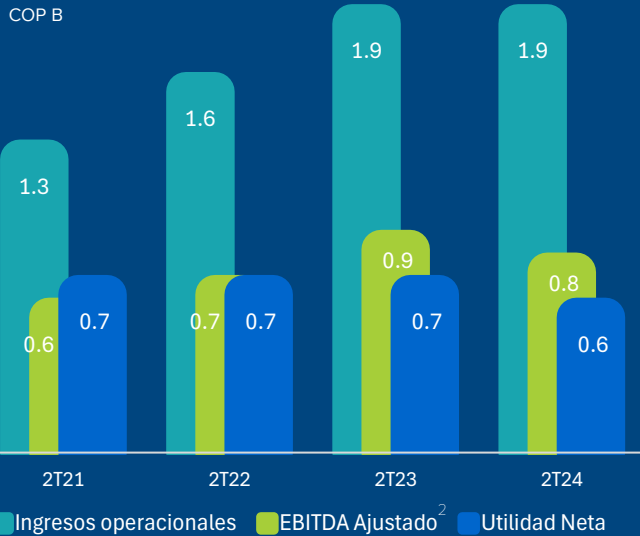




BVC: GEB

“Estabilidad generalizada en resultados operacionales contrastada por continua revaluación del peso colombiano”

FINANCIEROS



COMPOSICIÓN EBITDA 2T24

COP mM



174
Transmisión energía



410
Transporte Gas Natural



27
Distribución energía



232
Distribución Gas Natural

Dividendo aprobado **\$ 251**

Rentabilidad por dividendo¹ **13.2%**

Ingresos

1,924
-0.9% a/a

Utilidad Operacional

619
-0,8% a/a

EBITDA Ajustado²

842
-4.6% a/a

Utilidad Neta Controlada

589
-14.9% a/a

Capex orgánico³

USD 211 M
+43.9% a/a

2T
24

COP M

OPERATIVOS

ENERGÍA



TRANSMISIÓN

- Inauguración Subestación Modesto Méndez en Guatemala
- Licencia ambiental para tramo Colectora-Cuestecitas de proyecto Colectora



DISTRIBUCIÓN

- Culminación proyecto de alumbrado público “Las Lomas de Ocucaje” en Electrodonas
- Modernización de Subestación Techo en Bogotá por Enel Colombia



GENERACIÓN

- Declaración de operación comercial de parques solares La Loma (150 Mwa) y Fundación (90 Mwa)
- Aprobación de construcción de dos parques solares Guayepo III (267 MWdc) y Atlántico (256MWdc)

GAS



TRANSPORTE

- Resolución GREG reconoce costo de oportunidad de activos que terminan VUN⁴ y parte del costo de coberturas cambiarias de TGI
- Aumento de demanda de servicios por sectores refinería, residencial y térmico



DISTRIBUCIÓN

- Culminación de primera etapa Proyecto Laderas (197 km redes) en Cálida
- 9,388 conexiones a junio en Contugas

SOSTENIBILIDAD

Verificación Externa huella de carbono



1er Grupo Empresarial* en Colombia



“Legado para Territorios”

Formación de comunidades en La Guajira

+67% mujeres y población diversa



Alineación estratégica de Gobierno Corporativo del Grupo y sus filiales

Informe Periódico de Fin de Ejercicio

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

Para el ejercicio finalizado el 30 de junio de 2024



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

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

Oficina de Relación con el Inversionista

ir@geb.com.co
www.grupoenergiabogota.com/inversionistas
Tel. (57 601) 326 8000 | Carrera 9 No. 73 - 44
Bogotá, Colombia
(Contacto)

Emisiones de Valores Vigentes

Clase de Título	Detalle Título	Monto Colocado ¹ (millones, M)	Bolsa de Valores de Registro	Sistema de Negociación
Acciones Ordinarias			BVC	X-tream
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3.24% C7 Bono 2027	\$320,852	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3.85% A15 Bono 2032	\$283,000	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3.85% A15 Bono 2032	\$191,700	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3.87% C15 Bono 2035	\$214,900	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3.87% C15 Bono 2035	\$178,920	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+4.04% A25 Bono 2042	\$180,000	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+4.10% A30 Bono 2047	\$328,100	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	5.45% UVR E22 Bono 2042	\$83,068	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	3.99% UVR E25 Bono 2045	\$414,248	BVC	MEC
Bonos Reg S/144A	4.875% USD Bono 2030	US\$400	SGX	Euroclear & Clearstream
Bonos Reg S/144A	7.850% USD Bono 2033	US\$400	SGX	Euroclear & Clearstream

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

Contenido

Resultados Financieros GEB	3
Ingresos operacionales.....	3
Costos operacionales.....	6
Gastos administrativos y de operación.....	7
Otros ingresos (gastos) netos.....	8
EBITDA consolidado ajustado.....	8
Ingreso (Gasto) Financiero neto	9
Diferencia en Cambio	9
Método de Participación.....	9
Utilidad neta	10
Perfil de la deuda.....	10
CAPEX	11
Actualización Riesgo de Mercado	11
Actualización de Riesgos Estratégicos.....	11
Avances en Prácticas ASG 2T24.....	12
Dimensión social	12
Dimensión ambiental.....	12
Gobierno corporativo.....	13
Actualización Regulatoria durante el 2T24 y Posteriores	14
Resultados Compañías Controladas.....	15
Resultados Compañías No Controladas.....	22
Anexo: Estados Financieros Consolidados	27
Glosario	30

Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB), es una *holding* energética con 128 años de trayectoria, y un portafolio único de activos en toda la cadena de energía, transporte y distribución de gas natural, con presencia en Colombia, Perú, Brasil y Guatemala. Cuenta con más de 4.6 millones (M) de clientes en distribución de energía eléctrica y 5.6 millones de clientes en distribución de gas natural; además de una infraestructura de más de 19,200 km de redes eléctricas, 4,937 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 de los trimestres 2T23 y 2T24, y los semestres 6M23 y 6M24, bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia.

Ingresos operacionales

Tabla N°1- Ingresos por Segmento

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %	6M23	6M24	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	1,015	962	-53	-5.2	2,113	1,865	-248	-11.7
Transporte Gas Natural	467	519	52	11.2	961	1,044	83	8.6
Transmisión Electricidad	271	314	43	15.8	616	621	5	0.8
Distribución Electricidad	188	129	-59	-31.6	372	305	-67	-18.0
Total	1,941	1,924	-17	-0.9	4,062	3,835	-227	-5.6

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

Distribución de gas natural:

Tabla N°2- Detalle Ingresos por Distribución Gas

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %	6M23	6M24	Var \$	Var %
Cálidda	944	891	-53	-5.6	1,974	1,721	-252	-12.8
Contugas	71	70	0	-0.4	139	144	5	3.5
Total	1,015	962	-53	-5.2	2,113	1,865	-248	-11.7

El segmento de distribución de gas natural presentó un decrecimiento año a año (2T24 vs 2T23) del 5.2%, debido mayormente a la revaluación del Peso colombiano (COP), con un efecto de COP -155 mM.

A continuación, se explica el comportamiento de los ingresos en moneda funcional (USD):

- En Cálidda se observa aumento de USD 9.5 M a/a; (+4.5%) en sus Ingresos Totales, principalmente por efecto de:
 - Mayores ingresos pass through de USD +14 M a/a, por el incremento en ingresos por el transporte de gas (USD +12 M a/a) y el ligero incremento en los ingresos por la ampliación de la red (USD +2 M a/a). Los ingresos pass-through no generan margen para Cálidda.
 - Los ingresos por distribución de gas natural, principal ingreso operativo de Cálidda, crecieron USD 2 M a/a explicado por un incremento de la tarifa media de distribución, compensado parcialmente por un menor volumen facturado (-28 Mpcd; -3.4% a/a) asociado al sector de generación eléctrica producto de las sequías ocurridas durante el

2023. Excluyendo este efecto extraordinario, el volumen facturado se hubiese incrementado en +3.8% 2T24 vs 2T23.

- Mayores ingresos por financiamientos otorgados a clientes (USD +4 M a/a) debido al aumento de la cartera total de cuentas por cobrar (USD +49 M a/a; +96.8% a/a).
- Dichos ingresos fueron parcialmente contrarrestados por menores ingresos de conexiones (USD -4 M a/a) debido a menor cantidad de nuevos usuarios incorporados al sistema de distribución de gas natural (48,967 en 2T 2024 vs 56,972 en 2T 2023, -14.1% a/a).
- Contugas presenta un aumento de ingresos de USD 6.5 M; +40% a/a, principalmente por:
 - Mayores ingresos de distribución de gas (USD +2.0 M) por el incremento de consumo en temporada de pesca e ingreso por contrato "Take or Pay" del cliente Tengda (USD +0.9 M).
 - Mayor número de conexiones residenciales habilitadas en el 2024 vs 2023 (USD +0.4 M) 2T24: 4,030 vs 2T23: 2,622.
 - Ingresos por venta de materiales para construcción de proyectos Punche, y efecto *pass through* de Suministro y Transporte.

