

# Informe de Resultados 3Q 2019

# 3Q

3 meses  
2018 - 2019

Ingreso operacional (+21,6%)

COP\$1.060.089 millones COP\$1.288.733 millones

EBITDA (+7,0%)

COP\$542.385 millones COP\$580.386 millones

Utilidad neta<sup>(1)</sup> (+20,0%)

COP\$408.056 millones COP\$489.765 millones

**Nota:**

3Q 2018: 1ro de julio al 30 de septiembre de 2018

3Q 2019: 1ro de julio al 30 de septiembre de 2019

sep-18: 1ro de enero al 30 de septiembre de 2018

sep-19: 1ro de enero al 30 de septiembre de 2019

(1) Cuando se haga referencia a la utilidad neta, implica la suma de la participación controladora + la participación no controladora.

## GEB

- GEB celebró una operación de manejo de deuda pública externa para refinanciar USD\$749 mm con un crédito sindicado; BofA, Citi y Sumitomo fueron los estructuradores:
  - Extensión del plazo un año adicional, hasta julio de 2024
  - Libor 6M + 1,625%, una reducción del spread en 52 pbs, generando un ahorro anual superior a USD\$3,9 mm
- Nueva deuda para capital de trabajo por COP\$900.000 mm.
- GEB adquirió ElectroDunas, Peru Power Co (PPC) y Cantaloco, compañías de distribución de electricidad, soluciones energéticas y servicios técnicos para el sector eléctrico, respectivamente, en la región de ICA (Perú).
- Por 8vo año consecutivo GEB se consolidó en el Índice de Sostenibilidad Dow Jones.
- La utilidad neta del 3Q 2019 creció 20% respecto al 3Q 2018 y la YTD a sep. 30%. Al cierre del año deberemos realizar posibles pruebas de deterioro en activos en Perú y Guatemala.

## Hechos posteriores al trimestre:

- Fitch reafirmó la calificación del GEB en grado de inversión BBB a escala internacional y AAA en escala local (corporativa y bonos), con perspectiva estable.
- Moody's asignó la calificación de emisor Baa2 a GEB, con perspectiva estable.
- El 23 de octubre se efectuó el 2do pago de dividendos, correspondiente al 50% o COP\$65 por acción.
- Por 6to año la BVC otorgó a GEB el Reconocimiento-IR.
- Se recibió la autorización para la celebración de una operación de cobertura de tasa de interés (Libor 6M) hasta por USD\$500 mm.

## TGI

- Confirmación de calificación corporativa y del bono en BBB por parte de Fitch, con perspectiva estable.
- Renovación de contratos Cusiana – Sabana y Ballena - Barranca (2024 - 2025) por valor estimado de USD\$40 mm.
- Con información entregada por TGI, la CREG abrió expediente para determinación de valor eficiente de inversión y AO&M para 4 proyectos IPAT.

## Cálidda

- Moody's, Fitch y S&P Global reafirmaron las calificaciones de Cálidda en Baa2, BBB y BBB-, todas con perspectiva estable.
- Cálidda emitió por segunda vez bonos corporativos en Soles en el mercado local, por PEN\$342 mm (USD\$100,6 mm) a 10 años *bullet* y tasa en Soles de 5,03%, cubierta a USD\$ mediante un *Cross Currency Swap*, con una tasa de 3,17%.
- A finales de julio se aprobó un reajuste de más de 7,0% en la tarifa de distribución, la cual se aplica desde el 7 de agosto de 2019, dentro del marco del periodo tarifario 2018 – 2022.

## Contugas

- Refinanciación de Contugas por USD\$355 mm, mediante un crédito sindicado con Mizuho y BBVA como estructuradores:
  - Extensión del plazo hasta septiembre de 2024
  - Reducción del spread en 175 pbs, generando un ahorro anual superior a USD\$6,2 millones



## Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 3Q 2018 y del 3Q 2019 (3 meses).

### Ingresos actividades operacionales

Los ingresos del 3Q 2019 alcanzaron COP\$1,3 billones, un aumento del 21,6% frente al mismo periodo del año anterior, respondiendo a la dinámica positiva en cada una de las líneas de negocio.

Distribución de gas natural: +11,7%; + COP\$74.011 millones

- ▶ En Cálidda se reportaron mayores ingresos por:
  - Mayor volumen promedio facturado durante el trimestre fue de 796 Mpcd (+19,4 Mpcd).
  - Un reajuste tarifario al alza, reconocido desde agosto de 2019.
  - Mayores ingresos por reubicaciones y venta de materiales.
  - Los ingresos *pass through* aumentaron en USD\$2,6 millones, como resultado de la contratación de gas por 188 Mpcd desde enero de 2019 (+5 Mpcd) y de la ampliación de la red (+USD\$9,6 millones), en función de una mayor ejecución del CAPEX, asociado al crecimiento del sistema de redes.

Transporte de gas natural: +15,0%; + COP\$50.038 millones

- ▶ En TGI el incremento se da como resultado de:
  - Los ingresos correspondientes a cargos fijos por capacidad y AO&M netos (91,5% de los ingresos totales) tuvieron un incremento de 1,7% entre 3Q 2018 (USD\$104,1 millones) y 3Q 2019 (USD\$105,9 millones), el cual es explicado por los siguientes factores:
    1. Los ingresos provenientes de cargos fijos por inversión (brutos) tuvieron un incremento correspondiente al 6,9% como resultado de mayor facturación por volumen, especialmente en los sectores de Distribución y Comercialización, reflejado en contrataciones de corta duración y desvíos en tramos adicionales. Mientras tanto, las suspensiones por mantenimientos tuvieron una reducción durante el 3Q 2019, generando un efecto neto en los ingresos de cargos fijos por inversión equivalente a 7,2%.
    2. Aunque los cargos fijos por AO&M (netos) expresados en COP\$ tuvieron un crecimiento, al realizar su conversión a USD\$ dichos cargos presentan una disminución de 8,0%, generada principalmente por cuenta de la tasa de cambio (COP\$/USD\$) durante 3Q 2019, la cual fue mayor que en el mismo período del año anterior.
  - Los cargos variables tuvieron un incremento de 14,3% entre 3Q 2018 (USD\$7,2 millones) y 3Q 2019 (USD\$8,3 millones) debido a mayores volúmenes transportados, correspondientes a modalidad de contratos *take-and-pay*, principalmente en los sectores de distribución y comercialización. Estos cargos se encuentran asociados al volumen transportado bajo la modalidad *take-and-pay* y representan el 7,1% de los ingresos totales de TGI.
  - Únicamente el 1,4% restante corresponde a los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, los cuales crecieron 9,6%, pasando de USD\$1,4 millones en 3Q 2018 a USD\$1,6 millones en 3Q 2019.

Distribución de electricidad: +100,0%; + COP\$50.014 millones

- ▶ Electroductos: Las cifras fueron contabilizadas desde el 10 de agosto de 2019 y corresponden a la distribución de energía, los servicios complementarios y a la participación en los márgenes comerciales de las generadoras. Cabe resaltar, que, tanto para ingresos como para los gastos y costos, en distribución de electricidad se incluyen las cifras de Dunas Energía, PPC Perú Holdings S.R.L y Cantaloc Perú Holdings S.R.L.

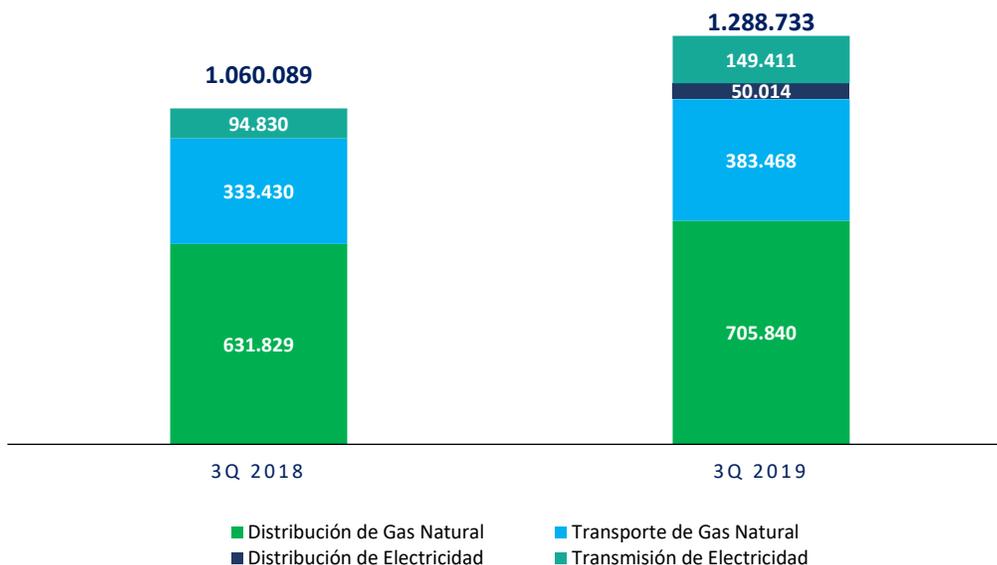
Transmisión electricidad: +57,6%; + COP\$54.581 millones

- ▶ Los ingresos de esta línea de negocio crecieron, principalmente por:
  - Pago del seguro de Mocoa (COP\$15.724 millones), como consecuencia del desastre en el 2017.



- Entraron en su totalidad los ingresos de los siguientes proyectos: Refuerzo Suroccidental desde julio (ingresos al año por USD\$24 millones), representando en el 3Q 2019 COP\$20.817 millones; y Ampliación La Loma, aportando COP\$970 millones a los resultados del 3Q 2019.
- La tasa de cambio tuvo un efecto positivo (+15%) sobre el resto de los proyectos de convocatoria UPME, ya que al ser remunerados en dólares se genera una diferencia a favor (TRM Promedio 3Q 2018 COP\$2.869,4 Vs. 3Q 2019 COP\$3.217,3).
- Las contribuciones que se dan como un gravamen por los ingresos de transmisión para financiar obras y tarifas, se registran inicialmente como ingreso y posteriormente se debe aportar como gasto el mismo valor. Para el 3Q 2019 se contabilizaron por este concepto COP\$3.500 millones.

