Informe de Resultados

2T23

BVC: GEB

Descargar Datapack GEB

GrupoEnergíaBogotá

Resultados muy positivos apalancados en diversificación por monedas y negocios en Colombia

i. Mediante el Decreto del Ministerios de Minas y Energías No. 929 del 2023, el Ministerio de Minas y Energía establece lineamientos para el servicio de energía eléctrica en Colombia enfocado en el sector de generación.

ii. Consejo de Estado confirma suspensión del Decreto 0227 de 2023 mediante el cual el presidente asumía regulación de servicios públicos por 3 meses.

iii. El proyecto Colectora cerró la protocolización de las consultas previas con las 235 comunidades étnicas certificadas e inició la construcción de los 247 km del tramo Cuestecitas – La loma

iv. Asamblea de tenedores de bonos, aprueba en segunda convocatoria con el 54,5% del total del empréstito insoluto, la fusión por absorción de GEB (absorbente) con Elecnorte y EEB GAS SAS.

Logros filiales y asociadas:

i. TGI: i) entra en vigor el cambio de remuneración de USD a COP y aplicación de nuevo WACC regulatorio al 11,88%[1]; ii) producto del cambio de moneda funcional se implementaron coberturas cambiarias de deuda en USD; iii) TGI en conjunto con la CREE y GEB lanzan la Hoja de Ruta del gas en Colombia: iv) se supera la contingencia presentada en Cerro Bravo y se restablece el servicio en las zonas afectadas.

ii. Cálidda: i) firma de convenios para la construcción de proyectos de redes de distribución – Plan Puche Perú que representa 349,1 kms de redes e inversiones por USD 36 mm; ii) incremento en el volumen facturado (+7,8%) por mayor demanda de GNV y centrales térmicas, y iii) ratificación de calificación en BBB con perspectiva estable de Fitch ratings.

iii. ElectroDunas inauguró un moderno sistema de almacenamiento para distribución de energía en Perú, el primero de su tipo en la región.

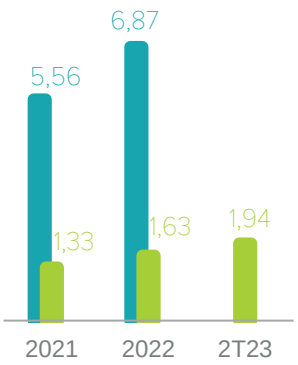
iv. Enel Colombia: i) anunció suspensión indefinida de la construcción del proyecto Windpeshi en la Guajira, por constantes vías de hecho; ii) COP 284,5 mmm de castigo de cuenta por cobrar al ICE por proyecto Chucas en Costa Rica, por fallo de la Corte Suprema de Justicia.

Cifras 12M y 2T23

COP bn

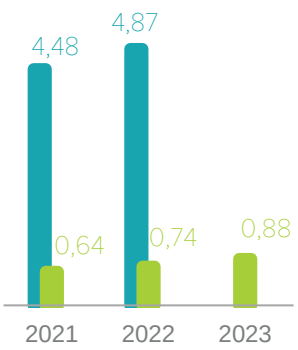
Ingresos

18,8% a/a



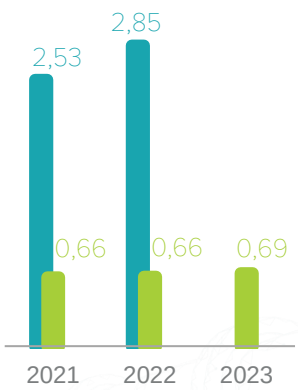
EBITDA

19,5% a/a



Utilidad Neta Controlada

4,8% a/a



AAA / BBB, Baa2

Calificación GEB Nal / Intl.

Resultados financieros:

COP mmm

	Part. %	Var. %
Transporte Gas	44	+24
Distribución Gas	29	+15
Transmisión Energía	21	+28
Distribución Energía	6	-10

	Ingresos	Utilidad Operacional	EBITDA	Utilidad Neta Controlada	Capex
2T23	1.941	624	882	692	USD 81 mm
	18,8% YoY	40,7% YoY	19,5% YoY	4,8% YoY	-26,7% YoY

1. A partir de agosto 2023

Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB), es una holding con más de 125 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 4,2 millones de clientes en distribución de gas natural; además de una infraestructura de 19.222 km de redes eléctricas, 4.484 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 2T22 y del 2T23 (3 meses) bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) aceptadas en Colombia.

Ingresos operacionales

Tabla N°1 – Ingresos por segmento

COP mmm	2T22	2T23	Var	Var %
Distribución Gas Natural	910	1.015	105	11,5
Transporte Gas Natural	391	466	76	19,4
Transmisión Electricidad	211	271	60	28,4
Distribución Electricidad	122	188	66	54,0
Total	1.634	1.941	306	18,8

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

Distribución de gas natural:

Tabla N°2 – Detalle Ingresos Distribución de Gas

COP mmm	2T22	2T23
Cálidda	839	945
Contugas	80	82
Ajustes y eliminaciones	-10	-12
Ingresos Consolidados Distribución de Gas	910	1.015

- La variación del segmento de distribución de gas natural fue de +COP 104.891 mm explicado principalmente por el incremento del 15,2% de las tasas de cambio COP/USD empleadas para los períodos 2T23 vs 2T22. A continuación se explica el comportamiento de los ingresos en moneda funcional:
- En moneda funcional el comportamiento de los ingresos de Cálidda (-1,2%; USD -2,7 mm a/a), es explicado por:
  - Menores ingresos por instalaciones internas[1] (USD -7,3 mm a/a) como resultado de las menores conexiones terminadas durante el trimestre (56.972; -16,5% a/a).
  - Menores ingresos *pass through*[2] (USD -3,7 mm a/a) particularmente en los ingresos por ampliación de la red alineado con el plan de inversiones 2022 – 2026 y mayor nivel de madurez de la compañía, lo cual fue balanceado por el incremento de los ingresos asociados al transporte de gas. Estos ingresos no generan margen para Cálidda.

[1] Incluye servicios de instalaciones internas, derechos de conexión y financiamientos.

[2] Ingresos facturados por Cálidda que son transferidos como costo a los usuarios finales y no generan margen operacional a la compañía.

  - Los ingresos por distribución de gas natural, principal ingreso operativo de Cálidda, se incrementaron USD +8,9 mm a/a por los mayores volúmenes distribuidos (+60 mmpcd; +7,8% a/a) principalmente en los sectores de generación y de gas natural vehicular, indexación de tarifas al US IPP y la aplicación de las nuevas tarifas desde mayo 2022.

- Los ingresos de Contugas disminuyen (-21,4%; USD -4,4 mm a/a) explicado principalmente por la reducción de los ingresos de distribución de gas al sector industrial por efecto del laudo arbitral desfavorable con EGASA[3] vs el 2T22 que sí incorpora ingresos de dicho cliente. Este factor fue compensado parcialmente por el mayor ritmo de conexiones residenciales gracias al Plan Quinquenal con el ente regulador.

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.

