

# 3T23

BVC: GEB

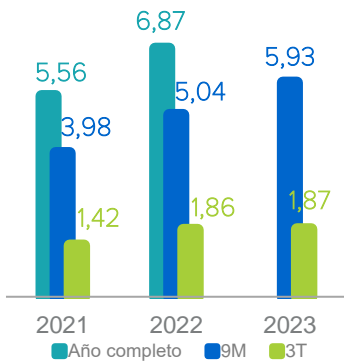
Resultados exitosos mejorando indicadores de rentabilidad, apalancados en los segmentos de negocio en Colombia.

## Cifras

COP bn

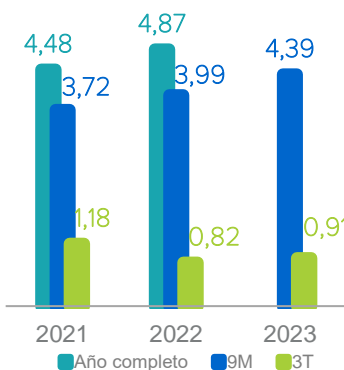
### Ingresos

+0,7% 3T23/3T22



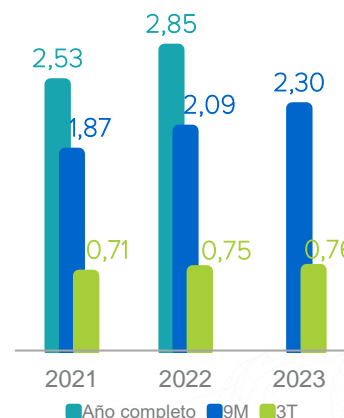
### EBITDA

+10,0% 3T23/3T22



### Utilidad Neta Controlada

+1,4% 3T23/3T22



- i. Fitch Ratings reafirmó calificación crediticia de largo plazo internacional en BBB y local en AAA(col) ambas con perspectiva estable.
- ii. Ministerio de Minas y Energía emite Resolución 40611 en la que toma medidas para asegurar la disponibilidad de capital de trabajo y flujo de caja para comercializadores.
- iii. Fin de aplicación resolución CREG 101 031 de 2023 “Pacto Tarifario” a partir de octubre.
- iv. Adquisición de Transnova (Activo de transmisión en Guatemala).
- v. ISA y GEB ejecutarán en conjunto dos proyectos de la licitación más grande adjudicada en Perú de transmisión de energía.
- vi. Aprobación del Marco de Financiamiento Sostenible.
- vii. Primera emisión corporativa colombiana de Bono sostenible por USD 400 M posibilitando refinanciación de USD 319 M del crédito sindicado.

### Logros filiales y asociadas:

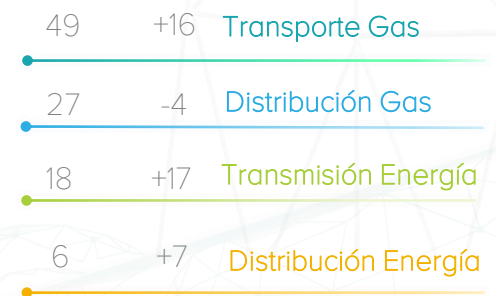
- i. TGI: i) Fitch Ratings ratificó calificación en BBB con perspectiva estable; ii) Estabilización de procesos frente a cambios regulatorios y aseguramiento de servicio frente a señales del fenómeno del niño; iii) Cierre de negociación del Club Deal para refinanciación del crédito intercompañía por valor de USD 330 M y pago de USD 40 M con caja.
- ii. Cálida: i) Primera conexión de gas del plan “Con Punche Perú”, que representa 349,1 km de redes e inversiones por USD 36 M; ii) Avance en incentivos de conversión de vehículos a GNV (+30 m vehículos y +130 vehículos pesados convertidos).
- iii. Enlaza: i) Culminación tendido de la línea Río Córdoba – Bonda a 220kV ii) Certificación Carbono Neutralidad iii) Adjudicación de construcción de la nueva subestación Huila 230kV.
- iv. Contugas: i) Premio Quantum “Excelencia en eficiencia” en Estudio internacional de Benchmarking de gas natural 2022.

### Resultados financieros:

COP mM



Part. % Var %



	Ingresos	Utilidad Operacional	EBITDA <sup>1</sup>	Utilidad Neta Controlada	Capex orgánico <sup>2</sup>	
3T23	1.870	670	906	764	USD 103 M	
	+0,7% a/a	+13,8% a/a	+10,0% a/a	+1,4% a/a	-1,0% a/a	
9M23	5.932	2.001	4.391	2.297	USD 270 M	
	+17,6% a/a	+30,4% a/a	+9,9% a/a	+10,1% a/a	-8,6% a/a	

AAA / BBB, Baa2  
Calificación GEB Nal / Intl.

1. EBITDA ajustado incluye los dividendos decretados de las compañías asociadas y negocios conjuntos  
2. Capex orgánico acumulado 9M23, no incluye adquisición Transnova por USD 34M

## Informe Periódico Trimestral

De conformidad con el anexo I P3 Tit V Cap I de la Circular Básica Jurídica  
Registro Nacional de Valores y Emisores – RNVE

Para el tercer trimestre del 2023



Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.  
(Razón social)

Carrera 9 No 73 - 44  
Bogotá-Colombia  
(Dirección principal)

Oficina de Relación con Inversionistas  
ir@geb.com.co  
www.grupoenergiabogota.com/inversionistas  
Tel. (57 1) 326 8000  
Carrera 9 No 73 - 44  
Bogotá, Colombia  
(Contacto)

### Emisiones de Valores Vigentes

Clase de Título	Detalle Título	Monto Colocado <sup>1</sup> (millones)	Bolsa de Valores de Registro	Sistema de Negociación
Acciones Ordinarias			BVC	X-tream
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3,19% A7 Bono 2024	\$187.000	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3,21% A7 Bono 2024	\$130.200	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3,24% C7 Bono 2027	\$320.852	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3,85% A15 Bono 2032	\$283.000	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3,85% A15 Bono 2032	\$191.700	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3,87% C15 Bono 2035	\$214.900	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+5,33% C15 Bono 2035	\$178.920	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+4,04% A25 Bono 2042	\$180.000	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+4,10% A30 Bono 2047	\$328.100	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	5,45% UVR E22 Bono 2042	\$83.068	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	3,99% UVR E25 Bono 2045	\$414.203	BVC	MEC
Bonos Reg S/144A	4,875% USD Bono 2030	US\$400	SGX	Bond Pro

<sup>1</sup> Para el cálculo del monto colocado para los bonos en UVR se utilizó la UVR de la fecha de emisión.

## Tabla de Contenido

Resultados Financieros GEB.....	3
Ingresos operacionales.....	3
Costos operacionales.....	6
Otros ingresos (gastos) netos .....	7
Ingreso (Gasto) Financiero neto.....	8
Diferencia en Cambio .....	8
Método de Participación.....	8
Utilidad neta.....	9
Perfil de la deuda .....	9
Actualización Riesgo de Mercado.....	10
Actualización de Riesgos Estratégicos .....	10
Avances en Prácticas ASG 3T23 .....	11
Dimensión ambiental.....	11
Dimensión Social .....	11
Gobierno corporativo.....	12
Actualización Regulatoria Durante el 3T23 y Posteriores .....	13
Resultados Compañías Controladas.....	14
Resultados Compañías No Controladas .....	19
Anexo: Estados Financieros Consolidados.....	24
Glosario .....	28

## Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB), es una holding con 127 años de trayectoria, con un portafolio único de activos en toda la cadena de energía y transporte y distribución de gas natural, con presencia en Colombia, Perú, Brasil y Guatemala, que cuenta con cerca de 4,5 millones de clientes en distribución de energía eléctrica y 4,3 millones de clientes en distribución de gas natural; además de una infraestructura de más de 19.200 km de redes eléctricas, 4.659 MW de capacidad instalada de generación y 4.327 km de gasoductos incluyendo operaciones controladas y no controladas.

Este informe presenta las variaciones correspondientes a los estados financieros comparativos del 3T22 y del 3T23 (3 meses) bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) aceptadas en Colombia.