Gráfica N°1 – Ingresos operacionales por línea de negocio (Millones COP\$)



### Costos actividades operacionales

Los costos de las actividades operacionales pasaron de COP\$733.965 millones a COP\$921.172 millones del 3Q 2018 al 3Q 2019 respectivamente, un crecimiento del 25,5%. El comportamiento por cada una de las líneas de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural: +10,3%; + COP\$55.936 millones

- ▶ En Cálidda se evidencia un incremento generado por:
  - Los costos de instalaciones aumentaron, principalmente por cuenta del incremento en el volumen facturado (+USD\$0,6 millones).
  - En cuanto a los gastos operativos, sin considerar el efecto de la NIIF16, se han incrementado en USD\$4,4 millones, respondiendo al aumento de los gastos en servicios, los cuales se encuentran asociados a los clientes (lecturas, facturación y recaudación) y mantenimiento de redes.
- ▶ Contugas: Mayor gasto por amortización de los bienes de la concesión por el cambio de método a línea recta (USD\$6.564).

Transporte de gas natural: +29,4%; + COP\$44.922 millones

- ▶ En TGI, la variación como consecuencia de:
  - Depreciaciones y amortizaciones desde el costo: Aumento de aproximadamente USD\$1 millón, como resultado de la aplicación de la NIIF 16, que entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2019, en donde se reconoce principalmente el contrato del Gasoducto La Sabana.



- Los gastos de administración y operacionales (netos de otros ingresos) crecieron 131,6% en el 3Q 2019 respecto al 3Q 2018, pasando de USD\$3,9 millones a USD\$9,0 millones, debido principalmente a:
  1. Provisiones: Se incorpora el incremento por USD\$1,8 millones, producto de la estimación de deterioro de cartera, de acuerdo con la metodología de pérdida esperada de la NIIF 9.
  2. Otros ingresos: disminuyeron 85,4%, pasando de USD\$3,7 millones en 3Q 2018 a USD\$541 mil en 3Q 2019, teniendo en cuenta que durante 3Q 2018 se presentaron recuperaciones procedentes de las aseguradoras por siniestros en la operación, las cuales no ocurrieron durante 3Q 2019.

Distribución de electricidad: +100,0%; + COP\$35.510 millones

- ▶ Electroductos: Las cifras fueron contabilizadas desde el 10 de agosto de 2019 y corresponden a la compra de energía y gas, depreciaciones, amortizaciones, reparación, mantenimiento y consumo de repuestos.

Transmisión de electricidad: +133,2%; + COP\$50.839 millones

- ▶ Los costos de esta línea de negocio tuvieron la siguiente dinámica:
  - Los siguientes proyectos no habían entrado en operación, pero generaban ingresos, y este año, al entrar en operación, se empezaron a contabilizar los costos correspondientes: Armenia, Cartagena Bolívar, La Loma, y Ampliación La Loma.
  - Se adelantaron actividades de mantenimiento en un contrato que se encontraba en revisión.
  - Con la asignación más detallada de los costos y gastos a la sucursal, se han creado nuevas áreas operativas y administrativas: Tecnología, abastecimiento, desarrollo sostenible, entre otras.
  - En función del punto anterior, se ha dado un aumento en el personal operativo, administrativo y de mantenimiento, y en los gastos generales, por la creación de las nuevas áreas.
  - Como se describió en los ingresos, se registra un incremento en el rubro de contribuciones en el costo por el mismo valor (COP\$3.500 millones).
  - Aumento en los costos de mantenimiento y depreciación.
  - Respecto a la diferencia en cambio, se registró un incremento en el gasto, ya que la TRM promedio del 3Q 2019 fue más alta que la del 3Q 2018, impactando las compras internacionales de equipos, implementos y suministros.

Como consecuencias de lo anterior, el resultado bruto creció 12,7%, al pasar de COP\$326.124 millones a COP\$367.561 millones del 3Q 2018 al 3Q 2019.

### Gastos administrativos

Pasaron de COP\$38.471 millones a COP\$19.151 millones del 3Q 2018 al 3Q 2019, una disminución del 50,2%, como resultado de la asignación de gastos que se ha realizado del corporativo al Negocio de Transmisión de Electricidad; una de las reclasificaciones más importantes se generó en el gasto de personal de abastecimiento, ya que el 40% del rubro se asignó a la planeación y ejecución de proyectos y ahora se contabiliza como CAPEX.

### Otros ingresos (gastos)

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP\$36.513 millones. Sin embargo, se evidencia una disminución del 51,2% frente al 3Q 2018 que fue de COP\$74.772 millones, como resultado de: Promigas modificó sus dividendos decretados, en función del cambio en su fecha de cierre fiscal, lo cual implica que en el 1Q 2019 se recibiera el 100% de los dividendos del año 2018, comparado con el decreto del año anterior que generaba pagos mensuales. Así mismo, no se dieron recuperaciones durante el trimestre, frente al mismo periodo del año anterior.



**Resultado de las actividades operacionales**

Se evidencia un crecimiento del 6,2% en el 3Q 2019 respecto al 3Q 2018, al pasar de COP\$362.425 millones a COP\$384.923 millones. El mayor resultado en los ingresos (21,6%), asociado a una dinámica positiva en cada una de las líneas de negocio, fue contrarrestado parcialmente por los mencionados efectos de: i) Aumento de costos y gastos en el Negocio de Transmisión de Electricidad por la entrada en operación de nuevos proyectos y nuevas asignaciones; ii) Registros contables y/o no recurrentes en TGI; y iii) Temporalidad de los dividendos recibidos de Promigas.

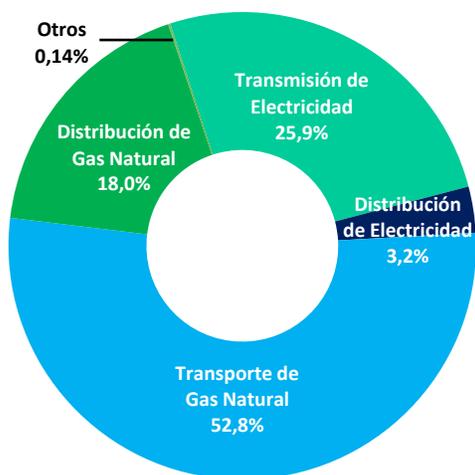
**EBITDA consolidado ajustado**

**Tabla N°1 – EBITDA consolidado**

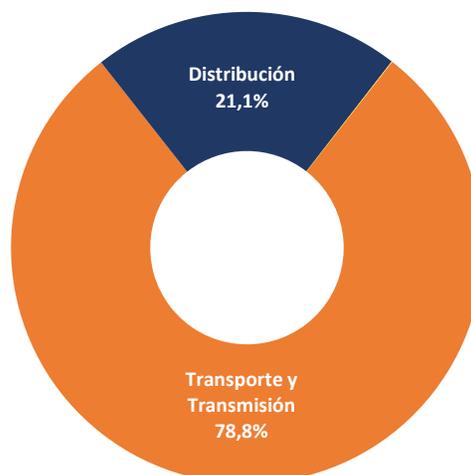
	3Q 2018	3Q 2019	Variación
EBITDA (Millones COP\$)	542.385	580.386	7,0%

El EBITDA consolidado ajustado pasó de USD\$542.385 millones a COP\$580.386 millones del 3Q 2018 al 3Q 2019, un crecimiento del 7,0%, reflejando la rentabilidad y la sostenibilidad de la actividad operacional y del desarrollo de las diferentes líneas de negocio de la Compañía.

**Gráfica N°2 – EBITDA consolidado por línea de negocio**



**Gráfica N°3 – EBITDA consolidado por segmento**



**No operacionales**

En cuanto a los ingresos financieros, pasaron de COP\$-15.176 millones a COP\$50.946 millones del 3Q 2018 al 3Q 2019, como resultado de un incremento en la valoración de operaciones de cobertura y de una reclasificación de los costos de la deuda, ya que anteriormente estaba dividido en gastos e ingresos, de esta forma se regularizó y se muestra el neto para que sea comparativo con los trimestres de 2019.

Respecto a los gastos financieros, en el periodo analizado se evidencia un crecimiento del 72,6%, pasando de COP\$97.548 millones a COP\$168.348 millones, como resultado de un mayor endeudamiento, generado principalmente por: GEB individual, Cálidda y la contabilización de la deuda de ElectroDunas, Perú Power Company (PPC) y Cantaloc.

La diferencia en cambio tuvo un crecimiento del 277,0% como un rubro de gasto, pasando del 3Q 2018 al 3Q 2019, de COP\$5.891 millones a COP\$22.208 millones, generado principalmente por GEB Individual, ya que al cierre del periodo analizado la Compañía tuvo una posición pasiva en moneda extranjera. Así mismo, el 22 de julio se reestructuró la deuda en dólares (USD\$749 millones) a una TRM mucho más alta a la que estaba inicialmente la operación, generándose un gasto bajo este rubro por aproximadamente COP\$27.000 millones.



En cuanto al método de participación, evidenció un aumento de COP\$72.470 millones (+24,8%) en el 3Q 2019 frente 3Q 2018, al pasar de COP\$292.161 millones a COP\$364.631 millones.

El mayor aporte al cierre de septiembre de 2019 proviene de Emgesa con el 47,8%, seguido por Codensa con el 27,5% y los negocios conjuntos con el 9,5%. Cabe resaltar que en los negocios conjuntos se encuentran las compañías en Brasil: GOT, MGE, TER y TSP.

