



Informe de Resultados Financieros

- ▶ El 15 de febrero de 2018 Grupo Energía Bogotá fue **adjudicatario del proyecto Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas**, el cual unirá al Sistema Interconectado Nacional, 7 proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable – FNCER con una capacidad de 1,050 MW.
- ▶ **Mayores ingresos en transmisión de electricidad** por los proyectos UPME Sogamoso Norte (Betulia – Gachancipá – Soacha) por COP\$19,000 millones y UPME Cartagena Bolívar (Cartagena – Santa Rosa) por COP\$11,000 millones.

- ▶ En marzo se realizó la **sesión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas**, decretando dividendos por COP\$1,055,835 millones, equivalentes a COP\$115 por acción, los cuales se entregarán en dos pagos (junio y octubre de 2018).
- ▶ El 1 de febrero **GEB fue incluido por primera vez en el Anuario de Sostenibilidad de RobecoSAM** y obtuvo el reconocimiento como “Industry Mover”, el cual destaca a las compañías con el mejor desempeño en sostenibilidad corporativa del mundo.
- ▶ **Capitalizaciones en Contugas** por USD\$10 millones en los meses de enero y febrero (USD\$7 millones de GEB y USD\$3 millones de TGI).
- ▶ **Capitalización en Trecca** por USD\$12 millones en marzo.
- ▶ **GEB ratifica su interés en participar en el proyecto de la Planta Regasificadora del Pacífico** y se encuentra estructurando la oferta inicial.

1T

2017 - 2018



Ingreso operacional (7.3%)

COP \$771,424 millones COP \$830,938 millones

EBITDA (2,3%)

COP \$1,117,707 millones COP \$1,143,872 millones

Utilidad operacional (10.6%)

COP \$255,995 millones COP \$283,073 millones

¹ Se presentan cambios respecto al valor del EBITDA reportado en el informe del 1T 2017 a lo largo del documento, lo cual responde al cambio en la metodología de conciliación que se implementó desde el 4T 2017.

Gerencia de Financiamiento y Relación con Inversionistas

✉ E-mail: ir@geb.com.co

🌐 www.grupoenergiabogota.com/inversionistas

Resultados Financieros

Tabla N°1 – Estado de resultados

	Millones COP\$		Variación	
	1T 2018	1T 2017	COP\$ Var	%
Ingresos	830,938	771,424	59,514	7.7
<i>Distribución de gas natural</i>	417,289	398,773	18,516	4.6
<i>Transporte de gas natural</i>	310,624	300,211	10,413	3.5
<i>Transmisión de electricidad</i>	103,025	72,440	30,585	42.2
Costo de ventas	(547,865)	(515,429)	(32,436)	6.3
<i>Distribución de gas natural</i>	(353,764)	(326,711)	(27,053)	8.3
<i>Transporte de gas natural</i>	(110,762)	(109,095)	(1,667)	1.5
<i>Transmisión de electricidad</i>	(52,893)	(38,911)	(13,982)	35.9
<i>Gastos administrativos</i>	(43,173)	(47,215)	4,042	-8.6
<i>Otros ingresos (gasto), neto</i>	12,727	6,503	6,224	95.7
Resultado de actividades operacionales	283,073	255,995	27,078	10.6
Ingresos financieros	53,907	59,367	(5,460)	-9.2
Gatos financieros	(131,885)	(135,908)	4,023	-3.0
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	(10,408)	3,066	(13,474)	-439.5
Participación en el resultado de asociadas	235,010	268,956	(33,946)	-12.6
Utilidad antes de impuestos	429,697	451,476	(21,779)	-4.8
Impuesto corriente	(84,746)	(75,923)	(8,823)	11.6
Impuesto diferido	(2,615)	159,955	(162,570)	-101.6
Utilidad consolidada del año	342,336	535,508	(193,172)	-36.1
Utilidad consolidada del año atribuible a:				
Participación controladora	328,794	515,719	(186,925)	-36.2
Participación no controladora	13,542	19,789	(6,247)	-31.6

Ingresos

Al 1T 2018 los ingresos consolidados alcanzaron COP\$830,938 millones, 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.

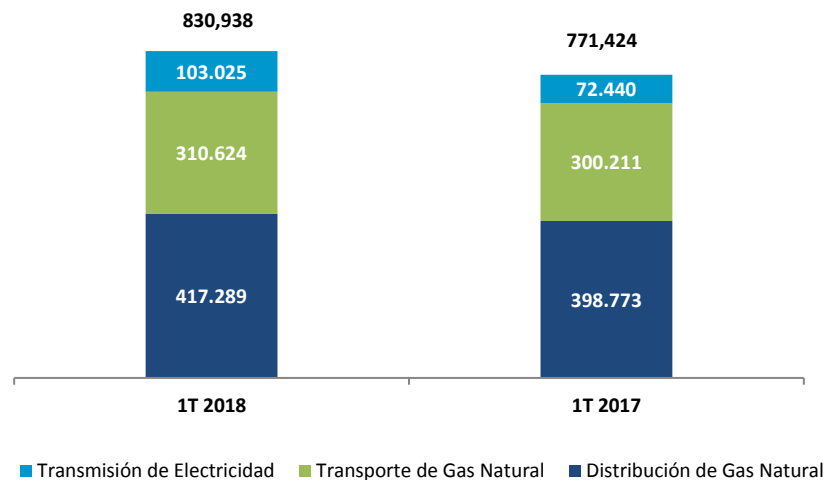
La mayor variación la reportó la línea de negocio de transmisión de electricidad con un crecimiento del 42.2%, pasando de COP\$72,440 millones a COP\$103,025 millones, como resultado de: Mayores ingresos reconocidos de los proyectos UPME Sogamoso Norte (Betulia – Gachancipá – Soacha) por COP\$19,000 millones y UPME Cartagena Bolívar (Cartagena – Santa Rosa) por COP\$11,000 millones.

