

Informe de Resultados Financieros 3T 2018

YTD

ACUMULADO
2017* - 2018*

Ingreso operacional (+9,7%)

COP\$2.386.098 millones **COP\$2.616.935 millones**

EBITDA (+10,6%)

COP\$1.997.505 millones **COP\$2.208.827 millones**

Utilidad Operacional (+15,1%)

COP\$872.279 millones **COP\$1.003.593 millones**

*Acumulado a septiembre 2017: 1ro de enero al 30 de septiembre de 2017 (YTD 2017). 3T 2017: 1ro de julio al 30 de septiembre de 2017.

*Acumulado a septiembre 2018: 1ro de enero al 30 de septiembre de 2018 (YTD 2018). 3T 2018: 1ro de julio al 30 de septiembre de 2018.

Desempeño Financiero y Comercial

- 7 de septiembre: Se presentó ante el Departamento Nacional de Planificación (DNP) el plan de endeudamiento externo para el período 2018-2023.
- 28 de septiembre: S&P Global Ratings (S&P) reafirmó la calificación crediticia en BBB- para la deuda corporativa de GEB, con grado de inversión. S&P también declaró que mantendrá la perspectiva de GEB como estable durante los próximos 24 meses, reflejando solidez en función de los proyectos y activos que integran el portafolio y las oportunidades de inversión a mediano y largo plazo, principalmente en Colombia y Perú.
- 9 de octubre: Fitch Ratings reafirmó la calificación crediticia de GEB con grado de inversión "BBB" a escala internacional y "AAA" a escala local, la perspectiva se mantiene estable en ambos casos.

Estrategia

- 31 de julio: Cierre de la segunda etapa de democratización con el registro en libros de las acciones por parte de la Bolsa de Valores de Colombia.
- 18 de septiembre: La Bolsa de Valores de Colombia otorgó a GEB el reconocimiento IR por cuarto año consecutivo.
- 2 de octubre: Se celebró la Asamblea Extraordinaria de Accionistas, donde se presentó y aprobó la Reforma Estatutaria, el Reglamento de la Asamblea General de Accionistas y la Política de Nominación, Remuneración y Sucesión de la Junta Directiva.
- 12 de octubre: Debido a los debates específicos sobre los Acuerdos Marco de Inversión firmados con Enel Américas en relación con Emgesa y Codensa, GEB decidió plantear los conflictos no resueltos entre las partes ante un tribunal de arbitramento.



Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos al cierre del 30 de septiembre de 2017 y 2018.

Ingresos

Los ingresos consolidados YTD 2018 alcanzaron COP\$2,6 billones, un aumento del 9,7% frente al mismo periodo del año anterior, respondiendo a la dinámica positiva en cada una de las líneas de negocio.

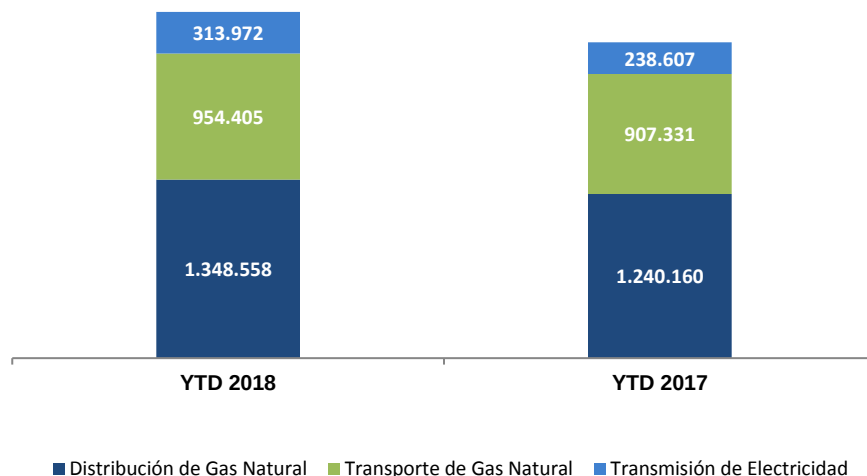
La mayor variación la reportó la línea de negocio de transmisión de electricidad con un crecimiento del 31,6%, pasando de COP\$238.607 millones a COP\$313.972 millones, como resultado de: Mayores ingresos reconocidos de los proyectos UPME (Bolívar – Cartagena, Bolívar – Santa Rosa, Sogamoso 500 kv – Gachancipá, Sogamoso 500 kv – Soacha y por la Conexión Río Córdoba – Ciénaga Magdalena) y por la facturación de Trecca a EEBIS por servicios administrativos y de nómina en el mes de agosto.

La línea de distribución de gas natural reportó ingresos por COP\$1,3 billones, con un crecimiento del 8,7%, teniendo en cuenta que mantiene la mayor participación en el total con el 51,5%, comportamiento que se debió a:

- Cálidda – Crecimiento en el número de instalaciones internas por USD\$16,6 millones; aumento en la capacidad contratada, lo cual impacta positivamente el transporte y los consumos de gas natural en USD\$7,9 millones; y mayores ingresos por distribución de gas en función de mayores volúmenes por USD\$15,6 millones.

Respecto al segmento de transporte de gas natural, se evidencia un crecimiento del 5,2%, obedeciendo al aumento de los cargos fijos y a la entrada en funcionamiento del proyecto Cusiana-APIAY-Ocoa desde febrero, lo cual impactará de forma positiva el desempeño de esa línea de negocio durante todo el año.

Gráfica N°1 – Ingresos operacionales por unidad de negocio (Cifras en Millones COP\$ YTD 2018)





Costos y gastos

El mayor incremento se dio en la línea de negocio de transporte de gas natural con el 19,2% respecto al YTD 2017, como consecuencia de: Incremento en los costos de servicios de inspección y seguridad de la red de gasoductos (COP\$20 millones), personal (COP\$10 millones), reparación por cambios de revestimiento (COP\$8 millones), mantenimiento por derecho de vía (COP\$6 millones), estudios y proyectos (COP\$2 millones), transportes y relación con comunidades (COP\$3 millones), honorarios, vigilancia y gastos generales (COP\$9 millones).

Respecto a la línea de transmisión de electricidad, se evidencia un crecimiento del 15,7%, como consecuencia de mayores contribuciones respecto a los proyectos UPME (COP\$13 millones) e incremento en los costos de mantenimiento y reparaciones (COP\$2 millones). En cuanto a EBBIS, se generaron contribuciones adicionales (COP\$7 millones).

En la línea de distribución de gas, se evidencia un crecimiento del 7,2%, resaltando que tienen la mayor contribución sobre el total con el 66,9% y su comportamiento está relacionado con:

- Contugas – Mayores costos por la adenda del Laudo con el Consorcio Graña y Montero S.A. – Conciviles y construcción de redes (COP\$4,2 millones).
- Cálidda – Incremento de los costos por mayores provisiones de litigios y cobranza dudosa (USD\$7,9 millones), por mayor volumen (COP\$6,6 millones), aumento de instalaciones (COP\$5,8 millones) e incremento por el costo de personal, contribuciones e impuestos (COP\$1,6 millones).

Resultado de las actividades operacionales

Se evidencia un crecimiento del 15,1% y un margen operacional del 38,3%, relacionado con el aumento en mayor proporción de los ingresos frente a los costos y gastos, resaltando que la variación más significativa la reportó el rubro de ingresos financieros con una disminución del 42,9%, al pasar de COP\$141.540 millones a COP\$80.767 millones.

