Informe de Resultados

1T23

BVC: GEB

Descargar Datapack GEB

GrupoEnergíaBogotá

Resultados positivos apalancados en sólidas capacidades operativas, diversificación de negocios y mejora en perfil de dividendos

i. La Asamblea General de accionistas aprobó la fusión de GEB, Elecnorte y EEB Gas SAS con el objetivo de simplificar el negocio de transmisión de energía en Colombia.

ii. GEB decreta COP 218 de dividendo por acción pagadero en dos cuotas iguales en julio y diciembre 2023, lo que representa un reparto del 70% de utilidades y un incremento en el dividendo total de 13,5% a/a.

iii. Moody's afirma calificación crediticia de GEB y TGI, y cambia la perspectiva de estable a negativa luego de la revisión de la calificación del Distrito de Bogotá.

iv. Ministerio de Minas y Energía publica proyecto de decreto que modifica el actual (Dec. 1073 de 2015), y establece nuevos lineamientos para el sector de energía eléctrica.

Logros filiales y asociadas:

i. Los ingresos de transmisión GEB en Colombia crecen 45% explicado principalmente por la incorporación de los ingresos del proyecto Colectora 500 kV a partir de diciembre 2022, que representan un ingreso anual esperado de USD 21,5 mm.

ii. Elecnorte aporta COP 22,7 mmm de ingresos al trimestre.

iii. TGI continúa con remuneración en USD por tener actos administrativos pendientes, avanza en el plan de coberturas para mitigar el riesgo cambiario y está a espera de las resoluciones definitivas de la CREG frente a las consultas publicadas acerca de la modificación de la Res. 175 (Res. 702 009 de 2022) y recálculo de WACC (Res. Res. 702 001 de 2023).

iv. Cálidda firmó crédito por USD 150 mm con la CAF para impulsar masificación del gas natural.

v. El creciente negocio de transmisión en Brasil fortalece la rentabilidad del grupo

Resultados financieros:

COP mmm

	Part. %	Var. %
Generación Energía	26	+3
Distribución Energía	23	+34
Transporte Gas	20	+25
Transmisión Energía	17	+33
Distribución Gas	13	+24

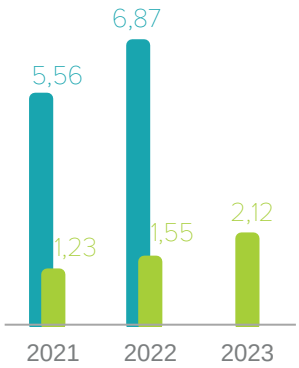
Ingresos	Utilidad Operacional	EBITDA[1]	Utilidad Neta Controlada	Capex	
2.121 36,7% a/a	706 40,6% a/a	2.603 21,8% a/a	840 25,2% a/a	USD 86 mm 6,5% a/a	1T23

Cifras 12M y 1T23

COP bn

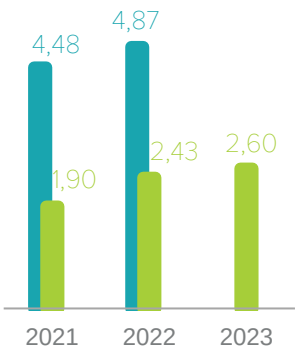
Ingresos

36,7% a/a



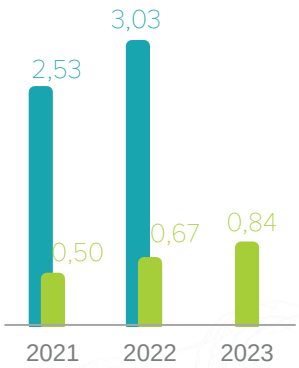
EBITDA

21,8% a/a[1]



Utilidad Neta Controlada

25,2% a/a



AAA / BBB, Baa2

Calificación GEB Nal / Intl.

(1) Variación normalizada: no incluye dividendos extraordinarios de Enel Colombia 2022 y Vanti, y anticipo de dividendo de ISA REP & CTM sobre las utilidades 2022.

Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB), es una plataforma empresarial con más de 125 años. Nuestra propuesta de valor es conectar inversionistas y operadores globales con oportunidades locales, para la inversión en mercados energéticos de regiones en expansión. En el 1T23 GEB cerró con 4,5 millones de clientes en distribución de energía eléctrica y 4,2 millones de clientes en distribución de gas natural; y totalizó 18.889 Km de redes eléctricas, 4.472 MW de capacidad instalada de generación y 4.327 Km de gaseoductos.

Este informe presenta las variaciones correspondientes a los estados financieros comparativos del 1T22 y del 1T23 (3 meses) bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) aceptadas en Colombia.

Ingresos operacionales

Tabla N°1 – Ingresos por segmento

COP mmm	1T22	1T23	Var	Var %
Distribución Gas Natural	832	1.098	266	31,9
Transporte Gas Natural	400	495	95	23,8
Transmisión Electricidad	196	345	149	76,3
Distribución Electricidad	124	183	59	47,9
Total	1.552	2.121	569	36,7

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	1T22	1T23
Cálidda	770	1.031
Contugas	71	81
Ajustes y eliminaciones	-9	-13
Ingresos Consolidados Distribución de Gas	832	1.098

- En moneda funcional el comportamiento de los ingresos de Cálidda (+9,0%; USD +17,8 mm a/a), es explicado por:
  - Aumento en los ingresos por distribución de gas natural (USD +5,7 mm a/a) por el efecto conjunto de indexación de tarifas al US IPP y la aplicación de las nuevas tarifas desde mayo 2022, siendo este el principal ingreso operativo de Cálidda.
  - Mayores ingresos *pass through*[1] (USD +18,0 mm a/a) por ampliación de la red en 1.359 Km vs el 1T22, e ingresos asociados al transporte de gas por los mayores volúmenes distribuidos (+35 mmpcd; 4,7% a/a). Estos ingresos no generan margen para Cálidda.
  - Lo anterior fue balanceado por los menores ingresos por instalaciones internas[2] (USD -5,2 mm a/a) en línea con el nivel de conexiones terminadas durante el trimestre vs el 1T22 (64.937; -8,0% a/a).

- Los ingresos de Contugas disminuyen (-10,1%; USD -1,8 mm a/a) explicado principalmente por la reducción de los ingresos de distribución de gas al sector industrial por efecto del laudo arbitral

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

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

desfavorable con EGASA[3] vs el 1T22 que sí incorpora ingresos de dicho cliente. Este factor fue compensado parcialmente por el efecto cambiario, considerando que tanto Cálidda como Contugas cuentan con ingresos indexados a USD.

- El efecto de la conversión a COP de los resultados de ambas compañías aportó COP +124.639 mm a los ingresos consolidados del segmento.

