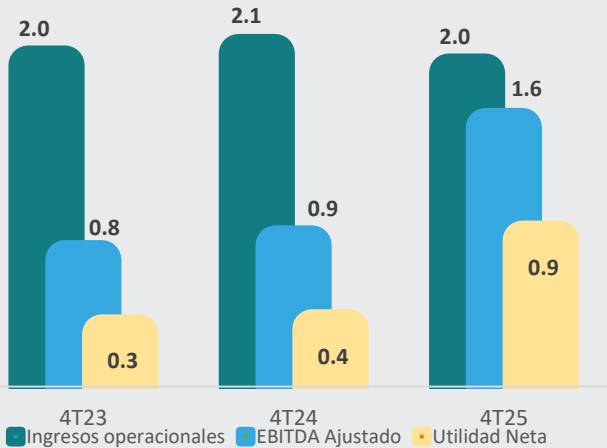




FINANCIEROS

COP B



COMPOSICIÓN EBITDA 4T25



929 Part 57%
Transmisión energía



396 Part 24%
Transporte Gas Natural



95 Part 6%
Distribución energía



238 Part 14%
Distribución Gas Natural

COP mM

Dividendo aprobado \$ 238

Rentabilidad de la acción¹ 31%

Ingresos

Utilidad Operacional

EBITDA Ajustado²

Utilidad Neta Controlada

Capex orgánico

1,991

1,050

1,644

893

USD 114 M

Δ -5.9% a/a

Δ 67% a/a

Δ 83% a/a

Δ 175% a/a

Δ 30% a/a

4T
25

COP mM

OPERATIVOS

ENERGÍA

TRANSMISIÓN

BRASIL

ARGO: Distribución anticipada de Dividendos al GEB, por COP 865 mM en 2025.

GUATEMALA

CONECTA: Mejores ingresos (+14.5%) y consolidación de margen EBITDA sobre 77.8% en 2025.

COLOMBIA

ENLAZA: 87% de avance de Refuerzo Sur-Occidental. Entrada de operación de Río-Córdoba | Bonda. Adjudicación de la Subestación Sopó.

GAS NATURAL

DISTRIBUCIÓN

PERÚ

- Cálida: Mayor volumen facturado durante el trimestre, por conexiones residenciales e incremento en GNV. La red total asciende a 19,037 Km. Primera empresa Oil & Gas en Perú en entrar al S&P Sustainability Year Book.

DISTRIBUCIÓN Y GENERACIÓN

COLOMBIA

Enel mantiene 19% de participación en Distribución con sólida demanda energética nacional. Optimiza su gestión operativa cerrando con un índice de pérdidas de 7.6%

- **Enel** Supera el 40% de margen EBITDA y multiplica por más de cuatro su utilidad trimestral. Cierra 2025 con 16,260 GWh de generación y una matriz energética 99% renovable.

TRANSPORTE

COLOMBIA

TGI: Mantiene su posición en el Top 1% global del sector Oil & Gas Storage & Transportation por tercer año consecutivo. Crecimiento del 1.1% en Utilidad Neta.

SOSTENIBILIDAD



GEB recibió la calificación más alta en su historia en la evaluación CSA de S&P, obteniendo 84 puntos de 100



Forbes Colombia destacó a GEB y TGI como parte de las 50 empresas líderes en Sostenibilidad en 2025 de Colombia

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 31 de diciembre de 2025



Grupo Energía Bogotá

Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.

(Razón social)

Carrera 9 No. 73 - 44

Bogotá-Colombia

(Dirección principal)

Equipo 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
Bonos Reg S/144A	5.750% USD Bono 2035	US\$500	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
<i>Distribución de gas natural:</i>	3
<i>Transporte de gas natural:</i>	4
<i>Transmisión electricidad:</i>	4
<i>Distribución de electricidad:</i>	5
Costos operacionales	5
<i>Distribución de gas natural:</i>	6
<i>Transporte de gas natural:</i>	6
<i>Transmisión de electricidad:</i>	6
<i>Distribución de electricidad:</i>	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	9
Perfil de la deuda	9
CAPEX	11
Actualización Riesgo de Mercado	11
Actualización de Riesgos Estratégicos	12
Avances en Prácticas ASG 4T25	12
Dimensión social	13
Dimensión ambiental	13
Gobierno corporativo	13
Actualización Regulatoria durante el 4T25 y Posteriores	14
Resultados Compañías Controladas	14
Resultados Compañías No Controladas	22
Anexo: Estados Financieros Consolidados	26
Glosario	29

Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB), es una plataforma de servicios del sector de energía eléctrica y gas con 129 años de trayectoria, y un portafolio único de activos con presencia en Colombia, Perú, Brasil y Guatemala. Cuenta con más de 4.8 millones de clientes en distribución de energía eléctrica y 4.8 millones de clientes en distribución de gas natural; además de una infraestructura de más de 20,898 km de redes eléctricas, 5,221 MW de capacidad instalada de generación y 4,328 km de gasoductos incluyendo operaciones controladas y no controladas.

Este informe presenta las variaciones correspondientes a los estados financieros comparativos de los trimestres 4T24 y 4T25 (3 meses), y los años 12M24 y 12M25 bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia.

Ingresos operacionales

Tabla N°1- Ingresos por Segmento

COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	1,053	986	-67	- 6.3	3,944	3,997	53	1.4
Transporte Gas Natural	554	510	-44	- 7.9	2,127	2,013	-113	-5.3
Transmisión Electricidad	338	330	-8	- 2.2	1,282	1,346	64	5.0
Distribución Electricidad	171	165	-6	- 3.5	618	659	40	6.5
Total	2,115	1,991	-124	- 5.9	7,972	8,016	44	0.6

Los ingresos operacionales presentaron una disminución de -5.9% para el 4T25 frente al mismo periodo del 2024, principalmente por el efecto de apreciación del peso colombiano frente al dólar en el trimestre, de 4.23% (COP -138 mM) al cerrar la TRM Promedio de diciembre 2025 en \$4.052,71 frente a la TRM Promedio de diciembre 2024 en \$4.071,35. No obstante, el acumulado 12M25 presentó un crecimiento del 0.6% frente al 2024, debido al mejor desempeño que tuvieron los segmentos de Distribución de Gas Natural, junto con Transmisión y Distribución de Electricidad.

A continuación, el detalle de las variaciones por segmento:

Distribución de gas natural:

Tabla N°2- Detalle Ingresos por Distribución Gas

COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Cálida	968	921	-47	-4.9	3,643	3,716	73	2.0
Contugas	85	65	-20	-23.0	302	282	-20	-6.6
Total	1,053	986	-67	-6.3	3,944	3,997	53	1.4

El comportamiento de los ingresos por segmento de distribución de gas natural presentó una caída de -6.3% en el 4T25 frente al mismo periodo de 2024, explicado por un efecto por conversión reflejando un menor ingreso de COP -129 mM. Sin embargo, en moneda funcional el segmento de distribución de gas presentó un crecimiento de USD 15 M (COP 63mM).

A continuación, se detalla la variación en moneda funcional:

- Los ingresos de Cálidda presentaron una variación en moneda funcional de +8% (USD 17.4 M), explicado en gran medida por:
 - i) *Pass through* (+USD 10.8 M; +8.6%) por mayor consumo de gas (+USD 6.7 M) y ampliación de red (+USD 4.1 M).
 - ii) Distribución (+USD 2.8 M): mayor tarifa media (+1.5%) y volumen facturado (+2.2%) (principalmente industrial +13 MMPCD y residencial/comercial +4 MMPCD).
 - iii) Reubicación de redes (+USD 2.6 M) por nuevos proyectos con Gobierno Regional de Lima e INVERMET².
 - iv) Financiamientos a clientes (+USD 1.2 M; +16%) por mayor cartera colocada (+USD 30 M; +21.5%).
- En Contugas, los ingresos del 4T25 cayeron -23% frente al 4T24, principalmente por el menor reconocimiento del ingreso del cliente Tengda (USD -1.7 M). Junto con menores ingresos por conexiones residenciales en el 4T25.

Transporte de gas natural:

- Los ingresos operacionales de TGI presentaron una variación de -7.9% frente al 4T24 debido a menores cargos fijos por menores contrataciones de tramos adicionales (COP 62 mM):
 - Cargos fijos por inversión bajaron COP 19.2 mM (-5.7%) al ajustarse la contratación a una menor demanda estructural. En particular, los agentes EPM, Vanti y Ecopetrol redujeron capacidad desde fuente, moderando la base de cargos fijos comprometidos y presionando el ingreso regulado.
 - Los cargos fijos por AO&M cedieron COP 1.5 mM (-1.2%) por el mismo ajuste de contratación de los principales agentes. La mayor contracción provino de los cargos variables, que retrocedieron COP 30.1 mM (-34.9%) ante la ausencia de despacho térmico y el menor uso de la porción variable y/o desvíos, reduciendo el componente transaccional ligado al volumen efectivamente transportado.
 - Esta dinámica fue parcialmente compensada por los ingresos no regulados (servicios complementarios), que crecieron 66.8% hasta COP 16.9 mM. El aumento obedeció a IPAT (+COP 3.4 mM), remuneración por no entrega oportuna de gas (+COP 2.8 mM) y servicio de parqueo (+COP 1.6 mM).