La línea de distribución de gas natural reportó ingresos por COP\$417,289 millones, con un crecimiento del 4.6%, teniendo en cuenta que mantiene la mayor participación en el total con el 50.2%, comportamiento que se debió a: Contugas cerró con mayores ingresos por construcción, USD\$1,313 millones; Cálidda presentó

incrementos por mayores consumos de gas, de acuerdo con la capacidad contratada y los ingresos superiores por los servicios de instalaciones internas dentro de los hogares.

Respecto al segmento de transporte de gas natural, se evidencia un crecimiento del 3.5%, obedeciendo al aumento de los cargos fijos, a la entrada en funcionamiento del proyecto Cusiana-Apiay-Ocoa en febrero, menores suspensiones reportadas por los remitentes y a la dinámica estable en la generación de contratos, resaltando que no se presentaron glosas en el periodo reportado.

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



Costos y gastos

El mayor incremento se dió en la línea de negocio de transmisión de electricidad con el 35.9%, como consecuencia de mayores contribuciones efectuadas a PRONE y FOES, mayor pago de impuestos de ICA y seguros asociados a la dinámica de ejecución de proyectos.

En la línea de distribución de gas, se evidencia un crecimiento del 8.3%, resaltando que tienen la mayor contribución sobre el total con el 64.6% y su comportamiento está relacionado con: Contugas reporta un mayor costo asociado a las construcciones, suministro de gas natural y nuevas conexiones. Cálidda presenta un aumento en el costo del gas distribuido en función de mayores volúmenes.

El margen bruto total es del 37.7% y por actividad el siguiente: Distribución de gas natural 15.2%, transporte de gas natural 64.3% y transmisión de electricidad 48.7%

Resultado de las actividades operacionales

Se evidencia un crecimiento del 10.6% y un margen operacional del 34.1%, relacionado con el crecimiento en mayor proporción de los ingresos frente a los costos y gastos, resaltando que el crecimiento más significativo lo reportó el rubro de otros ingresos con el 95.7%, al pasar de COP\$6,503 millones a COP\$12,727 millones, lo que corresponde a recuperación de provisiones, arrendamientos y honorarios y a mayores ingresos en las conexiones internas que hace Cálidda al financiar a los usuarios.

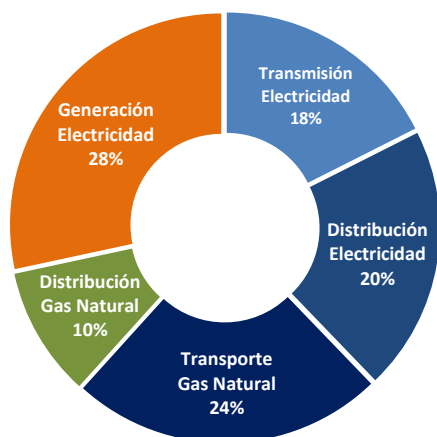
EBITDA Consolidado

Tabla N°2 – EBITDA consolidado trimestral

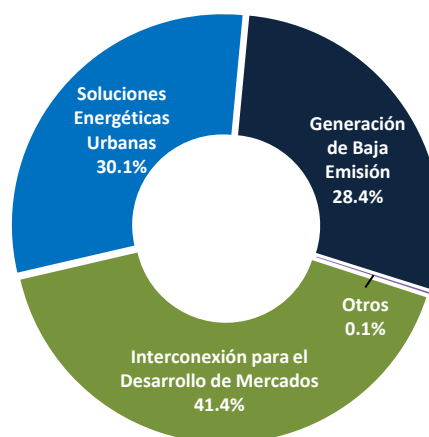
	Millones COP\$	
	1T 2018	1T 2017
EBITDA	1,143,872	1,117,707
Margen EBITDA	72.4%	73.8%

El comportamiento del EBITDA consolidado refleja la rentabilidad y la sostenibilidad de la actividad operacional y ejecución de proyectos del Grupo, cerrando para los 3 meses terminados en marzo de 2018 en USD\$1,143,872 millones, un crecimiento de 2.34% y en COP\$2,481,389 (USD\$892 millones) si se analizan los últimos 12 meses. Respecto al margen EBITDA, éste se mantiene estable y para el periodo analizado se ubicó en 72.4%.

Gráfica N°2 – EBITDA consolidado por unidad 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 una caída del 439.5%, 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 USD\$.

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 1T 2018, el gasto por depreciación fiscal es menor como resultado del recalcufo efectuado.

Utilidad neta

La utilidad neta al 1T 2018 cerró en COP\$342,336 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\$328,794 millones y la no controladora en COP\$13,542 millones.