Transporte de gas natural:

- Los ingresos de TGI en moneda funcional (USD) crecen (+1,8%; USD +1,8 mm a/a). El comportamiento de los ingresos por tipos de cargo en el 1T23 fue el siguiente:
  - Los cargos fijos remunerados en USD llegaron a USD 66,5 mm en 1T23 (+4,7%; USD +3,0 mm), aumento explicado por: i) incremento tarifario por indexación al IPP US[4] de 8,21%; ii) aumento en el transporte de gas diario; 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 103.551 mm (USD 22,1 mm), un incremento de +9,6% explicado por: i) indexación tarifaria al IPC (Colombia) de 13,12%; y ii) contratación adicional mediante la modalidad de transporte de contingencia y firmeza condicionada. Producto de la devaluación del peso colombiano, la variación total en dólares fue de -9,3% frente al 1T22.
  - Los cargos variables en USD fueron USD 14,2 mm (+16,7%; +USD 2,0 mm). El crecimiento es explicado por: i) indexación tarifaria al IPP US[4] de 8,21%; y ii) incrementos asociados al servicio de transporte a través de desvíos y transporte adicional interrumpible.
- Al consolidar en COP, el efecto cambiario aportó COP 95.475 mm de ingresos adicionales en el segmento de transporte de gas, 91,6% del incremento observado durante el trimestre.

Transmisión electricidad:

Tabla N°3 – Detalle Ingresos Transmisión

COP mmm	1T22	1T23
GEB	167	243
TRECSA + EEBIS	27	39
Elecnorte[5]	0	23
Enlaza[6]	0	47
Ajustes y eliminaciones	2	-6
Ingresos Consolidados Transmisión	196	345

- Compuestos principalmente por los ingresos de GEB los cuales crecieron (COP +75.909 mm; +45,5% a/a) por:
  - Mayores ingresos de activos por convocatoria (COP +65.163 mm; +70,9% a/a) explicado principalmente por la incorporación de los ingresos del proyecto UPME 06-2017 Colectora (COP +38.000 mm durante el 1T23), además del efecto de la transferencia del ingreso anual esperado de San Juan 220 kV por compra de los activos a GEB y la inclusión de la

[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 1T23 no se incluye facturación con dicho cliente.

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

[5] La Asamblea General de Accionistas aprobó la fusión por absorción entre el Grupo Energía Bogotá S.A. ESP, como absorbente, y Elecnorte S.A.S. ESP y EEB GAS S.A.S., como absorbidas.

[6] Los Ingresos de Enlaza no generan margen para el segmento consolidado puesto que corresponden a la remuneración de las actividades de colaboración y contratos de gerenciamiento con GEB, compañía que a su vez los reconoce como un mayor costo operacional.

compensación por extensión de los activos tipo SSSC (Smartvalves) en la subestación Termocandelaria 220 kV a partir de febrero 2023. En USD, los ingresos por convocatoria se incrementaron +40,5% a/a. Estos ingresos se liquidan en dólares y se actualizan al IPP US[4] de cierre del año previo.

- Mayores ingresos de activos por uso (COP +1.230 mm; +2,9% a/a) los cuales se liquidan en pesos y reducen su participación sobre el total de ingresos operacionales de GEB al 18% vs 25% en el 1T22.
- Incremento de +COP 14.378 mm (+62,9% a/a) en los ingresos por contribuciones (*pass through*) al totalizar COP 37.233 mm.
- Los ingresos por proyectos privados disminuyeron COP 4.863 mm (-50,5% a/a) por una coyuntura temporal de retrasos en facturación durante el trimestre, situación que será normalizada durante los próximos meses.

- Los ingresos de Elecnorte representaron un incremento COP 22.711 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.
- Los ingresos de Enlaza durante el trimestre totalizaron COP 46.862 mm y corresponden principalmente a los ingresos por las actividades de colaboración y gerenciamiento de proyectos con el GEB, los cuales a su vez son reconocidos en GEB como un costo operacional por lo cual no genera margen para el segmento.
- Aumento en los ingresos de las filiales en Guatemala (COP +11.922 mm; +44,3% a/a) por energización de proyectos, indexación de ingresos de peaje en EEBIS y efecto cambiario (COP +6.140 mm). En moneda funcional, los ingresos combinados de Trecsa y EBBIS se incrementan (USD +1,3 mm; +18,8% a/a).

Distribución de electricidad:

- Los ingresos de Grupo Dunas[7] en PEN crecieron (PEN +24.365 m; +20,2% a/a) comparados con el 1T22 principalmente por mayores ingresos en ventas de energía (PEN +22.673 m a/a) a clientes libres y regulados, indexación de tarifas y servicios prestados a terceros desde Cantalloc (PEN +738 m).
- En COP los ingresos aumentaron +COP 59.366 mm (+47,9%) principalmente por la devaluación PEN/COP (COP +220; 21,4% a/a). El efecto cambiario contribuyó con el 48% del crecimiento consolidado del segmento.

Costos operacionales

Tabla N°4 – Costos por segmento

COP mmm	1T22	1T23	Var	Var %
Distribución Gas Natural	567	795	228	40,3
Transporte Gas Natural	146	165	19	13,4
Transmisión Electricidad	66	96	30	45,2
Distribución Electricidad	71	131	60	84,8
Total	850	1.188	338	39,8

[7] Incluye Electrodunas, PPC y Cantalloc

El comportamiento de cada línea de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural:

- Los costos de Cálidda en moneda funcional se incrementaron (USD +14,7 mm; +11,7% a/a) por efecto de:
  - Mayores costos *pass through* (USD +18,0 mm; +14,4% a/a), por mayores costos asociados al gas y transporte con motivo de los mayores volúmenes distribuidos y la ampliación de la red en línea con el comportamiento de los ingresos por este concepto.
  - Menores costos por instalaciones internas (USD -2,8 mm) asociado al menor número de conexiones.
  - El margen bruto generado por la distribución de gas y las instalaciones internas cerró en USD 75,3 mm (+4,3% a/a)
- Los costos en Contugas en moneda funcional crecieron durante el trimestre (USD +0,6 mm; +9,7%) por mayores costos *pass through* de transporte y suministro de gas.
- El efecto cambiario aportó COP +145.832 mm en el costo consolidado, este efecto en costos es mayor al de los ingresos, explicados por los menores ingresos de Contugas. El margen de contribución bruto crece en COP 37.931 mm del segmento en el consolidado.

Transporte de gas natural:

- Los costos en moneda funcional de TGI disminuyen (USD -2,5 mm; -6,8% a/a) por: i) menores costos de mantenimiento (USD -1,7 mm; -68,5% a/a) explicados por la salida de la compresora de Apiay con impacto de USD -0,7 mm; menor ejecución por mantenimientos de derecho de vías y servicio de terceros de integridad de gasoductos (USD -0,6mm) y menores costos por atención de emergencias durante el 1T23 vs el 1T22 (USD -0,4 mm). Así mismo, durante el trimestre hubo una menor depreciación en plantas y ductos, y menores costos por impuestos, tasas y contribuciones por los aportes de la empresa para la masificación del consumo de gas.
- El efecto cambiario aportó COP +32.696 mm al costo del segmento, mayor a la disminución operacional en moneda funcional. Por su lado, el margen bruto del segmento aumentó COP +75.762 mm (+29,8% a/a) en línea con el mayor incremento en ingresos.