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

Transmisión electricidad:

Tabla N°3- Detalle Ingresos Transmisión								
COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Transmisión Colombia	292	287	-5	-1.7	1,121	1,162	41	3.7
Conecta	46	43	-3	-5.8	162	184	22	13.9
Total	338	330	-8	-2.2	1,282	1,346	64	5.0

² Fondo Metropolitano de Inversiones

- Los ingresos del segmento de transmisión reflejan una caída de -2.2% (COP -8 mM) como se explica a continuación: Los ingresos del negocio de Transmisión Colombia tuvieron una caída por menores ingresos de activos por convocatoria (COP -16.3 mM; -9%), explicada por la actualización por variables macroeconómicas (PPI USD / IPP)
- El ingreso del activo Membrillal creció (COP 4.4 mM) debido a que entró en operación desde mayo 2025.

De otra parte, los ingresos de las filiales en Guatemala presentaron una caída de -5.8% frente al mismo periodo del 2024 explicados principalmente por el efecto por conversión de COP -5 mM.

En moneda funcional (USD), se presentó un crecimiento trimestral de 2%:

- TRECSA en su moneda funcional presentó un crecimiento de +1.3% vs. 4T24 apalancado en la habilitación comercial e incorporación de nuevos activos (canon + peaje del Sistema Principal). El aporte de nuevas líneas y S/E (USD 0.3 M) compensó tanto ingresos de única vez del 2024 como el efecto negativo de actualización en el cambio de remuneración de los peajes por (USD -0.2 M)
- Por su parte, Transnova tuvo un crecimiento en moneda funcional de +10% (USD 0.088 M) por la remuneración del activo base (línea 35 km + 2 S/E) vía peaje del Sistema Principal, reforzado por la actualización anual de VNR (USD 0.018 M; +2% vs. 4T24) y por servicios de conexión y uso asociados a S/E San Juan Comalapa (USD 0.070 M; +8%).

Distribución de electricidad:

- Los ingresos del Grupo Dunas³ durante el trimestre cayeron -3.5%, representando el efecto por conversión una disminución de COP -4.1 mM. En su moneda funcional disminuyeron -0.29% representados en PEN -385 M frente al 4T24 principalmente por menores ingresos en servicios de distribución de energía (PEN -1,233 m) y otros (PEN -468m); compensado por mayores ingresos en modulación (PEN 660 m).

Costos operacionales

Tabla N°4 - Costos por Segmento								
COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	701	700	-1	-0.1	2,731	2,790	59	2.2
Transporte Gas Natural	208	197	-11	-5.2	748	793	45	6.0
Transmisión Electricidad	127	135	7	5.8	452	498	47	10.3
Distribución Electricidad	94	63	-31	-32.7	319	331	12	3.8
Total	1,130	1,095	-35	-3.1	4,250	4,413	163	3.8

Los costos operacionales decrecieron -3.1% en el 4T25 frente al 4T24 (COP -35 mM), explicados por efecto por conversión de 96 mM.

A continuación, se describen las variaciones por segmento:

³ Incluye Dunas Energía, Electro Dunas y PPC

Distribución de gas natural:

- Los costos del segmento de Distribución de gas variaron -0.1% en COP principalmente por el efecto de conversión del COP frente al dólar por valor de COP 90 mM, mientras que en moneda funcional aumentaron USD 22 M.
- Para Cálidda en moneda funcional los costos de ventas crecieron +9.3% (USD 20 M), principalmente por mayores costos dado el mayor volumen de gas, tarifas de transporte y expansión de red Cálidda.
- Los costos de Contugas para el 4T25 disminuyeron USD 0.4 M (-4.6% a/a) frente a 4T24, principalmente por menores costos de suministro y transporte derivados de menores ventas; adicionalmente, el menor ritmo de conexiones residenciales en 4T25 (439 conexiones vs. 1,650 en 4T24) —por el cese del financiamiento estatal “Bono Gas”.

Transporte de gas natural:

- Los costos operacionales de transporte de gas cayeron -5.2% frente al 4T25, debido a:
 - Menor mantenimiento (COP -9.5 mM; -37.0%) menor consumo de gas de reposición y menores costos de emergencias (COP -8.2 mM; -16.1%) y menores gastos en gas combustible, gestión ambiental y social, y seguros.

Para más 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 incrementan +5.8% a/a (COP 7 mM) principalmente por:

- En Transmisión Colombia aumentan +COP 4.9 mM (+5% a/a), principalmente por la capitalización del tramo I del proyecto Refuerzo Suroccidental.
- En Conecta, en moneda funcional crecen +USD 0.6 M (+43.9% a/a), de los cuales el 90% de los mismos corresponden a efecto por conversión (COP 2 mM). Los demás fueron impulsados al alza casi en su totalidad por el registro de costos asociados a Propuestas de Conexión y Uso.

Distribución de electricidad:

- Los costos en Grupo Dunas en su moneda funcional aumentaron PEN 4.2 mM (4,3%) principalmente por mayores costos en compra de energía PEN 4.0 mM, suministros diversos PEN 1.4 mM y depreciación PEN 1.2 mM, que al revelarse en COP presentaron una variación de -32.7%, mayormente explicados por el efecto de la reversión de la operación vinculada que se tiene con Cantalloc y que se normalizó en el 4T24, los cuales no aplicaron para este periodo. También, por el efecto por conversión de COP -3 mM.

Gastos administrativos

Tabla N°5 - Gastos administrativos por segmento

COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	121	110	-11	-9.1	389	433	45	11.5
Transporte Gas Natural*	58	-9	-67	-116.4	212	130	-82	-38.7
Transmisión Electricidad**	40	-86	-126	-312.2	101	101	1	0.8
Distribución Electricidad	18	19	1	5.3	69	74	5	7.5
Corporativo	111	106	-5	-4.7	300	323	23	7.8
Otros	9	29	20	229.4	64	92	28	43.8
Total	358	169	-189	-52.7	1,133	1,153	20	1.8

* Incluye reversión glosas TGI COP 72 mM | sin extraordinario, COP 63 mM (Var 8.8%)

** Incluye normalización provisiones Air-e COP 124 mM | Sin extraordinario, COP 38 mM (Var -5.8%)

La disminución de COP -189 mM en gastos administrativos durante el trimestre es explicada principalmente por el segmento de Transmisión de Electricidad debido a la reversión de provisión de la cartera con Air-e (COP 124 mM de ene. a sep.), junto con el efecto de la reversión en las glosas de TGI (COP 134 mM). Adicionalmente, el efecto por conversión ascendió a COP -14 mM.

A continuación, se detalla cada segmento así:

- En Distribución de gas: Cálida presentó una caída de -6% (USD -1.4 M), debido principalmente a una disminución en los gastos por concepto de servicios informáticos y de soporte.
- A nivel de Contugas, los gastos administrativos tuvieron una disminución en moneda funcional de -52% a/a (USD -1.8 M), debido principalmente a la actualización de la provisión del cliente Tengda por el año 2025 y la reversión de la provisión de litigios.
- En Transporte de gas (TGI), los gastos administrativos disminuyeron -116.4% (COP -67 mM), explicados por:
 - Caída en depreciaciones, amortizaciones y provisiones (COP -73.8 mM; -216.8%) por menor provisión de glosas (COP -72.2 mM) y menor depreciación de derechos de uso (COP -1.2 mM)—, parcialmente atenuada por servicios personales e incrementos en gastos generales, entre otros.
 - Eficiencias en Opex por COP 34.9 mM, destacándose: optimizaciones hidráulicas, programa de seguros, eficiencias en mantenimiento mayor de gasoductos y optimización de proyectos; así como 21 iniciativas en materia de optimización de procesos en compra de energía eléctrica, excavaciones, optimización de actividades de inspección, entre otros.
- En Transmisión de electricidad Colombia, la disminución principal en el 4T25 vs 4T24 es por la reversión de la provisión de la deuda de Air-e de Ene a Sep 2025.
- En el segmento Corporativo, la disminución de -4.7% (COP -5 mM) se debe a menor ejecución en diferentes áreas del corporativo, menor GMF por menor ejecución de Opex y menor tasa de cambio.
- En Distribución de electricidad los gastos administrativos aumentaron 5.3% en COP. No obstante, en moneda funcional incrementaron PEN 1.5 M debido a mayor gasto en personal.

Otros ingresos (gastos) netos

Al cierre de 2025, el saldo neto de esta cuenta revela un aumento de COP 322 mM principalmente por el ingreso adicional por concepto de la venta del predio de la calle 26 en Bogotá (COP +231 mM) y por un mayor valor causado debido a la reversión de las glosas tarifarias de TGI (COP +62 mM).

