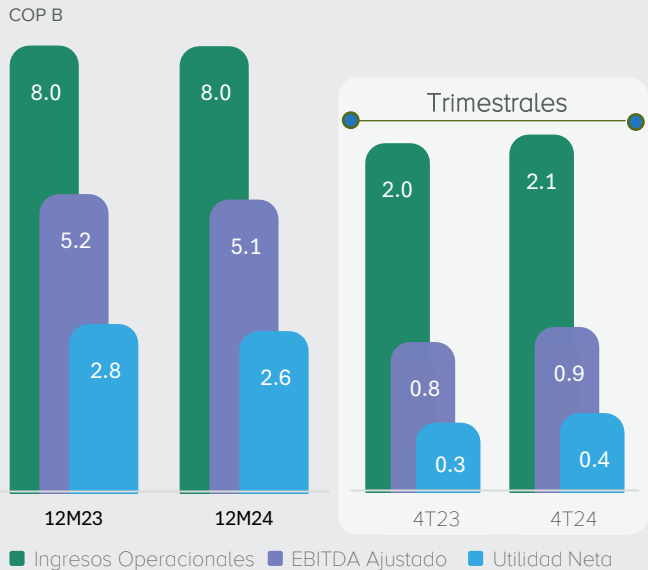




“Continua entrega de resultados destacados por su estabilidad y resiliencia en medio de desafíos de entorno e industria”

FINANCIEROS



COMPOSICIÓN EBITDA 4T24



183 (20%)
Transmisión energía



434 (48%)
Transporte Gas Natural



46 (5%)
Distribución energía



235 (26%)
Distribución Gas Natural

COP mM

Dividendo
propuesto \$ 238

Rentabilidad
por dividendo¹ 9.8%

Ingresos Utilidad Operacional EBITDA Ajustado² Utilidad Neta Controlada Capex orgánico

4T	12M	24	24	24	24
2,115	629	900	324	USD 143 M	4T
3.6% a/a	0.1% a/a	11.6% a/a	9.6% a/a	-5.9% a/a	24
7,972	2,681	5,094	2,462	USD 471 M	12M
0.2% a/a	2.0% a/a	-2.0% a/a	-5.0% a/a	+11.7% a/a	24

COP mM

OPERATIVOS

ENERGÍA



TRANSMISIÓN

Inicio Operación Comercial: i) La Loma ii) Refuerzo Suroccidental - T1 iii) Conexión Puerto Drummond

Adjudicación de proyectos: Huila & Tercer Transformador de Bolívar

Primer pago relevante de **dividendos** de **Argo** (BRL ~500 M)



DISTRIBUCIÓN

Modernización de dos subestaciones de Alta y Media Tensión (Enel Colombia)

Planta solar de 500 kW y sistema de almacenamiento en baterías en la **región de Ica** por ElectroDunas



GENERACIÓN

Inicio de **construcción** del **proyecto Solar Atlántico** con una capacidad instalada de **199.5 Mwac** (Enel Colombia)

Adjudicación de **856 GWh/año** en **subasta** de cargo por confiabilidad - **6 parques solares** (Enel Colombia)

GAS NATURAL



TRANSPORTE

Modificación Res. 175 con la Res. 102-008 (logrando **Reconocimiento Parcial Coberturas y VUN**)

Continuidad del Servicio del **99.99%**



DISTRIBUCIÓN

1.97 millones de clientes a diciembre del 2024 en Cálidda

Culminación proyecto estatal Plan Punche II con **50kms de redes** en Contugas

SOSTENIBILIDAD



Calificación **B** en la evaluación del **Carbon Disclosure Project**



+7,500 beneficiarios del programa **“Legado para Territorios”**



~350 proyectos de **inversión social** asociados con consultas previas de **Colectora (+COP 16 B)**



Top 5 – Ranking Gas & Utilities de S&P Global
Inclusión en índice **Best-in-Class** de **Dow Jones** de M.E.

Contenido

Resultados Financieros GEB	3
Ingresos operacionales.....	3
<i>Distribución de gas natural:</i>	3
<i>Transporte de gas natural:</i>	4
<i>Transmisión electricidad:</i>	5
<i>Distribución de electricidad:</i>	6
Costos operacionales	6
<i>Distribución de gas natural:</i>	6
<i>Transporte de gas natural:</i>	6
<i>Transmisión de electricidad:</i>	7
<i>Distribución de electricidad:</i>	7
Gastos administrativos y de operación	7
Otros ingresos (gastos) netos	8
EBITDA consolidado ajustado	8
Ingreso (Gasto) Financiero neto	8
Diferencia en Cambio	9
Método de Participación	9
Utilidad neta	9
Perfil de la deuda	10
CAPEX	10
Actualización Riesgo de Mercado	11
Actualización de Riesgos Estratégicos	12
Avances en Prácticas ASG 4T24	13
Dimensión social	13
Dimensión ambiental	14
Gobierno corporativo	14
Actualización Regulatoria durante el 4T24 y Posteriores	15
Resultados Compañías Controladas	17
Resultados Compañías No Controladas	25
Anexo: Estados Financieros Consolidados	29
Glosario	32

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, y 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 5.8 millones de clientes en distribución de gas natural; además de una infraestructura de más de 19,400 km de redes eléctricas, 4,957 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 4T23 y 4T24, y los años 12M23 y 12M24, bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia.

Ingresos operacionales

Tabla N°1- Ingresos por Segmento

COP mM	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	1,076	1,053	-23	- 2.2	4,112	3,944	-168	- 4.1
Transporte Gas Natural	526	554	28	5.4	2,005	2,127	122	6.1
Transmisión Electricidad	306	338	32	10.3	1,206	1,282	77	6.4
Distribución Electricidad	135	171	36	26.7	631	618	-12	- 2.0
Total	2,042	2,115	73	3.6	7,954	7,972	18	0.2

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	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Cálidda	969	968	-1	- 0.1	3,773	3,643	-130	- 3.5
Contugas	107	85	-22	- 20.7	339	302	-38	- 11.1
Total	1,076	1,053	-23	- 2.2	4,112	3,944	-168	- 4.1

El segmento de distribución de gas natural presentó un decrecimiento del 2.2% año a año (4T24 vs 4T23), en un ambiente de apreciación del Peso colombiano (COP) frente al dólar estadounidense (TRM promedio del trimestre) de 7.8%, con un efecto por conversión de COP 126 mM.

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

- En Cálidda se observa una disminución de USD de USD -14.2 M a/a; (-6% a/a) en sus Ingresos Totales, principalmente por efecto de:
 - Menores ingresos de instalaciones (USD -12.9 M a/a) debido a menor cantidad de nuevos usuarios incorporados al sistema de distribución de gas natural y a la menor participación de contratistas de Cálidda en la construcción de redes internas.
 - Menores ingresos *pass through* (USD -3.6 M a/a; -2.8% a/a) por el menor consumo de gas (USD -3.1 M a/a) y el menor ingreso por la ampliación de la red de distribución (USD -0.5 M a/a). Estos ingresos no dejan margen para Cálidda.

- Compensado en parte por los mayores ingresos por distribución de gas natural que incrementaron en USD + 3.6 M a/a explicado por un incremento de la tarifa media de distribución (+9.6% a/a) y el mayor volumen facturado de los sectores GNV (+5 MMPCD) y residencial & comercial (+2 MMPCD).
- Compensado también por los mayores ingresos por financiamientos no bancarios otorgados a clientes (USD +2.8 M a/a; +60% a/a) por el aumento de la cartera total de cuentas por cobrar (USD +27 M a/a; +50% a/a).
- Contugas presenta reducción de ingresos de USD -6.2 M; (-24% a/a) principalmente por:
 - Menor inversión en la construcción de redes de acero y redes de polietileno en el 4T24 vs 4T23 (USD 1.4 M vs USD 6.3 M) generando un efecto de USD - 4.9 M a/a.
 - Menor número de habilitaciones en el 4T24 vs 4T23 (1,650 vs 7,279) lo que generó USD -0.5 M a/a.
 - La terminación del Plan Punche, ocasionando que los ingresos relacionados con los proyectos de masificación de gas natural de la red FISE disminuyeran en USD -2.7 M a/a.
 - Lo anterior, parcialmente compensado por ingresos de distribución industrial, los cuales aumentaron (+25%; USD +2.5 M a/a), debido principalmente a la facturación del cliente Tengda por USD 1.1 M como diferencia entre el 4T24 vs 4T23. Adicionalmente, mayores ingresos por distribución residencial (USD +0.2 M a/a) por incremento en el número de conexiones residenciales habilitadas a diciembre 2024 de 103,587 vs diciembre 2023 de 89,609.

Transporte de gas natural:

La evolución de los ingresos de TGI por tipo de cargos en el 4T24 refleja un incremento de COP +28.3 mM (5.4% a/a), como se describe a continuación:

- Los cargos variables para el 4T24 totalizaron COP 86.5 mM (15.6% de los ingresos totales), lo que generó un incremento de COP 21.0 mM (+ 32.1%) frente al 4T23.
- Los cargos fijos por inversión durante el 4T24 totalizaron COP 335.5 mM (60.6% de los ingresos totales), correspondiente a un aumento de COP 5.0 mM (+1.5%) frente al 4T23, explicado principalmente por: i) mayor ingreso asociado a la suscripción de contratación adicional durante el trimestre de transporte en firme de varios remitentes (COP 1.6 mM) y ii) efecto por suspensiones por (COP 3.4 mM).
- Los cargos fijos por AO&M del 4T24 totalizaron COP 121.7 mM (22.0% de los ingresos totales), un aumento de COP 4.5 mM (+3.8%) frente al 4T24, explicado principalmente por i) indexación y mayor ingreso asociado a la suscripción de contratación adicional durante el trimestre de transporte en firme de varios remitentes (COP 3.9 mM) y ii) efecto por suspensiones por (COP 553 M).
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron una reducción del 17.7% entre el 4T24 y el 4T23, al pasar COP 12.3 mM en el 4T23 a COP 10.1 mM en el 4T24 (1.8% de los ingresos totales), debido principalmente a: i) la disminución de las pérdidas operativas de gas en el 4T24 que hacen que los ingresos asociados a ellos también disminuyan y ii) los agentes no han hecho uso del servicio de transporte de gas como materia prima.