EBITDA Consolidado

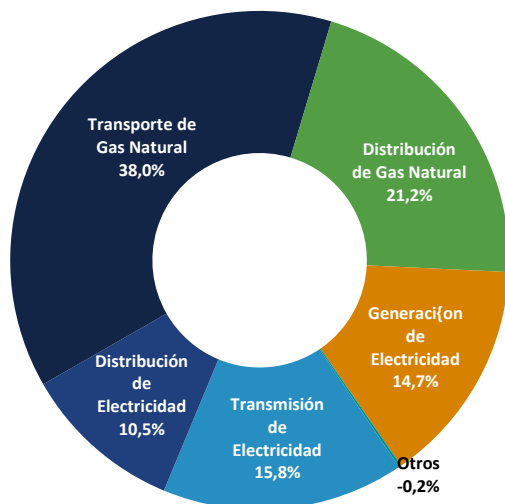
Tabla N°1 – EBITDA consolidado

	Millones COP\$	
	YTD 2018	YTD 2017
EBITDA	2.208.827	1.997.505
Margen EBITDA (%)	84,4	83,7

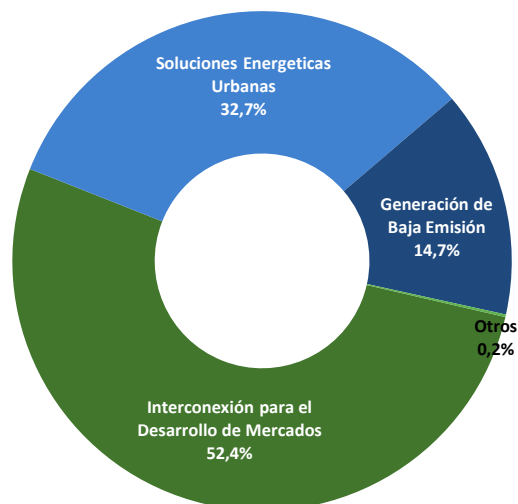
El comportamiento del EBITDA consolidado refleja la rentabilidad y la sostenibilidad de la actividad operacional y ejecución de proyectos del Grupo, cerrando para los 9 meses terminados en septiembre de 2018 en USD\$2.208.827 millones, un crecimiento de 10,6% y en COP\$2.666.546 (USD\$897 millones) si se analizan los últimos 12 meses. Respecto al margen EBITDA, éste muestra un crecimiento y para el período reportado se ubicó en 84,4%.



Gráfica N°2 – EBITDA consolidado por línea de negocio



Gráfica N°3 – EBITDA consolidado por GEN



Así mismo, los niveles históricos de EBITDA le dan a la Compañía flexibilidad y capacidad de crecimiento en cada uno de los Grupos Estratégicos de Negocio (GEN), al estar históricamente por debajo de los límites de los *covenants* establecidos, tanto en Deuda Total Neta / EBITDA, como en EBITDA / Gastos Financieros Neto.

No operacionales

La mayor variación la reportan los ingresos financieros con una disminución del 42,9%, al pasar del YTD 2017 al YTD 2018, de COP\$141.540 a COP\$80.767, guardando correlación con las mayores inversiones que se están ejecutando a través del uso de los activos financieros disponibles.

Impuestos

El impuesto diferido se reduce significativamente principalmente por el comportamiento de dicho rubro en TGI, respondiendo al cambio normativo de los efectos fiscales, respecto a de las vidas útiles de los activos fijos. Para el cierre del 3T 2018, el gasto por depreciación fiscal es menor como resultado del recalcu efectuado.

Utilidad neta

La utilidad neta YTD 2018 cerró en COP\$1.226.608 millones, como resultado de un ajuste puntual en el impuesto diferido que se detalló en el apartado precedente y no guarda relación con algún hecho material o estructural de la actividad operativa y del desarrollo normal del negocio. La participación controladora se ubicó en COP\$1.164.687 millones y la no controladora en COP\$61.921 millones.



Perfil de deuda

Tabla N°2 – Estructura de la deuda septiembre 2018

Obligación	Monto Millones COP\$	Moneda Original	Cupón (%)	Vencimiento
Sindicado GEB 2023	2.227.021	USD\$	Libor 6M + 2,15%	Enero 2023
CAF GEB	84.674	USD\$	Libor 6M + 1,60%	Mayo 2020
Bono GEB COP 2024 1er Lote	187.129	COP\$	7 años IPC + 3,19% E.A.	Febrero 2024
Bono GEB COP 2032 1er Lote	283.159	COP\$	15 años IPC + 3,85% E.A.	Febrero 2032
Bono GEB COP 2042 1er Lote	180.093	COP\$	25 años IPC + 4,04% E.A.	Febrero 2042
Bono GEB COP 2024 2do Lote	128.870	COP\$	7 años IPC + 3,21% E.A.	Febrero 2024
Bono GEB COP 2032 2do Lote	189.330	COP\$	15 años IPC + 3,85% E.A.	Febrero 2032
Bono GEB COP 2042 2do Lote	323.773	COP\$	30 años IPC + 4,1% E.A.	Febrero 2042
Leasing financiero GEB y TGI	46.146	COP\$	GEB – DTF+3,75% TGI – DTF+2,9% TA	GEB – Ene 2024 TGI – Ene 2024
Bono TGI	2.224.913	USD\$	Fijo 5,7%	Marzo 2022
BBVA/Itaú/Scotiabank (TGI - IELAH)	116.760	USD\$	Libor 6M + 2,25%	Agosto 2019
Bono Cálidda – USD\$	947.739	USD\$	Fijo 4,375%	Marzo 2023
Bono Cálidda – PEN\$	179.482	PEN\$	Fija 6,46875%	Julio 2028
Crédito Cálidda – Scotiabank	236.966	USD\$	Fijo 4,75%	Junio 2019
Banco de crédito del Perú	33.215	USD\$	Fijo 4,95%	Marzo 2019
Banco de crédito del Perú	11.637	USD\$	Fijo 4,95%	Marzo 2019
Banco Santander	20.077	USD\$	Fijo 5,38%	Marzo 2019
Crédito Sindicado Contugas	1.022.626	USD\$	Libor 6M + 3,50%	Septiembre 2019
Crédito Trecsa – Citibank	258.580	USD\$	Libor 6M + 2,97%	Junio 2028
Crédito EEBIS – Citibank	142.665	USD\$	Libor 6M + 2,40%	Noviembre 2021
Deuda Total	\$8.844.855			
Intereses	\$14.313			
Deuda Total + Intereses	\$8.859.168			
Deuda Total Corto Plazo + Intereses	\$1.261.087			
Deuda Total Largo Plazo + Intereses	\$7.598.081			

Tabla N°3 – Clasificación de rubros de deuda

	Millones COP\$ (UDM)			
	Septiembre 2018	Septiembre 2017	Variación	%
EBITDA	2.666.546	2.344.413	322.133	13,7
Deuda Total Neta	7.682.467	7.234.906	447.561	6,2
Deuda Total Bruta	8.844.855	8.454.242	390.613	4,6
Gastos Financieros Neto	321.129	357.549	-36.420	-10,2

La deuda total bruta reportó un crecimiento del 4,6%, comportamiento generado por: Emisión de los bonos de Cálidda en Nuevos Soles Peruanos y por los créditos de Contugas a corto plazo con el Banco de Crédito del Perú.