**Tabla N°2 – Método de participación**

	3Q 2019 Millones COP\$	3Q 2019 Participación
Emgesa	174.255	47,8%
Codensa	100.149	27,5%
Negocios Conjuntos	34.479	9,5%
CTM	19.336	5,3%
Vanti	17.770	4,9%
REP	17.089	4,7%
EMSA	1.553	0,4%
<b>Total</b>	<b>364.631</b>	<b>100%</b>

Es importante mencionar que en el 3Q 2018 por método de participación se habían contabilizado COP\$296.257 millones y en este año estamos reportando para el mismo período COP\$292.161 millones; la diferencia se genera por la definición de las tasas de mercado utilizadas para la valoración de los activos financieros (SPV's) de Gebbras durante el 2018, lo cual se reconoció hasta el mes de diciembre y por tal razón durante éste año se ha venido ajustando cada uno de los trimestres del año pasado.

### Impuestos

En cuanto al impuesto corriente, el gasto pasó de COP\$79.856 millones a COP\$91.997 millones, al comparar el 3Q 2018 con el 3Q 2019, un incremento del 15,2%. Se debe tener en cuenta que la utilidad antes de impuestos consolida las ganancias o pérdidas de 13 compañías y el impuesto corriente únicamente el efecto de las compañías que reportan utilidad, que en este caso son: TGI, Cálidda, Dunas Energía, EEB Perú Holdings y EEB Gas S.A.S.

De acuerdo con lo anterior, el comportamiento del impuesto corriente obedece al resultado del periodo de TGI, Cálidda y Dunas Energía.

Por su parte, el impuesto diferido pasó de COP\$-48.059 millones a COP\$-28.182 millones en los periodos analizados, una disminución en el gasto por COP\$19.877 millones, como consecuencia de:

- ▶ GEB: La operación de manejo de deuda modificó las tasas de cambio en la valoración de dicho pasivo, generando un diferencial como rubro de gasto.
- ▶ Contugas: En diciembre de 2018 el impuesto diferido se llevó a cero, debido a que no existía certeza en la utilización de las pérdidas fiscales, de esta forma desde el 2019 no se registra gasto por impuesto diferido.
- ▶ TGI: El pasivo por impuesto diferido presenta variaciones en función de los cambios de la tasa de cambio, respecto a las obligaciones en USD\$ y la diferencia entre las vidas útiles de los activos fijos (NIIF vs. Fiscal). Así mismo, para el cierre del 3Q 2019 se modificó la tasa de cambio con la que se estaba calculando el impuesto diferido de los activos fijos, pasando de la tasa histórica, a la tasa promedio.

### Utilidad neta

La utilidad neta en el 3Q 2019 fue COP\$489.765 millones, lo que corresponde a un crecimiento de 20,0% frente al 3Q 2018 (COP\$408.056 millones). La participación controladora se ubicó en COP\$460.021 millones y la no controladora se ubicó en COP\$29.744 millones.



## Perfil de deuda

Tabla N°3 – Estructura de la deuda septiembre 2019

Obligación	Monto Millones COP\$	Saldo en Millones USD\$	Moneda Original	Cupón (%)	Vencimiento
GEB - Sindicado 2024	2.594.271	749	USD\$	Libor 6M + 1,625%	jul-24
GEB - CAF	49.392	14	USD\$	Libor 6M + 1,60%	may-20
GEB - Bono COP 2024 1er Lote	187.453	54	COP\$	7 años IPC + 3,19% E.A.	feb-24
GEB - Bono COP 2032 1er Lote	283.501	82	COP\$	15 años IPC + 3,85% E.A.	feb-32
GEB - Bono COP 2042 1er Lote	180.280	52	COP\$	25 años IPC + 4,04% E.A.	feb-42
GEB - Bono COP 2024 2do Lote	129.320	37	COP\$	7 años IPC + 3,21% E.A.	feb-24
GEB - Bono COP 2032 2do Lote	189.674	55	COP\$	15 años IPC + 3,85% E.A.	feb-32
GEB - Bono COP 2047 2do Lote	324.150	94	COP\$	30 años IPC + 4,10% E.A.	feb-47
GEB - Banco Popular	45.000	13	COP\$	IBR (6M) +1,70%	jul-20
GEB - Av. Villas	45.000	13	COP\$	IBR (6M) +1,70%	jul-20
GEB - Banco Santander	40.000	12	COP\$	IBR (6M) +1,35%	jul-20
GEB - Banco Agrario	159.000	46	COP\$	IBR (6M) +1,45%	ago-20
GEB - Banco de Occidente	120.000	35	COP\$	IBR (6M) +1,70%	ago-20
GEB - Banco de Bogotá	200.000	58	COP\$	IBR (6M) +1,70%	ago-20
GEB - Bancolombia	151.000	44	COP\$	IBR (6M) +1,70%	ago-20
GEB - Citibank	140.000	40	COP\$	Fijo 5,55%	jul-20
TGI - Bono 2028	2.582.334	750	USD\$	Fijo 5,55%	nov-28
Trecca - Crédito Citibank	271.075	78	USD\$	Libor 6M + 2,97%	jun-28
EEBIS - Crédito Citibank	110.784	32	USD\$	Libor 6M + 2,40%	oct-21
EEBIS - Crédito Citibank	27.696	8	USD\$	Libor 6M + 1,25%	oct-19
Contugas - Crédito Sindicado	1.216.930	355	USD\$	Libor 6M + 1,75%	sep-24
Contugas - BCP	37.671	11	PEN\$	Fijo 5,70%	ene-20
Contugas - BCP	6.943	2	PEN\$	Fijo 7,70%	ene-20
Contugas - BCP	3.116	1	USD\$	Fijo 4,05%	ene-20
Contugas - Banco Santander	22.930	7	PEN\$	Fijo 7,0%	mar-20
Contugas - Banco Scotiabank	13.156	4	USD\$	Fijo 3,5%	dic-19
Cálidda - Bono Internacional	1.104.683	320	USD\$	Fijo 4,375%	mar-23
Cálidda - Bono Local	203.935	61	USD\$	Fijo 6,46875%	jul-28
Cálidda - Bono Local	349.204	101	USD\$	Fijo 5,03125%	sep-29
Cálidda - Crédito Scotiabank	276.452	80	USD\$	Fijo 2,85%	may-22
Dunas - Pagaré BBVA	4.079	1	PEN\$	Fijo 4,33%	oct-19
Dunas - Pagaré BBVA	3.059	1	PEN\$	Fijo 4,40%	nov-19
Dunas - Pagaré BBVA	15.806	5	PEN\$	Fijo 4,11%	ene-20
Dunas - Pagaré BBVA	1.053	0	PEN\$	Fijo 3,63%	dic-19
Dunas - Pagaré BBVA	1.486	0	PEN\$	Fijo 3,70%	dic-19
Dunas - Pagaré BCP	5.904	2	PEN\$	Fijo 4,00%	dic-19
Dunas - Pagaré BCP	15.296	4	PEN\$	Fijo 4,00%	ene-20
Dunas - Pagaré BCP	12.237	4	PEN\$	Fijo 3,68%	feb-20
Dunas - Pagaré BCP	2.195	1	PEN\$	Fijo 3,58%	oct-19
Dunas - Pagaré IBK	33.651	10	PEN\$	Fijo 3,85%	mar-20
Dunas - Pagaré SBP	10.197	3	PEN\$	Fijo 3,85%	feb-20
Dunas - BCP Tramo 1	86.608	25	PEN\$	Fijo 7,00%	dic-24
Dunas - BCP Tramo 2	15.092	4	PEN\$	Fijo 7,50%	dic-24
Dunas - BCP Tramo 2	5.235	2	PEN\$	Fijo 7,50%	dic-24
Dunas - BCP Tramo 3	10.197	3	PEN\$	Fijo 7,70%	dic-24
Dunas - BCP Tramo 3	4.691	1	PEN\$	Fijo 7,70%	dic-24
Dunas - BCP	32.691	9	PEN\$	Fijo 6,70%	oct-21
PPC - Pagaré BCP	17.259	5	USD\$	Fijo 5,40%	nov-19
PPC - BCP	38.972	11	USD\$	Fijo 5,00%	dic-25
Deuda total bruta sin intereses	11.380.658	3.297			
Intereses	81.618				
<b>Deuda total bruta + Intereses</b>	<b>11.462.276</b>				
Deuda total bruta corto plazo + Intereses	1.445.831				
Deuda Total bruta largo plazo + Intereses	10.016.445				

\*TRM 30/09/2019 COP\$3.462,01.



La deuda total bruta reportó un crecimiento del 31,6%, como consecuencia de: Bonos locales y crédito Scotiabank respecto a Cálidda; en cuanto a GEB, el diferencial cambiario del crédito sindicado y nuevos créditos para capital de trabajo por COP\$900.000 millones; en TGI el efecto en diferencia en cambio en los bonos; en cuanto a Contugas, el efecto de tasas, refinanciación del crédito sindicado y la reestructuración de la deuda a corto plazo; y contabilización de la deuda de ElectroDunas.

