

Informe de Resultados Financieros

► Desempeño Financiero y Comercial

- Cálidda declaró dividendos por USD\$52.7 millones
- El 28 de Junio se realizó el primer pago de dividendos correspondiente al 50% del monto decretado sobre el valor de la utilidad del 2017 (COP\$527,917 millones). El segundo pago será el 25 de Octubre y en total se pagarán COP\$115/acción.
- En Cálidda se reportó un incremento de clientes residenciales de 148 mil adicionales.
- Capitalización a Trecca por USD\$11.9 millones y a Contugas por USD\$41 millones realizada por GEB y TGI en su porcentaje correspondiente de participación.

► Estratégicos

- El 4 de Julio se publicó el aviso de oferta de la segunda etapa de democratización.
- El 23 de Julio se presentaron los resultados de la adjudicación de la 2da etapa de democratización.
- El 31 de Julio concluyó la 2da etapa de democratización con la anotación en cuenta de las acciones enajenadas.
- El 1 de Agosto GEB informó cambios en su composición accionaria.
- Brookfield Infrastructure Group a través de dos de sus compañías controladas, Gamper Acquireco S.A.S y Gamper AcquireCo II S.A.S, dio por terminado el 1 de junio el proceso de adquisición de Gas Natural S.A. E.S.P., quedando con el el 54.93%, lo que le otorga el control de la sociedad.
- Pese a las pretenciones del arbitraje iniciado por el Consorcio Graña & Montero (CG&M) – Conciviles contra Contugas, el valor final a pagar por la Compañía será de aproximadamente USD\$30 millones, frente a los iniciales USD\$80 millones exigidos.

2T

Acumulado a Junio
2017² - 2018¹

Ingreso operacional **(+11.7%)**

USD\$518 millones **USD\$579 millones**

EBITDA **(+10.9%)**

USD\$513 millones **USD\$569 millones**

Utilidad Neta **(+10.3%)**

USD\$252 millones **USD\$278 millones**

¹ Acumulado a junio 2018: 1ro de enero al 30 de junio de 2018 (YTD 2018).
2T 2018: 1ro de abril al 30 de junio de 2018.

² Acumulado a junio 2017: 1ro de enero al 30 de junio de 2017 (YTD 2017).
2T 2017: 1ro de abril al 30 de junio de 2017.



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 junio de 2017 (YTD 2018) y del 2018 (2T 2018 – YTD).

Ingresos

Los ingresos consolidados YTD 2018 alcanzaron COP\$1.7 billones, un aumento del 7.7% frente al mismo periodo del año anterior, respondiendo a la dinámica positiva en cada una de las líneas de negocio.

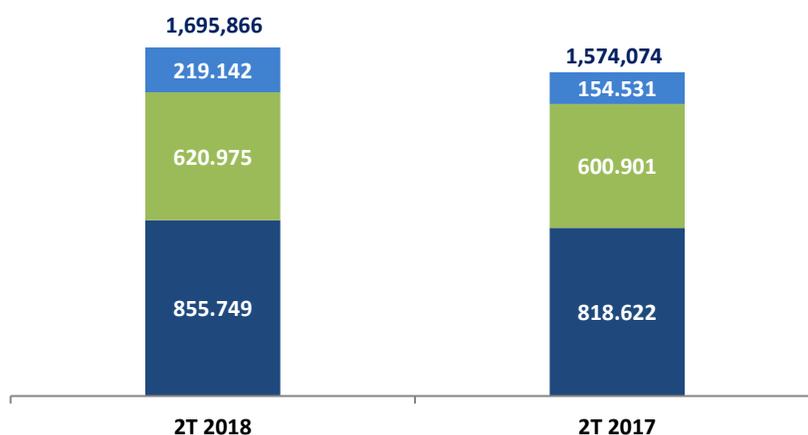
La mayor variación la reportó la línea de negocio de transmisión de electricidad con un crecimiento del 41.8%, pasando de COP\$154,531 millones a COP\$219,142 millones, como resultado de: Mayores ingresos reconocidos de los proyectos UPME (Bolívar – Cartagena COP\$5,079 millones, Bolívar – Santa Rosa COP\$4,880 millones, Sogamoso – Betulia COP\$10,852 millones, Sogamoso – Gachancipá COP\$20,582 millones y Sogamoso – Soacha COP\$5,998 millones) y por la líneas CEMPRO y Pronico de EEBIS por USD\$5.7 millones.

La línea de distribución de gas natural reportó ingresos por COP\$855,749 millones, con un crecimiento del 4.5%, teniendo en cuenta que mantiene la mayor participación en el total con el 50.5%, comportamiento que se debió a:

- Contugas – Ingresos de construcción por el Laudo de G&M; construcción de redes por USD\$2.6 millones; nuevos clientes industriales por temporada de pesca de abril a junio por USD\$2.7 millones; e incremento de los intereses de financiamiento a clientes residenciales.
- Cálidda – Crecimiento en el número de instalaciones internas por USD\$6.3 millones; aumento en la capacidad contratada, lo cual impacta positivamente el transporte y los consumos de gas natural en USD\$4.6 millones; y mayores ingresos por distribución de gas en función de mayores volúmenes.

Respecto al segmento de transporte de gas natural, se evidencia un crecimiento del 3.3%, 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)



■ Distribución de Gas Natural ■ Transporte de Gas Natural ■ Transmisión de Electricidad

Costos y gastos

El mayor incremento se dio en la línea de negocio de transmisión de electricidad con el 28.6%, como consecuencia de mayores costos de mantenimiento y operación por COP\$3.4 millones, incremento en las contribuciones por COP\$4.4 millones respecto a los proyectos UPME, en cuanto a Trecca se evidencia un aumento en los gastos de mantenimiento de líneas y subestaciones por COP\$3.9 millones, incluyendo costos de personal, servicios públicos, y costos de facturación de EEBIS.

En la línea de distribución de gas, se evidencia un crecimiento del 0.6%, resaltando que tienen la mayor contribución sobre el total con el 64% y su comportamiento está relacionado con:

- Contugas – Mayores costos de suministro, en función del mayor consumo del mercado y construcción de redes (ampliación CINIIF 12) por USD\$2.6 millones.
- Cálidda – Mayores amortizaciones y depreciaciones por USD\$4.5 millones, incremento de los costos de instalaciones y un aumento en los costos de gas natural, en función del mayor volumen transportado (USD\$3 millones).

Respecto al segmento de transporte de gas natural, se reporta un crecimiento del 14.4% respecto al YTD 2017, como consecuencia de: Incremento en los costos de personal (COP\$7,182 millones), de mantenimiento por derecho de vía (COP\$3,876 millones) y de reparación por cambio de revestimiento (COP\$4,121 millones).