Perfil de deuda

Tabla N°3 – Estructura de la deuda

Obligación	Monto Millones COP\$	Moneda Original	Cupón (%)	Vencimiento
Sindicado GEB 2023	2,068,926	USD\$	Libor 6M + 2.15%	Enero 2023
CAF GEB	98,903	USD\$	Libor 6M + 1.60%	Mayo 2020
Bono GEB COP 2024 1ra Emisión	187,000	COP\$	7 años IPC + 3.19% E.A.	Febrero 2024
Bono GEB COP 2032 1ra Emisión	283,000	COP\$	15 años IPC + 3.85% E.A.	Febrero 2032
Bono GEB COP 2042 1ra Emisión	180,000	COP\$	25 años IPC + 4.04% E.A.	Febrero 2042
Bono GEB COP 2024 2ra Emisión	130,200	COP\$	7 años IPC + 3.21% E.A.	Febrero 2024
Bono GEB COP 2032 2ra Emisión	191,700	COP\$	15 años IPC + 3.85% E.A.	Febrero 2032
Bono GEB COP 2047 2ra Emisión	328,100	COP\$	30 años IPC + 4.1% E.A.	Febrero 2047
Leasing financiero GEB y TGI	41,496	COP\$	GEB – DTF+3.75% TGI – DTF+2.9% TA	GEB – Ene 2024 TGI – Ene 2014
Bono 144A/Reg. S TGI	2,080,887	USD\$	Fijo 5.7%	Marzo 2022
BBVA / Itaú / Scotiabank (TGI - IELAH)	108,229	USD\$	Libor 6M + 2.25%	Septiembre 2019
Bono 144A/Reg. S Cálidda	886,291	USD\$	Fijo 4.375%	Abril 2023
Scotiabank Cálidda	221,572	USD\$	Fijo 2.85%	Mayo 2022
Banco de crédito del Perú 1 Cálidda	2,780	USD\$	Fijo 4.40%	Junio 2018
Banco de crédito del Perú 2 Cálidda	25,293	USD\$	Fijo 4.00%	Septiembre 2018
Crédito Sindicado Contugas	957,558	USD\$	Libor 6M + 3.50%	Septiembre 2019
Citibank N.A. Trecca	241,901	USD\$	Libor 6M + 2.97%	Diciembre 2028
Citibank N.A. Ebbis GT	133,463	USD\$	Libor 6M + 2.40%	Octubre 2021
Deuda Total	\$8,167,299			
Intereses	\$7,838			
Deuda Total + Intereses	\$8,175,137			
Deuda Total + Intereses Corto Plazo	\$75,826			
Deuda Total + Intereses Largo Plazo	\$8,099,311			

Crédito Intercompañía - Subordinada TGI \$1,028,774

La deuda total bruta reportó una disminución del 6.7%, comportamiento generado por: GEB realizó el pago del crédito del Distrito Capital, Cálidda canceló uno de los créditos con BCP, Contugas efectuó un mayor ajuste del costo amortizado y TGI ejecuto un prepago del crédito sindicado adquirido por la fusión con IELAH por USD\$44 millones, quedando un remanente de USD\$40 millones (COP\$108,229 millones).

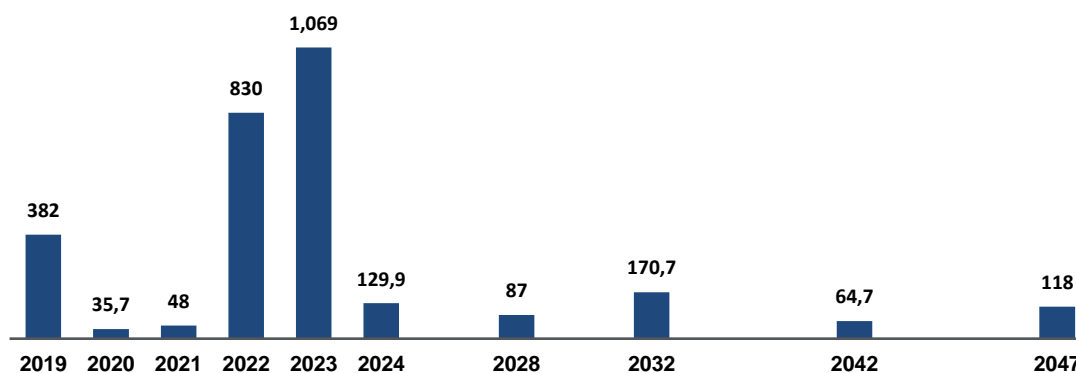
Tabla N°4 – Clasificación de rubros de deuda

	Millones COP\$ (UDM)			
	1T 2018	1T 2017	Variación	%
EBITDA	2,481,389	2,293,920	187,469	8.2
Deuda Total Neta	7,062,129	6,791,419	270,710	4.0
Deuda Total Bruta	8,167,299	8,749,736	(582,437)	-6.7
Gastos Financieros Neto	328,043	366,288	(38,245)	-10.44

Tabla N°5 – Ratios de cobertura

		1T 2018	1T 2017
Deuda Total Neta / EBITDA	OM: < 4.0	2.85x	2.96x
EBITDA / Gastos Financieros Neto	OM: > 2.25	7.56x	6.26x

De acuerdo con lo anterior, el Grupo alcanza a marzo de 2018 un indicador Deuda Total Bruta/EBITDA de 2.85x y de EBITDA/Gastos Financieros de 7.56x.

