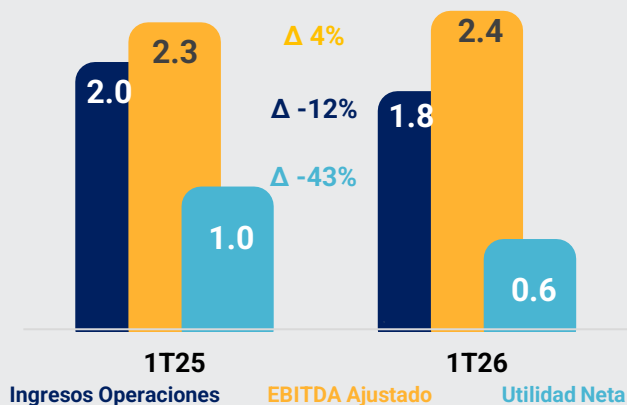




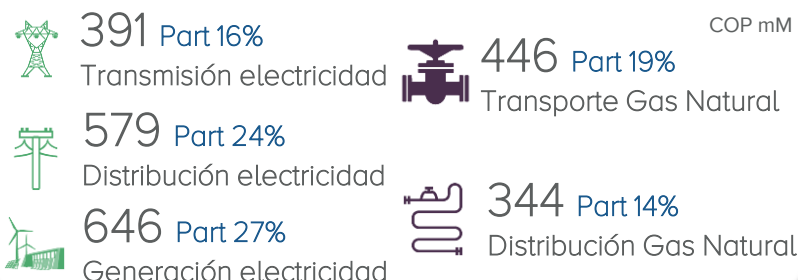
“Eventos no recurrentes, disciplina de capital y avances estratégicos”

FINANCIEROS

COP B



COMPOSICIÓN EBITDA 1T26



Dividendo aprobado **\$ 250.8** por acción

Rentabilidad de la acción¹ **8.5%**

Ingresos	Utilidad Operacional	EBITDA Ajustado ²	Utilidad Neta Controlada	Capex orgánico
1,758	434	2,405	533	USD 156 M
Δ -12% a/a	Δ -34% a/a	Δ 4% a/a	Δ -44% a/a	Δ 33% a/a

1T 26

COP mM

OPERATIVOS

ENERGÍA

TRANSMISIÓN

COLOMBIA

ENLAZA: Adjudicación de los primeros compensadores síncronos en Colombia, S/E Santa Marta, Maicao, El Banco, Guatapurí y La Jagua.

BRASIL

GEBBRAS: Acuerdo con Axia Energía para adquisición del 49% de participación restante en 4 concesiones.

GAS NATURAL

DISTRIBUCIÓN

PERÚ

Cálidda y Contugas: Emergencia superada en tramo del ducto operado por TGP

GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN

COLOMBIA

- Enel** Entrada en operación comercial de Guayepo III e inicio de la generación del parque solar Atlántico ambos con 180 Mwh de capacidad
- Enel** Fortalecimiento y modernización de la red en Bogotá y Cundinamarca

TRANSPORTE

COLOMBIA

TGI: Regasificadora Ballena recientemente catalogada como IPat

SOSTENIBILIDAD

Estrategia Climática: Lanzamiento del programa **EVOLVE 2030** y primer reporte TNFD.



>USD 2.5 M

Inversión Social

>USD 1.6 M

Inversión Ambiental

Desempeño institucional: Proceso de evaluación de Juntas Directivas y planes de Acción 2026



Informe Periódico de Resultados Trimestrales

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 marzo de 2026



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>	5
Costos operacionales	6
<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.....	7
Otros ingresos (gastos) netos	7
Ingreso (Gasto) Financiero neto	8
Diferencia en Cambio.....	8
Método de Participación.....	9
Utilidad neta	9
Perfil de la deuda	9
CAPEX.....	10
Actualización Riesgo de Mercado.....	11
Actualización de Riesgos Estratégicos	11
Avances en Prácticas ASG 1T26.....	12
Dimensión social	13
Dimensión ambiental.....	13
Gobierno corporativo.....	13
Actualización Regulatoria 1T26.....	14
Resultados Compañías Controladas	15
Resultados Compañías No Controladas	21
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 cerca de 130 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 cerca de 4.9 millones de clientes en distribución de gas natural; además de una infraestructura de 20,989 km de redes eléctricas, 4,941 MW de capacidad instalada de generación y 4,033 km de gasoductos incluyendo operaciones controladas y no controladas.

Este informe presenta las variaciones correspondientes a los estados financieros comparativos de los trimestres 1T25 y 1T26 (3 meses) bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia.

Ingresos operacionales

Tabla N°1 - Ingresos por Segmento

COP mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	985	803	-182	- 18.5
Transporte Gas Natural	496	465	-31	- 6.2
Transmisión Electricidad	337	326	-10	- 3.1
Distribución Electricidad	174	164	-11	- 6.2
Total	1,992	1,758	-234	- 11.8

En el primer trimestre de 2026, el efecto de apreciación del peso colombiano frente al dólar en el trimestre, de 11.8%, generó menores ingresos por COP -121 mM al cerrar la TRM Promedio de marzo 2026 en \$3,699.5 frente a la TRM Promedio de marzo 2025 en \$4,193.2.

Adicionalmente, el evento no recurrente ocurrido en la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP) presionó los ingresos-costos operacionales de los segmentos de Distribución de Gas Natural y de Energía Eléctrica; los cuales presentan una disminución de 18.5% y 6.2% a/a, respectivamente.

A continuación, el detalle de las variaciones por segmento:

Distribución de gas natural:

Tabla N°2 - Detalle Ingresos por Distribución Gas

COP mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
Cálida	912	751	-161	- 17.6
Contugas	74	52	-22	- 29.5
Total	985	803	-182	- 18.5

El comportamiento de los ingresos en COP por segmento de distribución de gas natural presentó una caída de 18.5% en el 1T26 frente al mismo periodo de 2025, explicado principalmente por un efecto por conversión reflejando un menor ingreso de COP -116 mM y el impacto del evento no recurrente de TGP (COP -66 mM).