El margen bruto total es del 39% y por actividad el siguiente: Distribución de gas natural 21.1%, transporte de gas natural 59.7% y transmisión de electricidad 50.4%

Resultado de las actividades operacionales

Se evidencia un crecimiento del 14% y un margen operacional del 37.8%, 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 otros ingresos con el 6.3%, al pasar de COP\$90,250 millones a COP\$95,943 millones, lo que corresponde a dividendos de Promigas, honorarios y servicios conexos.

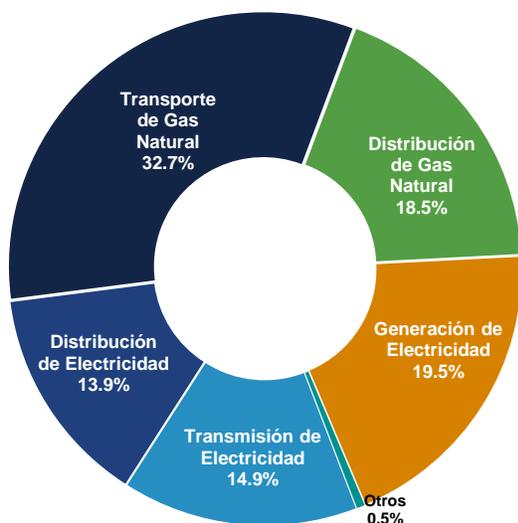
EBITDA Consolidado

Tabla N°1 – EBITDA consolidado

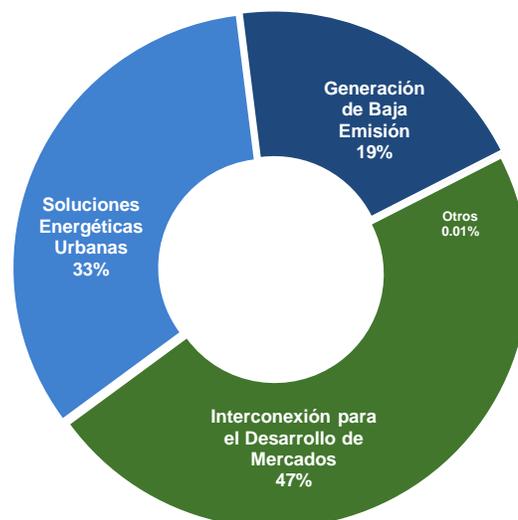
	Millones COP\$	
	YTD 2018	YTD 2017
EBITDA	1,666,442	1,559,648
Margen EBITDA (%)	64.3	65.6

El comportamiento del EBITDA consolidado refleja la rentabilidad y la sostenibilidad de la actividad operacional y ejecución de proyectos del Grupo, cerrando para los 6 meses terminados en junio de 2018 en USD\$1,666,442 millones, un crecimiento de 6.85% y en COP\$2,562,019 (USD\$874 millones) si se analizan los últimos 12 meses. Respecto al margen EBITDA, éste se mantiene estable y para el período reportado se ubicó en 64.3%.

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 reporta la diferencia en cambio neta con un incremento del 66.7%, al pasar del YTD 2017 al YTD 2018, de COP\$-21,398 a COP\$-35,662, guardando correlación con el comportamiento de la tasa de cambio durante el periodo analizado en los países donde GEB tiene presencia, de esta forma la principal causa se dio en Gebbras, como consecuencia de la depreciación del Real respecto al Dólar Americano (USD\$), impactando los gastos asociados a una obligación bancaria denominada en dicha moneda.

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 2T 2018, el gasto por depreciación fiscal es menor como resultado del recalcufo efectuado.

Utilidad neta

La utilidad neta YTD 2018 cerró en COP\$814,456 millones, un crecimiento del 6.2% respecto al mismo periodo de 2017, comportamiento que se da como consecuencia de la sólida generación de ingresos en cada uno de los segmentos de negocio y en los países donde la Compañía tiene presencia y del control de costos y gastos en el desempeño operacional y administrativo, alcanzando eficiencias en el desarrollo de cada una de las actividades ejecutadas. La participación controladora se ubicó en COP\$772,739 millones y la no controladora en COP\$41,717 millones.

Perfil de deuda
Tabla N°2 – Estructura de la deuda junio 2018

Obligación	Monto Millones COP\$	Moneda Original	Cupón (%)	Vencimiento
Sindicado GEB 2023	2,214,927	USD\$	Libor 6M + 2.15%	Enero 2023
CAF GEB	83,430	USD\$	Libor 6M + 1.60%	Mayo 2020
Bono GEB COP 2024 1er Lote	187,092	COP\$	7 años IPC + 3.19% E.A.	Febrero 2024
Bono GEB COP 2032 1er Lote	283,139	COP\$	15 años IPC + 3.85% E.A.	Febrero 2032
Bono GEB COP 2042 1er Lote	180,087	COP\$	25 años IPC + 4.04% E.A.	Febrero 2042
Bono GEB COP 2024 2do Lote	128,790	COP\$	7 años IPC + 3.21% E.A.	Febrero 2024
Bono GEB COP 2032 2do Lote	189,289	COP\$	15 años IPC + 3.85% E.A.	Febrero 2032
Bono GEB COP 2042 2do Lote	323,753	COP\$	30 años IPC + 4.1% E.A.	Febrero 2042
Leasing financiero GEB y TGI	39,925	COP\$	GEB – DTF+3.75% TGI – DTF+2.9% TA	GEB – Ene 2024 TGI – Ene 2024
Bono TRAGSA	2,193,663	USD\$	Fijo 5.7%	Marzo 2022
BBVA / Itaú /Scotiabank (TGI - IELAH)	114,608	USD\$	Libor 6M + 2.25%	Septiembre 2019
Bono CALLAO	934,377	USD\$	Fijo 4.375%	Abril 2023
Crédito Cálidda	233,607	USD\$	Fijo 4.75%	Junio 2019
Banco de crédito del Perú Contugas	38,031	USD\$	Fijo 5.95%	Octubre 2018
Crédito Sindicado Contugas	1,010,400	USD\$	Libor 6M + 3.50%	Septiembre 2019
Crédito Trecca	254,980	USD\$	Libor 6M + 2.97%	Diciembre 2028
Crédito EEBIS	140,678	USD\$	Libor 6M + 2.40%	Octubre 2021
Deuda Total	\$8,550,776			
Intereses	\$65,436			
Deuda Total + Intereses	\$8,616,212			
Deuda Total + Intereses Corto Plazo	\$145,335			
Deuda Total + Intereses Largo Plazo	\$8,470,877			
<i>Crédito Intercompañía - Subordinada TGI</i>	<i>USD\$370 millones</i>			