Transporte de gas natural:

En línea con el cambio de moneda funcional de TGI, pasando de USD a COP desde el 1 de junio de 2023, a partir de este trimestre sus cifras serán reportadas en COP.

- La evolución de los ingresos de TGI por tipo de cargos en el 2T24, se describe a continuación:
 - Los cargos fijos por inversión durante el trimestre totalizaron COP 326.2 mM (62.9% de los ingresos totales), un aumento de COP 23.8 mM (+7.9%) frente al 2T23, principalmente por: i) mayor ingreso asociado a la suscripción de contratación adicional durante el trimestre de transporte en firme de varios remitentes (COP 12.5 mM); ii) efecto por la ausencia de suspensiones durante el 2T24 de COP 11.3 mM.
 - Los cargos fijos por AO&M totalizaron COP 129 mM (25.0% de los ingresos totales), un aumento de COP 25.7 mM (+24.8%) frente al 2T23, principalmente por mayor ingreso asociado a la suscripción de contratación adicional de transporte en firme de varios remitentes durante el trimestre (COP 20.9 mM).
 - Los cargos variables totalizaron COP 58.7 mM (11.3% de los ingresos totales), un aumento de COP 2.5 mM (+4.4%) frente al 2T23, principalmente por el mayor uso del transporte en contratos con componente variable.
 - Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron un crecimiento del 8.8% al cerrar en COP 4.5 mM en el 2T24 (0.9% de los ingresos totales) principalmente por el ingreso asociado a la indexación del servicio de AO&M del gasoducto Maria Conchita, ingreso por nuevas conexiones y servicio de parqueo.

En cuanto a los ingresos por moneda, el 100% proceden de cargos denominados en COP y aumentan 124.9% frente al 2T23.

Actualización regulatoria

El 08 de julio del presente año la Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó en el Diario Oficial la Resolución CREG 102 008 del 2024, que modificó a la 175 del 2021. En esta resolución la CREG incluye una remuneración al transportador de cubrimiento por deuda en dólares. Adicionalmente, se modifica la remuneración de los activos que terminan Vida Útil Normativa

(VUN) y que el transportador decide seguir operando, a través de la adición del reconocimiento del costo de oportunidad de las inversiones existentes.

Al respecto, TGI S.A E.S.P. envió comunicación a la CREG con copia a la Superintendencia de Servicios Públicos el pasado 17 de julio, informando que se acoge a las disposiciones de la Resolución CREG 102 008 del 2024. La anterior situación fue confirmada en la Circular 046 del 26 de julio del 2024, mediante la cual la Comisión publicó el listado de transportadores que se acogieron al mutuo acuerdo establecido en la Resolución CREG 102 008 de 2024.

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

Transmisión electricidad:

Tabla N°3 - Detalle Ingresos Transmisión

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %	6M23	6M24	Var \$	Var %
Transmisión GEB, Enlaza & Elecorte	233	277	43.4	18.6	540	546	7	1.2
Trecca, EEBIS & Conecta Energías	38	37	-0.5	-1.3	76	74	-2	-2.5
Total	271	314	43	15.8	616	621	5	0.8

Los ingresos por transmisión de energía aumentan 15.8% a/a, debido mayormente al crecimiento de ingresos del negocio de Transmisión en Colombia.

- El comportamiento del rubro de Transmisión Colombia, el cual está compuesto por Enlaza y Transmisión GEB (GEB y Elecorte), refleja un aumento explicado por:
 - Mayores ingresos de activos por convocatoria STR (COP +28.2 mM), en su mayoría resultantes de la incorporación de los ingresos del proyecto "UPME STR 06-2016 Anillo eléctrico La Guajira" desde la fusión de GEB y Elecorte en noviembre del 2023 (COP + 21.2 mM); y de los ingresos del Proyecto UPME STR 13-2015 La Loma desde enero del 2024 (COP +7.3 mM)
 - Mayores ingresos de activos por uso (COP +7.6 mM; +17% a/a), debido mayormente a la finalización de las medidas adoptadas voluntariamente mediante la adición al pacto tarifario vigente hasta octubre de 2023.
 - Mayores ingresos por proyectos privados (COP +712 M; +6.3% a/a) producto de la provisión de ingresos y el nuevo ingreso del proyecto Drummond Puerto.
 - Complementariamente, los ingresos de activos por convocatoria STN disminuyeron (COP -3.2 mM; -2.3% a/a) explicado principalmente por el efecto de una menor TRM en el 2T24 vs 2T23. En USD, los ingresos por convocatoria se incrementaron +8.7% a/a. Estos ingresos se liquidan en dólares y se actualizan al IPP US de cierre del año previo (2T24: USD 34.3 mM; 2T23: USD 31.5 mM)
 - Los ingresos por contribuciones (*pass through*) totalizaron COP 33.5 mM (COP -1.4 mM; -4% a/a), variación explicada mayormente por la disminución de participación por ingresos en el Sistema de Transmisión.
- Las filiales en Guatemala reflejan los ingresos de Trecca, EEBIS y Conecta Energías (Transnova). En su moneda funcional los ingresos crecieron 11.6% a/a (USD 1 M), principalmente por la proporción de habilitación comercial y nuevos ingresos por la adquisición

de Transnova, asociados a proyectos de iniciativa propia y finalización de tramos de diferentes proyectos. Sin embargo, se presenta un efecto por conversión de COP -6 mM, que contrarresta el crecimiento evidenciado en moneda funcional.

Distribución de electricidad:

- Los ingresos del Grupo Dunas² decrecieron 21.8% (PEN -34.3 M) al compararse con el cierre del 2T23 principalmente por menores ingresos de distribución y comercialización de energía y otras actividades de energía (servicios relacionados con servicios de conexión y asesoría técnica). Adicionalmente, el segmento presenta un efecto por conversión de COP -28 mM (revaluación COP frente al PEN de 16.8%).

Costos operacionales

Tabla N°4 - Costos por Segmento

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %	6M23	6M24	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	722	684	-38	-5.2	1,516	1,313	-203	-13.4
Transporte Gas Natural	172	180	9	5.1	337	356	19	5.8
Transmisión Electricidad	104	110	6	5.4	200	212	11	5.7
Distribución Electricidad	103	106	3	2.6	234	213	-21	-9.2
Total	1,100	1,080	-21	-1.9	2,287	2,094	-194	-8.5

Distribución de gas natural:

El segmento presenta un efecto por conversión de COP -110 mM en sus costos operacionales, adicionalmente se presentaron las siguientes variaciones en moneda funcional:

- En Cálidda este rubro aumenta USD 11.0 M (+7.4% a/a) por efecto de mayores costos *pass-through* (USD +14 M a/a), en línea con los ingresos por los conceptos de gas, transporte y ampliación de la red. Estos costos no generan margen para Cálidda. Lo anterior, compensado en parte por menores costos por instalaciones internas (USD -4 M a/a), alineados con la reducción del número de conexiones realizadas (48,967 en 2T24 vs 56,972 en 2T23).
- Los costos trimestrales de Contugas reflejan un aumento de USD +2.9 M (+24.4% a/a) por mayores costos *pass through* de Suministro y Transporte de gas a clientes regulados, debido a mayores volúmenes distribuidos y mayores tarifas. Adicionalmente, se registró mayor gasto por conexiones debido a mayores habilitaciones generadas durante el 2T24: 4,030 vs 2T23: 2,622.

Transporte de gas natural:

Los costos de TGI aumentaron COP 8.8 B (+5.1% a/a) durante el trimestre en comparación con el 2T23 principalmente por:

- Los servicios profesionales aumentaron COP 6.4 mM a/a principalmente por el pago retroactivo de incremento salarial 2024 y los ajustes en beneficios por convención colectiva.
- Los otros costos aumentaron COP 5.7 mM a/a principalmente por el incremento de gas combustible, considerando el aumento en el precio de la molécula.

² Incluye ElectroDunas, Dunas, PPC y Cantalloc.

- Aumento en impuestos, tasas y contribuciones en COP 1.6 mM a/a por una mayor contribución de solidaridad por gas combustible y la contribución de aportes a demanda de Gas Natural Vehicular; así mismo, se presenta un incremento en el impuesto de industria y comercio producto de mayores ingresos operacionales.
- Variación de depreciaciones y amortizaciones de COP -4.2 mM a/a, principalmente por renovación de los contratos de arrendamiento asociados a NIIF 16 realizada en cuentas de gasto. Por otro lado, la actualización del cálculo de desmantelamiento disminuye la depreciación de los activos asociados.

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

Transmisión de electricidad:

Los costos del segmento de transmisión aumentan (+5.4% a/a) principalmente por el incremento de costos en el rubro Transmisión Colombia.

- Los costos de Transmisión Colombia crecen un 25.2% a/a (COP +18.7 mM) principalmente por mayores depreciaciones por la activación de los activos, mayores costos de personal (ajuste salarial) y un mayor porcentaje de ejecución en los contratos de mantenimiento con respecto al 2T23.
- Los costos de las filiales en Guatemala en su moneda funcional crecieron 5.4% (USD +0.02 M) explicados principalmente por el crecimiento de los activos de la compañía, dada la entrada del activo Transnova cuya adquisición tuvo lugar en el 4T23.

