE I	155.388.531		33.688.233
ATE II	240.249.968		52.086.193
ATE III	119.808.219		25.974.422
EATE	113.603.471		24.629.232
ETEP	25.613.916		5.553.097
ENTE	117.370.143		25.445.847
ECTE	9.417.220		2.041.653
ERTE	26.343.256		5.711.218
STC	18.095.274		3.923.055
Lumitrans	11.114.590		2.409.643
EBTE	35.751.304		7.750.883
ESDE	6.735.387		1.460.232
ETSE	3.828.599		830.040
São Gotardo	5.175.272		1.121.999
Transleste	12.762.885		2.766.994
Transirapé	10.187.862		2.208.728
Transudeste	7.646.872		1.657.842
Mariana	14.678.343		3.182.265
Miracema	62.138.421		13.471.610
Aimorés	37.920.467		8.221.157
Paraguaçu	56.602.538		12.271.430
ESTE	53.611.420		11.622.956
Janaúba	185.421.948		40.199.478
ERB1	140.457.477		30.451.181
EDTE	32.968.372		7.147.543
Light	9.728.156	48,86%	4.753.177
“RAP” TOTAL CEMIG			1.215.064.267

* Importe consolidado equivalente a la participación de Cemig en compañías concesionarias de transporte de electricidad (Reales brasileños).

⁶ N.T. El régimen retributivo de las empresas concesionarias de transporte de electricidad se basa en un modelo de ingresos regulados denominado “Ingreso Anual Permitido”, el cual es revisado cada cuatro años por el regulador ANEEL. En el cálculo del Ingreso Anual Permitido se toman en consideración las inversiones hechas por cada empresa concesionaria, los costos de operación y mantenimiento y una tasa adecuada de retorno. La retribución no se calcula con base en la cantidad de energía transportada, sino en la capacidad puesta a disposición del Sistema Eléctrico Interconectado de Brasil (SIN).

TABLAS CEMIG DISTRIBUIÇÃO, S.A. (CEMIG D) (Cifras expresadas en millones de Reales brasileños)

MERCADO ELÉCTRICO CEMIG D				
Trimestre	Mercado a tarifa	(GWh)		GW
		TUSD ENERGÍA (1)	ETD (2)	TUSD DEMANDA (3)
4T16	6.402	4.409	10.811	30
1T17	6.249	4.274	10.523	30
2T17	6.314	4.287	10.601	30
3T17	6.232	4.586	10.817	31
4T17	6.259	4.591	10.850	31
1T18	6.213	4.637	10.850	31
2T18	6.343	4.873	11.216	30
3T18	6.309	4.870	11.179	30
4T18	6.406	4.906	11.313	31

(1) Es la parte de la energía que se utiliza a efectos de calcular las cargas regulatorias soportadas por los clientes libres por el uso de la red de distribución eléctrica (Paquete "A")

(2) Energía total distribuida

(3) Es la suma de las demandas facturadas en concepto del peaje de distribución eléctrica ("TUSD"), de acuerdo a la demanda contratada (Paquete "B")

Ingresos de Explotación	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
Ingresos procedentes de las ventas a consumidores finales	4.868	4.327	12,5	17.840	16.395	8,8
Ingresos procedentes del peaje de acceso a la red de distribución eléctrica ("TUSD")	629	389	61,7	2.066	1.643	25,7
Garantía concesional de suficiencia tarifaria: cuenta "CVA" (costos no controlables) y otros componentes financieros	190	840	- 77,4	1.973	988	99,7
Ingresos de construcción de infraestructuras	213	339	- 37,2	757	1.045	- 27,6
Otros ingresos de explotación	367	543	- 32,4	1.347	1.418	- 5,0
Subtotal	6.267	6.438	- 2,7	23.983	21.489	11,6
Impuestos y cargas sobre los ingresos	2.954	2.408	22,7	10.226	9.177	11,4
Ingresos de explotación, netos	3.313	4.030	- 17,8	13.757	12.312	11,7