### Ingresos operacionales

Tabla N°1- Ingresos por Segmento

COP mM	3T22	3T23	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	1.023	923	-100	- 9,8
Transporte Gas Natural	444	518	74	16,7
Transmisión Electricidad	243	284	41	16,9
Distribución Electricidad	146	145	-2	- 1,1
<b>Total</b>	<b>1.856</b>	<b>1.870</b>	<b>14</b>	<b>0,7</b>

El comportamiento de los ingresos por segmento de negocio se explica a continuación:

#### Distribución de gas natural:

Tabla N°2- Detalle Ingresos por Distribución Gas

COP mM	3T22	3T23	Var \$	Var %
Cálidda	947	824	-123	-13,0
Contugas	93	104	12	12,5
Ajustes y eliminaciones	-16	-5	11	69,0
<b>Total</b>	<b>1.023</b>	<b>923</b>	<b>-100</b>	<b>-9,8</b>

— La variación del segmento de distribución de gas natural fue de COP -99.994 M explicado principalmente por la disminución del 7,4% de las tasas de cambio COP/USD empleadas para los períodos 3T23 vs 3T22. A continuación se explica el comportamiento de los ingresos en moneda funcional:

— En moneda funcional el comportamiento de los ingresos de Cálidda (+7,6%; USD 14,4 M a/a), es explicado por:

- Mayores ingresos *pass through*<sup>2</sup> (USD +5,1 M a/a) particularmente en los ingresos asociados al transporte de gas, parcialmente compensado por menos ingresos por ampliación de la red alineado con el plan de inversiones 2022 – 2026. Estos ingresos no generan margen para Cálidda.
- Los ingresos por distribución de gas natural, principal ingreso operativo de Cálidda, se incrementaron USD +5,6 M a/a por los mayores volúmenes distribuidos (+40 Mpcd; +5,0% a/a) principalmente en el sector de generación eléctrica y mayores ingresos por instalaciones internas (+46.746 nuevas conexiones).
- Mayores ingresos por concepto de derecho de conexión, financiamiento, reubicaciones y otros (USD +3,0 M a/a).

<sup>2</sup> Ingresos facturados por Cálidda que son transferidos como costo a los usuarios finales y no generan margen operacional a la compañía.

- Los ingresos de Contugas aumentaron (8,9%; USD +1,8 M a/a) explicado principalmente por el reconocimiento de los ingresos por la ejecución de proyectos FISE y por Plan Punche (USD 6,1 M), lo anterior parcialmente compensado por la reducción de los ingresos de distribución de gas al sector industrial por efecto del laudo arbitral desfavorable con EGASA<sup>3</sup> vs el 3T22 que sí incorpora ingresos de dicho cliente.

#### Transporte de gas natural:

A partir del 1 de junio de 2023 TGI cambió su moneda funcional de USD a COP por la entrada en vigor de la resolución CREG 175 de 2021 y aplicación del nuevo WACC regulatorio. No obstante, para efectos comparativos se mantiene el análisis en USD.

Adicionalmente, el 1 de agosto de 2023 entró en vigor la Resolución 102 002 del 07 de junio de 2023, emitida por la CREG, por la cual se modificó el WACC para transporte de gas, pasando de 10,94% a 11,88% en pesos colombianos constantes antes de impuestos.

- Los ingresos de TGI en USD crecen (+27,1%; USD +27,5 M a/a). El comportamiento de los ingresos por tipos de cargo en el 3T23 fue el siguiente:
  - Los cargos fijos por inversión remunerados en COP durante el trimestre totalizaron USD 82,0 M (+29,1%; +USD 18,5 M a/a) aumento explicado por: i) cambio de la tarifa de USD a COP según la Resolución 175, ii) aplicación del WACC al 11,88% y iii) contratación adicional mediante la modalidad de transporte de contingencia y contratación en firme.
  - Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, totalizaron USD 28,4 M (+32,9%; +USD 7,0 M a/a), principalmente por: i) cambio de la tarifa de USD a COP según la Resolución 175; ii) contratación adicional mediante la modalidad de transporte de contingencia y contratación en firme y iii) aplicación del WACC al 11,88%.
  - Los cargos variables remunerados COP a partir de junio totalizaron USD 16,3 M (+8,7%; +USD 1,3 M a/a), principalmente por: i) cambio de la tarifa de USD a COP y ajuste del WACC dentro del trimestre; y ii) contratación adicional en las modalidades firmeza condicionada e interrumpible.

Por otra parte, continúa pendiente la resolución definitiva que busca modificar la Resolución 175 de 2021 en cuanto al reconocimiento del costo de la cobertura del riesgo cambiario y de los activos que terminarán vida útil normativa luego de la entrada en vigor de dicha resolución y sobre los cuales se decida continuar con su operación.

<sup>3</sup> El 10 de octubre de 2022 el Tribunal Arbitral de Perú emitió laudo arbitral sobre el caso con EGASA con un resultado negativo para Contugas. El efecto financiero de la decisión del tribunal es el reconocimiento de notas crédito en los estados financieros de Contugas por valor de USD 14,5 M sobre la facturación emitida a ese cliente y para el 2T23 no se incluye facturación con dicho cliente.

## Transmisión electricidad:

Tabla N°3- Detalle Ingresos Transmisión

COP mM	3T22	3T23	Var \$	Var %
Enlaza	188	268	79	42,1
TRECSA + EEBIS	33	36	2	7,1
Elecnorte	21	23	1	6,0
Ajustes y eliminaciones	-1	-42	-42	8.197,8
<b>Total</b>	<b>243</b>	<b>284</b>	<b>41</b>	<b>16,9</b>

- Compuestos principalmente por los ingresos de Enlaza los cuales crecieron por:
  - Mayores ingresos de activos por convocatoria (COP +22.287 M; +20,9% a/a), que se liquidan en dólares y se actualizan al IPP US de cierre del año previo, explicado principalmente por la incorporación de los ingresos del proyecto UPME 06-2017 Colectora desde diciembre 2022 (~COP +24.218 M durante el 3T23) y de los ingresos del Proyecto San Juan (aproximadamente COP +1.342 M); compensado por el efecto de una menor TRM promedio en el 3T23 vs 3T22.
  - Los ingresos por contribuciones (*pass through*) totalizaron COP 35.124 M (+COP 10.905 M; +45,0% a/a) explicado por mayor participación de ingresos en el Sistema de Transmisión Nacional por el proyecto Colectora y mayor energía transportada en el Sistema.
  - Los ingresos de activos de uso decrecen (COP -3.867 M; -8,0% a/a), los cuales se liquidan en pesos y se actualizan al IPC Col, de acuerdo a las medidas adoptadas voluntariamente mediante el pacto tarifario vigente desde octubre 2022 y hasta octubre de 2023.
  - Los ingresos por proyectos privados decrecieron un 17,4%, (COP -1.591 M) explicado principalmente por retraso en la facturación de los clientes.
- Los ingresos de Elecnorte representaron un incremento de COP 1.284 M al cerrar en COP 22.616 M provenientes de los activos que opera del sistema de transmisión regional (STR) remunerados en COP.
- Aumento en los ingresos de las filiales en Guatemala (COP +2.390 M; +7,1% a/a) principalmente por mayor energización de activos con el ingreso de la Subestación Las Cruces y Guatesur Las Cruces. En moneda funcional, los ingresos combinados de TRECSA y EEBIS se incrementan (USD +1,0 M; +13,6% a/a).

## Distribución de electricidad:

- Los ingresos del Grupo Dunas<sup>4</sup> en PEN crecieron (PEN +319 m; +0,3% a/a) comparados con el 3T22 principalmente por mayores ingresos en ventas de energía de ElectroDunas y mayor ingreso por servicios con terceros de Cantalloc.
- En COP los ingresos decrecieron COP -1.563 M (-1,1 %) principalmente por la reevaluación de las tasas promedio COP/PEN en COP +22,3; 2,0% a/a.