A continuación, se detalla la variación en moneda funcional (USD):

- El 1 de marzo, se registró un siniestro del tipo deflagración en el gasoducto operado por la empresa TGP en la región de Camisea. Como consecuencia, el MINEM emitió una declaratoria de emergencia para priorizar la atención de usuarios críticos (residencial, comercial y transporte público). El incidente fue resuelto el 14 de marzo, restableciéndose completamente el flujo sin impactos materiales ni sostenidos en la operación de distribución.
- El sistema de distribución de gas natural operado por Cálidda se mantuvo 100% operativo durante todo el evento, confirmando su confiabilidad. El incidente fue aislado y no tuvo implicancias estructurales para el sistema. Sin embargo, la declaratoria de emergencia restringió materialmente la distribución de gas natural en los 14 días que duraron las reparaciones a sectores como: transporte (restricciones de GNV para taxis y vehículos particulares), generación eléctrica e industria, priorizando los usuarios críticos mencionados.
- Por lo anterior, la caída en volumen distribuido fue de -9.5% (743 MMPCD en marzo 2026 vs 821 MMPCD en marzo 2025). Excluyendo el impacto, el volumen trimestral hubiese totalizado 815 MMPCD (+1.4%). Consecuentemente, los ingresos de Cálidda presentaron una variación en moneda funcional de -7% (USD 15.7 M), explicado en gran medida por:
 - i) Distribución (USD -1.6 M a/a; -2.3%) como resultado de la restricción de uso de gas por evento de TGP. Excluyendo el impacto de TGP, los ingresos hubiesen totalizado USD 73 M, registrando un incremento de +2.1% a/a.
 - ii) *Pass through* (USD -9.2 M a/a; -7.7%) por el menor consumo de gas (USD -4.6 M a/a) y el menor ingreso por la ampliación de la red de distribución (USD -4.6 M a/a).
 - iii) Servicios de instalación (USD -1.8 M a/a) e ingresos por venta de materiales (USD -0.6 M a/a) por menores inversiones en el último trimestre del Plan Quinquenal '22-26.
- En Contugas, los ingresos del negocio recurrente correspondiente al margen de distribución de Contugas disminuyeron USD 2.7 M a/a (-25.7%), principalmente por cliente Tengda (USD -1.7 M) debido a que no se consideran ingresos desde junio 2025; menor demanda en temporada de Pesca (USD -0.4M) e impacto económico debido al evento de emergencia del sistema Transporte de Gas Natural (USD -0.6 M).

Transporte de gas natural:

Los ingresos operacionales de TGI presentaron una variación de -6.2% a/a (COP -31 mM) debido principalmente al ajuste de contratación de servicio de transporte conforme a la actual oferta de molécula de gas o menor demanda estructural especialmente, la demanda industrial inmersa en el sector de Distribución & Comercialización y Térmica, así:

- Los cargos fijos por inversión disminuyeron COP 40.1 mM (-12.5%) principalmente por los agentes EPM, Vanti y Ecopetrol que han reducido capacidad desde fuente, moderando la base de cargos fijos comprometidos y presionando el ingreso regulado.
- Los cargos fijos por AO&M cedieron COP 5.5 mM (-3.7%) por el mismo ajuste de contratación de los principales agentes.
- Parcialmente contrarrestados por mayor contratación en cargo variable COP 7.5 mM (+14.5% a/a) debido a los agentes que usan en mayor medida la contratación con componente variable y/o interrumpible ocasionada por la incertidumbre de oferta de gas.
- Complementariamente, los ingresos no regulados (servicios complementarios) han aumentado 174.5% hasta COP 9.7 mM, debido principalmente a: i) mayores ingresos

asociados a los proyectos IPAT por COP 3.8 mM; y ii) aumento en la remuneración por pérdida de gas por COP 4.4 mM.

Para más 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	1T25	1T26	Var \$	Var %	
Transmisión Colombia	291	286	-5	-	1.8
Conecta	46	40	-5	-	11.2
Total	337	326	-10	-	3.1

El segmento revela una disminución interanual de 3.1% (COP -10 mM) en ingresos principalmente por efecto de tasa de cambio, el cual representó COP -5 mM. A continuación, el detalle por compañía:

- En el segmento Transmisión Colombia se observa una reducción de -1.8% (COP -5 mM) debido a los menores ingresos de activos por convocatoria (COP -14.3 mM; -8%) explicados por la actualización de variables macroeconómicas (IPP Col) y revaluación COP frente al USD a/a de ~11%.

De otra parte, los ingresos de las filiales en Guatemala presentaron una caída de -11.2% frente al mismo periodo del 2025 explicados principalmente por el efecto por conversión de COP -5 mM. En moneda funcional (USD), se presentó un crecimiento trimestral de 1%, principalmente porque:

- En TRECSA el incremento de USD 79 m a/a se apalancó en la habilitación comercial e incorporación de nuevos activos (canon + peaje del sistema principal), producto de la revisión anual de factores macroeconómicos y la actualización del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Distribución de electricidad:

- Los ingresos del segmento reflejan un efecto por conversión de COP 6 mM, adicionales al evento mencionado sobre lo ocurrido en el gasoducto de TGP, el cual generó la paralización de las centrales térmicas que opera Electro Dunas, conllevando a una menor autogeneración de energía eléctrica, así como a un menor costo de la misma.
- Los ingresos trimestrales del Grupo Dunas² disminuyeron PEN 5M; -3.2% a/a, en moneda funcional, debido a menores ingresos en servicios de distribución de energía (PEN -4.2 M), modulación (PEN -1.1 M) y otros (PEN -21m).

² Incluye Dunas Energía, Electro Dunas y PPC

Costos operacionales

Tabla N°4 - Costos por Segmento

COP mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	681	554	-126	- 18.6
Transporte Gas Natural	197	186	-11	- 5.4
Transmisión Electricidad	110	124	14	12.7
Distribución Electricidad	95	99	3	3.3
Total	1,083	963	-120	- 11.1

Los costos operacionales decrecieron 11% (COP -120 mM), explicados por el efecto por conversión en COP 83 mM y el impacto del evento no recurrente de TGP.

A continuación, se describen las variaciones por segmento:

Distribución de gas natural:

- La disminución de 18.6% a/a; COP -126 mM se da principalmente por el efecto de conversión del COP frente al dólar por valor de COP -80 mM, mientras que en moneda funcional disminuye USD 13 M.
 - Para Cálidda en moneda funcional los costos de ventas se redujeron en 8.3% a/a (USD -12 M), principalmente por menores costos por servicios de instalación (USD -1.6M) y costos *pass through* (USD -9.2 M a/a; -7.7%), disminución en línea con los menores ingresos de gas, transporte y ampliación de la red.
 - Los costos de Contugas disminuyeron USD 0.6 M (-7.5% a/a), principalmente por menores costos de suministro y transporte derivados de menores ventas.

Transporte de gas natural:

- Los costos operacionales disminuyeron 5.4%; COP -10.6 mM a/a, debido principalmente a la disminución de los rubros de gas combustible 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 aumentan +12.7% a/a (COP 14 mM), como se describe a continuación:

- En Transmisión Colombia el crecimiento es explicado principalmente por el evento no recurrente correspondiente a la cuenta de servicios personales (COP +10.1 mM a/a).
- Conecta, en moneda funcional disminuye USD 205 m (-5.2% a/a), debido a la postergación de algunas actividades de mantenimiento y operación, que se ejecutarán durante el segundo trimestre el año 2026. El efecto por conversión corresponde a COP 2 mM.

Distribución de electricidad:

- Grupo Dunas en moneda funcional refleja un aumento de PEN 6.0 M (+7.1% a/a) principalmente por compras de energía y obras de mantenimiento, entre otros. De otra parte, el efecto por conversión equivale a COP -3mM.