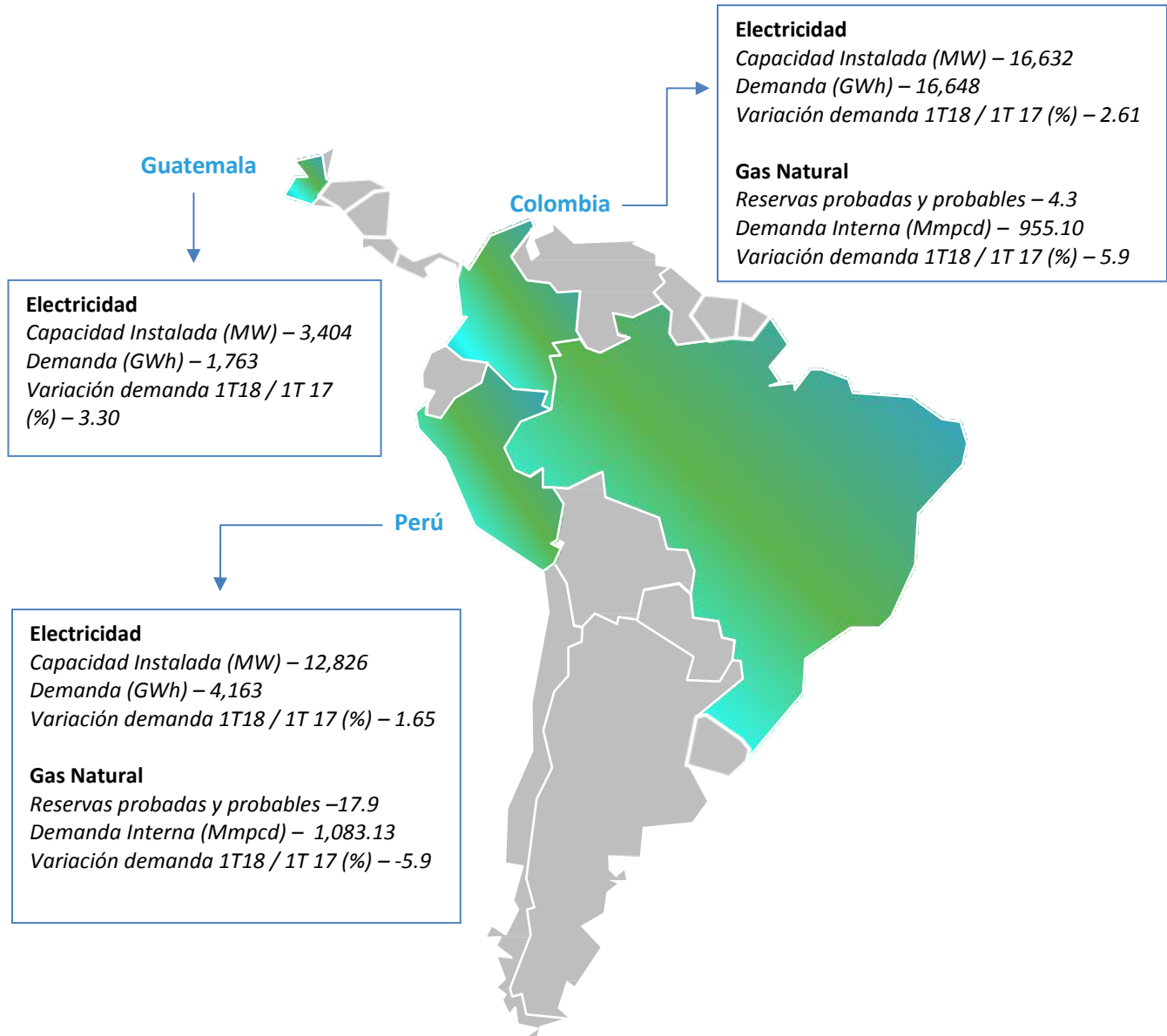
Gráfica N°4 – Perfil de la deuda
 Cifras en Millones USD\$


Método de participación

Tabla N°6 – Método de participación por empresa

Cifras Millones COP\$	1T 2018	1T 2017
Emgesa	123,709	112,018
Codensa	68,956	81,263
Gas Natural	12,085	15,192
REP	11,102	10,502
CTM	14,427	14,562
EMSA	1,767	1,433
Promigas	-	25,277
Gebbras	2,964	8,709
Total	235,010	268,956

Resultados Sectoriales



Resultados Grupos Estratégicos de Negocio

Soluciones Energéticas Urbanas (SEU)

Tabla N°7 – Ratios Indicadores financieros SEU 1T 2018

Cifras en Millones	Codensa	Cálidda	Gas Natural	Contugas
	COP\$	USD\$	COP\$	USD\$
Ingresos operacionales	1,165,286	144	542,950	19
Utilidad operacional	245,427	22	73,682	1.6
EBITDA	333,318	32	84,957	3.0
Utilidad neta	129,084	12	48,360	(3.8)

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°8 – Panorámica Codensa

codensa		Resultados
Grupo Enel		1T 2018
Número de clientes		3,363,948
Participación de mercado (%)		21.76%
Demanda Codensa (Gwh)		3,715
Var demanda (%)		1.34
Índice de pérdidas (%)		7.84
Control		Enel Energy Group
Participación de GEB		51.5% (36.4% ordinarias; 15.1% preferenciales sin derecho a voto)

Tabla N°9 – Indicadores financieros seleccionados Codensa

codensa	Millones COP\$			Millones USD\$		
	1T 2018	1T 2017	Var %	1T 2018	1T 2017	Var %
Ingresos operacionales	1,165,286	1,102,815	5.7	407.6	377.4	8.0
Margen de Contribución	452,839	479,113	-5.5	158.4	163.9	-3.4
EBITDA	333,318	371,971	-10.4	116.6	127.3	-8.4
Margen EBITDA (%)	28.6	33.7	-	28.6	33.7	-
Utilidad neta	129,084	156,959	17.8	45.2	53.7	-15.9
Dividendos pagados	93,195	116,932	20.3	32.6	40.0	-18.5

- ▶ Los resultados de las empresas del Grupo Enel en Colombia durante el 1T 2018 mostraron un crecimiento en el EBITDA del negocio de generación de 6.0% alcanzando COP\$504 mil millones y una disminución en el EBITDA de distribución de 10.4% llegando a COP\$333 mil millones.
- ▶ La ejecución de Capex en Colombia fue de COP\$137 mil millones, con lo cual se inicia la implementación del plan de inversiones de enfocado en mejoramiento de la calidad del servicio, telecontrol y nuevas conexiones.
- ▶ Codensa realizó una exitosa colocación de bonos en el mercado local, por un valor de COP\$360 mil millones con vencimientos a 7 y 12 años, y a una tasa promedio de 6.8% en pesos.