EBITDA consolidado ajustado⁴

Tabla N°6 - EBITDA ajustado por compañía

COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
TGI	434	396	-38	-8.8	1,716	1,593	-123	-7.2
Cálidda	213	221	8	4.0	853	914	61	7.1
Transmisión Colombia	148	111	-37	-25.0	616	547	-69	-11.2
Dunas	59	95	36	61.1	305	333	28	9.1
Contugas	22	17	-5	-22.6	95	87	-8	-8.5
Conecta	35	20	-15	-42.4	128	153	26	20.2
Gebbras	-0.4	84	85	19,596	-3	86	89	-3287.9
Otros	-11.0	-14	-3	25.0	-46	-43	3	-6.4
Total controladas	900	931	31	3.5	3,664	3,670	6	0.2
Enel Colombia	0	0	0	-	768	877	109	14.1
REP & CTM	0	0	0	-	244	299	55	22.7
Promigas	0	0	0	-	89	94	5	5.6
Vanti	0	0	0	-	110	115	5	4.6
EMSA	0	0	0	-	3	4	0	4.0
Argo	0	713	713	-	215	865	650	301.9
Total Asociadas	0	713	713	-	1,430	2,255	824	57.6
Total	900	1,644	744	82.7	5,094	5,925	830	16.3

El EBITDA consolidado ajustado del 4T25 crece 82.7% (COP +744 mM) al compararlo con el del 4T24, principalmente por el decreto de dividendos sobre utilidades retenidas hecho por Argo en 4T25 (COP 713 mM). Otras variaciones son:

- En Gebbras, la contribución al EBITDA consolidado aumentó COP 85 mM, debido al decreto de dividendos sobre utilidades retenidas por COP 84 mM que hizo Gebbras al GEB en 4T25.
- En TGI, el EBITDA se redujo -8.8% (COP -38 mM), por la reducción de -8.9% en los ingresos (COP -50 mM), parcialmente compensada por la reducción de -13.9% (COP -15 mM) en los costos efectivos. Los gastos efectivos tuvieron un incremento de 30.5% (COP 7 mM).
- En Transmisión Colombia, la contribución al EBITDA consolidado se redujo 25.0% (COP -37 mM), por una caída de -4.8% (COP -7 mM) en los ingresos principalmente por factores macroeconómicos, y un incremento de 20.5% (COP 19 mM) en los gastos efectivos, principalmente servicios informáticos (COP 9 mM), gastos de personal (COP 8 mM), honorarios legales (COP 3 mM), publicidad (COP 3 mM), vigilancia (COP 2 mM) y seguros (COP 1 mM), compensados por menores impuestos pagados en el exterior (COP -7 mM).
- En Dunas, el EBITDA aumentó 61.1% (COP 36 mM), principalmente por menor costo de servicios (COP 34 mM) y menor costo de operación y mantenimiento (COP 3 mM).

- En Guatemala, la contribución al EBITDA consolidado se redujo -42.4% (COP -15 mM), por disminución en los ingresos operacionales (COP 2 mM) y en los rendimientos financieros (COP 13 mM).

Ingreso (Gasto) Financiero neto

Al cierre de 2025 las actividades financieras netas (obligaciones e inversiones) presentan una variación de 9% frente al mismo periodo 2024, representados en COP 13 mM debido al menor ingreso financiero de los certificados de depósito a término y mayor gasto financiero por nuevos créditos de tesorería durante el 4T25 (COP 41.6 mM).

Diferencia en Cambio

Al cierre del 4T25, la diferencia en cambio presenta una variación de COP 106 mM debido a la apreciación del COP frente al USD del 9.58%.

Método de Participación

Tabla N°7 - Método de Participación								
COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Enel Colombia	34	252	218	637.2	957	1,288	331	34.6
CTM	43	36	-7	-17.1	198	170	-28	-13.9
Vanti	15	23	8	54.2	115	136	21	18.2
REP	29	20	-9	-30.6	130	125	-5	-4.2
Promigas	31	28	-3	-10.7	162	164	3	1.6
Argo	69	28	-41	-59.7	260	188	-72	-27.6
Gebbras	40	29	-11	-26.5	139	103	-36	-26.1
Otros	-1.9	3	4	-240.7	2.3	9.8	8	321.2
Total	260	419	159	61	1,964	2,184	221	11.2

El método de participación patrimonial (MPP) presenta un crecimiento de 61% a/a, debido a:

- Enel Colombia aumento de 35% en su utilidad neta por incremento en la remuneración regulada y menor deterioro por venta de Windpeshi, reducción de niveles de deuda y mejor rentabilidad operativa como resultado del buen desempeño del negocio de generación y distribución.
- Vanti presentó un desempeño positivo, crecimiento del Ebitda en 22% y aumento de la base de clientes en 100 mil nuevos usuarios.
- Una variación importante se dio en Brasil (ARGEB que es participada por ARGO y GEBBRAS), debido al ajuste tarifario quinquenal en las SPEs Argo V, VI y VII, generando menores ingresos en estas concesiones, así como mayor gasto financiero en el 4T25. Para ARGO V el WACC pasó de 6.88% a 6.08%, y para ARGO VI y VII pasó de 6.80% a 5.98%, respectivamente.

Utilidad neta

La Utilidad neta para el 4T25 fue de COP 928.5 mM, representando una variación de +153% en comparación con el 4T24, principalmente por incremento en el método de participación de Enel que contribuyó en COP 218 mM al resultado favorable. También, el efecto de la reversión de las glosas de TGI por COP 134 mM, venta de activo inmobiliario no productivo por COP 256 mM y a una diferencia en cambio favorable por COP 105 mM debido a la apreciación del peso colombiano frente al dólar.

Perfil de la deuda

Tabla N°8 - Perfil de la deuda

USD M	2026	27	28	29	+30
Vencimiento	206	956	1,031	212	3,135
Total	5,539				

Valores nominales

- GEB: El 22 de octubre de 2025, la compañía realizó una emisión de bonos en el mercado internacional de capitales por USD 500 millones, bajo el formato Regla 144A/Reg S, con el propósito de financiar parcialmente el plan de inversiones 2023-2027. La emisión, con un plazo de 10 años y una tasa cupón del 5.750%, contó con la autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante Resolución No. 2564 del 10 de octubre de 2025.
- TGI: El 19 de diciembre de 2025, TGI cerró una operación de crédito bajo la modalidad Club Deal con Bancolombia y Davivienda por COP 740,000 millones, a un plazo de 7 años, amortización al vencimiento y una tasa de interés IBR3M + 1.81%. Los recursos obtenidos de esta operación fueron destinados en su totalidad para refinanciar el crédito Club Deal que se tenía con Bancolombia y BBVA optimizando el margen de intereses (99 pbs).
- Cálidda: Se desembolsaron USD 50 millones adicionales del crédito A/B Loan con CAF por hasta USD 500 millones. Este crédito cuenta con un plazo de 5 años, amortización de capital al vencimiento y tasa de interés SOFR 6M + 1.65%. Luego de este desembolso, el saldo de la obligación asciende a USD 445 millones.
- ElectroDunas: Contrato un crédito por PEN 100 millones con BCI, a un plazo de 18 meses y tasa fija de 4.86%. Los recursos fueron destinados para refinanciar el bono local por PEN 65.5 millones y financiar parcialmente necesidades de inversión y capital de trabajo de la compañía.

Tabla N°9 - Clasificación de la deuda y ratios

COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %
EBITDA Ajustado UDM	5,094	5,925	830	16.3
Deuda total neta	19,212	17,745	-1,467	-7.6
Deuda total bruta	20,796	20,693	-103	-0.5
Gastos financieros neto UDM	1,131	1,048	-83	-7.4
Deuda total neta / EBITDA Ajustado	3.77x	2.99x	-78x	
EBITDA Ajustado / Gastos financieros neto	4.50x	5.65x	115x	

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

La composición por moneda en pesos (COP) se mantuvo en 30% para el 4T25, 67% está concentrado en USD y 3% en PEN. En términos de tasa de interés (tasa variable vs tasa fija) la composición se mantuvo en (60%/40%), de la cual 34% se concentra en SOFR, 18% en IBR y 8% en IPC. El GEB concentra el 53% del total de la deuda mientras que Cálidda concentra el 18% y TGI el 15%.

CAPEX

Tabla N°10 - CAPEX ejecución y proyección anual

USD M	12M24	12M25	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	2026P - 2030P
Cálidda	115	103	60	35	29	8	9	140
Transmisión COL	254	275	266	225	57	63	56	666
TGI	45	70	81	66	70	45	50	313
Conecta	14	13.9	13	2	1	16	3	34
Contugas	7	3.1	3	1	14	12	1	32
Grupo Dunas	34	37.3	37	20	13	13	15	99
Transnova	3	12.5	45	19	20	17	11	112
Adquisiciones	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	471	515	505	368	204	174	144	1,396

El CAPEX orgánico ejecutado a diciembre de 2025 ascendió a USD 515M vs a USD 471M en el mismo periodo 2024, aumentando 9.3% a/a, principalmente por: i) Mayor ejecución en las inversiones de transmisión Colombia, Colectora, Refuerzo Suroccidental, Sogamoso Norte, Chivor II-Norte, Segundo Circuito Colectora, Remodelación S/E Paraíso, Rio Córdoba Bonda, Begonia Power Cuestecitas y S/E Sopó ii) La ejecución en Cálidda se mantuvo, asociado principalmente a redes de distribución; iii) En cuanto al incremento en la ejecución del transporte de gas, se explica por el avance en los IPAT's asociados a la ampliación de capacidad [Mariquita – Gualanday] y por mayor capacidad de [Ramal – Jamundí], también para operación y mantenimiento de los proyectos base, plantas y ductos.

La proyección de CAPEX de 5 años asciende a USD 1.4 mM, en donde los segmentos de Transmisión Colombia y Transporte de Gas lideran las inversiones proyectadas, representando el 48% del total, seguido por Cálidda con el 10%. En el caso de Transmisión Colombia, dichas inversiones están concentradas en los proyectos Colectora, Sogamoso Norte, Chivor II-Norte, Refuerzo Suroccidental, Segundo Circuito Colectora y privados; a nivel de TGI la proyección se concentra en los proyectos IPAT's en curso y mantenimiento.