Gastos administrativos

Tabla N°5 - Gastos administrativos por segmento

COP mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	97	86	-11	- 11.7
Transporte Gas Natural	51	49	-2	- 4.3
Transmisión Electricidad	19	74	56	297.7
Distribución Electricidad	18	18	0	- 0.3
Corporativo	62	117	55	87.8
Otros	25	30	5	20.9
Total	272	374	102	37.5

El aumento de COP 102 mM en Gastos Administrativos obedece principalmente a: i) la provisión de la cartera de Air-e reflejada en el segmento de Transmisión de Electricidad (COP +55 mM), y ii) al impuesto al patrimonio para personas jurídicas emitido dentro del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica declarado por el Decreto 0150 de 2026 (COP +38 mM), así como al ajuste anual de salarios y bonificaciones no recurrentes (COP +25 mM). Lo anterior, parcialmente contrarrestado por el efecto por conversión que ascendió a COP -14 mM.

Otros ingresos (gastos) netos

El rubro refleja un saldo neto de COP 14 mM, presentando una disminución de COP 9 mM frente al periodo anterior, principalmente por el aumento de las reservas técnicas y menores ingresos de arrendamientos y otros.

EBITDA consolidado ajustado³

Tabla N°6 - EBITDA ajustado por compañía

COP mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
TGI	391	355	-36	-9.3
Cálida	230	196	-35	-15.0
Transmisión Colombia	159	110	-49	-30.8
Dunas	81	66	-15	-18.5
Contugas	26	13	-14	-51.8
Conecta	41	34	-7	-16.5
Gebbras	0.5	-1	-2	-355.8
Otros	-6.2	-15	-9	141.8
Total Controladas	923	757	-166	-18.0
Enel Colombia*	877	1,174	297	33.9
REP & CTM	299	247	-52	-17.3
Promigas	94	91	-3	-3.7
Vanti	115	136	21	18.2
EMSA	4	0	-4	-100.0
Argo	0	0	0	-
Total Asociadas	1,389	1,648	259	18.7
Total	2,312	2,405	93	4.0

* Incluye dividendos decretados el 1 de abril de 2026.

³ Incluye dividendos de compañías asociadas y joint ventures.

El EBITDA consolidado ajustado del 1T26 crece 4.0% (COP +93 mM). El EBITDA de las empresas controladas cae COP -166 mM, mientras que los dividendos decretados por las empresas no controladas aumentan COP 259 mM. Es importante tener en cuenta que los dividendos de Enel Colombia por COP 1,174 mM fueron decretados el 1 de abril de 2026, mientras que en 2025 los decretó en el primer trimestre. Se incluyen en este reporte para facilitar la comparación de las cifras.

El desempeño del EBITDA controlado se explica principalmente por los siguientes hechos:

- En Transmisión Colombia la reducción interanual de 30.8% (COP -49 mM), se explica por el efecto de actualización macro y la revaluación COP/USD en ingresos (COP -5 mM), mayores costos no recurrentes (COP +10 mM) y la provisión de Air-e en gastos administrativos (COP +55 mM).
- En TGI, la variación de -9.3% (COP -36 mM), corresponde al menor margen de COP -20 mM por contracción de volumen, y mayores gastos efectivos por COP -12 mM principalmente por impuesto extraordinario al patrimonio (COP -6 mM), incremento del gasto en nómina (COP -2 mM) y gastos en asesorías y estudios (COP -2 mM) relacionados con el proyecto de la Regasificadora.
- En Cálidda, la contracción de 15.0% (COP -35 mM) se explica por: i) El efecto de apreciación del 12% del COP/USD (COP -27 mM). Los COP -7 mM restantes corresponden principalmente al impacto negativo en el margen por el evento de TGP.
- En Dunas, la disminución de 18.5% (COP -15 mM), de los cuales COP -7 mM se explican por la apreciación del COP/PEN del 8%. Los COP -8 mM restantes corresponden principalmente a menores márgenes de COP -7 mM por menores ingresos de distribución y modulación.
- En Contugas, caída de 51.8% (COP -14 mM), de los cuales COP -3 mM se explican por la apreciación del COP/USD del 12%. Los COP -11 mM restantes corresponden principalmente a menor margen por COP -10 mM, por la no facturación al cliente Tengda en 1T26 y por el evento de TGP (-USD 0.6 M).

Ingreso (Gasto) Financiero neto

Las actividades financieras netas presentan un comportamiento similar al del 1T25 con una variación interanual de -0.4%, debido a menores ingresos financieros de las inversiones temporales compensado por menor gasto financiero por la apreciación del COP frente al USD.

Diferencia en Cambio neta

Se presenta una variación de COP -167mM debido principalmente a la menor apreciación del COP frente al USD en el primer trimestre del año 2026 con respecto al año 2025. La apreciación del trimestre fue de 2.3% en el 2026 contra una apreciación de 5.7% en el año 2025.

Lo anterior se refleja principalmente en el reconocimiento de un menor ingreso por diferencia en cambio en las obligaciones financieras e instrumentos derivados (COP 76mM), cuentas por pagar y por cobrar (COP 51 mM) y efectivo e inversiones (COP 26mM).

Método de Participación

Tabla N°7 - Método de Participación				
COP mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
Enel Colombia	391	349	-42	-10.7
CTM	46	41	-6	-12.2
Vanti	40	26	-14	-35.4
REP	34	30	-4	-10.6
Promigas	46	38	-8	-17.6
Argo	80	62	-18	-22.8
Gebbras	45	44	-1	-3.2
Otros	-0.4	3	4	-988.7
Total	681	592	-89	-13.1

El método de participación patrimonial (MPP) decrece 13% a/a, debido a:

- **Enel Colombia** (COP -42 mM) tuvo un trimestre caracterizado por un entorno de mercado de alta hidrología, traduciéndose en menores precios en bolsa, así como por la causación del impuesto al patrimonio (COP 28mM) derivada del Decreto de Emergencia Económica.
- **Filiales en Brasil** (COP -20 mM) resultado influenciado por mayor gasto financiero (debentures) por COP 20 mM y efecto por conversión COP 1 mM.
- **Vanti** (COP -14 mM) redujo su contribución trimestral como resultado de la entrada del nuevo pliego tarifario de distribución.

Utilidad neta

En el 1T26 ascendió a COP 568 mM, presentando una variación de -43% interanual, principalmente por la ocurrencia de los siguientes eventos extraordinarios: i) Disminución de 13% en utilidad bruta principalmente por el efecto por conversión COP 33 mM debido a la apreciación del peso colombiano frente al dólar y el impacto del incidente de TGP; ii) Aumento en Gastos Administrativos por provisión de Air-e (COP +55 mM), impuesto al patrimonio (COP +38 mM), y ajuste anual de salarios y bonificaciones (COP +25 mM). Así como menor MPP (COP -90 mM) y la reducción de COP 167 mM en el rubro Diferencia en Cambio producto de la menor apreciación del COP/USD frente a la observada en el mismo trimestre de 2025.