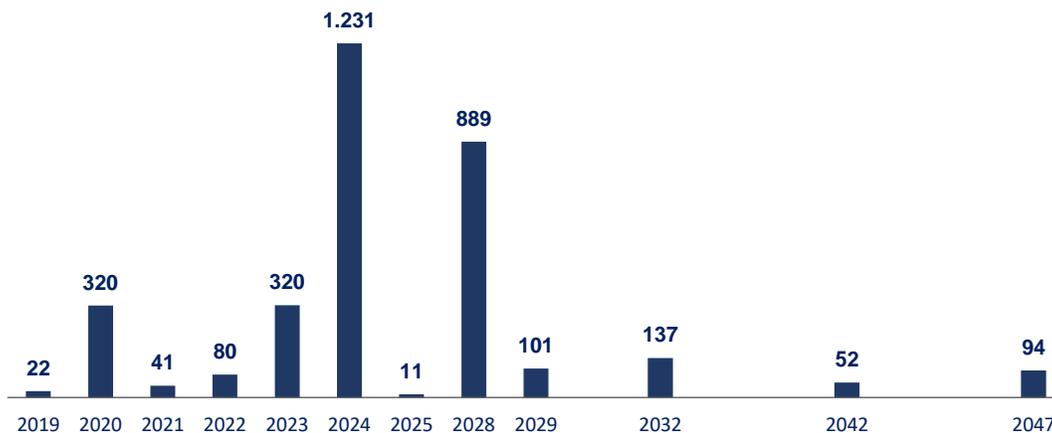
Tabla N°4 – Clasificación de rubros de deuda

	Millones COP\$			
	sep-18	sep-19	Variación	%
EBITDA (UDM)	2.666.546	2.962.268	295.722	11,1%
Deuda total neta	7.682.467	10.107.043	2.424.576	31,6%
Deuda total bruta	8.844.855	11.462.276	2.617.421	29,6%
Gastos financieros neto (UDM)	321.129	484.944	163.815	51,0%

Las dos operaciones de refinanciamiento que se concretaron durante el periodo analizado y que impactan positivamente el perfil de la deuda:

- ▶ GEB: Operación de manejo de deuda pública externa para refinanciar USD\$749 millones con un crédito sindicado estructurado por Bank of America, Citi y Sumitomo:
  - Extensión del plazo un año adicional, hasta julio de 2024.
  - Libor 6M + 1,625%, una reducción del spread en 52 pbs, generando un ahorro anual superior a USD\$3,9 millones.
- ▶ Contugas: Refinanciación de USD\$355 millones con un crédito sindicado estructurado por Mizuho y BBVA:
  - Extensión del plazo hasta septiembre de 2024.
  - Reducción del spread en 175 pbs, generando un ahorro anual superior a USD\$6,2 millones.

Gráfica N°4 – Perfil de la deuda septiembre 2019 - USD\$3.297 Millones



En cuanto a los gastos financieros netos, se destaca un crecimiento del 51,0%, como resultado de:

- ▶ La diferencia en cambio impacta negativamente los gastos financieros de las obligaciones en moneda extranjera durante el periodo UDM a septiembre 2019, respecto a septiembre 2018.
- ▶ El crecimiento de la deuda, como se describió anteriormente, incrementa el pago de gastos financieros del periodo analizado.
- ▶ Finalmente, así como se incluyó la deuda de ElectroDunas en la consolidación, se contabilizaron aproximadamente dos meses de gastos financieros.



Tabla N°5 – Ratios de cobertura

	sep-18	sep-19
Deuda total neta / EBITDA UDM	2,9x	3,4x
EBITDA UDM / Gastos financieros neto UDM	8,3x	6,1x

De acuerdo con lo anterior, el Grupo alcanza a septiembre de 2019 un indicador Deuda Total Neta/EBITDA de 3,4x y de EBITDA/Gastos Financieros Neto de 6,1x, ubicándose dentro de los límites razonables de endeudamiento.

**CAPEX**

El CAPEX consolidado ejecutado fue USD\$93,8 millones durante el 3Q 2019, concentrándose principalmente en Cálidda con el 39,8% (USD\$37,4 millones), seguido por el Negocio de Transmisión con el 30,7% (USD\$28,8 millones) y por último Trecca con el 19,1% (USD\$17,9 millones). Es importante resaltar que el CAPEX en Trecca y EEBIS incluyen los gastos capitalizables.

Gráfica N°5 – CAPEX 3Q 2019 – USD\$93,8 millones

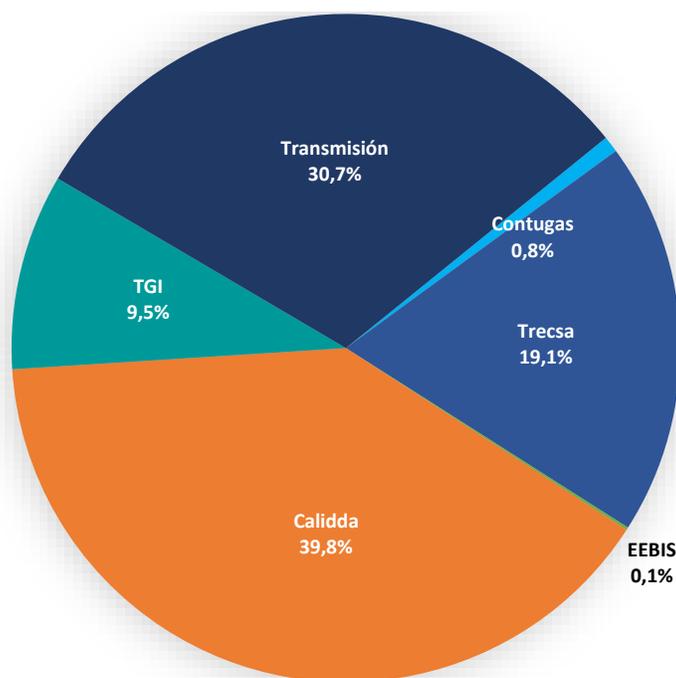


Tabla N°6 – CAPEX / Adquisiciones proyectado anual\*

Compañía	2018	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	Total
Transmisión	140	133	140	133	132	107	645
Trecca y EEBIS	52	46	73	7	1	1	128
TGI	73	85	82	51	66	90	375
Cálidda	119	120	112	108	111	113	565
Contugas	13	4	0	10	5	0	19
Otros Proyectos	0	260	43	43	43	43	432
<b>Total</b>	<b>396</b>	<b>649</b>	<b>449</b>	<b>353</b>	<b>359</b>	<b>355</b>	<b>2.164</b>

\*De 2019 en adelante corresponde a proyecciones y se ajustan anualmente.



## Resultados Compañías Controladas

## I. GEB Transmisión

Tabla N°7 – Indicadores financieros seleccionados GEB Transmisión

Grupo Energía Bogotá	Millones COP\$		
	3Q 2018	3Q 2019	Variación
Ingresos	94.021	144.044	53,2%
Utilidad bruta	62.451	102.568	64,2%
EBITDA	59.496	103.350	73,7%
Margen EBITDA	63,3%	71,7%	8,5 pp
Utilidad operacional	56.150	91.287	62,6%

Tabla N°8 – Panorámica general GEB Transmisión

Grupo Energía Bogotá	sep-18	sep-19
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,90	99,94
Compensación por indisponibilidad (%)	0,0108	0,0044
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	99,4	100,0
Participación en la actividad de transmisión en (%)	16,7	20,3

Tabla N°9 – Estatus proyectos GEB Transmisión

Grupo Energía Bogotá	Avance	Ingresos Anuales Estimados (Millones USD\$)	Fecha Estimada de Entrada en Operación
Chivor II 230 kv	57,5%	5,5	4Q 2019
Tesalia 230 kv	92,0%	10,9	4Q 2019
Sogamoso Norte 500 kv	61,6%	21,1	4Q 2020
Refuerzo Suroccidental 500 kv	36,1%	24,4	4Q 2020
Ecopetrol San Fernando 230 kv	82,2%	6,0	4Q 2019
La Loma STR 110 kv	56,0%	7,0	3Q 2020
Altamira 115 kv	98,0%	0,7	4Q 2019
Colectora 500 kv	13,1%	21,5	4Q 2022
<b>Total</b>		<b>97,0</b>	

Al cierre del 3Q de 2019, el detalle de los proyectos de inversión es el siguiente:

- ▶ Entraron los ingresos del proyecto Refuerzo Suroccidental y de ampliación La Loma, generando aproximadamente en el año USD\$25 millones.
- ▶ Creación de áreas independientes para el Negocio de Transmisión, de forma que tanto en la asignación de costo como de gastos se pueda contabilizar de forma más detallada.
- ▶ La CREG emitió la resolución 98/19 para comentarios de los agentes con la propuesta que viabiliza la construcción de baterías para el almacenamiento de energía.
- ▶ Reficar, a través de Ecopetrol, invitó a GEB a participar en un servicio de conexión de la refinera de Cartagena al STN en la subestación Bolívar 220 kV. GEB evaluará su participación.
- ▶ La CREG emitió la resolución 99/19 para comentarios de los agentes con la propuesta que viabiliza la construcción de redes de transmisión compartidas para proyectos de generación (Guajira y Cesar).



- ▶ La CREG emitió la resolución 100/19 para comentarios de los agentes en donde se proponen modificaciones con el fin de ajustar la asignación de restricciones dependiendo del agente que las ocasione; aborda temas relacionados con generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y en un aparte se refiere al transporte de gas.