- Los ingresos de TGI en USD crecen (+6,0%; USD +6,0 mm a/a). El comportamiento de los ingresos por tipos de cargo en el 2T23 fue el siguiente:
  - Los cargos fijos, remunerados en USD en abril y mayo, y en COP a partir de junio, llegaron a USD 68,5 mm en 2T23 (+8,9%; USD +5,6 mm a/a), aumento explicado por: i) incremento tarifario por indexación al IPP US[4] de 8,3% en abril y mayo, ii) incremento tarifario por indexación al IPP (Colombia) de 13,1% en junio; 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 COP 103.798 mm (+11,4%) explicado por: i) indexación tarifaria al IPC (Colombia) de 13,1%; y ii) contratación adicional mediante la modalidad de transporte de contingencia y firme. Producto de la devaluación del peso colombiano, la variación total en USD fue de -9,4% frente al 2T22.
  - Los cargos variables remunerados en USD entre abril y mayo y en COP a partir de junio totalizaron USD 12,7 mm (-6,1%; -USD 0,8 mm). La disminución es explicada por: i) menor volumen transportado por mantenimientos programados de terceros, y ii) suspensiones por el evento de la compresora de Apiay y el fenómeno natural de Cerro Bravo; lo anterior fue compensado por la indexación tarifaria al IPP US[4] de 8,27%.

Con respecto a la composición de los ingresos por monedas, el 49,1% corresponden a cargos denominados en USD y decrecen -32,1% principalmente por el cambio de la remuneración de los cargos fijos y cargos variables a COP desde junio 23. El 50,9% restante corresponde a cargos denominados en COP, incluyendo los cargos fijos por AO&M, los cuales aumentan un 130,6%.

Finalmente, la CREG emitió la Resolución 102 002 del 07 de junio de 2023, por la cual se modifica la Resolución CREG 103 de 2021 respecto al WACC para transporte de gas, pasando de 10,94% a 11,88% en pesos colombianos constantes antes de impuestos, que entrará en vigencia a partir de agosto 2023. Por otra parte, está 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.

[3] 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 mm sobre la facturación emitida a ese cliente y para el 2T23 no se incluye facturación con dicho cliente.

[4] Serie WPSFD41312. Tarifa actualizada con el índice a dic-22.

Transmisión electricidad:

Tabla N°3 – Detalle Ingresos Transmisión

COP mmm	2T22	2T23
Enlaza - transmisión	176	211
TRECSA + EEBIS	29	38
Elecnorte	7	23
Ingresos Consolidados Transmisión	211	271

- Compuestos principalmente por los ingresos de transmisión en Colombia los cuales crecieron por:
  - Mayores ingresos de activos por convocatoria (COP +44.941 mm; +46,9% a/a) explicado principalmente por la incorporación de los ingresos del proyecto UPME 06-2017 Colectora desde diciembre 2022 (~COP +26.500 mm durante el 2T23) y de los ingresos del Proyecto San Juan (aproximadamente COP +2.500 mm); sumado al efecto de una mayor TRM en el 2T23 vs 2T22. En USD, los ingresos por convocatoria se incrementaron +29,7% a/a. Estos ingresos se liquidan en dólares y se actualizan al IPP US[4] de cierre del año previo.
  - Los ingresos por proyectos privados aumentaron un 109,7%, (COP +5.890 mm) explicado principalmente por el efecto de la incorporación de ingresos de tres meses asociados al Sistema de Distribución Local (SDL) Caribemar, por alrededor de COP 1.750 mm, y el efecto del incremento generalizado del IPC e IPP sobre los contratos indexados a dichos índices.
  - Los ingresos de activos por uso decrecen (COP -340 mm; -0,8% a/a), los cuales se liquidan en pesos y se actualizan al IPC Col, de acuerdo a las medidas adoptadas voluntariamente mediante la adición al pacto tarifario vigente hasta octubre de 2023.
  - Los ingresos por contribuciones (*pass through*) totalizaron COP 34.954 mm (+COP 10.478 mm; +42,8% a/a) explicado mayormente por el aumento de participación por ingresos en el Sistema de Transmisión Nacional por el proyecto Colectora.
- Los ingresos de Elecnorte representaron un incremento COP 15.806 mm al cerrar en COP 22.585 mm provenientes de los activos que opera del sistema de transmisión regional (STR) remunerados en COP, integrados a partir de su adquisición en junio de 2022.
- Aumento en los ingresos de las filiales en Guatemala (COP +8.676 mm; +30,2% a/a) por energización de proyectos, indexación de ingresos de peaje en EEBIS y efecto cambiario (COP +5.336 mm). En moneda funcional, los ingresos combinados de TRECSA y EBBIS se incrementan (USD +1,2 mm; +16,4% a/a).

Distribución de electricidad:

- Los ingresos del Grupo Dunas[5] en PEN crecieron (PEN +12.631 m; +10,4% a/a) comparados con el 2T22 principalmente por mayores ingresos en ventas de energía a clientes libres y regulados (PEN 12.427 m).
- En COP los ingresos aumentaron +COP 66.016 mm (+54,0%) principalmente por la devaluación de las tasas promedio COP/PEN en COP +185,6; 18% a/a. El efecto cambiario contribuyó el 69% del crecimiento consolidado del segmento.

Costos operacionales

Tabla N°4 – Costos por segmento

COP mmm	2T22	2T23	Var	Var %
Distribución Gas Natural	629	722	93	14,7
Transporte Gas Natural	144	172	27	18,8
Transmisión Electricidad	69	104	35	50,1
Distribución Electricidad	80	103	23	29,5
Total	922	1.100	178	19,3

El comportamiento de cada línea de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural:

- Los costos de Cálidda en moneda funcional disminuyeron (USD -8,1 mm; -5,8% a/a) por efecto de:
  - Menores costos *pass through* (USD -3.7; -3,0% a/a), explicados mayormente por menores costos por ampliación de red (USD -14.572; -35.9% a/a), compensado parcialmente por mayores costos asociados al gas y transporte en línea con el comportamiento de los ingresos por este concepto. Estos costos no generan margen para Cálidda.
  - Menores costos por instalaciones internas (USD -3,1 mm) asociado al menor número de conexiones.
- Los costos de Contugas en moneda funcional cerraron por debajo de los niveles registrados en 2T22 (USD -0,04 mm; -0,6%) por menores costos *pass through* de suministro de gas a clientes regulados.
- El efecto cambiario aportó COP +134.904 mm en el costo consolidado, este efecto en costos es menor al de los ingresos. El margen de contribución bruto crece en COP 12.142 mm del segmento en el consolidado.

Transporte de gas natural:

- Los costos de TGI aumentaron (USD +1,8 mm; +5,0% a/a) por: i) aumento del gas combustible en las compresoras (+USD 0,8 mm), ii) mayores costos de servicios profesionales (+USD 0,6 mm) principalmente en costos de personal por incremento por inflación en el 2023, así como un incremento en diseños y estudios, y iii) mayor costo de depreciación por desmantelamiento y ajuste por diferencia en cambio por la conversión de la moneda funcional (USD 0,4 mm), compensados parcialmente por disminución de plantas y ductos susceptibles a depreciar.
- Por su lado, el margen bruto del segmento aumentó COP +48.546 mm (+19,7% a/a) en línea con el mayor incremento en ingresos.