Perfil de la deuda

Tabla N°8 - Perfil de la deuda					
USD M	2026	2027	2028	2029	+30
Vencimiento	91	957	1048	202	3,325
Total	5,623				

Valores nominales

A continuación se presentan los hechos más relevantes del trimestre:

- En Cálidda se realizó un desembolso adicional por USD 55 M correspondiente al crédito A/B Loan con CAF, cuyo monto máximo asciende a USD 500 M. Esta financiación tiene un plazo

de cinco años, con amortización de capital al vencimiento y una tasa de interés de SOFR 6M más 1.65%. Con este desembolso, se completa el total del monto contratado.

- Contugas realizó un prepago de USD 5 M del crédito sindicado cuyo vencimiento es en septiembre de 2027 y el cual tiene una tasa de interés SOFR 6M +2.35%. Con este prepago el saldo de la obligación se reduce a USD 300 millones. Al respecto, la Asamblea General de Accionistas, en sesión ordinaria, aprobó el otorgamiento de la garantía del GEB a las obligaciones de pago de Contugas S.A.C., en proporción a su participación accionaria, en desarrollo de la refinanciación que se proyecta realizar sobre la operación en mención.
- Trecca firmó un crédito bajo la modalidad de Club Deal por USD 115 M con Natixis y Bladex. La operación tiene un plazo de 5 años, amortización de capital al vencimiento y una tasa de interés del SOFR 6M + 2.5%. Los recursos se utilizaron para refinanciar deuda existente, optimizando el perfil de vencimientos de la filial. Este crédito cuenta con garantía corporativa de GEB, autorizada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante resolución No. 0510 del 13 de marzo de 2026.

Tabla N°9 - Detalle de la deuda y ratios

COP mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
EBITDA Ajustado UDM	5,262	6,018	757	14.4
Deuda total neta	18,329	17,536	-793	-4.3
Deuda total bruta	20,032	20,533	502	2.5
Gastos financieros netos UDM	1,078	1,032	-46	-4.3
Deuda total neta / EBITDA Ajustado	3.48x	2.91x	-57 pp	
EBITDA Ajustado / Gastos financieros neto	4.88x	5.83x	95 pp	

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

Al cierre del 1T26, la estructura por moneda se mantuvo estable, con una participación de 30% en pesos colombianos (COP), 67% en dólares estadounidenses (USD) y 3% en soles peruanos (PEN). En cuanto al tipo de tasa, la deuda conserva una composición de 40% a tasa fija y 60% a tasa variable, distribuida en SOFR (34%), IBR (18%) e IPC (8%).

Desde la perspectiva del endeudamiento por compañía, el GEB concentra el 53% del total, mientras que las filiales representan el 47%, destacándose Cálidda (18%) y TGI (15%).

CAPEX

Tabla N°10 - CAPEX ejecución y proyección anual

USD M	3M25	3M26	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	'26-30P
Cálidda	23	19	60	35	29	8	9	140
Transmisión Colombia	71	81	378	266	90	50	63	848
TGI	9	42	76	65	70	46	50	308
Conecta	2	2	9	3	2	9	6	29
Contugas	1	0.8	3	3	3	14	12	34
Grupo Dunas	10	7	36	34	26	24	23	144
Transnova	1	3	40	61	35	23	6	166
Adquisiciones	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	117	156	603	467	254	174	170	1,668

El CAPEX orgánico ejecutado en el 1T26 ascendió a USD 156 M frente a USD 117 M a/a, aumentando 33% a/a como resultado de: i) Transmisión Colombia (USD +10 M) por mayor ejecución en las inversiones de transmisión Colombia como: Colectora, Refuerzo Suroccidental, Sogamoso Norte, Chivor II-Norte, entre otros; ii) TGI alcanzó niveles de USD 42 M por 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; y iii) La menor ejecución en Cálidda se asocia principalmente a redes de distribución.

La proyección de CAPEX de 5 años asciende a USD 1.7 mM, en donde los segmentos de Transmisión Colombia y Transporte de Gas lideran las inversiones proyectadas, representando el 69% del total, seguido por Cálidda con el 8.4%. 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.

De otra parte, la UPME realizó por primera vez la adjudicación de un nuevo proyecto que contempla la instalación de compensadores síncronos en las subestaciones Maicao y Santa Marta, con el propósito de fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico y acelerar proyectos clave para el desarrollo energético del país. En abril, se adjudicó un nuevo proyecto de esta categoría en El Banco (Magdalena), Guatapurí y La Jagua (Cesar), consolidando el liderazgo de Enlaza en la implementación de esta tecnología en Colombia.

Actualización Riesgo de Mercado

Durante el primer trimestre de 2026 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 M y USD-COP por USD 300 M), 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 (40%), el 60% corresponde a tasa fija y el endeudamiento en tasa variable cuenta con coberturas parciales 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 42 obligaciones vigentes con vencimientos entre 2026 y 2047.

Actualización de Riesgos Estratégicos

Durante el 1T26 se reportó la materialización de los siguientes riesgos estratégicos:

- **Transmisión Colombia:** 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 del segmento.

- Afectación económica acumulada por obligaciones vencidas de Air-e:
 - Cartera post-intervención: COP 208 mM (oct-2024 a feb-2026)
 - Cartera pre-intervención: COP 16.2 mM (ago–sept 2024)
 - Saldos diferidos: COP 22 mM.
- Origen principal del impacto: cuentas facturadas por el LAC y cubrimiento de garantías, con efecto directo en capital de trabajo y provisiones.

Acciones realizadas:

- Resolución MME: el proyecto de resolución que propone el recaudo de \$8/kWh para cubrir acreencias de empresas intervenidas.
 - Gestión financiera: acuerdo de pago parcial y seguimiento a liquidaciones de XM.
 - Acciones legales: Demanda contra la Resolución 40307 del MME.
- **TGI:** se mantiene la materialización del riesgo “Cambios Regulatorios y Normativos” frente a la remuneración del servicio por expediente tarifario. La CREG expidió resolución de cargos Resol. CREG 502 163 de 2025, la cual fue notificada el 21-Ago-2025 y recurrida por la empresa el 28-Ago-2025 por diferencias en temas clave como la demanda, inversiones y gastos de AO&M. La compañía dejó de percibir ingresos por expediente tarifario en 2025: COP 236 mM y COP 154 mM en utilidad neta.

Acciones realizadas:

- Generación de ingresos incrementales por contratación adicional de transporte (COP 137 mM a cierre del año)
 - Ahorros y eficiencias de opex COP 147 mM
 - Reducción del saldo en la deuda (gastos financiero)
- **Filiales en Perú:** se reporta la materialización del riesgo “Afectación crítica a la continuidad del negocio”, dado por los efectos de la crisis energética en Perú por la ruptura y posterior deflagración en la estación de válvulas del gasoducto CAMISEA, paralizando el transporte de gas natural durante 14 días.