<sup>4</sup> Incluye ElectroDunas, PPC y Cantalloc

## Costos operacionales

Tabla N°4 - Costos por Segmento

COP mM	3T22	3T23	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	751	642	-109	-14,5
Transporte Gas Natural	151	167	17	11,1
Transmisión Electricidad	84	97	13	15,1
Distribución Electricidad	82	95	13	16,0
<b>Total</b>	<b>1.068</b>	<b>1.001</b>	<b>- 67</b>	<b>- 6,3</b>

El comportamiento de cada línea de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural:

- Los costos de Cálidda en moneda funcional aumentaron (USD +4,7 M; +4,0% a/a) por efecto de:
  - Mayores costos *pass through* (USD +5,1 M; +4,8% a/a), explicados principalmente por mayores costos asociados al gas y transporte (USD +11.147 M; +13,7% a/a) en línea con el comportamiento de los ingresos por este concepto, compensado parcialmente por menores costos por ampliación de red (USD -6,0 M; 23,2% a/a). Estos costos no generan margen para Cálidda.
- Los costos de Contugas en moneda funcional cerraron por encima de los niveles registrados en 3T22 (USD +4,5 M; +66,9% a/a) principalmente por mayores costos asociados a ejecución de proyectos FISE y Plan Punche por USD 3,7 M.
- El margen de contribución bruto crece en COP 9.244 M del segmento en el consolidado.

Transporte de gas natural:

- Los costos de TGI aumentaron (USD +7,4 M; +21,5% a/a) por: i) mayores costos de depreciación y amortización por el efecto de conversión que no tenía afectación en el año 2022 y a partir del 1 de junio de 2023 presenta saldo dado el cambio de moneda funcional en los estados financieros, ii) mayores costos de mantenimiento por un mayor registro de emergencias, y iii) mayores costos en la prima de seguro que cubren la infraestructura.
- Por su lado, el margen bruto del segmento aumentó COP +57.623 M (+19,6% a/a) en línea con el mayor incremento en ingresos.

Transmisión de electricidad:

- El incremento de los costos del segmento se dio principalmente por el comportamiento de los costos de Transmisión Colombia de +20,7% en el 3T23 (COP +14.023 M a/a), principalmente por los mayores costos de contribuciones *pass through* que se liquidan como participación de los ingresos del STN y STR, y mayores costos de personal (ajuste salarial por IPC), compensado parcialmente por menores costos de Elecnorte (COP -2.514 M a/a) principalmente en depreciaciones.
- Los costos de las filiales en Guatemala en su moneda funcional decrecen 18,2% (USD - 261 M) y en la consolidación decrecen 9,9% a/a.

Distribución de electricidad:

- Los costos en Grupo Dunas en su moneda funcional aumentaron PEN +14.049 m (+19,6% a/a) principalmente por mayores costos de energía distribuida de ElectroDunas (PEN +13.186 m).

## Gastos administrativos y de operación

Tabla N°5 - Gastos administrativos por Segmento				
COP mM	3T22	3T23	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	79	81	2	2,8
Transporte Gas Natural	42	29	-12	-29,6
Transmisión Electricidad	9	20	10	107,1
Distribución Electricidad	28	26	-2	-8,6
Corporativo	46	54	8	18,0
<b>Total</b>	<b>205</b>	<b>211</b>	<b>5</b>	<b>2,6</b>

El aumento en los gastos administrativos consolidados durante el 3T23 vs 3T22 es explicada por:

- El aumento de gastos en transmisión de electricidad es explicado particularmente por la incorporación de los gastos de Enlaza que representan el 48% del incremento del trimestre sin los cuales la variación sería del 56% mayormente por el incremento en gastos de personal en GEB y Elecorte (ajuste salarial por IPC) y mayores gastos de depreciación y amortización.
- Lo anterior fue compensado parcialmente por el decrecimiento de gastos administrativos en TGI, donde los gastos decrecen USD 1,4 M principalmente por menores gastos en depreciaciones y amortizaciones por efecto base de provisiones de inventarios de materiales a bodegas de obsolescencia.

## Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta fue un ingreso por COP 11.988 M, un incremento de 103,5% a/a (COP +6,098 M), principalmente por concepto de la operación de EEB Energy y la liberación de reservas, junto con la disminución de gastos no operacionales.

## EBITDA consolidado ajustado<sup>5</sup>

Tabla N°6 - EBITDA consolidado por compañía				
COP mM	3T22	3T23	Var \$	Var %
TGI	382	442	60	15,8
Cálida	213	217	4	1,9
GEB Transmisión	123	137	14	11,3
Dunas	53	56	4	6,8
Contugas	42	28	-14	-33,0
TRECSA y EBBIS	25	27	3	10,6
Gebbras (Vehículo)	0	0	0	-166,3
Elecorte	-9	21	30	337,2
Otros	-4	-22	-18	493,7
<b>Total controladas</b>	<b>824</b>	<b>906</b>	<b>82</b>	<b>10,0</b>
<b>Total Asociadas</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>824</b>	<b>906</b>	<b>82</b>	<b>10,0</b>

- El EBITDA operacional representa el 100% del EBITDA consolidado ajustado del trimestre y crece principalmente por los positivos resultados operacionales obtenidos en las filiales de

<sup>5</sup> Incluye los dividendos de las compañías asociadas y negocios conjuntos.



transmisión de electricidad y transporte de gas natural en Colombia, acompañado de los efectos cambiarios sobre las compañías operativas en moneda extranjera.

- En TGI el incremento en los ingresos operacionales y disminución en los gastos apalancaron el crecimiento del EBITDA del trimestre, parcialmente compensados por aumento generalizado de costos operativos.
- Se resalta también la contribución del negocio de transmisión en Colombia al EBITDA, en donde se destaca el aporte de Elecnorte, explicado principalmente por mayores ingresos operacionales, acompañados con menores gastos principalmente por honorarios. Adicionalmente, el crecimiento del EBITDA en GEB explicado por el aumento de los ingresos operacionales.

## Ingreso (Gasto) Financiero neto

Los gastos financieros se incrementaron 25,1% a/a (COP +72.219 M) cerrando en COP 359.816 M, como consecuencia de: i) el incremento general de las tasas y participación de la deuda con tasa variable en el endeudamiento consolidado pasando de 29% en el 3T22 a 62% en el 3T23 producto de las recompras parciales y coberturas cambiaria sobre el bono internacional de TGI 2028 y vencimiento de obligaciones a tasa fija, y ii) el incremento en el saldo de deuda dado el desembolso del crédito sindicado por USD 509 M para el financiamiento parcial del plan de inversiones 2022, e incremento en el saldo de deuda de Cálidda en alrededor de USD 80 M.

Los ingresos financieros decrecen (COP -17.453 M; -31,6% a/a) como resultado de la menor valoración de las coberturas en TGI dada la disminución de las tasas de cambio al cierre 3T23 vs 3T22.

## Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio representó un gasto de COP 5.980 M en el 3T23 desde un ingreso de COP 11.630 M en 3T22, un menor gasto en diferencia en cambio por la disminución de las tasas de cambio y su efecto en las obligaciones financieras, sumado al efecto de las coberturas cambiarias.

## Método de Participación

Tabla N°7 - Método de Participación

COP mM	3T22	3T23	Var \$	Var %
Enel Colombia	368	411	43	11,8
CTM	28	36	7	26,4
Vanti	20	30	9	45,1
REP	31	29	-2	-7,4
EMSA	0	2	1	489,3
Promigas	45	34	-11	-23,7
Argo	4	52	48	1.186,1
Gebbras	75	63	-11	-15,3
Ágata	-1	-1	-1	72,5
<b>Total</b>	<b>571</b>	<b>655</b>	<b>85</b>	<b>14,8</b>

El método de participación patrimonial presenta un aumento producto principalmente de los mejores resultados en utilidad neta en Enel Colombia (+65.842 M; +7,3%), como consecuencia de mayores ingresos operacionales y variaciones positivas en rubros de pérdidas por deterioro y diferencias en cambio. Adicionalmente, se destaca el aumento presentado en Argo, explicado principalmente por el crecimiento de su utilidad neta, dadas las incorporaciones de equivalencias patrimoniales por resultados de las cinco concesiones de Brasil adquiridas en noviembre del 2022.