Tabla N°10 – Inversiones Codensa

codensa		1T 2018	1T 2017	Var %
Grupo Enel				
Millones COP\$		112,420	131,796	-14.70
Millones USD\$		39.32	45	-12.62

II. Cálidda
Tabla N°11 – Panorámica Cálidda



 Cálidda <small>GAS NATURAL DEL PERÚ</small>		Resultados 1T 2018
Número de clientes		612,132
Volumen Vendido (MMPCD)		757
Extensión Total de la Red (Km)		8,567
Clientes Potenciales		851,659
Penetración de la Red (%)		72

Tabla N°12 – Indicadores financieros seleccionados Cálidda

 Cálidda <small>GAS NATURAL DEL PERÚ</small>		1T 2018	1T 2017	Var %
Ingresos operacionales (Miles USD\$*)		143,745	141,396	1.7
Utilidad operacional (Miles USD\$)		21,758	26,688	-18.5
EBITDA (Miles USD\$)		31,608	34,987	-9.7
Margen EBITDA (%)		22.0	24.7	-
Utilidad neta (Miles USD\$)		12,019	16,784	-28.4
Deuda neta / EBITDA UDM		2.7x	2.5x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM		8.2x	8.3x	-

* Reporte Bajo IFRS 1T 2018 y 1T 2017.

- ▶ Durante el 1T 2018, tanto la base clientes como el volumen facturado de Cálidda aumentaron en 32.0% y 1.0%, respectivamente, en comparación con el 1T 2017.
- ▶ Se construyeron 982 km de redes, con lo cual el sistema de distribución alcanza 8,587 km de tubería subterránea.
- ▶ Los ingresos e ingresos ajustados aumentaron en 2.0% y 4.0%, respectivamente, gracias a mayores ingresos por distribución e instalaciones internas. Adicionalmente, se vendieron cerca de 12,000 gasodomésticos, cifra que representa el 75.0% de todas las ventas realizadas durante el 2017.
- ▶ Por otro lado, el EBITDA se redujo en 10.0% principalmente debido a mayores ingresos extraordinarios registrados en el 1T 2017 por derecho de conexión; sin embargo, se espera revertir este resultado al término del 2T 2018 por la aplicación de la nueva tarifa de distribución.
- ▶ Durante el 1T 2018, Cálidda conectó 35,319 clientes, un total de 147,355 consumidores al revisar el desempeño de los últimos doce meses.

Tabla N°13 – Inversiones Cálidda

 Cálidda <small>GAS NATURAL DEL PERÚ</small>		1T 2018	1T 2017	Var %
Millones USD\$		16.5	20.8	-20.67

III. Gas Natural
Tabla N°14 – Panorámica Gas Natural

gasNatural	Resultados 1T 2018 Millones COP\$	
	Ingresos operacionales	542,950
EBITDA	84,957	
Control	Gas Natural SDG S.A. (España)	
Participación de GEB	25%	

Tabla N°15 – Indicadores financieros seleccionados Gas Natural

gasNatural	Millones COP\$		
	1T 2018	1T 2017	Var %
Ingresos operacionales	542,950	564,189	-3.8
Costo de Ventas	439,061	449,382	-2.3
Utilidad operacional	73,682	86,097	-14.4
EBITDA	84,957	95,595	-11.1
Margen EBITDA (%)	15.6	16.9	-
Utilidad neta	48,360	60,793	-20.5
Deuda neta / EBITDA UDM	3.3x	3.1x	-
EBITDA UDM / Gastos Financieros UDM	10.7x	13.6x	-

- ▶ En el mes de febrero dieron a conocer su proyecto de distribución de utilidades para el año 2018, estableciendo el monto de COP\$235,780,781,703, equivalente a \$6,386.68 por acción.
- ▶ El 23 de enero de 2018, se conformó el Comité de Auditoría para todos los miembros independientes que conforman la Junta Directiva, fortaleciendo su Gobierno Corporativo.
- ▶ La Asamblea de General de Accionistas prevista para el mes de marzo, fue aplazada para abril, debido a un requerimiento formulado por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- ▶ En el primer trimestre se recibieron subsidios presupuestado por parte del Ministerio de Minas y Energía.
- ▶ Se realizó único pago de Impuesto de Renta, correspondiente a la vigencia 2017.


Tabla N°16 – Inversiones Gas Natural

gasNatural	1T 2018	1T 2017	Var %
Millones COP\$	175,209	189,862	-7.7
Millones USD\$	60.83	69.28	-10.9

IV. Contugas
Tabla N°17 – Panorámica Contugas

		Resultados 1T 2018
Número de clientes		47,462
Demanda (%)		46.40
Capacidad contratada(MMCF/d)		115.57
Volumen transportado (MMCF/d)		26.17
Red de Longitud (km)		1,127

Tabla N°18 – Indicadores financieros seleccionados Contugas

		1T 2018	1T 2017	Var %
Ingresos operacionales (Miles USD\$)		18,965	17,683	7.3
Utilidad operacional (Miles USD\$)		1,633	980	66.7
EBITDA (Miles USD\$)		2,971	3,355	-11.5
Margen EBITDA (%)		17.0	19.4	-
Utilidad neta (Miles USD\$)		-3,802	2,073	-283.4
Deuda neta / EBITDA UDM		24.33x	33.78x	-
EBITDA UDM / Gastos Financieros UDM		0.82x	0.65x	-

- ▶ En el mes de marzo se realizó el pago de los intereses del crédito sindicado correspondiente al periodo número 9 de intereses, por USD\$8.7 millones.
- ▶ El 23 de marzo se desembolsó la deuda de corto plazo (180 días) por un importe de PEN\$29.5 millones (USD\$9.1 millones aproximadamente) a una tasa fija de 4.0%.
- ▶ En el mes de marzo se repagaron los préstamos de corto plazo, por un valor de USD\$8.1 millones correspondiente a la deuda del 2017.
- ▶ En los meses de enero y febrero se recibieron aportes de capital por USD\$10 millones (USD\$7 millones de GEB y USD\$3 millones de TGI).