Transmisión de electricidad:

- El incremento se dio principalmente por el comportamiento de los costos en la Sucursal de Transmisión en Colombia los cuales crecieron 70,5% en el 1T23 (+COP 38.315 mm a/a) por los costos del contrato de colaboración con Enlaza tras su creación, y cuyo efecto es neutro en el margen bruto del segmento, así como por costos de contribución *pass through* que se liquidan como participación en los ingresos del STN y STR.

Distribución de electricidad:

- Los costos en Electrodunas en su moneda funcional aumentan PEN +17.961 m (+25,1%) principalmente por mayores costos de compra de energía (PEN +12.240 m).
- El efecto cambiario aportó al crecimiento de los costos del segmento en cerca de COP 32.637 mm, 51% de la variación a/a.

Gastos administrativos y de operación

Tabla N°5 – Gastos administrativos por segmento

COP mmm	1T22	1T23	Var	Var %
Distribución Gas Natural	113	101	-12	- 11
Transporte Gas Natural	31	39	8	26
Transmisión Electricidad	17	14	-3	- 16
Distribución Electricidad	16	23	7	47
Corporativo	30	68	37	124
Total	207	245	38	19

El incremento en los gastos administrativos consolidados durante el 1T23 vs 1T22 se explica por:

- GEB por el incremento en gasto de personal como consecuencia del aumento del 16% del salario mínimo en Colombia, el incremento en COP 14.650 mm en honorarios de asesorías legales y el aumento de COP 4.115 mm en el impuesto de industria y comercio por decreto de dividendos a favor de GEB.
- En TGI los gastos en moneda funcional crecieron USD 0,9 mil, 2,5% principalmente por la ejecución anticipada de gastos relacionados con soporte IT, en el 1T23 que se encontraban proyectados para el 2T23.
- Grupo Dunas por el efecto del incremento en los gastos operativos en 13,6% y el efecto cambiario.
- En Contugas por efecto del laudo arbitral desfavorable con EGASA se reduce el gasto de provisiones por deudas incobrables en USD 4,8 mm.

Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP 17.169 mm, un incremento de 154,7% a/a (COP +10.429 mm), principalmente en TGI (USD +1,1 mm; +142,4%) por la recuperación de gastos y provisiones de periodos anteriores.

EBITDA consolidado ajustado[8]

Tabla N°6 – EBITDA consolidado por compañía

COP mmm	1T22	1T23	Var.	Var.%
TGI	331	432	101	30
Cálidda	177	229	52	29
GEB Transmisión	91	147	56	61
Dunas	53	108	55	103
Contugas	28	23	-5	-18
TRECSA + EBBIS	20	26	6	32
Gebbras (Vehículo)	-0,4	-0,1	0,2	-64
Elecnorte	0	21	21	100
Otros	0	0	1	-366
Total controladas	700	986	286	41
Enel Colombia	1.478	1.164	-314	-21
REP & CTM	74	265	191	256
Promigas	89	89	-1	-1
Vanti	85	88	3	3
EMSA	6	2	-4	-70
Argo	0	9	9	100
Negocios Conjuntos	0	0	0	-
Total Asociadas	1.733	1.617	-116	-7
Total EBITDA	2.433	2.603	170	7

- El EBITDA operacional representa el 38% del EBITDA consolidado del trimestre y crece principalmente por los positivos resultados operacionales obtenidos en las principales filiales en Colombia y Perú, acompañado de los efectos cambiarios sobre las compañías operativas en moneda extranjera y la incorporación de Elecnorte (COP +20.824 mm) a partir de 2T22.
  - Se resalta el creciente aporte del negocio de transmisión en Colombia al EBITDA, donde cerca del 74% de los ingresos en los UDM se encuentran denominados en USD.
  - En Guatemala, las filiales continúan generando resultados positivos gracias a la materialización de ingresos adicionales vs el año anterior, derivado del avance constructivo en el proyecto PET (91%), y mayor diversificación de la matriz de ingresos, iniciando con la prestación del servicio de monitoreo de activos.
  - Los resultados de Contugas se ven impactados por el menor nivel de ingresos durante el trimestre, producto del laudo desfavorable con Egasa.
- Los dividendos decretados por las compañías no controladas representan el 62% del EBITDA consolidado del trimestre, comparado con el 1T22 caen 6,7% dados los dividendos extraordinarios decretados el año anterior en Enel Colombia (COP 436.979 mm) y Vanti (COP 16.226 mm), y el anticipo de dividendos de ISA REP y CTM realizado sobre las utilidades del 2022 (COP 159.799 mm). Normalizando estos efectos, los dividendos crecen 12,6% y el EBITDA consolidado 21,8%.

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

Ingreso (Gasto) Financiero neto

Los gastos financieros se incrementaron 91,3% a/a (COP +189.471 mm) cerrando en COP 396.983 mm, como consecuencia de: i) el incremento de tasas y porción de la deuda con tasa variable con indexación principalmente a Libor, IPC (Colombia) y SOFR, ii) la revaluación del dólar de cierre del trimestre de +COP 879 a/a, y ii) el incremento en el saldo de deuda dada la reapertura de 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 sobre el préstamo sostenible con Scotiabank con vencimiento 2026. Este incremento fue balanceado por la composición de deuda 52% en tasa fija y la indexación de una porción significativa de los ingresos al Índice de Precios al Productor (IPP US y PPI Col) y denominados en USD.

Los ingresos financieros aumentan (COP +122.322 mm; +571,4% a/a) como resultado del reconocimiento del diferencial de precio en la recompra parcial de los Bonos 2028 de TGI a USD 952 por USD 1.000 de principal, lo cual representó una utilidad para esta filial de USD 0,7 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 18.132 mm desde COP 7.586 mm en 1T22, explicado por una mayor variación de la tasa de cambio (TRM) de cierre (-3,8% t/t) vs (-5,9% t/t) en los periodos respectivos. TGI (COP +34.211 mm) es el que más aportó a los ingresos por diferencia en cambio seguido de Cálidda (COP +8.787 mm). Durante el 1T23, la cobertura de inversión neta en el extranjero representó un gasto por diferencia en cambio de COP 203.052 mm comparado con COP 142.602 mm del 1T22.

Método de Participación

Tabla N°7 – Método de participación

COP mmm	1T22	1T23	Var	Var %
Enel Colombia	324	327	3	1
CTM	28	39	11	41
Vanti	25	33	8	31
REP	24	27	3	14
EMSA	0,01	-2	-2	-21.918
Promigas	56	34	-21	-38
Argo	56	84	29	52
Gebbras	0,35	34	34	9.615
Ágata	-1	1	2	-232
Total	512	578	66	13

El método de participación patrimonial presenta mayores utilidades en los negocios conjuntos de Gebbras y Argo luego de la consolidación de las 5 concesiones a partir de dic-22 y la indexación de las tarifas, así mismo, en Argo por la adquisición de Rialma III en feb-22 y energización del compensador sincrónico en Argo II. Enel Colombia se mantiene en niveles similares a los registrados en el 1T22 y Promigas cae en 38% por un efecto base dado que en el 1T22 se registró una indemnización por terminación anticipada de un contrato comercial el cual fue reemplaza por otro con condiciones más benéficas para ambas partes, sumado a la disminución del WACC pasando del 15,02% a 10,94% y la finalización de las primas que remuneraron ampliaciones de capacidad, así como mayores gastos de personal por incremento salarial y menores ingresos por método de participación

de las filiales en Perú como resultado del menor margen de NIIF 15 en línea con el avance del plan de inversiones.