[5] Incluye Electrodunas, PPC y Cantalloc

Transmisión de electricidad:

- El incremento de los costos del segmento se dio principalmente por el comportamiento de los costos de Transmisión Colombia de +53,5% en el 2T23 (+COP 28.933 mm a/a), principalmente por los mayores costos de contribuciones *pass through* que se liquidan como participación de los ingresos del STN y STR, mayores costos de personal (ajuste salarial por IPC) y los mayores costos de Elecnorte (+ COP 2.150 mm a/a) luego de su adquisición en junio 2022.
- Los costos de las filiales en Guatemala en su moneda funcional decrecen 9,3% (-USD 125 mm) y por efecto cambiario en la consolidación crecen 28,2% a/a.

Distribución de electricidad:

- Los costos en Grupo Dunas en su moneda funcional aumentaron PEN +7.884 m (+10,5% a/a) principalmente por mayores costos de compra de energía (PEN +4.646 m).
- El efecto cambiario aportó al crecimiento de los costos del segmento en cerca de COP 13.690 mm, 58% de la variación a/a.

Gastos administrativos y de operación

Tabla N°5 – Gastos administrativos por segmento

COP mmm	2T22	2T23	Var	Var %
Distribución Gas Natural	149	91	-58	- 39
Transporte Gas Natural	36	34	-2	- 6
Transmisión Electricidad	24	23	0	- 2
Distribución Electricidad	10	21	11	117
Corporativo	54	61	7	12
Total	273	231	-42	- 15

La disminución en los gastos administrativos consolidados durante el 2T23 vs 2T22 es explicada por:

- En Contugas, por reducción del gasto de provisiones en USD 15,2 mm por efecto del laudo arbitral desfavorable con EGASA y EGESUR.
- En TGI donde los gastos decrecen USD 1,4 mm principalmente por menores gastos por honorarios en asesoría estratégica y ejecución anticipada de gastos relacionados con soporte IT en el 1T23, sumado a la disminución del gasto por depreciaciones y amortizaciones.
- Lo anterior fue compensado principalmente por el incremento en Grupo Dunas por gastos de servicios de terceros principalmente en mantenimiento, asesoría y otros. Los gastos del corporativo presentaron un incremento principalmente en gastos de personal dado el ajuste por inflación en el 2023 y otros gastos generales.

Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta fue un ingreso por COP 14.434 mm, un incremento de 215,5% a/a (COP +9.859 mm), principalmente en TGI (USD +1,5 mm; +675,9%) por recuperación de gastos y provisiones de períodos anteriores, así como recuperación de cartera y siniestros; y ajuste por el cambio de la moneda funcional en los estados financieros en jun-23.

EBITDA consolidado ajustado[6]

Tabla N°6 – EBITDA consolidado por compañía

COP '000 de mm	2T22	2T23	Var.	Var.%
TGI	316	391	76	24
Cálidda	187	233	46	24
GEB Transmisión	93	153	60	65
Dunas	57	49	-9	-15
Contugas	33	20	-13	-41
TRECSA + EBBIS	20	32	13	64
Gebbras (Vehículo)	-0	-0	-0	151
Elecnorte	32	21	-11	-34
Otros	-1	-20	-19	2036
Total controladas	737	879	142	19
Enel Colombia	0	0	0	-
REP & CTM	0	0	0	-
Promigas	0	1	1	100
Vanti	0	0	0	-
EMSA	0	3	3	-
Argo	1	0	-1	-100
Negocios Conjuntos	0	0	0	-
Total Asociadas	1	3	2	136
Total EBITDA	738	882	144	20

- El EBITDA operacional representa el 99,6% del EBITDA consolidado del trimestre y crece principalmente por los positivos resultados operacionales obtenidos en las principales filiales en Colombia y Cálidda en Perú, acompañado de los efectos cambiarios sobre las compañías operativas en moneda extranjera.
  - Se resalta el creciente aporte del negocio de transmisión en Colombia al EBITDA, donde cerca del 75% de los ingresos en los UDM se encuentran denominados en USD, junto con los resultados positivos de las filiales en Guatemala dada la materialización de ingresos adicionales por energización de activos.
  - En TGI el incremento en los ingresos operacionales y disminución del gasto administrativo apalancaron el crecimiento del EBITDA durante el trimestre por menor ejecución de honorarios, compensado parcialmente por un aumento generalizado de costos operativos.
  - En Cálidda se destaca la disminución en costos operacionales principalmente en los costos por instalaciones internas, mientras en Contugas los resultados se vieron impactados por el menor nivel de ingresos durante el trimestre, producto del laudo desfavorable con EGASA.
- Finalmente, los dividendos decretados por las compañías no controladas representan el 0,4% del EBITDA consolidado del trimestre, por el aporte EMSA y Promigas .

[6] Incluye los dividendos de las compañías asociadas y negocios conjuntos.

Ingreso (Gasto) Financiero neto

Los gastos financieros se incrementaron 87,3% a/a (COP +210.066 mm) cerrando en COP 450.761 mm, como consecuencia de: i) el incremento general de las tasas y participación de la deuda con tasa variable en el endeudamiento consolidado pasando de 48% en el 1T23 a 61% en el 2T23 producto de la cobertura cambiaria sobre bono internacional de TGI 2028, ii) la devaluación del peso de cierre del trimestre de +COP 64 a/a, y iii) el incremento en el saldo de deuda dada la emisión de bonos locales denominados en COP, el desembolso del crédito sindicado por USD 509 mm para el financiamiento parcial del plan de inversiones 2022, e incremento en el saldo de deuda de Cálidda principalmente por el desembolso de USD 100 mm adicionales del préstamo sostenible con Scotiabank con vencimiento 2026. Lo anterior fue balanceado parcialmente por los ingresos denominados en dólares e indexación de una porción significativa al Índice de Precios al Productor (IPP US).

Los ingresos financieros aumentan (COP +101.332 mm; +693,1% a/a) como resultado del reconocimiento del diferencial de precio en la recompra parcial de los Bonos 2028 de TGI a USD 970 por USD 1.000 de principal, lo cual representó una utilidad para esta filial de USD 0,9 mm, y los mayores rendimientos de instrumentos financieros por aumento de tasas de captación.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio representó un ingreso de COP 157.613 mm en el 2T23 desde COP 38.569 mm en 2T22, explicado principalmente por el movimiento del tipo de cambio antes de la contratación de las coberturas cambiaras por el cambio de la moneda funcional de TGI de USD a COP a partir del 1 de junio del 2023 que representó un ingreso de USD 34,4 mm, y la diferencia por la contratación de las coberturas cambiarias.