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	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Transmisión Colombia	268	292	24	9.0	1,056	1,121	65	6.1
Trecca, EEBIS & Conecta Energías	38	46	8	19.7	150	162	12	8.0
Total	306	338	32	10.3	1,206	1,282	77	6.4

Los ingresos del segmento de transmisión de energía reflejan un aumento de 10.3% a/a, debido mayormente a la entrada en operación de dos proyectos de transmisión y el efecto de la TRM en las tarifas de los ingresos.

- Los ingresos del negocio de Transmisión Colombia, compuesto por Enlaza y Transmisión GEB, muestran un crecimiento explicado por:
 - Los ingresos por convocatoria del STN se incrementaron + 16.2% a/a en COP 21.5 mM, debido principalmente a la entrada en operación del proyecto Bonda (COP +1.5 Mm) y por efecto TRM. Estos ingresos se liquidan en dólares y se actualizan al IPP US de cierre del año previo.
 - Los ingresos por convocatoria del STR aumentaron en COP +7.5 mM por la entrada en operación en el 2024 del proyecto la Loma STR.
 - Los ingresos por contribuciones (*pass through*) totalizaron COP 32.7 mM (COP -2.7 mM; -7.6% a/a) explicados mayormente por una participación en el total de ingresos del STN.
 - Los ingresos por proyectos privados disminuyeron un -36%, (COP -5.1 mM) explicado principalmente por la provisión de los ingresos en los meses causados a partir del año 2024.
 - Los ingresos de activos por uso aumentan (COP +1.2 mM; +2% a/a), los cuales se liquidan en pesos y se actualizan con IPP Col.
- Las filiales en Guatemala reflejan los ingresos de Trecca, EEBIS y Conecta Energías (Transnova). En su moneda funcional los ingresos crecieron 13.3% a/a (USD +1.2 M), principalmente por:
 - Habilitación comercial y puesta en servicio de las líneas de transmisión y subestaciones durante el 2024. Los principales activos habilitados durante el 2024 fueron LT Tramo Modesto Méndez, Subestación Modesto Méndez, Subestación Guate Oeste y LT Izabal-Torre 90.

El efecto por conversión de dólares a COP es COP 4.9 mM.

Distribución de electricidad:

- Los ingresos del Grupo Dunas² crecieron 26.7% (PEN 15 M) al compararse con el cierre del 4T23 por mayores ingresos en venta de energía a clientes libres y regulados y principalmente por un efecto por conversión de pesos de COP 21.4 mM.

Costos operacionales

Tabla N°4 - Costos por Segmento

COP mM	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	774	701	-73	-9.4	2,932	2,731	-201	-6.9
Transporte Gas Natural	183	208	25	13.5	687	748	61	8.9
Transmisión Electricidad	139	127	-12	-8.6	436	452	16	3.7
Distribución Electricidad	63	94	31	49.5	322	319	-3	-1.0
Total	1,159	1,130	-29	-2.5	4,377	4,250	-127	-2.9

Distribución de gas natural:

El segmento presenta un efecto por conversión de COP 89.3 mM en sus costos operacionales, adicionalmente se presentaron las siguientes variaciones en moneda funcional:

- En Cálidda los costos disminuyen USD -13.7 M (-8.2% a/a) por efecto de:
 - Menores costos *pass through* (USD -3.6 M a/a; -2.8% a/a), en línea con los menores ingresos de gas, transporte y ampliación de la red. Estos costos no generan margen para Cálidda.
 - Menores costos por instalaciones internas (USD -12.2 M; -69.2% a/a) en línea con la reducción de conexiones hechas a/a y la menor participación de contratistas de Cálidda en la construcción de redes internas.
- Los costos de Contugas cerraron por debajo de los niveles registrados en 4T23 principalmente debido a la reversión de deterioro por USD -11.2 M y al cese de registro de proyectos FISE, los cuales culminaron en los primeros meses del 2024.

Transporte de gas natural:

Los costos de TGI aumentaron COP 24.7 mM (+13.5 % a/a) durante el trimestre en comparación con el 4T23 principalmente por:

- Los costos por mantenimiento se incrementaron en COP 15.2 mM (148.0%), principalmente por mayor consumo gas de reposición y actividades de integridad del gasoducto.
- Los otros costos aumentaron COP 13.2 mM (35.2%) entre el 4T23 y el 4T24 por el incremento del gas combustible debido el aumento en el precio de la molécula, así como por el incremento en gestión ambiental y social debido a una mayor atención de mantenimientos forestales, pagos a autoridades ambientales y convenios con comunidades.
- La disminución de depreciaciones y amortizaciones de COP 6.0 mM (-5.5%) se debe al efecto de la revisión del pasivo de desmantelamiento y el pasivo por derecho de uso de vía que impactó la depreciación del año y los activos en el 4T23.
- Los servicios profesionales aumentaron COP 4.0 mM (18.2%), principalmente por el incremento salarial 2024 y nuevos beneficios de convención colectiva. Adicionalmente, se

² Incluye ElectroDunas, Dunas y PPC.

da un aumento en honorarios y asesorías técnicas por mayor ejecución en actividades de ingeniería y diagnóstico.

- Reducción en impuestos, tasas y contribuciones (ITC) en COP 1.8 mM (-42.1%) por menores aportes en las conversiones de vehículos de GNV que compensa el aumento en la contribución de Solidaridad y Senati.

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 disminuyen (COP 12 mM; -8.6% a/a) principalmente por el decrecimiento de costos en el negocio de Transmisión Colombia.

- Los costos de Transmisión decrecieron principalmente por las cuentas de depreciaciones (-27% a/a; COP -8.6 mM a/a), costos generales (-79%; COP -3.0 mM a/a), costos de mantenimiento (-16%; COP -3.0 mM a/a) e impuestos (-38%; COP -2.2 mM a/a).
- Los costos de las filiales en Guatemala en su moneda funcional decrecieron en USD 91.9 mil (-2.1%) explicados por menores costos de seguros.

Distribución de electricidad:

- Para Grupo Dunas, los costos en el 4T24 en moneda funcional aumentaron PEN 17.6 (+10.1%) a/a debido principalmente a mayores costos de compra de energía.

Gastos administrativos y de operación

Tabla N°5 - Gastos administrativos por Segmento

COP mM	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	103	121	19	18.3	366	389	22	6.1
Transporte Gas Natural	39	58	18	47.0	148	212	64	43.2
Transmisión Electricidad	0	40	40	8365.6	54	101	46	85.6
Distribución Electricidad	6	27	20	330.5	112	120	8	7.4
Corporativo	116	111	-5	-4.2	307	300	-8	- 2.5
Otros	0	1	1	-236.6	13	12	-1	- 8.3
Total	264	358	93	35.4	1,001	1,133	132	13.2

El aumento de COP 93 mM (+35.4% a/a) en gastos administrativos consolidados durante el 4T24 vs 4T23 es explicado principalmente por:

- El segmento Transmisión de Electricidad crece en COP +40 mM dada la provisión constituida en diciembre de 2024 por la cartera de Air-e.
- El segmento de Distribución de Electricidad aumenta en COP +20 mM, explicados por mayores gastos de tributo y mayores gastos de personal.
- El segmento de Distribución de Gas Natural crece en COP +19 mM, principalmente por la necesidad de atender a la base de clientes más amplia de +183,651 usuarios adicionales conectados a/a en Cálida.
- En Transporte de Gas Natural el aumento de COP 18 mM se explica principalmente por aumento en depreciaciones, amortizaciones y provisiones (DA&P) debido en su mayoría al aumento en la provisión de COP 25.4 mM por las glosas que se generaron durante el 4T24

con algunos remitentes por la controversia generada en los valores facturados por el servicio de transporte por la aplicación del WACC del 11.88% vs el anterior del 10.94%.

Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta revela un ingreso por COP 2.3 mM, decreciendo -76.7% a/a (COP - 7.5 mM), principalmente por menores gastos de contrato de venta de cartera de Cálidda.

EBITDA consolidado ajustado³

Tabla N°6 - EBITDA ajustado por compañía								
COP mM	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
TGI	430	434	3	0.8	1,696	1,716	20	1.2
Cálidda	187	213	26	13.7	866	853	-13	-1.5
Transmisión Colombia	54	148	95	176.3	498	616	118	23.7
Dunas	66	46	-20	-30.5	311	258	-53	-17.0
Contugas	23	22	-1	-2.9	93	95	2	2.0
Trecca, EEBIS & Conecta	24	35	12	49.0	110	128	18	16.4
Gebbras	-1	0	0	-40.8	-2	-3	-1	61.6
Otros	23	2	-21	-91.9	5	1	-4	-81.4
Total controladas	806	900	94	11.6	3,577	3,664	87	2.4
Enel Colombia	0	0	0	-	1,164	768	-396	-34.0
REP & CTM	0	0	0	-	265	244	-21	-7.9
Promigas	0	0	0	-	89	89	0	0.0
Vanti	0	0	0	-	88	110	22	25.4
EMSA	0	0	0	-	4	3	-1	-24.6
Argo	0	0	0	-	9	215	206	2194.9
Total Asociadas	0	0	0	-	1,620	1,430	-190	-11.7
Total	806	900	94	11.6	5,197	5,094	-103	- 2.0

Nota: Se identificó un saldo relacionado con el EBITDA del segmento de Distribución de Electricidad (Dunas) que se encontraba en el segmento de Transmisión para el 2023. Se realizó la reclasificación correspondiente, sin afectar el EBITDA total.