La disminución del método de participación patrimonial en Gebbras corresponden a menor IPCA<sup>6</sup> y efecto de la conversión de BRL a COP donde las tasas de cambio promedio se reducen vs el 2T23.

## Utilidad neta

- El impuesto a las ganancias pasó de COP 142.281 M en 3T22 a COP 192.199 M en 3T23, un incremento de 35,1% en línea con los mejores resultados operacionales.
- La utilidad neta consolidada del 3T23 fue COP 805.237 M, un incremento de 1,1% a/a frente al mismo periodo de 2022 (COP +8,707 M). La participación controlada se ubicó en COP 764.377 M (+1,4% a/a).

## Perfil de la deuda

Tabla N°8 - Perfil de la deuda<sup>8</sup>

USD M	2023	24	25	26	27	28	29	+30
Vencimiento	189	806	98	646	624	656	106	1.289
<b>Total</b>	<b>4.414</b>							

Frente a los vencimientos de deuda del 2023 se destacan los créditos de TRECSA y EEBIS en Guatemala con el BAC por un total de USD 143 M, y cuya refinanciación se encuentra en proceso tras haber obtenido la autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para el otorgamiento de la garantía corporativa del GEB a la transacción. Para el 2024 y luego de la gestión efectuada por el GEB para la refinanciación del crédito sindicado con BofA por USD 319 M, se están adelantando las gestiones correspondientes para refinanciar ~USD 300 M con vencimiento en 2024. En línea con lo anterior, Contugas realizó el prepago de USD 10 M del crédito sindicado que tiene actualmente vigente.

Tabla N°9 - Clasificación de la deuda y ratios

COP mM	3T22	3T23	Var \$	Var %
EBITDA UDM	4.762	5.262	501	10,5
Deuda total neta	15.760	16.533	774	4,9
Deuda total bruta	17.718	17.931	213	1,2
Gastos financieros neto UDM	776	769	-7	-0,9
Deuda total neta / EBITDA	3,3x	3,1x	0	-5,1
EBITDA / Gastos financieros neto	6,1x	6,8x	0	11,5

Dada la recompra parcial de bonos internacionales de TGI 2028 y las coberturas realizadas sobre deuda en USD de TGI, la composición de la deuda consolidada varió en cuanto a su composición por moneda y tipo de tasa. Al cierre del 3T23, la deuda en COP representa el 16% del total, sumado a un 13% de COP bajo cobertura financiera, comparado con el 16%, de deuda en COP registrado al 3T22. Adicionalmente, el porcentaje de deuda en tasa fija sobre el total varió del 71% registrado en 3T22, a 38% en el 3T23.

## CAPEX

El CAPEX orgánico ejecutado durante el 3T23 fue USD 102,6 M, USD 1,0 M menos en comparación al CAPEX orgánico ejecutado en el 3T22 (USD 103,6 M), explicado principalmente por una menor ejecución de CAPEX en Cálidda (USD -12,8 M), filial que representa el 52% del CAPEX orgánico ejecutado durante el trimestre, en línea con la ejecución del plan de inversiones 2022 – 2026 y madures del activo.

<sup>6</sup>IPCA: Índice Nacional de Precios de Consumidor

El CAPEX total aumentó en USD 32,5 M en comparación al 3T22, principalmente explicado por el CAPEX asociado al crecimiento inorgánico por la adquisición de Transnova, de USD 33,5 M, reflejado en el 3T23.

Tabla N°10 - CAPEX ejecución y proyección anual<sup>7</sup>

USD M	3T23	9M23	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2023P - 2027P
Cálidda	26	85	110	74	35	3	3	226
Transmisión	53	126	207	186	135	53	53	634
TGI	7	13	38	56	59	112	120	385
Trecca & EEBIS	6	22	44	18	7	7	1	76
Contugas	3	5	9	2	15	1	0	27
Grupo Dunas	9	19	23	24	24	19	23	113
Elecorte	0	0	0,3	0,1	0,1	0,1	0	1
Adquisiciones	34	34	34	0	0	0	0	34
<b>Total</b>	<b>136</b>	<b>303</b>	<b>465</b>	<b>359</b>	<b>274</b>	<b>195</b>	<b>201</b>	<b>1.494</b>

## Actualización Riesgo de Mercado

Sobre los instrumentos financieros, cabe destacar durante el tercer trimestre de 2023 el cambio en la desagregación de los flujos de caja del endeudamiento:

**Flujos de efectivo de los próximos cinco años:** si bien las 46 deudas del Grupo por saldo total de COP 17,89 billones, implican flujos de caja de cupones/intereses entre lo restante del año 2023 y 2027, 25 de estas obligaciones finalizan durante los próximos cuatro años.

**Por monto,** las obligaciones financieras, relacionadas según la empresa deudora o emisora, que superan el 5 % del total de la deuda corresponden a:

- GEB: crédito sindicado noviembre 2027 (1,5%), bonos internacionales mayo 2030 (9,1%), crédito sindicado julio 2024 (7,2%) y crédito Banco Davivienda marzo 2032 (6,8%)
- TGI bono internacional noviembre 2028 (12,8 %)
- Cálidda crédito sindicado diciembre 2026 (7,9%)
- Contugas crédito sindicado septiembre 2024 (7,8%)

## Actualización de Riesgos Estratégicos

- En la filial TGI se presentó la materialización del Riesgo de “No continuidad de las funciones críticas del negocio”, por fuga de gas en el Gasoducto Otero – Santana ocasionando suspensión del servicio de transporte en el ducto Boyacá – Santander con suspensiones ~3 días promedio y un costo compensación por emisiones ~ COP 7.3 M.
- De igual forma, en la filial TGI, se reporta la actualización de los impactos derivados de la Resolución CREG 175 del 2021: Disminución del ingreso esperado en COP 96.466 M (USD 23,5 M) por el no reconocimiento del costo de oportunidad de los activos de la Sabana e incremento de costos financieros en COP 92.597 M (USD 22,5 M) al año, por el no reconocimiento de las coberturas realizadas por la Compañía.

<sup>7</sup> Proyecciones estimadas que pueden variar conforme a cambios en los supuestos empleados para su cálculo.

- Se aprobaron los mecanismos de gestión, monitoreo y mitigación por parte de la alta gerencia.
- Durante el periodo evaluado se reporta la materialización de dos incidentes menores por “Pérdida de confidencialidad, integridad o disponibilidad de los activos de información y/o ciberactivos de la empresa” en GEB y TGI, con impacto no material.
- No se reporta la identificación de nuevos riesgos durante el periodo.

## Avances en Prácticas ASG 3T23

### Dimensión ambiental

- GEB y sus filiales, en alianza con la Universidad EAN, finalizaron el programa en cambio climático y sostenibilidad que benefició a 105 colaboradores y les otorgó conocimientos y herramientas para fortalecer la gestión de los asuntos climáticos en sus organizaciones y aportar a la protección del medio ambiente.
- Enlaza obtuvo la certificación de carbono neutro por parte de Icontec en reconocimiento por su compromiso y acciones para reducir las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) de su negocio, e implementar un programa para alcanzar la neutralidad.
- Contugas y Electrodonas inauguraron el proyecto "Energía que siembra vida", consistente en la plantación de 2.000 árboles de Huarango en el Sector Tierra Prometida ubicado en la ciudad de Ica, Perú. Esta iniciativa contribuirá a que las especies en etapa adulta capturen en promedio 24.000 kg de CO2 por año y generen 200.000 kg de oxígeno al año. Adicionalmente, generarán nuevos ecosistemas para diferentes especies, además de promover la conservación de especies en peligro de extinción.
- Cálidda recibió el Premio Proactivo 2023 en la Categoría Energía e Hidrocarburos por su compromiso y desarrollo de proyectos que generan impactos positivos en el ambiente y en la comunidad.