Gastos de Explotación	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
Gastos de personal	295	246	19,9	965	1.123	- 14,1
Participación en beneficios (empleados y directivos)	39	15	-	51	3	1.600,0
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	58	382	-	224	180	-
Materiales	19	11	72,7	58	43	34,9
Servicios exteriores	261	234	11,5	880	785	12,1
Amortizaciones	155	160	- 3,1	595	561	6,1
Provisiones	81	121	- 33,1	332	469	- 29,2
Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico	344	341	0,9	1.463	1.002	46,0
Compras de energía eléctrica	1.541	2.066	- 25,4	7.238	6.783	6,7
Costos de construcción de infraestructuras	213	340	- 37,4	757	1.045	- 27,6
Otros gastos de explotación	78	168	- 53,6	255	408	- 37,5
Total	3.084	3.290	- 6,3	12.818	12.042	6,4

Cuenta de Pérdidas y Ganancias	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
Importe neto de la cifra de negocios	3.313	4.030	(17,79)	13.757	12.312	11,74
Gastos de explotación	3.084	3.290	(6,26)	12.818	12.042	6,44
Resultado de explotación (EBIT)	229	740	(69,05)	939	270	247,78
EBITDA	384	900	(57,33)	1.534	831	84,60
Resultado financiero	4	105	-	187	418	(55,26)
Provisión para impuestos (IRPJ y CSLL) corrientes y diferidos	- 44	- 215	(79,53)	- 217	31	-
Beneficio neto	189	420	(55,00)	535	117	(557,26)

TABLAS CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO, S.A. (CEMIG GT) (Cifras expresadas en millones de Reales brasileños)

Ingresos de Explotación	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
Ingresos procedentes de las ventas a consumidores finales	1.015	1.026	- 1,1	3.954	3.944	0,3
Ingresos procedentes de ventas mayoristas	741	910	- 18,6	2.908	3.244	- 10,4
Ingresos procedentes del uso de la red de transporte eléctrico	146	192	- 24,0	589	519	13,5
Ingresos procedentes de la actualización financiera de la contraprestación pagada a cambio de los derechos de explotación de concesiones hidroeléctricas	75	77	- 2,6	321	317	1,3
Ingresos procedentes de transacciones de energía en el mercado eléctrico a largo plazo ("CCEE")	17	130	- 86,9	185	651	- 71,6
Ingresos de construcción de infraestructuras	83	14	492,9	95	25	280,0
Ingresos procedentes del pago de compensaciones por los activos de transporte eléctrico	42	77	- 45,5	250	373	- 33,0
Ingresos procedentes del pago de compensaciones por los activos de generación eléctrica	- 27	12	-	55	272	- 79,8
Otros ingresos de explotación	72	15	-	127	6	-
Subtotal	2.164	2.423	- 10,7	8.484	9.339	- 9,2
Impuestos y cargas sobre los ingresos	411	352	16,8	1.610	1.552	3,7
Ingresos de explotación, netos	1.753	2.071	- 15,4	6.874	7.787	- 11,7

Gastos de Explotación	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
Gastos de personal	93	82	13,4	332	383	- 13,3
Participación en beneficios (empleados y directivos)	13	5	-	17	1	1.600,0
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	18	121	-	72	59	-
Materiales	10	15	- 33,3	43	24	79,2
Servicios exteriores	51	47	8,5	148	143	3,5
Amortizaciones	39	35	11,4	149	158	- 5,7
Provisiones	39	43	- 9,3	117	150	- 22,0
Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico	45	93	- 51,6	214	350	- 38,9
Compras de energía eléctrica	987	1.179	- 16,3	3.853	4.170	- 7,6
Costos de construcción de infraestructuras	83	14	492,9	96	25	284,0
Otros gastos de explotación	9	85	-	81	126	- 35,7
Total	1.387	1.467	- 5,5	5.122	5.471	- 6,4

Cuenta de Pérdidas y Ganancias	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
Importe neto de la cifra de negocios	1.753	2.071	(15,35)	6.874	7.787	(11,72)
Gastos de explotación	1.387	1.467	(5,45)	5.122	5.471	(6,38)
Resultado de explotación (EBIT)	366	604	(39,40)	1.752	2.316	(24,35)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	- 101	- 361	(72,02)	- 352	- 519	(32,18)
Revalorización de participaciones anteriores en entidades adquiridas	80	-	-	80	-	-
Ajustes por deterioro de valor de inversiones realizadas en participadas	- 127	-	-	- 127	-	-
EBITDA	257	278	(7,55)	1.502	1.955	(23,17)
Resultado financiero	669	- 219	-	377	948	(60,23)
Provisión para impuestos (IRPJ y CSLL) corrientes y diferidos	- 301	- 121	148,76	- 385	- 421	(8,55)
Beneficio neto	633	97	-	591	428	38,08