- El EBITDA de compañías controladas representa el 100% del EBITDA ajustado del trimestre, aumentando 11.6% a/a, principalmente por la mayor contribución en EBITDA del segmento de Transmisión en Colombia.
- En Transmisión Colombia, hubo un incremento del 15% en los ingresos (ingresos operacionales y otros ingresos) y un efecto favorable de COP 38 mM por haber descontinuado en el 4T23 la exclusión de los costos y eficiencias en gastos por impuestos operativos del cálculo del EBITDA.
- En Cálidda, el incremento en contribución de EBITDA está relacionado con el incremento de la tarifa media debido al plan de inversiones adicionales, así como el mayor ingreso del negocio no regulado.
- Lo anterior, parcialmente compensado por la reducción en Dunas dado el fortalecimiento relativo durante el 2024 del COP frente al PEN del 6% y mayores costos.

Ingreso (Gasto) Financiero neto

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

Los ingresos financieros disminuyeron COP -13.7 mM a/a principalmente por menores intereses generados por las inversiones temporales.

Los gastos financieros disminuyen 10.0% a/a (COP -35.7 mM) cerrando en COP 318.4 mM, explicado principalmente por mayores intereses capitalizables por ejecución de los proyectos de transmisión COP 22.1 mM y menores gastos financieros por pago de parte de los bonos locales de GEB.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio refleja un aumento del gasto de 284.8% a/a (COP +203.2 mM) resultado de la depreciación del peso colombiano (COP) frente al dólar estadounidense USD 15.4% en COP 587 pesos por dólar.

Método de Participación

Tabla N°7 - Método de Participación

COP mM	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Enel Colombia	-154	34	188	-122.2	821	957	136	16.6
CTM	-15	43	58	-391.8	106	198	92	86.7
Vanti	22	15	-7	-30.8	110	115	5	4.6
REP	27	29	1	4.3	116	130	14	12.1
EMSA	1	0	-1	-129.8	5	7	2	46.9
Promigas	43	31	-12	-27.2	154	162	7	4.8
Argo	49	69	20	40.8	233	260	28	11.9
Gebbras	30	40	10	33.9	173	139	-34	-19.6
Ágata	4	-2	-5	-143.6	1	-5	-6	-609.2
Total	8	260	253	3,366.9	1,719	1,964	245	14.3

El método de participación patrimonial (MPP) presenta un aumento de COP +253 mM a/a, obedeciendo principalmente a los deterioros contables registrados en el 4T23: i) en Enel Colombia, se registró un mayor deterioro por concepto de la puesta en venta del proyecto de energía eólica "Windpeshi" (COP 229 mM); y ii) en ISA CTM por traslado de operación de subestación Yanango (COP 34 mM).

Adicionalmente, las filiales de Transmisión en Brasil (Argo & Gebbras) presentan aumento de 40.8% a/a y 33.9% a/a respectivamente, obedeciendo principalmente al aumento de ingresos operacionales y el registro del MPP de Argeb.

En el acumulado a 12M24, el MPP presenta un aumento de 14.3% a/a, explicado mayormente por el aumento de las utilidades netas registradas en Enel Colombia y CTM, dados los deterioros contables registrados en el 4T23.

Utilidad neta

- El impuesto a las ganancias aumentó 17.3% a/a por el aumento de la provisión del impuesto corriente.
- La utilidad neta consolidada del periodo se situó en COP 366.3 mM, aumentando 9.7% a/a, con una participación controlada de COP 324.3 mM.

Perfil de la deuda

Tabla N°8 - Perfil de la deuda

USD M	2024	25	26	27	28	29	+30
Vencimiento	-	300	447	1134	811	211	1,780
Total	4,684						

Valores nominales

- GEB: Se gestionaron dos créditos de tesorería con Bancolombia (COP 200 M) y Banco Agrario (COP 184M), ambos a un año con amortización *bullet*, para satisfacer necesidades transitorias de liquidez.
- TGI: Prepago de COP 70 mM del Club Deal, reduciendo la deuda a COP 871 M y renegociación del *Spread* logrando una reducción al pasar de IBR 3M + 3.75% a IBR 3M + 3.35%.
- Cálidda: Se extendió el vencimiento del crédito con Nova Scotia (USD 200 M) de diciembre 2026 a junio 2028. Reducción de tasa de Daily SOFR + 2.25% a Daily SOFR + 2.09%.
- Trecca: Se ampliaron plazos de créditos con Itaú (USD 58 M), hasta abril y mayo de 2025 y se desembolsó un nuevo crédito con Citibank por USD 7 M.

Tabla N°9 - Clasificación de la deuda y ratios

COP mM	4T23	4T24	Var \$	Var %
EBITDA UDM	5,197	5,094	-103	-2.0
Deuda total neta	16,338	19,212	2,874	17.6
Deuda total bruta	18,628	20,796	2,168	11.6
Gastos financieros neto UDM	868	1,131	263	30.4
Deuda total neta / EBITDA	3.1x	3.8x	0.6	20.0
EBITDA / Gastos financieros neto	6.0x	4.5x	-	1.5

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

La composición por moneda en pesos (COP) pasó de 35% (4T23) a 30% (4T24), debido principalmente a los prepagos de deuda realizados por TGI al Club Deal suscrito en noviembre del 2023, con una reducción en capital de COP 472 mM durante el 2024.

Asimismo, se observa un incremento de la deuda en filiales, explicado mayormente por el aumento en saldos de crédito de corto plazo en TRECSA y el desembolso de una facilidad de crédito con Nova Scotia por USD 90 M en Cálidda. En términos de tasa de interés (tasa variable vs tasa fija) la composición pasó de (65%/35%) a (63%/37%).

CAPEX

Tabla N°10 - CAPEX ejecución y proyección anual

USD M	4T24	12M24	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2025P - 2029P
Cálidda	31	115	93	50	9	9	7	168
Transmisión	71	254	250	235	56	56	56	651
TGI	27	45	68	30	30	32	29	188
Trecca & EEBIS	3	14	12	8	2	1	16	39
Contugas	1	7	6	14	1	1	4	25
Grupo Dunas	9	34	24	19	23	25	20	111

Transnova	0	3	50	38	19	20	17	144
Total	143	471	503	393	139	143	149	1,327

El CAPEX orgánico ejecutado durante el 4T24 ascendió a USD 143.0 M, USD 8.9 M menos frente al ejecutado en el 4T23 (USD 151.9 M), explicado principalmente por una menor ejecución en el negocio de Transmisión Colombia (USD -9.9 M), el cual representa el 50% del total de CAPEX ejecutado en el trimestre. Lo anterior, fue parcialmente compensado por una mayor ejecución en TGI (USD +12.8 USD M), en línea con las inversiones realizadas en IPATs, térmicas, GNV e Industrias, geotecnia y mantenimientos. En el negocio de Transmisión Colombia la ejecución fue destinada principalmente a los proyectos Colectora, Sogamoso, y Refuerzo Suroccidente.

La proyección de CAPEX de 5 años asciende a USD 1.3 mM, en donde el segmento de Transmisión Colombia lidera las inversiones proyectadas con el 49% del total para este espacio de tiempo, seguido por TGI y Cálidda con el 14% y 13% respectivamente. Se espera que en el caso de Transmisión Colombia dichas inversiones sean destinadas a los proyectos Colectora, Sogamoso Norte, Chivor II-Norte, Refuerzo Suroccidental y Segundo Circuito Colectora al 2026, con posteriores inversiones contempladas para subastas de la UPME con participación de GEB, y la operación y mantenimiento de redes de transmisión actuales.

Adicionalmente, en TGI las inversiones se destinarán principalmente mantenimiento, reposición y/o adecuación de infraestructura, e IPATs (Mariquita Gualanday y Ramal Jamundí) y Redes de Polietileno, Redes de Acero, Redes Spot ERP, GNVM y otros en Cálidda.

Actualización Riesgo de Mercado

Durante el 4T24 no se evidenciaron cambios cualitativos y cuantitativos materiales en el riesgo de mercado respecto a la información reportada al cierre del 3T24.

Los siguientes son los preceptos claves de la gestión de riesgo financiero integral del GEB en línea con su perfil de riesgo conservador:

- Exposición cambiaria y diversificación de riesgos: Según las monedas funcionales de cada filial del Grupo se genera una compensación de riesgos a través de una correlación inferior al 100% entre las paridades cambiarias USD-COP, USD-BRL y USD-PEN. De esta forma, se evidencia cuantitativamente el aporte de la diversificación al perfil consolidado de riesgo del GEB por medio del VaR correlacionado. Adicional a las coberturas naturales, se evalúan coberturas financieras que permitan mitigar el riesgo de corto y largo plazo.
- Exposición al riesgo de tasa de interés: Se realiza permanente monitoreo a las variables de mercado, con el objetivo de implementar de manera oportuna estrategias de mitigación de riesgo.
- Deuda financiera según horizontes de vencimientos: De las 50 obligaciones financieras del Grupo, las cuales implican flujos de caja de cupones / intereses entre el último trimestre del año 2024 y el año 2028, 36 finalizan durante los próximos cinco años.

Las siguientes obligaciones financieras, superan el 5% del total de la deuda:

- GEB: Crédito Sindicado noviembre 2027 (10.8%), Bonos internacionales noviembre 2033 (8,5%), Bonos internacionales mayo 2030 (8.5%), y Crédito Banco Davivienda marzo 2032 (6.4%).
- TGI: Bono internacional noviembre 2028 (12.2%).