Actualización Riesgo de Mercado

Durante el cuarto trimestre de 2025 no se observaron variaciones cualitativas ni cuantitativas relevantes en el riesgo de mercado. No obstante, el Grupo mantiene una gestión activa de su exposición financiera, en línea con un perfil de riesgo conservador y una estructura multi-moneda derivada de la naturaleza internacional de sus operaciones.

En materia cambiaria, la diversificación entre monedas funcionales (COP, BRL, PEN) continúa generando compensaciones naturales gracias a correlaciones inferiores al 100% entre las paridades USD-COP, USD-BRL y USD-PEN, lo que se refleja cuantitativamente en el VaR consolidado. El Grupo complementa estas coberturas naturales con instrumentos financieros, incluyendo Principal Only Swaps (USD-BRL por USD 400 millones y USD-COP por USD 300 millones), además de evaluar operaciones adicionales para mitigar riesgos de corto y largo plazo. Frente al riesgo de tasa de interés, si bien una parte del endeudamiento permanece indexada a tasas variables, el 53% corresponde a tasa fija y el endeudamiento en tasa variable cuenta con coberturas mediante *Interest Rate Swaps*, reduciendo la exposición efectiva a SOFR, IBR e IPC.

En cuanto a los vencimientos de deuda, el perfil financiero del Grupo tuvo variaciones marginales durante el trimestre, manteniendo 46 obligaciones vigentes con flujos de caja entre 2026 y 2047. Es relevante que 30 de estas deudas vencen entre 2026 y 2030, concentrando parte importante de la gestión financiera de los próximos años. Entre las obligaciones de mayor peso —cada una

superior al 5% del total de la deuda— se destacan las de GEB (bonos internacionales y obligaciones bancarias), así como títulos relevantes de TGI, Cálidda y Contugas. Este panorama refuerza la importancia de una administración prudente del riesgo financiero, con monitoreo permanente de mercado y estrategias oportunas para preservar estabilidad y liquidez.

Actualización de Riesgos Estratégicos

Durante el 4T25 se reportó la materialización de los siguientes riesgos estratégicos:

- **Enlaza:** Persisten los impactos por la intervención de la SSPD a Air-e, afectando el cumplimiento del plan de negocios y el flujo de caja esperado de Enlaza.
- Afectación económica acumulada por obligaciones vencidas de Air-e:
 - Cartera post-intervención: COP 169,842 millones (oct-2024 a nov-2025).
 - Cartera pre-intervención: COP 16,161 millones (ago–sept 2024).
 - Saldos diferidos: COP 21,961 millones.
- Origen principal del impacto: cuentas facturadas por el LAC y cubrimiento de garantías, con efecto directo en capital de trabajo y provisiones.

Acciones realizadas:

- Monitoreo permanente de la liquidación de cuentas de XM para asegurar el reconocimiento y trazabilidad de valores.
- Gestión de recuperación de cartera:
 - Reclamación de pagarés ante la Fiduciaria de Air-e, con soporte de certificaciones XM (Res. CREG 031-21).
 - Preparación de acreencias para procesos de administración o liquidación que defina la SSPD.
- Articulación con ANDESCO para acciones conjuntas (jurídicas y de relacionamiento).
- Acciones judiciales contra la Res. 40307 del MME.
- Alternativas de liquidez sistémica: propuestas para dotar de recursos al Fondo Empresarial (antecedente CONPES en Electricaribe; Bonos de Liquidez).
- Intervención procesal en asuntos sectoriales: defensa en acciones populares (subsídios, tiempos ambientales) y tutelas (estado de cosas inconstitucional), buscando certidumbre regulatoria y operativa.

Avances en Prácticas ASG 4T25

Durante el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2025, el Grupo Energía Bogotá (GEB) y sus filiales consolidaron avances estratégicos en materia de sostenibilidad que fortalecen su posición como referente regional en prácticas ambientales, sociales y de gobierno corporativo. Estos hitos reflejan un enfoque integral de gestión responsable, alineado con estándares internacionales, con énfasis en la creación de valor para las comunidades, la protección del entorno natural y la gobernanza ética en todas las operaciones del Grupo.

- Calificación ASG de 84/100 en el S&P Global CSA, posicionando nuevamente a GEB entre las empresas líderes del sector Gas Utilities a nivel global.
- Actualización del análisis de doble materialidad, alineado con estándares internacionales, permitiendo priorizar asuntos estratégicos para la sostenibilidad del negocio y la creación de valor a grupos de interés.

- Implementación de la Matriz de Criterios ASG en procesos de selección competitivos en el Corporativo, Enlaza y TGI.

Dimensión social

- Más de COP 62,000 millones aprobados en proyectos bajo obras por impuestos, enfocados en comunidades energéticas, conectividad, conservación ambiental y cultura.
- TGI conectó a más de 4,300 personas a través de su programa de gasificación rural e inició convenios para beneficiar a 18,000 personas adicionales en los próximos dos años.
- Más de 300,000 personas beneficiadas mediante cerca de 300 iniciativas vinculadas a los compromisos de consulta previa del proyecto Colectora de Enlaza.
- Metodología implementada para medir la contribución al bienestar social generada por las operaciones del Grupo en Colombia, Perú y Guatemala.
- Cierre del 77% de brechas de alto impacto en DD.HH., según las debidas diligencias realizadas entre 2022 y 2024.
- 100% de filiales controladas con debidas diligencias en DD.HH., tras la actualización a nivel Grupo y la primera evaluación en Cantalloc.
- Adopción de la Guía para la prevención y atención de casos de presunto acoso sexual, fortaleciendo la construcción de entornos laborales seguros.

Dimensión ambiental

- Calificación B en CDP (carbon disclosure Project), representando reconocimiento internacional que evalúa la gestión climática y el nivel de transparencia de las empresas frente al cambio climático.
- Actualización de metas climáticas corporativas, considerando realidades operativas y financieras de las empresas del Grupo, estableciendo una reducción de:
 - 20% de emisiones (alcances 1 y 2) al 2030, y
 - 30% de emisiones (alcances 1 y 2) al 2035,
- Evaluación integral bajo el marco TNFD de riesgos, oportunidades, impactos y dependencias relacionadas con la naturaleza.

Gobierno corporativo

- Durante el último trimestre 2025, se modificó el reglamento de Junta Directiva y la política de revisor fiscal, como parte de la consolidación de prácticas y estructuras de gobernanza que promueven la transparencia, la integridad y una toma de decisiones responsable, garantizando la alineación estratégica entre el GEB y sus filiales. Se fortaleció la arquitectura de control interno mediante la actualización de los reglamentos de la Junta Directiva y sus comités, y la adopción de estándares internacionales, entre ellos el marco COSO y lineamientos inspirados en la Ley Sarbanes–Oxley (SOX).
- Se realizó el proceso anual de evaluación y autoevaluación de la Junta Directiva del GEB y de las juntas directivas de sus filiales, ejercido por un asesor externo y alineado con la cultura de mejoramiento continuo del Grupo. La metodología implementada combinó el

análisis del desempeño colectivo de cada junta como órgano colegiado y la valoración individual de sus integrantes, permitiendo una visión integral sobre la calidad de la deliberación, la toma de decisiones y las contribuciones particulares de cada miembro. Este enfoque fortaleció la efectividad de las instancias de gobierno y reafirmó el compromiso institucional con las mejores prácticas de gobierno corporativo.

Actualización Regulatoria 4T25

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 101 092-2025	Por el cual se amplían los plazos para las actividades pendientes de la subasta convocada mediante la Resolución CREG 101 079 de 2025	Generación EE	Definitiva	Ver más
	CREG 102 022-2025	Por la cual se adoptan medidas regulatorias en relación con los eventos eximentes de responsabilidad en la comercialización de gas importado a efectos de fomentar la oferta de suministro de gas natural para el servicio público domiciliario	Comercialización GN	Definitiva	Ver más
	CREG 101 093-2025	Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario	Distribución EE	Definitiva	Ver más
	Decreto MME	Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la integración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI), en el marco de la Transición Energética y se dictan otras disposiciones.”	Transmisión EE	Proyecto	Ver más
	Decreto MME	Reglas generales para la implementación de mecanismos de contratación a largo plazo de energía eléctrica	Varios EE	Definitiva	Ver más
Perú	Osinergmin N° 166-2025-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo mediante la cual se aprueba el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el Periodo de Aplicación de diciembre 2025 a febrero 2026 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao	Distribución GN	Proyecto	Ver más
	Osinergmin N° 167-2025-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo mediante la cual se aprueba el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el Periodo de Aplicación de diciembre 2025 a febrero 2026 de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica	Distribución GN	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 174-2025-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo con la que se dispone la aprobación de los Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución para los periodos de noviembre de 2026 a octubre de 2030 y de noviembre de 2027 a octubre de 2031, según el grupo de empresas que corresponda	Distribución EE	Definitiva	Ver más