## II. TGI

Tabla N°10 – Indicadores financieros seleccionados TGI

 TGI	3Q 2018	3Q 2019	Variación
Ingresos (miles USD\$)	112.726	115.690	2,6%
Utilidad operacional (miles USD\$)	63.825	64.263	0,7%
EBITDA (miles USD\$)	82.125	88.534	7,8%
Margen EBITDA	72,9%	76,5%	3,7 pp
Utilidad neta (miles USD\$)	12.501	35.767	186,1%
Deuda total bruta / EBITDA UDM	3,6x	3,2x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	4,2x	4,1x	-
Calificación crediticia internacional:			
S&P – Calificación Corporativa – Sep. 28   18:	BBB-, estable		
Fitch – Calificación Corporativa – Oct. 7   19:	BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – Jul. 16   19:	Baa3, estable		

- ▶ Incremento de ingresos en 3Q 2019 vs. 3Q 2018 equivalente a 2,6%.
- ▶ Margen EBITDA en 3Q 2019 creció 3,7pp a 76,5%.
- ▶ Confirmación de calificación corporativa y del bono en BBB por parte de Fitch, con perspectiva estable.
- ▶ Renovación de contratos Cusiana – Sabana y Ballena - Barranca (2024 - 2025) por valor estimado de USD\$40 millones.
- ▶ Rueda de relacionamiento TGI, ACP y comercializadores: 2do taller abordando temas comerciales y de infraestructura para conexión y desarrollo de nuevos campos.
- ▶ Durante el 3Q 2019 se registraron 6,7 Mpcd incrementales por casos de industria (clientes adicionales y sustitución de carbón) y GNV (flotas dedicadas y conversiones).
- ▶ Aumento de volumen transportado para sectores Distribuidor y Comercial.
- ▶ Terminación de obras de trabajos de adecuación en estaciones Vasconia – Miraflores – Puente Guillermo.
- ▶ Con información entregada por TGI, la CREG abrió expediente para determinación de valor eficiente de inversión y AO&M para 4 proyectos IPAT.
- ▶ CREG expidió resolución 111 del 27 de septiembre de 2019 aprobando términos de subasta de capacidad disponible primaria para 7 tramos.
- ▶ Resolución CREG 082 de 2019.
- ▶ Definición de la agenda regulatoria CREG 2019:
  - Metodología de remuneración transporte de gas natural (IV trimestre).
  - Plan de abastecimiento (IV trimestre).
  - Revisión reglas integración vertical (IV trimestre).
  - Revisión de fuentes de información del WACC (IV trimestre).

Tabla N°11 – Panorámica general TGI

 TGI	3Q 2018	3Q 2019	Variación
Volumen transportado – Promedio Mpcd	459,9	490,7	6,7%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	719,0	713,0	-0,8%



## Proyectos en ejecución

### ► Cusiana Fase IV

Aumento de la capacidad de transporte de gas natural en 58,0 Mpcd entre Cusiana y Vasconia (incluyendo estación de compresión de Puente Guillermo), con una construcción de 38,5 Km de loops de 30" de diámetro.

- Ampliación de la Estación de Compresión de Gas de Puente Guillermo.
- Adecuaciones de las Estaciones de Compresión de Gas de Miraflores y Vasconia.

Detalle de la ejecución:

- Inversión total del proyecto – USD\$92,3 millones
- CAPEX total ejecutado a la fecha – USD\$47,8 millones
- CAPEX total ejecutado 3Q 2019 – USD\$9,5 millones
- Avance Físico de Obra – 70,6%
- Entrada en operación:
  - Estación Puente Guillermo: 17 Mpcd – 2Q 2018
  - Loop Puerto Romero – Vasconia: 46 Mpcd – 1Q 2020
  - Loops Puente Guillermo – La Belleza y El Porvenir – Miraflores: 12 Mpcd - 3Q 2020

### ► Reposición de Ramales

Reposición de 5 ramales por cumplimiento de vida útil normativa de acuerdo con la resolución CREG 126 de 2016. Reposición de los siguientes ramales del Sur de Bolívar, los cuales representan 16 Km de tubería (2" de diámetro) y 12 Km de tubería (4" de diámetro):

- Ramal Yarigüies – Puerto Wilches
- Ramal Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo
- Ramal Cantagallo – San Pablo
- Ramal Galán – Casabe – Yondó
- Ramal Pompeya

Detalle de la ejecución:

- Inversión total del proyecto – USD\$11,6 millones
- CAPEX total ejecutado a la fecha – USD\$5,8 millones
- CAPEX total ejecutado 3Q 2019 – USD\$2,2 millones
- Avance Físico de Obra – 60,3%
- Entrada en operación:
  - Ramal Yarigüies – Puerto Wilches: 4Q 2019
  - Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo: 4Q 2019
  - Ramal Cantagallo – San Pablo: 1Q 2020
  - Ramal Galán – Casabe – Yondó: 1Q 2020
  - Ramal Pompeya: 4Q 2019

## III. Cálidda

- Al cierre del 3Q 2019, Cálidda superó los 900 mil clientes conectados en Lima y Callao y alcanzó 10.792 km de tubería subterránea (10.191 en polietileno y 601 en acero).
- En lo corrido a septiembre de 2019, Cálidda construyó un total de 1.101 km, de los cuales 1.087 km fueron redes de baja presión de polietileno y lo restante en redes de alta presión en acero.
- Durante el trimestre se conectó a un total de 51.674 clientes adicionales y se construyeron 376 km de redes de polietileno.
- Principales proyectos:
  - ERP Ate (92,0% de avance): Skid 100,0% de fabricación. Se realizaron las pruebas de spools de ingreso y salida (Se estima la gasificación para 3ra semana octubre).
  - ERP Punta Hermosa (98,0% de avance): Skid 100,0% de fabricación. Reciento en proceso de precomisionado (Se estima la puesta en marcha para 2da semana octubre).



- En el mes de septiembre, en la gestión de proyecto Estaciones GNL, se llegó al 100,0% del avance (Fecha programada de inicio de venta: May – 2020).
- ▶ Moody's, Fitch y S&P Global reafirmaron las calificaciones de Cálidda en Baa2, BBB y BBB-, todas con perspectiva estable.
- ▶ Asimismo, Equilibrium y Class & Asociados (ratings locales) revalidaron la calificación de AAA, la cual es el más alto nivel de calificación de bonos corporativos en Perú.
- ▶ A finales de julio se aprobó un reajuste de más de 7,0% en la tarifa de distribución, la cual se aplica desde el 7 de agosto de 2019, dentro del marco del periodo tarifario 2018 – 2022.
- ▶ El 6 de septiembre, Cálidda emitió por segunda vez bonos corporativos en Soles en el mercado local, esta vez por PEN\$342 millones (USD\$100,6 millones) a 10 años *bullet* y con tasa en Soles de 5,03%, cubierta a dólares americanos (moneda funcional de Cálidda) mediante un *Cross Currency Swap*, con tasa en dólares de 3,17%.

Tabla N°12 – Indicadores financieros seleccionados Cálidda

	Miles USD\$		
	3Q 2018	3Q 2019	Variación
Ingresos	173.789	192.278	10,6%
Ingresos ajustados*	73.707	79.956	8,5%
Utilidad operacional	32.146	37.966	18,1%
EBITDA	45.218	45.932	1,6%
Margen EBITDA - Ingresos	26,0%	23,9%	-2,1 pp
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	61,3%	57,4%	-3,9 pp
Utilidad neta	16.834	22.300	32,5%
Deuda / EBITDA UDM	3,0x	3,3x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	8,7x	8,5x	-

Tabla N°13 – Panorámica general Cálidda

	sep-19
Clientes acumulados	904.424
Clientes potenciales	1.047.862
Extensión total de la red (Km)	10.792
Volumen vendido (Mpcd)	784
Penetración de la red (%)	86%

## IV. Contugas

Tabla N°14 – Indicadores financieros seleccionados Contugas

	Miles USD\$		
	3Q 2018	3Q 2019	Variación
Ingresos operacionales	20.186	20.931	3,7%
Utilidad Bruta	10.549	11.022	4,5%
Margen bruto	52,3%	52,7%	0,4 pp
Utilidad operacional	3.598	-3.379	-193,9%
EBITDA	5.914	6.699	13,3%
Margen EBITDA	29,3%	32,0%	2,7 pp
Utilidad neta	-1.691	-5.604	231,4%

\*Ingresos Ajustados = Ingresos sin considerar ingresos del tipo *pass-through* (adquisición y transporte de gas natural) e IFRIC 12 (inversiones realizadas en el sistema de distribución).



- ▶ El 24 septiembre de 2019 se realizó la refinanciación de Contugas por USD\$355 millones, mediante un crédito sindicado estructurado por Mizuho y BBVA:
  - Extensión del plazo hasta septiembre de 2024.
  - Reducción del spread en 175 bps, generando un ahorro anual superior a USD\$6,2 millones.
- ▶ De acuerdo con el punto anterior, el 27 de septiembre la Compañía adquirió una obligación por USD\$355 millones, en función de la refinanciación del crédito sindicado.
- ▶ Designación: Gerente General (e) a Paulo Bacci y como Gerente de Finanzas y Administración a Mabel Ruiz.
- ▶ Desembolso de crédito intercompañía de corto plazo por USD\$11 millones.
- ▶ Pago de intereses del crédito sindicado por un valor de USD\$10,7 millones, correspondientes al 12vo período en función del contrato correspondiente.

Tabla N°15 – Panorámica general Contugas

		sep-19
Número de clientes		50.921
Volumen de ventas (Mpcd)		50,1
Volumen transportado (Mpcd)		566,8
Capacidad contratada en firme (Mpcd)		160,5
Longitud de la red (km)		1.402

## V. Trecca

Tabla N°16 – Indicadores financieros seleccionados Trecca

	Miles USD\$		
	3Q 2018	3Q 2019	Variación
Ingresos	4.716	5.023	6,5%
Utilidad operacional	1.026	938	-8,6%
EBITDA	2.673	2.257	-15,6%
Margen EBITDA	56,7%	44,9%	-11,7 pp
Utilidad neta	-592	340	-157,4%

- ▶ Bajo el liderazgo de Trecca, se realizó el 2do Foro de Transporte de Energía Eléctrica, al cual asistieron 355 actores nacionales e internacionales del subsector eléctrico, funcionarios y la academia.
- ▶ Se presentaron ante el Ministerio de Energía y Minas las siguientes solicitudes:
  - Ajuste de la metodología de cálculo de la tasa.
  - Determinación de la inconveniencia de realizar el tramo del cruce subacuático y subterráneo de Río Dulce.
  - Reconocimiento de mayores valores de servidumbres, correspondientes a los Lotes C, D y E.
- ▶ El Comité de Servidumbres, Aavales y Proyectos Voluntarios de Beneficio Comunitario, autorizó la compra del nuevo lote para la construcción de la subestación Guate – Oeste.
- ▶ Se obtuvo la licencia de construcción de la Municipalidad de Sololá, para habilitar la construcción de las entradas y salidas de las líneas de transmisión del Lote F que convergen en la subestación Sololá (LT Cruces-Sololá, LT Sololá-Brillantes y LT Interconexión Sololá-Quiché).