Distribución de electricidad:

- Para Grupo Dunas, los costos en moneda funcional aumentan PEN 14.2 M (16.4% a/a), principalmente por ejecución de trabajos de servicios de obras, mayores costos de compra de energía y mantenimientos. Del aumento de COP 2.6 mM a/a, COP 16.7 mM equivalen a mayores costos y COP -14.1 mM al efecto por conversión.

Gastos administrativos y de operación

Tabla N°5 - Gastos administrativos por Segmento

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %	6M23	6M24	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	91	81	-11	-11.9	192	163	-29	- 15.3
Transporte Gas Natural	34	58	24	71.4	73	105	32	43.2
Transmisión Electricidad	23	29	6	24.0	37	43	6	16.5
Distribución Electricidad	21	19	-2	-10.7	44	37	-8	- 17.3
Corporativo	61	74	13	20.9	129	132	3	2.5
Otros	0.2	1.5	1	763.2	0	11	10	2,770.3
Total	231	262	31	13.3	476	490	14	3.0

El aumento de COP 30.8 mM (+13.3% a/a) en gastos administrativos consolidados durante el 2T24 vs 2T23 es explicado principalmente por:

- En el segmento Transporte de Gas Natural, el aumento de COP 24.2 mM está mayormente relacionado con el aumento de depreciaciones, amortizaciones y provisiones (COP +18.5 mM; +200.8% a/a), el cual a su vez se explica en su mayoría por la provisión de COP 28.9 mM

por las glosas que se generaron durante el 2T24 con algunos remitentes, dada la controversia generada en los valores facturados por el servicio de transporte y el registro del deterioro de la cartera del trimestre.

- En el segmento Corporativo se observa un aumento de COP 13 mM asociado principalmente a mayores gastos por personal, compensado parcialmente por menores gastos de honorarios.
- Mayores costos de personal (ajuste salarial) y un mayor porcentaje de ejecución en los contratos de servicio con respecto al 2T23 en el negocio de Transmisión Colombia, que explica a su vez en gran parte el aumento registrado en el segmento de Transmisión de Electricidad.
- Por último, el segmento Distribución de Gas Natural reduce en COP 11 mM sus gastos, beneficiado principalmente de menores gastos en Contugas dada la devolución de póliza D&O y menores litigios y demandas, que se compensa parcialmente con indemnización por retiro de personal durante el 2T24 por proyecto Sinergy; y mayor gasto por regularización de impuesto predial de Alto Larán 2019/2023/2024 y licencias.

Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta revela un ingreso por COP 36.6 mM, aumentando 153.9% a/a (COP +22.2 mM), principalmente por recuperaciones de provisiones TGI. Dicha recuperación corresponde al proceso contractual "Consortio CLI", en donde se considera que con la sentencia de primera instancia notificada el 29 de abril de 2024 a favor de TGI, el concepto del apoderado judicial a cargo del proceso y el análisis de los criterios de calificación de riesgos realizado por el equipo de la Gerencia Jurídica, hay fundamento suficiente para modificar la calificación de riesgo procesal y bajarla de "probable" a "remoto". Por lo anterior, es procedente la reversión de la provisión del proceso, que, según último reporte de contingencias judiciales, correspondió a COP 21 mM y se realizó en el mes de junio del 2024.

EBITDA consolidado ajustado³

Tabla N°6 - EBITDA ajustado por compañía

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %
TGI	391	410	18	4.7
Cálidda	233	209	-24	-10.4
GEB Transmisión, Enlaza & Elecnorte	154	142	-12	-7.9
Dunas	49	27	-22	-44.8
Contugas	20	23	4	19.0
Trecca, EEBIS & Conecta	32	28	-4	-12.4
Gebbras	-1	-1	-1	69.9
Otros	0	0	-1	-442.9
Total controladas	879	838	-41	-4.7
Enel Colombia	0	0	0	-
REP & CTM	0	2	2	-
Promigas	1	0	-1	-100.0
Vanti	0	-1	-1	-
EMSA	3	0	-3	-100.0
Argo	0	2	2	-
Total Asociadas	3	4	1	25.1
Total	882	842	-40	-4.6

³ Incluye los dividendos de las compañías asociadas y negocios conjuntos.

- El EBITDA de compañías controladas disminuye 4.7% a/a, principalmente por efecto cambiario dada la revaluación del COP y el ajuste en metodología que incluye impuestos operativos en el cálculo a partir del 4T23. El EBITDA en moneda funcional (USD) de Cálidda y Dunas aumenta 6.0% y 10.4%, respectivamente.
- En cuanto al EBITDA de las compañías asociadas, se evidencia una variación no-material explicada por los dividendos finales decretados por REP & CTM y Vanti, los cuales presentan un ajuste frente a lo reportado en el 1T24. Adicionalmente, se reflejan los dividendos decretados por Argo, producto de sus operaciones en Brasil.

Ingreso (Gasto) Financiero neto

Los ingresos financieros disminuyen (COP -45.4 mM; -50.2% a/a) principalmente por la valoración de las coberturas en el 2T23 por un ingreso neto de COP 44.3 mM, contrastado con la valoración de las mismas equivalente a un gasto neto por COP -15.7 mM en el 2T24.

Los gastos financieros disminuyen 15.6% (COP -66.3 mM), totalizando COP 358.9 mM, resultado principalmente de: i) capitalización de intereses de COP 22 mM correspondientes a la asignación de USD 130 M al segmento de transmisión, ii) disminución del pago de intereses de bonos locales de GEB, lo anterior, parcialmente compensado por mayores intereses crédito Club Deal suscrito por TGI en el mes de diciembre, intereses del Bono Sostenible de GEB emitido en noviembre y mayor ingreso por instrumentos de coberturas.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio refleja un gasto de COP -97.9 mM, presentando así una variación del -162.1% a/a, como resultado del efecto trimestral que tienen las tasas de cambio. Para el 2T24 se presenta una devaluación de COP 305.74 equivalente a un 8% en comparación a la tasa de marzo 2024, y para el 2T23 se tiene un efecto de revaluación de COP 435.99 equivalente al 9% en comparación a la tasa de marzo 2023. Por lo anterior, para el 2T23 se presenta un ingreso de COP 157.6 mM y para 2T24 un gasto por el valor mencionado.

Método de Participación

Tabla N°7 - Método de Participación

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %	6M23	6M24	Var \$	Var %
Enel Colombia	237	305	68	28.6	564	627	63	11.1
CTM	46	40	-6	-14.0	85	78	-7	-8.5
Vanti	26	30	4	16.7	59	65	6	11.0
REP	33	30	-3	-9.2	60	60	0	0.0
EMSA	4	3	-1	-22.8	2	4	2	98.3
Promigas	42	47	5	11.2	77	95	18	23.5
Argo	47	60	13	28.7	131	131	0	0.0
Gebbras	45	32	-13	-29.1	79	73	-7	-8.5
Ágata	-2	-3	-1	33.1	-1	-3	-2	144.0
Total	478	544	66	13.8	1,056	1,129	74	7.0

Se evidencia un crecimiento del método de participación patrimonial (MPP) en COP 66 mM a/a, impulsado mayormente por los resultados de Enel Colombia, cuyas utilidades del trimestre

aumentaron en COP 195.8 mM a razón de i) el reconocimiento en el 2T23 del deterioro de la inversión en PH Chucas S. A., y ii) incentivos tributarios a proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable. Adicionalmente, Argo refleja un aumento explicado por mayores ingresos de Argeb en el 2T24 frente a los ingresos de 2T23.

Lo anterior, parcialmente compensado por una menor contribución de Gebbras por COP 13 mM a/a, resultado de la devaluación del BRL frente al COP en el 2T23 y la revaluación del BRL frente al COP en el 2T24.

Utilidad neta

- El impuesto a las ganancias pasó de COP 183.5 mM en 2T23 a COP 118.5 mM en 2T24, disminuyendo 35.4% por menor impuesto a las ganancias de TGI, correspondiente principalmente al efecto en el impuesto diferido por las coberturas y menor impuesto de renta durante el 2T24.
- La utilidad neta consolidada del 2T24 fue COP 632.6 mM, decreciendo 14.7% a/a frente al mismo periodo en 2023 (COP 741.2 mM), explicado principalmente por el gasto por diferencia en cambio registrado en el 2T24.

Perfil de la deuda

Tabla N°8 - Perfil de la deuda

USD M	2024	25	26	27	28	29	+30
Vencimiento	398	162	646	877	644	121	1,809
Total	4,657						

Valores nominales

- Contugas: se encuentra gestionando la refinanciación del crédito sindicado (USD 320 M) con garantía corporativa de GEB y TGI en proporción a su participación accionaria, garantía que se encuentra en proceso de autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.
- TGI: el 19 de junio realizó un prepago parcial del crédito Club Deal por COP 90 mM, con lo cual el saldo a junio cerró en COP 1.05 B.
- Trecca: constituyó dos nuevos créditos de corto plazo por un total de USD 28 M a tasa SOFR 6M +1.46% respaldados con SBLC⁴ de GEB.