Tabla N°19 – Inversiones Contugas

		1T 2018	1T 2017	Var %
Millones USD\$		3.06	5.96	-48.67

Interconexión para el Desarrollo de Mercados (IDM)
Tabla N°20 – Indicadores financieros IDM 1T 2018

Cifras en Miles USD\$	GEB Transmisión	TGI	TRECSA	Contugas*	REP	CTM
Ingresos operacionales	32,430	109,917	4,761	18,965	38,729	46,733
Utilidad operacional	21,976	70,708	2,553	1,633	16,754	28,551
EBITDA	23,465	91,446	906	2,971	27,347	41,933
Utilidad neta	12,984	22,686	-1,811	-3,802	9,707	12,616

*Contugas pertenece a SEU, sin embargo, se incluye también en el resumen de IDM, considerando que un porcentaje minoritario de sus ingresos provienen del transporte de gas natural.

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°21 – Panorámica GEB Transmisión

	1T 2018	1T 2017	Var %
Inversiones (Millones COP\$)	70,773	59,662	18.6
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.90	99.81	0.09
Compensación por indisponibilidad (%)	0.015	0.018	-17.3
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	98.0	73.0	34.2
Participación en la actividad de transmisión en (%)	17.7	12.6	40.5

Tabla N°22 – Indicadores financieros seleccionados GEB Transmisión

	Millones COP\$		
	1T 2018	1T 2017	Var %
Ingresos operacionales	90,172	60,819	48.3
Utilidad operacional	61,105	38,181	60.0
EBITDA	65,245	41,952	55.5
Margen EBITDA (%)	72.4	69.0	-
Utilidad neta	36,103	17,622	104.9

- ▶ Mediante resolución 40096, 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 14/08/2018.
- ▶ Mediante resolución 40249, el Ministerio de Minas y Energía aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME 05-2012 Segundo Circuito Cartagena - Bolívar para el 18/08/2018.

- ▶ Mediante resolución 40250, 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 18/07/2018.
- ▶ Entró en operación el proyecto UPME 06-2014 SE Río Córdoba STN en el mes de enero de 2018.
- ▶ Entró en operación el proyecto UPME STR 07-2014 Transformadores SE Río Córdoba STR en el mes de enero de 2018.
- ▶ Finalizó la construcción de la conexión del proyecto Drummond a la SE Río Córdoba e inicia su remuneración.
- ▶ GEB fue adjudicataria de la convocatoria UPME 06 2017 SE Colectora 500 kV y líneas asociadas. El proyecto consiste en la construcción de la SE Colectora 500 kV, la ampliación de las subestaciones la Loma y Cuestecitas a 500 kV, dos líneas a 500 kV de Colectora a Cuestecitas (120 km aproximadamente) y una línea a 500 kV de Cuestecitas a la Loma (250 km aproximadamente).

Al cierre del 1T de 2018, el detalle de los proyectos de inversión es el siguiente:

1. **Chivor II 230 kV**
Avance – 59.1%
Entrada en Operación – 3T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$5.5 millones
2. **Cartagena – Bolívar 220 kV**
Avance – 92.5%
Entrada en Operación – 3T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$11.6 millones
3. **Río Córdoba 220 kV**
Avance – En operación
Entrada en Operación – 1T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$1.8 millones
4. **Armenia 230 kV**
Avance – 98.0%
Entrada en Operación – 3T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$1.3 millones
5. **Tesalia 230 kV**
Avance – 91.0%
Entrada en Operación – 3T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$10.9 millones
6. **Sogamoso – Norte 500 kV**
Avance – 79.5%
Entrada en Operación – 2T 2019
Ingreso Anual Esperado – USD\$21.1 millones
7. **Refuerzo Suroccidente 500 kV**
Avance – 36.9%
Entrada en Operación – 3T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$24.4 millones
8. **Ecopetrol San Fernando 230 kV**
Avance – 75.7%
Entrada en Operación – 2T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$6.0 millones

9. Transformadores Río Córdoba 220/110 kV
Avance – En operación
Entrada en Operación – 1T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$0.65 millones
10. La Loma 500 kV
Avance – 66.1%
Entrada en Operación – 2T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$1.3 millones
11. Conexión Puerto Drummond 220 kV
Avance – En operación
Entrada en Operación – 1T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$0.9 millones
12. Altamira Transformador 230/115 kV
Avance – 11.9%
Entrada en Operación – 1T 2019
Ingreso Anual Esperado – USD\$0.7 millones
13. Colectora 500 kV
Avance – 2.4%
Entrada en Operación – 4T 2022
Ingreso Anual Esperado – USD\$21.5 millones
14. Ampliación La Loma 500 kV
Avance – 66.1%
Entrada en Operación – 2T 2018
Ingreso Anual Esperado – USD\$0.35 millones

II. TGI

Tabla N°23 – Indicadores seleccionados TGI

 TGI GrupoEnergíaBogotá	1T 2018	1T 2017	Var %
Ingresos operacionales (Millones USD\$)	109.9	103.4	6.3
Utilidad operacional (Millones USD\$)	70.7	65.1	8.7
EBITDA (Millones USD\$)	91.6	88.3	3.8
Utilidad neta (Millones USD\$)	22.7	75.7	-70.0
Volumen transportado (Mmpcd)	425.6	428.1	-0.6
Capacidad contratada en firme (Mmpcd)	705	672	4.91
Calificación crediticia internacional			
S&P	BBB-/Stable 31/10/17		
Fitch	BBB/Stable 12/10/17		
Moody's	Baa3/Stable 17/08/17		

- ▶ TGI sigue teniendo control y operando la red de gasoductos más grande de Colombia:
- ▶ Gasoducto: 3,957km, Capacidad: 784.9 Mmpcd.
- ▶ Promedio de capacidad contratada en firme: 712 Mmpcd.
- ▶ Cubre el 54% del mercado en Colombia.