- Cálidda: Crédito Sindicado diciembre 2026 (7.4%)
- Contugas: Crédito Sindicado septiembre 2027 (6.8%)

Actualización de Riesgos Estratégicos

Durante el último trimestre del año 2024 se reportó la materialización de los siguientes riesgos estratégicos:

- Enlaza: “Incumplimiento al plan de negocios de ENLAZA”. Evento: Intervención de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) a la empresa AIR-E con impacto en la cartera del GEB y la filial ENLAZA al cierre del 2024 aproximadamente de COP 65 mM.

Acciones realizadas:

- Seguimiento permanente a la liquidación de cuentas efectuada por XM.
- Se adelantarán las acciones para el reclamo de los pagarés por los valores certificados por XM (Resolución CREG 031-21). Se adelantarán las acciones administrativas para que GEB y Enlaza presenten sus acreencias en el proceso de administración o de liquidación según se defina por parte de la SSPD.
- Interposición de acciones judiciales del GEB contra la resolución 40307 del Ministerio de Minas y Energía (MME) en diciembre 2024.
- GEB y ENLAZA presentaron demanda de nulidad y restablecimiento del derecho respecto de la Resolución 40307 de 2024 y sus prórrogas. La demanda fue dirigida contra el MME con vinculación de AIR-E. A la fecha la demanda está pendiente de admisión.
- Solicitud y expedición por parte de Fiduciaria de Occidente del pagaré por cuenta y en nombre de AIR-E por el monto adeudado antes de la intervención de dicha empresa, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 031 de 2021.
- Suscripción del acuerdo de pago por parte de GEB, para el vencimiento del mes de noviembre.
- Preparación de proceso ejecutivo en contra de AIR-E.
- Preparación de interposición de tutela para declarar el estado de cosas inconstitucionales.

Se mantienen las siguientes alertas tempranas en TGI:

- Cambios regulatorios y normativos con impacto al negocio: Se logró modificación de la Resolución 175 con la expedición de la Res.102-008 que mitiga impacto por coberturas y VUN y entrega de requerimientos oportunamente. A la fecha no se han expedido por parte de la CREG.
 - Probabilidad: Media
 - Impacto 2025: - Ingresos Jul-Dic COP 236.0 mM.
 - Acciones: i) Seguimiento y reuniones con la CREG y MME para enfatizar impactos y lograr agilizar proceso. ii) Entendimiento con terceros interesados frente a intereses de recurso de reposición.
- No alcanzar las metas financieras de la empresa ni el retorno sobre el capital: TGI aplicó el cambio de WACC de acuerdo con la resolución 175, sin embargo, existen diferencias de interpretación con los remitentes (WACC 11.88% a 10.94%) y concepto de la CREG frente a proceso de resolución de solución de controversias.
 - Probabilidad: Alta

- Impactos 2024: + Provisiones COP 78.3 mM.
- Impactos 2025: + Provisiones ene-jun COP 42.8 mM. +Estimado glosas año 2023 COP 32,0 mM.
- Acciones: i) Revisión con asesor sobre interpretación WACC, ii) mantener provisión por diferencia en WACC, y iii) definición Estrategia Jurídica.

Se mantienen las siguientes alertas tempranas en Enlaza:

- Riesgo de desatención de la demanda de energía por demora en la ejecución de proyectos. Afectación de la confiabilidad y seguridad del Sistema Interconectado Nacional – SIN, por demoras en la ejecución de los proyectos de Transmisión de energía a cargo del GEB.
- Acciones: i) Se continúan desarrollando reuniones lideradas por el Consejo Nacional de Operación y la UPME para el Seguimiento del Área Oriental, en las que participa Enlaza, ii) agenda de relacionamiento para sensibilización y manejo de comunicaciones con representantes regionales, y iii) continúa la estrategia de medios y acciones con entidades de gobierno y comunidades para visibilizar las dificultades de los proyectos y los riesgos para la prestación del servicio, al igual que apoyar la gestión de las licencias ambientales

Se destacan los siguientes hechos relevantes de la Gestión de Riesgos durante el cuarto trimestre del 2024:

- Conecta:
 - El Ministerio de Energía y Minas (MEM), mediante la resolución No. MEM-RESOL-1261-2024, aprobó la cancelación de la garantía de cumplimiento No. SED-2021/00023, correspondiente al Lote D (tramo de Línea de Transmisión SE Izabal hasta Torre 90) del Contrato PET-01-2009, con un límite afianzado de USD 1,056,340.55, en virtud de la aceptación de las obras realizadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y el Administrador del Mercado Mayorista (AMM). De esta manera las garantías para el Proyecto PET-01-2009 quedaron por un valor afianzado de USD 8,468,274.95.

Avances en Prácticas ASG 4T24

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 octubre y el 31 de diciembre de 2024:

- Por cuarto año consecutivo el GEB ingresó al índice “best-in-class” de Dow Jones (antes Dow Jones Sustainability Index) para mercados emergentes.

Dimensión social

- Más de 7,500 beneficiarios a través del programa Legado para los Territorios en Colombia a 2024, el cual busca formar en habilidades para el empleo y el emprendimiento en áreas relevantes para la transición energética.
- 236 consultas previas (la más grande del país) realizadas en la Guajira, y aprobación de la ANLA para continuar con la construcción del proyecto Colectora de 500 kV.
- Cerca de 350 proyectos de inversión social en ejecución asociados a consultas previas de Colectora (+COP 16 mM).

- Alianza entre UNICEF y ElectroDunas para la promover prevención y minimización de la anemia en Huancavelica.
- +COP 100 mM aprobados en proyectos de Obras por Impuestos a 2024 (+70,000 beneficiarios).
- +COP 50 mM de inversión social realizada por GEB y filiales en 2024.

Dimensión ambiental

- El Diseño y aprobación de la Estrategia de Biodiversidad y la Estrategia de Economía Circular en TGI.
- Reforestación de 3.5 hectáreas en total en los departamentos de Sacatepéquez y Suchitepéquez por parte de Conecta.
- A 31 de diciembre de 2024, se han aprovechado 246.9 toneladas de residuos (no incluye peligrosos, especiales ni RAEES).
- +COP 45 mM de inversión ambiental realizada por GEB y filiales en 2024.

Gobierno corporativo

- El 31 de octubre de 2024, la Junta Directiva fortaleció su arquitectura de control al aprobar las modificaciones de los documentos corporativos que componen el marco ético del GEB y sus filiales. En el marco del proceso de certificación de la Norma Técnica ISO 37001:2016 se evaluó la conformidad del Sistema de Gestión Integrado del GEB, sobre todos los procesos, los requisitos legales, reglamentarios y contractuales que componen el Sistema de Gestión Integrado. Consecuentemente, la Junta Directiva aprobó las modificaciones de los siguientes documentos: Código de ética y conducta de colaboradores; Código de ética proveedores y contratistas; Política de ética empresarial, anticorrupción y antisoborno; Política de administración de conflictos de intereses.
- En la sesión anual de Planeación Estratégica celebrada el 1 de noviembre de 2024, la Junta Directiva sesionó en conjunto con los miembros de las Juntas Directivas y Directorios de sociedades controladas y no controladas con el fin de evaluar y dar seguimiento al Plan Estratégico Empresarial (PEC). Igualmente, en seguimiento a la estrategia corporativa se analizaron y discutieron los retos que enfrenta el sector y el impacto de condiciones ambientales, macroeconómicas y políticas a nivel local e internacional en la gestión del negocio.
- El 19 de noviembre de 2024 se llevó a cabo una reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionista en la que se sometió a consideración de este máximo órgano social la autorización al GEB para garantizar y refinanciación de obligaciones de sus filiales en Guatemala, TRECSA y EBBIS.
- El 20 de noviembre de 2024 en la sesión del Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad se hizo seguimiento a la estrategia de sostenibilidad del GEB y se presentó un análisis del desempeño del GEB en mediciones de asuntos ASG.
- El 12 de diciembre de 2024 se aprobaron los Planes Anuales de Trabajo de la Junta Directiva del GEB y de sus Comités de apoyo según la estrategia trazada para el año 2025. En estos Planes Anuales de Trabajo se incorporaron los temas propios de las

funciones de la Junta Directiva, en su condición de órgano de administración de la Sociedad, asuntos estratégicos para la Compañía y el Grupo. Así mismo, entre los meses de noviembre y diciembre se revisaron los Planes Anuales de Trabajo de las Filiales del grupo los cuales fueron aprobados en sus respectivas instancias corporativas.

- Durante el último trimestre se dio continuidad a la implementación del Sistema Integral de Gobernanza de la Sostenibilidad de las filiales, llevando a cabo la modificación de los correspondientes instrumentos de gobierno corporativo en las demás empresas (CONECTA, TGI, ENLAZA, ELD, PPC, CTLL)

Actualización Regulatoria durante el 4T24 y Posteriores

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 101 067-2024	Por la cual se dictan disposiciones para las compras de energía eléctrica con destino al mercado regulado por parte de prestadores sobre los cuales se ha ordenado la toma de posesión por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, motivada en el artículo 59.7 de la Ley 142 de 1994	Varios EE	Definitiva	Ver más
	CREG 101 066-2024	Por la cual se definen nuevos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad, se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006 y a otras resoluciones	Generación EE	Definitiva	Ver más
	CREG 102 013-2024	Por la cual se establecen medidas adicionales a los aspectos comerciales del suministro y del transporte del mercado mayorista de gas natural establecidos en las resoluciones CREG 186 de 2020 y 185 de 2020	Varios GN	Definitiva	Ver más
	CREG 102 012-2024	Por la cual se ajusta y se modifica la Resolución 102 008 de 2022 "Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural"	Transporte GN	Definitiva	Ver más
	Decreto MME 1467 2024	Por la cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar medidas de política pública orientadas a viabilizar las fuentes de gas natural costa afuera y la importación de gas natural, y se dictan otras disposiciones	Varios GN	Definitiva	Ver más
	Decreto MME 1403 2024	Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, en relación con los lineamientos de política energética en materia de autogeneración y producción marginal	Generación EE	Definitiva	Ver más
Perú	Osinerghmin N° 177-2024-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que declara fundado el recurso de reconsideración interpuesto por Gas Natural de Lima y Callao S.A. contra la Resolución N° 163- 2024-OS/CD, mediante la cual se aprobaron el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el Periodo de Aplicación de setiembre 2024 a noviembre 2024 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao	Distribución GN	Definitiva	Ver más
	Osinerghmin N° 195-2024-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 diciembre 2024 a febrero 2025 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao	Distribución GN	Definitiva	Ver más
	Osinerghmin N° 196-2024-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo mediante la cual se dispone la actualización de la Demanda Anual Proyectada y se aprueba el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el Periodo de Aplicación de diciembre 2024 a febrero 2025 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	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	335	291	-44	-13	1,056	1,120	65	6
Utilidad Bruta	212	184	-28	-13	689	740	50	7
EBITDA	228	209	-19	-8	725	795	70	10
Margen EBITDA	68%	72%	3.7 pp		69%	71%	0.0 pp	
Utilidad Operacional	192	138	-54	-28	653	661	8	1