Acciones realizadas:

- Estrecha coordinación con autoridades, gremio de hidrocarburos e industriales
- Toma de medidas de mitigación para recuperar los impactos financieros de la emergencia

Avances en Prácticas ASG 1T26

Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2026, el Grupo Energía Bogotá (GEB) presentó su Reporte Integrado de Sostenibilidad 2025 —incluyendo resultados de doble materialidad— y TGI fortaleció la gestión sostenible en su cadena de suministro mediante formación de proveedores, ruedas de relacionamiento sectorial e incorporación de criterios de Diversidad, Equidad e Inclusión en procesos competitivos.

Dimensión social

- GEB suscribió alianzas por más de COP 15 mM para sus programas Legado para la Vida y Legado para los Territorios, orientados a mejorar el acceso a alimentos en comunidades vulnerables y a impulsar oportunidades económicas vinculadas a la transición energética en Colombia y Perú.
- Se divulgó el primer Informe de Derechos Humanos del Grupo Empresarial, que presenta la gestión, avances y metas de la organización en asuntos de derechos humanos, y la importancia de la energía como habilitador de desarrollo y derechos.
- TGI conectó a gas natural a 861 hogares en Boyacá y Santander, beneficiando a más de 3,000 personas.
- En el proyecto Colectora, Enlaza se encuentra ejecutando más de 390 iniciativas sociales en 246 comunidades indígenas y 5 consejos comunitarios, enfocadas en agua, infraestructura, proyectos productivos y economía comunitaria.
- En total, la inversión social ejecutada superó los USD 2.5 M.

Dimensión ambiental

- Se verificaron de manera independiente las emisiones de GEI de 2025 bajo la ISO 14,064 del GEB y sus filiales Enlaza, TGI, Calidda, Contugas, ElectroDunas y Conecta. Las emisiones alcanzaron un total de 322,909 ton CO2 eq. (alcances 1 y 2).
- Se divulgó primer reporte TNFD (*Task Force on Climate-related Financial Disclosures*) sobre la valoración de dependencias, impactos, riesgos y oportunidades financieras relacionadas con la naturaleza a través de 6 pilotos.
- Se lanzó el programa de innovación *Evolve 2030* para acelerar la reducción de emisiones.
- Contugas recibió por primera vez la certificación ISO 14,001 del Sistema de Gestión Ambiental.
- TGI logró la meta de certificar 18 de sus sedes bajo la norma ISO 50,001 de Gestión Energética.
- La inversión ambiental ejecutada fue de más de USD 1.6 M.

Gobierno corporativo

- El 27 de marzo de 2026 se celebró la Asamblea General de Accionistas del GEB, con una participación del 94.91% de las acciones de la sociedad. En la reunión se aprobaron los Estados Financieros, la distribución de utilidades y el cronograma de dividendos, reformas estatutarias y reglamentarias, la delegación para la emisión de bonos internacionales y la elección de la nueva Junta Directiva para el periodo 2026-2028, integrada mayoritariamente por mujeres.

- Adicionalmente, la Asamblea General de Accionistas conoció y aprobó el Reporte Integrado de Sostenibilidad, así como el Informe de Gobierno Corporativo 2026, documentos publicados en la [página web](#) del Grupo.
- Por último, se culminó la evaluación externa y autoevaluación de las Juntas Directivas, Directorios y Consejos de Administración, destacando una gestión sobresaliente de los órganos colegiados, sus comités y la relación con la Alta Gerencia. En 2026 se implementará un plan de acción para cerrar las brechas identificadas.

Actualización Regulatoria 1T26

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	Resolución MME 40004 2026	"Por la cual se modifica la Resolución 90604 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, se da aplicación a los mecanismos allí descritos respecto del Sistema Interconectado Nacional y los Sistemas de Trasmisión Regional de la Costa Atlántica, y se adoptan medidas para garantizar la ejecución de las obras requeridas para la efectiva y continua prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en la Región Norte"	Transmisión EE	Definitiva	Ver más
	CREG 101 097 de 2026	Por la cual se modifica la liquidación de las desviaciones de las Obligaciones de Energía Firme definida el anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 y se toman otras disposiciones	Generación EE	Definitiva	Ver más
	CREG 101 101 de 2026	Por la cual se modifican las reglas para determinar la tasa de descuento y otras variables de los procesos de libre concurrencia para suplir necesidades del Sistema de Trasmisión Nacional mediante equipos en niveles de tensión inferiores a 220 kV	Transmisión EE	Definitiva	Ver más
	CREG 502 197 de 2026	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 118 G de 2024	Transporte GN	Definitiva	Ver más
Perú	Osinermin N° 014-2026-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que califica a los sistemas de distribución eléctrica de las empresas en sectores de distribución típicos y dicta otras disposiciones	Distribución EE	Proyecto	Ver más
	Osinermin N° 022-2026-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 marzo 2026 a mayo 2026 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao	Distribución GN	Definitiva	Ver más
	Osinermin N° 023-2026-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 marzo 2026 a mayo 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

Resultados Compañías Controladas

Tabla N°11 - Indicadores financieros Transmisión Colombia

COP mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos	291	286	-5	-1.8
Utilidad Bruta	198	177	-20	-10.4
EBITDA	212	193	-18	-8.6
Margen EBITDA	73%	68%	-5.0 pp	
Utilidad Operacional	191	114	-77	-40.2

Tabla N°12 - Ingreso por tipo de activo

COP mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
Activos de Uso	55	54	-1	-1.4
Activos de Convocatoria	179	164	-14	-8.0
Proyectos Privados	10	15	5	52.6
Contribuciones	36	36	0	-0.4
Total	279	269	-10	-3.6

Tabla N°13 - Panorámica general Transmisión Colombia

	1T26
Disponibilidad de la infraestructura	100%
Compensación por indisponibilidad	0.00%
Cumplimiento programa mantenimiento	99.1%
Participación en la actividad de transmisión	20.0%

Proyectos al 31 de marzo de 2026:

- 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 y nueva solicitud de prórroga por 519 días, para nueva FOPO 23 sep 2027.
 - Avance por tramos: Colectora–Cuestecitas: 77% torres cimentadas / 67% montadas. Cuestecitas–La Loma: 100% cimentadas / 100% montadas / 100% tendido.
 - Avance total: 75%.
 - Ingresos: Desde dic-2022
- UPME 01–2013 – Sogamoso–Norte–Nueva Esperanza (500 kV)
 - FOPO vigente: 13 abr 2026; solicitud de prórroga ante MME por 441 días, para nueva FOPO 27 jun 2027.
 - Avance total: 65% (539 torres cimentadas - 63%; 466 torres montadas - 55%; 42.6 km tendido - 11%).
 - En curso 3 procesos de modificación de licencia ambiental ante ANLA.
 - Ingresos: Desde oct-2017
- UPME 03–2010 – Subestaciones Chivor II, Norte, Bacatá y líneas asociadas (230 kV)