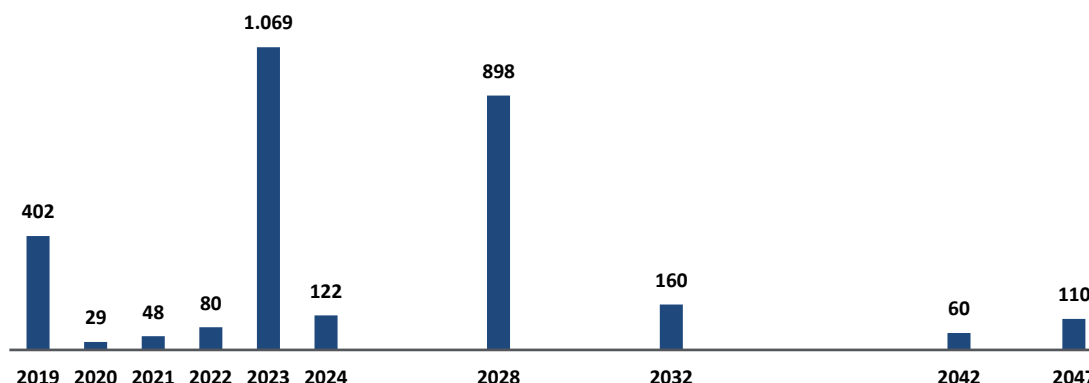
Tabla N°4 – Ratios de cobertura

		Septiembre 2018	Septiembre 2017
Deuda Total Neta / EBITDA	OM: < 4.0	2,88x	3,09 x
EBITDA / Gastos Financieros Neto	OM: > 2.25	8,30 x	6,56x



De acuerdo con lo anterior, el Grupo alcanza a septiembre de 2018 un indicador Deuda Total Neta/EBITDA de 2,88x y de EBITDA/Gastos Financieros Neto de 8,30x.

Gráfica N°4 – Perfil de la deuda septiembre 2018
Cifras en Millones USD\$



Método de participación

Tabla N°5 – Método de participación por empresa

Cifras Millones COP\$	YTD 2018	YTD 2017
Emgesa	410.911	354.011
Codensa	233.888	240.768
Gas Natural	45.933	42.119
REP	35.955	30.658
CTM	43.649	37.495
EMSA	5.117	4.658
Promigas	-	49.490
Negocios Conjuntos (Gebbras)	28.263	37.351
Total	803.716	796.550

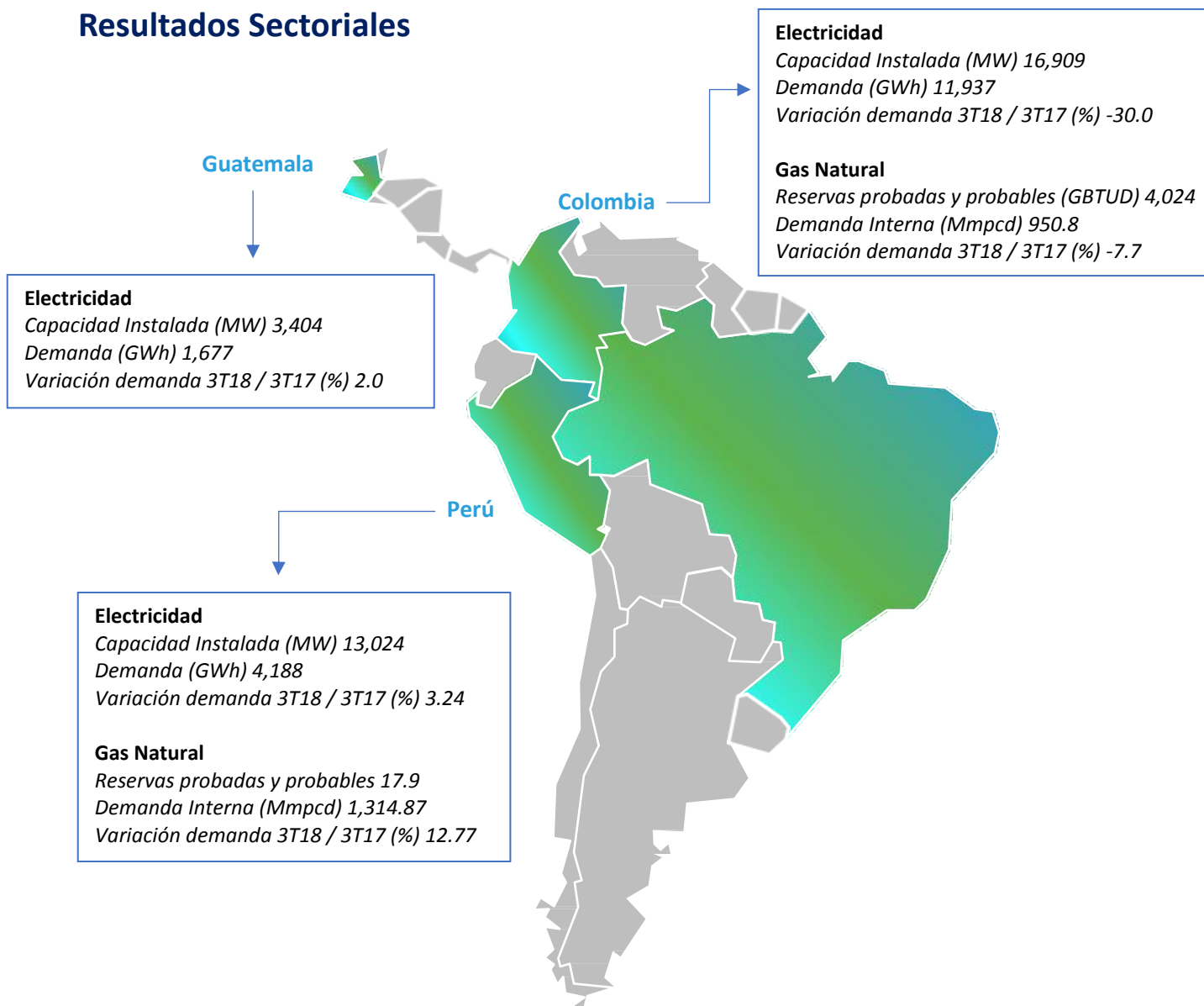
En el método de participación patrimonial, el mayor aporte al cierre de septiembre de 2018 proviene de Emgesa con el 51,1%, seguido por Codensa con el 29,1% y Gas Natural con el 5,7%. Cabe resaltar que en los negocios conjuntos se encuentran las compañías en Brasil: GOT, MGE, TER y TSP.

CAPEX Ejecutado

El CAPEX ejecutado por el consolidado de GEB analizando el periodo YTD 2018 fue de USD\$249,2 millones, concentrándose principalmente en el negocio de transmisión con el 36,5%, seguido por Cálidda con el 28,8% y por último TGI con el 22,2%.



Resultados Sectoriales



Resultados Grupos Estratégicos de Negocio

Soluciones Energéticas Urbanas (SEU)

Tabla N°6 – Ratios Indicadores financieros SEU YTD 2018

Cifras en Millones	Codensa COP\$	Cálidda USD\$	Gas Natural COP\$	Contugas USD\$
Ingresos operacionales	3.706.489	920	1.680.918	65
Utilidad operacional	851.156	176	241.956	8
EBITDA	1.127.789	219	275.107	14
Utilidad neta	450.090	103	183.536	-8



El portafolio de Compañías que conforman el grupo SEU se enfoca en potencializar la infraestructura energética de ciudades en crecimiento (Bogotá y Lima), con el objetivo de atender las necesidades del mercado. Lo anterior lo logra analizando la demanda y contribuyendo en la construcción de una agenda que involucre al sector energético en diferentes esferas (usos, aplicaciones, servicios y tecnologías), generando como resultado, un impacto positivo en la dinámica de desarrollo y consolidación.