Tabla N°9 - Clasificación de la deuda y ratios

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %
EBITDA UDM	5,180	4,789	-391	-7.5
Deuda total neta	16,914	17,248	334	2.0
Deuda total bruta	18,397	19,318	921	5.0
Gastos financieros neto UDM	763	922	159	20.9
Deuda total neta / EBITDA	3.3x	3.6x	0.3	10.3
EBITDA / Gastos financieros neto	6.8x	5.2x	-1.6	-23.5

Los saldos de deuda incluyen costos amortizados y difieren de saldos nominales

⁴ SBLC: Standby letter of credit - Carta de crédito contingente

La composición por moneda en pesos (COP) pasó de 28% (2T23) a 31% (2T24), dicha deuda en COP registró un aumento en el 2T23 por la cobertura de tipo de cambio efectuada sobre el Bono Internacional 2028 de TGI, y por la celebración del Club Deal de la misma Compañía en 4T23. En términos de tasa de interés (tasa variable vs tasa fija) la composición pasó de (61%/39%) a (62%/38%).

CAPEX

Tabla N°10 - CAPEX ejecución y proyección anual

USD M	2T24	6M24	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2024P - 2028P
Cálidda	29	51	111	44	13	6	8	182
Transmisión	66	116	259	189	133	56	56	693
TGI	6	11	56	46	32	31	33	197
Trecca & EEBIS	4	7	19	18	14	8	7	66
Contugas	2	4	9	18	14	1	1	42
Grupo Dunas	12	20	29	24	19	23	25	120
Transnova	2	2	9	28	35	32	20	124
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	120	211	493	367	259	155	150	1,424

El CAPEX total ejecutado durante el 2T24 ascendió a USD 120.4 M, USD 39.1 M más en comparación al CAPEX ejecutado en el 2T23 (USD 81.3 M), explicado principalmente por una mayor ejecución en el segmento de Transmisión (USD +23.5 M) representando el 55% del total ejecutado durante el trimestre. En el negocio de Transmisión Colombia la ejecución fue destinada principalmente a los proyectos Sogamoso, Colectora, Refuerzo Suroccidental y Chivor II Norte; en línea con la ejecución del plan de inversiones 2022 – 2026.

Actualización Riesgo de Mercado

Sobre los instrumentos financieros, cabe destacar durante el segundo trimestre de 2024 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 48 deudas del Grupo implican flujos de caja de cupones / intereses entre los últimos dos trimestres del año 2024 y el año 2028, 33 de éstas finalizan durante los próximos cinco años.
- **Por monto,** las siguientes obligaciones financieras, en orden según la empresa deudora o emisora, superan el 5% del total de la deuda:
 - GEB: Crédito Sindicado noviembre 2027 (10.9%), Bonos internacionales noviembre 2033 (8.6%), Bonos internacionales mayo 2030 (8.6%), y Crédito Banco Davivienda marzo 2032 (6.4%)
 - TGI: Bono internacional noviembre 2028 (11.8%) y Crédito Club Deal Banca Local (5.5%)
 - Cálidda: Bono Internacional diciembre 2026 (7.5%)
 - Contugas: Crédito Sindicado septiembre 2024 (6.9%)

Actualización de Riesgos Estratégicos

Durante el segundo trimestre del año 2024 no se reportó materialización de riesgos estratégicos en GEB ni en ninguna de sus empresas filiales controladas.

- Se incluyen los siguientes riesgos en la Matriz de Riesgos de CONECTA: i) Limitaciones Financieras para la Ejecución de Nuevos Proyectos por Iniciativa Propia a través de Transnova, ii) Retraso en el inicio de construcción de subestaciones y líneas de Transnova por factores internos y externos.
- En la Filial TGI, se incorpora el riesgo “Afectaciones económicas por la incertidumbre en el suministro de Gas, que podrían impactar la consecución y cierre de contratos de compra de gas combustible en mercado primario y secundario, en las cantidades requeridas y a precios eficientes, que impactaría además los resultados financieros de TGI a 2025”.
- En la matriz de riesgos estratégicos del GEB se actualiza la información de los siguientes riesgos estratégicos: i) Restricciones de Financiación y/o Encarecimiento de la Deuda: se identifican nuevas causas asociadas a la incertidumbre en los tiempos de aprobación en la Dirección de Crédito Público, las acciones regulatorias y restricciones por parte del gobierno y el incumplimiento de pago por parte de Filiales. Se incluye la como consecuencia relevante un posible *cross default*, ii) Incumplimiento al marco ético y/o regulatorio en materia de cumplimiento: se actualizan causas, consecuencias y controles del riesgo.

Avances en Prácticas ASG 2T24

A continuación, se presentan los hitos más relevantes en asuntos de sostenibilidad en el GEB y sus filiales, para el periodo comprendido entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2024:

Dimensión social

- GEB formó a 97 de gestores sociales, ambientales y prediales de su negocio de transmisión (Enlaza) a través de 4 talleres sobre empresas y derechos humanos en Bogotá, Pereira y Riohacha.
- GEB incluyó en el Canal Ético del Grupo Empresarial una categoría especial para asuntos relacionados a derechos humanos.
- Al cierre del 2T24, GEB en conjunto con Enlaza y sus aliados, han beneficiado a más de 120 personas de sus áreas de influencia a través de “Legado para los Territorios” que fomenta la formación en áreas relevantes para la transición energética. Más del 67% de esta población son mujeres o población diversa.
- Cálidda renovó el convenio con el Ministerio de Desarrollo e Inclusión Social para continuar con la implementación de su programa “Comedores Cálidda 2.0”.
- Enlaza realizó la entrega de más de 80 iniciativas de inversión social que aportan al bienestar de las comunidades de sus áreas de influencia.

Dimensión ambiental

- GEB realizó la verificación externa de la huella de Carbono del Corporativo y sus filiales (Cálidda, ElectroDunas, Enlaza, Conecta, TGI y Contugas), convirtiéndose así en el primer Grupo Empresarial en hacerlo en Colombia.

- TGI obtuvo la certificación en Carbono Neutralidad para 10 sedes con base en los lineamientos establecidos en la norma PAS2060, otorgada por Bureau Veritas.
- En términos de mitigación del cambio climático, todas las filiales del GEB presentaron disminución en sus emisiones de GEI frente al escenario de "business as usual".
 - Enlaza: ▼43.32%
 - TGI: ▼25.61%
 - Calidda: ▼ 21.37%
 - Conecta: ▼ 18.96%
- Al cierre de junio 2024, el Grupo Empresarial ha generado un aprovechamiento de 147 toneladas de residuos.

Indicadores de sostenibilidad:

Empresa	GEB		TGI		Cálidda		Contugas		ElectroDunas		Conecta		Enlaza		Consolidado	
	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M
No. total de empleados	180	225	311	119	291	117	81	35	228	74	79	36	226	147	1396	753
No. de empleados en alta gerencia*	10	6													10	6
No. de empleados en gerencia media**	35	31	25	18	21	11	4	4	1		6	4	11	3	103	71
LGBTIQ+	8	1	10		0	0	0	0	13		15	5	3		49	6
Minorías étnicas/raciales	1	4	46		0	0	0	0			0	0	1		47	5
No. de empleados entre 18 y 28 años	5	10	4	4	13	22	6	3	30	15	4	5	3	3	65	62
Discapacidad	1	1	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	0		2	3

Inversión social USD	GEB		TGI		Cálidda	Contugas	ElectroDunas	Conecta	Enlaza	Consolidado
Inversión total acumulada	\$ 50.575		\$ 194.327		\$ 272.064	\$ 29.388	\$ 0	\$ 125.387	\$ 3.253.301	\$ 3.925.042
Inversión voluntaria acumulada	\$ 50.575		\$ 193.295		\$ 259.197	\$ 0	\$ 0	\$ 125.387	\$ 545.656	\$ 1.174.110
Inversión obligatoria acumulada	\$ 0		\$ 1.032		\$ 12.868	\$ 29.388	\$ 0	\$ 0	\$ 2.707.645	\$ 2.750.932
Recursos apalancados con aliados	\$ 0		\$ 422.948		\$ 77.300	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 189.514	\$ 689.762
No. de beneficiarios		101		7.543	18.718	109	85	800	19.399	46.755

Inversión ambiental USD	GEB		TGI		Cálidda	Contugas	ElectroDunas	Conecta	Enlaza	Consolidado
Inversión total acumulada	\$ 82.319		\$ 317.436		\$ 31.140	\$ 30.960	\$ 60.000	\$ 0	\$ 2.103.256	\$ 2.625.111
Inversión voluntaria acumulada	\$ 82.319		\$ 10.773		\$ 31.140	\$ 30.960	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 155.192
Inversión obligatoria acumulada	\$ 0		\$ 306.663		\$ 0	\$ 0	\$ 60.000	\$ 0	\$ 2.103.256	\$ 2.469.919