- FOPO vigente: 31 may 2026; nueva solicitud de prórroga ante MME por 243 días, para nueva FOPO 29 ene 2027.
 - Avance total: 78% (267 torres cimentadas - 73%; 263 torres montadas - 72%; 47 km tendido - 29%).
 - En trámite modificación de licencia ante ANLA.
 - Ingresos: Desde nov-2015.
- UPME 04–2014 – Refuerzo Suroccidental (500 kV)
- FOPO vigente: 05-abr-2026; cursa solicitud de prórroga ante el MME solicitando 358 días, para nueva FOPO 30 mar 2027
 - Hito por tramos: Tramo II (La Virginia–Alfárez): 57% torres cimentadas. Tramo III (Alfárez–San Marcos): entrada en operación comercial el 05 abr 2026.
 - Avance total: 88%.
 - Ingresos: Desde sep 2018.
- UPME 01–2022 – Subestación Huila 230 kV
- FOPO vigente: 31-ago-2026.
 - Avance total: 54% (10 torres cimentadas - 100%; y 8 torres montadas - 80%)
 - Obras civiles: se adelantan actividades de malla de tierra, terreno STR, portería, cárcamos, cerramiento, placa GIS y montaje pórticos
- UPME 05–2023 – Tercer Transformador Bolívar
- FOPO vigente: 30 jun 2026.
 - Avance total: 54% alineado al plan.
 - Avance de obras civiles: 71%, con las obras de cimentaciones de pórticos y equipos de patio en 500kV
- UPME 01–2024 — S/E Provincia (230 kV)
- FOPO vigente: 29 dic 2029.
 - Estado: proyecto adjudicado el 24 nov 2025. Inicia etapa de estudios y licenciamientos (1% de avance)

Tabla N°14 - Estatus Proyectos

	Avance	Ingreso anual esperado (USD M)	Fecha Oficial Puesta en Operación(*)
Proyectos UPME			
Chivor II 230 kV	78.0%	5.5	2T26
Sogamoso Norte 500 kV	65.0%	21.1	2T26
Refuerzo Suroccidental 500 kV	88.0%	24.4	2T26
Colectora 500 kV	75.0%	21.5	2T26
Segundo Circuito Colectora (ampliación)	96.0%		
Huila 230 kV	54.0%	1.9	3T26
Tercer transformador Bolívar	54.0%	1.6	2T26
S/E Provincia	1.0%	1.7	4T29
TOTAL		77.7	
Proyectos Privados		4.3	

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

Tabla N°15 - Indicadores financieros TGI

COP mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos	496	465	-31	-6
Utilidad operacional	246	230	-16	-7
EBITDA	375	339	-36	-10
Margen EBITDA	75.7%	73.0%	-2.7 pp	
Utilidad neta	93	83	-10	-11
Deuda neta / EBITDA	1.5x	1.5x	0.0x	
EBITDA / Gastos financieros	3.5x	3.6x	0.1x	

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Dec 22 25:	BBB-, Estable
Moody's – Calificación Bono – Dec. 30 25:	Baa3, Estable

- El ciclo comercial usual de contratación en el sector, bajo los parámetros regulatorios actuales, se desarrolla por periodos trimestrales y mensuales, mostrando actualmente una dinámica de ciclo contractual de corto plazo (máximo un año), explicado por la baja oferta de contratos de suministro de gas en plazos largos.

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

	1T25	1T26
Volumen transportado – Promedio Mpcd	452	404
Capacidad contratada en firme – Mpcd	629	562

- El volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional ascendió a 404 MPCD equivalentes a una participación del 50.2%.
- El número de contratos vigentes aumentó en 14.8% a/a, al pasar de 560 contratos a 643 contratos. Este aumento se registró en los contratos en firme, los cuales se incrementaron en 93 contratos (24.6%) mientras que los contratos en firme interrumpibles se redujeron en 10 contratos (-5.5%). La mezcla observada es 73.3% de contratos en firme y 26.7% interrumpibles, y un promedio ponderado bajo una firmeza de 90.1% en cargos fijos y 9.9% en cargos variables.

Tabla N°17 - Indicadores financieros Cálidda

USD M	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos	218	202	-16	-7.2
Utilidad bruta	70	67	-3	-4.8
EBITDA	64	62	-2	-2.9
Margen EBITDA / Ingresos	29.3%	30.7%	1.3 pp	
Utilidad neta	27	24	-3	-12.0
Deuda neta / EBITDA	3.7x	3.9x	0.2x	
EBITDA / Gastos financieros	7.2x	5.8x	-1.4x	

- Con el apoyo del programa Fraccionamiento GNV (Cálidda – Camisea), la evolución del transporte pesado hacia el gas natural vehicular se evidencia en iniciativas de empresas líderes que apuestan por este combustible limpio y económico, como son:
 - El Grupo Lima Bus realizó la mayor compra en una sola transacción con 100 buses GNV, la cual representará ingresos estimados de cerca de USD ~200,000 mensuales, al incrementar el volumen facturado en distribución de gas en 350,000 metros³/mes.
 - Maleño VIP consolidó más de 30 unidades en la ruta Lima–Mala con ahorros anuales de USD 144,000 y reducción de 140 tCO₂eq.
 - Servosa incorporó 14 remolcadoras que recorrerán 10,000 km mensuales, generando ahorros de USD 250,000 y evitando la emisión de 1,300 tCO₂eq.

Estos casos reflejan cómo el GNV se posiciona como una alternativa estratégica para reducir costos operativos y el impacto ambiental en el transporte pesado.

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

Tabla N°18 - Panorámica General Cálidda	1T25	1T26
Cientes acumulados	1,998,867	2,108,572
Cientes potenciales	2,497,469	2,563,376
Extensión total de la red (Km)	18,375	19,172
Volumen facturado (Mpcd)	803	789
Penetración de la red (%)	80.0%	82.3%

Tabla N°19 - Contugas Indicadores financieros	1T25	1T26	Var \$	Var %
USD m				
Ingresos	20,416	16,771	-3,645	-17.9
Utilidad Bruta	12,017	8,998	-3,019	-25.1
Margen bruto	58.9%	53.7%	-5.2 pp	
Utilidad operacional	4,440	1,398	-3,042	-68.5
EBITDA	9,203	9,168	-35	-0.4
Margen EBITDA	45.1%	54.7%	9.6 pp	
Utilidad neta	-614	-3,288	-2,674	435.7

- El 20 de marzo OSINERGMIN realizó la pre-publicación de la resolución N° 049-2026-OS/CD, mediante la cual se dispone para la emisión de comentarios del proyecto de resolución que fija las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos, aprueba el Plan Quinquenal de Inversiones, el Plan de Promoción y otros conceptos tarifarios aplicables a Contugas para el periodo comprendido entre mayo 2026 - abril 2030. Contugas ha presentado observaciones técnicas y sustentos de discrepancia. A la fecha se encuentra pendiente la respuesta por parte de Osinergmin.