Utilidad neta

- El impuesto corriente pasó de COP 107.141 mm en 1T22 a COP 160.012 mm en 1T22, un incremento de 49,3% en línea con los mejores resultados operacionales y los mayores ingresos financieros generados durante el trimestre por mayores rendimientos de los instrumentos financieros y el beneficio por la recompra parcial del bono de TGI. Por su parte, el impuesto diferido pasó de un gasto de COP 17.872 mm en 1T22 a uno de COP 1.280 mm en 1T23, una disminución de 92,8% principalmente por la disminución de la deuda en USD de TGI. Con lo anterior, los impuestos representan el 15% de la utilidad antes de impuestos, mismo nivel al registrado durante el 1T22.
- La utilidad neta consolidada del 1T23 fue COP 887.921 mm, un incremento de 25,0% a/a frente al mismo periodo de 2022 (COP +177.642 mm). La participación controlada se ubicó en COP 840.221 mm (+25,2% a/a) y la no controlada en COP 47.702 mm (+21,6% a/a).

Perfil de la deuda

Tabla N°8 – Perfil de la deuda

USD mm	2023	24	25	26	27	2028	2029	+2030
Vencimiento	260	791	98	586	614	669	106	1.218
Total	4.341							

De los vencimientos programados para el 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 y ratios[9]

COP mmm	1T22	1T23	Var	Var %
EBITDA UDM	5.020	5.036	16	0,3
Deuda total neta	12.902	18.315	5.413	42,0
Deuda total bruta	14.417	20.171	5.755	39,9
Gastos financieros neto UDM	638	703	65	10,1
Deuda total neta / EBITDA	2,6x	3,6x	1,07x	41,5
EBITDA / Gastos financieros neto	7,9x	7,2x	-0,7x	-8,9

El 1T23 tuvo vencimiento el bono internacional de Cálidda por USD 320 mm, el cual fue sustituido mediante el desembolso de la totalidad del crédito sindicado por USD 350 mm con BBVA y BofA como bancos líderes y maduración en diciembre de 2026. Así mismo, en Cálidda se realizó un desembolso de USD 100 mm adicionales sobre el préstamo sostenible con Scotiabank con vencimiento 2026. Este factor, junto con el efecto de la devaluación del peso colombiano, sumado a la variación de la UVR generó un incremento del saldo de la deuda en dólares de USD 125 mm.

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

CAPEX

El CAPEX ejecutado durante el 1T23 fue USD 86,0 mm, USD 5,2 mm adicionales en comparación al 1T22, apalancado principalmente por inversión en la ampliación de red de Cálidda y la construcción de proyectos de Transmisión en Colombia que representan el 85% del CAPEX ejecutado durante el trimestre, creciendo +7,3% y +8,8% respectivamente, seguido por el incremento de inversiones en el grupo Dunas, el cual es balanceado por la menor ejecución de CAPEX en TGI vs el 1T22.

Tabla N°10 – CAPEX ejecución y proyección anual[10]

USD mm	1T23	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2023P - 2027P
Cálidda	39	121	74	35	3	3	237
Transmisión	31	169	144	123	53	53	543
TGI	4	63	63	44	32	30	233
Trecsa & EEBIS	8	44	18	7	7	1	76
Contugas	1	9	2	15	1	0	27
Grupo Dunas	4	22	24	24	19	23	112
Elecnorte	0	0	0	0	0	0	1
Total	86	429	325	247	115	111	1.227

Actualización Riesgo de Mercado

Durante el trimestre, no se identificaron cambios materiales respecto al análisis cualitativo y cuantitativo del riesgo de mercado.

Flujos de efectivo de los próximos cinco años: si bien es cierto que todas las 47 deudas del Grupo por saldo total de USD 4.341 mm (COP 20,08 billones), implican flujos de caja de cupones/intereses entre lo restante del año 2023 y 2027, cabe indicar que 30 deudas finalizan durante los próximos cinco años.

Por su monto, cabe mencionar 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 (13,3 %)
- Cálidda crédito sindicado diciembre 2026 (8,1%)
- Contugas crédito sindicado septiembre 2024 (8,4 %)

Actualización de Riesgos Estratégicos

- Durante el trimestre se reporta un aumento en el grado de exposición al riesgo de No Continuidad del Negocio para la filiales Enlaza y TGI debido a la alerta naranja que se mantiene por la amenaza del Volcán Nevado del Ruiz y que pudría tener impactos para la Filial Enlaza por la caída de ceniza y lapilli en alrededor de 22 kilómetros de la línea de transmisión Armenia 230kV (amenaza media) y para la Filial TGI en algunos tramos del

[10] Las proyecciones son estimaciones que pueden variar en el futuro por cambios en los supuestos incorporados en su cálculo.

gasoducto en TGI de los sectores de Mariquita – Gualanday y Letras – Marsella (amenaza alta).

- Como mecanismos de mitigación se viene realizando seguimiento diario al nivel de alerta y a las recomendaciones e instrucciones por parte las autoridades, la Unidad Nacional para la Gestión de Riesgo de Desastre (UNGRD) y autoridades locales. Se realizan inspecciones periódicas y pruebas de integridad de la infraestructura, monitoreo topográfico y geotécnico.
- Adicionalmente, se cuenta con los planes de atención de emergencias, plan de atención de riesgo de desastre, plan de contingencia en seguridad física, pólizas de seguros y los planes de continuidad del negocio para ser activados oportunamente en caso de ser necesario.
- Por otra parte, no se identifican nuevos riesgos durante el trimestre evaluado con relación a los informados en el informe integrado 2022.

Avances en Prácticas ASG 1T23

Ambiental y Social

- El Grupo Energía Bogotá fue incluido en el Anuario de Sostenibilidad del 2023 (Sustainability Yearbook 2023) de la firma S&P Global por su alto desempeño en la gestión de los asuntos ambientales, sociales y de gobierno corporativo. Así mismo, ingresó en el top 10 de las empresas colombianas (categoría de 200 a 1.000 trabajadores) con el mejor desempeño en equidad de género del ranking Par de la firma Aequales sobre las 710 empresas evaluadas en América Latina.
- De igual manera, TGI logró el tercer lugar en el ranking Par de la firma Aequales (categoría de 200 a 1.000 trabajadores) por su destacada gestión en el cierre de brechas de género y desarrollo de acciones para brindar oportunidades en igualdad de condiciones. Adicionalmente, la compañía lanzó la Escuela de Liderazgo para mujeres en territorio con el fin de formar a 200 mujeres en varias zonas de influencia. Por otra parte, logró un avance de 57,3% en la medición de emisiones fugitivas de la infraestructura medible en superficie de la compañía.
- Cálidda recibió por segundo año consecutivo el Premio Yanpay otorgado por Aniquen por "Potenciar el valor del reciclaje" en Lima y Callao. En alianza con Aequales, desarrolló 3 talleres de liderazgo y empoderamiento femenino a 30 representantes de comedores populares y patrocinó la producción de "Reinas Sin Corona" que busca educar, sensibilizar y aportar a un cambio consciente, con relación a la violencia contra la mujer. Por último, en el marco de la emergencia por lluvias, apoyó a las comunidades afectadas con maquinaria, 3.500 kg de alimentos, kits de higiene y equipos de suministro de agua.
- Electrodunas hizo el lanzamiento del programa educativo Escuelas Afectivas para fortalecer las competencias socioemocionales y bienestar de más de 1.100 estudiantes, 45 docentes y más de 200 familias beneficiadas, y apoyó a las familias damnificadas por las lluvias e inundaciones en la región de Ica con más de 370 productos de primera necesidad.
- Finalmente, Contugas, en conjunto con Electrodunas y aliados estratégicos, gestionó la siembra, regado y mantenimiento de 1.800 Huarangos en la costa desértica del Perú.