Gobierno corporativo

- Se realizó el proceso de inducción de la nueva Junta Directiva del GEB, designada por la Asamblea General de Accionistas para el periodo 2024-2026. Dentro del Plan de Inducción diseñado para los nuevos miembros que hacen parte de la Junta Directiva se trataron asuntos relacionados con el Plan Estratégico Corporativo, Portafolio Accionario, Desempeño Financiero, Regulación, Sostenibilidad, Abastecimiento y Arquitectura de Control, entre otros.
- En la sesión ordinaria 1706 del 26 de abril del 2024 la Junta Directiva, y en atención a la disposición estatutaria del numeral 31 del artículo 66 de los Estatutos Sociales, la Junta Directiva aprobó la conformación de los Comités Financiero y de Inversiones, Gobierno Corporativo y Sostenibilidad, Auditoría y Riesgos y, Talento, Cultura e Innovación, atendiendo los requisitos y consideraciones de los Reglamentos de cada uno de los Comités.
- El 26 de abril del 2024, la Junta Directiva en sesión ordinaria realizó el nombramiento de su Presidente y Vicepresidente, atendiendo las disposiciones de los Estatutos Sociales y el Reglamento de la Junta Directiva, en el cual se establece que la Presidencia de la Junta Directiva deberá ser asumida por un miembro que cumpla con los criterios de independencia establecidos en el Reglamento de la Asamblea General de Accionistas y la Política de Nominación, Sucesión y Remuneración de la Junta Directiva. Asimismo, en la disposición contenida en el artículo 6º del Reglamento de la Junta Directiva, el cual establece que al menos una mujer deberá ser designada como Presidente y/o Vicepresidente. En esa medida, y con la disposición de dar continuidad al funcionamiento de la Junta Directiva, Andrés Escobar fue reelegido como Presidente y se designó a Sylvia Escovar como Vicepresidente de la Junta Directiva.
- En el continuo proceso de actualización del sistema de gobierno corporativo del GEB y sus filiales, el 30 de mayo de 2024, la Junta Directiva aprobó la modificación integral del Código de Gobierno Corporativo del GEB con el objetivo de simplificar y actualizar la redacción del documento, así como incluir aspectos como; (i) descripción del gobierno corporativo como un sistema integral de gobernanza, (ii) compromiso de la organización y de la gobernanza con la Estrategia de Sostenibilidad y sus grupos de interés, (iii) incluir el Acuerdo de Grupo Empresarial como eje del relacionamiento del grupo, (iv) actualización de las medidas de gobierno corporativo que han sido adoptadas en los últimos años, (v) fortalecimiento de la arquitectura de control del GEB y, (vi) alineación con estándares nacionales e internacionales de gobierno corporativo.

Actualización Regulatoria durante el 2T24 y Posteriores

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 101 038-2024	Por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022, sobre diferimiento de obligaciones de pago de cargos por uso de redes de transmisión	Transmisión EE	Definitiva	Ver más
	CREG 101 039-2024	Por la cual se modifican las reglas para realizar la verificación de los planes de inversión	Distribución EE	Definitiva	Ver más
	CREG 701 049-2023	Por la cual se adoptan reglas sobre el precio de bolsa del Mercado de Energía Mayorista	Generación EE	Proyecto	Ver más

Perú	CREG 702 006-2024	Por la cual se modifica la Resolución CREG 186 de 2020 (aspectos comerciales del Mercado Mayorista de gas natural)	Varios GN	Proyecto	Ver más
	CREG 702 007-2024	Por la cual se modifica la Resolución CREG 185 de 2020 (comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural)	Varios GN	Proyecto	Ver más
	CREG 102 008-2024	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 GN	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 056-2024-OS/CD	Resolución que aprueba los Saldos de Liquidación del Precio Medio del Gas y Costo Medio de Transporte de Gas Natural aplicable a la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao del periodo mayo 2022 – mayo 2023	Distribución GN	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 057-2024-OS/CD	Resolución que aprueba los Saldos de Liquidación del Precio Medio del Gas y Costo Medio de Transporte de Gas Natural para la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos del departamento de Ica del periodo mayo 2022 – abril 2023	Distribución GN	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 080-2024-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que aprueba el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el Periodo de Aplicación de junio 2024 a agosto 2024 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao	Distribución GN	Definitiva	Ver más
Osinergmin N° 081-2024-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo mediante la cual se dispone la actualización de la Demanda Anual Proyectada para el reconocimiento del Costo del Suministro de Gas Natural y se aprueba el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el Periodo de Aplicación de junio 2024 a agosto 2024 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



Tabla N°11 - Indicadores financieros GEB transmisión

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %	6M23	6M24	Var \$	Var %
Ingresos	232	277	45	19.2	475	547	71	15.0
Utilidad Bruta	158	184	26	16.5	336	367	31	9.1
EBITDA	160	195	35	22.2	309	386	77	24.9
Margen EBITDA	69%	70%	1.7 pp		65%	71%	0.1 pp	
Utilidad Operacional	152	165	13	8.3	326	337	12	3.6

Tabla N°12 - Ingreso por tipo de activo

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %	6M23	6M24	Var \$	Var %
Activos de Uso	45	52	8	17.0	88	104	16	18.2
Activos de Convocatoria	141	167	26	18.8	298	331	33	11.2
Proyectos Privados	11	12	1	6.3	16	20	4	26.2
Contribuciones	35	34	-1	-4.0	72	67	-5	-7.1
Total	232	265	33	14.4	474	523	49	10.2

Hechos relevantes:

- El 15 de abril se publicó la resolución CREG 101 038 de 2024: Por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022. Esta resolución establece nuevo periodo para financiar a comercializadores el pago de cargos del STN (cargos de marzo a junio de 2024, con periodo de pago de 18 meses a partir de julio de 2024).
- El 17 de abril GEB resultó adjudicatario de la convocatoria UPME 05 de 2023 cuyo objeto es el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento del tercer transformador de la SE Bolívar 500/220 kV.
- El 17 de mayo se notificó la Resolución 40055 de 2024: "Por la cual se resuelve un recurso de reposición presentado en contra de la Resolución No. 40629 del 23 de octubre de 2023" "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 negar la solicitud de prórroga.
- El 17 de mayo se notificó la Resolución 40059 de 2024 "Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto en contra de la Resolución No. 40647 del 01 de noviembre de 2023, que decidió sobre la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del Proyecto UPME 004-2014 Refuerzo Suroccidental 500 kV: Subestación Alférez 500 kV y las Líneas de Transmisión Asociadas". La resolución resuelve otorgar 2 días calendario a partir del 27 de febrero de 2025, en consecuencia, la Fecha de Puesta en Operación del proyecto es el 1 de marzo de 2025
- El 24 de mayo se notificó la Resolución 40069 de 2024: "Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto en contra de la Resolución No. 40692 del 24 de noviembre del 2023 que decidió sobre la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del Proyecto UPME 10 — 2019 Línea de transmisión Río Córdoba - Bonda (Termocol) 220 kV" La resolución resuelve otorgar 45 días calendario a partir del 16 de junio de 2024, en consecuencia, la Fecha de Puesta en Operación del proyecto es el 31 de julio de 2024
- El 11 de junio se notificó la Resolución 40183 de 2024: Por la cual se resuelve la solicitud de modificación 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 154 días calendario a partir del 2 de junio de 2024, en consecuencia, la Fecha de Puesta en Operación del proyecto es el 3 de noviembre de 2024.
- El 30 de junio GEB declaró en operación el tramo 1 del proyecto Refuerzo Suroccidente entre la SE Heliconia y la SE La Virginia.

Tabla N°13 - Panorámica general GEB Transmisión		2T24
Disponibilidad de la infraestructura		99.90%
Compensación por indisponibilidad		0.26%
Cumplimiento programa mantenimiento		98.46%
Participación en la actividad de transmisión		20.72%

Proyectos:

- Proyecto UPME 06 – 2017 S/E Colectora y líneas Colectora - Cuestecitas (CC) y Cuestecitas - La Loma (CLL) 500kv y líneas de transmisión asociadas: i) El 12 de junio de 2024 se notificó

por parte de la ANLA la resolución 1060 de 07 de junio de 2024 por medio de la cual se otorga la licencia ambiental para el tramo Colectora-Cuestecitas. El 26 de junio se radicó por GEB/ENLAZA el recurso de reposición a la resolución 1060 respecto de temas puntuales asociados a lo no aprobado en la licencia, se estima obtener respuesta de la autoridad (ANLA) en agosto 2024. ii) A junio 2024 avanza la construcción del tramo Cuestecitas la Loma-CLL, con 300 cimentaciones finalizadas, 203 torres montadas. El proyecto presenta un avance del 40%.