### Dimensión Social

- GEB y su filial Enlaza, en conjunto con la Fundación ACDI/VOCA finalizaron el proyecto “Katoui” en el municipio de Uribia, en La Guajira. Este proyecto tiene como objetivo promover emprendimiento asociativo de artesanas wayuu y sus familias, a través de la reutilización de residuos plásticos para la elaboración de tejidos. Con esta iniciativa se beneficiaron 80 personas, se constituyó un fondo rotativo de capital en especie para la elaboración de las artesanías, se formalizaron contactos comerciales con compradores nacionales y se construyó un centro de artesanías.
- GEB y su filial Enlaza, finalizaron proyecto de fortalecimiento de proveedores en Ubalá, Cundinamarca. Esta iniciativa busca que los emprendimientos locales se vinculen a las cadenas de valor mediante la provisión de bienes y/o servicios. El programa impactó a 12 emprendimientos, que fortalecieron sus procesos y capacidades.

- GEB abrió convocatoria para 90 becas en los municipios de Sesquilé y Suesca, Cundinamarca a través de su programa “Legado para los Territorios” que busca fortalecer capacidades técnicas en áreas relacionadas con la transición energética.
- En septiembre finalizó la primera cohorte del programa “Todos a la U” realizado por el GEB en alianza con ATENEA. En esta versión participaron más de 4.000 personas en cursos del sector digital, inglés, habilidades blandas, transición energética y cambio climático.
- TGI inició la construcción de un aula solar interactiva en el municipio de Agustín Codazzi en el departamento del Cesar. Esta aula beneficiará alrededor de 5.650 niños de esta zona del país.
- TGI y GEB finalizaron su programa “Escuela de Liderazgo Femenino” que benefició a más de 100 mujeres de diferentes roles.
- En La Guajira, TGI, en conjunto con la Universidad EAN y otros aliados, formó a 136 mujeres en Innovación y Liderazgo con enfoque de género.
- Cálidda, en conjunto con Ekuánima y Aequales, diseñó cápsulas informativas sobre diversidad e inclusión para proveedores, y lideró talleres para fortalecer sus conocimientos en estos asuntos.
- Como parte del programa de reactivación económica “Con Punche Perú”, liderado por el Ministerio de Economía y Finanzas del Perú y el Ministerio de Energía y Minas, Cálidda inició la construcción de nuevas redes de distribución para beneficiar a 75.000 hogares de sectores vulnerables.
- Cálidda fue reconocida por noveno año consecutivo como una Empresa con Gestión Sostenible, evidenciando su compromiso con el desarrollo sostenible del país.
- Conecta (TRECSA y EEBBIS) fue reconocida por la Comisión de Integración Energética Regional por su excelente desempeño en Salud y Seguridad en el Trabajo. Este reconocimiento destaca su compromiso con la preservación de la salud y seguridad de sus colaboradores y contratistas.

## Gobierno corporativo

- En el mes de julio 2023, la Junta Directiva llevó a cabo su sesión anual de seguimiento al Plan Estratégico Corporativo, en la cual se contó con la asistencia y participación de asesores externos que aportaron a las discusiones con análisis sobre la visión macroeconómica del país y del sector energético de Latinoamérica. Así mismo, la Junta Directiva efectuó una revisión detallada de cada uno de los ejes y apalancadores estratégicos del GEB.
- Como parte de la estrategia de consolidación del Gobierno Corporativo al interior del Grupo Empresarial, la Dirección de Asuntos Corporativos ha llevado a cabo conversaciones con las distintas áreas del GEB y sus filiales con el fin de socializar las medidas de gobernanza que se han adoptado para fortalecer los procesos de toma de decisión, así como la importancia de los compromisos Ambientales, Sociales y de Gobernanza (ASG) como fundamento de la estrategia de sostenibilidad del GEB. Adicionalmente, estos espacios han contribuido significativamente a la apropiación y desarrollo práctico de los mecanismos de relacionamiento entre las empresas del Grupo, de acuerdo con lo previsto en el Acuerdo de Grupo Empresarial suscrito en 2022.

## Actualización Regulatoria Durante el 3T23 y Posteriores

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	Decreto 1085 2023	Por el cual se declara el Estado de Emergencia Económica, social y ecológica en el departamento de La Guajira (El 2 de octubre la Corte Constitucional emitió comunicado indicando la decisión de declarar inexecutable el Decreto)	Varios Energía	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	Decreto 1276 2023	Por el cual se adoptan medidas para ampliar el acceso al servicio de energía eléctrica y preservar los medios de subsistencia de la población a través del rescate de la transición energética, con la finalidad de superar la crisis humanitaria y el estado de cosas inconstitucionales o evitar la extensión de sus efectos, en el marco del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica declarado en el departamento de La Guajira	Varios Energía	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 701 020-23	Por la cual se habilita transitoriamente la comercialización de energía excedentaria de plantas menores, cogeneradores y autogeneradores a gran escala y se dictan otras disposiciones	Varios Energía	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 701 021-23	Por la cual se modifica la Resolución CREG 130 de 2019 y se dictan disposiciones transitorias para la comercialización de energía con destino al mercado regulado	Varios Energía	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 701 023-23	Por la cual se modifica la Resolución CREG 119 de 2007 con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994	Varios Energía	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 701 023A-23	Por la cual se modifica la Resolución CREG 012 de 2020	Varios Energía	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	MME 40611 2023	Por la cual se adoptan medidas para darle continuidad a la prestación del Servicio público domiciliario de energía eléctrica durante el periodo de baja hidrología y eminente llegada del Fenómeno del Niño	Varios Energía	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	MME 40619 2023	Por la cual se adoptan medidas transitorias para las exportaciones de electricidad durante el Fenómeno de El Niño 2023-2024	Varios Energía	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
Decreto 1637 2023	Por el cual se adiciona el Capítulo 12 al Título 7 de la Parte 6 del Libro 2 del Decreto 1068 de 2015, Único Reglamentario del Sector Hacienda y Crédito Público, para la creación de una línea de crédito directo con tasa compensada de la Financiera de Desarrollo Territorial S.A-Finder, destinada a irrigar recursos de capital de trabajo y/o liquidez a las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica de naturaleza oficial, mixta y/o privada, que hayan aplicado a la opción tarifaria regulatoria establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG	Varios Energía	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>	
Perú	Osinermin N° 149-2023-OS/CD	Aprueban el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el periodo septiembre 2023 - noviembre 2023 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao	Distribución Gas Natural	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	Osinermin N° 150-2023-OS/CD	Aprueban el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el periodo septiembre 2023 - noviembre 2023 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el de departamento de Ica	Distribución Energía	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>

## Resultados Compañías Controladas

Tabla N°11 – Indicadores financieros

COP mM	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	188	245	57	30,2
Utilidad bruta	126	141	15	12,3
EBITDA	140	189	49	35,0
Margen EBITDA	74%	77%	3pp	
Utilidad operacional	106	136	29	27,6

Tabla N°12 Ingreso por tipo de activo

COP mM	3T22	3T23	Var	Var %
Activos de Uso	48,1	44,3	-3,9	- 8,0
Activos de Convocatoria	106,8	129,1	22,3	20,9
Proyectos Privados	9,1	7,5	-1,6	- 17,4
Contribuciones	24,2	35,1	10,9	45,0
Total	188,3	216,0	27,7	14,7

Comisión de Regulación y Gas (CREG):

- Expedición de Resolución CREG 101 023 de 2023 por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022. Amplía plazo para financiar a comercializadores el pago de cargos del STN (facturaciones de octubre de 2023 a enero de 2024).
- En septiembre se da por finalizada la aplicación de la resolución CREG 101 031 de 2023 Pacto por la justicia tarifaria, tal como se plantea en la resolución se volverían a aplicar los indexadores de la Resolución CREG 011-2009.

Ministerio de Minas y Energía (MME):

- Publicación de la Resolución MME 40511 del 15 de agosto de 2023, por la cual se resuelve la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto denominado “Subestación La Loma 110k y Líneas de Transmisión asociadas”, objeto de la Convocatoria Pública UPME STR-13-2015. La resolución resuelve negar la solicitud de modificación de FPO, en consecuencia, la Fecha de Puesta en Operación del proyecto se mantiene para el 15 de agosto de 2023. GEB está tramitando nueva solicitud de prórroga.