Método de Participación

Tabla N°7 – Método de participación

COP mmm	2T22	2T23	Var	Var %
Enel Colombia	340	237	-103	-30
CTM	28	46	18	63
Vanti	25	26	1	3
REP	23	33	9	40
EMSA	4	4	0	-7
Promigas	45	42	-2	-5
Argo	80	47	-33	-41
Gebbras	0	45	45	7.027
Ágata	0	-2	-2	370
Total	546	478	-68	-13

El método de participación patrimonial presenta una disminución producto principalmente de los menores resultados en Enel Colombia, como consecuencia de la eliminación de la cuenta por cobrar (-COP 284.500 mm) al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) producto del fallo desfavorable emitido por la Corte Suprema de Justicia de Costa Rica en relación a la reclamación de reconocimiento de mayor inversión para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Chucas en Costa Rica. Adicionalmente, en Argo la diminución es explicada por el cambio del IPCA[7] de la tasa de valoración de los activos del contrato que se realiza mensualmente, lo cual fue compensado por las

[7] Índice nacional general de precios de consumo brasilero

mayores utilidades en los negocios conjuntos de Gebbras luego de la consolidación de las 5 concesiones a partir de diciembre del 2022 y la actualización de tasa de valoración que para el 2022 se hacía de manera anual y a partir del 2023 se cambia la periodicidad a mensual.

Utilidad neta

- El impuesto corriente pasó de COP 109.244 mm en 2T22 a COP 289.627 mm en 2T23, un incremento de 165,1% en línea con los mejores resultados operacionales en todos los segmentos del negocio y los mayores ingresos financieros generados durante el trimestre por mayores rendimientos de los instrumentos financieros, e ingresos por coberturas cambiarias en TGI dado el cambio de moneda funcional. Por su parte, el impuesto diferido pasó de un ingreso de COP 7.778 mm en 2T22 a uno de COP 106.130 mm en 2T23, un incremento principalmente por mayor saldo de deuda en USD y el efecto de la variación de la tasa de cambio en comparación con los periodos anteriores.
- La utilidad neta consolidada del 2T23 fue COP 741.226 mm, un incremento de 5,8% a/a frente al mismo periodo de 2022 (COP +40.518 mm). La participación controlada se ubicó en COP 692.224 mm (+4,8% a/a).

Perfil de la deuda

Tabla N°8 – Perfil de la deuda[8]

USD mm	2023	24	25	26	27	2028	2029	+2030
Vencimiento	244	799	99	586	621	637	106	1.271
Total	4.363							

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 mm cuya refinanciación se encuentra ya avanzada y en trámite de las autorizaciones pertinentes, al igual que el Préstamo de BBVA por USD 80 mm en Cálidda sobre el cual se realizará sustitución de deuda con Scotiabank. Para el 2024 se está priorizando la gestión de refinanciación de los créditos sindicados del GEB por USD 319 mm y de Contugas por USD 355 mm.

Tabla N°9 – Clasificación de la deuda e indicadores

COP '000 de mm	2T22	2T23	Var	Var %
EBITDA UDM	5.117	5.180	63	1,2
Deuda total neta	14.981	16.914	1.933	12,9
Deuda total bruta	16.355	18.397	2.042	12,5
Gastos financieros neto UDM	718	763	45	6,3
Deuda total neta / EBITDA	2,9x	3,3x	0,3x	11,5
EBITDA / Gastos financieros neto	7,1x	6,8x	-0,3x	-4,7

Los saldos de la deuda incluyen el costo amortizado y difieren de los saldos nominales

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 2T23, la deuda en COP representa el 16% del total, sumado a un 13% de COP bajo cobertura financiera, comparado con el 14%, de deuda en COP registrado al 1T23. Adicionalmente, el porcentaje de deuda en tasa fija sobre el total, varió del 52% registrado en 1T23, a 39% en el 2T23.

[8] Valores nominales

CAPEX

El CAPEX ejecutado durante el 2T23 fue USD 81,3 mm, USD 29,7 menos en comparación al CAPEX orgánico ejecutado en el 2T22 (USD 111 mm), explicado principalmente por una menor ejecución de CAPEX de Cálidda (USD -22,4 mm) y del segmento de Transmisión (USD -7,9 mm), los cuales representan el 25% y 52% respectivamente del CAPEX ejecutado durante el trimestre.

El CAPEX total disminuyó en USD 142,4 mm en comparación al 2T22, apalancado principalmente por el CAPEX asociado al crecimiento inorgánico por la adquisición de Elecnorte, de USD 113 mm, reflejado en el 2T22.

Tabla N°10 – CAPEX ejecución y proyección anual

USD mm	3M23	6M23	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2023P - 2027P
Cálidda	20	59	110	74	35	3	3	225
Transmisión	42	73	204	157	132	53	53	600
TGI	3	7	37	55	57	110	118	378
Trecsa & EEBIS	9	17	44	18	7	7	1	76
Contugas	1	2	9	2	15	1	0	27
Grupo Dunas	6	10	22	24	24	19	23	112
Elecnorte	0	0	0	0	0	0	0	1
Total	81	167	427	329	270	192	198	1.417

Actualización Riesgo de Mercado

Durante el segundo trimestre se resalta el cambio en la desagregación de los flujos de caja del endeudamiento:

Flujos de efectivo de los próximos cinco años: si bien es cierto que las 46 deudas del Grupo por saldo total de USD 4.363 mm (COP 18,28 billones), implican flujos de caja de cupones/intereses entre lo restante del año 2023 y 2027, cabe indicar que 25 de estas obligaciones tienen vencimiento durante los próximos cinco años (2027).

Por su monto, se destaca las siguientes obligaciones financieras, relacionadas según la empresa deudora o emisora, que superan el 5 % del total de la deuda, cada una de ellas:

- GEB: crédito sindicado noviembre 2027 (11,7%), bonos internacionales mayo 2030 (9,2%), crédito sindicado julio 2024 (7,3%) y crédito Banco Davivienda marzo 2032 (6,9%)
- TGI bono internacional noviembre 2028 (12,5%)
- Cálidda crédito sindicado diciembre 2026 (8,0%)
- Contugas crédito sindicado septiembre 2024 (8,1%)

Cambio de moneda funcional TGI y cobertura financiera: en junio de 2023, TGI cambió su moneda funcional de USD a COP. En dicho marco, la filial realizó coberturas financieras sobre el bono internacional con vencimiento en noviembre de 2028, por saldo de USD 547.649.000, a través de un Cross Currency Swap (CCS) sindicado.

Tras la sindicación, tres contrapartes fueron asignadas para el CCS, cuyos derechos están denominados en USD, cupón 5,55% SV y bajo el monto y vencimiento previamente indicados. Las condiciones de la obligación se observan a continuación:

- Bank of America– Merril Lynch International: $1,25 billones (equivalente a USD 300 millones), IBR[9] diario compuesto3,5870% semestre vencido.
- BNP Paribas: $0,62 billones (equivalente a USD 147,6 millones), IBR diario compuesto 3,6525% semestre vencido.JP Morgan: $0,41 billones (equivalente a USD 100 millones), IBR diario compuesto3,6525% semestre vencido.