Resultados Compañías Controladas

Tabla N°11 - Indicadores financieros GEB transmisión

COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	291	287	-5	-1.6	1,120	1,162	41	3.7
Utilidad Bruta	184	177	-7	-4.0	740	740	1	0.1
EBITDA	209	159	-50	-23.8	755	796	40	5.4
Margen EBITDA	72%	56%	-16.1 pp		67%	68%	1.1 pp	
Utilidad Operacional	134	273	139	103.7	661	684	23	3.5

Tabla N°12 - Ingreso por tipo de activo

COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Activos de Uso	53	54	1	1.8	211	218	7	3.5
Activos de Convocatoria	185	169	-16	-8.8	691	702	11	1.6
Proyectos Privados	9	14	5	54.4	38	47	9	23.9
Contribuciones	33	37	4	13.1	135	147	12	8.7
Total	280	274	-6	-2.2	1,075	1,114	39	3.7

Tabla N°13 - Panorámica general GEB Transmisión

	4T25
Disponibilidad de la infraestructura	100%
Compensación por indisponibilidad	0.0040%
Cumplimiento programa mantenimiento	99.4%
Participación en la actividad de transmisión	20.2%

Proyectos al 31 de Diciembre 2025:

- UPME 06–2017 — S/E Colectora y líneas Colectora–Cuestecitas–La Loma (500 kV)
Adjudicación: 16 feb 2018
 - FOPO vigente: 22-abr-2026; en recurso de reposición para ajustar a 14-feb-2027.
 - Avance por tramos: Colectora–Cuestecitas: 65% torres cimentadas / 33% montadas. Cuestecitas–La Loma: 100% cimentadas / 99% montadas / 95% tendido.
 - Avance total: 71%.
 - Ingresos: Desde dic-2022
- UPME 01–2013 – Sogamoso–Norte–Nueva Esperanza (500 kV)
 - FOPO vigente: 13-abr-2026.
 - Avance total: 65% (538 torres cimentadas—63%; 454 montadas—53%; 41 km tendido—11%).
 - En curso modificaciones de licencia ante ANLA.
 - Ingresos: Desde oct-2017
- UPME 03–2010 – Subestaciones Chivor II, Norte, Bacatá y líneas asociadas (230 kV)
 - FOPO vigente: 31-may-2026.
 - Avance total: 78% (267 torres cimentadas—73%; 263 montadas—72%; 47 km tendido—29%).
 - En trámite ajustes de licencia ante ANLA.

- Ingresos: Desde nov-2015.
- UPME 04–2014 – Refuerzo Suroccidental (500 kV)
 - FOPO vigente: 05-abr-2026.
 - Hitos por tramos: Tramo II (La Virginia–Alfárez): 36% torres intervenidas. Tramo III (Alfárez–San Marcos): entrada en operación comercial el 17-dic-2025.
 - Avance total: 87%.
 - Ingresos: Desde sep-2018.
- UPME 10–2019 – Línea Río Córdoba–Bonda (TERMOCOL) 220 kV
 - Operación comercial: 26-dic-2025.
 - Ingresos: Desde dic-2023.
- UPME 01–2022 – Subestación Huila 230 kV
 - FOPO vigente: 31-ago-2026.
 - Avance total: 34%, conforme al cronograma.
 - Obras civiles: cimentación de pórticos, edificio de control, cortes, taludes y conformación de plataforma
- UPME 05–2023 – Tercer Transformador Bolívar
 - FOPO vigente: 30-jun-2026.
 - Avance total: 36%, alineado al plan.
 - Inicio de obras civiles: 26-nov-2025
- UPME 01–2024 — S/E Sopó (230 kV)
 - FOPO vigente: 29-dic-2029.
 - Estado: Proyecto adjudicado el 24-nov-2025.

Tabla N°14 - Estatus Proyectos

	Avance	Ingreso Anual Esperado (USD M)	Fecha Oficial Puesta en Operación(*)
Proyectos UPME			
Chivor II 230 kV	78%	5.5	2T26
Sogamoso Norte 500 kV	65%	21.1	2T26
Refuerzo Suroccidental 500 kV	87%	24.4	2T26
Colectora 500 kV	72%	21.5	2T26
Río Córdoba–Bonda 220kV	98%	1.2	4T25
Huila 230 kV	34%	1.9	3T26
Tercer transformador Bolívar	36%	1.6	2T26
SB Sopó	1%		4T29
	TOTAL	77.2	
Proyectos Privados		4.2	

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

Tabla N°15 - Indicadores financieros TGI

COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	554	510	-44	-7.9	2,127	2,013	-113	-5.3
Utilidad operacional	295	399	105	35.5	1,200	1,163	-37	-3.1
EBITDA	421	387	-34	-8.2	1,661	1,530	-131	-7.9
Margen EBITDA	76.1%	75.9%	-0.2 pp		78.1%	76.0%	-2.1 pp	
Utilidad neta	149	194	45	30.4	503	509	6	1.1
Deuda neta / EBITDA	1.7x	2.1x	0.4x					
EBITDA / Gastos financieros	3.2x	3.7x	0.4x					

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Dec 22 | 25:

BBB-, Estable

Moody's – Calificación Bono – Dec. 30 | 25:

Baa3, estable

- Entre 4T24 y 4T25, los contratos vigentes pasaron de 668 a 647 (-3.1%): los interrumpibles cayeron -7.8% (14 contratos) y los en firme en -1.4% (7 contratos). Al cierre de 4T25, el 74.5% del portafolio es en firme y el 25.5% interrumpible; los firmes presentan un promedio ponderado de 92.1% en cargos fijos y 7.9% en cargos variables

Para más 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	4T25
Volumen transportado – Promedio Mpcd	499.3	429.6
Capacidad contratada en firme – Mpcd	674	583

- A diciembre de 2025, 67.9% de la capacidad disponible desde fuentes estaba contratada. El horizonte de contratación es corto (trimestral y, como máximo, hasta un año) debido a que escasean contratos de suministro a largo plazo; la flexibilización reciente de la normativa de comercialización de molécula permitió alinear la duración del transporte con la del suministro a corto plazo. El sistema mantiene 4,033 km de gasoductos (3,883 km operados por TGI y 150 km por un tercero), abastecido principalmente desde Cusiana, Cupiagua y Ballena, con transferencias entre transportadores en Ballena.
- En 4T25, la disponibilidad fue 100% y el factor de uso disminuyó 3 pp vs. 4T24 por menor consumo térmico. El volumen promedio día de TGI cayó 14.0% vs. 4T24 (el sector retrocedió 22.1%). A nivel nacional, TGI transportó 429.6 MPCD, alcanzando 51.6% de participación (vs. 46.7% en 4T24).

Tabla N°17 - Indicadores financieros Cálidda

USD M	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	223	241	18	-7.4%	897	919	22	2.4%
Utilidad bruta	69	73	4	-4.8%	276	288	12	4.3%
EBITDA	60	60.7	1	-1.87%	249	254	5	2.2%
Margen EBITDA Ingresos	26.7%	25.2%	-1.5pp		27.7%	27.6%	-0.1pp	
Utilidad neta	24	23.5	0	-1.8%	107	108	1.4	1.3%
Deuda neta / EBITDA	3.8	3.8	0.0 x					
EBITDA / Gastos financieros	6.8	6.1	-0.7 x					

- Cálidda fortaleció su gestión corporativa al obtener la certificación ISO 37001 de antisoborno, mejorar su puntaje ESG en el CSA de S&P Global de 73 a 77, y recertificar los estándares ISO 9001, 14001 y 45001, consolidando un sistema integrado orientado a excelencia operativa y control de riesgos; adicionalmente, Moody's mejoró su perspectiva de Negativa a Estable gracias a una gestión de pasivos más sólida.
- Cálidda ingresó al Top 10 de los Mejores Lugares para Trabajar™ 2025, obtuvo el 1.º lugar en el Ranking Sectorial de Merco Reputación (puesto 27 en el ranking general) y recibió el Premio Especial en Diversidad e Inclusión por el Programa de Gestión Sostenible del Patrimonio Cultural. En acceso social, el programa Comedores Cálidda alcanzó 922 comedores conectados gratuitamente y 1,269 vía FISE, beneficiando a >200,000 personas; además, 38 comedores fueron modernizados a versión 2.0 y 4,200 líderes fueron capacitados. En voluntariado, 100 colaboradores intervinieron el CEDIF Pamplona en diciembre para realizar mejoras a comedores, zonas de esparcimiento y juegos, con actividades para +200 niños.

Para más 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	4T25
Cientes acumulados	1,966,247	2,082,948
Cientes potenciales	2,480,784	2,555,034
Extensión total de la red (Km)	18,156	19,037
Volumen facturado (Mpcd)	799	817
Penetración de la red (%)	79.3%	81.5%

- En coordinación con el Consorcio Camisea, Cálidda impulsó el uso de GNV en el transporte pesado mediante la incorporación de nuevas flotas y la generación de ahorros operativos para empresas del sector; el programa Flotahorro GNV desembolsó USD 7.5 millones en 2025 para la adquisición de vehículos pesados a GNV, acelerando la renovación tecnológica. Cruz del Sur incorporó cuatro camiones a GNV, llegando a diez en total y prevé agregar doce tractocamiones en 2026, mientras que Polimix integró diez mixers —con diez más proyectados— logrando una reducción de 708 tCO_{2e} y ahorros anuales de USD 114 mil; además, se inauguró la Estación de Servicio Aerogas del Norte en Comas (Trapiche), con capacidad para atender hasta 750 vehículos diarios, reforzando la expansión del GNV y promoviendo una movilidad más limpia en Lima Norte.