Tabla N°20 - Panorámica General Contugas	1T25	1T26
Número de clientes	104,781	106,601
Volumen de ventas trimestral promedio (Mpcd)	28	19
Volumen transportado (Mpcm)	706	544

Capacidad contratada en firme (Mpcd)	20	21
Longitud de la red (km)	1,943	2,299

Dunas Energía

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

PEN m	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos	155,845	150,891	-4,954	-3.2
Utilidad Bruta	56,030	48,324	-7,706	-13.8
Margen Bruto	36.0%	32.0%	-3.9 pp	
Utilidad operacional	39,373	29,853	-9,520	-24.2
Margen operacional	25.3%	19.8%	-5.5 pp	
EBITDA	50,270	41,387	-8,883	-17.7
Margen EBITDA	32.3%	27.4%	-4.8 pp	
Utilidad neta	24,708	12,762	-11,946	-48.3

- Durante el 1T26, el tipo de cambio USD/PEN se mantuvo relativamente estable, influenciado principalmente por la debilidad global del USD y los sólidos fundamentos macroeconómicos de Perú, como el superávit comercial y la confianza en el BCRP⁴.
- La menor utilidad del trimestre estuvo influenciada por el incidente ocurrido en TGP el cual redujo un 90% el suministro durante 14 días, generando la paralización de las Centrales Térmicas que opera Electro Dunas y que conllevó a una menor autogeneración de energía eléctrica, y por ende un menor costo de la misma.



Tabla N°22 - financieros ElectroDunas

PEN m	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos	154,174	150,018	-4,156	-2.7
Utilidad Bruta	50,397	43,477	-6,920	-13.7
Margen Bruto	32.7%	29.0%	-3.7 pp	
Utilidad operacional	33,656	25,471	-8,185	-24.3
Margen operacional	21.8%	17.0%	-4.9 pp	
EBITDA	48,628	41,019	-7,609	-15.6
Margen EBITDA	31.5%	27.3%	-4.2 pp	
Utilidad neta	21,163	10,796	-10,367	-49.0

Tabla N°23 - Panorámica General ElectroDunas

	1T25	1T26
Venta de Energía de ELD (MWh)	363,975	363,149
Venta de energía a clientes propios (MWh)	262,354	263,500
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (MWh)	101,621	99,648
Compra de energía y generación propia (MWh)	300,804	319,363

⁴ Banco Central de Reserva del Perú

Tabla N°24- Indicadores financieros PPC

PEN m	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos	9,288	9,300	12	0.1
Utilidad operacional	6,269	6,194	-75	-1.2
Margen operacional	67.50%	66.60%	-0.9 pp	
EBITDA	9,027	9,010	-17	-0.2
Margen EBITDA	97.19%	96.88%	-0.3 pp	
Utilidad neta	4,243	3,260	-983	-23.2

Tabla N°25 - Indicadores financieros Trecca

USD m	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos	7,618	10,017	2,398	31.5
Utilidad operacional	6,851	9,094	2,243	32.7
EBITDA	5,706	8,133	2,427	42.5
Margen EBITDA	74.9%	81.2%	6.3 pp	
Utilidad neta	-1,611	1,109	2,720	-168.9

- El Ministerio de Energía y Minas (MEM), mediante la resolución No. MEM-RESOL-44-2026, aprobó la reducción de la garantía de cumplimiento No. SED-2021/00021, correspondiente al Lote A (tramo de Línea de Transmisión Las Cruces-Guate Oeste y SE Guate Oeste) del Contrato PET-01-2009, por un monto de USD 2.5M, 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 6.0 M, logrando una reducción del 30%.

Tabla N°26 - Indicadores financieros Gebbras (IFRS)

BRL M	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos por Equivalencia Patrimonial	63	62	-1	-1.5
EBITDA	62	58	-5	-7.3
Margen EBITDA IFRS	98.5%	92.7%	-5.8 pp	
Utilidad neta	60	61	1	1.3
Margen Neto	94.8%	97.5%	2.6 pp	
Activo	2,236	2,250	14	0.6
Patrimonio	2,059	82	-1,977	-96.0
Deuda Bruta	176	-	-176	-100.0
Deuda Neta	122	-	-122	-100.0

- El menor EBITDA (BRL -5M) frente al 1T25 se debe a mayores gastos de asesorías para nuevas inversiones en Holdco Gebbras (+BRL 3.4M).

- La Utilidad Neta fue cercana a la observada en el 1T25, gracias a que la caída del EBITDA fue compensada por:
 - Mayores ingresos financieros (+BRL 1.2M) por mayor disponibilidad de caja (saldo de BRL 87.3 M)
 - Menores gastos financieros (BRL -4 M), porque en 2025 se tenía gasto por crédito intercompany en reales; esta deuda fue capitalizada en dic-25. El capital social de Gebbras pasó de BRL 1,564 M en 1T25 a BRL 2,167 M en 1T26, dada la capitalización de utilidades y la deuda intercompany en noviembre de 2025.

Tabla N°27 - Panorámica General Gebbras

SPEs: GOT, TER, TSP, MGE	1T26
% Participación Gebbras	51%
% Participación Axia	49%
Concesiones de transmisión	4
Km de Líneas de Transmisión	1,094
Argeb Holding	1T26
% Participación Argo	62.5%
% Participación Gebbras	37.5%
Concesiones de transmisión	5
Km de Líneas de Transmisión	2,416

- El 30 de abril de 2026, Gebbras Participações Ltda. (Gebbras), llegó a un acuerdo con su socio actual Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Axia Energia) para adquirir el 49% de las acciones ordinarias de las cuatro sociedades concesionarias de transmisión de energía: Goiás Transmissão S.A., MGE Transmissão S.A., Transenergia Renovável S.A. y Transenergia São Paulo S.A. Como resultado de esta adquisición, GEB será el propietario del 100% de las acciones que componen el capital social de las cuatro sociedades, fortaleciendo su presencia en el mercado de transmisión eléctrica en Brasil.