## VI. EEBIS Guatemala

- ▶ Se suscribió un contrato para ejecutar el Proyecto Variante El Pilar para Cementos Progreso, cuya construcción finalizó antes del plazo pactado.
- ▶ Se entregó el informe final y documentación del proyecto para la gestión del pago final del Proyecto Variante El Pilar.



- ▶ Se suscribió la ampliación del plazo de la 2da fase del contrato entre EEBIS y Cementos Progreso, cuya nueva fecha de finalización es el 18 de diciembre de 2019.

## Resultados Compañías No Controladas

### I. Codensa

Tabla N°17 – Indicadores financieros seleccionados Codensa

 Grupo Enel	Millones COP\$					
	3Q 2018	3Q 2019	Variación	sep-18	sep-19	Variación
Ingresos	1.292.170	1.341.222	3,8%	3.706.489	3.981.156	7,4%
Margen de contribución	501.443	546.731	9,0%	1.458.859	1.658.874	13,7%
EBITDA	398.936	446.594	11,9%	1.127.789	1.311.319	16,3%
Margen EBITDA	30,9%	33,3%	2,4 pp	30,4%	32,9%	2,5 pp
EBIT	303.309	338.385	11,6%	851.156	992.941	16,7%
Utilidad neta	160.019	194.653	21,6%	450.090	572.604	27,2%

El análisis que se muestra a continuación corresponde a las cifras acumuladas a septiembre 2019 respecto al mismo periodo del año anterior y es tomado del informe publicado por Codensa al mercado:

- ▶ Los Ingresos operacionales presentaron un incremento con respecto al mismo período de 2018, explicado principalmente por:
  - Crecimiento en la demanda de energía del área de influencia de Codensa. El mercado regulado creció, impulsado especialmente por el segmento residencial, debido al crecimiento orgánico por nuevas conexiones.
  - Aumento en la tarifa regulada de energía, derivada principalmente de:
    - ✓ Mejora en los componentes de generación y restricciones incluidos en la tarifa, que representan un traspaso tarifario imperfecto en los ingresos de la compañía que tuvieron un impacto negativo en el 2018.
    - ✓ Mejores resultados en productos y servicios de valor agregado, especialmente en alumbrado público por un mayor reconocimiento, producto de la modernización de activos y por el crecimiento en la venta de obras eléctricas y seguros a terceros.
    - ✓ Incremento en el Índice de Precios al Productor (IPP) al cual se encuentra indexado el componente de remuneración de distribución.
- ▶ El EBITDA registró un aumento comparado con el mismo período del año anterior, explicado por el crecimiento en los ingresos, y eficiencias en la gestión de los costos fijos y variables que crecen a menores tasas que la de los ingresos, consolidando un crecimiento destacado en esta línea. Lo anterior soportado en:
  - Incremento en el costo de ventas atribuible al aumento en el precio de bolsa en el mercado spot.
  - Aumento en los gastos de personal, debido al ajuste salarial y aumento en la plantilla de personas con respecto a 2018, en línea con el plan de inversión y nuevos negocios.
  - Incremento en los gastos de operación y mantenimiento reflejando principalmente la indexación al Índice de Precios al Consumidor (IPC) de la mayoría de los gastos fijos de operación, y un aumento en los costos asociados a la divulgación de campañas de digitalización y la explicación del cobro del servicio de aseo en la factura de energía, compensado por los continuos esfuerzos en búsqueda de eficiencias en procesos.
- ▶ El EBIT refleja también un incremento en las depreciaciones como resultado del crecimiento en la base de activos fijos depreciables, producto del robusto plan de inversión ejecutado durante 2018 y lo corrido de 2019, así como una mayor provisión por el IVA del alumbrado público de Bogotá y el deterioro de cartera sobre clientes municipales principalmente.



- ▶ La utilidad neta presentó un incremento, reflejando el crecimiento de la utilidad operacional y la reducción en la tarifa del impuesto de renta para 2019, efecto que fue compensado por un mayor gasto financiero, como consecuencia de un mayor saldo de deuda promedio en comparación con 2018 y una reducción en el ingreso financiero por menores tasas de remuneración y menor nivel de caja.
- ▶ La deuda financiera neta aumentó en comparación con 2018, como resultado del importante plan de inversiones que ejecuta la compañía, lo cual implicó nueva deuda y el refinanciamiento de los vencimientos que se presentaron en el transcurso del año.
- ▶ Las inversiones se incrementaron en comparación con el mismo periodo del año anterior, orientadas al desarrollo de proyectos para mejorar la calidad del servicio, conexiones de nuevos clientes, subterranización de redes y el mantenimiento de la base de activos operativos.

Tabla N°18 – Panorámica general Codensa

<b>codensa</b> Grupo Enel	sep-19
Número de clientes	3.502.579
Participación de mercado	21,2%
Demanda energía nacional (Gwh)	53.636
Demanda zona Codensa (Gwh)	11.350
Índice de pérdidas (%)	7,7
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51,5% (36,4% ordinarias; 15,1% preferenciales sin derecho a voto)

\*Demanda neta sin incluir pérdidas.

## II. Emgesa

Tabla N°19 – Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

<b>emgesa</b> Grupo Enel	Millones COP\$					
	3Q 2018	3Q 2019	Variación	sep-18	sep-19	Variación
Ingresos operacionales	983.904	1.113.311	13,2%	2.751.017	3.065.180	11,4%
Margen de contribución	622.790	689.141	10,7%	1.770.494	1.959.150	10,7%
EBITDA	576.085	633.975	10,0%	1.624.223	1.799.168	10,8%
Margen EBITDA	58,6%	56,9%	-1,6 pp	59,0%	58,7%	-0,3 pp
EBIT	521.270	573.448	10,0%	1.460.990	1.622.887	11,1%
Utilidad neta	286.189	337.737	18,0%	791.240	958.241	21,1%

El análisis que se muestra a continuación corresponde a las cifras acumuladas a septiembre 2019 respecto al mismo periodo del año anterior y es tomado del informe publicado por Emgesa al mercado:

- ▶ Los ingresos operacionales al cierre de septiembre de 2019 presentaron un incremento frente al mismo periodo de 2018, explicados principalmente por:
  - Incremento en los ingresos en el mercado spot, derivado de un mayor precio registrado durante 2019 en línea con el déficit hidrológico registrado principalmente en Antioquía.
  - Mejora en las ventas de energía mediante contratos indexados al precio de bolsa.



- ▶ El EBITDA registró un aumento, reflejando el crecimiento de los ingresos, los cuales fueron contrarrestados parcialmente por:
  - Aumento en los costos de compras de energía en línea con un mayor precio de la energía en bolsa
  - Mayores costos en combustibles, producto del incremento en la generación térmica comparado con el año anterior, por condiciones de mercado.
- ▶ El EBIT aumentó durante los primeros nueve meses de 2019 en comparación con el mismo periodo del año anterior, al presentar una variación positiva en depreciaciones y amortizaciones, dada la entrada en operación de nuevos activos como parte del plan de inversiones que tiene la compañía.
- ▶ La utilidad neta se incrementó durante el tercer trimestre del año frente al mismo periodo del año anterior, viéndose beneficiada a su vez por los siguientes aspectos:
  - La reducción en el gasto financiero neto, explicado por una disminución en el saldo promedio de deuda frente al año anterior; así como menor costo de la deuda, generado por un nivel de Índice de Precios al Consumidor (IPC) inferior durante 2019.
  - Una menor tasa efectiva de impuestos luego de la reducción en 4% de la tarifa del impuesto de renta para el 2019.
- ▶ La deuda financiera neta presentó una disminución significativa con respecto al tercer trimestre del año anterior, debido a las estrategias de optimización de caja implementadas por la Compañía, permitiendo atender las necesidades de inversión y el pago de dividendos a los accionistas con la generación de caja propia de la compañía.
- ▶ Las inversiones durante los primeros nueve meses del año crecieron en comparación con el mismo periodo de 2018, y estuvieron enfocadas principalmente en el proyecto de extensión de vida útil y mejora ambiental en la central Termozipa, así como en las inversiones asociadas a la ejecución del plan de mantenimiento de las centrales hidroeléctricas.
- ▶ Respecto a la demanda, el total de las ventas en términos de Gwh tuvieron una disminución del 0,4%, concentrándose en el mecanismo de contratos el 80,7% y el remanente en el mercado spot (19,3%).
- ▶ En cuanto a la oferta, se evidenció una disminución del 27,6%; respecto a los contratos se generó un crecimiento del 5,1% al pasar de 623 Gwh a 655 Gwh. El mercado Spot también disminuyó en sus resultados, llegando a 1.722 Gwh, frente a los 2.662 Gwh del 2Q 2018.

Gráfica N°6 – Transacciones de generación Emgesa





Tabla N°20 – Panorámica general Emgesa

 Grupo Enel	sep-19
Capacidad instalada bruta (MW)	3.506
Disponibilidad de plantas (%)	90,4
Generación (Gwh)*	11.789
Ventas (Gwh)*	14.005
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin de- recho a voto

\*Cifras estimadas.