- Proyecto UPME 01 – 2013 S/E Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza y líneas de transmisión asociadas 500 kv: A corte de 30 de junio de 2024, el proyecto presenta un avance de 56%. El proyecto cuenta con 369 torres cimentadas y 232 torres montadas, avanzan procesos de modificación de licencia ambiental ante ANLA para viabilidad constructiva en diferentes sectores del proyecto, actualmente dos procesos suspendidos.
- Proyecto UPME 03-2010 S/E Chivor II, Norte, Bacatá y líneas de transmisión asociadas 230 kv: A junio de 2024 el proyecto presenta un avance de 74%, 255 torres cimentadas y 247 torres montadas, procesos de modificación de licencia ambiental ante ANLA para viabilidad constructiva en diferentes sectores del proyecto suspendidos.
- Proyecto UPME 04-2014 refuerzo suroccidental 500 kv: i) Continuo seguimiento al desarrollo del proceso de evaluación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) por ANLA para tramo II del proyecto. Actualmente el trámite continúa suspendido por la Autoridad ambiental mediante resolución No. 00861 del 17 de febrero de 2023, ii) A corte de 30 de junio de 2024, el proyecto presenta un avance del 79%, iii) GEB declaró en operación comercial, a partir del 30 de junio, 2024 los activos que hacen parte del proyecto convocatoria UPME 04 2014 – asociados al tramo I (Heliconia a La Virginia 500KV), iv) Continúa la construcción del tramo III para entrar en operación en el segundo semestre de 2024.
- Proyecto Membrillal, conexión subestación Bolívar 230kv y línea de transmisión asociada: A junio del 2024 el proyecto presenta un avance de 50%, con 40 torres cimentadas de 80 Torres y montadas 15; los avances en las subestaciones Bolívar 49% y Membrillal 35%.
- Proyecto UPME 10 – 2019: Línea Río Córdoba – Bonda (Termocol) 220kV: El proceso de evaluación de la Licencia Ambiental está suspendido por la ANLA hasta finalizar consulta comunidad NAARA KAJMANTA, el proceso de consulta es derivado de actuación judicial en segunda instancia. A corte de 30 de junio de 2024, el proyecto presenta un avance del 37%.
- Proyecto UPME 01 – 2022: Subestación Huila 230kv y líneas de transmisión asociadas: A junio 2024 el proyecto cuenta con un avance del 6% alineado a la programación, Avanza proceso de elaboración del EIA que se radicará en 2024 a la Autoridad ambiental (ANLA) para viabilizar la construcción del proyecto.
- Proyecto UPME 05 – 2023: Tercer Transformador Bolívar: Adjudicado al GEB en sesión virtual del día 17 de abril de 2024. Avanzan espacios de coordinación con Propietario de la Subestación Bolívar (ISA-INTERCOLOMBIA – ITCO), para socializar y acordar la solución para la ubicación de los activos objeto del proyecto.

Tabla N°14 - Estatus Proyectos

	Avance	Ingreso Anual Esperado (USD M)	Fecha Oficial Puesta en Operación (*)
Proyectos UPME			
Chivor II 230 kV	71%	5.5	4T24
Sogamoso Norte 500 kv	55%	21.1	1T25
Refuerzo Suroccidental 500 kv	76%	24.4	1T25
Colectora 500 kv	39%	21.5	3T25

Tabla N°14 - Estatus Proyectos

	Avance	Ingreso Anual Esperado (USD M)	Fecha Oficial Puesta en Operación (*)
Proyectos UPME			
Río Córdoba–Bonda 220kV	37%	1.2	3T24
Huila 230 kV	3%	1.9	3T26
Tercer transformador Bolívar	1%	1.63	2T26
Proyectos Privados		6.7	

*No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente


Tabla N°15 - Indicadores financieros TGI

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	466	519	52	11.2
Utilidad operacional	269	305	36	13.3
EBITDA	370	400	29	8.0
Margen EBITDA	79%	77%	-2.3 pp	
Utilidad neta	246	126	-119	-48.5
Deuda bruta / EBITDA	2.9x	2.0x	-0.9x	
EBITDA / Gastos financieros	4.7x	3.0x	-1.7x	
Calificación crediticia internacional:				
Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 12 22:		BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – Abr. 28 23:		Baa3, negativa		

- Las inversiones del portafolio de proyectos durante el 2T24 corresponden a COP 8.3 mM, presentando un aumento de COP 4.2 mM vs 2T23, principalmente por el avance en la ejecución en el segundo trimestre del 2024 de las actividades del proyecto Cumplimiento Ramal a Dosquebradas y *Revamping* del proyecto Infraestructura Mariquita Gualanday.

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

	2T24
Volumen transportado – Promedio Mpcd	484.9
Capacidad contratada en firme – Mpcd	654.0


Tabla N°17 - Indicadores financieros Cálidda

USD M	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	212	228	16	7.5
Ingresos ajustados*	94	96	2	1.6
Utilidad operacional	47	49	2	4.2

Tabla N°17 - Indicadores financieros Cálidda

USD M	2T23	2T24	Var \$	Var %
EBITDA	59	63	4	6.0
Margen EBITDA - Ingresos	28%	27%	-0.4 pp	
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	63%	65%	2.7 pp	
Utilidad neta	28	28	0	0.9
Deuda bruta / EBITDA	3.8x	3.8x	0.0x	
EBITDA / Gastos financieros	7.2x	7.2x	0.0x	

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

- Cálidda culminó con éxito la primera etapa de instalación de redes de Gas Natural en las zonas altas de la ciudad, con la conexión de 39 hogares de Bayóvar, San Juan de Lurigancho que suman en total 197 metros de redes. El proyecto consta de cuatro etapas y un total de 2km de redes, con los que se busca beneficiar a más de 400 familias.
- En colaboración con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), se está llevando a cabo un estudio de factibilidad para la producción de biogás. Este tiene como objetivo beneficiar a las poblaciones que enfrentan pobreza energética en el Norte Chico (provincias de Huaral, Huaura y Barranca en el departamento de Lima).

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

	2T24
Cientes acumulados	1,881,769
Cientes potenciales	2,414,159
Extensión total de la red (Km)	17,388
Volumen facturado (Mpcd)	800
Penetración de la red (%)	77.9%

Tabla N°19 - Indicadores financieros Contugas

USD m	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	16,026	19,034	3,008	18.8
Utilidad Bruta	8,551	10,663	2,111	24.7
Margen bruto	53%	56%	2.7 pp	
Utilidad operacional	1,302	3,709	2,407	184.9
EBITDA	5,506	7,940	2,434	44.2
Margen EBITDA	34%	42%	7.4 pp	
Utilidad neta	-3,620	-1,011	2,610	-72.1

- Durante el trimestre se evidenció un impacto positivo del sector pesca, beneficiando los ingresos por distribución. En total, el impacto fue por 7 millones de m3 lo que equivale a USD 1 M aproximadamente en el 2T24 vs 2T23.
- Adicionalmente, debido al incremento en el número de conexiones residenciales habilitadas: A junio 24 98,997 vs junio 23 78,117. Conexiones residenciales en el 2T24: 4,030 vs 2T23: 2,622

Tabla N°20 - Panorámica general Contugas		2T24
Número de clientes		99,313
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)		24
Volumen transportado acumulado (Mpcd)		635
Capacidad contratada en firme (Mpcd)		20
Longitud de la red (km) distribución + transporte		1,752



Tabla N°21 - Indicadores financieros ElectroDunas				
PEN m	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	130,650	139,972	9,322	7.1
Utilidad Bruta	43,459	47,724	4,265	9.8
Margen Bruto	33.3%	34.1%	0.8 pp	
Utilidad operacional	23,028	28,814	5,787	25.1
Margen operacional	17.6%	20.6%	3.0 pp	
EBITDA	35,933	42,161	6,227	17.3
Margen EBITDA	27.5%	30.1%	2.6 pp	
Utilidad neta	12,839	14,416	1,577	12.3

- A junio 2024, la Nueva Línea de Negocio "CrediDunas" reportó 514 nuevos créditos desembolsados por un importe total de PEN 976 miles, con cuotas de financiamiento de entre 12 y 24 meses.
- Como parte de las nuevas inversiones de los proyectos de distribución, entre nuevos suministros y renovaciones se ha hecho una inversión de abril a junio 2024 de USD 4,521 miles. El objetivo de estos proyectos es el de abastecer de forma oportuna la demanda y brindar confiabilidad al sistema de transmisión y distribución.
- El 16 de mayo de 2024 se culminó con el proyecto de alumbrado público y energía domiciliaria en Lomas de Ocucaje iniciado en octubre de 2023, que beneficia a más de 2,000 familias en la región Ica.