Gobierno corporativo

- El 29 de marzo de 2023 se celebró la Asamblea General de Accionistas de GEB, logrando la aprobación de todas las proposiciones puestas a consideración, en especial, de los informes de fin de ejercicio, de los estados financieros y el proyecto de distribución de

utilidades y pago de dividendos. El Informe Anual de Gobierno Corporativo de 2022 fue debidamente aprobado y se encuentra publicado en la página web corporativa.

- Adicionalmente, la Asamblea General de Accionistas aprobó la modificación de los Estatutos Sociales, el Reglamento de la Asamblea General de Accionistas y la Política de Nominación, Sucesión y Remuneración de la Junta Directiva. Dentro de los cambios más relevantes, se destaca el traslado de la facultad a la Junta Directiva de la aprobación, con mayoría calificada, de las propuestas de inversión, reinversión, inversión, redefinición de las inversiones existentes, fusiones, creación y/o modificación de vehículos de inversión, consecución de socios y aliados estratégicos, y financiamientos estructurados de nuevos negocios cuyo monto exceda el 15% de la capitalización bursátil de la Sociedad.
- Así mismo, la Asamblea General de Accionistas aprobó el compromiso de fusión por absorción entre el Grupo Energía Bogotá S.A. ESP, como absorbente, y Elecnorte S.A.S. ESP y EEB GAS S.A.S., como absorbidas.
- Por otra parte, fue diligenciada La Encuesta Código País para la vigencia de 2022. Actualmente GEB cuenta con un nivel de cumplimiento del 95,9% de las recomendaciones efectuadas.
- Finalmente, con el apoyo del consultor externo Governance Consultants S.A. se culminó satisfactoriamente el proceso de Evaluación y Autoevaluación de las Juntas Directivas, Directorios y Consejos de Administración de las sociedades que componen el Grupo Empresarial, evidenciando una gestión sobresaliente de los órganos colegiados de dirección, sus comités de apoyo y del relacionamiento con la Alta Gerencia. Durante el 2023 será implementado el plan de acción para el cierre de las brechas identificadas.

Actualización Regulatoria Durante el 1T23 y Posteriores

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 702 009-22	Por la cual se modifica la Resolución CREG 175 de 2021 en virtud de las solicitudes particulares en interés general recibidas por la Comisión con base en lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994	Transporte Gas Natural	Consulta	Ver más
	CREG 105 003A-22	Por la cual se adiciona un parágrafo al artículo 2 de la Resolución CREG 004 de 2021 (cálculo de la tasa de descuento)	Varios	Definitiva	Ver más
	CREG 501 062-22	Por la cual se aprueban cambios en la representación de los activos de la subestación San Juan, 230 kV, que hacen parte del Sistema de Transmisión Nacional.	Transmisión Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 101 005-23	Se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022 (diferimiento obligaciones mensuales de pago por transacciones en el Mercado de Energía Mayorista y por los cargos por usos de redes de transporte de energía)	Varios	Definitiva	Ver más
	CREG 101 006-23	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad de plantas de generación Eólica	Generación Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 101 007-23	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad de plantas de generación solar	Generación Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 702 001-23	Por la cual se modifica la Resolución CREG 103 de 2021 de la tasa de descuento para la actividad de transporte de gas natural	Transporte Gas Natural	Consulta	Ver más
	Ministerio de Minas y Energía	Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, único reglamentario del sector administrativo del sector Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica.	Varios	Consulta	Ver más
Perú	Osinergmin N° 014-2023-OS/CD	Aprueban actualización del Plan Anual de Inversiones 2023 para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao	Distribución GN	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 029-2023-OS/CD	Aprueban el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el periodo marzo 2023 – mayo 2023 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao	Distribución GN	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 030-2023-OS/CD	Aprueban el PMG y CMT para el periodo marzo 2023 – mayo 2023 de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Ica.	Distribución GN	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 031-2023-OS/CD	Aprueban el Plan Anual 2023 para la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica.	Distribución GN	Definitiva	Ver más

Resultados Compañías Controladas

Transmisión
GrupoEnergíaBogotá

Tabla N°11 – Indicadores financieros GEB transmisión

COP mmm	1T22	1T23	Var.	Var %
Ingresos	167	243	76	45,5
Utilidad bruta	116	156	40	34,4
EBITDA	124	149	25	20,5
Margen EBITDA	74%	62%[11]	-12,7pp	
Utilidad operacional	103	151	48	46,0

Tabla N°12 Ingreso por tipo de activo

COP mmm	1T22	1T23	Var	Var %
Activos de Uso	42	43	1	2,9
Activos de Convocatoria	92	157	65	70,9
Proyectos Privados	10	5	-5	- 50,5
Contribuciones	23	37	14	62,9
Total	167	243	76	45,5

Comisión de Regulación y Gas (CREG):

- Expedición de resolución 501 065 por la cual se actualiza la base de activos del GEB y los parámetros necesarios para determinar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional, incluyendo las compensaciones tipo SSSC (Smartvalves) en la subestación Termocandelaria 220 kV desde febrero de 2023.
- Expedición de resolución 501 062 por la cual se aprueban cambios en la representación de los activos de la subestación San Juan, 230 kV, que hacen parte del Sistema de Transmisión Nacional, transfiriendo el ingreso anual esperado a GEB a partir del 31 de enero de 2023.
- Expedición de la resolución 101 005 por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022 en cuatro meses, mediante la cual se permite que los comercializadores de energía eléctrica difieran 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.

Ministerio de Minas y Energía (MME):

- Publicación de la resolución MME 40278, por la cual se resuelve la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto denominado "Subestación La Loma 110 kV y Líneas de Transmisión Asociadas", objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 13-2015. La resolución resuelve otorgar 158 días calendario adicionales, la fecha de puesta en operación del proyecto es el 15 de agosto de 2023.

[11] GEB incluye los costos asociados a las actividades de colaboración y contrato de gerenciamiento de proyectos con Enlaza y el reconocimiento de la bonificación por resultados pagada durante el trimestre al personal que anteriormente hacían parte de la nómina de GEB y pasaron a Enlaza.