I. Codensa

Tabla N°7 – Panorámica Codensa

 Grupo Enel	Resultados YTD 2018
Número de clientes	3.414.791
Participación de mercado (%)	21,5%
Demanda Codensa (Gwh)	10.443
Var demanda (%)	0,01
Índice de pérdidas (%)	7,9
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51,5% (36,4% ordinarias; 15,1% preferenciales sin derecho a voto)

Tabla N°8 – Indicadores financieros seleccionados Codensa

 Grupo Enel	Millones COP\$			Millones USD\$		
	YTD 2018	YTD 2017	Var %	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales	3.706.489	3.351.872	10,6	1.284	1.144	12,3
Margen de Contribución	1.455.281	1.470.324	-1,0	504	500	0,8
EBITDA	1.127.789	1.152.771	-2,2	391	392	-0,3
Margen EBITDA (%)	30,4	34,3	-	30,4	34,3	-
Utilidad neta	450.090	464.955	-3,2	156	158	-1,4
Dividendos pagados	262.660	409.277	-35,8	91	139	-34,6

Tabla N°9 – Inversiones Codensa

 Grupo Enel	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Millones COP\$	569.590	462.124	23,3
Millones USD\$	192	157	22,3

- Los Ingresos operacionales presentaron un incremento con respecto al mismo periodo del año 2017, explicado principalmente por:
 - Incremento en la demanda de energía en el área de influencia de Enel - Codensa de 1,1% acumulado año, principalmente en los segmentos residencial y comercial, atribuible al crecimiento vegetativo por nuevas conexiones.
 - Mejores resultados en Margen de productos y servicios de valor agregado como alquiler de infraestructura y alumbrado público por mayor reconocimiento de unidades constructivas modernizadas.



- Un mayor valor en el pago de las restricciones (limitaciones en la operación del Sistema Interconectado Nacional).
- Un aumento en la tarifa regulada del negocio derivada del incremento en el Índice de Precios al Productor (IPP) y del Índice de Precios al Consumidor (IPC) al cual se encuentran indexados los componentes de distribución y comercialización respectivamente y al crecimiento del componente de generación explicado por un mayor precio en los contratos mayoristas a largo plazo que entraron en vigencia a partir de 2018.
- ▶ El EBITDA por su parte registró una disminución con respecto al mismo periodo del año anterior, debido a:
 - Incremento en el costo de ventas (19,0%) explicado, principalmente, por compras de energía a un precio promedio más alto comparado con el mismo periodo de 2017. Lo anterior debido a que la energía consumida durante el año 2018 fue contratada durante los años 2015 y 2016 (en línea con prácticas del sector), periodo que estuvo influenciado por el Fenómeno del Niño, lo que produjo un aumento en los precios de la energía.
 - Aumento en los gastos de personal (8,1%) debido al crecimiento en la plantilla, en línea con el plan de inversión.
 - Incremento en los gastos de operación y mantenimiento (7,2%) explicado principalmente por un aumento en las provisiones relacionadas con litigios laborales y civiles y los costos asociados a atención de clientes y recuperación en indicadores de calidad y pérdidas.
- ▶ La Utilidad neta registró una variación negativa explicada por el comportamiento del EBIT y por un aumento en los gastos financieros, debido a un mayor saldo de deuda promedio en comparación con el mismo periodo de 2017. Este efecto fue compensado parcialmente por una tasa efectiva de impuestos más baja luego de la implementación de la reforma tributaria de 2016.
- ▶ Las inversiones incrementaron significativamente respecto al mismo periodo del año anterior, enfocadas en proyectos de telecontrol, calidad del servicio, medición inteligente, conexiones de nuevos clientes y mantenimiento de activos operativos.

II. Cálidda

Tabla N°10 – Panorámica Cálidda

	
	Resultados YTD 2018
Número Total de Clientes	706.857
Volumen Producción Fiscalizada (Mmpcd)	1.227
Extensión Total de la Red (Km)	9.288
Número de Clientes Nuevos	130.044
Penetración de la Red (%)	78%

- ▶ Cálidda mantiene el derecho de distribución y operación de la única red de distribución de gas natural de Lima y Callao:
 - Gasoducto: 9.288 km.
 - Capacidad: 606 Mmpcd.
 - Cubre el 78% del mercado en Perú.



Tabla N°11 – Indicadores financieros seleccionados Cálidda

 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales (Miles USD\$*)	920.158	851.047	8,1
Utilidad operacional (Miles USD\$)	175.928	154.998	13,5
EBITDA (Miles USD\$)	218.852	207.651	5,4
Margen EBITDA (%)	23,8	24,4	-
Utilidad neta (Miles USD\$)	102.611	95.177	7,8
Deuda neta / EBITDA UDM	2,99 x	2,68x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	8,48x	8,52x	-

- ▶ Capex total ejecutado durante el 3T 2018 asciende a USD\$71,8 millones.
- ▶ Al 3T 2018, la base de clientes y el volumen facturado de Cálidda aumentaron en 32% y 2%, respectivamente, en comparación con el mismo periodo del 2017.
- ▶ Durante el mismo periodo se construyeron 941 km de redes, con lo cual el sistema de distribución alcanzó una longitud total de 9.288 km de tubería.
- ▶ Los Ingresos Totales, Ingresos Ajustados y EBITDA crecieron el 12%, 19% y 7%, respectivamente:
 - Mayores ingresos por servicio de distribución gracias al mayor volumen facturado y al incremento de la tarifa aprobada por Osinergmin.
 - Mayores servicios para el segmento hogar derivado del mayor número de conexiones y la venta de 39.189 gasodomésticos en el periodo (474% respecto al mismo periodo de 2017).
- ▶ El 23 de julio se emitieron bonos locales por S/.200 millones a 10 años bullet. Para dicha emisión se estructuró una cobertura a través de un swap.
- ▶ En agosto se realizó el pago de dividendos a accionistas por USD\$52,7 millones.

III. Gas Natural

Tabla N°12 – Panorámica Gas Natural

 gasNatural	Resultados YTD 2018 Millones COP\$
Ingresos operacionales	1.680.918
EBITDA	275.107
Control	Brookfield (Canadá) 54,9%
Participación de GEB	25%

Tabla N°13 – Indicadores financieros seleccionados Gas Natural

 gasNatural	Millones COP\$		
	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales	1.680.918	1.713.582	-1,9
Costo de Ventas	-1.343.224	-1.378.410	-2,6
Utilidad operacional	241.956	250.177	-3,3
EBITDA	275.107	278.565	-1,2
Margen EBITDA (%)	16,4	16,3	-
Utilidad neta	183.536	178.019	3,1
Deuda neta / EBITDA UDM	4,6x	4,4x	-
EBITDA UDM / Gastos Financieros UDM	12,9x	13,8x	-



- ▶ En agosto 2018 se pagó el 50% restante de los dividendos, respecto a las utilidades del año 2017.
- ▶ A solicitud de Brookfield: Los auditores Ernst & Young Audit S.A.S. EY, están auditando el Balance de Apertura (31 de mayo 2018 – 1 junio 2018).
- ▶ Contraloría emitió el 21 de septiembre el informe final de Auditoría definitivo 2016 – 2017 dejó 7 hallazgos de tipo administrativos.
- ▶ En el mes de octubre se realizará el nombramiento del nuevo Presidente Ejecutivo de Gas Natural y Filiales, el Sr. Rodolfo Enrique Anaya Bello.

IV. Contugas

Tabla N°14 – Panorámica Contugas

	
	Resultados 3T 2018
Número de Clientes	49.873
Volumen de Ventas (Mmpcd)	53,9
Volumen Transportado (Mmpcd)	18,8
Capacidad Contratada en Firme (Mmpcd)	119,1
Red de Longitud (km)	1.271

Tabla N°15 – Indicadores financieros seleccionados Contugas

		YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales (Miles USD\$)		65.028	60.487	7,5
Utilidad operacional (Miles USD\$)		8.178	6.721	21,7
EBITDA (Miles USD\$)		13.789	13.471	2,4
Margen EBITDA (%)		21,2	22,3	-
Utilidad neta (Miles USD\$)		-7.757	-4.817	61,0
Deuda neta / EBITDA UDM		23,7x	20,4x	-
EBITDA UDM / Gastos Financieros UDM		0,8x	1,0x	-

- ▶ En el mes de julio se realizó la habilitación del cliente Electro dunas Chinchá con una capacidad contratada de 2.6 Mmpcd.
- ▶ En el mes de septiembre se realizó el pago de los intereses del crédito sindicado correspondiente al décimo periodo de intereses por USD\$10,3 millones.
- ▶ Se desembolsó deuda de corto plazo (180 días) por un valor equivalente a USD\$20 millones a una tasa fija de 4,95%.
- ▶ Se repago prestamos de corto plazo por un monto de USD\$13,1 millones correspondiente a los desembolsos de marzo y abril.