Tabla N°22 - Panorámica general ElectroDunas		2T24
Venta de Energía de ELD (MWh)		660,968
Venta de energía a clientes propios (GWh)		506,934
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)		154,033
Compra de energía y generación propia (MWh)		492,580

Tabla N°23 - Indicadores financieros PPC

PEN m	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	7,609	7,407	-202	-2.7
Utilidad operacional	4,504	4,962	458	10.2
Margen operacional	59.2%	67.0%	7.8 pp	
EBITDA	7,290	7,194	-97	-1.3
Margen EBITDA	95.8%	97.1%	1.3 pp	
Utilidad neta	2,740	2,343	-397	-14.5



Tabla N°24 - Indicadores financieros Cantaloc

PEN m	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	13,686	17,055	3,368	24.6
Utilidad operacional	2,737	2,543	-194	-7.1
Margen operacional	20.0%	14.9%	-5.1 pp	
EBITDA	1,879	3,197	1,318	70.1
Margen EBITDA	13.7%	18.7%	5.0 pp	
Utilidad neta	1,933	1,439	-494	-25.6



Tabla N°25 - Indicadores financieros Trecca

USD m	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	5,992	6,281	289	4.8
Utilidad bruta	4,934	5,188	254	5.2
EBITDA	4,096	4,170	73	1.8
Margen EBITDA	68.4%	66.4%	-2.0 pp	
Utilidad neta	-2,935	-3,587	-652	22.2

- En Trecca, se logró la autorización para la conexión del proyecto por iniciativa propia Subestación Modesto Méndez y Línea de Transmisión asociada, para atender las condiciones vulnerables de las instalaciones que abastecen al departamento de Petén. Dichos activos generarán ingresos anuales por Peaje por USD 3.4 M y activarán los ingresos anuales por Canon USD 841 miles correspondientes al Tramo Norte del Lote D del PET-01-2009. Con esta energización se cierra el alcance del Lote D del PET-01-2009, y permite reducir la garantía de cumplimiento respaldada por GEB en USD 1.0 M.

Tabla N°26 - Indicadores financieros EEBIS

USD m	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	2,547	2,348	-199	-7.8
Utilidad bruta	2,347	2,125	-223	-9.5
EBITDA	2,253	2,082	-171	-7.6
Margen EBITDA	88.4%	88.7%	0.2 pp	
Utilidad neta	648	426	-222	-34.3

- EEBIS (EEB Ingeniería y Servicios, S.A.) ha continuado percibiendo los ingresos asociados al Proyecto Anillo Pacífico Sur (APS). En el 2024 se materializaron ingresos adicionales en el Peaje del Sistema Principal producto de la revisión anual de factores macroeconómicos.

Tabla N°27 - Indicadores financieros Conecta Energías⁵

USD m	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	-	872	872	-
Utilidad bruta	-	780	780	-
EBITDA	-	769	769	-
Margen EBITDA	-	88.2%	88.2 pp	-
Utilidad neta	-	690	690	-

- Conecta Energías (antes Transnova) logró que la CNEE (Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala) emitiera la resolución TRC-GEL-00633-2024 por medio de la cual autoriza a la compañía la ejecución del proyecto por iniciativa propia "SE ATLANTICO" y la resolución 67-2024 por medio de la cual autoriza a la compañía la ejecución del proyecto por iniciativa propia "Subestación Chajul 230/69 kV y el segundo circuito Covadonga-Uspantán 230 kV".

Resultados Compañías No Controladas


Tabla N°28 - Indicadores financieros Enel Colombia

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos operacionales	4,117	4,207	90	2.2
Margen de contribución	2,057	1,929	-129	-6.3
EBITDA	1,738	1,609	-128	-7.4
Margen EBITDA	42.2%	38.3%	-4.0 pp	
EBIT	1,469	713	-756	-51.5
Utilidad neta	517	713	196	37.9

- Durante el primer semestre de 2024, la compañía invirtió más de COP 812 mM para robustecer las redes de distribución y fortalecer la matriz energética del país. Estas inversiones incluyen mejoras en la seguridad y la confiabilidad del sistema y el servicio, además de la garantía a la atención a la demanda, modernización de la red eléctrica y avances

⁵ Resultados de activo de transmisión "Transnova" en Guatemala, adquirido durante el 2023.

en el desarrollo de proyectos de generación de energía con fuentes renovables no convencionales.

- Enel Colombia declaró la operación comercial de los parques solares La Loma en Cesar (150 MWac⁶) y Fundación en Magdalena (90 MWac) a partir de junio.

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°29 - Panorámica General Enel Colombia		2T24
Generación Colombia		
Generación Enel Colombia (Gwh)		7,538
Ventas totales (Gwh)		10,350
Disponibilidad de plantas (%)		85.6%
Generación Centroamérica		
Generación Enel Colombia (Gwh)		1,077
Capacidad instalada		705
Distribución		
Número de clientes		3,902,009
Participación de mercado (%)		20.0%
Demanda energía nacional (Gwh)		81,946
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)		16,686
Índice de pérdidas (%)		7.54%
Control		Enel Energy Group
Participación de GEB		42.5%



Tabla N°30 - Indicadores financieros ISA CTM				
USD m	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	60	73	13	21.1
Utilidad operacional	40	49	9	23.2
EBITDA	59	66	7	11.8
Margen EBITDA	99.0%	91.5%	-7.6 pp	
Utilidad neta	26	25	-1	-2.2
Deuda neta / EBITDA	5.5x	4.2x	-1.3x	
EBITDA / Gastos financieros	3.8x	4.3x	0.5x	

- ISA CTM reafirmó su sólida fortaleza financiera y de sostenibilidad, gracias a la calificación Baa3 otorgada por Moody's, en abril del presente año. La calificadora destacó la solidez y la previsibilidad de los ingresos de ISA CTM, derivados de su operación de líneas de transmisión de energía eléctrica y los contratos de concesión que maneja.

Tabla N°31 - Panorámica General ISA CTM		2T24
---	--	------

⁶ Megavatios en corriente alterna

Demanda del mercado (Gwh)	4,899
Cuota de mercado (%)	40
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.63
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	85.66
Líneas de transmisión o Red (Km)	4,698
Control	ISA
Participación GEB	40%



Tabla N°32 - Indicadores financieros ISA REP

USD m	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	49	52	2	4.8
Utilidad operacional	28	31	3	10.1
EBITDA	37	40	2	6.2
Margen EBITDA	75.4%	76.4%	1.0 pp	
Utilidad neta	18	19	1	3.3
Deuda neta / EBITDA	1.6x	1.4x	-0.2x	
EBITDA / Gastos financieros	11.4x	12.3x	0.9x	

Tabla N°33 - Panorámica General ISA REP

2T24

Demanda del mercado (Gwh)	4,900
Cuota de mercado (%)	28
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	81
Líneas de transmisión o Red (Km)	6,319
Control	ISA
Participación GEB	40%



Tabla N°34 - Indicadores financieros Argo (IFRS)

BRL M	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	240	256	16	6.6
EBITDA	217	235	18	8.3
Margen EBITDA	90.3%	91.8%	1.5 pp	
Utilidad neta	121	175	54	44.8
Margen Neto	50.4%	68.4%	18.0 pp	
Activo	10,792	11,308	516	4.8
Patrimonio	5,104	5,746	642	12.6
Deuda Bruta	3,666	3,372	-293	-8.0
Deuda Neta	3,196	2,693	-503	-15.7

- En Argo se observó un mayor ingreso IFRS en el 2T24 vs 2T23 (BRL +16 M; 6.6% a/a) impulsado principalmente por mayor ingreso financiero, el cual es producto de una mayor variación monetaria (IPCA 1.13% en el 2T24 vs 0.76% en el 2T23).
- La Utilidad Neta IFRS aumenta 44.8 % a/a debido a i) menor gasto financiero neto en el período vs el trimestre del año anterior debido a la menor posición de deuda y a los indicadores macro de CDI y TJLP⁷ que son inferiores a los del año pasado, ii) incremento en el Método de Participación derivado de mayor utilidad neta IFRS de Argeb en el período (BRL 81M en el 2T24 vs BRL 47.3M en el 2T23).

Tabla N°35 - Indicadores financieros Argo (Regulatorio)

BRL M	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	326	319	-7	-2.2
EBITDA	294	287	-6	-2.1
Margen EBITDA	90.0%	90.1%	0.1 pp	
Utilidad neta	56	82	26	45.8
Margen Neto	17.2%	25.6%	8.4 pp	



Tabla N°36 - Indicadores financieros Promigas

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	241	1,801	1,560	647.0
EBITDA	354	680	326	92.2
Margen EBITDA	146.7%	37.8%	-109.0 pp	
Utilidad operacional	306	579	273	89.2
Margen Operacional	126.9%	32.1%	-94.8 pp	
Utilidad neta	257	302	45	17.4
Margen neto	106.7%	16.8%	-89.9 pp	

- Al 30 junio de 2024, Promigas reportó un EBITDA de COP 1.3 B y una Utilidad Neta de COP 0.6 B a nivel consolidado, correspondiente a una ejecución presupuestal del 112% y 121%, respectivamente.
- Ratificación de calificación AAA a Surtigas por parte de Fitch Ratings.
- A partir de abril SPEC logró habilitar una capacidad adicional de regasificación por 50 MPCD (450 MPCD total) representando así ~35% de la demanda nacional de gas.