## III. Vanti

Tabla N°21 – Indicadores financieros seleccionados Vanti

 Gas Natural	Millones COP\$		
	3Q 2018	3Q 2019	Variación
Ingresos	551.986	670.649	21,5%
Utilidad operacional	106.952	94.951	-11,2%
EBITDA	113.363	109.733	-3,2%
Margen EBITDA	20,5%	16,4%	-4,2 pp
Utilidad neta	71.461	71.083	-0,5%
Deuda neta / EBITDA UDM	4,6 x	8,4 x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	12,9x	2,1x	-

- ▶ El 1 de julio entraron en funcionamiento 140 buses a gas natural vehicular Euro VI, para Transmilenio.
- ▶ El 16 de julio Fitch Ratings afirmó las calificaciones nacionales de largo y corto plazo de Vanti en AAA (col) y F1+ (col), respectivamente, con perspectiva estable. Así mismo, Fitch afirmó las siguientes calificaciones para los bonos vigentes:
  - AAA (col) – Emisión y colocación de bonos Ordinarios 2012 por hasta COP\$500.000 millones.
  - AAA (col) – Emisión y colocación de bonos Ordinarios 2019 hasta por COP\$500.000 millones.
- ▶ El 14 de agosto se dio la autorización para la inscripción en el Registro Nacional de Valores por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia de los bonos ordinarios 2019.
- ▶ Publicación del prospecto de información para la emisión y colocación de los Bonos Ordinarios de Vanti por COP\$500.000 millones.
- ▶ El 22 de agosto se efectuó el pago de la segunda cuota de dividendos por valor de COP\$54.337 millones.
- ▶ El 27 de septiembre Gas Natural S.A., ESP., informó que las sociedades Gamper Acquireco S.A.S. (en adelante Gamper I) y Gamper Acquireco II S.A.S. (en adelante Gamper II), ambas compañías accionistas suyas, titulares de 16.137.037 acciones ordinarias equivalentes al 43,7% del capital social y de 4.142.772 acciones ordinarias equivalentes al 11,2% del capital social, respectivamente, han acordado realizar una operación de fusión por absorción en virtud del compromiso de fusión aprobado por ambas compañías y conforme al cual, Gamper II será la sociedad absorbente y Gamper I la sociedad absorbida.



- ▶ Como consecuencia del punto anterior, una vez surtidas las formalidades que exige la ley, Gamper Acquireco II S.A.S. pasará a ser el accionista mayoritario de Gas Natural S.A. ESP titular de 20.279.809 acciones ordinarias equivalentes al 54,9 % del capital social. Gamper I y Gamper II pertenecen al mismo beneficiario real.

Tabla N°22 – Panorámica general Vanti

	sep-19
Volumen de ventas (Mm3)	603
Número de clientes	2.293.089
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

## IV. REP Perú

Tabla N°23 – Indicadores financieros seleccionados REP

	Miles USD\$		
	3Q 2018	3Q 2019	Variación
Ingresos	40.590	42.990	5,9%
Utilidad operacional	18.397	20.770	12,9%
EBITDA	28.942	31.666	9,4%
Margen EBITDA	71,3%	73,7%	2,4 pp
Utilidad neta	10.915	13.637	24,9%
Deuda neta / EBITDA UDM	2,2x	2,0x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	10,9x	13,1x	-

- ▶ El 16 de julio de, la Superintendencia del Mercado de Valores aprobó la inscripción del “cuarto programa de bonos corporativos de Red de Energía del Perú S.A.”, hasta por un monto máximo en circulación de USD\$600.000.000 (Seiscientos millones y 00/100 Dólares de los Estados Unidos) o su equivalente en Soles.
- ▶ El 13 de septiembre, a Red de Energía del Perú S.A. y Scotiabank Perú suscribieron un contrato de mediano plazo por 6 años por USD\$70 millones para refinanciar la deuda de corto plazo.

Tabla N°24 – Panorámica general REP

	sep-19
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,4
Cuota de mercado (%)	28,7
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	78,64
Líneas de trasmisión o Red (Km)	6.307



## V. CTM Perú

Tabla N°25 – Indicadores financieros seleccionados CTM

	Miles USD\$		
	3Q 2019	3Q 2018	Var %
Ingresos	47.023	51.040	8,5%
Utilidad operacional	28.773	32.096	11,5%
EBITDA	42.514	45.568	7,2%
Margen EBITDA	90,4%	89,3%	-1,1 pp
Utilidad neta	12.771	14.515	13,7%
Deuda neta / EBITDA UDM	5,0x	4,4x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	5,2x	3,8x	-

- ▶ El 11 de julio, la agencia de calificación Fitch Ratings anuncio la mejora en la perspectiva de la calificación crediticia de la empresa de transmisión de energía, ISA CTM. La misma se ubica en BBB- con perspectiva positiva, mientras que anteriormente contaba con perspectiva estable.
- ▶ Asimismo, la mejora en la perspectiva de la calificación responde también a que Fitch Ratings ve que ISA CTM continuará fortaleciendo su perfil de crédito en línea con su nivel de calificación crediticia del emisor IDR (issuer default rating) 'BBB'. Esto último, basado en la expectativa de la calificadora de que la estructura de capital de ISA CTM continúe mejorando, alineado a su consistente fortaleza operativa y sólido EBITDA.

Tabla N°26 – Panorámica general CTM

	sep-19
Demanda del mercado (Gwh)	4.356
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,6
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	84,1
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.255

## Prácticas ESG

En Sostenibilidad, el GEB continúa consolidando y fortaleciendo su gestión ESG (ambiental, social y de gobierno, por sus siglas en inglés) al ser reconocido como miembro del índice de sostenibilidad de Dow Jones por octavo año consecutivo, luego de obtener una calificación de 67 puntos, que nos ubica en el 6% de mejores puntajes del índice (percentil 94) y como líderes en el sector gas, en la categoría de mercados emergentes. Soporte de esta gestión es el relacionamiento genuino con más de 1.000 comunidades en las áreas de influencia de la infraestructura, dando especial importancia a los usos y costumbres de las comunidades étnicas, y al rescate del patrimonio arqueológico en Perú, Guatemala y Colombia.

Reforzando este desempeño superior, el GEB ha mantenido la tendencia a la baja en el índice de frecuencia de accidentes incapacitantes (IFI AT) llegando a 0.54 sobre una meta de 1.41 para el Grupo, no obstante, el incremento en las horas-hombre trabajadas (HH), que alcanzaron 20.851.170 HH acumuladas al mes de septiembre, consolidando el atributo cultural Primero la Vida.



También se destaca que, en el mes de agosto de 2019, con ocasión del programa Energía para la Paz, el Women Economic Forum celebrado en Cartagena, otorgó al GEB el premio WEF Award 2019 "Iconic Companies Creating a Better World for All", al tiempo que la ANDI otorgó el reconocimiento al GEB como Empresa Inspiradora 2019 que hace grandes transformaciones resolviendo los desafíos sociales, como parte de su negocio, al tiempo que aumenta su competitividad. Estos reconocimientos confirman nuestro propósito de llevar progreso, desarrollo y crecimiento a las comunidades donde tenemos presencia con nuestra infraestructura.



## Anexos

## Anexo 1. Estados financieros

Tabla N°27 – Estado de resultados

	Millones COP\$		Variación		Millones COP\$		Variación	
	3Q 2018	3Q 2019	Var COP\$	%	sep-18	sep-19	Var COP\$	%
Distribución de gas natural	631.829	705.840	74.011	11,7%	1.605.864	1.902.496	296.632	18,5%
Transporte de gas natural	333.430	383.468	50.038	15,0%	954.405	1.138.515	184.110	19,3%
Distribución de electricidad	0	50.014	50.014	100,0%	0	50.014	50.014	100,0%
Transmisión de electricidad	94.830	149.411	54.581	57,6%	313.972	428.230	114.258	36,4%
<b>Total, ingresos por actividades operacionales</b>	<b>1.060.089</b>	<b>1.288.733</b>	<b>228.644</b>	<b>21,6%</b>	<b>2.874.241</b>	<b>3.519.255</b>	<b>645.014</b>	<b>22,4%</b>
Distribución de gas natural	-543.162	-599.098	-55.936	10,3%	-1.336.491	-1.591.473	-254.982	19,1%
Transporte de gas natural	-152.646	-197.568	-44.922	29,4%	-402.972	-469.687	-66.715	16,6%
Distribución de electricidad	0	-35.510	-35.510	100,0%	0	-35.510	-35.510	100,0%
Transmisión de electricidad	-38.157	-88.996	-50.839	133,2%	-146.764	-214.999	-68.235	46,5%
<b>Total, costos por actividades operacionales</b>	<b>-733.965</b>	<b>-921.172</b>	<b>-187.207</b>	<b>25,5%</b>	<b>-1.886.227</b>	<b>-2.311.669</b>	<b>-425.442</b>	<b>22,6%</b>
<b>Resultado bruto de actividades operacionales</b>	<b>326.124</b>	<b>367.561</b>	<b>41.437</b>	<b>12,7%</b>	<b>988.014</b>	<b>1.207.586</b>	<b>219.572</b>	<b>22,2%</b>
Gastos administrativos	-38.471	-19.151	19.320	-50,2%	-119.874	-104.961	14.913	-12,4%
Otros ingresos (gastos), neto	74.772	36.513	-38.259	-51,2%	135.453	132.860	-2.593	-1,9%
<b>Otros ingresos (gastos) actividades operacionales</b>	<b>36.301</b>	<b>17.362</b>	<b>-18.939</b>	<b>-52,2%</b>	<b>15.579</b>	<b>27.899</b>	<b>12.320</b>	<b>79,1%</b>
<b>Resultado de las actividades operacionales</b>	<b>362.425</b>	<b>384.923</b>	<b>22.498</b>	<b>6,2%</b>	<b>1.003.593</b>	<b>1.235.485</b>	<b>231.892</b>	<b>23,1%</b>
Ingresos financieros	-15.176	50.946	66.122	435,7%	80.767	101.396	20.629	25,5%
Gastos financieros	-97.548	-168.348	-70.800	72,6%	-356.030	-443.922	-87.892	24,7%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-5.891	-22.208	-16.317	277,0%	-41.553	12.959	54.512	131,2%
Método de participación	292.161	364.631	72.470	24,8%	806.087	998.497	192.410	23,9%
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>535.971</b>	<b>609.944</b>	<b>73.973</b>	<b>13,8%</b>	<b>1.492.864</b>	<b>1.904.415</b>	<b>411.551</b>	<b>27,6%</b>
Gasto por impuesto corriente	-79.856	-91.997	-12.141	15,2%	-224.914	-264.174	-39.260	17,5%
Gasto por impuesto diferido	-48.059	-28.182	19.877	-41,4%	-38.971	-46.716	-7.745	19,9%
<b>Utilidad neta</b>	<b>408.056</b>	<b>489.765</b>	<b>81.709</b>	<b>20,0%</b>	<b>1.228.979</b>	<b>1.593.525</b>	<b>364.546</b>	<b>29,7%</b>
<b>Participación Controladora</b>	<b>387.852</b>	<b>460.021</b>	<b>72.169</b>	<b>18,6%</b>	<b>1.167.058</b>	<b>1.513.440</b>	<b>346.382</b>	<b>29,7%</b>
<b>Participación no Controladora</b>	<b>20.204</b>	<b>29.744</b>	<b>9.540</b>	<b>47,2%</b>	<b>61.921</b>	<b>80.085</b>	<b>18.164</b>	<b>29,3%</b>