- ▶ El 11 de marzo se hizo el prepago del crédito sindicado adquirido por la fusión con IELAH por USD\$44 millones, quedando un remanente de USD\$40 millones.
- ▶ Entrada en operación del proyecto Cusiana – Apiay que amplía la capacidad de 33 Mpcd a 64.2 Mpcd y del tramo Apiay – Villavicencio – Ocoa de 17.2 Mpcd a 22 Mpcd, completando la construcción de las dos estaciones de Compresión (Paratebueno y Pompeya).
- ▶ El 20 de marzo se realizó la sesión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas, decretando dividendos por COP\$300,077 millones, los cuales se entregarán en dos pagos (junio y octubre de 2018)

Al cierre del 1T de 2018, el detalle de los proyectos de inversión es el siguiente:

Expansión Cusiana Fase IV

Estatus

Inicio de construcción Unidad de Compresión UC9, Estación Puente Guillermo. Inicio de apertura de proceso tubería para Loops. Inicio de establecimientos de Acuerdos Mutuos Cenit y Ocesa y Reuniones de Coordinación para la superposición de licencia CENIT.

Capex – USD\$70.7 millones
Capex Ejecutado 1T 2018 – USD\$1.2 millones
Ejecución – 20%
Entrada en Operación – 2T 2018 / 2T 2019

Loop armenia

Estatus

Autorización ICANH Instalación de tubería PK 29. Pendiente respuesta ICANH PHD para los sitios 23 y 24. Actividades mecánicas: 93,70%. Estaciones y Válvulas: 79%. Obras de geotecnia: 77,90%. Arqueología: 84,90%.

Capex – USD\$19.20 millones
Capex Ejecutado 1T 2018 – USD\$1.9 millones
Ejecución – 92.42%
Entrada en Operación – 2T 2018

Reposición de Ramales

Estatus

Ajuste del Plan de Manejo Ambiental: 94% y Aprobación del 100% del Plan de Manejo Arqueológico ICANH.

Capex – USD\$16.70 millones
Capex Ejecutado 1T 2018 – USD\$0.08 millones
Ejecución – 9.04%
Entrada en Operación – 2T 2019

Cusiana Fase III

Estatus

Vasconia: Realizada parada para el cargue del programa de comunicaciones de automatización y entrada de la unidad en línea. Finalizaron las actividades de conexión de los filtros de la ampliación de la estación Vasconia. Se están realizando pruebas de comportamiento operativo de la unidad de Vasconia.

Capex – USD\$31.59 millones
Capex Ejecutado 1T 2018 – USD\$0.65 millones
Ejecución – 96%
Entrada en Operación – 2T 2017

Cusiana Apiay Ocoa
Estatus

Unidades de compresión: Estación Paratebueno, Estación Villavicencio. Unidades operativas al 24 de Enero de 2018, Estaciones Paratebueno y Villavicencio. Procura: 100%. Construcción: 94%.

Capex – USD\$48.26 millones
Capex Ejecutado 1T 2018 – USD\$6.3 millones
Ejecución – 96%
Entrada en Operación – 1T 2018

III. Trecca
Tabla N°24 – Indicadores seleccionados TRECSA

	Miles USD\$		
	1T 2018	1T 2017	Var %
Ingresos operacionales	4,761	3,635	31.0
Costo de Ventas	1,301	633	105.4
Utilidad operacional	2,553	1,811	41.0
EBITDA	906	444	103.8
Margen EBITDA (%)	19.0	12.2	-
Utilidad neta	-1,811	682	-365.4

- ▶ Reconocimiento de USD\$719 mil de USD\$2.45 millones del canon anual por la energización de la subestación y líneas Palestina-Palin; Palestina-Pacífico.
- ▶ De los USD\$50 millones previstos para capitalizaciones de la Compañía, en el 1T 2018 se ejecutaron USD\$12 millones.
- ▶ Contención de impuestos en USD\$331 miles derivado a la estrategia de cambio de régimen fiscal.
- ▶ Los intereses capitalizados del primer trimestre suman USD\$1,965,789 y se reconocieron en el gasto USD\$899,163.
- ▶ USD\$783 miles en contención de gastos y costos principalmente en O&M, nómina, asesoría y honorarios

IV. EEBIS Guatemala

- ▶ Al cierre de marzo se facturaron USD\$1.7 millones del proyecto CEMPRO y USD\$245 mil del Proyecto PRONICO.
- ▶ Capitalización de subestaciones y líneas de transmisión del proyecto APS por USD\$48.4 millones.
- ▶ Contención de impuestos en USD\$128 mil, derivado a la estrategia de cambio de régimen Fiscal.
- ▶ Disminución de los ingresos financieros por las desinversiones de depósitos.