Tabla N°3 – Clasificación de rubros de deuda

	Millones COP\$ (UDM)			
	Junio 2018	Junio 2017	Variación	%
EBITDA	2,562,019	2,292,033	269,986	11.8
Deuda Total Neta	7,255,239	7,295,634	-40,395	-0.5
Deuda Total Bruta	8,550,776	8,999,241	-448,465	-5.0
Gastos Financieros Neto	293,846	350,960	-117,314	-28.5

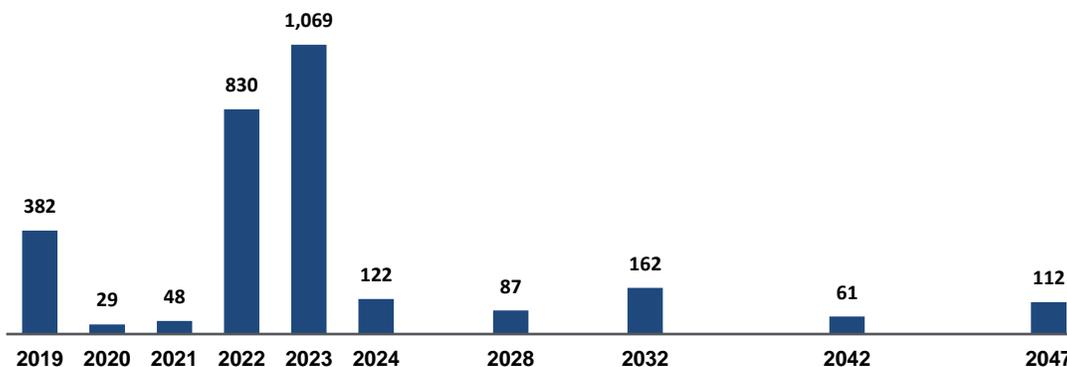
La deuda total bruta reportó una disminución del 5%, comportamiento generado por: GEB realizó el pago del crédito contraído con el Distrito Capital, Cálidda canceló los créditos suscritos con BCP, Contugas efectuó un mayor ajuste del costo amortizado y TGI ejecuto un prepago del crédito sindicado producto de la fusión con IELAH por USD\$44 millones, quedando un remanente de USD\$40 millones desde el 1T 2018.

Tabla N°4 – Ratios de cobertura

		Junio 2018	Junio 2017
Deuda Total Neta / EBITDA	OM: < 4.0	2.83x	3.18 x
EBITDA / Gastos Financieros Neto	OM: > 2.25	8.72x	6.53x

De acuerdo con lo anterior, el Grupo alcanza a junio de 2018 un indicador Deuda Total Neta/EBITDA de 2.83x y de EBITDA/Gastos Financieros Neto de 8.72x.

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



Método de participación

Tabla N°5 – Método de participación por empresa

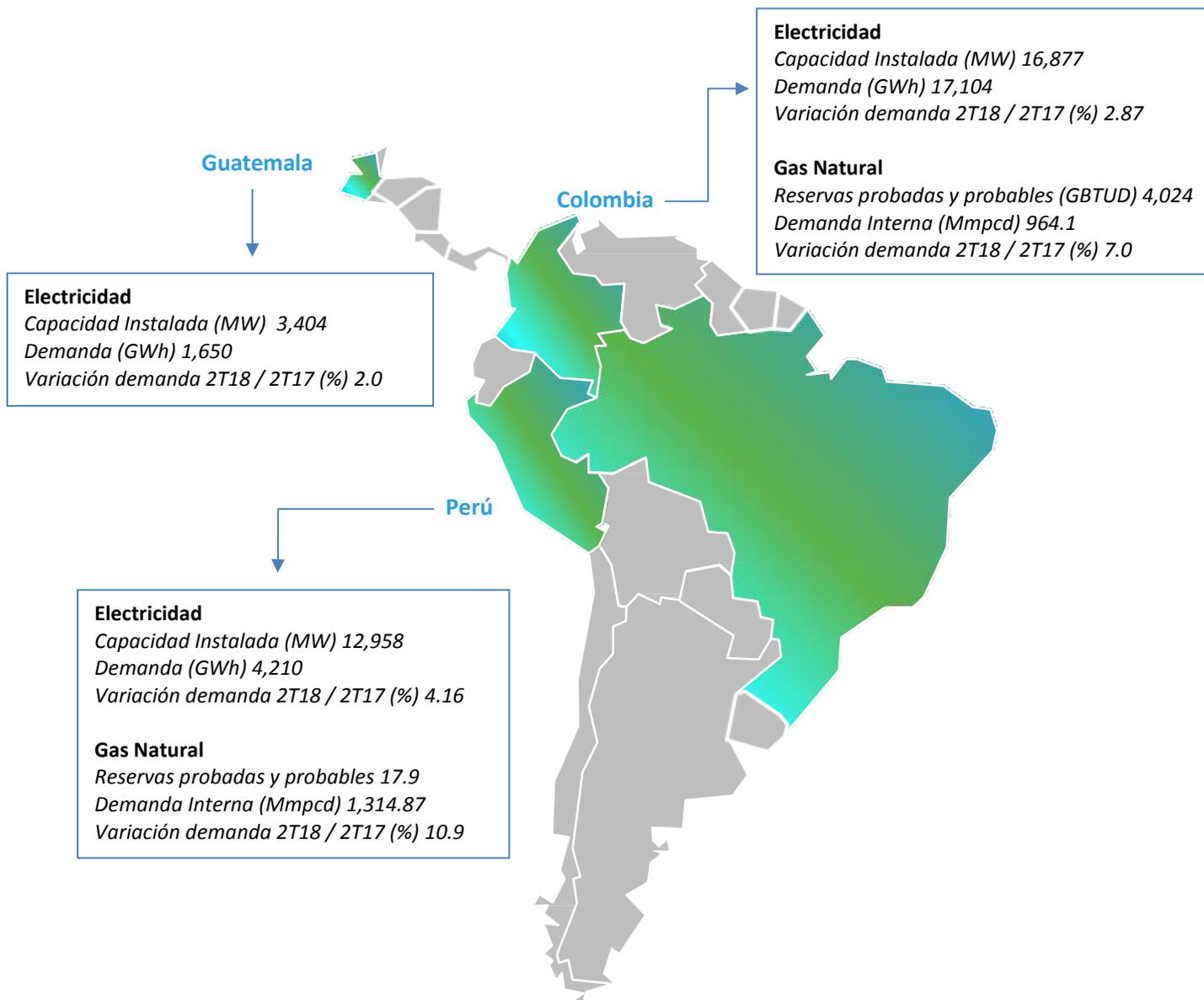
Cifras Millones COP\$	YTD 2018	YTD 2017
Emgesa	263,448	217,476
Codensa	151,699	159,172
Gas Natural	30,843	29,368
REP	23,740	20,464
CTM	28,833	25,249
EMSA	3,518	4,341
Promigas	-	49,495
Negocios Conjuntos (Gebbras)	5,378	20,177
Total	507,459	526,142

En el método de participación patrimonial, el mayor aporte al cierre de junio de 2018 proviene de Emgesa con el 51.9%, seguido por Codensa con el 29.9% y Gas Natural con el 6.1%. 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\$157 millones, concentrándose principalmente en el negocio de transmisión con el 32%, seguido por Cálidda con el 27% y por último TGI con el 26%.