Actualización de Riesgos Estratégicos

- Durante el mes de mayo, en la filial TGI se presentó la materialización del Riesgo de No-continuidad de las funciones críticas del negocio, por evento de suspensión del servicio de transporte en el ducto Mariquita – Cali, ante el fenómeno natural en Cerro Bravo. Dicha materialización tuvo un impacto de USD ~1,9 mm para la organización, requiriendo la activación de la estructura de Gobierno para la gestión de crisis. El grado de exposición al riesgo correspondiente fue el de nivel extremo. Esta contingencia representó 6 día de suspensión del servicio y a la fecha opera con normalidad.
- De igual forma, en la filial TGI, se presentó la "Pesificación de la Tarifa de Transporte"; por la entrada de la primera etapa de la Resolución CREG 175 del 2021 a partir del 1 de junio del presente año, aumentando el gasto financiero bruto en USD ~45 mm por coberturas cambiarias y disminuyendo potencialmente la utilidad neta en USD ~25 mm USD para 2023, se espera que ambos efectos sean parcialmente compensados por el reconocimiento lo los costos de dichas coberturas a través de la resolución de la CREG 702 009 de 2022.
- Se priorizó el riesgo corporativo: "Incidentes de seguridad de procesos que ocurran en el desarrollo de las operaciones del GEB y sus filiales que ocasionen o tengan potencial de generar consecuencias en personas, en los activos de operación, en infraestructura de las comunidades y/o en el ambiente".
- Se evaluó el grado de exposición del riesgo de acuerdo el nivel de probabilidad y con los impactos financieros, operacionales y reputacionales. En consecuencia, se determinó la valoración residual: probabilidad Muy Baja; Impacto Muy Alto; Nivel de Riesgo Extremo.

Se aprobaron los mecanismos de gestión, monitoreo y mitigación por parte de la alta gerencia.

Avances en Prácticas ASG 2T23

Dimensión ambiental

- Lanzamiento de la hoja de ruta para el gas natural en Colombia por parte de TGI, GEB y el Centro Regional de Estudios de Energía (CREE), identificando los retos y oportunidades para alcanzar la carbono neutralidad en 2050 teniendo en cuenta costos, disponibilidad y tiempos de entrada de renovables y nuevas tecnologías.
- Desarrollo de un piloto de eficiencia energética en Cálidda mediante la instalación de 50 paneles solares en la estación Chilca, lo que representa 3.553 KWh de energía solar y 710 Kg de CO2eq de reducción de emisiones.

[9] Indicador Bancario de Referencia (IBR), tasa de interés de corto plazo fijada en pesos colombianos.

- Reconocimiento a Contugas en el encuentro "Líderes empresariales en sostenibilidad y empatía ambiental", por el Ministerio del Ambiente – Perú, por su gestión en la reducción de la huella de carbono.
- Desarrollo de 84 jornadas de monitoreo por TRECSA para la protección de especies como la rana de púa, el colibrí garganta verde y el huito.

Dimensión Social

- Elaboración en Electrodunas de la "Guía de actuación frente a la violencia hacia las mujeres" para promover una sociedad libre de violencia, identificar señales de alerta y poner en marcha mecanismos de prevención y servicios de apoyo.
- Desarrollo de programa en derechos humanos para 35 contratistas críticos de GEB y su filial Enlaza promoviendo la importancia del respeto a los derechos humanos, la debida diligencia y la implementación de acciones para mitigar y remediar impacto.
- Cierre del proceso de consultas previas del proyecto Colectora, alcanzando la totalidad de los acuerdos con las 235 comunidades étnicas certificadas, gracias a la implementación de un proceso de relacionamiento intercultural y de debida diligencia basado en el respeto de los derechos humanos, la diversidad, y el diálogo transparente con actores locales.
- El nuestras filiales en Perú se desarrollaron diversas iniciativas de impacto social como la renovación en Cálidda de la alianza con el Programa Nacional A Comer Pescado del Ministerio de la Producción, con la meta de beneficiar a más de 500 personas, mediante la capacitación de líderes de comedores populares en 10 distritos sobre el valor de la nutrición de este alimento; así como el desarrollo de talleres de sensibilización sobre cultura sostenible de Contugas dirigida a pescadores artesanales para la gestión de residuos y protección del medio ambiente, entre otras.

Gobierno corporativo

- La Junta Directiva aprobó la Política de Arquitectura de Control con el objetivo de fortalecer el Sistema de Control Interno. A través de dicha Política se actualiza el Modelo de Control Interno adoptado por el Grupo, se armoniza la dinámica de interacción entre las áreas, se potencializa el Control Interno, se hace énfasis en los roles y responsabilidades de los órganos de gobierno, Alta Gerencia y demás colaboradores, y se mejoran los esquemas de monitoreo.
- Se llevó a cabo la reunión de la Asamblea Conjunta de los Tenedores de Bonos de las Emisiones de los años 2017 y 2020 del GEB, la cual fue convocada para decidir sobre la propuesta de fusión por absorción entre el GEB, como sociedad absorbente, Elecnorte S.A.S. E.S.P. y EEB GAS S.A.S., como sociedades absorbidas, filiales en las cuales el GEB tiene directamente el 100% de su capital social. Los tenedores de bonos votaron favorablemente la propuesta de fusión con una mayoría del 54,5% del total del empréstito insoluto.El GEB y sus empresas se encuentran en permanente construcción de su Gobierno Corporativo con el objetivo de incluir las mejores prácticas en la materia.

Actualización Regulatoria Durante el 2T23 y Posteriores

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 102 002-23	Por la cual se modifica la Resolución CREG 103 de 2021	Transporte Gas Natural	Definitiva	Ver más
	CREG 101 015-23	Por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022	Varios Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 101 017-23	Por la cual se modifica para el año 2023 el cronograma de asignación de capacidad de transporte establecido en la Resolución CREG 075 de 2021 para los proyectos clase 1	Varios Energía	Definitiva	Ver más
	Decreto MME 929 2023	Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica	Varios Energía	Definitiva	Ver más
Perú	Osinergmin N° 073-2023-OS/CD	Declaran temporalmente inaplicable a la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. el procedimiento aprobado con Resolución N° 073-2020-OS/CD así como cualquier efecto que hubiese derivado de su aplicación en cumplimiento de la decisión del 6° Juzgado Constitucional de declarar fundada la solicitud de actuación inmediata de sentencia estimatoria	Distribución Gas Natural	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 089-2023-OS/CD	Declaran fundado el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 057-2023-OS/CD	Distribución Energía	Definitiva	Ver más

Resultados Compañías Controladas

Transmisión
GrupoEnergíaBogotá

Tabla N°11 – Indicadores financieros GEB transmisión

COP mmm	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	171	232	61	35,6
Utilidad bruta	116	136	20	17,2
EBITDA	114	160	45	39,7
Margen EBITDA	67%	69%	2,0pp	
Utilidad operacional	102	124	22	21,6

Tabla N°12 Ingreso por tipo de activo

COP mmm	2T22	2T23	Var	Var %
Activos de Uso	45	45		- 0,8
Activos de Convocatoria	96	141	45	46,9
Proyectos Privados	5	11	6	109,7
Contribuciones	24	35	10	42,8
Total	171	232	61	35,7

Comisión de Regulación y Gas (CREG):

- Expedición de Resolución 101 015 de 2023 por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022 en cuatro meses. Permitiendo que los comercializadores de energía eléctrica (que no tengan más del 1% de la capacidad instalada de generación del SIN) difieran, a 18 meses, hasta un 20% de las obligaciones de pago liquidadas por el ASIC y LAC, dentro de las cuales están los cargos por Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional, además de transacciones en bolsa de energía, correspondientes a facturación de los meses de junio a septiembre (consumos o cargos de mayo a agosto).