V. REP Perú
Tabla N°25 – Panorámica REP

REP Perú	Resultados 1T 2018
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.54
Compensación por indisponibilidad (USD\$)	12,879
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	87.40
Líneas de transmisión o Red (Km)	6,318

Tabla N°26 – Indicadores seleccionados REP

REP Perú	Miles USD\$		
	1T 2018	1T 2017	Var %
Ingresos operacionales	38,729	34,727	11.5
Costo de ventas	-18,997	-16,882	12.5
Utilidad operacional	16,754	15,824	5.9
EBITDA	27,347	25,383	7.7
Margen EBITDA (%)	70.6	73.1	-
Utilidad neta	9,707	9,894	-1.9
Deuda neta / EBITDA UDM	2.3x	2.9x	-
EBITDA UDM / Gastos Financieros UDM	9.9x	8.6x	-

- ▶ 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°27 – Inversiones REP

REP Perú	1T 2018	1T 2017	Var %
Millones USD\$	5.13	10.09	-49.19

VI. CTM Perú
Tabla N°28 – Panorámica CTM

CTM Perú	Resultados 1T 2018
Demanda (Gwh)	4,163
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.60
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	99
Líneas de transmisión o Red (Km)	4,238

Tabla N°29 – Indicadores seleccionados CTM

CTM Perú	Miles USD\$		
	1T 2018	1T 2017	Var %
Ingresos Operacionales	46,733	34,753	34.5
Costo de ventas	-17,165	-12,156	41.2
Utilidad operacional	28,551	22,447	27.2
EBITDA	41,933	31,467	33.3
Margen EBITDA (%)	89.7	90.5	-
Utilidad neta	12,616	12,505	0.9
Deuda neta / EBITDA UDM	5.6x	6.0x	-
EBITDA UDM / Gastos Financieros UDM	4.2x	4.1x	-

- ▶ 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°30 – Inversiones CTM

CTM Perú	1T 2018	1T 2017	Var %
Millones USD\$	44.64	68.12	-34.48

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 esté dando la transición de la matriz energética a esta fuente sostenible y de baja emisión, en los alcances geográficos priorizados.

I. Emgesa
Tabla N°31 – Panorámica Emgesa



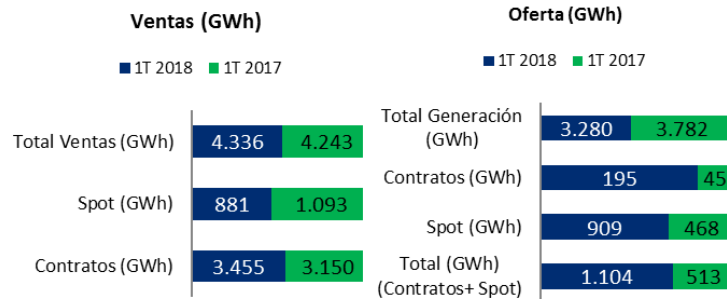
 Grupo Enel		Resultados 1T 2018
Capacidad Instalada Bruta (MW)		3,509
Composición de la capacidad Generación (Gwh)		11 Hidros y 2 térmicas 3,280
Ventas (Gwh)		4,336
Control		Enel Energy Group
Participación de GEB		51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin derecho a voto

Tabla N°32 – Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

 Grupo Enel	Millones COP\$			Millones USD\$		
	1T 2018	1T 2017	Var %	1T 2018	1T 2017	Var %
Ingresos operacionales	877,859	796,133	10.3	307.07	272.42	12.7
Margen de Contribución	554,850	532,475	4.2	194.08	182.20	7.0
EBITDA	504,380	476,024	6.0	176.43	162.88	8.3
Margen EBITDA (%)	57.46	59.79	-	57.46	59.79	-
Utilidad neta	234,095	215,880	8.4	81.88	73.87	10.8
Dividendos pagados	130,206	200,037	-34.9	45.54	68.45	-33.5

- ▶ Resultados positivos para el negocio de generación en Colombia soportados en la efectiva estrategia comercial y la flexibilidad que le otorga la diversificación de sus plantas de generación, así como su alta eficiencia financiera.
- ▶ Al 1T 2018 el negocio de generación mostró un crecimiento del 6.0% respecto al EBITDA, alcanzando COP\$504 mil millones.
- ▶ En actualizaciones regulatorias, el Decreto 570 Ministerio de Minas y Energía, da los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo para proyectos de generación de energía, definiendo los principios específicos que deben ser considerados para la determinación del mecanismo final a ser implementado.

- ▶ Respecto a la Resolución CREG 010/2018, se especifica la metodología para calcular la tarifa de Venta en Bloque, la cual a su vez será usada para determinar las transferencias a Corporaciones Autónomas Regionales.

Gráfica N°5 – Transacciones de generación Emgesa


- ▶ Respecto a la demanda, el total de las ventas en términos de Gwh tuvieron un crecimiento del 2.2%, concentrándose en el mecanismo de contratos el 79.7% y el remanente en el mercado spot.
- ▶ En cuanto a la oferta, se evidencio una disminución del 13.3%, respecto a los contratos se generó un crecimiento del 333.3% al pasar de 45 Gwh a 195 Gwh. El mercado Spot también alcanzó los 909 Gwh, un crecimiento del 94.2%.

Tabla N°33 – Inversiones Emgesa

emgesa Grupo Enel	1T	1T	Var %
	2018	2017	
Millones COP\$	24,164	38,804	-37.7
Millones USD\$	8.45	13.0	-36.4

Anexos

Anexo 1: 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 2: 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 31 de marzo de 2018: 2,780.47.
- ▶ TRM al 31 de marzo de 2017: 2,880.24.
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.

Anexo 3: Estados financieros GEB consolidados e individuales

<http://www.grupoenergiabogota.com/inversionistas/informacion-financiera/estados-financieros>