Tabla N°16 – Inversiones Contugas

 Contugas Grupo Energía Bogotá	3T 2018	3T 2017	Var %
	Millones USD\$	3,21	2,58

Interconexión para el Desarrollo de Mercados (IDM)

Tabla N°17 – Indicadores financieros IDM YTD 2018

Cifras en Miles USD\$	GEB Transmisión	TGI	TRECSA	REP	CTM
Ingresos operacionales	95.266	330.742	14.156	119.071	141.588
Utilidad operacional	63.709	193.203	2.971	53.125	86.389
EBITDA	68.046	251.685	7.931	84.842	127.383
Utilidad neta	37.276	72.845	-800	31.146	54.975

IDM está enfocado en interconectar las fuentes energéticas con los centros de consumo y los grandes usuarios. Así mismo, tiene el mandato de consolidar una multilatina de transmisión de energía eléctrica a partir de los activos de transmisión, contribuyendo en el proceso de consolidación de la transportadora de gas más importante en Colombia y profundizando en mercado peruano para tener una mayor presencia.

I. GEB Transmisión

Tabla N°18 – Panorámica GEB Transmisión

	3T 2018	3T 2017	Var %
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,90	99,93	1,3
Compensación por indisponibilidad (%)	0,0108	0,0058	86,2
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	99,44	100	-0,6
Participación en la actividad de transmisión en (%)	16,65	15,02	10,9

Tabla N°19 – Indicadores financieros seleccionados GEB Transmisión

	Miles USD\$		
	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales	95.266	69.440	37,2
Utilidad operacional	63.709	44.431	43,4
EBITDA	68.046	48.263	41,0
Margen EBITDA (%)	71,4	69,5	-
Utilidad neta	37.276	22.387	66,5



- ▶ Se declararon en operación los activos correspondientes a la convocatoria del proyecto UPME 05-2012 Segundo circuito Cartagena – Bolívar.
- ▶ Mediante resolución 40844, el Ministerio de Minas y Energía aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME 03-2010 SE Chivor II - Norte para el 14 de abril de 2019.
- ▶ Mediante resolución 40761, el Ministerio de Minas y Energía aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME 02-2009 SE Armenia para el 7 de noviembre de 2018.
- ▶ Mediante resolución 40862, el Ministerio de Minas y Energía aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME 05-2009 SE Quimbo (Tesalia) para el 8 de abril de 2019.
- ▶ Mediante resolución 40984, el Ministerio de Minas y Energía aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidental 500 kv para el 20 de noviembre de 2020.

Al cierre del 3T de 2018, el detalle de los proyectos de inversión es el siguiente:

Tabla N°20 – Estatus Proyectos GEB Transmisión

	Avance (%)	Ingresos Anuales Estimados (Millones USD\$)	Fecha Estimada Entrada en Operación
Chivor II 230 kv	57,0	5,5	2T 2019
Cartagena Bolívar 220 kv	96,2	11,6	3T 2018
Armenia 230 kv	98,0	1,3	4T 2018
Tesalia 230 kv	91,0	10,9	2T 2019
Sogamoso Norte 500 kv	80,7	21,1	2T 2019
La Loma 500 kv	79,4	1,3	4T 2018
Refuerzo Suroccidental 500 kv	44,3	24,4	4T 2020
Ecopetrol San Fernando 230 kv	78,6	6,0	1T 2019
La Loma STR 110 kv	45,8	7,0	3T 2019
Altamira 115 kv	40,8	0,7	1T 2019
Colectora 500 kv	6,7	21,5	4T 2022
Ampliación La Loma 500 kv	77,0	0,4	4T 2018

II. TGI

Tabla N°21 - Indicadores relevantes financieros TGI

	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingreso Operacional – USD\$ Mm	330,7	308,6	7,2
Utilidad Operacional - USD\$ Mm	193,2	187,8	2,9
EBITDA - USD\$ Mm	251,7	251,2	0,2
Utilidad neta - USD\$ Mm	72,8	97,1	-25,0
Calificación crediticia internacional:			
S&P - Sep. 28 18:		BBB-, estable	
Fitch - Oct. 9 18:		BBB, estable	



Tabla N°22 - Indicadores relevantes operacionales TGI

	3T 2018	3T 2017	Var %
Volumen transportado – Mmpcd	459,9	432,1	6,4
Capacidad contratada en firme – Mmpcd	718,7	687,0	4,6

- ▶ El 28 de septiembre, S&P Global Ratings confirmó la calificación crediticia de TGI en 'BBB-', con perspectiva estable.
- ▶ El 9 de octubre, Fitch Ratings confirmó calificaciones de largo plazo en moneda extranjera y local para TGI, así como la emisión internacional de bonos senior no garantizados en 'BBB'. La Perspectiva se mantiene Estable.
- ▶ El 17 de octubre TGI concluyó exitosamente la operación de manejo de deuda, a través de la emisión de bonos internacionales por USD\$750 millones, con una sobredemanda de 3,5x (USD\$2,600 millones).
- ▶ La emisión de bonos logró una reducción de tasa del 5,70% a 5,55% con vencimiento 2028.
- ▶ A finales de julio se dio la puesta en marcha del Cruce del Río Magdalena, eliminando el riesgo de desabastecimiento de 84 municipios y 8 departamentos.
- ▶ Durante el mes de agosto se suscribieron contratos de transporte de gas natural con EPM por aproximadamente 15.000 Kpcd para el año 2020 y 21.400 Kpcd para los años 2021 y 2022 para la ruta Cusiana – Sebastopol.
- ▶ Se suscribió contrato con EMGESA por 2.000 Kpcd en la ruta Cusiana – Vasconia para el periodo 2020 – 2024. Los contratos están asociados al proyecto de ampliación Cusiana Fase IV que se estima entre en operación a finales de 2019 y representaran para TGI ingresos aproximados de USD\$32,8 millones.

En cumplimiento con lo establecido en la Resolución CREG 107 de 2017, TGI declaró ante la CREG y la UPME el interés de ejecutar proyectos asociados al Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural susceptibles de ser ejecutados y que fueron definidos por la UPME mediante la Resolución 803 de 2017, los cuales se mencionan a continuación:

- Loop Mariquita – Gualanday
- Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena
- Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita

La UPME mediante la Resolución 280 de 2018 del 22 de junio de 2018, definió el proyecto Compresor Ramal Jamundí – Aguas Abajo del nodo Pradera como proyecto IPAT prioritario y susceptible de ejecutarse en primera instancia por TGI, para lo cual, se manifestó ante la CREG el interés de realizar el proyecto aportando la información respectiva.

▶ Cusiana Fase IV

Aumentar la capacidad de transporte de gas natural en 58 Mmpcd entre Cusiana y Vasconia, con una construcción de 39,6 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.



Estatus: El 2 de agosto de 2018 se realizó la radicación del Plan de Arqueología para presentación del ICANH. A finales del mes de agosto se realizó la suscripción del contrato para la actualización de los estudios de impacto ambiental EIA's y los documentos de solicitud de permisos de aprovechamiento de recursos naturales para los proyectos de TGI.