Ministerio de Minas y Energía (MME):

- Publicación de la Resolución MME 40263, por la cual se resuelve la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto denominado "Subestación Chivor II y Norte 230 kV y líneas de transmisión asociadas", objeto de la Convocatoria Pública UPME-03-2010. La Resolución resuelve otorgar 142 días calendario adicionales, en consecuencia, la Fecha de Puesta en Operación del proyecto es el 29 de septiembre de 2023.

Tabla N°13 – Panorámica general GEB Transmisión	2T23
Disponibilidad de la infraestructura	99,9%
Compensación por indisponibilidad	0,08%
Cumplimiento programa mantenimiento	91,4%
Participación en la actividad de transmisión	22,0%

Tabla N°14 – Estatus proyectos GEB Transmisión

	Avance	Ingreso Anual Esperado *(USD mm)*	Fecha Oficial Puesta en Operación(*)
Proyectos UPME			
Chivor II 230 kV	64,9%	5,5	3T23
La Loma STR 110 kV	80,4%	7,0	3T23
Refuerzo Suroccidental 500 kV	73,7%	24,4	4T23
Sogamoso Norte 500 kV	50,5%	21,1	4T23
Colectora 500 kV	31,0%	21,5	3T25
Río Córdoba–Bonda 220kV	21,8%	1,2	4T23
Proyectos Privados		15,0	

**No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente*

TGI

Tabla N°15 – Indicadores financieros TGI

USD m	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	99.806	105.786	5.980	6,0
Utilidad operacional	54.048	61.129	7.082	13,1
EBITDA	78.477	84.048	5.571	7,1
Margen EBITDA	78,6%	79,5%	0,8 pp	
Utilidad neta	25.773	57.498	31.724	123,1
Deuda bruta / EBITDA	3,7x	2,9x		
EBITDA / Gastos financieros	4,5x	4,7x		
Calificación crediticia internacional:				
Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 12 I 22:		BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – Abr. 28 I 23:		Baa3, negativa		

- El 1 de junio de 2023 entró en vigencia para TGI la Resolución 175 de 2021, en lo que tiene que ver con el cambio a COP de la moneda de los cargos fijos y variables que remuneran la inversión, y aplicación del nuevo WACC de 10,94%, por tal motivo la empresa realizó el cambio de su moneda funcional de USD a COP y mitigó el riesgo cambiario sobre la deuda en USD mediante coberturas cambiarias.
- A partir de agosto de 2023 aplicará la resolución 102002 del 7 de junio de 2023, mediante la cual se recalcula el WACC regulatorio, pasando de 10,94% a 11,88%, en pesos colombianos constantes antes de impuestos.

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	2T23
Volumen transportado – Promedio mmpcd	477
Capacidad contratada en firme – mmpcd	604

Cálidda
GAS NATURAL DEL PERÚ

Tabla N°17 – Indicadores financieros Cálidda

USD m	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	214.114	207.453	-6.661	- 3,1
Ingresos ajustados*	93.062	94.076	1.014	1,1
Utilidad operacional	44.352	46.073	1.721	3,9
EBITDA	55.275	59.037	3.763	6,8
Margen EBITDA - Ingresos	25,8%	28,5%	2,6 pp	
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	59,4%	62,8%	3,4 pp	
Utilidad neta	25.611	27.553	1.942	7,6
Deuda bruta / EBITDA	3,8x	3,8x		
EBITDA / Gastos financieros	8,7x	7,2x		

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

- Durante el 2T23 el volumen facturado total incrementó en 7.8% a/a, explicado por la mayor demanda del sector generador debido a eventos climáticos adversos y periodos de lluvias irregulares, sumado al mayor consumo del sector GNV (gas natural vehicular) 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[10].
- Los contratos en firme alcanzaron 568 mmpcd (generadores eléctricos: 526 mmpcd + segmento industrial: 42 mmpcd) lo cual representa el 74% 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	2T23
Clientes acumulados	1.682.288
Clientes potenciales	2.290.012
Extensión total de la red (Km)	16.245
Volumen facturado (mmpcd)	800
Penetración de la red (%)	73,5%

10 Fondo de inclusión Social Energético.

ConTugas

Tabla N°19 – Indicadores financieros Contugas

USD m	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	20.395	16.026	-4.369	- 21,4
Utilidad Bruta	12.878	8.940	-3.938	- 30,6
Margen bruto	63,1%	55,8%	-7,4 pp	
Utilidad operacional	-8.893	1.820	10.712	- 120,5
EBITDA	9.961	6.001	-3.960	- 39,8
Margen EBITDA	48,8%	37,4%	-11,4 pp	
Utilidad neta	-11.650	-3.483	8.167	- 70,1

- El capex ejecutado en Contugas en el 2T23 ascendió a USD 1.281 m en comparación a USD 153 m en el 2T22, en línea con la ejecución del plan quinquenal de inversiones 2023.

Tabla N°20 – Panorámica general Contugas	2T23
Número de clientes	78.397
Volumen de ventas (mmpcd)	27
Volumen transportado acumulado (mmpcd)	655
Capacidad contratada en firme (mmpcd)	19
Longitud de la red (km) distribución + transporte	1.580

ElectroDunas

Tabla N°21 – Indicadores financieros Electrodunas

Soles m	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	118.456	130.650	12.193	10,3
Utilidad Bruta	38.904	43.459	4.555	11,7
Margen Bruto	32,8%	33,3%	0,4 pp	
Utilidad operacional	20.691	23.028	2.337	11,3
Margen operacional	17,5%	17,6%	0,2 pp	
EBITDA	33.012	35.933	2.921	8,8
Margen EBITDA	27,9%	27,5%	-0,4 pp	
Utilidad neta	10.245	12.839	2.594	25,3

- El capex ejecutado en Electrodunas en el 2T23 ascendió a USD 4.458 m, principalmente en líneas de alta tensión e inversiones en proyectos GART, renovaciones en la red de distribución y nuevos suministros.

- La venta de energía acumulada a clientes propios al cierre del 2T23 en Electrodunas fue de 463.631 MW/h 11,8% adicional vs en el 2T22, por su parte la venta de energía de terceros que usan las redes de la compañía cerró en 166.246 MW/h con lo cual las ventas totales al cierre de junio alcanzaron 629.877 MW/h.

Tabla N°22 – Panorámica general Electrodunas	2T23
Venta de Energía de ELD (MWh)	629.877
Venta de energía a clientes propios (MWh)	463.631
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (MWh)	166.246
Compra de energía y generación propia (MWh)	555.924

PERU POWER CO.