Tabla N°28 – Balance general

	Millones COP\$		Variación	
	dic-18	sep-19	Var COP\$	%
<b>Activo</b>				
<b>Activo Corriente</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.128.112	1.355.233	227.121	20,1%
Inversiones	28.198	73.024	44.826	159,0%
Cuentas por cobrar	769.660	997.253	227.593	29,6%
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	242.360	453.011	210.651	86,9%
Activos por impuestos	80.859	142.337	61.478	76,0%
Inventario	160.581	230.722	70.141	43,7%
Activos Disponibles para la venta	722.633	726.290	3.657	0,5%
Otros activos	25.312	26.794	1.482	5,9%
<b>Total activos corrientes</b>	<b>3.157.715</b>	<b>4.004.664</b>	<b>846.949</b>	<b>26,8%</b>
<b>Activo no corriente</b>				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	7.012.908	7.230.575	217.667	3,1%
Propiedad, planta y equipo	10.158.128	11.539.748	1.381.620	13,6%
Propiedades de inversión	29.781	29.836	55	0,2%
Inversiones	12.385	13.783	1.398	11,3%
Cuentas por cobrar	149.523	175.682	26.159	17,5%
Crédito mercantil	84.618	772.222	687.604	812,6%
Activos intangibles	4.308.278	4.832.369	524.091	12,2%
Activos por impuestos	109.246	108.104	-1.142	-1,0%
Activos por impuestos diferidos	67.576	127.787	60.211	89,1%
Otros activos	19.333	23.492	4.159	21,5%
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>21.951.776</b>	<b>24.853.598</b>	<b>2.901.822</b>	<b>13,2%</b>
<b>Total activo</b>	<b>25.109.491</b>	<b>28.858.262</b>	<b>3.748.771</b>	<b>14,9%</b>
<b>Pasivos y Patrimonio</b>				
<b>Pasivos corrientes</b>				
Obligaciones financieras	1.543.955	1.445.831	-98.124	-6,4%
Arrendamientos	22	26.897	26.875	122159,1%
Cuentas por pagar	475.955	1.042.255	566.300	119,0%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	7	79.983	79.976	1142514,3%
Provisiones por beneficios a empleados	93.803	108.118	14.315	15,3%
Otras provisiones	39.443	39.971	528	1,3%
Pasivo por impuestos	47.938	227.869	179.931	375,3%
Otros pasivos	205.892	206.118	226	0,1%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>2.407.015</b>	<b>3.177.042</b>	<b>770.027</b>	<b>32,0%</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>				
Obligaciones financieras	8.038.017	10.016.445	1.978.428	24,6%
Arrendamientos	43.808	94.468	50.660	115,6%
Pasivos por impuestos	1.164	357	-807	-69,3%
Provisiones por beneficios a empleados	148.006	142.027	-5.979	-4,0%
Otras provisiones	229.471	276.222	46.751	20,4%
Pasivos por impuestos diferidos	1.406.726	1.630.409	223.683	15,9%
Otros pasivos	13.583	34.471	20.888	153,8%
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>9.880.775</b>	<b>12.194.399</b>	<b>2.313.624</b>	<b>23,4%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>12.287.790</b>	<b>15.371.441</b>	<b>3.083.651</b>	<b>25,1%</b>



Tabla N°28 – Balance general

	Millones COP\$		Variación	
	dic-18	sep-19	Var COP\$	%
<b>Patrimonio</b>				
Capital emitido	492.111	492.111	0	0,0%
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799	0	0,0%
Reservas	2.999.690	3.509.829	510.139	17,0%
Utilidades retenidas	6.004.371	5.813.211	-191.160	-3,2%
Otro resultado integral	2.051.126	2.372.751	321.625	15,7%
<b>Total patrimonio de la controladora</b>	<b>12.385.097</b>	<b>13.025.701</b>	<b>640.604</b>	<b>5,2%</b>
Participación no controlada	436.604	461.120	24.516	5,6%
<b>Total patrimonio</b>	<b>12.821.701</b>	<b>13.486.821</b>	<b>665.120</b>	<b>5,2%</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>25.109.491</b>	<b>28.858.262</b>	<b>3.748.771</b>	<b>14,9%</b>



Tabla N°29 – Estado de flujo de efectivo

	Millones COP\$	
	sep-18	sep-19
<b>Flujos de efectivo de actividades de operación</b>		
<b>Utilidad neta</b>	1.228.979	1.593.525
<b>Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:</b>		
Impuestos a la utilidad reconocidos en resultados	263.885	310.890
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-806.087	-998.497
Gastos financieros	356.030	443.922
Ingresos financieros	-80.767	-101.396
Depreciación y amortización	237.453	389.719
Pérdida (utilidad) en venta o baja de activos fijos	970	4.809
Diferencia en cambio	41.553	-12.959
Provisiones (recuperaciones) neto	16.537	68.671
	<b>1.258.553</b>	<b>1.698.684</b>
<b>Cambios netos en activos y pasivos de la operación:</b>		
Cuentas por cobrar	-289.385	-216.123
Inventarios	-7.190	-2.526
Otros activos	-17.455	-20.770
Cuentas por pagar	-24.936	14.996
Provisiones por beneficios a trabajadores	-10.120	-11.855
Provisiones	-2.356	-31
Otros pasivos	-18.921	-30.529
Impuestos pagados	-182.435	-136.474
<b>Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación</b>	<b>705.755</b>	<b>1.295.372</b>
<b>Flujos de efectivo de actividades de inversión</b>		
Dividendos recibidos	563.039	607.497
Ingresos por venta de activos fijos	316	58
Intereses recibidos	59.769	59.633
Préstamos a partes relacionadas	-27.459	2.539
Incremento (disminución) en inversiones	-85.564	-33.215
Efectivo utilizado en la combinación de negocios	0	-881.925
Flujos de efectivo procedente de las sociedades absorbidas en la combinación de negocios	0	21.041
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-382.193	-463.401
Adquisición de propiedades de inversión	-326	-57
Adquisición de activos intangibles	-314.045	-339.191
<b>Flujo neto de efectivo (usado en) provisto por actividades de inversión</b>	<b>-186.463</b>	<b>-1.027.021</b>
<b>Flujos de efectivo de actividades de financiación</b>		
Dividendos pagados	-588.764	-596.779
Intereses pagados	-368.395	-427.999
Préstamos recibidos	2.394.323	5.012.843
Préstamos pagados	-2.360.230	-4.011.253
<b>Flujo neto de efectivo usado en actividades de financiación</b>	<b>-923.066</b>	<b>-23.188</b>
(Disminución) Aumento Neto de Efectivo	-403.774	245.163
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	-2.352	-18.042
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año</b>	<b>1.569.021</b>	<b>1.128.112</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b>1.162.895</b>	<b>1.355.233</b>



## Anexo 2. Nota legal

*Este documento contiene palabras tales como “anticipar”, “creer”, “esperar”, “estimar”, y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica, incluyendo y sin limitación a aquella que haga referencia a la situación financiera de la Compañía, su estrategia de negocios, los planes y objetivos de la administración, corresponde a proyecciones.*

*Las proyecciones de este informe se realizaron bajo supuestos relacionados con el entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, y tuvieron en cuenta riesgos que están por fuera del control de la Compañía. Las proyecciones son inciertas y se puede esperar que no se materialicen. También se puede esperar que ocurran eventos o circunstancias inesperadas. Por las razones anteriormente expuestas, los resultados reales podrían diferir en forma significativa de las proyecciones aquí contenidas. En consecuencia, las proyecciones de este informe no deben ser consideradas como un hecho cierto. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.*

*La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en este documento.*

*El desempeño pasado de la Compañía no puede considerarse como un patrón del desempeño futuro de la misma.*

*Las cifras presentadas corresponden a las cifras reportadas por las compañías subsidiarias o asociadas en el momento de la realización de este informe. Las cifras son no auditadas y pueden cambiar en el tiempo.*

## Anexo 3. Términos y definiciones

- ▶ PPC: Perú Power Company.
- ▶ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.
- ▶ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética
- ▶ Kpcd: Miles de pies cúbicos por día.
- ▶ Mpcd: Millones de pies cúbicos por día.
- ▶ Promedio – Mpcd: Es el promedio del volumen transportado por día en el trimestre de estudio.
- ▶ UDM: Últimos Doce Meses.
- ▶ Pp: puntos porcentuales.
- ▶ Mm: Millones.

**Gerencia de Relación con el Inversionista**  
Email - [ir@geb.com.co](mailto:ir@geb.com.co)  
[www.grupoenergiabogota.com/inversionistas](http://www.grupoenergiabogota.com/inversionistas)