- Capex – USD\$70,7 millones
- Capex ejecutado 3T 2018 – USD\$6,9 millones
- Ejecución – 42,2%
- Entrada en operación – 17 Mmpcd 2T 2018 y 41 Mmpcd 4T 2019

► **Loop Armenia**

Incremento de la capacidad en 8,28 Mmpcd a través de la construcción de un Loop de 37 Km aproximadamente de 8" de diámetro, paralelo a la línea de 6" existente. Permite abastecer gas a los municipios de Caicedonia y Sevilla en el departamento del Valle del Cauca, La Tebaida, Calarcá, Montenegro, Armenia, Quimbaya, Filandia, Circasia y Salento en el departamento de Quindío.

Estatus: El 18 de septiembre se publicó la cartilla en colaboración con Montipetrol: "*Descubriendo el pasado del eje cafetero*", con el objetivo de divulgar los hallazgos arqueológicos encontrados en la zona de influencia del Gasoducto Loop Armenia.

- Capex – USD\$19,2 millones
- Capex ejecutado 3T 2018 – USD\$1,2 millones
- Ejecución – 99,7%
- Entrada en operación – 2T 2018

► **Reposición de Ramales**

Reposición de 4 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 Yarigües – Puerto Wilches
- Ramal Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo
- Ramal Cantagallo – San Pablo
- Total, Galán – Casabe – Yondó

Estatus: El 27 de julio de 2018 se realizó la solicitud de reserva a la Agencia Nacional de Tierras sobre baldíos. Así mismo, terminó la Ingeniería de detalle.

- Capex – USD\$49 millones
(Reposición USD\$17 millones y mantenimiento (USD\$32 millones)
- Capex ejecutado 3T 2018 – USD\$0,5 millones
- Ejecución – 17,6%
- Entrada en operación – 2T 2019

► **Expansión Cusiana Fase III**

Aumento de la Capacidad Cusiana - Vasconia en 20 Mmpcd para atender el centro del País. Ingeniería básica, detalle, estudios ambientales, solicitud de permisos ambientales ante CAR's, procura de unidades de compresión, equipos y tubería, compensación ambiental y social, interventoría y construcción para la ampliación de las estaciones Miraflores, Puente Guillermo, Vasconia y adecuaciones Hub Vasconia.



Estatus: Se realizó la revisión del dossier administrativo y técnico por parte de la interventoría el 24 agosto de 2018.

- Capex – USD\$31,6 millones
- Capex ejecutado 3T 2018 – USD\$0,6 millones
- Ejecución – 99,9%
- Entrada en operación – 2T 2017

► **Expansión Cusiana Apiay – Villavicencio – Ocoa**

Construcción de dos nuevas estaciones de compresión de gas, la Estación Paratebueno sobre el Gasoducto Cusiana – Apiay y la Estación Villavicencio sobre el Gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa.

El proyecto aumentará la capacidad de transporte para atender la demanda de gas natural de remitentes que solicitaron capacidad de transporte Cusiana, Apiay y Villavicencio por 32 Mmpcd; de los 32 Mmpcd, 7.7 Mmpcd se desviarán por el gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa.

Estatus: Se realizó el cierre de gestión de activos con la consolidación del valor del proyecto y fueron energizadas las estaciones de Paratebueno y Villavicencio, comprobando físicamente la transferencia automática red – generador.

- Capex – USD\$48,3 millones
- Capex ejecutado 3T 2018 – USD\$1,5 millones
- Ejecución – 99,7%
- Entrada en operación – 1T 2018

I. Trecca

Tabla N°23 – Indicadores seleccionados TRECSA

	Miles USD\$		
	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales	14.156	10.684	32,4
Costo de Ventas	-3.418	-2.503	36,6
Utilidad operacional	2.971	1.226	142,3
EBITDA	7.931	5.404	46,8
Margen EBITDA (%)	56,0	50,6	-
Utilidad neta	-800	1.802	-144,4

- Con la compra del terreno para la subestación Chiantla, el día 30 de septiembre se cumplió con el hito de adquisición del terreno para subestaciones nuevas, alcanzando así el cumplimiento de todos los hitos de 2018 del cronograma establecido con el Ministerio de Energía y Minas para el lote B. Lo anterior implica que se han cumplido los hitos programados para 2018, salvo aquellos relacionados con el Lote A cuyo cumplimiento depende de la obtención del aval por parte de la Municipalidad de Antigua, Guatemala.
- Proceso Río Dulce: Durante el mes de septiembre, se dio apertura al proceso competitivo abierto Trecca-PCA-02-2018, cuyo objeto es la contratación de la construcción bajo la modalidad EPC del cruce subterráneo y subacuático de Río Dulce.



- ▶ Se obtuvo el aval (licencia de construcción) por parte de la Municipalidad de San Juan Ixcay en el Departamento de Huehuetenango para la construcción de la línea Chiantla-Covadonga, lo que permitirá el avance constructivo.
- ▶ Premio a Empresas Inclusivas: TRECSA recibió un reconocimiento otorgado por CENTRARSE a las empresas más inclusivas y comprometidas con la equidad de género.
- ▶ La Comisión Nacional Energía Eléctrica emitió certificación en donde acredita el cumplimiento del 100% de los índices de calidad para TRECSA
- ▶ Lanzamiento del programa “El Camino de la Energía” cuyo objetivo es abrir las puertas de las instalaciones de TRECSA para que cualquier organización privada o pública y el público en general pueda conocer el ciclo de la energía, así como fortalecer el mensaje de la importancia de las redes de transmisión. Se han realizado más de 4 visitas, a la que han asistido de estudiantes y profesores universitarios, grupos de comunidades del área influencia del proyecto, así como interesados del público en general a quienes se les explica el funcionamiento de cadena de la energía.
- ▶ Se alcanzó un 94% de poblamiento de la estructura organizacional aprobada en noviembre de 2017, y se ajustó la estructura del área de proyectos, buscando un enfoque de gestión bajo la metodología PMI.

II. EEBIS Guatemala

- ▶ Se iniciaron las negociaciones con Transesusa para la compra de los activos de las subestaciones Siquinalá y Magdalena.
- ▶ Se suscribieron los acuerdos a técnicos operativos con TRANSESUSA para habilitar la finalización del proyecto Anillo Pacífico Sur.
- ▶ Se finalizó la construcción del 100% proyecto Anillo Pacífico Sur, así como su energización, siendo éste el primer proyecto de transporte de energía finalizado en Guatemala.
- ▶ La Comisión Nacional Energía Eléctrica emitió certificación en donde acredita el cumplimiento del 100% de los índices de calidad para EEBIS.
- ▶ Implementación de un sistema de monitoreo remoto a través de cámaras con el objeto de identificar posibles averías en las líneas de transmisión, siendo este un proyecto de innovación adelantado por la compañía.

III. REP Perú

Tabla N°24 – Panorámica REP

REP Perú		Resultados 3T 2018
Disponibilidad de la infraestructura (%)		99,5
Compensación por indisponibilidad (USD\$)		54.014
Cumplimiento programa mantenimiento (%)		80,6
Líneas de trasmisión o Red (Km)		6.352

- ▶ El 18 de septiembre se aprobó el cuarto Programa de Emisión de Bonos Corporativos REP, vía oferta pública y/o privada, por un total de hasta USD\$600.000.000 o su equivalente en Soles, pudiendo este programa registrarse mediante trámite anticipado ante la SMV.