Tabla N°23 – Indicadores financieros Perú Power Company

Soles m	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	7.225	7.609	384	5,3
Utilidad operacional	4.991	4.504	-487	-9,8
Margen operacional	69,1%	59,2%	-9,9 pp	
EBITDA	6.844	7.290	447	6,5
Margen EBITDA	94,7%	95,8%	1,1 pp	
Utilidad neta	2.848	2.740	-108	-3,8

cantalloc

Tabla N°24 – Indicadores financieros Cantalloc

Soles m	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	11.702	13.686	1.984	17,0
Utilidad operacional	1.463	2.737	1.274	87,0
Margen operacional	12,5%	20,0%	7,5 pp	
EBITDA	1.424	1.879	455	32,0
Margen EBITDA	12,2%	13,7%	1,6 pp	
Utilidad neta	1.304	1.933	629	48,3

Tabla N°25 – Indicadores financieros Trecsa

USD m	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	5.061	5.992	931	18,4
Utilidad bruta	3.969	4.934	964	24,3
EBITDA	3.049	4.096	1.048	34,4
Margen EBITDA	60,2%	68,4%	8,1 pp	
Utilidad neta	-1.357	-2.935	-1.578	116,3

- 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	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	2.274	2.547	273	12,0
Utilidad bruta	2.018	2.347	329	16,3
EBITDA	1.964	2.253	289	14,7
Margen EBITDA	86,3%	88,4%	2,1 pp	
Utilidad neta	192	648	456	237,9

- Finalizó la construcción de la Subestación San Gabriel lo cual adiciona ingresos por US 248 m.

Resultados Compañías No Controladas

Tabla N°27 – Indicadores financieros Enel Colombia

COP mmm	2T22	2T23	Var.	Var %
Ingresos operacionales	3.567	4.117	550	15,4
Margen de contribución	2.010	2.057	47	2,3
EBITDA	1.760	1.738	-23	- 1,3
Margen EBITDA	49,4%	42,2%	-7,1 pp	
EBIT	1.467	1.469	2	0,1
Utilidad neta	818	517	-301	- 36,8

- Durante el 2T23 el margen de contribución fue de COP 2,0 billones, de los cuales ~57% proviene del segmento de generación y ~43% restante del negocio de distribución.

- Enel Colombia realizó durante el trimestre inversiones por COP 881 mm enfocado principalmente al desarrollo de energías renovables no convencionales en Colombia y Centroamérica, y modernización de la red de distribución en Bogotá y Cundinamarca. Si bien en mayo, la compañía anunció la suspensión indefinida de la construcción del parque eólico Windpeshi (205 MW) en La Guajira, debido a las constantes vías de hecho, continúa con la construcción de 5 proyectos de energía solar en Colombia, lo que materializa el compromiso con la transición energética en el país.
- Mayor gasto por la eliminación de una cuenta por cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) (+COP 284,5 mm) por el rechazo de la demanda de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia en relación al reconocimiento de la mayor inversión para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Chucas en Costa Rica.

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	2T23
Generación Colombia	
Generación Enel Colombia (Gwh)	8.381
Ventas totales (Gwh)	10.693
Disponibilidad de plantas (%)	88,1
Generación Centroamérica	
Generación Enel Colombia (Gwh)	997
Capacidad instalada	675
Distribución	
Número de clientes	3.825.738
Participación de mercado (%)	20,25
Demanda energía nacional (Gwh)	77.743
Demanda energía zoma Enel Colombia (Gwh)	8.080
Índice de pérdidas (%)	7,5
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	42,5

isa TRANSMANTARO

Tabla N°29– Indicadores financieros CTM

USD m	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	52.100	59.994	7.895	15,2
Utilidad operacional	33.116	40.119	7.003	21,1
EBITDA	51.462	59.410	7.948	15,4
Margen EBITDA	98,8%	99,0%	0,3 pp	
Utilidad neta	18.079	25.873	7.794	43,1
Deuda neta / EBITDA	5,6x	5,5x		
EBITDA / Gastos financieros	4,0x	3,8x		

- (Ago 1) Anunció la puesta en operación del proyecto de transmisión Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanago- Carapongo y Subestaciones Asociadas (COYA) que favorecerá la transmisión de energía de futuras fuentes de energía renovables previstas al norte y centro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Tabla N°30 – Panorámica general CTM	2T23
Demanda del mercado (Gwh)	4.832
Cuota de mercado (%)	40
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,8
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	110,0
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.771
Control	ISA
Participación GEB	40%

isa REP

Tabla N°31 – Indicadores financieros REP

USD m	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	44.680	49.364	4.684	10,5
Utilidad operacional	22.860	28.018	5.159	22,6
EBITDA	35.196	37.202	2.005	5,7
Margen EBITDA	78,8%	75,4%	-3,4pp	
Utilidad neta	14.944	18.290	3.346	22,4
Deuda neta / EBITDA	2,1x	1,6x		
EBITDA / Gastos financieros	12,0x	11,4x		

- Debido a la coyuntura climatológica que atravesó el norte del país por efecto del ciclón Yaku y fenómeno del niño costero, ISA REP activó un plan de contingencia para fortalecer sus operaciones regulares y asegurar la continuidad del servicio eléctrico en las regiones afectadas.

Tabla N°32 – Panorámica general REP	2T23
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99
Cuota de mercado (%)	28
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	96,5
Líneas de trasmisión o Red (Km)	6.323
Control	ISA
Participación GEB	40%

ARGO

Tabla N°33 – Indicadores financieros Argo (IFRS)

BRL mm	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	359	240	-119	- 33,2
EBITDA	334	217	-117	- 35,0
Margen EBITDA	93,0%	90,5%	-2,5 pp	
Utilidad neta	155	121	-34	- 21,8
Margen Neto	43,2%	50,5%	7,4 pp	
Activo	8.349	10.792	2.443	29,3
Patrimonio	2.520	5.104	2.585	102,6
Deuda Bruta	3.966	3.666	-300	- 7,6
Deuda Neta	3.480	3.196	-284	- 8,1

Tabla N°34 – Indicadores financieros Argo (Regulatorio)

BRL mm	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	177	209	32	18,0
EBITDA	158	186	29	18,3
Margen EBITDA	89,0%	89,3%	0,3 pp	
Utilidad neta	11	50	39	362,2
Margen Neto	6,1%	23,9%	17,8 pp	

PROMIGAS

Tabla N°35 – Indicadores financieros Promigas

COP mmm	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	263	241	-21	-8,2
EBITDA[11]	369	354	-16	-4,3
Margen EBITDA	140,7%	146,7%	6,0 pp	
Utilidad operacional	328	306	-22	-6,8
Margen operacional	125,0%	126,9%	1,9 pp	
Utilidad neta	343	257	-86	-25,0
Margen neto	130,7%	106,7%	-24,0 pp	

- En junio se lanzó la nueva propuesta comercial de Transmetano, la cual ofrecerá al comercio y a la industria del Departamento de Antioquia un portafolio que brinde un balance exitoso en términos de Seguridad, Sostenibilidad y Equidad Energética.

[11] Incluye ingresos por método de participación patrimonial por COP 223,8 mmm para el 2T22 y COP 239.8 mmm para el 2T23, sin los cuales el margen EBITDA se ubicó en 55% y 47% respectivamente.

- Inició operación del primer bus interdepartamental de Colombia con funcionamiento 100% a gas natural gracias a la alianza con Gases del Caribe, Ecopetrol, Terpel y Expreso Brasilia.