TABLAS COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG CONSOLIDADO

(Cifras expresadas en millones de Reales brasileños)

Ventas de Energía Eléctrica (GWh)	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
Residencial o doméstico	2.618	2.518	3,97%	10.266	10.008	2,58%
Industrial	4.554	4.598	-0,96%	17.689	17.761	-0,41%
Comercial	2.185	1.926	13,45%	8.380	7.507	11,63%
Rural	837	882	-5,10%	3.615	3.651	-0,99%
Otros	916	884	3,62%	3.573	3.536	1,05%
Subtotal	11.110	10.808	2,79%	43.523	42.463	2,50%
Consumo propio	8	10	-20,00%	41	37	10,81%
Ventas mayoristas	3.223	3.609	-10,70%	11.991	12.777	-6,15%
TOTAL	14.341	14.427	-0,60%	55.555	55.277	0,50%

Ventas de Energía Eléctrica (R\$)	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
Residencial o doméstico	2.390	2.045	16,87%	8.658	7.842	10,41%
Industrial	1.304	1.273	2,44%	4.893	4.907	-0,29%
Comercial	1.302	1.123	15,94%	4.683	4.342	7,85%
Rural	467	425	9,88%	1.793	1.629	10,07%
Otros	509	440	15,68%	1.806	1.658	8,93%
Ventas de energía eléctrica: consumidores finales	5.972	5.306	12,55%	21.833	20.378	7,14%
Energía pendiente de facturar	2.999	761	294,09%	3.050	1.788	70,58%
Ventas mayoristas	- 2.264	246	-	- 12	1.535	-
TOTAL	6.707	6.313	6,24%	24.871	23.701	4,94%

Ingresos de Explotación	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
Ingresos procedentes de las ventas a consumidores finales	5.887	5.351	10,0%	21.835	20.378	7,1%
Ingresos procedentes del peaje de acceso a la red de distribución eléctrica ("TUSD")	625	380	64,5%	2.045	1.611	26,9%
Garantía condicional de suficiencia tarifaria: cuenta "CVA" (costos no controlables) y otros componentes financieros	190	840	-77,4%	1.973	988	99,7%
Ingresos procedentes de concesiones de transporte eléctrico	101	150	-32,7%	411	371	10,8%
Ingresos procedentes del pago de compensaciones por los activos de transporte eléctrico	42	78	-46,2%	250	373	-33,0%
Ingresos procedentes del pago de compensaciones por los activos de generación eléctrica	- 27	12	-	55	272	-79,8%
Ingresos procedentes de la actualización financiera de la contraprestación pagada a cambio de los derechos de explotación de concesiones hidroeléctricas	75	77	-2,6%	321	317	1,3%
Ingresos procedentes de transacciones de energía en el mercado eléctrico a largo plazo ("CCEE")	28	323	-91,3%	217	860	-74,8%
Ingresos procedentes de ventas mayoristas	750	439	70,8%	3.002	1.728	73,7%
Ingresos procedentes de suministro de gas natural	543	453	19,9%	1.995	1.759	13,4%
Ingresos de construcción de infraestructuras	306	1.047	-70,8%	898	1.784	-49,7%
Otros ingresos de explotación	447	250	78,8%	1.575	2.421	-34,9%
Subtotal	8.967	9.400	-4,6%	34.577	32.862	5,2%
Impuestos y cargas sobre los ingresos	3.495	2.842	23,0%	12.311	11.150	10,4%
Ingresos de explotación, netos	5.472	6.558	-16,6%	22.266	21.712	2,6%

Gastos de Explotación	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
Gastos de personal	422	351	20,01%	1.410	1.627	-13,34%
Participación en beneficios (empleados y directivos)	54	- 21	-	77	5	1440,00%
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	87	- 523	-	337	- 229	-
Materiales	30	28	6,81%	104	71	46,48%
Servicios exteriores	334	293	13,88%	1.087	974	11,60%
Compras de energía eléctrica	2.508	3.234	-22,44%	11.084	10.919	1,51%
Amortizaciones	216	233	-7,43%	835	850	-1,76%
Provisiones y ajustes por pérdidas	65	295	-78,02%	467	854	-45,32%
Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico	338	383	-11,65%	1.479	1.174	25,98%
Compras de gas natural	340	281	20,97%	1.238	1.071	15,59%
Costos de construcción de infraestructuras	307	382	-19,74%	899	1.119	-19,66%
Otros gastos de explotación	140	70	98,61%	403	382	5,50%
Total	4.840	5.008	-3,35%	19.420	18.817	3,20%