Tabla N°12 - Ingreso por tipo de activo

COP mM	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Activos de Uso	52	53	1	2.3	185	211	26	13.9
Activos de Convocatoria	224	185	-39	-17.4	651	691	40	6.1
Proyectos Privados	14	9	-5	-35.5	38	38	0	1.2
Contribuciones	35	33	-3	-7.4	143	135	-8	-5.3
Total	326	280	-46	-14.0	1,016	1,075	58	5.7

Hechos relevantes:

- Resolución 40438 de 2024: Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 40273 del 30 de julio de 2024, que modificó la fecha de puesta en operación del proyecto "Línea de Transmisión Río Córdoba — Bonda (Termocol) 220 kV", objeto de la convocatoria UPME 10-2019. La resolución resuelve otorgar 132 días calendario a partir del 30 de julio de 2024, en consecuencia, la Fecha de Puesta en Operación del proyecto es el 13 de marzo de 2025.

Tabla N°13 - Panorámica general GEB Transmisión

	4T24
Disponibilidad de la infraestructura	99.9%
Compensación por indisponibilidad	0.01%
Cumplimiento programa mantenimiento	98.9%
Participación en la actividad de transmisión	21.4%

Proyectos:

- Proyecto UPME 06 – 2017 S/E Colectora y líneas Colectora - Cuestecitas (**CC**) y Cuestecitas - La Loma (**CLL**) 500kv: El proyecto fue adjudicado el 16 de febrero del 2018. La Fecha Oficial de Puesta en Operación vigente es el 22 de julio de 2025, y cursa trámite de solicitud de modificación de fecha ante el Ministerio de Minas y Energía (MME). Para el tramo Colectora -Cuestecitas-CC, posterior a la obtención de licencia en firme en agosto de 2024, se inició etapa pre constructiva la cual finalizó en noviembre de 2024, a la fecha se han finalizado 11 cimentaciones. Para el tramo Cuestecitas la Loma-CLL: A enero de 2025 avanza la construcción, 479 Cimentaciones finalizadas, 415 torres montadas y 93 kms (lineales) de tendido. A corte de 30 de enero de 2025, el proyecto presenta un avance total del 51%. El proyecto se encuentra recibiendo ingresos desde el mes de diciembre de 2022.

- Proyecto UPME 01 – 2013 Subestación Sogamoso- Norte- Nueva Esperanza Y Líneas De Transmisión Asociadas 500 Kv: El proyecto fue adjudicado el 07 de mayo del 2014. El 1 de febrero de 2025 – GEB/Enlaza fue notificada de la resolución No. 40038 de 25 de enero 2025 del MME por la cual la fecha oficial vigente de puesta en operación FOPO es 26 de diciembre de 2025. A corte de 30 de enero de 2025, el proyecto presenta un avance de 63%. El proyecto cuenta con 491 torres cimentadas y 355 torres montadas, cursan procesos de modificación de licencia ambiental ante ANLA para viabilidad constructiva en diferentes sectores del proyecto, actualmente dos procesos suspendidos por necesidad respuesta procesos de sustracción reserva MADs (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible), finalmente un proceso de modificación de licencia en trámite de Auto de inicio ante la ANLA. El proyecto se encuentra recibiendo ingresos desde el mes de octubre de 2017.
- Proyecto UPME 03-2010 Subestaciones Chivor II, Norte, Bacata y Líneas De Transmisión Asociadas 230 Kv: El proyecto fue adjudicado el 16 de abril del 2013. El 30 de enero de 2025 – GEB/Enlaza fue notificada de la resolución No. 40033 de 25 de enero 2025 del MME por la cual la fecha oficial vigente de puesta en operación FOPO es 30 de septiembre de 2025. A enero de 2025 el proyecto presenta un avance de 77%, 266 torres cimentadas, 263 torres montadas y 47 Kms (lineales) de tendido, cursan 2 procesos de modificación de licencia ambiental ante ANLA para viabilidad constructiva en diferentes sectores del proyecto, ambos actualmente suspendidos por necesidad respuesta procesos de sustracción reserva MADs (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible). El proyecto se encuentra recibiendo ingresos desde el mes de noviembre de 2015.
- Proyecto UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidental 500 Kv: El proyecto fue adjudicado el 12 de febrero del 2015. La fecha oficial vigente de puesta en operación FOPO es 1 de marzo de 2025. En cuanto al licenciamiento Ambiental - Tramo II (La Virginia -Alfárez), el 12 de noviembre 2024 ENLAZA se notificó a GEB/ENLAZA de la resolución No 002477 de la ANLA por la cual se otorga la licencia ambiental al tramo II. Posterior el 26 de noviembre GEB/ENLAZA radicó recurso de reposición a dicho acto administrativo, expectativa de licencia en firme junio 2025. A corte de 30 de enero de 2025, el proyecto presenta un avance del 82%. Continúa la construcción del tramo III para entrar en operación en el primer semestre de 2025, con fecha estimada para el mes de junio del 2025. El proyecto se encuentra recibiendo ingresos desde el mes de septiembre de 2018.
- Proyecto Membrillal, Conexión Subestación Bolívar 230kv Y Línea De Transmisión Asociada: El proyecto fue adjudicado el 7 de febrero del 2020. La Fecha Oficial de Puesta en Operación vigente es el 10 de marzo de 2025. A 30 enero de 2025 el proyecto presenta un avance de 92%, con 78 torres montadas de 80 y 19.6Kms de tendido de 20Km requeridos; los avances en las subestaciones Bolívar 96% y Membrillal 97%.
- UPME 10 – 2019 Línea Río Córdoba–Bonda (TERMOCOL) 220Kv: El 23 de octubre de 2024 – GEB/Enlaza fue notificada de la resolución No. 40434 del octubre de 2024 MME por la cual la fecha oficial vigente de puesta en operación FOPO es 13 de marzo de 2025, actualmente cursa solicitud de modificación de fecha ante el Ministerio. En cuando al licenciamiento ambiental - Tramo II, el 17 diciembre de 2024 se recibió notificación resolución 002775 del 13 de diciembre de 2024 de la ANLA que emite la resolución de la licencia ambiental para Tramo II, para dicho acto administrativo no se radicó recurso de reposición. Frente a la construcción del Tramo II, el 09 de ene 2025 se firma de acta de inicio obra Línea, iniciando obras civiles de las torres. A corte de 30 de enero de 2025, el proyecto presenta un avance del 49%. El proyecto se encuentra recibiendo ingresos desde el mes de diciembre de 2023.

- UPME 01 – 2022 Subestación Huila 230kv y líneas de transmisión asociadas: El proyecto fue adjudicado el 29 de septiembre del 2023, la fecha oficial de puesta en operación es 31 de agosto 2026 acorde a los DSI (Documentos Selección de Inversionista) de la UPME. A enero 2025 el proyecto cuenta con un avance del 11% alineado a la programación. Frente al licenciamiento ambiental, el 31 octubre de 2024 se radicó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) ante la ANLA. El 12 de noviembre se obtuvo la aprobación VPD (verificación preliminar de documentos EIA), a la fecha pendiente emitir auto de inicio evaluación por la Autoridad (ANLA).
- UPME 05 – 2023 Tercer Transformador Bolívar: La Fecha Oficial de Puesta en Operación vigente es el 30 de junio de 2026. A enero 2025 el proyecto cuenta con un avance del 6% alineado a la programación. Se seleccionan oferentes para suministros de equipos primarios, equipos AIS 500kV, Transformadores y Gis 220 kV.

Tabla N°14 - Estatus Proyectos

	Avance	Ingreso Anual Esperado (USD M)	Fecha Oficial Puesta en Operación (*)
Proyectos UPME			
Chivor II 230 kV	77%	5.5	3T25
Sogamoso Norte 500 kV	63%	21.1	4T25
Refuerzo Suroccidental 500 kV	82%	24.4	1T25
Colectora 500 kV	51%	21.5	3T25
Río Córdoba–Bonda 220kV	49%	1.2	1T25
Huila 230 kV	11%	1.9	3T26
Tercer transformador Bolívar	6%	1.6	2T26
Proyectos Privados		6.4	

*No incluye las prórogas que se puedan generar posteriormente



Tabla N°15 - Indicadores financieros TGI

COP mM	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	526	554	28	5.4	2,005	2,127	121	6.1
Utilidad operacional	304	294	-10	-3.2	1,196	1,200	4	0.4
EBITDA	413	421	9	2.1	1,611	1,661	50	3.1
Margen EBITDA	79%	76%	-2.5 pp		80%	78%	-2.3 pp	
Utilidad neta	149	149	0	0.0	668	503	-164	-24.6
Deuda bruta / EBITDA	2.1x	2.0x	-0.1x					
EBITDA / Gastos financieros	3.8x	3.2x	-0.6x					

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 26 | 24: BBB, estable
 Moody's – Calificación Bono – Jan. 29 | 25: Baa3, estable

- TGI mantuvo los niveles de utilidad del 4T24 vs 4T23 gracias al buen comportamiento de los ingresos y a la reducción de los gastos financieros, además de una variación positiva en el resultado neto por diferencia en cambio.
- TGI adelanta la gestión proactiva frente a las necesidades de proyectos que aceleren la puesta en marcha del Plan de Abastecimiento 2023 – 2038. Asimismo, respondiendo a las necesidades del país, TGI está llamado a ejecutar los principales proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural con inversiones de USD 600 M aproximadamente en el período 2025-2030.