Tabla N°19 - Contugas Indicadores financieros								
USD m	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	22,031	19,623	-2,408	-10.9%	79,417	81,521	2,104	2.6%
Utilidad Bruta	12,562	10,590	-1,972	-15.7%	46,068	45,967	-101	-0.2%
Margen bruto	57%	54%	- 3.0pp		58%	56.4%	-1.6pp	
Utilidad operacional	13,092	4,093	-8,999	-68.7%	24,466	13,697	-10,769	-44%
EBITDA	8,292	7,022	-1,270	-15.3%	32,787	33,234	447	1.4%
Margen EBITDA	37.6%	35.8%	-1.8 pp		41.3%	40.8%	-0.5pp	
Utilidad neta	7,728	-333	-7,395	-4,404.4%	3,774	-5,127	-8,901	-235.8%

- Contugas habilitó 439 conexiones residenciales frente a 1,650 en 4T24, debido a la no renovación del financiamiento estatal “BonoGas” durante el trimestre. Para avanzar hacia el cumplimiento del PQI 2022–2026 (vence en abril de 2026), la compañía implementó un financiamiento para clientes residenciales de estratos 4 y 5 para facilidades de instalación interna de gas por USD 2.3 M a una tasa del 4%, con el objetivo de promover habilitación del servicio de gas natural; las ventas comenzaron el 11-sep y sumaron 356 a diciembre bajo esta modalidad.
- El FISE abrió la Convocatoria Ica 2025-I (del 19-dic-2025 al 17-jun-2026) para cofinanciar 600 habilitaciones en estratos 2–3. En complemento, el Directorio de Contugas (26-nov-2025) aprobó un plan para tuberías de conexión en preventa en estratos 2–3 por hasta 3,000 habilitaciones entre dic-2025 y abr-2026.
- El 26-nov-2025, Contugas presentó la Propuesta Tarifaria con Absolución de Observaciones y el Plan de Expansión de Redes 2026 – 2030; el cual fue aplazado por Osinergmin mediante la resolución de consejo directivo n° 017-20026-OS/CD, hasta el 20 de marzo de 2026, cuando Osinergmin publicará el Proyecto de Resolución que fijará las tarifas.

Tabla N°20- Panorámica General Contugas

	4T25
Número de clientes	105,560
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)	28
Volumen transportado acumulado (Mmpcm)	851
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	20
Longitud de la red (km) distribución + transporte	2,263

Dunas Energía

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

PEN m	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	148,174	147,789	-385	-0.3%	579,035	587,805	8,770	1.5%
Utilidad Bruta	49,483	44,871	-4,612	-9.3%	206,246	204,578	-1,668	-0.8%
Margen Bruto	33.4%	30.4%	-3.03 pp		35.62%	34.8%	-0.82 pp	
Utilidad operacional	32,289	26,238	-6,051	-18.7%	135,582	133,990	-1,592	-1.2%
Margen operacional	21.8%	17.8%	-4.04 pp		23.42%	22.8%	-0.62 pp	
EBITDA	28,793	38,220	9,427	32.7%	162,060	179,080	17,020	10.5%
Margen EBITDA	19.4%	25.9%	6.43 pp		27.99%	30.5%	2.48 pp	
Utilidad neta	24,708	14,019	-10,689	-43.3%	70,965	79,023	8,058	11.4%

Tabla N°22 - financieros ElectroDunas

PEN m	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	147,901	146,209	-1,692	-1.14%	570,523	581,421	10,898	1.9%
Utilidad Bruta	45,363	39,645	-5,718	-12.6%	183,750	182,580	-1,170	-0.6%
Margen Bruto	30.7%	27.12%	-3.56pp		32.2%	31.40%	-0.8pp	
Utilidad operacional	28,143	21,031	-7,112	-25.3%	114,042	110,108	-3,934	-3.4%
Margen operacional	19.0%	14.38%	-4.64 pp		20.0%	18.9%	-1.1pp	
EBITDA	42,844	36,849	-5,995	-14.0%	168,687	171,256	2,569	1.5%
Margen EBITDA	29.0%	25.20%	-3.77pp		29.6%	29.5%	-0.1pp	
Utilidad neta	14,009	10,604	-3,405	-24.3%	61,658	63,359	1,701	2.8%

Tabla N°23 - Panorámica General ElectroDunas

	4T25
Venta de Energía de ELD (MWh)	1,400,651
Venta de energía a clientes propios (MWh)	1,016,004
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (MWh)	384,647
Compra de energía y generación propia (MWh)	1,174,419

Tabla N°24- Indicadores financieros PPC

PEN m	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	8,709	9,371	662	7.6%	30,917	37,260	6,343	20.5%
Utilidad operacional	5,944	5,962	18	0.3%	20,894	26,234	5,340	25.6%
Margen operacional	68.3%	63.6%	-4.63pp		67.6%	70.41%	2.8pp	
EBITDA	8,338	8,944	606	7.3%	29,793	37,491	7,698	25.8%
Margen EBITDA	95.74%	95.45%	-0.29pp		96.36%	100.62%	4.26pp	
Utilidad neta	3,233	4,165	932	28.8%	12,060	17,969	5,909	49.0%

En 4T25 se efectuó un aporte por EUR 0.6 M, en línea con el plan de desembolsos comprometidos con el Fondo Adara Energy Ventures, vehículo de inversión en tecnologías energéticas avanzadas al que el GEB decidió vincularse como parte de su Estrategia 2030. Ejecutada a través de Dunas Energía S.A.A. Dicha estrategia adoptó la innovación como pilar de crecimiento, aprobándose la inversión para participar activamente en proyectos de redes inteligentes, sistemas de medición inteligente, almacenamiento de energía, generación distribuida y eficiencia operativa. El 14 de febrero de 2024 se suscribieron los documentos para invertir un capital comprometido de EUR 10 M, con una duración de 10 años. Con los aportes acumulados del año, el progreso 2025 alcanza 38% del compromiso total, conforme al cronograma pactado con el fondo.

Tabla N°25 - Indicadores financieros Trecca

USD m	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	7,661	10,147	2,486	32.5%	27,161	40,413	13,252	48.8%
Utilidad operacional	6,590	3,727	-2,863	-43.4%	23,123	17,960	-5,163	-22.3%
EBITDA	5,305	7,538	2,233	42.1%	18,888	31,368	12,480	66.1%
Margen EBITDA	69.2%	74.28%	5.04pp		69.5%	77.62%	8.1pp	
Utilidad neta	-2,507	-1,819	688	-27.4%	-11,082	-8,451	2,631	-23.7%

- La estrategia de focalización y puesta en operación escalonada siguió dando resultados en 2025. Los ingresos crecieron 14.5% vs. 2024, lo que fortaleció la caja y permitió financiar con recursos propios el 85% de La Línea y la S/E San Juan Comalapa, apalancado además en optimización de activos. La senda de eficiencia consolidó EBITDA positivo con margen 77.8%, y una mejora del apalancamiento (Deuda Neta/EBITDA de 11.27x a 9.8x). La gestión se enfocó en el crecimiento de ingresos, contención de deuda, focalización de inversiones y la baja de SOFR. Este desempeño reforzó la tesis de crecimiento selectivo en proyectos propios con mejor rentabilidad y sustento de márgenes.

Tabla N°26 - Indicadores financieros Gebbras (IFRS)

BRL M	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos por Equivalencia Patrimonial	54	41	-12	-22.7%	183	142	-42	-22.7%
EBITDA	52	37	-16	-29.6%	178	133	-46	-25.5%
Margen EBITDA	98.0%	89.3%	-8.7 pp		97.4%	93.9%	-3.5 pp	
Utilidad neta	49	38	-11	-22.9%	152	129	-24	-15.4%
Margen Neto	91.6%	91.3%	-0.3 pp		83.1%	90.9%	7.8 pp	
Activo	2,180	2,189	9	0.4%				
Patrimonio	1,999	2,188	189	9.4%				
Deuda Bruta	180	0	-180	-100%				
Deuda Neta	119	0	-119	-100%				

- El EBITDA 2025 de Gebbras disminuyó BRL 46 M vs. 2024, explicado principalmente por la equivalencia patrimonial negativa de Argeb derivada de las revisiones tarifarias en Argo 5, 6 y 7 (ajustes de -2.9%, -4.3% y -4.4%, respectivamente). A esto se sumaron mayores costos en el holding (nueva contratación por BRL 0.7 M y servicios de consultoría por BRL 2.9 M). Estos efectos fueron parcialmente compensados por el resultado positivo de la tercera revisión tarifaria de TSP (+10.53% nominal), que mitigó la caída de margen.
- La Utilidad Neta 2025 fue menor en BRL 24 M vs. 2024, pero la variación resultó más acotada que la del EBITDA gracias a dos palancas financieras: (i) mayor ingreso financiero (BRL 10.2 M vs. 4T24) por mayor disponibilidad de caja, apalancada en dividendos recibidos de Argeb + SPEs por BRL 161 M (acumulado 4T25); y (ii) menor gasto financiero en 4T25 (BRL -12.5 M vs. 4T24), tras la cancelación total en sep-2024 del crédito intercompany en USD y la consecuente eliminación del efecto de variación cambiaria asociado a esa deuda.
- Gebbras distribuyó dividendos a GEB por BRL 120 M y pagó BRL 13.3 M de intereses correspondientes al crédito intercompany en BRL.