Resultados Sectoriales



Resultados Grupos Estratégicos de Negocio

Soluciones Energéticas Urbanas (SEU)

Tabla N°6 – Ratios Indicadores financieros SEU YTD 2018

Cifras en Millones	Codensa	Cálidda	Gas Natural	Contugas
	COP\$	USD\$	COP\$	USD\$
Ingresos operacionales	2,414,319	301	1,100,159	42
Utilidad operacional	547,847	61	160,390	5
EBITDA	728,852	74	182,652	8
Utilidad neta	290,071	37	123,174	-6

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

codensa Grupo Enel	Resultados YTD 2018
Número de clientes	3,388,428
Participación de mercado (%)	21.7%
Demanda Codensa (Gwh)	7,502
Var demanda (%)	1.6
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

codensa Grupo Enel	Millones COP\$			Millones USD\$		
	YTD 2018	YTD 2017	Var %	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales	2,414,319	2,220,925	8.7	847	760	11.4
Margen de Contribución	957,416	976,666	-2.0	336	334	0.6
EBITDA	728,852	763,167	-4.5	261	256	1.9
Margen EBITDA (%)	30.19	34.36	-12.1	30.81	33.68	-8.5
Utilidad neta	290,071	309,484	-6.3	102	106	-3.8
Dividendos pagados	262,660	409,277	-35.8	92	140	-34.3

Tabla N°9 – Inversiones Codensa

codensa Grupo Enel	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Millones COP\$	333,533	275,469	21.1
Millones USD\$	117	94	24.5

- ▶ Respecto a temas regulatorios, durante el 2T 2018, se dieron las siguientes novedades:
 - Decreto 943 de 2018, Ministerio de Minas y Energía – Alumbrado público: Introduce cambios importantes en el alumbrado público tales como: definiciones, deberes de los municipios, metodología del costo del servicio, entre otros.
 - Res. CREG 085 de 2018, Metodología de remuneración de la distribución: Aclara y corrige ciertas disposiciones de la resolución CREG 015 de 2018 con respecto a la metodología de remuneración para la actividad de distribución.

- ▶ La ejecución de Capex en Colombia al YTD 2018 fue de COP\$407,000 millones, enfocado en el Plan de Inversión en el negocio de Distribución.
- ▶ Analizando las cifras en dólares, Codensa reportó un crecimiento en ingresos de 11.4% y en EBITDA 1.9% al cerrar en USD\$847 millones y USD\$261 millones respectivamente.

II. Cálidda

Tabla N°10 – Panorámica Cálidda

 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ	Resultados YTD 2018
Número de clientes	655,131
Volumen Vendido (MMPCD)	773
Extensión Total de la Red (Km)	8,926
Clientes Potenciales	886,049
Penetración de la Red (%)	74

Tabla N°11 – Indicadores financieros seleccionados Cálidda

 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ	2T 2018	2T 2017	Var %
Ingresos operacionales (Miles USD\$*)	301,023	284,538	5.8
Utilidad operacional (Miles USD\$)	61,011	49,026	24.4
EBITDA (Miles USD\$)	74,117	66,671	11.2
Margen EBITDA (%)	24.6	23.4	-
Utilidad neta (Miles USD\$)	36,879	30,157	22.3
Deuda neta / EBITDA UDM	2.47x	3.02x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	8.80x	8.15x	-

- ▶ Cálidda mantiene el derecho de distribución y operación de la única red de distribución de gas natural de Lima y Callao:
 - Gasoducto: 8,926 km.
 - Capacidad: 420 Mmpcd (sistema Lurín-Ventanilla).
 - Promedio de capacidad contratada en firme de suministro y transporte: 229 Mmpcd.
 - Cubre el 75% del mercado en Perú.
- ▶ Capex total ejecutado asciende a USD\$880 millones.
- ▶ El 16 de marzo de 2018 se celebró la Junta Obligatoria Anual de Accionistas de Cálidda, donde se acordó distribuir dividendos que ascienden a USD\$52.7 millones, hasta el 31 de agosto de 2018.
- ▶ Se aprobó un incremento de alrededor de 11% en la tarifa de distribución el 16 de junio, aplicada desde inicios de mayo de 2018, dentro del marco del Plan Quinquenal de Inversión 2018 – 2022.
- ▶ El 07 de julio Moody's mejoró la clasificación crediticia en moneda extranjera de Cálidda de Baa3 a Baa2, con perspectiva estable. Reconociendo la exitosa implementación de las inversiones y el marco regulatorio estable peruano.
- ▶ El 20 de julio se emitieron Bonos Corporativos en Soles en el mercado local por el equivalente a USD\$61.5 millones, alcanzando una tasa altamente competitiva en la Bolsa de Valores de Lima. Este instrumento fue coberturado en dólares americanos.

III. Gas Natural
Tabla N°12 – Panorámica Gas Natural

	gasNatural	Resultados YTD 2018
		Millones COP\$
Ingresos operacionales		1,100,159
EBITDA		182,652
Control		Gas Natural SDG S.A. (España)
Participación de GEB		25%

Tabla N°13 – Indicadores financieros seleccionados Gas Natural

	gasNatural	Millones COP\$		
		YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales		1,100,159	1,132,514	-2.9
Costo de Ventas		877,695	911,673	-3.7
Utilidad operacional		160,390	161,732	-0.8
EBITDA		182,652	180,795	-1.0
Margen EBITDA (%)		16.6	16.0	-
Utilidad neta		123,174	117,517	4.8
Deuda neta / EBITDA UDM		3.2x	3.5x	-
EBITDA UDM / Gastos Financieros UDM		13.4x	13.3x	-