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		4T24
Volumen transportado – Promedio Mpcd		499
Capacidad contratada en firme – Mpcd		670



Tabla N°17 - Indicadores financieros Cálidda								
USD M	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	236	223	-12	-5.3	869	897	28	3.2
Ingresos ajustados*	108	99	-9	-8.2	387	390	4	1.0
Utilidad bruta	70	69	-1	-0.9	262	276	14	5.5
EBITDA	59	60	1	1.6	232	249	16	7.0
Margen EBITDA - Ingresos	25%	27%	1.8 pp		27%	28%	1.0 pp	
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	54%	60%	5.9 pp		60%	64%	3.6 pp	
Utilidad neta	24	24	0	1.5	102	107		5.0
Deuda bruta / EBITDA	3.8x	3.8x	0.0x					
EBITDA / Gastos financieros	7.7x	6.8x	-0.9x					

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

- Durante 2024, se ha incrementado en 8.0% la cantidad de vehículos ligeros que registran consumo, los cuales consumen 63 MMPCD (+7.3% vs 2023). Adicionalmente, el nivel de vehículos pesados que registran consumos aumentó en un 19.7% respecto al 2023, estos vehículos consumen 14 MMPCD (+13.8% vs 2023).
- El EBITDA al 2024 alcanzó los USD 249 M, presentando un incremento del 7.0% respecto al EBITDA al 2023, explicado por el incremento de la tarifa media debido al plan de inversiones adicionales, así como el mayor ingreso del negocio no regulado.

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		4T24
Clientes acumulados		1,966,247

Tabla N°18 - Panorámica general Cálidda

	4T24
Cientes potenciales	2,480,784
Extensión total de la red (Km)	18,156
Volumen facturado (Mpcd)	799
Penetración de la red (%)	79.3%

Tabla N°19 - Indicadores financieros Contugas

USD m	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	22,250	22,031	-219	-1.0	76,728	79,417	2,690	3.5
Utilidad Bruta	11,836	12,562	727	6.1	40,507	46,068	5,561	13.7
Margen bruto	53%	57%	3.8 pp		53%	58%	5.2 pp	
Utilidad operacional	3,852	13,092	9,240	239.9	10,533	24,466	13,933	132.3
EBITDA	7,960	8,292	332	4.2	27,307	32,787	5,480	20.1
Margen EBITDA	36%	38%	1.9 pp		36%	41%	5.7 pp	
Utilidad neta	-1,016	7,723	8,740	-859.8	-10,214	3,769	13,983	-136.9

- El número de conexiones residenciales habilitadas en el 4T 2024 fueron 1,650 vs 7,279 en el 4T 2023. Durante el 2024 se logró conectar 14,022 clientes.
- Los ingresos por el sector pesca del 4T 2024 fueron de USD 1.1 M, significativamente mayor que la del 4T23 por USD 0.5 M. La segunda temporada de pesca al 31 de diciembre tuvo 273.38 Mpcd, un 13% más que la primera temporada.
- En el 4T24 se habilitaron 5 clientes industriales, dentro de los que destaca el proyecto planta de cal de Aceros Arequipa con un aporte de 0.65 Mpcd.
- Recuperación del deterioro contable de años anteriores, por USD 11.7 M. Se incluye en línea de depreciación el monto acumulado de depreciación del saldo de deterioro (aplicado de forma lineal). El efecto neto de la recuperación es de USD 9.2M.

Tabla N°20 - Panorámica general Contugas

	4T24
Número de clientes	103,927
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)	28
Volumen transportado acumulado (Mpc/mes)	803
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	20
Longitud de la red (km) distribución + transporte	1,931

Tabla N°21 - Indicadores financieros Dunas Energía (Holding)

PEN m	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	141,192	154,896	13,703	9.7	553,392	581,322	27,930	5.0
Utilidad Bruta	68,170	64,184	-3,986	-5.8	253,669	262,801	9,131	3.6
Margen Bruto	48.3%	41.4%	-6.8 pp		45.8%	45.2%	-0.6 pp	
Utilidad operacional	39,061	32,048	-7,012	-18.0	128,366	135,839	7,473	5.8
Margen operacional	27.7%	20.7%	-7.0 pp		23.2%	23.4%	0.2 pp	

Tabla N°21 - Indicadores financieros Dunas Energía (Holding)

EBITDA	48,914	42,633	-6,281	-12.8	168,226	176,405	8,178	4.9
Margen EBITDA	34.6%	27.5%	-7.1 pp		30.4%	30.3%	-0.1 pp	
Utilidad neta	25,672	16,079	-9,594	-37.4	71,056	70,966	-90	-0.1

- A diciembre 2024, CrediDunas reportó 1,436 nuevos créditos desembolsados por un importe total de PEN 3,595M, con cuotas de financiamiento de entre 12 y 24 meses.
- A diciembre 2024, se ha realizado un aporte de PEN 6,133M, según el plan de aportes que se mantiene con el Fondo Adara Energy Ventures, con el fin de participar activamente en los proyectos de almacenamiento de energía, generación distribuida, y eficiencias operativas que puedan resultar de la innovación, como un apalancador.



ElectroDunas

Tabla N°22 - Indicadores financieros ElectroDunas

PEN m	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	141,479	147,901	6,423	4.5	540,753	570,523	29,770	5.5
Utilidad Bruta	47,177	45,363	-1,814	-3.8	178,966	183,750	4,784	2.7
Margen Bruto	33.3%	30.7%	-2.7 pp		33.1%	32.2%	-0.9 pp	
Utilidad operacional	32,369	28,143	-4,226	-13.1	104,642	114,042	9,400	9.0
Margen operacional	22.9%	19.0%	-3.9 pp		19.4%	20.0%	0.6 pp	
EBITDA	45,461	42,844	-2,617	-5.8	156,266	168,687	12,421	7.9
Margen EBITDA	32.1%	29.0%	-3.2 pp		28.9%	29.6%	0.7 pp	
Utilidad neta	20,047	14,009	-6,038	-30.1	57,642	61,658	4,016	7.0

Tabla N°23 - Panorámica general ElectroDunas

	4T24
Venta de Energía de ELD (MWh)	1,326,147
Venta de energía a clientes propios (GWh)	1,000,161
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	325,986
Compra de energía y generación propia (MWh)	1,147,616

PERU
POWER CO.

Tabla N°24 - Indicadores financieros PPC

PEN m	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	7,224	8,709	1,485	20.6	29,518	30,917	1,399	4.7
Utilidad operacional	4,829	5,944	1,116	23.1	18,357	20,894	2,537	13.8
Margen operacional	66.8%	68.3%	1.4 pp		62.2%	67.6%	5.4 pp	
EBITDA	7,064	8,338	1,274	18.0	28,549	29,793	1,244	4.4
Margen EBITDA	97.8%	95.7%	-2.0 pp		96.7%	96.4%	-0.4 pp	
Utilidad neta	3,541	3,233	-307	-8.7	10,746	12,060	1,314	12.2


Tabla N°25 - Indicadores financieros Cantaloc

PEN m	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	21,703	17,994	-3,709	-17.1	65,130	68,371	3,241	5.0

Tabla N°25 - Indicadores financieros Cantalloc

PEN m	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Utilidad operacional	4,471	2,493	-1,978	-44.2	11,936	10,865	-1,071	-9.0
Margen operacional	20.6%	13.9%	-6.7 pp		18.3%	15.9%	-2.4 pp	
EBITDA	5,175	3,477	-1,698	-32.8	14,519	13,808	-711	-4.9
Margen EBITDA	23.8%	19.3%	-4.5 pp		22.3%	20.2%	-2.1 pp	
Utilidad neta	2,900	1,515	-1,385	-47.7	7,499	6,135	-1,364	-18.2

Tabla N°26 - Indicadores financieros Trecca

USD m	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	6,290	7,661	1,371	21.8	24,407	27,161	2,754	11.3
Utilidad bruta	4,920	6,590	1,670	34.0	20,148	23,123	2,975	14.8
EBITDA	3,588	5,305	1,717	47.8	16,458	18,888	2,429	14.8
Margen EBITDA	57.1%	69.3%	12.2 pp		67.4%	69.5%	2.1 pp	
Utilidad neta	-5,068	-2,507	2,561	-50.5	-11,018	-11,082	-63	0.6

- Habilitación Comercial y Puesta en Servicio de los Proyectos, adicionando a la matriz de Ingresos por USD 1.4 M: i) Subestación Guate Oeste (USD 1.0 M) y ii) LT Guate Oeste -Las Cruces (USD 0.3 M).
- Se materializó el objetivo estratégico de la fusión de Trecca y EEBIS realizando los registros comerciales y jurídicos en el 4T24. Esta estrategia permitirá la optimización de recursos, haciendo más eficientes las operaciones de ambas compañías, permitiendo la ejecución de los proyectos para el crecimiento sostenible de las operaciones en Guatemala.