Tabla N°27 - Panorámica General Gebbras

SPEs: GOT, TER, TSP, MGE	4T25
% Participación Gebbras	51%
% Participación Eletrobras	49%
Concesiones de transmisión	4.0
Km 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	5.0
Km de Líneas de Transmisión	2,416
RAP Total Ciclo 25/26	874

Resultados Compañías No Controladas


Tabla N°28 - Indicadores financieros Enel Colombia

COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos Operacionales	4,535	3,922	-614	-13.5%	17,056	16,056	-1,000	-5.9%
Margen de contribución	1,467	2,076	610	41.6%	7,340	8,823	1,483	20.2%
EBITDA	1,077	1,605	529	49.1%	6,056	7,309	1,252	20.7%
Margen EBITDA	39.80%	40.9%	1.1 pp		35.5%	45.52%	10 pp	
EBIT	515	1,276	761	147.6%	4,626	6,085	1,460	31.6%
Utilidad neta	117	619	503	431.4%	2,360	3,184	823	34.9%

- Enel Colombia presentó un crecimiento de 1.1% en su margen Ebitda, alcanzando niveles por encima de 40%, tuvo una utilidad trimestral de 619 mM, creciendo 431.4% frente a 4T24. Adicional, mantuvo una participación de mercado de 19% en el país y segundo puesto en capacidad instalada dentro del segmento de generación.
- La generación de energía medida en Gwh al cierre del 2025 fue de 16,260. Representando el 90% a través de generación hidráulica, 9% solar y 1% térmica.
- En el segmento de Distribución de electricidad mantuvo una participación del 19%, con una demanda de energía nacional de 84,058 Gwh. Adicionalmente, el índice de pérdidas cerró en 7.6% afectado por una menor energía inyectada frente a BDG (-192 Gwh) y mayores pérdidas técnicas (+18 Gwh).

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

	4T24	4T25
Generación Colombia		
Generación Enel Colombia (Gwh)	14,030	16,260
Ventas totales (Gwh)	21,271	21,906
Disponibilidad de plantas (%)	87.7%	90%

Distribución Enel

Número de clientes	4,051,113
Participación de mercado (%)	19%
Demanda energía nacional (Gwh)	84,058
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)	16,757
Índice de pérdidas (%)	7.6%

Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	42.5%


Tabla N°30 - Indicadores financieros ISA CTM

USD m	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	67	66	-1	-2.1%	291	284	-7	-2.3%
Utilidad operacional	34	38	4	10.4%	190	183	-7	-3.6%
EBITDA	59	53	-6	-10.6%	280	248	-32	-11.5%
Margen EBITDA	89%	80.47%	-8.1pp		96.2%	87.17%	-9pp	
Utilidad neta	24	24	0	-0.8%	122	105	-17	-13.9%
Deuda neta / EBITDA UDM	3.70x	4.17x	0.47x					
EBITDA/Gastos Fin UDM	4.84x	4.62x	-0.22x					

Tabla N°31- Panorámica General ISA CTM

	4T24	4T25
Demanda del mercado (Gwh)	5,107	5,207
Cuota de mercado (%)	42	42
Disponibilidad de la infraestructura (%)	100	100
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	94.3	92.9
Líneas de transmisión o Red (Km)	4,698	4,748
Control		ISA
Participación GEB		40%


Tabla N°32 - Indicadores financieros ISA REP

USD mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	12	54	42	349.6%	176	221	45	25.6%
Utilidad operacional	25	23	-2	-7.0%	121	121	0	-0.1%
EBITDA	38	32	-6	-15.1%	161	155	-6	-3.8%
Margen EBITDA	316.7%	59.8%	-257pp		91.5%	70.1%	-21.4pp	
Utilidad neta	16	13	-3		80	77	-3	-3.8%
Deuda neta / EBITDA	1.0x	1.02x	0.0x	1.6%				
EBITDA / Gastos financieros	12.5x	11.7x	-0.8x					

- La cuota de mercado de ISA CTM se mantuvo en 42% y la demanda del mercado en Gwh aumentó 2.0%, siendo de 5,207 Gwh.

Tabla N°33 - Panorámica General ISA REP	4T24	4T25
Demanda del mercado (Gwh)	5,107	5,207
Cuota de mercado (%)	26.7	26.2
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.32	99.22
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	95.12	88.12
Líneas de transmisión o Red (Km)	6,319	6,491
Control		ISA
Participación GEB (%)		40



Tabla N°34 - Indicadores financieros Argo (IFRS)								
BRL M	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	289	238	-51	-17.7	1,084	1,081	-2	-0.2
EBITDA	263	208	-55	-20.9	993	988	-4	-0.4
Margen EBITDA	91%	87%	0.0 pp		92%	91%	-0.2 pp	
Utilidad neta	199	95	-103	-52.0	748	581	-167	-22.3
Margen Neto	69%	40%	-0.3 pp		69%	54%	-15.3 pp	
Activo	11,085	11,360	275	2.5				
Patrimonio	5,537	3,740	-1,797	-32.5				
Deuda Bruta	6,001	7,588	1,587	26.4				
Deuda Neta	5,349	6,906	1,558	29.1				

- La utilidad neta IFRS del 4T25 de Argo fue de BRL 95 M, una caída del 52% vs. 4T24, explicada principalmente por menor ingreso por variación monetaria —en línea con una inflación más baja (0.6% en 4T25 vs. 1.5% en 4T24)— y mayor gasto financiero asociado a la emisión de debentures en Argo Holding.
- En el acumulado 12M25, Argo registró utilidad neta IFRS de BRL 581 M, lo que se tradujo para GEB en utilidad por método de participación de BRL 291 M (~USD 55 M) y dividendos recibidos por BRL 1.07 mM (~USD 204 M), reflejando fuerte generación de caja anual.

Tabla N°35 - Indicadores financieros Argo Proforma (Regulatorio)								
BRL M	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	343	362	19	5.5	1,333	1,417	84	6.3
EBITDA	303	317	13	4.4	1,200	1,272	72	6.0
Margen EBITDA	88.3%	87.4%	-0.9 pp		90.1%	89.8%	-0.2 pp	
Utilidad neta	104	72	-32	-30.7	382	375	-7	-1.8
Margen Neto	30.4%	20.0%	-10.5 pp		28.6%	26.4%	-2.2 pp	

Datos Proforma incluyen el 100% de Argo Holding - Argo 1 -4 y 62.5% de Argeb y Argo V -IX.

La UN incluye MPP en Argeb

- Ingresos Regulatorios Proforma (4T25): crecimiento +5.5% vs. 4T24, impulsado por el ajuste del ciclo RAP 25/26 y la entrada en operación en 2024 de los refuerzos en Argo 5 y Argo 7; parcialmente atenuado por las revisiones tarifarias en Argo 5, 6 y 7.

- EBITDA Proforma (4T25): margen 87.4%, ligeramente inferior al 88.3% de 4T24, reflejando la mezcla de efectos entre (i) mayores ingresos regulados por RAP y nuevos activos, y (ii) el impacto a la baja de las revisiones tarifarias.



Tabla N°36 - Indicadores financieros Promigas

COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	2,115	1,872	-242	-11.5	7,363	7,350	-13	-0.2
EBITDA	580	576	-4	-0.7	2,560	2,514	-46	-1.8
Margen EBITDA	27.43%	30.77%	3.3 pp		34.76%	34.21%	-0.6 pp	
Utilidad operacional	458	484	26	5.6	2,137	2,089	-48	-2.2
Margen Operacional	21.66%	25.83%	4.2 pp		29.03%	28.43%	-0.6 pp	
Utilidad neta	204	183	-21	-10.5	1,057	1,074	17	1.6
Margen neto	9.66%	9.77%	0.1		14.35%	14.61%	0.3	

Tabla N°37 - Panorámica General Promigas

	4T24	4T25
Red de gasoductos (Km)	3,293	3,293
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1,163	1,222
Capacidad contratada (Mpcd)	879	905
Usuarios acumulados (mm)	7.1	7.5
Control		Corficolombiana
Participación GEB		15.2%

- Durante 4T25, Promigas presentó una caída del -11.5% en ingresos frente al mismo periodo del 2024. Sin embargo, la empresa presentó eficiencias en costos y gastos operacionales, logrando que la utilidad operacional creciera 5.6% en el trimestre frente al 4T24, consolidando una utilidad neta de COP 183 mM, con un margen neto de 9.7%. Adicional, se alcanzó una red total de gasoductos de 3,293 Km y una red que beneficia a 7.5 millones de usuarios acumulados.



Tabla N°38 - Indicadores financieros Vanti

COP mM	4T24	4T25	Var \$	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Ingresos	1.117	1.142	25	2,25%	4.242	4.696	454	10,71%
Utilidad operacional	163	140	-23	14,32%	815	722	-93	11,38%
EBITDA	92	155	63	68,57%	636	778	142	22,27%
Margen EBITDA	8,20%	13,58%	5,4pp		15,00%	16,56%	1,6 pp	
Utilidad neta	61	84	23	38,15%	460	544	84	18,35%
Deuda neta / EBITDA UDM	1.30x	1,68						
EBITDA / Gastos financieros UDM	12.5x	8,34						

Tabla N°39 - Panorámica Genera Vanti

	4T24	4T25
Volumen de ventas (Mm3)	2,927	2,773
Número de clientes	2,577,352	2,577,352
Control	Brookfield	Brookfield
Participación de GEB	25%	25.0%

- Durante 4T25, Vanti presentó un crecimiento de 2.2% en ingresos frente al mismo periodo del 2024, explicado principalmente por variaciones en el precio del gas. Adicionalmente, el número de clientes presentó estabilidad al contemplarse únicamente la base acumulada de Vanti separada llegando a 2,577,352 clientes acumulados al cierre de 2025.

Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°40 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

COP mM	4Q24	4Q25	Var	Var %	12M24	12M25	Var \$	Var %
Distribución de gas natural	1,053	986	-67	-6.3	3,944	3,997	53	1.4%
Transporte de gas natural	554	510	-44	-7.9	2,127	2,013	-113	-5.3%
Transmisión de electricidad	338	330	-8	-2.2	1,282	1,346	64	5.0%
Distribución de electricidad	171	165	-6	-3.5	618	659	40	6.5%
Total ingresos	2,115	1,991	-124	-5.9	7,972	8,016	44	0.6%
Distribución de gas natural	-701	-700	1	-0.1	-2,731	-2,790	-59	2.2%
Transporte de gas natural	-208	-197	11	-5.2	-748	-793	-45	6.0%
Transmisión de electricidad	-127	-135	-7	5.8	-452	-498	-47	10.3%
Distribución de electricidad	-94	-63	31	-32.7	-319	-331	-12	3.8%
Total costos	-1,130	-1,095	35	-3.1	-4,250	-4,413	-163	3.8%
Utilidad bruta	985	895	-89	-9.1	3,722	3,603	-119	-3.2%
Gastos administrativos y de operación	-305	-258	48	-15.6	-1,043	-1,052	-9	0.9%
Pérdidas por deterioro sobre cuentas por cobrar	-52	88	141	-268.3	-90	-101	-11	11.9%
Otros ingresos (gastos), neto	2	324	322	14,187.7	93	388	295	318.0%
Resultado de actividades operacionales	629	1,050	421	66.9	2,681	2,839	157	5.9%
Ingresos financieros	42	29	-13	-30.7	180	151	-29	-16.3%
Gastos financieros	-318	-372	-54	16.9	-1,420	-1,427	-7	0.5%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-132	-26	106	-80.2	-288	174	462	-160.3%
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	259	419	160	61.7	1,963	2,184	222	11.3%
Ganancia antes de impuestos	480	1,100	620	129.2	3,115	3,920	805	25.8%
Gasto por impuesto corriente	-120	-155	-35	29.0	-563	-546	17	-3.0%
Gasto por impuesto diferido	6	-17	-23	-361.5	84	-20	-104	-124.3%
Utilidad neta	366	929	562	153.5	2,636	3,353	717	27.2%
Participación Controladora	324	893	569	175.4	2,462	3,178	716	29.1%
Participación no Controladora	42	35	-7	-15.7	174	175	2	0.9%

Tabla N°42 – Estado de Situación Financiera

COP mM	dic-24	dic-25	Var	Var %
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,584	1,269	-315	-19.9
Inversiones	0	1,679	1,679	0.0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1,567	1,636	69	4.4
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	198	205	7	3.7
Inventarios	487	241	-246	-50.6
Activos por impuestos	32	88	56	177.0
Operaciones de coberturas	449	43	-406	-90.5
Otros activos no financieros	273	195	-78	-28.4
Activos clasificados como mantenidos para la venta	0	0	0	0.0
Total activos corrientes	4,589	5,356	767	16.7
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	14,478	13,688	-790	-5.5
Propiedades, planta y equipo	16,923	17,753	830	4.9
Activos por derecho de uso	76	76	0	0.4
Propiedades de inversión	187	33	-153	-82.2
Inversiones	109	96	-12	-11.3
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	431	706	275	63.9
Crédito mercantil	595	577	-18	-3.0
Activos intangibles	8,620	7,729	-891	-10.3
Activos por impuestos	158	180	22	13.8
Activos por impuestos diferidos	10	10	0	0
Otros activos no financieros	0	298	298	2,482,025
Total activos no corrientes	41,586	41,146	-440	-1.1
Total activo	46,175	46,502	327	0.7
PASIVOS Y PATRIMONIO				
PASIVOS CORRIENTES				
Obligaciones financieras	1,582	930	-652	-41.2
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	999	917	-83	-8.3
Obligaciones por arrendamientos	21	34	13	60.6
Cuentas por pagar a partes relacionadas	0	8	7	7,422.8
Instrumentos financieros derivados de cobertura	57	43	-14	-24.9
Beneficios a empleados	150	157	7	4.7
Provisiones	118	42	-76	-64.2
Ingresos recibidos por anticipados	149	53	-96	-64.5
Pasivo por impuestos	221	116	-105	-47.5
Otros pasivos no financieros	100	122	22	21.9
Total pasivos corrientes	3,399	2,422	-977	-28.7
PASIVOS NO CORRIENTES				
Obligaciones financieras	19,214	19,763	549	2.9
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	66	61	-5	-8.1
Obligaciones por arrendamientos	66	52	-13	-20.3
Pasivos por impuestos	0	0	0	0.0
Beneficios a empleados	134	123	-11	-8.3
Provisiones	552	494	-58	-10.5
Ingresos recibidos por anticipados	45	91	46	102.9
Pasivos por impuestos diferidos	2,832	2,967	135	4.8
Total pasivos no corrientes	22,909	23,960	1,051	4.6
Total pasivos	26,308	26,382	74	0.3
PATRIMONIO				
Capital emitido	492	492	0	0.0
Prima en colocación de acciones	838	838	0	0.0
Reservas	5,981	6,258	277	4.6
Resultados acumulados	7,667	8,380	713	9.3
Otro resultado integral	4,184	3,575	-608	-14.5
Total patrimonio de la controladora	19,162	19,544	382	2.0
Participación no controlada	705	576	-129	-18.3
Total patrimonio	19,867	20,120	253	1.3
Total pasivo y patrimonio	46,175	46,502	327	0.7

Tabla N°43 – Estado de Flujo de Efectivo		
COP mM	dic-24	dic-25
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado del periodo	2,636	3,353
Impuesto a las ganancias	480	567
Ingreso por método participación	-1,963	-2,184
Gastos financieros	1,420	1,427
Ingresos financieros	-180	-151
Depreciación y amortización	969	1,035
Pérdida en venta o baja de activos fijos	-2	18
Deterioro de cuentas por cobrar, neto	77	100
Deterioro de inventarios, neto	1	-2
Diferencia en cambio	295	-150
Recuperación de deterioro de activos a largo plazo	-48	-231
Provisiones (recuperaciones), neto	40	-73
Baja de activos intangibles	165	0
Cambios netos en activos y pasivos de la operación	3,891	3,708
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-255	-482
Inventarios	-12	-29
Activos por impuestos	107	23
Otros activos no financieros	-37	-43
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	93	-34
Beneficios a empleados	-38	-17
Provisiones	20	-18
Otros pasivos	66	-9
Pasivos por impuestos	-117	-22
Impuestos pagados	-274	-694
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	3,444	2,383
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Capitalizaciones a empresas asociadas	-4	-3
Dividendos recibidos	1,548	2,282
Producto de la venta de activos fijos	0	3
Intereses recibidos	272	139
Prestamos a partes relacionadas	-3	0
Inversiones en activos financieros	40	-1,822
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-1,143	-1,414
Adquisición de propiedades de inversión	-3	0
Adquisición de activos intangibles	-753	-559
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	-44	-991
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Dividendos pagados	-2,304	-2,185
Intereses pagados	-1,653	-1,410
Préstamos recibidos	1,611	6,335
Pagos por arrendamientos	-39	-51
Préstamos pagados	-1,660	-4,086
Cuentas por pagar relacionadas - asociadas	-1	0
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	-4,205	-1,565
Incremento (disminución) neto de efectivo	-805	-172
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo	98.3	-142
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	2,290	1,584
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	1,584	1,269

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.
- CDP: Carbon Disclosure Project / Proyecto de divulgación de Carbono.
- CNEE: Comisión Nacional de Energía eléctrica
- DNP: Departamento Nacional de Planeación.
- FISE: Fondo de Inclusión Social Energético de Perú.
- GBTUD: Giga British Thermal Unit per-Day.
- GWh: Gigavatio-hora.
- LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas
- 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.
- KPCD: Mil pies cúbicos por día.
- Mpcd: Millones de pies cúbicos por día.
- MW: megavatios.
- MWh: megavatios por hora.
- MMPCM: Millones de pies cúbicos mes
- pp: puntos porcentuales.
- S/E: Subestaciones.
- STN: Sistema de Transmisión Nacional.
- STR: Sistema de Transmisión Regional.
- TRM: Tasa Representativa del Mercado.
- TPL: Terceros Proveedores de Largo Plazo.
- TNFD: Taskforce on Nature-related Financial Disclosures / Grupo de trabajo sobre Divulgación Financiera Relacionada con la Naturaleza.
- UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.
- VNR: Valor Nuevo de Reemplazo en Guatemala.

ir@geb.com.co

www.geb.com.co

www.grupoenergiabogota.com/inversionistas



Grupo Energía Bogotá