- ▶ En el segundo trimestre se recibieron subsidios por parte del Ministerio de Minas.
- ▶ Se recibieron dividendos de las filiales y participadas.
- ▶ En mayo se pagó el 50% de los dividendos decretados.
- ▶ Se nombra a la firma EY como nuevo Revisor Fiscal de la sociedad, en reemplazo de PWC.
- ▶ Reformar parcialmente los estatutos sociales básicamente en los aspectos relacionados con la representación legal, previendo diferentes tipos de representantes legales (tipo A, B y C, con diferentes facultades), estableciendo topes para las facultades de contratación de los representantes legales, que antes no existían por estatutos; y, atribuyendo facultades a la Junta Directiva para aprobar las contrataciones a partir de determinado monto.
- ▶ Gas Natural S.A. E.S.P. (la "Sociedad") informa que Gamper Acquireco S.A.S adquirió el 1 de junio de 2018 una participación del 43.71% de la Sociedad (correspondiente a 16,137,037 acciones), que sumada a la participación de Gamper AcquireCo II S.A.S (una de sus afiliadas y parte también de Brookfield Infrastructure Group), la cual es equivalente al 11.22% de la Sociedad (representada en 4.142.772 acciones), le otorga a Gamper Acquireco S.A.S y a Gamper AcquireCo II S.A.S control conjunto de la Sociedad con una participación del 54.93% de la Sociedad (representada en 20,279,809 acciones).
- ▶ El 43.71% de la participación accionaria de las Sociedad adquirida por Gamper Acquireco S.A.S el 1 de junio de 2018 corresponde a la venta por parte de Gas Natural Distribución Latinoamérica S.A. del 41.89% del capital suscrito y pagado de la Sociedad y a la venta por parte de otros accionistas del 1.82% del capital suscrito y pagado de la Sociedad, a través de una oferta pública de adquisición lanzada por Gamper Acquireco S.A.S el día 5 de mayo de 2018, cuyo período de aceptación finalizó el pasado 28 de mayo de 2018 y cuyo cumplimiento se llevó a cabo el día 1ro de junio 2018.

IV. Contugas
Tabla N°14 – Panorámica Contugas

 Contugas GrupoEnergíaBogotá		Resultados 2T 2018
Número de clientes		49,027
Demanda (%)		50.9
Capacidad contratada(MMCF/d)		119.1
Volumen transportado (MMCF/d)		24.35
Red de Longitud (km)		1,271

Tabla N°15 – Indicadores financieros seleccionados Contugas

 Contugas GrupoEnergíaBogotá		YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales (Miles USD\$)		41,916	39,831	-5.2
Utilidad operacional (Miles USD\$)		4,580	5,228	-12.4
EBITDA (Miles USD\$)		7,876	9,770	-19.4
Margen EBITDA (%)		18.8	24.5	-
Utilidad neta (Miles USD\$)		-6.065	-1,952	-210.7
Deuda neta / EBITDA UDM		26.9x	20.9x	-
EBITDA UDM / Gastos Financieros UDM		0.7x	1.0x	-

- ▶ El 30 de abril se desembolsó deuda de corto plazo (180 días) por un importe de PEN\$12.92 millones (USD\$3.99 millones aproximadamente) a una tasa fija de 3.95%.
- ▶ Dentro de las actividades para garantizar el estado óptimo de la infraestructura, se culminó el análisis del material particulado recolectado durante las corridas de la herramienta ILI (In-Line Inspection Tool), encontrándose que la infraestructura no presenta problemas de corrosión y que el material particulado proviene del transportista.
- ▶ Contugas recibió la certificación de calidad ISO 9001:2015, nueva versión de la anterior certificación ISO 9001:2008, ratificando el compromiso por aplicar las mejores prácticas de clase mundial en sus procesos.
- ▶ En mayo se recibieron USD\$31.38 millones de ingresos, por concepto de aporte de capital para el pago de las obligaciones del laudo arbitral, aún se encuentra pendiente USD\$7.12 millones.
- ▶ Las pretensiones del arbitraje iniciado por el Consorcio Graña & Montero (CG&M) – Conciviles contra Contugas, fueron por un monto de USD\$80 millones. Sin embargo posterior al debate probatorio y a las alegaciones de las partes, el tribunal determinó una única suma a favor de CG&M por USD\$38.4 millones, condenando también al CG&M a pagar a favor de Contugas el reemplazo de válvulas, dándole a Contugas un valor final a pagar de aproximadamente USD\$30 millones. Así mismo se resalta que desde diciembre de 2016 el tribunal emitió un laudo parcial de jurisdicción a favor del GEB y lo excluyó del laudo como casa matriz de Contugas.
- ▶ En el mes de junio se realizó el pago al CGMC derivado del laudo arbitral por USD\$27 millones.

Tabla N°16 – Inversiones Contugas

	2T 2018	2T 2017	Var %
Millones USD\$	1.54	1.15	34.3

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	63,637	218,016	4,679	78,481	94,566
Utilidad operacional	42,703	129,380	1,040	34,728	57,616
EBITDA	45,639	169,560	2,706	55,900	84,869
Utilidad neta	25,065	60,344	1,603	20,231	25,040

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

	2T 2018	2T 2017	Var %
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.91	99.86	0.05
Compensación por indisponibilidad (%)	0.010	0.009	15.9
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	98.5	95.0	3.7
Participación en la actividad de transmisión en (%)	18.1	15.2	19.2

Tabla N°19 – Indicadores financieros seleccionados GEB Transmisión

	Miles USD\$		
	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales	63,637	44,767	42.2
Utilidad operacional	42,703	28,757	48.5
EBITDA	45,639	31,306	45.8
Margen EBITDA (%)	71.7	69.9	-
Utilidad neta	25,065	13,919	80.1

- Mediante resolución 40689, el Ministerio de Minas y Energía aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME 01-2014 SE La Loma para el 31 de diciembre de 2018.

- ▶ Mediante resolución 40690, el Ministerio de Minas y Energía aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME STR 13-2015 SE La Loma 110 kV para el 30 de septiembre de 2020.
- ▶ La CREG expidió la resolución 039 de 2018 mediante la cual oficializan los ingresos anuales esperados para el Grupo Energía Bogotá por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la SE Colectora 500 kV de acuerdo con la convocatoria UPME 06 2017.