Desglose del Resultado Financiero	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
INGRESOS FINANCIEROS						
Ingresos procedentes de inversiones financieras	35	33	6,1%	116	205	-43,4%
Recargos por mora sobre facturas de energía eléctrica	92	68	35,3%	352	261	34,9%
Ajustes por inflación y diferencias de cambio: cuenta CVA de costos no controlables	27	-	0,0%	62	-	0,0%
Ajustes por inflación: depósitos judiciales	2	105	-98,1%	34	191	-82,2%
Impuestos PIS-PASEP y COFINS sobre los ingresos financieros	- 34	- 17	100,0%	- 68	- 53	28,3%
Ganancias procedentes de instrumentos financieros derivados: permuta financiera (swap)	570	-	0,0%	893	-	0,0%
Actualización financiera procedente de procedimiento de arbitraje	77	-	-	77	-	-
Cargos sobre créditos con partes vinculadas	56	-	-	56	-	-
Otros ingresos financieros	30	64	-53,1%	184	199	-7,5%
	855	253	237,9%	1.706	803	112,5%
GASTOS FINANCIEROS						
Costos por intereses sobre préstamos y financiaciones	- 312	- 306	2,0%	- 1.256	- 1.467	-14,4%
Diferencias de cambio: préstamos y financiaciones	199	- 56	0,0%	- 582	-	0,0%
Ajustes por inflación: préstamos y financiaciones	- 24	- 34	-29,4%	- 134	- 109	22,9%
Costos por intereses y ajustes por inflación: prestaciones post-empleo	- 14	- 17	-17,6%	- 68	- 65	4,6%
Ajustes por inflación: aportaciones para futuros aumentos de capital ("AFAC")	-	-	0,0%	-	- 239	0,0%
Otros gastos financieros	- 35	- 115	-69,6%	- 184	- 227	-46,2%
	- 186	- 528	-64,8%	- 2.224	- 1.800	23,6%
Resultado financiero, neto	669	- 275	-	- 518	- 997	-48,0%

Cuenta de Pérdidas y Ganancias	4T 2018	4T 2017	Var. (%)	2018	2017	Var. (%)
Importe neto de la cifra de negocios	5.472	6.558	-16,6%	22.266	21.712	2,6%
Gastos de explotación	4.840	5.008	-3,4%	19.420	18.817	3,2%
Resultado de explotación (EBIT)	632	1.550	-59,2%	2.846	2.895	-1,7%
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	- 29	- 231	-87,4%	- 104	- 252	-58,7%
Revalorización de participaciones anteriores en entidades adquiridas	- 119	-	-	- 119	-	-
Ajustes por deterioro de valor de inversiones realizadas en participadas	- 127	-	-	- 127	-	-
EBITDA	989	1.553	-36,3%	3.782	3.493	8,3%
Resultado financiero	670	- 275	-343,6%	- 518	- 997	-48,0%
Provisión para impuestos (IRPJ y CSLL) corrientes y diferidos	- 311	- 439	-29,2%	- 600	- 644	-6,8%
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	716	605	18,3%	1.378	1.002	37,5%
Resultado del periodo procedente de operaciones interrumpidas	287	-	-	322	-	-
Resultado del ejercicio atribuido a los accionistas de control	1.003	605	65,7%	1.700	1.002	69,7%
Intereses minoritarios	42	-	-	42	-	-
RESULTADO DEL PERIODO	1.045	605	72,6%	1.742	1.002	73,9%

Estado de Flujos de Efectivo	2018	2017
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	1.030	995
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	1.008	580
Beneficio neto (neto de operaciones interrumpidas e intereses minoritarios)	1.700	1.002
Impuestos (IRPJ y CSLL)	- 650	- 226
Amortizaciones	849	848
Garantía concesional de suficiencia tarifaria: cuenta CVA (costos no controlables) y otros componentes financieros	- 1.064	- 402
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	104	252
Provisión para pérdidas	467	854
Cobro de dividendos de participadas	311	354
Intereses y ajustes por inflación	1.207	1.498
Pagos por intereses sobre préstamos, financiaciones y obligaciones	- 1.290	- 1.797
Otros ajustes del resultado	- 626	- 1.803
Flujos de efectivo de las actividades de financiación	- 937	- 158
Préstamos, financiaciones y obligaciones	2.990	3.297
Pagos por préstamos y financiaciones	- 3.527	- 4.131
Pagos por dividendos e intereses sobre capital propio	- 509	- 539
Aumento de capital / Suscripción de acciones a capitalizar	109	1.215
Flujos de efectivo de las actividades de inversión	- 211	- 386
Inversiones financieras	291	257
Efectivo procedentes de combinaciones de negocios	70	-
Adquisición de participaciones y compromisos futuros de capital	305	474
Adquisición de inmovilizado material, activos intangibles y otros	- 877	- 1.117
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	890	1.031

BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO: ACTIVO	2018	2017
ACTIVO CORRIENTE	27.796	8.536
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	891	1.030
Activos financieros corrientes: instrumentos de renta fija y variable	703	1.058
Cuentas a cobrar: consumidores y revendedores y concesionarios de transporte de electricidad	4.092	3.885
Activos financieros asociados a las concesiones	1.070	848
Activos de contrato	131	-
Impuestos compensables	124	174
Activos por impuestos corrientes: IRPJ y CSLL	386	339
Cobros de dividendos	120	77
Fondos vinculados	91	106
Existencias	36	38
Adelantos a proveedores	7	116
Cuentas a cobrar: Gobierno del Estado de Minas Gerais	-	235
Reembolso de subvenciones tarifarias	91	77
Subvenciones a clientes de bajos ingresos	30	27
Instrumentos financieros derivados: permuta financiera (<i>swap</i>)	70	-
Otros activos corrientes	508	526
Activos clasificados como mantenidos para la venta	19.446	-
ACTIVO NO CORRIENTE	32.058	33.703
Activos financieros no corrientes: instrumentos de renta fija y variable	109	30
Cuentas a cobrar: consumidores y revendedores y concesionarios de transporte de electricidad	81	7
Impuestos compensables	242	231
Activos por impuestos: IRPJ y CSLL	6	21
Activos por impuestos diferidos: IRPJ y CSLL	2.147	1.871
Depósitos judiciales	2.502	2.336
Instrumentos financieros derivados: permuta financiera (<i>swap</i>)	743	8
Cuentas a cobrar: Gobierno del Estado de Minas Gerais	246	-
Otros activos no corrientes	784	884
Activos financieros asociados a las concesiones	4.927	6.605
Activos de contrato	1.598	-
Inversiones	5.234	7.792
Inmovilizado material	2.662	2.762
Activos intangibles	10.777	11.156
TOTAL ACTIVO	59.854	42.239

BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO: PASIVO	2018	2017
PASIVO CORRIENTE	23.394	8.662
Acreedores comerciales: proveedores	1.801	2.343
Cargas regulatorias	514	513
Participación en beneficios	79	9
Impuestos, tasas y contribuciones especiales	410	705
Pasivos por impuestos corrientes: IRPJ y CSLL	112	115
Pagos de dividendos e intereses sobre capital propio	864	428
Pasivos financieros corrientes: préstamos, financiaciones y obligaciones	2.198	2.371
Personal: remuneraciones y cargas sociales	284	207
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	253	232
Otros pasivos corrientes	607	1.232
Instrumentos financieros derivados: permuta financiera (<i>swap</i>)	-	507
Pasivos directamente asociados a activos mantenidos para la venta	16.272	-
PASIVO NO CORRIENTE	20.521	19.247
Cargas regulatorias	178	250
Pasivos financieros no corrientes: préstamos, financiaciones y obligaciones	12.574	12.027
Impuestos, tasas y contribuciones especiales	29	28
Pasivos por impuestos diferidos: IRPJ y CSLL	728	735
Provisiones	641	678
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	4.736	3.954
Devoluciones de impuestos: PIS-PASEP y COFINS	1.124	1.087
Instrumentos financieros derivados: opciones de venta (<i>put</i>)	419	308
Instrumentos financieros derivados: permuta financiera (<i>swap</i>)	-	29
Otros pasivos no corrientes	92	151
PATRIMONIO NETO	15.939	14.330
Capital social	7.294	6.294
Reservas de capital	2.250	1.924
Reservas procedentes de beneficios no repartidos	6.362	5.729
Ajustes por cambio de valor	- 1.327	- 836
Suscripción de acciones derivadas de aumento de capital	-	1.215
Intereses minoritarios	1.360	4
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	59.854	42.239

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.