Tabla N°13 – Panorámica general

	3T23
Disponibilidad de la infraestructura	99,9%
Compensación por indisponibilidad	0,07%
Cumplimiento programa mantenimiento	96,0%
Participación en la actividad de transmisión	21,5%

Proyectos:

- Proyecto Chivor II Norte: El 9 de agosto la ANLA generó auto sobre el inicio de evaluación del Estudio de Impacto Ambiental SE Norte (EIA 3), visita de evaluación programada del 23 al 25 agosto, el 17 de agosto el MME notificó que resolvió recurso de reposición interpuesto, y dispuso reconocer 25 días adicionales (a los 142 ya concedidos en la prórroga) nueva FPO 24 de octubre de 2023.
- GEB fue adjudicataria de la convocatoria pública UPME 02 de 2022 "SE Huila 230 kV y líneas de transmisión asociadas".

Tabla N°14 – Estatus proyectos

	Avance	Ingreso Anual Esperado (USD M)	Fecha Oficial Puesta en Operación(*)
<b>Proyectos UPME</b>			
La Loma STR 110 kV	89,5%	7,0	3T23
Chivor II 230 kV	67,7%	5,5	4T23
Refuerzo Suroccidental 500 kV	74,2%	24,4	4T23
Sogamoso Norte 500 kV	50,8%	21,1	4T23
Río Córdoba–Bonda 220kV	32,0%	1,2	4T23
Colectora 500 kV	34,1%	21,5	3T25
<b>Proyectos Privados</b>		15,0	

\*No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente



Tabla N°15 – Indicadores financieros

USD m	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	101.406	128.890	27.484	27,1
Utilidad operacional	59.619	80.149	20.531	34,4
EBITDA	82.326	105.463	23.137	28,1
Margen EBITDA	81,2%	81,8%	0,6 pp	
Utilidad neta	22.836	18.608	-4.228	- 18,5
Deuda bruta / EBITDA	3,6x	2,7x		
EBITDA / Gastos financieros	4,6x	4,1x		
Calificación crediticia internacional:				
Fitch – Calificación Corporativa – Sep. I 2023:		BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – Abr. I 2023:		Baa3, negativa		

- TGI continúa con la implementación del programa de eficiencias, una estrategia regulatoria activa y desarrollo de nuevas iniciativas de transformación, mejorando el EBITDA.

Para mayor información consultar el informe de resultados trimestrales de TGI en: <https://www.grupoenergiabogota.com/inversionistas/centro-de-resultados>



Tabla N°16 – Panorámica general TGI		3T23
Volumen transportado – Promedio Mpcd		495
Capacidad contratada en firme – Mpcd		633

Tabla N°17 – Indicadores financieros					
USD m	3T22	3T23	Var.	Var. %	
Ingresos	181.135	211.475	20.340	10,6	
Ingresos ajustados*	82.108	90.688	8.580	10,4	
Utilidad operacional	39.296	47.735	8.439	21,5	
EBITDA	48.579	57.097	8.518	17,5	
Margen EBITDA - Ingresos	25,4%	27,0%	1,6 pp		
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	53,2%	63,0%	3,8 pp		
Utilidad neta	23.287	25.353	2.066	8,9	
Deuda bruta / EBITDA	3,9x	3,9x			
EBITDA / Gastos financieros	8,3x	7,4x			

\*Ingresos Ajustados = Ingresos sin considerar ingresos del tipo *pass-through*

- Durante el 3T23 el volumen facturado total incrementó en 5,0% a/a, explicado por la mayor demanda del sector generador debido eventos climáticos adversos y periodos de lluvia irregulares, sumado al mayor consumo del sector gas natural vehicular (GNV) debido a la mejora en la competitividad del gas natural a raíz del encarecimiento de hidrocarburos sustitutos y a las mayores conversiones de vehículos a GNV gracias al financiamiento que el Estado otorga a través del FISE<sup>8</sup>.
- Los contratos en firme alcanzaron 570 Mpcd (generadores eléctricos: 527 Mpcd + segmento industrial: 43 Mpcd), lo cual representa el 68% del volumen facturado total.

Para mayor información consultar el informe de resultados trimestrales de Cálidda en: <https://www.grupoenergiabogota.com/inversionistas/centro-de-resultados>

Tabla N°18 – Panorámica general Cálidda		3T23
Clientes acumulados		1.729.034
Clientes potenciales		2.316.762
Extensión total de la red (Km)		16.438
Volumen facturado (Mpcd)		813
Penetración de la red (%)		74,6%

<sup>8</sup> FISE: Fondo de Inclusión Social Energético

**Tabla N°19 – Indicadores financieros**

USD m	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	20.615	22.443	1.828	8,9
Utilidad Bruta	13.866	11.180	-2.686	- 19,4
Margen bruto	67,3%	49,8%	-17,4 pp	
Utilidad operacional	1.369	3.560	2.191	160,0
EBITDA	10.990	7.864	-3.127	- 28,4
Margen EBITDA	53,3%	35,0%	-18,3 pp	
Utilidad neta	-3.589	-2.094	1.495	- 41,6

- El capex ejecutado en Contugas en el 3T23 ascendió a USD 2.632 m en comparación a USD 1.506 m en el 3T22, en línea con la ejecución del plan quinquenal de inversiones 2023 y Proyecto Tengda.

**Tabla N°20 – Panorámica general Contugas**
**3T23**

Número de clientes	82.616
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)	29
Volumen transportado acumulado (Mpcd)	673
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	19
Longitud de la red (km) distribución + transporte	1.697

**Tabla N°21 – Indicadores financieros**

Soles m	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	117.366	126.923	9.557	8,1
Utilidad Bruta	41.351	38.994	-2.357	- 5,7
Margen Bruto	35,2%	30,7%	-4,5 pp	
Utilidad operacional	22.927	18.753	-4.174	- 18,2
Margen operacional	19,5%	14,8%	-4,8 pp	
EBITDA	35.589	31.546	-4.043	- 11,4
Margen EBITDA	30,3%	24,9%	-5,5 pp	
Utilidad neta	11.295	6.931	-4.364	- 38,6

- El capex ejecutado en Electrodunas en el 3T23 ascendió a USD 8.722 m, principalmente en inversiones en proyectos SET el Ángel, SET Caudalosa, GART, renovaciones en red de distribución, subestaciones, líneas y nuevos suministros.
- La venta de energía acumulada a clientes propios al cierre del 3T23 en Electrodunas fue de 683.420 MW/h 12,5% adicional vs en el 3T22, por su parte la venta de energía de terceros que usan las redes de la compañía cerró en 244.073 MW/h con lo cual las ventas totales al cierre de septiembre alcanzaron 927.493 MW/h.

Tabla N°22 – Panorámica general ElectroDunas 3T23

Venta de Energía de ELD (MWh)	927.493
Venta de energía a clientes propios (MWh)	683.420
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (MWh)	244.073
Compra de energía y generación propia (MWh)	818.047

Tabla N°23 – Indicadores financieros

Soles m	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	7.225	7.447	222	3,1
Utilidad operacional	4.610	4.634	24	0,5
Margen operacional	63,8%	62,2%	-1,6 pp	
EBITDA	7.080	7.223	143	2,0
Margen EBITDA	98,0%	97,0%	-1,0 pp	
Utilidad neta	2.489	2.133	-356	-14,3

Tabla N°24 – Indicadores financieros

Soles m	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	12.555	17.449	4.894	39,0
Utilidad operacional	1.434	3.532	2.098	146,2
Margen operacional	11,4%	20,2%	8,8 pp	
EBITDA	1.583	4.193	2.610	164,8
Margen EBITDA	12,6%	24,0%	11,4 pp	
Utilidad neta	934	2.331	1.397	149,6

Tabla N°25 – Indicadores financieros Trecca

USD m	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	5.397	6.270	873	16,2
Utilidad bruta	4.358	5.319	961	22,0
EBITDA	3.496	4.495	999	28,6
Margen EBITDA	64,8%	71,7%	6,9 pp	
Utilidad neta	3.286	-2.336	-5.622	-171,1

- TRECSA incrementa sus ingresos por adicionar el Peaje del Sistema Principal a partir del 26 de mayo de 2023 mediante la Resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE-201-2022, además del aumento en cánones y peajes por la energización de los activos.