Al cierre del 2T de 2018, el detalle de los proyectos de inversión es el siguiente:

- ▶ **Chivor II 230 kV**
Avance – 57%
Entrada en Operación – 3T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$5.5 millones
- ▶ **Cartagena – Bolívar 220 kV**
Avance – 94.7%
Entrada en Operación – 3T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$11.6 millones
- ▶ **Armenia 230 kV**
Avance – 98.0%
Entrada en Operación – 3T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$1.3 millones
- ▶ **Tesalia 230 kV**
Avance – 91.0%
Entrada en Operación – 3T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$10.9 millones
- ▶ **Sogamoso – Norte 500 kV**
Avance – 80.12%
Entrada en Operación – 2T 2019
Ingreso Anual Esperado – USD\$21.1 millones
- ▶ **Refuerzo Suroccidente 500 kV**
Avance – 42.49%
Entrada en Operación – 3T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$24.4 millones
- ▶ **Ecopetrol San Fernando 230 kV**
Avance – 77.97%
Entrada en Operación – 1T 2019
Ingreso Anual Esperado – USD\$6.0 millones
- ▶ **La Loma 500 kV**
Avance – 70.31%
Entrada en Operación – 2T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$1.3 millones
- ▶ **Altamira Transformador 230/115 kV**
Avance – 25.65%
Entrada en Operación – 1T 2019
Ingreso Anual Esperado – USD\$0.66 millones
- ▶ **Colectora 500 kV**
Avance – 3.16%
Entrada en Operación – 4T 2022
Ingreso Anual Esperado – USD\$21.46 millones

► **Ampliación La Loma 500 kV**

Avance – 70.31%

Entrada en Operación – 2T 2018

Ingreso Anual Esperado – USD\$0.35 millones

II. TGI

Tabla N°20 – Indicadores relevantes financieros TGI

	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingreso Operacional – USD\$ Mm	218.0	204.7	6.5
Utilidad Operacional - USD\$ Mm	129.4	126.1	2.6
EBITDA - USD\$ Mm	169.6	170.2	-0.4
Utilidad neta - USD\$ Mm	60.3	54.1	11.6
Calificación crediticia internacional:			
S&P - Oct. 31 17:	BBB-, estable		
Fitch - Oct.12 17:	BBB, estable		
Moody's – Ago. 01 17:	Baa3, estable		

Tabla N°21 – Indicadores relevantes operacionales TGI

	2T 2018	2T 2017	Var %
Volumen transportado – Mmpcd	439.86	421.10	4.5
Capacidad contratada en firme – Mmpcd	716.27	687.00	4.3
Capacidad contratada en firme – Mm ³ d	20.28	19.45	4.3

- TGI sigue teniendo control y operando la red de gasoductos más grande de Colombia:
 - Gasoducto: 3,994 km, Capacidad: 784.9 Mmpcd
 - Promedio de capacidad contratada en firme: 716.3 Mmpcd
 - Cubre el 54% del mercado en Colombia
- Las capitalizaciones en Contugas a junio de 2018 suman USD\$12.9 millones.
- Se efectuó el pago de dividendos a GEB por un valor COP\$150,038 millones, el remanente se girará en octubre de 2018, teniendo en cuenta que el total decretado fue de COP\$300,077 millones.
- 1 de junio – Entró en operación el proyecto Cusiana Fase IV con su unidad de compresión N°8, ubicada en la estación de gas de Puente Guillermo (Puente Nacional – Santander) y con una capacidad adicional de transporte de 17 Mmpcd. Al cierre del periodo se firmaron contratos de transporte en firme con Gas Natural (15 Mmpcd para el periodo de junio de 2018 hasta diciembre 2024) y contratos de vigencias futuras con: Gases de Occidente, Emgesa, Organización Terpel, Alcanos de Colombia y Cogasen.
- 9 de junio – El Cruce Subfluvial del Río Magdalena (La Dorada – Caldas y Guaduas – Cundinamarca) dio inicio a sus operaciones, eliminando el riesgo de desabastecimiento de 84 municipios y 8 departamentos del suroccidente del país.
- 14 de junio – Entró en operación el Loop Armenia con 37 Km de longitud y una capacidad de 8.3 Mmpcd, abasteciendo 8 municipios del Quindío, 2 municipios del Valle del Cauca y empresas distribuidoras de la región.

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, define el proyecto Compresor Ramal Jamundí – Aguas Abajo del nodo Pradera como un proyecto de IPAT prioritario y susceptible de ejecutarse en primera instancia por TGI SA ESP. Actualmente la Compañía está preparando la información necesaria para manifestar a la CREG el interés por ejecutarlo.

Al cierre del 2T de 2018, el detalle de los proyectos de inversión es el siguiente:

► 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 1 de junio entró en operación la unidad de compresión N° 8 con 17 Mmpcd. Así mismo, se reanuda el contrato para el suministro y puesta en marcha de una unidad de compresión para la Estación Puente Guillermo en Puente Nacional (Santander), adicionando un mes al plazo de ejecución.

Capex – USD\$70.7 millones

Capex Ejecutado 2T 2018 – USD\$5.85 millones

Ejecución – 33.5%

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 14 de junio entró en operación el Loop Armenia con 37 Km de longitud, y con una capacidad de 8.3 Mmpcd. Se prorrogaron los contratos de interventoría y construcción.

Capex – USD\$19.20 millones

Capex Ejecutado 2T 2018 – USD\$3.58 millones

Ejecución – 98.21%

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

Estatus

Se obtuvo el permiso de sustracción de reserva el 1 de junio. Respecto a la Corporación Autónoma de Santander, se encuentran en proceso de negociación de predios 2/2 para remitir información requerida para permisos.

Capex – USD\$49 millones (Reposición USD\$17 millones y mantenimiento (USD\$32 millones)
Capex Ejecutado 2T 2018 – USD\$0.43 millones
Ejecución – 14.55%
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 firmó una prórroga para el contrato de suministro de unidades de compresión con Shandong Kerui. Así mismo se liquidaron los contratos con Insurcol y Ferreimportaciones dial

Capex – USD\$31.59 millones
Capex Ejecutado 2T 2018 – USD\$1.75 millones
Ejecución – 97.13%
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 una prórroga al contrato de interventoría para el desarrollo, construcción y montaje de la puesta en operación de las estaciones de compresión de Paratebueno y Villavicencio.

Capex – USD\$48.26 millones
Capex Ejecutado 2T 2018 – USD\$8.77 millones
Ejecución – 99.7%
Entrada en Operación – 1T 2018

III. Trecsa
Tabla N°22 – Indicadores seleccionados TRECESA

	Miles USD\$		
	YTD 2018	YTD 2017	Var %
 Ingresos operacionales	9,440	6,903	36.8
Costo de Ventas	2,344	1,319	77.7
Utilidad operacional	1,945	1,015	91.6
EBITDA	5,258	3,800	38.4
Margen EBITDA (%)	55.7	55.1	-
Utilidad neta	-208	1,573	-113.2

- ▶ El 29 de diciembre se Energizo Palestina-Palín y Palestina-Pacífico, generando para el primer semestre de 2018 USD\$1.33 millones.
- ▶ Efectos de Planificación Fiscal (GTQ\$5.24 millones en ahorro derivado a la estrategia fiscal iniciada en 2017 y que genera impactos positivos en lo corrido de 2018).
- ▶ Capitalización de inversión por parte de la Casa Matriz (USD\$11.987.500.00.).
- ▶ Costos y Gastos costos (USD\$1.7 millones en contención de gastos y costos principalmente en O&M, Nomina, Asesoría y Honorarios).
- ▶ El Ingreso de personal creció en función de la conformación de la nueva estructura para encarar los retos del 2018.