Tabla N°13 – Panorámica general GEB Transmisión	1T23
Disponibilidad de la infraestructura	99,9%
Compensación por indisponibilidad	0,13%
Cumplimiento programa mantenimiento	87,8%
Participación en la actividad de transmisión	22,3%

Tabla N°14 – Estatus proyectos GEB Transmisión

	Avance	IAE *(USD mm)*	FOPO (*)
Proyectos UPME			
Tesalia 230 kV	95,0%	10,9	1T23
Chivor II 230 kV	61,8%	5,5	2T23
La Loma STR 110 kV	77,3%	7	3T23
Refuerzo Suroccidental 500 kV	71,6%	24,4	4T23
Sogamoso Norte 500 kV	47,9%	21,1	4T23
Río Córdoba–Bonda 220kV	18,2%	1,2	4T23
Colectora 500 kV	30,7%	21,5	3T25
Proyectos Privados		15,0	

** Fecha oficial de entrada en operación. No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente*

TGI

Tabla N°15 – Indicadores financieros TGI

USD m	1T22	1T23	Var.	Var %
Ingresos	102.150	103.984	1.834	1,8
Utilidad operacional	57.740	63.075	5.335	9,2
EBITDA	81.613	85.107	3.494	4,3
Margen EBITDA	79,9%	81,8%	2,0 pp	
Utilidad neta	21.288	41.306	20.018	94,0
Deuda bruta / EBITDA	3,7x	3,0x		
EBITDA / Gastos financieros	4,6x	4,7x		
Calificación crediticia internacional:				
Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 12 I 22:		BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – Abr. 28 I 23:		Baa3, negativa		

- En línea con las acciones tomadas por la Calificadora Moody's sobre las calificaciones de Bogotá Distrito Capital y Grupo Energía Bogotá, Moody's afirmó la calificación crediticia de TGI en Baa3 y cambió su perspectiva de estable a negativa en abril de 2023.

  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	1T23
Volumen transportado – Promedio mmpcd	469
Capacidad contratada en firme – mmpcd	584

Cálidda
GAS NATURAL DEL PERÚ

Tabla N°17 – Indicadores financieros Cálidda

USD m	1T22	1T23	Var.	Var %
Ingresos	196.569	216.318	19.749	10,0
Ingresos ajustados*	90.919	90.707	-212	- 0,2
Utilidad operacional	43.300	43.537	237	0,5
EBITDA	53.710	56.399	2.689	5,0
Margen EBITDA - Ingresos	27,3%	26,1%	-1,3 pp	
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	59,1%	62,2%	3,1 pp	
Utilidad neta	25.052	25.047	-5	- 0,0
Deuda bruta / EBITDA	3,6x	3,9x		
EBITDA / Gastos financieros	9,1x	7,2x		

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

- Durante el 1T23 el volumen facturado total incrementó en 4.6% 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 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.
- 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	1T23
Clientes acumulados	1.625.316
Clientes potenciales	2.267.119
Extensión total de la red (Km)	15.954
Volumen facturado (mmpcd)	772
Penetración de la red (%)	71,7%

ConTugas

Tabla N°19 – Indicadores financieros Contugas

USD m	1T22	1T23	Var.	Var %
Ingresos	17.799	16.009	-1.790	- 10,1
Utilidad Bruta	11.358	8.940	-2.417	- 21,3
Margen bruto	63,8%	55,8%	-8,0 pp	
Utilidad operacional	-706	1.820	2.526	- 357,8
EBITDA	8.481	6.001	-2.480	- 29,2
Margen EBITDA	47,6%	37,5%	-10,2 pp	
Utilidad neta	-1.053	-3.483	-2.430	230,9

Tabla N°20 – Panorámica general Contugas	1T23
Número de clientes	75.491
Volumen de ventas acumuladas (mmpcd)	28
Volumen transportado acumulado (mmpcd)	675
Capacidad contratada en firme (mmpcd)	19
Longitud de la red (Km) distribución + transporte	1.507

ElectroDunas

Tabla N°21 – Indicadores financieros Electrodunas

Soles m	1T22	1T23	Var.	Var %
Ingresos	117.702	141.702	24.000	20,4
Utilidad Bruta	42.618	49.336	6.717	15,8
Margen Bruto	36,2%	34,8%	-1,4 pp	
Utilidad operacional	26.291	30.493	4.201	16,0
Margen operacional	22,3%	21,5%	-0,8 pp	
EBITDA	38.328	43.326	4.998	13,0
Margen EBITDA	32,6%	30,6%	-2,0 pp	
Utilidad neta	17.041	17.825	784	4,6

- El capex ejecutado en Electrodunas en el 1T23 ascendió a USD 4.322 m, 4,8% adicional frente al 1T22, principalmente en renovaciones en subestaciones y líneas de alta tensión e inversiones en proyectos GART principalmente, sumado a nuevos suministros y otras renovaciones en el segmento de distribución.
- La venta de energía acumulada a clientes propios al cierre del 1T23 en Electrodunas fue de 237.968 MW/h 11,7% adicional vs el 1T22, por su parte la venta de energía de terceros que usan las redes de la compañía cerró en 94.680 MW/h con lo cual las ventas totales durante el trimestre alcanzaron en 332.643 MW/h.

Tabla N°22 – Panorámica general Electrodunas	1T23
Venta de Energía de ELD	332.643
Venta de energía a clientes propios (GWh)	237.963
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	94.680
Compra de energía y generación propia (MWh)	282.530

PERU POWER CO.

Tabla N°23 – Indicadores financieros Perú Power Company

Soles m	1T22	1T23	Var.	Var %
Ingresos	7.227	7.238	11	0,2
Utilidad operacional	5.029	4.390	-639	-12,7
Margen operacional	69,6%	60,7%	-8,9 pp	
EBITDA	6.941	6.973	31	0,5
Margen EBITDA	96,0%	96,3%	0,3 pp	
Utilidad neta	3.039	2.332	-707	-23,3

cantalloc

Tabla N°24 – Indicadores financieros Cantalloc

Soles m	1T22	1T23	Var.	Var %
Ingresos	8.839	12.292	3.453	39,1
Utilidad operacional	654	1.196	542	82,8
Margen operacional	7,4%	9,7%	2,3 pp	
EBITDA	997	5.323	4.326	434,0
Margen EBITDA	11,3%	43,3%	32,0 pp	
Utilidad neta	134	335	201	150,6

conecta CON LA ENERGÍA

Tabla N°25 – Indicadores financieros TRECSA

USD m	1T22	1T23	Var.	Var %
Ingresos	4.633	5.855	1.222	26,4
Utilidad bruta	3.799	4.976	1.177	31,0
EBITDA	3.140	4.279	1.138	36,2
Margen EBITDA	67,8%	73,1%	5,3 pp	
Utilidad neta	-526	-679	-153	29,0

- TRECSA incrementa sus ingresos en función de los proyectos habilitados durante el 2022, así como la diversificación de la matriz de ingresos, iniciado con la prestación de servicios de monitoreo de activos.

Tabla N°26 – Indicadores financieros EEBIS

USD m	1T22	1T23	Var.	Var %
Ingresos	2.226	2.294	68	3,0
Utilidad bruta	1.912	2.074	161	8,4
EBITDA	1.864	2.045	181	9,7
Margen EBITDA	83,7%	89,2%	5,4 pp	
Utilidad neta	173	484	311	179,3

- EEBIS continúa percibiendo ingresos asociados al Proyecto Anillo Pacífico Sur y durante el 1T23 materializó ingresos adicionales en el Peaje del Sistema Principal producto de la revisión anual de factores macroeconómicos conforme a la Resolución CNEE-11-2023.