- ▶ El Ministerio de Energía y Minas (MINEM), en representación del estado peruano, y Red de Energía del Perú S.A. (ISA REP), suscribieron la Vigésima Cláusula Adicional por Ampliaciones al Contrato de Concesión de Sistemas de Transmisión eléctrica ETECEN – ETESUR (Ampliación N°20) a los 20 días del mes de septiembre de 2018, con Resolución Ministerial 359-2018-MEM/DM del 18 de septiembre del 2018.
- ▶ La anterior ampliación permitirá afianzar el suministro de energía de las ciudades de Huánuco, Reque (Chiclayo Sur), Combapata, Tingo María y Tocache representando una inversión de más de USD\$20 millones, todo se logrará ampliando la capacidad de transformación en dichos lugares del Perú. El plazo de construcción es de 23 meses contados a partir de la suscripción de la presente ampliación. Cabe mencionar que el contrato de ampliación culminará hasta la culminación del Contrato de Concesión ETECEN-ETESUR en el año 2032.

Tabla N°25 – Indicadores seleccionados REP

REP Perú	Miles USD\$		
	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales	119.071	107.773	10,5
Costo de ventas	-56.917	-54.097	5,2
Utilidad operacional	53.125	45.420	17,0
EBITDA	84.842	74.962	13,2
Margen EBITDA (%)	71,3	69,6	-
Utilidad neta	31.146	26.074	19,5
Deuda neta / EBITDA UDM	2,2x	3,6x	-
EBITDA UDM / Gastos Financieros UDM	10,9x	6,7x	-

Tabla N°26 – Inversiones REP

REP Perú	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Millones USD\$	4,6	21,1	-78,2

IV. CTM Perú

Tabla N°27 – Panorámica CTM

CTM Perú	Resultados 3T 2018
Demanda (Gwh)	4.188
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,7
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	92,7
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.249



Tabla N°28 – Indicadores seleccionados CTM

CTM Perú	Miles USD\$		
	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos Operacionales	141.588	103.374	37,0
Costo de ventas	-52.771	-38.293	37,8
Utilidad operacional	86.389	64.112	34,7
EBITDA	127.383	91.314	39,5
Margen EBITDA (%)	90,0	88,3	-
Utilidad neta	54.975	31.888	72,4
Deuda neta / EBITDA UDM	4,96x	5,96x	-
EBITDA UDM / Gastos Financieros UDM	5,24x	3,59x	-

- ▶ El 18 de septiembre, la Clasificadora de riesgo Moodys ratifico la clasificación internacional de deuda de largo plazo, Bono Internacional, en Baa3 con perspectiva estable.
- ▶ El 23 de septiembre, se suscribió el Contrato Privado entre Anglo American Quellaveco S.A. (AAQSA) y Consorcio Transmantaro S.A. (CTM); la misma que se hará cargo el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del referido proyecto. CTM percibirá por el proyecto de conexión ingresos anuales estimados por USD\$2,9 millones. Este proyecto asegurará la conexión del Proyecto minero Quellaveco al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, dicho proyecto minero tiene una inversión total de USD\$5.000 millones. El proyecto de conexión comprende la implementación de 37,5 Km de línea de transmisión aérea en 220 Kv, además de la Ampliación de la Subestación Moquegua de donde saldría dicha línea y construcción de una nueva subestación llamada Papujune en 220/60 Kv que estaría dentro del proyecto minero conformada por tres (3) transformadores de 132 MVA. La concesión será por un periodo de 30 años más el plazo de construcción, previsto este último en 21 meses contados a partir de la fecha de suscripción del Contrato.

Tabla N°29 – Inversiones CTM

CTM Perú	2T 2018	2T 2017	Var %
Millones USD\$	17,9	46,4	-61,4

Generación de Baja Emisión (GBE)

GBE se encuentra hoy enfocada en Colombia y tiene como objetivo, además de soportar la consolidación de la posición actual de Emgesa, la de buscar nuevas oportunidades en energías renovables en países donde se estén ejecutando planes de transición de la matriz energética a esta fuente sostenible y de baja emisión, en los alcances geográficos priorizados.



I. Emgesa

Tabla N°30 – Panorámica Emgesa

 Grupo Enel		Resultados YTD 2018
Capacidad Instalada Bruta (MW)		3.547
Disponibilidad de Plantas (%)		93,2
Generación (Gwh)		10.956
Ventas (Gwh)		14.061
Control		Enel Energy Group
Participación de GEB		51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin derecho a voto

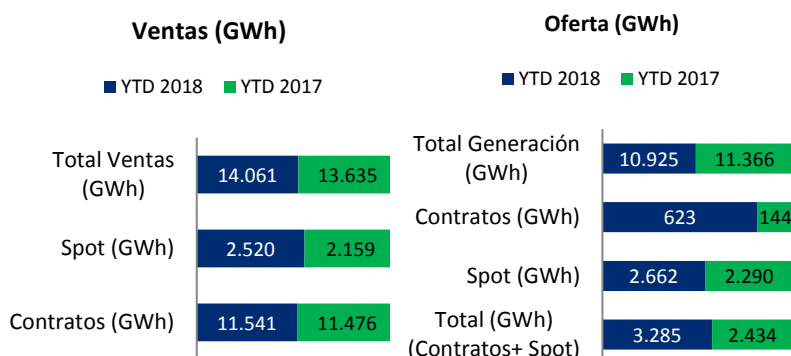
Tabla N°31 – Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

 Grupo Enel	Millones COP\$			Millones USD\$		
	YTD 2018	YTD 2017	Var %	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales	2.751.017	2.534.571	8,5	953	862	10,6
Margen de Contribución	1.770.494	1.689.159	4,8	613	575	6,8
EBITDA	1.624.223	1.534.953	5,8	563	522	7,8
Margen EBITDA (%)	59,0	60,6	-	59,0	60,6	-
Utilidad neta	791.240	682.457	15,9	274	232	18,1
Dividendos pagados	368.279	402.129	-8,4	128	137	-6,7

- ▶ Los ingresos operacionales aumentaron durante los primeros nueve meses de 2018, en comparación con el mismo periodo de 2017, como resultado de una efectiva estrategia comercial basada en el incremento de las ventas de energía mediante contratos a largo plazo, especialmente en el mercado no regulado.
- ▶ El EBITDA se incrementó en términos anuales. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por aumentos en los costos de operación debido principalmente a unas mayores compras de energía en bolsa y a un mayor consumo de combustible para generación térmica de seguridad, al igual que un incremento en gastos salariales debido a crecimiento en la plantilla.
- ▶ La Utilidad neta se incrementó con respecto al año anterior debido a un retroceso en el gasto financiero neto explicado por un menor saldo promedio de deuda y menor nivel de Índice de Precio al Consumidor (IPC), evidenciado en el periodo analizado, así como debido a una menor tasa impositiva efectiva luego de la reforma tributaria de 2016.



Gráfica N°5 – Transacciones de generación Emgesa



- ▶ Respecto a la demanda, el total de las ventas en términos de Gwh tuvieron un crecimiento del 3,1%, concentrándose en el mecanismo de contratos el 82,1% y el remanente en el mercado spot (17,9%).
- ▶ En cuanto a la oferta, se evidencio una disminución del 3,9%, respecto a los contratos se generó un crecimiento del 332,6% al pasar de 144 Gwh a 623 Gwh. El mercado Spot también alcanzó los 2.662 Gwh, un crecimiento del 16,2%.

Tabla N°32 – Inversiones Emgesa

emgesa Grupo Enel	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Millones COP\$	148.125	114.954	28,9
Millones USD\$	51,3	39,1	31,3

- ▶ Las Inversiones, durante los primeros nueve meses de 2018 ascendieron a COP\$148.125 millones principalmente enfocadas a mantenimiento de activos y proyectos de manejo ambiental en la central térmica Termozipa.