IV. EEBIS Guatemala

- ▶ Nuevos ingresos derivados de los siguientes proyectos por: APS, CEMPRO y Pronico por USD\$8.8 millones.
- ▶ Efectos de Planificación Fiscal (GTQ\$2.34 millones en ahorro derivado a la estrategia fiscal iniciada en 2017 y que genera impactos positivos en lo corrido de 2018).
- ▶ Capitalización de Subestaciones y Líneas de transmisión del proyecto APS por USD\$48.4 millones.
- ▶ Disminución de Ingresos Financieros por las desinversiones de depósitos.
- ▶ Avance en la Construcción de Líneas y subestaciones CEMPRO, (Honorarios y servicios, suministros, obras civiles, montajes y diseños).
- ▶ Disminución de Ingresos Financieros por las desinversiones de depósitos.

V. REP Perú
Tabla N°23 – Panorámica REP

	Resultados 2T 2018
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.6
Compensación por indisponibilidad (USD\$)	-
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	84.4
Líneas de transmisión o Red (Km)	6,351.6

Tabla N°24 – Indicadores seleccionados REP

REP Perú	Miles USD\$		
	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales	78,481	70,319	11.6
Costo de ventas	-37,799	-35,730	5.8
Utilidad operacional	34,728	29,065	19.5
EBITDA	55,900	48,503	15.2
Margen EBITDA (%)	71.23	68.98	-
Utilidad neta	20,231	17,514	15.5
Deuda neta / EBITDA UDM	2.4x	3.1x	-
EBITDA UDM / Gastos Financieros UDM	10.4x	8.7x	-

- ▶ Actualización de la tarifa.
- ▶ Se redujeron las inversiones dado que inició la operación comercial de la ampliación 13, ampliación 17 y la ampliación 19.
- ▶ Menor venta de chatarra y de penalidades contractuales.
- ▶ Mayor gasto por incremento en carga de personal y enajenación de bienes.
- ▶ Venta de bienes obsoletos del activo fijo.
- ▶ Inició la amortización de la ampliación 13, ampliación 17 y la ampliación 19.
- ▶ Mayor gasto por incremento del porcentaje de ejecución del mantenimiento.
- ▶ Menor ingreso financiero por disminución del saldo de caja disponible.
- ▶ Menor capitalización de intereses por reducción de inversiones.
- ▶ Menor base del impuesto.

Tabla N°25 – Inversiones REP

REP Perú	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Millones USD\$	1.9	14.8	-87.16

VI. CTM Perú

Tabla N°26 – Indicadores seleccionados CTM

CTM Perú	Miles USD\$		
	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos Operacionales	94,566	69,418	36.2
Costo de ventas	-35,024	-25,297	38.5
Utilidad operacional	57,616	43,721	31.8
EBITDA	84,869	61,760	37.4
Margen EBITDA (%)	89.7	89.0	-
Utilidad neta	25,040	21,609	15.9
Deuda neta / EBITDA UDM	5.48x	5.99x	-
EBITDA UDM / Gastos Financieros UDM	4.11x	4.09x	-

Tabla N°27 – Panorámica CTM

CTM Perú	Resultados 2T 2018
Demanda (Gwh)	4,210
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.7
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	86.21
Líneas de transmisión o Red (Km)	4,251

- ▶ Inicio de operaciones del proyecto MAMO, Orcotuna, Planicie Industriales y ampliación Cotaruse.
- ▶ Menor inversión en el proyecto MAMO.
- ▶ Incremento en tarifas de servicios de conectividad, vigilancia y contratistas.
- ▶ Inicio de amortización de Orcotuna, Planicie Industriales y ampliación Cotaruse y MAMO.
- ▶ Menor gasto por disminución del porcentaje de ejecución del mantenimiento.
- ▶ Actualización de tarifas de adenda 5 y 10.
- ▶ Menor capitalización de intereses por subejecución respecto al presupuesto (NIC23).
- ▶ Incremento en la caída del tipo de cambio.

Tabla N°28 – Inversiones CTM

CTM Perú	2T 2018	2T 2017	Var %
Millones USD\$	18.6	43.6	-57.3

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°29 – Panorámica Emgesa

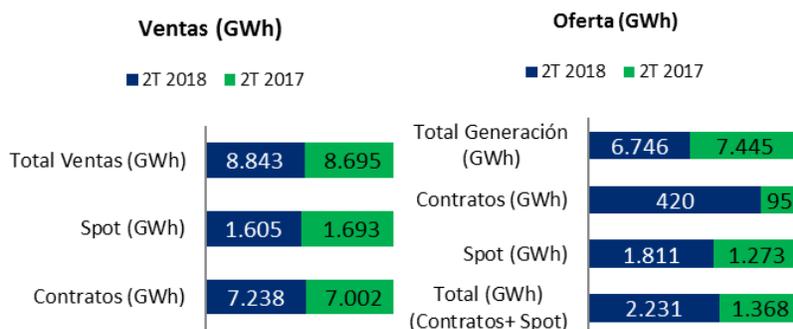
emgesa Grupo Enel	Resultados 2T 2018
Capacidad Instalada Bruta (MW)	3,547
Composición de la capacidad Generación (Gwh)	11 Hidros y 2 térmicas 6,746
Ventas (Gwh)	8,843
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin derecho a voto

Tabla N°30 – Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

emgesa Grupo Enel	Millones COP\$			Millones USD\$		
	YTD 2018	YTD 2017	Var %	YTD 2018	YTD 2017	Var %
Ingresos operacionales	1,767,113	1,607,494	9.93	620	550	12.7
Margen de Contribución	1,147,704	1,083,895	5.89	403	371	8.6
EBITDA	1,048,138	978,966	7.07	368	335	9.8
Margen EBITDA (%)	59.31	60.90	-	59.3	60.9	-
Utilidad neta	505,051	420,544	20.09	177	144	23.1
Dividendos pagados	368,279	402,129	-8.42	129	138	-6.1

- ▶ Los resultados consolidados del Grupo Enel en Colombia para el periodo YTD 2018, fueron impulsados por el negocio de generación (Ingreso Neto + 20.1% A/A) mientras que el negocio de distribución registró una disminución del 6.3% sobre los resultados finales.
- ▶ Emgesa se convirtió en la compañía de generación más grande en términos de capacidad instalada neta en Colombia, con una cartera de 3,504 MW.

Gráfica N°5 – Transacciones de generación Emgesa



- ▶ Respecto a la demanda, el total de las ventas en términos de Gwh tuvieron un crecimiento del 1.7%, concentrándose en el mecanismo de contratos el 81.8% y el remanente en el mercado spot.
- ▶ En cuanto a la oferta, se evidenció una disminución del 9.4%, respecto a los contratos se generó un crecimiento del 342.1% al pasar de 95 Gwh a 420 Gwh. El mercado Spot también alcanzó los 1,811 Gwh, un crecimiento del 42.3%.