Tabla N°37 - Panorámica General Promigas

	2T24
Red de gasoductos (Km)	3,284
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1,165
Capacidad contratada (Mpcd)	885
Usuarios acumulados (mm)	7.0
Control	Corficolombiana
Participación GEB	15.2%

⁷ CDI (Certificado de Depósito Interbancario) & TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo)

Tabla N°38 - Indicadores financieros Vanti

COP mM	2T23	2T24	Var \$	Var %
Ingresos	934	1,045	110	11.8
Utilidad operacional	134	238	104	77.8
EBITDA	146	181	35	23.8
Margen EBITDA	15.6%	17.3%	1.7 pp	
Utilidad neta	103	120	17	16.7
Deuda neta / EBITDA UDM	1.1x	1.1x		
EBITDA / Gastos financieros UDM	13.7x	13.6x		

- En el mes de mayo de 2024, se pagó la primera cuota de dividendos de 2023.

Tabla N°39 - Panorámica General Vanti

	2T24
Volumen de ventas (Mm3)	1,611
Número de clientes	3,627,324
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°40 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

COP mM	2T23	2T24	Var	Var %	6M23	6M24	Var \$	Var %
Distribución de gas natural	1,015	962	-53	-5.2	2,113	1,865	-248	-11.7
Transporte de gas natural	466	519	52	11.2	961	1,044	83	8.6
Transmisión de electricidad	271	314	43	15.8	616	621	5	0.8
Distribución de electricidad	188	129	-59	-31.6	372	305	-67	-18.0
Total ingresos	1,941	1,924	-17	-0.9	4,062	3,835	-227	-5.6
Distribución de gas natural	-722	-684	38	-5.2	-1,516	-1,313	203	-13.4
Transporte de gas natural	-172	-180	-9	5.1	-337	-356	-19	5.8
Transmisión de electricidad	-104	-110	-6	5.4	-200	-212	-11	5.7
Distribución de electricidad	-103	-106	-3	2.6	-234	-213	21	-9.2
Total costos	-1,100	-1,080	21	-1.9	-2,287	-2,094	194	-8.5
Utilidad bruta	840	844	4	0.4	1,775	1,741	-33	-1.9
Gastos administrativos y de operación	-231	-262	-31	13.3	-476	-490	-14	3.0
Otros ingresos (gastos), neto	14	37	22	153.9	32	55	24	74.8
Resultado de actividades operacionales	624	619	-5	-0.8	1,330	1,307	-24	-1.8
Ingresos financieros	90	45	-45	-50.2	260	97	-163	-62.8
Gastos financieros	-425	-359	66	-15.6	-848	-767	81	-9.5
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	158	-98	-256	-162.1	176	-97	-273	-155.3
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	478	544	66	13.8	1,056	1,129	74	7.0
Ganancia antes de impuestos	925	751	-174	-18.8	1,974	1,668	-306	-15.5
Gasto por impuesto corriente	-131	-135	-5	3.4	-291	-275	16	-5.5
Gasto por impuesto diferido	-53	17	69	-132.1	-54	27	81	-150.9
Utilidad neta	741	633	-109	-14.7	1,629	1,421	-208	-12.8
Participación Controladora	692	589	-103	-14.9	1,532	1,336	-197	-12.8
Participación no Controladora	49	44	-5	-10.9	97	85	-11	-11.7

Tabla N°41 – Estado de Situación Financiera

COP mM	jun-23	jun-24	Var	Var %
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,483	2,070	588	39.6
Inversiones	4	0	-4	-100.0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	2,507	1,667	-840	-33.5
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1,448	1,061	-386	-26.7
Inventarios	380	452	72	19.0
Activos por impuestos	378	288	-89	-23.7
Operaciones de coberturas	609	452	-157	-25.8
Otros activos no financieros	94	81	-13	-13.6
Activos clasificado como mantenidos para la venta	181	0	-181	-100.0
Total activos corrientes	7,084	6,072	-1,011	-14.3
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	14,154	13,968	-186	-1.3
Propiedades, planta y equipo	15,810	16,329	518	3.3
Activos por derecho de uso	67	58	-9	-13.3
Propiedades de inversión	30	184	154	512.0
Inversiones	48	88	39	81.2
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	313	317	4	1.3
Crédito mercantil	586	571	-15	-2.6
Activos intangibles	7,713	7,901	187	2.4
Activos por impuestos	126	217	91	72.4
Activos por impuestos diferidos	-33	0	33	100
Otros activos no financieros	0	0	0	-8.3
Total activos no corrientes	38,816	39,633	818	2.1
Total activo	45,899	45,706	-194	-0.4
PASIVOS Y PATRIMONIO				
PASIVOS CORRIENTES				
Obligaciones financieras	1,579	2,068	488	30.9
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	3,716	3,156	-560	-15.1
Obligaciones por arrendamientos	28	26	-2	-7.3
Cuentas por pagar a partes relacionadas	3	131	128	4,820.8
Instrumentos financieros derivados de cobertura	231	214	-17	-7.5
Beneficios a empleados	122	112	-10	-8.3
Provisiones	118	80	-37	-31.8
Ingresos recibidos por anticipados	16	108	92	590.2
Pasivo por impuestos	328	274	-54	-16.5
Otros pasivos no financieros	26	16	-10	-37.8
Total pasivos corrientes	6,166	6,183	18	0.3
PASIVOS NO CORRIENTES				
Obligaciones financieras	16,817	17,250	433	2.6
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	71	63	-7	-10.1
Obligaciones por arrendamientos	67	32	-34	-51.3
Pasivos por impuestos	0	0	0	0.0
Beneficios a empleados	92	108	16	17.8
Provisiones	585	545	-40	-6.9
Ingresos recibidos por anticipados	56	55	-1	-2.4
Pasivos por impuestos diferidos	2,755	2,945	190	6.9
Total pasivos no corrientes	20,442	20,999	557	2.7
Total pasivos	26,607	27,182	574	2.2
PATRIMONIO				
Capital emitido	492	492	0	0.0
Prima en colocación de acciones	838	838	0	0.0
Reservas	5,693	5,981	288	5.1
Resultados acumulados	6,744	6,546	-198	-2.9
Otro resultado integral	4,932	4,099	-833	-16.9
Total patrimonio de la controladora	18,698	17,955	-742	-4.0
Participación no controlada	594	568	-26	-4.3
Total patrimonio	19,292	18,524	-768	-4.0
Total pasivo y patrimonio	45,899	45,706	-194	-0.4

Tabla N°42 – Estado de Flujo de Efectivo

COP mM	jun-23	jun-24
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado del periodo	1,629	1,421
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuesto a las ganancias	345	247
Ingreso por método participación	-1,056	-1,129
Gastos financieros	840	767
Ingresos financieros	-263	-97
Depreciación y amortización	491	462
Pérdida en venta o baja de activos fijos	0	-5
Deterioro de cuentas por cobrar, neto	15	13
Diferencia en cambio	-176	149
Recuperación de deterioro de activos a largo plazo	0	0
Intereses por arrendamiento	-1	0.0
Provisiones (recuperaciones), neto	-10	36
Impuesto a las ganancias pagado	-250	0
Baja de activos intangibles	0	0
Terminación contrato de arrendamiento	0	0
	1,567	1,863
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-167	-72
Inventarios	-70	14
Activos por impuestos	-172	-63
Otros activos no financieros	-42	8
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-28	-34
Beneficios a empleados	-34	-67
Provisiones	3	-6
Otros pasivos	-20	37
Pasivos por impuestos	58	17
Pasivos por derechos de uso	0	0
Impuestos pagados	0	-145
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	1,095	1,551
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Capitalización en subordinadas	0	0
Capitalizaciones a empresas asociadas	0	-4
Consideración pagada en la adquisición de negocios conjuntos	0	0
Dividendos recibidos	300	291
Cuentas por cobrar relacionadas	0	0
Producto de la venta de activos fijos	-1	0
Intereses recibidos	182	186
Prestamos a partes relacionadas	0	0
Inversiones en activos financieros	29	-28
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-342	-532
Adquisición de activos intangibles	-306	-235
Adquisición de grupo de activos - Transnova	0	0
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	-137	-321
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Dividendos pagados	-195	-30
Intereses pagados	-781	-915
Préstamos recibidos	2,056	543
Pagos por arrendamientos	-32	-22
Préstamos pagados	-1,844	-1,058
Cuentas por pagar relacionadas - asociadas	0	-1
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	-796	-1,483
Incremento (disminución) neto de efectivo	162	-252
Efectivo adquirido en la combinación de negocios	0	0
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	-157	33
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	1,478	2,290
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	1,483	2,070

Glosario

- ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
- B: 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.
- IPCA: Índice de Precios al Consumidor Amplio (Brasil).
- Km: kilómetros.
- kV: kilovoltio.
- MBTU: Miles de Unidades Térmicas Británicas.
- m: miles.
- M: millones.
- mM: miles de millones.
- MME: Ministerio de Minas y Energía.
- Mpcd: Millones de pies cúbicos por día.
- MW: megavatios.
- MWh: megavatios por hora.
- pp: puntos porcentuales.
- STN: Sistema de Transmisión Nacional.
- STR: Sistema de Transmisión Regional.
- TRM: Tasa Representativa del Mercado
- UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

ir@geb.com.co

www.geb.com.co

www.grupoenergibogota.com/inversionistas



Grupo Energía Bogotá