Tabla N°26 – Indicadores financieros EEBIS

USD m	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	2.274	2.448	173	7,6
Utilidad bruta	1.882	2.228	346	18,4
EBITDA	1.828	2.220	392	21,4
Margen EBITDA	80,4%	90,7%	10,3 pp	
Utilidad neta	186	569	383	206,5

## Resultados Compañías No Controladas



Tabla N°27 – Indicadores financieros

COP mM	3T22	3T23	Var.	Var %
Ingresos operacionales	3.170	4.479	1.309	41,3
Margen de contribución	1.987	2.153	166	8,4
EBITDA	1.759	1.880	121	6,9
Margen EBITDA	55,5%	42,0%	-13,5 pp	
EBIT	1.502	1.762	260	17,3
Utilidad neta	902	968	66	7,3

- Durante el 3T23 el margen de contribución fue de COP 2,2 billones, de los cuales ~40% proviene del segmento de generación Colombia, ~52% del negocio de distribución en Colombia y el 8% restante corresponde a Centroamérica.
- Enel Colombia realizó durante el trimestre inversiones por COP 639 M enfocado principalmente avance constructivo de proyectos renovables no convencionales que sumarán más de 800 MW de capacidad instalada, el mantenimiento de los activos y la modernización de la infraestructura eléctrica, así como de los sistemas comerciales.
- La Compañía firmó el acuerdo de compraventa de la Central Térmica Cartagena y del 100% de la participación de la Sociedad Portuaria Central Cartagena con la compañía SMN Termocartagena S.A.S. Éste comenzará a regir a partir del 1 de diciembre de 2023, fecha en la cual el grupo SMN asumirá la administración y la operación de la Central.

Para mayor información consultar boletín de prensa publicado por Enel Colombia en:  
<https://www.enel.com.co/es/inversionista/enel-colombia/boletines-y-reportes.html>

Tabla N°28 – Panorámica general Enel Colombia

3T23

### Generación Colombia

Generación Enel Colombia (Gwh)	12.947
Ventas totales (Gwh)	16.555
Disponibilidad de plantas (%)	88,1

### Generación Centroamérica

Generación Enel Colombia (Gwh)	1.631
Capacidad instalada	705
<b>Distribución</b>	
Número de clientes	3.838.420
Participación de mercado (%)	20,0
Demanda energía nacional (Gwh)	78.833
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)	12.263
Índice de pérdidas (%)	7,5
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	42,5



Tabla N°29– Indicadores financieros CTM

USD m	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	51.474	59.930	8.456	16,4
Utilidad operacional	30.683	36.678	5.995	19,5
EBITDA	49.066	108.922	59.856	122,0
Margen EBITDA	95,3%	181,7%	86,4 pp	
Utilidad neta	15.939	22.111	6.172	38,7
Deuda neta / EBITDA	5,9x	5,0x		
EBITDA / Gastos financieros	4,9x	4,1x		

- La Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión), adjudicó a Consorcio Transmantaro la construcción de proyectos presentados en el Grupo 1. Los tres proyectos cuentan con una extensión total de 240 kilómetros de líneas de transmisión eléctrica.
- Inauguración del proyecto de transmisión eléctrica "Enlace 500kV Mantaro - Nueva Yanango – Carapongo y Subestaciones Asociadas".
- Inicio de operación comercial, desde el 26 de julio, del proyecto de transmisión eléctrica "Enlace 500kV Mantaro - Nueva Yanango – Carapongo y Subestaciones Asociadas".

Tabla N°30 – Panorámica general CTM

3T23

Demanda del mercado (Gwh)	4.846
Cuota de mercado (%)	40
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,8
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	88,0
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.734
Control	ISA
Participación GEB	40%

Tabla N°31 – Indicadores financieros REP

USD m	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	45.304	95.190	49.887	110,1
Utilidad operacional	26.873	50.919	24.047	89,5
EBITDA	33.250	69.311	36.061	108,5
Margen EBITDA	73,4%	72,8%	-0,6pp	
Utilidad neta	18.123	32.039	13.916	76,8
Deuda neta / EBITDA	1,9x	1,5x		
EBITDA / Gastos financieros	11,9x	10,9x		

- La Calificadora de riesgo local Moody's Local y Apoyo & Asociados ratificaron el rating de los bonos locales de REP en AAA(pe) con perspectiva estable.

Tabla N°32 – Panorámica general REP

	3T23
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99
Cuota de mercado (%)	28
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	94,7
Líneas de transmisión o Red (Km)	6.318
Control	ISA
Participación GEB	40%

Tabla N°33 – Indicadores financieros Argo (IFRS)

BRL M	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	100	190	89	88,8
EBITDA	93	171	78	83,3
Margen EBITDA	93,0%	90,3%	-2,7 pp	
Utilidad neta	16	142	126	764,4
Margen Neto	16,4%	75,1%	58,7 pp	
Activo	8.328	10.935	2.607	31,3
Patrimonio	2.536	5.247	2.711	106,9
Deuda Bruta	3.965	3.664	-301	- 7,6
Deuda Neta	3.398	3.087	-311	- 9,2

Tabla N°34 – Indicadores financieros Argo (Regulatorio)

BRL M	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	209	212	3	1,6
EBITDA	186	195	9	4,6
Margen EBITDA	89,0%	91,6%	2,6 pp	
Utilidad neta	76	114	38	50,6
Margen Neto	36,2%	53,7%	17,4 pp	



Tabla N°35 – Indicadores financieros Promigas

COP mM	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	273	299	25	9,2
EBITDA <sup>9</sup>	382	354	-27	-7,2
Margen EBITDA	139,5%	118,6%	-20,9 pp	
Utilidad operacional	339	305	-34	-10,1
Margen Operacional	124,0%	102,1%	-21,9 pp	
Utilidad neta	351	251	-100	-28,4
Margen neto	128,3%	84,1%	-44,1 pp	

- A septiembre de 2023, Promigas reportó un EBITDA de COP 1,7 bn y una Utilidad Neta de COP 0,8 bn a nivel consolidado, correspondiente a una ejecución presupuestal del 105% y 107%, respectivamente.
- Ratificación de las calificaciones nacionales de largo y corto plazo en AAA (col) y F1+ (col) por parte de Fitch Ratings, así como la calificación internacional BBB-, con perspectiva estable.
- El pasado 5 de septiembre se llevó a cabo la presentación de la Edición XXIV del Informe del Sector de Gas Natural en Colombia. El documento aborda los retos que supone el trilema energético en Colombia y la búsqueda de un correcto equilibrio entre garantizar el suministro de energía, proporcionar equidad energética y alcanzar la sostenibilidad medioambiental.

Tabla N°36 – Panorámica general Promigas

	3T23
Red de gasoductos (Km)	3.289
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1.153
Capacidad contratada (Mpcd)	878
Usuarios acumulados (M)	6,0
Participación GEB	15,2%

<sup>9</sup> El cálculo del EBITDA incluye método de participación por COP 188,3 M para el 3T23 y COP 227,2 M, sin los cuales el margen EBITDA sería de 56% para ambos trimestres.

Tabla N°37– Indicadores financieros Vanti

COP mM	3T22	3T23	Var.	Var. %
Ingresos	891	942	50	5,6
Utilidad operacional	116	161	45	39,1
EBITDA	127	173	46	36,4
Margen EBITDA	14,3%	18,4%	4,1pp	
Utilidad neta	81	118	37	45,1
Deuda neta / EBITDA UDM	1,2x	1,1x		
EBITDA / Gastos financieros UDM	6,7x	13,9x		

- En el mes de agosto de 2023, Vanti pagó la segunda cuota de dividendos del ejercicio 2022.