Tabla N°31 – Inversiones Emgesa

emgesa Grupo Enel	2T 2018	2T 2017	Var %
Millones COP\$	73,439	72,600	1.2
Millones USD\$	25.8	24.9	3.7

Anexos

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°32 – Estado de resultados

	Millones COP\$		Variación	
	2T 2018	2T 2017	COP\$ Var	%
Ingresos	1,695,866	1,574,054	121,812	7.7%
<i>Distribución de Gas Natural</i>	855,749	818,622	37,127	4.5%
<i>Transporte de Gas Natural</i>	620,975	600,901	20,074	3.3%
<i>Transmisión de Electricidad</i>	219,142	154,531	64,611	41.8%
Costos y Gastos	-1,054,698	-1,011,609	-43,089	4.3%
<i>Distribución de Gas Natural</i>	-675,043	-671,120	-3,923	0.6%
<i>Transporte de Gas Natural</i>	-250,326	-218,732	-31,594	14.4%
<i>Transmisión de Electricidad</i>	-108,607	-84,457	-24,150	28.6%
<i>Gastos Administrativos</i>	-81,403	-68,916	-12,487	18.1%
<i>Otros ingresos (gastos), neto</i>	60,681	31,616	29,065	91.9%
Resultado de las Actividades Operacionales	641,168	562,445	78,723	14.0%
Ingresos Financieros	95,943	90,250	5,693	6.3%
Gastos Financieros	-258,482	-269,194	10,712	-4.0%
Diferencia en Cambio (Gasto) Ingreso, neto	-35,662	-21,398	-14,264	66.7%
Participación en las Ganancias (Perdidas) de las asociadas contabilizadas por el método de participación patrimonial	507,459	526,142	-18,683	-3.6%
Ganancia Antes de Impuestos	950,426	888,245	62,181	7.0%
Impuesto a la Renta Corriente	-145,058	-228,506	83,448	-36.5%
Impuesto a la Renta Diferido	9,088	107,203	-98,115	-91.5%
Utilidad Neta	814,456	766,942	47,514	6.2%
Resultado Integral				
<i>Ganancia Atribuible a la Controladora</i>	772,739	731,463		
<i>Ganancia Atribuible a Interés Minoritario</i>	41,717	35,479		
	814,456	766,942		

Tabla N°33 – Balance General

	Millones COP\$		Variación		Millones USD\$
	2T 2018	2T 2017	COP\$ Var	%	2T 2018
Activos					
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,295,538	1,703,607	-408,069	-24.0%	442
Activos financieros	48,508	725,715	-677,207	-93.3%	17
Cuentas por cobrar	613,778	760,142	-146,364	-19.3%	209
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	406,003	378,366	27,637	7.3%	139
Activos por impuestos	155,493	142,573	12,920	9.1%	53
Inventarios	176,130	165,594	10,536	6.4%	60
Activos disponibles para la venta	705,472	863,191	-157,719	-18.3%	241
Otros activos	28,233	34,368	-6,135	-17.9%	10
Total Activo Corriente	3,429,155	4,773,556	-1,344,401	-28.2%	1,170
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	6,603,767	7,020,152	-416,385	-5.9%	2,253
Propiedades, planta y equipo	9,022,737	8,833,053	189,684	2.1%	3,079
Propiedades de inversión	47,021	211,677	-164,656	-77.8%	16
Activos financieros	17,768	13,427	4,341	32.3%	6
Cuentas por cobrar	243,746	157,762	85,984	54.5%	83
Crédito Mercantil	50,171	50,171	0	0.0%	17
Activos intangibles	3,766,774	3,623,178	143,596	4.0%	1,285
Activo por impuestos	108,409	108,752	-343	-0.3%	37
Activo por impuestos diferidos	110,982	96,685	14,297	14.8%	38
Otros activos	24,955	21,299	3,656	17.2%	9
Total Activo No Corriente	19,996,330	20,136,156	-139,826	-0.7%	6,823
Total Activo	23,425,485	24,909,712	-1,484,227	-6.0%	7,993
Pasivos					
Pasivos financieros	145,335	227,058	-81,723	-36.0%	50
Cuentas por pagar	860,145	1,177,177	-317,032	-2.9%	293
Cuentas por pagar a partes relacionadas	60,299	6,094	54,205	889.5%	21
Provisiones por beneficios a empleados	74,608	66,679	7,929	11.9%	25
Otras provisiones	73,590	66,156	7,434	11.2%	25
Pasivo por impuestos	150,728	163,367	-12,639	-7.7%	51
Otros pasivos	195,643	226,305	-30,662	-13.5%	67
Total Pasivo Corriente	1,560,348	1,932,836	-372,488	-19.3%	532
Pasivos financieros	8,470,877	8,871,339	-400,462	-4.5%	2,890
Pasivo por impuestos corrientes	653	0	653	100.0%	0
Cuentas por pagar a partes relacionadas	0	0	0	0.0%	0
Provisiones por beneficios a empleados	162,057	144,465	17,592	12.2%	55
Otras provisiones	263,491	255,237	8,254	3.2%	90
Pasivo por impuestos diferidos	1,435,559	1,520,953	-85,394	-5.6%	490
Otros pasivos	23,395	359,295	-335,900	-93.5%	8
Total Pasivo No Corriente	10,356,032	11,151,289	-795,257	-7.1%	3,534
Total Pasivo	11,916,380	13,084,125	-1,167,745	-8.9%	4,066

	Millones COP\$		Variación		Millones USD\$
	2T 2018	2T 2017	COP\$ Var	%	2T 2018
Patrimonio					
Capital emitido	492,111	492,111	0	0.0%	168
Prima en colocación de acciones	837,799	837,799	0	0.0%	286
Reservas	2,999,690	2,555,404	444,286	17.4%	1,024
Utilidad del periodo	772,739	731,463	41,276	5.6%	264
Utilidades retenidas	6,048,356	6,852,240	-803,884	-11.7%	2,064
Total Patrimonio de la Controladora	11,150,695	11,469,017	-318,322	-2.8%	3,805
Participación no controlada	358,410	356,570	1,840	0.5%	122
Total Patrimonio	11,509,105	11,825,587	-316,482	-2.7%	3,927
Total Pasivo y Patrimonio	23,425,485	24,909,712	-1,484,227	-6.0%	7,993

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 algunas de las cifras 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 junio de 2018: 2,930.80.
- TRM al 30 de junio de 2017: 3,038.26.
- En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para los decimales.