Tabla N°36 – Panorámica general Promigas	2T23
Red de gasoductos (Km)	3.290
Capacidad instalada - máxima (mmpcd)	1.156
Capacidad contratada (mmpcd)	887
Usuarios acumulados (mm)	6,1
Participación GEB	15,2%

vanti

Tabla N°37– Indicadores financieros Vanti

COP mmm	2T22	2T23	Var.	Var. %
Ingresos	819	934	115	14,1
Utilidad operacional	129	134	5	4,2
EBITDA	139	146	7	4,7
Margen EBITDA	17,0%	15,6%	-1,4pp	
Utilidad neta	100	103	3	2,6
Deuda neta / EBITDA UDM	1,2x	1,1x		
EBITDA / Gastos financieros UDM	5,0x	13,7x		

- En mayo se realizó el pago de la primera cuota de dividendos decretados en 2023 sobre las utilidades del 2022.
- En junio se adquirió deuda de corto plazo con Davivienda por COP 35 mmm.

Tabla N°38 – Panorámica general Vanti	2T23
Volumen de ventas (Mm3)	1.387
Número de clientes	2.479.211
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°39 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

COP mmm	2Q22	2Q23	Var	Var %
Distribución de gas natural	910	1.015	105	11,5
Transporte de gas natural	391	466	76	19,4
Transmisión de electricidad	211	271	60	28,4
Distribución de electricidad	122	188	66	54,0
Total ingresos	1.634	1.941	306	18,8
Distribución de gas natural	-629	-722	-93	14,7
Transporte de gas natural	-144	-172	-27	18,8
Transmisión de electricidad	-69	-104	-35	50,1
Distribución de electricidad	-80	-103	-23	29,5
Total costos	-922	-1.100	-178	19,3
Utilidad bruta	712	840	128	18,0
Gastos administrativos y de operación	-273	-231	42	-15,5
Otros ingresos (gastos), neto	5	14	10	215,5
Resultado de actividades operacionales	444	624	181	40,7
Ingresos financieros	15	116	101	693,1
Gastos financieros	-241	-451	-210	87,3
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	39	158	119	308,7
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	546	478	-68	-12,5
Ganancia antes de impuestos	802	925	123	15,3
Gasto por impuesto corriente	-109	-290	-180	165,1
Gasto por impuesto diferido	8	106	98	1.264,4
Utilidad neta	701	741	41	5,8
Participación Controladora	661	692	32	4,8
Participación no Controladora	40	49	9	22,2

Tabla N°40 – Estado de Situación Financiera

COP mmm	jun-22	jun-23	Var	Var %
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.373	1.483	109	8,0
Inversiones	0	4	4	100
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.454	2.507	1.053	72,5
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1.096	1.448	352	32,1
Inventarios	259	380	121	46,7
Activos por impuestos	250	378	128	51,1
Operaciones de coberturas	308	609	301	100,0
Otros activos no financieros	79	94	15	19,2
Activos clasificado como mantenidos para la venta	185	181	-4	-2,1
Total activos corrientes	5.004	7.084	2.080	41,6
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	11.553	14.154	2.600	22,5
Propiedades, planta y equipo	14.633	15.810	1.177	8,0
Activos por derecho de uso	84	67	-16	-19,2
Propiedades de inversión	30	30	0	0,0
Inversiones	126	48	-78	-61,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	311	313	2	0,7
Crédito mercantil	565	586	22	3,8
Activos intangibles	7.174	7.713	540	7,5
Activos por impuestos	120	126	6	4,9
Activos por impuestos diferidos	8	-33	-41	-490,9
Otros activos no financieros	0	0	0	-75,5
Total activos no corrientes	34.604	38.816	4.212	12,2
Total activo	39.608	45.899	6.291	15,9
PASIVOS Y PATRIMONIO				
PASIVOS CORRIENTES				
Obligaciones financieras	1.153	1.579	427	37,0
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	1.591	3.716	2.125	133,6
Obligaciones por arrendamientos	46	28	-19	-40,5
Cuentas por pagar a partes relacionadas	62	3	-59	-95,7
Instrumentos financieros derivados de cobertura	55	231	176	321,2
Beneficios a empleados	117	122	5	4,1
Provisiones	128	118	-11	-8,3
Ingresos recibidos por anticipado	41	16	-25	-61,6
Pasivo por impuestos	210	328	118	56,1
Otros pasivos no financieros	17	26	9	51,5
Total pasivos corrientes	3.420	6.166	2.746	80,3
PASIVOS NO CORRIENTES				
Obligaciones financieras	15.202	16.817	1.615	10,6
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	49	71	21	43,2
Obligaciones por arrendamientos	57	67	9	16,6
Pasivos por impuestos	1	0	-1	100,0
Beneficios a empleados	206	92	-114	-55,5
Provisiones	383	585	202	52,7
Ingresos recibidos por anticipados	57	56	-1	-1,3
Pasivos por impuestos diferidos	2.386	2.755	369	15,5
Total pasivos no corrientes	18.341	20.442	2.101	11,5
Total pasivos	21.761	26.607	4.846	22,3
PATRIMONIO				
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	6.645	6.744	98	1,5
Otro resultado integral	4.497	4.932	435	9,7
Total patrimonio de la controladora	17.313	18.698	1.385	8,0
Participación no controlada	534	594	60	11,3
Total patrimonio	17.847	19.292	1.445	8,1
Total pasivo y patrimonio	39.608	45.899	6.291	15,9

Tabla N°41 – Estado de Flujo de Efectivo

COP mmm	jun-22	jun-23
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado del periodo	1.411	1.629
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuesto a las ganancias	226	345
Ingreso por método participación	-1.058	-1.056
Gastos financieros	448	840
Ingresos financieros	-36	-263
Depreciación y amortización	377	491
Deterioro de cuentas por cobrar, neto	0	15
Diferencia en cambio	-46	-176
Intereses por arrendamiento	9	-0,6
Provisiones (recuperaciones), neto	94	-10
Impuesto a las ganancias pagado	-237	-250
	1.189	1.567
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	19	-167
Inventarios	4	-70
Activos por impuestos	0	-172
Otros activos no financieros	-8	-42
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	34	-28
Beneficios a empleados	-32	-34
Provisiones	3	3
Otros pasivos	15	-20
Pasivos por impuestos	0	58
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	1.224	1.095
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Capitalización en subordinadas	-430	0
Capitalizaciones a empresas asociadas	-5	0
Dividendos recibidos	702	300
Producto de la venta de activos fijos	0	-1
Intereses recibidos	10	182
Inversiones en activos financieros	-6	29
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-480	-342
Adquisición de activos intangibles	-474	-306
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	-683	-137
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Dividendos pagados	-904	-195
Intereses pagados	-366	-781
Préstamos recibidos	277	2.056
Pagos por arrendamientos	0	-32
Préstamos pagados	65	-1.844
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	-929	-796
Incremento (disminución) neto de efectivo	-388	162
Efectivo adquirido en la combinación de negocios	36	0
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	34	-157
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	1.692	1.478
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	1.373	1.483

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.
- mm: millones.
- MME: Ministerio de Minas y Energía.
- mmm: miles de millones.
- mmpcd: 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

www.geb.com.co

www.grupoenergiabogota.com/inversionistas

GrupoEnergíaBogotá