Tabla N°27 - Indicadores financieros EEBIS

USD m	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	2,364	2,351	-13	-0.5	9,653	9,387	-267	-2.8
Utilidad bruta	1,958	2,115	157	8.0	8,607	8,489	-118	-1.4
EBITDA	1,891	2,055	164	8.7	8,409	8,310	-98	-1.2
Margen EBITDA	80.0%	87.4%	7.4 pp		87.1%	88.5%	1.4 pp	
Utilidad neta	273	368	94	34.5	1,975	1,832	-143	-7.2

- 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°28 - Indicadores financieros Conecta Energías

USD m	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	851,466.10	875	24	2.76	851	3,497	2,645	310.7
Utilidad bruta	799,128.50	780	-19	-2.43	799	3,115	2,316	289.8
EBITDA	783,609.10	749	-35	-4.47	784	3,069	2,286	291.7
Margen EBITDA	0.92	85.6%	-6.5 pp		92.0%	87.8%	-4.3 pp	
Utilidad neta	563,382.00	669	105	18.67	563	2,766	2,203	391.0

- Al cierre del periodo 2024 se logró un margen EBITDA del 88% derivado a las sinergias de las operaciones en Guatemala. Se presupuestó 85% de acuerdo al margen histórico.

Tabla N°29 - Indicadores financieros Gebbras (IFRS)

BRL M	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos por Equivalencia Patrimonial	37	54	16	43.4	200	183	-17	-8.3
EBITDA	36	52	16	44.5	196	178	-17	-8.9
Margen EBITDA	97.2%	98.0%	0.8 pp		98.1%	97.4%	-0.7 pp	
Utilidad Neta	35	49	14	41.4	183	152	-31	-16.8
Margen Neto	92.8%	91.6%	-1.3 pp		91.6%	83.1%	-8.5 pp	
Activo	2,081	2,180	99	4.8				
Patrimonio	1,847	1,999	152	8.2				
Deuda Bruta	233	180	-53	-22.8				
Deuda Neta	217	119	-99	-45.5				

Tabla N°30 - Panorámica General Gebbras

SPEs: GOT, TER, TSP, MGE

% Participación Gebbras	51.0%
% Participación Eletrobras	49.0%
Concesiones de transmisión	4
Kms de Líneas de Transmisión	1,094
RAP Total Ciclo 24/25	299

Argeb Holding

% Participación Argo	62.5%
% Participación Gebbras	37.5%
Concesiones de transmisión	5
Kms de Líneas de Transmisión	2,416
RAP Total Ciclo 24/25	857

- En Gebbras, durante el 12M24 se registraron menores ingresos por equivalencia patrimonial frente al 12M23, debido principalmente a la caída de ingresos de las SPEs TER y TSP, dada la revisión tarifaria y el ajuste retroactivo presentados respectivamente.
- En el año 2023, el ingreso fue mayor debido a que no se vio impactado por las revisiones tarifarias y se reconoció el cambio de metodología de reconocimiento de la inflación (variación monetaria) en el activo financiero en 2023. Desde 2023, se reconoce la inflación de forma mensual. Debido a que 2023, fue el año de transición a la nueva metodología, se reconoció 18 meses de inflación (ago-dic 2022 + ene-dic de 2023).
- La Utilidad Neta 12M24 presenta una disminución anual debido adicionalmente al mayor gasto financiero por variación cambiaria pasiva acumulada a Sep-24 de BRL M 8.8.

Resultados Compañías No Controladas



Tabla N°31 - Indicadores financieros Enel Colombia

COP mM	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos operacionales	4,331	4,535	204	4.7	16,736	17,056	320	1.9
Margen de contribución	1,539	1,467	-72	-4.7	7,791	7,340	-451	-5.8
EBITDA	1,252	1,077	-176	-14.0	6,614	6,056	-557	-8.4
Margen EBITDA	28.9%	23.7%	-5.2 pp		39.5%	35.5%	-4.0 pp	
EBIT	212	515	303	143.2	4,913	2,360	-2,552	-52.0
Utilidad neta	-338	117	454	-134.5	1,952	2,360	408	20.9

- Enel Colombia se consolidó como un actor clave en la transición energética del país durante 2024, alcanzando inversiones superiores a los COP 2.1 billones. Estos recursos se destinaron para fortalecer la infraestructura eléctrica y ampliar la capacidad de generación con fuentes renovables.
- Enel Colombia inició en noviembre de 2024 la construcción del proyecto Solar Atlántico, ubicado en los municipios de Sabanalarga y Usiacurí, en el departamento del Atlántico. Este parque solar tiene una capacidad instalada de 199.5 MWac y entregará aproximadamente 525 GWh/año al Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Enel Colombia desembolsó el 30 de noviembre de 2024 un crédito por 300 millones de dólares, en su equivalente en pesos colombianos, con el European Investment Bank (EIB), siendo este el primer préstamo sintético entregado por EIB a una filial del Grupo Enel a nivel global.

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°32 - Panorámica General Enel Colombia

4T24

Generación Colombia

Generación Enel Colombia (Gwh)	14,030
Ventas totales (Gwh)	21,271
Disponibilidad de plantas (%)	87.7%

Generación Centroamérica

Generación Enel Colombia (Gwh)	2,604
Capacidad instalada	705

Distribución

Número de clientes	3,956,197
Participación de mercado (%)	20.0%
Demanda energía nacional (Gwh)	82,134
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)	16,673
Índice de pérdidas (%)	7.5%

Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	42.5%

Tabla N°33 - Indicadores financieros ISA CTM

USD m	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	63	67	4	6.7	235	291	56	24.0
Utilidad operacional	-2	34	37	-1527.8	106	190	83	78.2
EBITDA	60	59	-1	-1.0	228	280	52	22.8
Margen EBITDA	95.5%	88.6%	-6.8 pp		97.1%	96.2%	-0.9 pp	
Utilidad neta	-7	24	32	-437.7	61	122	60	98.3
Deuda neta / EBITDA	5.0x	3.7x	-1.3x					
EBITDA / Gastos financieros	4.0x	4.8x	0.8x					

Tabla N°34 - Panorámica General ISA CTM

	4T24
Demanda del mercado (Gwh)	5,107
Cuota de mercado (%)	42
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.52
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	94.25
Líneas de transmisión o Red (Km)	4,698
Control	ISA
Participación GEB	40%

Tabla N°35 - Indicadores financieros ISA REP

USD m	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	52	12	-40	-77.0	197	176	-20	-10.2
Utilidad operacional	26	25	-1	-2.9	105	121	16	14.8
EBITDA	38	38	0	-0.9	144	161	16	11.4
Margen EBITDA	72.9%	314.1%	241.2 pp		73.5%	91.2%	17.7 pp	
Utilidad neta	17	16	-1	-4.2	67	80	13	19.1
Deuda neta / EBITDA	1.4x	1.0x	-0.4x					
EBITDA / Gastos financieros	10.6x	12.5x	1.9x					

- Consorcio Transmantaro (ISA CTM) ejecutó un proyecto de transmisión eléctrica que incluyó la instalación de la línea de transmisión de doble circuito en 220 kilovoltios y la construcción de la subestación Chancay de 220/22,9 kV.
- Con el objetivo de brindar una mejor atención y fortalecer las capacidades productivas de más de 3000 personas de centros poblados en Huancavelica, el Programa Nacional PAIS del Ministerio de Desarrollo e Inclusión Social (Midis) y el Consorcio Transmantaro (ISA CTM), inauguraron un sistema fotovoltaico y un módulo productivo de deshidratación en el Tambo San Juan de Ccarhuacc, en el distrito de Yauli.
- ISA REP puso a disposición el Plan Ambiental Detallado (PAD) de la Subestación Eléctrica (S.E.) Huánuco.

- En octubre 2024, Apoyo & Asociados ratificó la calificación de los bonos locales de REP en AAA con perspectiva estable. De igual forma, en octubre 2024, Moodys Local ratificó la calificación de los bonos locales de REP en AAA con perspectiva estable.

Tabla N°36 - Panorámica General ISA REP		4T24
Demanda del mercado (Gwh)		5,107
Cuota de mercado (%)		27
Disponibilidad de la infraestructura (%)		99
Cumplimiento programa mantenimiento (%)		95
Líneas de transmisión o Red (Km)		6,319
Control		ISA
Participación GEB		40%



Tabla N°37 - Indicadores financieros Argo (IFRS)								
BRL M	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	232	289	57	24.6	1,000	1,083	83	8.3
EBITDA	198	263	65	33.0	907	993	86	9.5
Margen EBITDA	85.2%	91.0%	5.8 pp		90.7%	91.7%	0.9 pp	
Utilidad neta	136	199	63	46.5	599	748	149	24.9
Margen Neto	58.4%	68.7%	10.3 pp		59.9%	69.1%	9.1 pp	
Activo	11,078	11,085	6	0.1				
Patrimonio	5,376	5,537	161	3.0				
Deuda Bruta	3,611	3,306	-305	-8.5				
Deuda Neta	2,883	2,922	39	1.3				

- La Utilidad Neta IFRS 12M24 cerró en BRL M 748, 25% arriba de la cifra registrada en 12M23, impulsado por mayor ingreso y menor costo IFRS, así como un mayor ingreso por Método de Participación proveniente de Argeb. A GEB entra el 50% de la Utilidad Neta IFRS de Argo, vía Método de Participación, es decir, BRL M 374.
- En el 2024 Argo entregó su primer gran dividendo, en septiembre se entregaron BRL M 400, y en diciembre entregó el restante para completar BRL M 586. GEB recibió el 50% de los dividendos de Argo.

Tabla N°38 - Indicadores financieros Argo Proforma (Regulatorio)								
BRL M	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	297	343	46	15.6	1,275	1,333	58	4.5
EBITDA	257	303	46	17.9	1,143	1,200	57	5.0
Margen EBITDA	86.5%	88.3%	1.8 pp		89.7%	90.1%	0.4 pp	
Utilidad neta	67	104	38	56.7	274	382	107	39.0
Margen Neto	22.4%	30.4%	8.0 pp		21.5%	28.6%	7.1 pp	

Datos Proforma incluyen el 100% de Argo Holding - Argo 1 -4 y 62.5% de Argeb y Argo 5 -9.
La UN incluye MPP en Argeb.