Tabla N°38 – Panorámica general Vanti

2T23

Número de clientes	2.488.473
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%



## Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°39 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

COP mM	3Q22	3Q23	Var	Var %
Distribución de gas natural	1.023	923	-100	-9,8
Transporte de gas natural	444	518	74	16,7
Transmisión de electricidad	243	284	41	16,9
Distribución de electricidad	146	145	-2	-1,1
<b>Total ingresos</b>	<b>1.856</b>	<b>1.870</b>	<b>14</b>	<b>0,7</b>
Distribución de gas natural	-751	-642	109	-14,5
Transporte de gas natural	-151	-167	-17	11,1
Transmisión de electricidad	-84	-97	-13	15,1
Distribución de electricidad	-82	-95	-13	16,0
<b>Total costos</b>	<b>-1.068</b>	<b>-1.001</b>	<b>67</b>	<b>-6,3</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>788</b>	<b>869</b>	<b>81</b>	<b>10,2</b>
Gastos administrativos y de operación	-205	-211	-5	2,6
Otros ingresos (gastos), neto	6	12	6	103,5
<b>Resultado de actividades operacionales</b>	<b>589</b>	<b>670</b>	<b>81</b>	<b>13,8</b>
Ingresos financieros	55	38	-17	-31,6
Gastos financieros	-288	-360	-72	25,1
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	12	-6	-18	-151,4
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	571	655	85	14,8
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>939</b>	<b>997</b>	<b>59</b>	<b>6,2</b>
Gasto por impuesto corriente	-143	-164	-20	14,3
Gasto por impuesto diferido	1	-28	-29	-2.866,2
<b>Utilidad neta</b>	<b>797</b>	<b>805</b>	<b>9</b>	<b>1,1</b>
Participación Controladora	754	764	10	1,4
Participación no Controladora	42	41	-1	-3,5

Tabla N°40 – Estado de Situación Financiera

COP mM	sep-22	sep-23	Var	Var %
<b>ACTIVOS</b>				
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.958	1.397	-561	-28,6
Inversiones	4	0	-4	-100,0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.588	1.438	-150	-9,5
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	633	712	79	12,5
Inventarios	302	425	123	40,9
Activos por impuestos	291	349	58	19,8
Operaciones de coberturas	510	605	95	100,0
Otros activos no financieros	98	117	19	19,7
Activos clasificados como mantenidos para la venta	181	181	0	0,2
<b>Total activos corrientes</b>	<b>5.565</b>	<b>5.225</b>	<b>-340</b>	<b>-6,1</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	12.551	14.430	1.878	15,0
Propiedades, planta y equipo	15.866	15.884	17	0,1
Activos por derecho de uso	74	68	-6	-8,1
Propiedades de inversión	30	30	0	0,0
Inversiones	36	52	16	43,9
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	276	270	-6	-2,2
Crédito mercantil	598	566	-31	-5,2
Activos intangibles	7.865	7.528	-337	-4,3
Activos por impuestos	125	123	-2	-1,7
Activos por impuestos diferidos	9	5	-4	-45,1
Otros activos no financieros	0	0	0	-74,4
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>37.430</b>	<b>38.955</b>	<b>1.525</b>	<b>4,1</b>
<b>Total activo</b>	<b>42.995</b>	<b>44.180</b>	<b>1.185</b>	<b>2,8</b>
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>				
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Obligaciones financieras	1.047	2.725	1.678	160,2
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	1.587	1.652	66	4,1
Obligaciones por arrendamientos	40	27	-12	-31,5
Cuentas por pagar a partes relacionadas	0	0	0	69,5
Instrumentos financieros derivados de cobertura	0	370	370	100,0
Beneficios a empleados	136	134	-2	-1,2
Provisiones	104	107	3	3,1
Ingresos recibidos por anticipados	41	68	26	64,1
Pasivo por impuestos	336	441	105	31,2
Otros pasivos no financieros	19	15	-4	-22,3
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>3.310</b>	<b>5.540</b>	<b>2.230</b>	<b>67,4</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Obligaciones financieras	16.670	15.206	-1.464	-8,8
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	53	68	15	28,3
Obligaciones por arrendamientos	61	57	-5	-7,6
Pasivos por impuestos	0	0	0	100,0
Beneficios a empleados	102	95	-7	-7,1
Provisiones	410	591	180	43,9
Ingresos recibidos por anticipados	63	56	-7	-11,2
Pasivos por impuestos diferidos	2.577	2.839	262	10,2
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>19.937</b>	<b>18.910</b>	<b>-1.026</b>	<b>-5,1</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>23.247</b>	<b>24.450</b>	<b>1.203</b>	<b>5,2</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
Capital emitido	492	492	0	0,0
Prima en colocación de acciones	838	838	0	0,0
Reservas	4.841	5.693	851	17,6
Resultados acumulados	7.434	7.508	74	1,0
Otro resultado integral	5.467	4.573	-894	-16,4
<b>Total patrimonio de la controladora</b>	<b>19.072</b>	<b>19.103</b>	<b>31</b>	<b>0,2</b>

Participación no controlada	677	627	-50	-7,3
Total patrimonio	19.749	19.730	-18	-0,1
Total pasivo y patrimonio	42.995	44.180	1.185	2,8

Tabla N°41 – Estado de Flujo de Efectivo

COP mM	sep-22	sep-23
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:</b>		
Resultado del periodo	2.208	2.434
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuesto a las ganancias	369	537
Ingreso por método participación	-1.628	-1.711
Gastos financieros	736	1.126
Ingresos financieros	-91	-215
Depreciación y amortización	595	682
Pérdida en venta o baja de activos fijos	1	15
Deterioro de cuentas por cobrar, neto	0	21
Diferencia en cambio	-58	-183
Recuperación de deterioro de activos a largo plazo	0	0
Intereses por arrendamiento	0	0,0
Provisiones (recuperaciones), neto	136	-11
Impuesto a las ganancias pagado	0	0
Baja de activos intangibles	0	0
	<b>2.266</b>	<b>2.695</b>
<b>Cambios netos en activos y pasivos de la operación</b>		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	163	-287
Inventarios	-15	-119
Activos por impuestos	0	0
Otros activos no financieros	-209	-37
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	15	-86
Beneficios a empleados	-22	-20
Provisiones	-14	-23
Otros pasivos	-37	45
Pasivos por impuestos	0	0
Pasivos por derechos de uso	0	0
Impuestos pagados	-292	-320
<b>Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación</b>	<b>1.855</b>	<b>1.848</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:</b>		
Capitalización en subordinadas	-394	0
Capitalizaciones a empresas asociadas	-5	0
Consideración pagada en la adquisición de negocios conjuntos	0	0
Dividendos recibidos	1.183	977
Producto de la venta de activos fijos	0	0
Intereses recibidos	40	273
Prestamos a partes relacionadas	0	0
Inversiones en activos financieros	-4	60
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-767	-551
Adquisición de activos intangibles	-469	-436
<b>Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión</b>	<b>-416</b>	<b>322</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:</b>		
Dividendos pagados	-1.057	-1.195
Intereses pagados	-591	-1.028
Préstamos recibidos	384	2.944
Pagos por arrendamientos	-10	-27
Préstamos pagados	-16	-2.693
<b>Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación</b>	<b>-1.289</b>	<b>-2.000</b>
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo</b>	<b>150</b>	<b>170</b>
Efectivo adquirido en la combinación de negocios	0	0
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	117	-251
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO</b>	<b>1.692</b>	<b>1.478</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>1.958</b>	<b>1.397</b>

## Glosario

- ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
- bn: billones.
- Contrato con interrupciones o interrumpible: Contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro o transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.
- Contrato Firme o que garantiza firmeza: contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.
- CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.
- GBTUD: Giga British Thermal Unit per-Day.
- GWh: Gigavatio-hora.
- Km: kilómetros.
- kV: kilovoltio.
- MBTU: Miles de Unidades Térmicas Británicas.
- m: miles.
- M: millones.
- MME: Ministerio de Minas y Energía.
- mM: miles de millones.
- Mpcd: Millones de pies cúbicos por día.
- MW: megavatios.
- MWh: megavatios por hora.
- pp: puntos porcentuales.
- STN: Sistema de Transmisión Nacional.
- STR: Sistema de Transmisión Regional.
- UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

[ir@geb.com.co](mailto:ir@geb.com.co)

[www.geb.com.co](http://www.geb.com.co)

[www.grupoenergiabogota.com/inversionistas](http://www.grupoenergiabogota.com/inversionistas)



Grupo Energía Bogotá