Resultados Compañías No Controladas

Tabla N°27 – Indicadores financieros Enel Colombia

COP mmm	1T22	1T23	Var.	Var %
Ingresos operacionales	1.971	3.809	1.837	93,2
Margen de contribución	1.233	2.042	809	65,6
EBITDA	1.110	1.743	633	57,0
Margen EBITDA	56,3%	45,8%	-10,6 pp	
EBIT	980	1.470	490	50,1
Utilidad neta	594	805	211	35,5

1T22 corresponde a los resultados de tres meses del negocio de generación y un mes del negocio de distribución, Enel Green Power Colombia y las filiales de Centroamérica.

- Durante el 1T23 el margen de contribución fue de COP 2,0 billones, de los cuales el 60% proviene del segmento de generación y el 40% restante del negocio de distribución.
- Enel Colombia realizó inversiones por COP 537 mil mm destinadas en generación para la construcción de 4 parque solares en Colombia y uno en Panamá y en distribución a la mejora en la calidad del servicio con la integración de nuevas tecnologías de operación, así como la inversión en proyectos para atender nueva demanda y contribuir a la movilidad eléctrica de la ciudad.
- La Asamblea General de Accionistas se aprobó la distribución de utilidades por COP 2,74 billones

  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	1T23
Generación Colombia	
Generación Enel Colombia (GWh)	4.082
Ventas totales (GWh)	5.168
Disponibilidad de plantas (%)	83,2
Generación Centroamérica	
Generación Enel Colombia (GWh)	539
Capacidad instalada	658
Distribución	
Número de clientes	3.807.726
Participación de mercado (%)	20,5
Demanda energía nacional (GWh)	19.045
Demanda energía zoma Enel Colombia (GWh)	16.360
Índice de pérdidas (%)	7,5
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	42,5

isa TRANSMANTARO

Tabla N°29– Indicadores financieros CTM

USD m	1T22	1T23	Var.	Var. %
Ingresos	49.353	52.356	3.003	6,1
Utilidad operacional	30.045	32.068	2.023	6,7
EBITDA	48.253	51.053	2.800	5,8
Margen EBITDA	97,8%	97,5%	-0,3 pp	
Utilidad neta	17.706	20.529	2.823	15,9
Deuda neta / EBITDA	5,6x	5,6x		
EBITDA / Gastos financieros	4,4x	3,7x		

- (Feb 27, 2023) presenta el Plan Ambiental Detallado "Adecuación de cuatro tramos de la LT Chilca-La Planicie en 220 kV; y dos tramos LT la Planicie – Carabayllo en 220 kV" ante la Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas con el objetivo de adecuar la instalación en mención a las obligaciones y normativa ambiental.
- (Feb 28, 2023) fue adjudicado a CTM el contrato para la línea de transmisión SE Chilota – SE San Gabriel – SE San Gabriel en 220 kV, que incluye la nueva subestación San Gabriel y la ampliación de la subestación Chilota, lo cual generará USD 3,7 mm de ingresos anuales para la compañía. La construcción comprenderá 23 meses aproximadamente y 15 años de operación.

Tabla N°30 – Panorámica general CTM	1T23
Demanda del mercado (GWh)	4.709
Cuota de mercado (%)	39
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,7
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	110,1
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.378
Control	ISA
Participación GEB	40%

REP

Tabla N°31 – Indicadores financieros REP

USD m	1T22	1T23	Var.	Var. %
Ingresos	44.552	44.530	-22	- 0,0
Utilidad operacional	23.763	22.777	-987	- 4,2
EBITDA	33.006	31.862	-1.144	- 3,5
Margen EBITDA	74,1%	71,6%	-2,5pp	
Utilidad neta	15.133	14.214	-919	- 6,1
Deuda neta / EBITDA	2,0x	1,5x		
EBITDA / Gastos financieros	12,7x	12,1x		

- Continúa el avance del proyecto "Línea de Transmisión en 220 kV S.E. Puerto Chancay" el cual se espera que ingrese en operación este año. Este proyecto permitirá la conexión y operación confiable de la futura línea de transmisión de doble circuito de 220 kV para proveer energía a las operaciones del nuevo Terminal Portuario Chancay, que se encuentra actualmente en construcción. Además, conectará esta infraestructura al SEIN, a través del seccionamiento de la línea de transmisión que enlaza a las subestaciones Zapallal y Huacho.

Tabla N°32 – Panorámica general REP	1T23
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99
Cuota de mercado (%)	27
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	93,4
Líneas de trasmisión o Red (Km)	6.322
Control	ISA
Participación GEB	40%

ARGO

Tabla N°33 – Indicadores financieros Argo (IFRS)

BRL mm	1T22	1T23	Var.	Var. %
Ingresos	234	338	104	44,2
EBITDA	226	321	95	42,0
Margen EBITDA	96,5%	95,0%	-1,5 pp	
Utilidad neta	137	200	63	45,8
Margen Neto	58,6%	59,2%	0,6 pp	
Activo	6.584	10.888	4.304	65,4
Patrimonio	1.958	4.983	3.025	154,5
Deuda Bruta	3.266	3.914	648	19,9
Deuda Neta	2.650	3.315	665	25,1

Tabla N°34 – Indicadores financieros Argo (Regulatorio)

BRL mm	1T22	1T23	Var.	Var. %
Ingresos	166	203	37	22,4
EBITDA	149	186	38	25,3
Margen EBITDA	89,6%	91,7%	2,1 pp	
Utilidad neta	24	37	14	57,3
Margen Neto	14,3%	18,4%	4,1 pp	

PROMIGAS

Tabla N°35 – Indicadores financieros Promigas

COP mmm	1T22	1T23	Var.	Var. %
Ingresos	290	232	-58	-20,0
EBITDA[12]	453	347	-106	-23,5
Margen EBITDA	156,1%	149,3%	-6,8 pp	
Utilidad operacional	412	299	-114	-27,6
Margen operacional	142,0%	128,4%	-13,6 pp	
Utilidad neta	460	247	-214	-46,4
Margen neto	158,4%	106,1%	-52,4 pp	-52,4 pp

- Fue incluida por cuarta vez en el Sustainability Yearbook de S&P Global, obteniendo resultados sobresalientes al ubicarse en el percentil 90 de la dimensión ambiental, en el 89 de la económica y en el 87 de la social. Este reconocimiento es reflejo de las buenas prácticas ASG de Promigas y sus empresas.

[12] Incluye ingresos por método de participación patrimonial, sin el cual el margen EBITDA se ubica en 54% y 66% respectivamente.

- Cerró el 1T23 con el ingreso de 33 unidades nuevas de vehículos dedicados en la zona de influencia de Promigas en Colombia, con consumos equivalentes a +3.000 hogares.
- Realizó la Asamblea Ordinaria de Accionistas con una asistencia del 91.07% de las acciones suscritas, mediante la cual se aprobó el proyecto de distribución de utilidades para 2023 de COP 516 por acción.