Anexos

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°33 – Estado de Resultados

	Millones COP\$		Variación		Millones COP\$		Variación		Millones USD\$
	3T 2018	3T 2017	COP\$ Var	%	sep-18	sep-17	COP\$ Var	%	sep-18
Ingresos	921.069	812.044	109.025	13,4%	2.616.935	2.386.098	230.837	9,7%	880
Distribución de Gas Natural	492.809	421.538	71.271	16,9%	1.348.558	1.240.160	108.398	8,7%	454
Transporte de Gas Natural	333.430	306.430	27.000	8,8%	954.405	907.331	47.074	5,2%	321
Transmisión de Electricidad	94.830	84.076	10.754	12,8%	313.972	238.607	75.365	31,6%	106
Costos y Gastos	-558.644	-502.210	-56.434	11,2%	-1.613.342	-1.513.819	-99.523	6,6%	-543
Distribución de Gas Natural	-404.142	-335.996	-68.146	20,3%	-1.079.185	-1.007.116	-72.069	7,2%	-363
Transporte de Gas Natural	-152.646	-119.266	-33.380	28,0%	-402.972	-337.998	-64.974	19,2%	-136
Transmisión de Electricidad	-38.157	-42.378	4.221	-10,0%	-146.764	-126.835	-19.929	15,7%	-49
Gastos Administrativos	-38.471	-25.680	-12.791	49,8%	-119.874	-94.596	-25.278	26,7%	-40
Otros ingresos (gastos), neto	74.772	21.110	53.662	254,2%	135.453	52.726	82.727	156,9%	46
Resultado de las Actividades Operacionales	362.425	309.834	52.591	17,0%	1.003.593	872.279	131.314	15,1%	338
Ingresos Financieros	-15.176	51.290	-66.466	-129,6%	80.767	141.540	-60.773	-42,9%	27
Gastos Fiancieros	-97.548	-125.747	28.199	-22,4%	-356.030	-394.941	38.911	-9,9%	-120
Diferencia en Cambio (Gasto) Ingreso, neto	-5.891	-19.577	13.686	-69,9%	-41.553	-40.975	-578	1,4%	-14
Participación en Ganancias (Perdidas) de asociadas contabilizadas por método de participación patrimonial	296.257	270.408	25.849	9,6%	803.716	796.550	7.166	0,9%	270
Ganancia Antes de Impuestos	540.067	486.208	53.859	11,1%	1.490.493	1.374.453	116.040	8,4%	501
Impuesto a la Renta Corriente	-79.856	-78.026	-1.830	2,3%	-224.914	-306.532	81.618	-26,6%	-76
Impuesto a la Renta Diferido	-48.059	56.415	-104.474	-185,2%	-38.971	163.618	-202.589	-123,8%	-13
Utilidad Neta	412.152	464.597	-52.445	-11,3%	1.226.608	1.231.539	-4.931	-0,4%	413
Resultado Integral									
Ganancia Atribuible a la Controladora	391.948	443.125			1.164.687	1.174.588			
Ganancia Atribuible a Interés Minoritario	20.204	21.472			61.921	56.951			
	412.152	464.597			1.226.608	1.231.539			



Tabla N°34 – Balance General

	Millones COP\$		Variación		Millones USD\$
	sep-18	dic-17	COP\$ Var	%	sep-18
Activos					
Activo Corriente					
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.162.895	1.569.021	-406.126	-25,9%	391
Activos financieros	239.608	145.540	94.068	64,6%	81
Cuentas por cobrar	750.284	543.917	206.367	37,9%	252
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	394.792	152.642	242.150	158,6%	133
Activos por impuestos	178.132	180.873	-2.741	-1,5%	60
Inventarios	170.294	175.416	-5.122	-2,9%	57
Activos disponibles para la venta	705.472	550.941	154.531	28,0%	237
Otros activos	40.000	27.261	12.739	46,7%	13
Total Activo Corriente	3.641.477	3.345.611	295.866	8,8%	1.225
Activo no Corriente					
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	6.893.145	6.951.662	-58.517	-0,8%	2.319
Propiedades, planta y equipo	9.221.524	9.018.704	202.820	2,2%	3.103
Propiedades de inversión	46.977	210.796	-163.819	-77,7%	16
Activos financieros	14.407	14.061	346	2,5%	5
Cuentas por cobrar	254.483	226.033	28.450	12,6%	86
Crédito Mercantil	50.171	50.171	0	0,0%	17
Activos intangibles	3.898.420	3.744.080	154.340	4,1%	1.312
Activo por impuestos	101.499	105.820	-4.321	-4,1%	34
Activo por impuestos diferidos	117.198	97.225	19.973	20,5%	39
Otros activos	24.528	24.238	290	1,2%	8
Total Activo No Corriente	20.622.352	20.442.790	179.562	0,9%	6.938
Total Activo	24.263.829	23.788.401	475.428	2,0%	8.164
Pasivos					
Pasivo Corriente					
Pasivos financieros	1.261.087	153.611	1.107.476	721,0%	424
Cuentas por pagar	900.160	431.668	468.492	108,5%	303
Cuentas por pagar a partes relacionadas	0	5.604	-5.604	-100,0%	0
Provisiones por beneficios a empleados	85.383	79.624	5.759	7,2%	29
Otras provisiones	69.307	141.821	-72.514	-51,1%	23
Pasivo por impuestos	201.455	179.047	22.408	12,5%	68
Otros pasivos	203.712	193.363	10.349	5,4%	69
Total Pasivo Corriente	2.721.104	1.184.738	1.536.366	129,7%	916
Pasivo No Corriente					
Pasivos financieros	7.598.081	8.730.150	-1.132.069	-13,0%	2.556
Pasivo por impuestos corrientes	331	781	-450	100,0%	0
Provisiones por beneficios a empleados	163.423	169.514	-6.091	-3,6%	55
Otras provisiones	286.157	260.918	25.239	9,7%	96
Pasivo por impuestos diferidos	1.508.491	1.451.903	56.588	3,9%	508
Otros pasivos	13.904	24.246	-10.342	-42,7%	5
Total Pasivo No Corriente	9.570.387	10.637.512	-1.067.125	-10,0%	3.220
Total Pasivo	12.291.491	11.822.250	469.241	4,0%	4.136
Patrimonio					
Capital emitido	492.111	492.111	0	0,0%	166
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799	0	0,0%	282
Reservas	2.999.690	2.555.404	444.286	17,4%	1.009
Utilidades retenidas	5.739.992	6.090.854	-350.862	-5,8%	1.931
Otro resultado integral	1.520.575	1.604.300	-83.725	-5,2%	512
Total Patrimonio de la Controladora	11.590.167	11.580.468	9.699	0,1%	3.900
Participación no controlada	382.171	385.683	-3.512	-0,9%	129
Total Patrimonio	11.972.338	11.966.151	6.187	0,1%	4.028
Total Pasivo y Patrimonio	24.263.829	23.788.401	475.428	2,0%	8.164



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. Aclaraciones

- ▶ Solo con propósitos informativos, hemos convertido las cifras de Capex de este informe a su equivalente en dólares de los Estados Unidos utilizando la TRM de fin de período publicada por la Superintendencia Financiera de Colombia. Las tasas de cambio utilizadas en la conversión son las siguientes:
 - TRM al 30 de septiembre de 2017: 2.936,67.
 - TRM al 30 de septiembre de 2018: 2.972,18.
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza el punto (.) para separar los miles y la coma (,) para separar los decimales.
- ▶ El EBITDA no es un indicador reconocido bajo las normas contables de Colombia o de los Estados Unidos y puede presentar dificultades como herramienta analítica. Por esta razón, no debería tenerse en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.
- ▶ El EBITDA para un período determinado se calculó tomando la Utilidad operacional (o pérdida), agregándole la amortización de intangibles y la depreciación de activos fijos, para dicho período.

Gerencia de Relación con el Inversionista
Email - ir@geb.com.co
www.grupoenergiabogota.com/inversionistas