Tabla N°39 - Indicadores financieros Promigas

COP mM	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	355	452	97	27.3	1,127	1,575	447	39.7
EBITDA	399	328	-70	-17.7	1,453	2,063	610	42.0
Margen EBITDA	112.2%	72.6%	-39.6 pp		128.9%	131.0%	2.1 pp	
Utilidad operacional	340	265	-75	-22.0	1,249	1,807	558	44.7
Margen Operacional	95.6%	58.6%	-37.0 pp		110.8%	114.7%	3.9 pp	
Utilidad neta	256	206	-51	-19.8	1,012	1,542	530	52.4
Margen neto	72.2%	45.5%	-26.7 pp		89.7%	97.9%	8.2 pp	

Tabla N°40 - Panorámica General Promigas
4T24

Red de gasoductos (Km)	3,293
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1,163
Capacidad contratada (Mpcd)	879
Usuarios acumulados (mm)	7.1
Control	Corficolombiana
Participación GEB	15.2%

- Durante el Fenómeno de El Niño, finalizado en 2024, Promigas transportó hasta 825 Mpcd, siendo éste el máximo transportado histórico del corporativo/día.
- En 2024, se alcanzaron cerca de 7.2 millones de clientes atendidos en distribución de gas natural y energía eléctrica: 68% en Colombia y 32% Perú.

Tabla N°41 - Indicadores financieros Vanti

COP mM	4T23	4T24	Var \$	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Ingresos	963	1,117	155	16.1	3,806	4,242	436	11.5
Utilidad operacional	283	163	-120	-42.5	733	815	82	11.2
EBITDA	270	92	-179	-66.1	757	636	-120	-15.9
Margen EBITDA	28.1%	8.2%	-19.9 pp		19.9%	15.0%	-4.9 pp	
Utilidad neta	337	61	-276	-82.0	690	460	-229	-33.2
Deuda neta / EBITDA UDM	1.0x	1.3x						
EBITDA / Gastos financieros UDM	13.8x	12.5x						

Tabla N°42 - Panorámica General Vanti
4T24

Volumen de ventas (Mm3)	3,288
Número de clientes	3,685,551
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°43– Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

COP mM	4T23	4T24	Var	Var %	12M23	12M24	Var \$	Var %
Distribución de gas natural	1,076	1,053	-23	-2.2	4,112	3,944	-168	-4.1
Transporte de gas natural	526	554	28	5.4	2,005	2,127	122	6.1
Transmisión de electricidad	306	338	32	10.3	1,206	1,282	77	6.4
Distribución de electricidad	134	171	37	27.5	631	618	-12	-2.0
Total ingresos	2,041	2,115	74	3.6	7,954	7,972	18	0.2
Distribución de gas natural	-774	-701	73	-9.4	-2,932	-2,731	201	-6.9
Transporte de gas natural	-183	-208	-25	13.5	-687	-748	-61	8.9
Transmisión de electricidad	-139	-127	12	-8.6	-436	-452	-16	3.7
Distribución de electricidad	-63	-94	-31	49.5	-322	-319	3	-1.0
Total costos	-1,159	-1,130	29	-2.5	-4,377	-4,250	127	-2.9
Utilidad bruta	882	985	102	11.6	3,577	3,722	145	4.0
Gastos administrativos y de operación	-264	-358	-93	35.4	-1,001	-1,133	-132	13.2
Otros ingresos (gastos), neto	10	2	-7	-76.7	53	93	40	74.2
Resultado de actividades operacionales	628	629	1	0.1	2,629	2,681	52	2.0
Ingresos financieros	56	42	-14	-24.6	271	180	-91	-33.6
Gastos financieros	-354	-318	36	-10.0	-1,480	-1,420	59	-4.0
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	71	-132	-203	-284.8	241	-288	-529	-219.5
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	8	259	252	3,352.1	1,719	1,963	244	14.2
Ganancia antes de impuestos	409	480	71	17.3	3,380	3,115	-265	-7.8
Gasto por impuesto corriente	87	-120	-207	-237.3	-367	-563	-196	53.4
Gasto por impuesto diferido	-162	6	169	-103.9	-245	84	328	-134.2
Utilidad neta	333	366	33	9.9	2,768	2,636	-132	-4.8
Participación Controladora	296	324	28	9.6	2,593	2,462	-130	-5.0
Participación no Controladora	38	42	4	10.4	176	174	-2	-1.1

Tabla N°44 – Estado de Situación Financiera

COP mM	dic-23	dic-24	Var	Var %
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes de efectivo	2,290	1,584	-706	-30.8
Inversiones	0	0	0	0.0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1,406	1,567	161	11.5
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	213	198	-16	-7.4
Inventarios	455	487	32	6.9
Activos por impuestos	234	156	-78	-33.3
Operaciones de coberturas	382	449	67	17.4
Otros activos no financieros	86	128	42	48.8
Activos clasificado como mantenidos para la venta	0	0	0	0.0
Total activos corrientes	5,066	4,568	-499	-9.8
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	14,053	14,478	425	3.0
Propiedades, planta y equipo	15,922	16,923	1,001	6.3
Activos por derecho de uso	58	76	18	31.2
Propiedades de inversión	30	187	157	519.8
Inversiones	57	109	52	91.2
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	276	431	155	56.4
Crédito mercantil	553	595	42	7.5
Activos intangibles	7,304	8,620	1,316	18.0
Activos por impuestos	207	263	57	27.3
Activos por impuestos diferidos	0	0	0	-
Otros activos no financieros	0	0	0	9.1
Total activos no corrientes	38,459	41,681	3,222	8.4
Total activo	43,526	46,249	2,723	6.3
PASIVOS Y PATRIMONIO				
PASIVOS CORRIENTES				
Obligaciones financieras	2,135	1,582	-553	-25.9
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	742	999	257	34.6
Obligaciones por arrendamientos	27	21	-6	-21.6
Cuentas por pagar a partes relacionadas	1	0	-1	-87.0
Instrumentos financieros derivados de cobertura	268	57	-211	-78.7
Beneficios a empleados	140	150	10	7.3
Provisiones	130	118	-12	-8.9
Ingresos recibidos por anticipados	70	149	80	114.1
Pasivo por impuestos	154	389	234	151.8
Otros pasivos no financieros	15	17	2	12.7
Total pasivos corrientes	3,682	3,484	-199	-5.4
PASIVOS NO CORRIENTES				
Obligaciones financieras	16,493	19,214	2,721	16.5
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	62	66	5	7.5
Obligaciones por arrendamientos	45	66	21	45.9
Pasivos por impuestos	0	0	0	0.0
Beneficios a empleados	123	134	11	8.7
Provisiones	552	552	0	0.0
Ingresos recibidos por anticipados	55	45	-10	-18.2
Pasivos por impuestos diferidos	3,003	2,822	-182	-6.0
Total pasivos no corrientes	20,333	22,899	2,565	12.6
Total pasivos	24,016	26,382	2,367	9.9
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	7,803	7,667	-136	-1.7
Otro resultado integral	4,082	4,184	101	2.5
Total patrimonio de la controladora	18,908	19,162	253	1.3
Participación no controlada	602	705	103	17.2
Total patrimonio	19,510	19,867	357	1.8
Total pasivo y patrimonio	43,526	46,249	2,723	6.3

Tabla N°45 – Estado de Flujo de Efectivo

COP mM	dic-23	dic-24
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado del periodo	2,768	2,636
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuesto a las ganancias	612	480
Ingreso por método participación	-1,719	-1,963
Gastos financieros	1,480	1,420
Ingresos financieros	-271	-180
Depreciación y amortización	979	969
Pérdida en venta o baja de activos fijos	1	-2
Deterioro de cuentas por cobrar, neto	33	77
Diferencia en cambio	-280	295
Recuperación de deterioro de activos a largo plazo	0	-48
Intereses por arrendamiento	0	0.0
Provisiones (recuperaciones), neto	75	40
Impuesto a las ganancias pagado	0	0
Baja de activos intangibles	10	165
Terminación contrato de arrendamiento	-24	0
	3,664	3,891
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-727	-256
Inventarios	-156	-12
Activos por impuestos	-293	107
Otros activos no financieros	-8	-37
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	42	96
Beneficios a empleados	-19	-38
Provisiones	-46	20
Otros pasivos	47	66
Pasivos por impuestos	179	-117
Pasivos por derechos de uso	0	0
Impuestos pagados	-378	-274
	2,304	3,447
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación		
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Capitalización en subordinadas	-8	-4
Capitalizaciones a empresas asociadas	0	0
Consideración pagada en la adquisición de negocios conjuntos	0	0
Dividendos recibidos	1,647	1,548
Cuentas por cobrar relacionadas	0	0
Producto de la venta de activos fijos	0	0
Intereses recibidos	506	272
Préstamos a partes relacionadas	-2	-3
Inversiones en activos financieros	-97	40
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-733	-1,143
Adquisición de activos intangibles	-619	-753
	611	-44
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión		
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Dividendos pagados	-2,196	-2,465
Intereses pagados	-1,635	-1,653
Préstamos recibidos	6,596	1,611
Pagos por arrendamientos	-58	-39
Préstamos pagados	-4,744	-1,660
Cuentas por pagar relacionadas - asociadas	0	-1
	-2,037	-4,207
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación		
Incremento (disminución) neto de efectivo	879	-805
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	-67	98
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	1,478	2,290
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2,290	1,584

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.
- FISE: Fondo de Inclusión Social Energético de Perú.
- GBTUD: Giga British Thermal Unit per-Day.
- GWh: Gigavatio-hora.
- IPAT: Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte (Colombia).
- 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.grupoenergiabogota.com/inversionistas



Grupo Energía Bogotá