Tabla N°36 – Panorámica general Promigas	1T23
Red de gasoductos (Km)	3.289
Capacidad instalada - máxima (mmpcd)	1.153
Capacidad contratada (mmpcd)	878
Usuarios acumulados (mm)	6,0
Participación GEB	15,2%

vanti

Tabla N°37– Indicadores financieros Vanti

COP mmm	1T22	1T23	Var.	Var. %
Ingresos	739	986	247	33,4
Utilidad operacional	120	165	44	36,8
EBITDA	131	177	45	34,6
Margen EBITDA	17,8%	17,9%	0,2pp	
Utilidad neta	100	138	37	37,0
Deuda neta / EBITDA UDM	1,3x	1,0x		
EBITDA / Gastos financieros UDM	4,2x	14,6x		

- En febrero se realizó el pago de la cuarta cuota de dividendos decretados en 2022.
- La asamblea general de accionistas en sesión ordinaria en marzo 2023, aprobó la distribución de dividendos sobre las utilidades 2022 por COP 349.098 mm.

Tabla N°38 – Panorámica general Vanti	1T23
Volumen de ventas (Mm3)	686
Número de clientes	2.479.313
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°39 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

COP mmm	1T22	1T23	Var	Var %
Distribución de gas natural	832	1.098	266	31,9
Transporte de gas natural	400	495	95	23,8
Transmisión de electricidad	196	345	149	76,3
Distribución de electricidad	124	183	59	47,9
Total ingresos	1.552	2.121	569	36,7
Distribución de gas natural	-567	-795	-228	40,2
Transporte de gas natural	-146	-165	-19	13,4
Transmisión de electricidad	-66	-96	-30	45,2
Distribución de electricidad	-71	-131	-60	84,8
Total costos	-850	-1.187	-337	39,7
Utilidad bruta	702	934	232	33,1
Gastos administrativos y de operación	-207	-245	-38	18,6
Otros ingresos (gastos), neto	7	17	10	154,7
Resultado de actividades operacionales	502	706	204	40,6
Ingresos financieros	21	144	122	571,4
Gastos financieros	-208	-397	-189	91,3
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	8	18	11	139,6
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	512	578	66	13,0
Ganancia antes de impuestos	835	1.049	214	25,6
Gasto por impuesto corriente	-107	-160	-53	49,3
Gasto por impuesto diferido	-18	-1	17	-92,8
Utilidad neta	710	888	178	25,0
Participación Controladora	671	840	169	25,2
Participación no Controladora	39	48	8	21,6

Tabla N°40 – Estado de Situación Financiera

COP mmm	mar-22	mar-23	Var	Var %
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.515	1.857	342	22,6
Inversiones	4	4	0	0,0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.222	2.597	1.376	112,6
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1.756	1.670	-85	-4,9
Inventarios	235	353	117	49,9
Activos por impuestos	203	266	63	31,3
Operaciones de coberturas	205	576	371	100,0
Otros activos no financieros	68	70	2	3,5
Activos clasificados como mantenidos para la venta	186	181	-5	-2,7
Total activos corrientes	5.393	7.574	2.181	40,4
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	10.708	14.366	3.658	34,2
Propiedades, planta y equipo	12.991	16.466	3.475	26,7
Activos por derecho de uso	82	91	9	10,7
Propiedades de inversión	30	30	0	0,0
Inversiones	122	13	-109	-89,4
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	408	294	-114	-27,9
Crédito mercantil	292	613	321	110,1
Activos intangibles	6.428	8.414	1.985	30,9
Activos por impuestos	103	124	21	20,8
Activos por impuestos diferidos	2	-17	-19	-796,0
Otros activos no financieros	0	0	0	30,0
Total activos no corrientes	31.166	40.394	9.228	29,6
Total activo	36.559	47.968	11.409	31,2
PASIVOS Y PATRIMONIO				
PASIVOS CORRIENTES				
Obligaciones financieras	787	1.801	1.015	129,0
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2.321	3.857	1.536	66,2
Obligaciones por arrendamientos	35	37	3	7,3
Cuentas por pagar a partes relacionadas	56	76	19	34,4
Instrumentos financieros derivados de cobertura	77	136	59	76,7
Beneficios a empleados	207	107	-100	-48,4
Provisiones	107	104	-3	-3,0
Ingresos recibidos por anticipados	41	20	-21	-51,4
Pasivo por impuestos	150	319	169	112,7
Otros pasivos no financieros	24	31	7	29,1
Total pasivos corrientes	3.805	6.488	2.683	70,5
PASIVOS NO CORRIENTES				
Obligaciones financieras	13.630	18.370	4.740	34,8
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	64	50	-14	-21,5
Obligaciones por arrendamientos	59	80	22	37,3
Pasivos por impuestos	0	0	0	100,0
Beneficios a empleados	107	101	-6	-5,6
Provisiones	373	579	206	55,2
Ingresos recibidos por anticipados	52	56	5	9,6
Pasivos por impuestos diferidos	2.189	2.697	508	23,2
Total pasivos no corrientes	16.472	21.934	5.461	33,2
Total pasivos	20.277	28.421	8.144	40,2
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	6.022	6.052	30	0,5
Otro resultado integral	3.650	5.885	2.235	61,2
Total patrimonio de la controladora	15.843	18.959	3.116	19,7
Participación no controlada	439	587	149	33,9
Total patrimonio	16.282	19.547	3.265	20,1
Total pasivo y patrimonio	36.559	47.968	11.409	31,2

Tabla N°41 – Estado de Flujo de Efectivo

COP mmm	dic-22	mar-23
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado del periodo	3.027	888
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuesto de renta	576	161
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-2.096	-577
Gastos financieros	1.020	397
Ingresos financieros	-259	-144
Depreciación y amortización	836	260
Pérdida en venta o baja de activos fijos	7	1
Diferencia en cambio	-154	-18
Recuperacíon de deterioro de activos a largo plazo	-85	0
Intereses por arrendamiento	0	-0,1
Provisiones (recuperaciones), neto	80	3
Impuestos pagados	0	-121
	2.951	850
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	547	-58
Inventarios	-40	-26
Otros activos no financieros	-234	18
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	44	-105
Beneficios a empleados	-10	8
Provisiones	147	-25
Otros pasivos	-11	17
Pasivos por derechos de uso	-61	0
Impuestos pagados	-371	0
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	2.963	679
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Capitalización en subordinadas	-430	0
Capitalizaciones a empresas asociadas	-962	0
Dividendos recibidos	1.841	38
Producto de la venta de activos fijos	0	0
Intereses recibidos	40	12
Inversiones en activos financieros	0	43
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-1.190	-173
Adquisición de activos intangibles	-716	-206
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	-2.550	-286
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Dividendos pagados	-1.920	-110
Intereses pagados	-872	-303
Préstamos recibidos	3.187	1.951
Préstamos pagados	-1.121	-1.512
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	-727	25
Incremento (disminución) neto de efectivo	-314	417
Efectivo adquirido en la combinación de negocios	44	0
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	56	-38
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	1.692	1.478
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	1.478	1.857

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