Resultados Compañías No Controladas



Tabla N°28 - Indicadores financieros Enel Colombia

COP mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos Operacionales	4,112	3,837	-275	-6.7
Margen de contribución	2,257	2,260	2	0.1
EBITDA	1,971	1,913	-58	-2.9
Margen EBITDA	47.9%	49.9%	1.9 pp	
EBIT	1,703	1,597	-107	-6.3
Utilidad neta	969	863	-106	-10.9

- Enel Colombia y sus filiales registraron un margen de contribución de COP 2,260 mM, estable frente al año anterior, pese a la alta hidrología y la caída de precios de bolsa. Los resultados se sostuvieron gracias a la resiliencia del negocio de distribución y a una gestión eficiente de operaciones.
- En Colombia, el negocio de generación redujo en 5.0% su aporte al margen de contribución debido principalmente a:
 - Menores ingresos asociados a la caída de los precios de energía, especialmente en el mercado spot, donde la tarifa promedio del periodo retrocedió un 65.7% frente al 1T25, en un entorno de alta hidrología que incrementó la oferta disponible en el sistema.
 - Menores ingresos por la prestación de servicios auxiliares (AGC), impactados por la dinámica de precios bajos en el mercado.
- El negocio de Distribución de electricidad creció 8.9% frente al 1T25, gracias a mayores ingresos por el reconocimiento de nueva infraestructura que elevó la Base Regulatoria de Activos (BRA) y al buen desempeño de negocios complementarios, principalmente por alquiler de infraestructura y proyectos de conexión especiales.

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

	1T25	1T26
Generación Colombia		
Generación Enel Colombia (Gwh)	3,973	3,721
Ventas totales (Gwh)	5,271	5,198
Disponibilidad de plantas (%)	90.50%	92.50%
Distribución Enel		
Número de clientes	3,968,856	4,083,041
Participación de mercado (%)	20%	20%
Demanda energía nacional (Gwh)	81,925	84,966
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)	16,582	16,871
Índice de pérdidas (%)	7.5%	7.7%
Control		Enel Energy Group
Participación de GEB		42.5%

Tabla N°30 - Indicadores financieros ISA CTM

USD m	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos	73	86	13	17.3
Utilidad operacional	42	44	2	3.6
EBITDA	65	60	-4	-6.8
Margen EBITDA	88.7%	70.4%	-18.3 pp	
Utilidad neta	27	27	0	-0.4
Deuda neta / EBITDA UDM	3.9x	4.2x	0.3x	
EBITDA/Gastos Fin UDM	5.0x	4.7x	-0.3x	

Tabla N°31- Panorámica General ISA CTM

	1T25	1T26
Demanda del mercado (Gwh)	5,128	5,273
Cuota de mercado (%)	40	41
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.5	99.1
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	83.7	83.4
Líneas de transmisión o Red (Km)	4,698	4,748
Control		ISA
Participación GEB		40%

- El MINEM aprobó el Estudio de Impacto Ambiental semi-detallado del proyecto “Enlace 220 kV Miguel Grau – Colán”, impulsado por ISA ENERGÍA a través de Consorcio Transmantaró. El proyecto busca fortalecer la transmisión eléctrica en Piura con una línea de 220 kV de 89.4 km, la construcción de la Subestación Colán y ampliaciones asociadas. La validación ambiental confirma su viabilidad y garantiza el desarrollo bajo criterios técnicos, ambientales y sociales, alineados con la normativa vigente.

Tabla N°32 - Indicadores financieros ISA REP

USD mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos	54	58	4	7.4
Utilidad operacional	30	31	1	2.8
EBITDA	39	39	0	0.5
Margen EBITDA	72.2%	67.6%	-4.6 pp	
Utilidad neta	20	20	0	1.3
Deuda neta / EBITDA	1.0x	1.2x	0.2x	
EBITDA / Gastos financieros	12.3x	11.6x	-0.7x	

- En el marco de la III Conferencia Energy Storage Perú 2026, la compañía integró el panel “Experiencias y modelos de almacenamiento de energía (BESS) en proyectos desarrollados por empresas eléctricas y mineras en el Perú” destacando que son un habilitador clave de la transición energética, abriendo oportunidades comerciales como arbitraje energético, servicios complementarios y proyectos híbridos. En Perú, aunque el mercado está en fase inicial, se reconoce un alto potencial para reducir congestiones y gestionar picos de demanda.

Tabla N°33 - Panorámica General ISA REP			1T25	1T26
Demanda del mercado (Gwh)			5,273	5,273
Cuota de mercado (%)			27.6	26.3
Disponibilidad de la infraestructura (%)			99.5	99.5
Cumplimiento programa mantenimiento (%)			75.6	79.5
Líneas de transmisión o Red (Km)			6,491	6,491
Control				ISA
Participación GEB (%)				40



Tabla N°34 - Indicadores financieros Argo (IFRS)				
BRL M	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos	331	321	-10	-3.0
EBITDA	318	303	-15	-4.8
Margen EBITDA	96.1%	94.3%	-1.8 pp	
Utilidad neta	240	192	-48	-20.0
Margen Neto	72.4%	59.7%	-12.8 pp	
Activo	11,409	10,979	-430	-3.8
Patrimonio	5,777	3,931	-1,845	-31.9
Deuda Bruta	5,996	7,634	1,638	27.3
Deuda Neta	5,223	6,824	1,601	30.7

- La Utilidad Neta IFRS ascendió a BRL 192 M, una reducción del 20% en relación con el 1T25 principalmente por (i) mayor gasto financiero derivado de la emisión de Debentures en Argo Holding que sucedió en oct.25, (ii) menor ingreso por variación monetaria, debido a menor inflación (1.9% en 1T26 vs 2.0% en 1T25), (iii) PVI⁵ en Argo 2 por salida de compensador síncrono de operación.

Tabla N°35 - Indicadores financieros Argo Proforma (Regulatorio)				
BRL M	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos	341	358	18	5.2
EBITDA	313	330	16	5.3
Margen EBITDA	92.0%	92.0%	0.0 pp	
Utilidad Neta*	91	54	-36	-40.1
Margen Neto	26.7%	15.2%	-11.5 pp	

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

*Incluye el MPP en Argeb

- El crecimiento de los ingresos regulatorios en el 1T26 de 5.2% a/a, impulsado por el ajuste del ciclo de RAP 25/26.

⁵ parcela variable de indisponibilidad

Tabla N°36 - Indicadores financieros consolidados Promigas

COP mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos	1,779	1,723	-56	-3.2
EBITDA	624	572	-51	-8.2
Margen EBITDA	35.1%	33.2%	-1.8 pp	
Utilidad operacional	516	471	-45	-8.7
Margen Operacional	29.0%	27.3%	-1.7 pp	
Utilidad neta	299	241	-57	-19.1
Margen neto	16.8%	14.0%	-2.8 pp	

Tabla N°37 - Panorámica General Promigas

	1T25	1T26
Red de gasoductos (Km)	3,293	3,284
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1,163	1,221
Capacidad contratada (Mpcd)	894	951
Usuarios acumulados (mm)	7.3	7.6
Control		Corficolombiana
Participación GEB		15.2%

- El Ebitda y la utilidad neta disminuyen 8% y 19%, respectivamente, en términos interanuales debido a retos macroeconómicos y menores volúmenes transportados. Otras líneas de negocio como el financiamiento no bancario "Brilla" alcanzó COP 26mM en utilidad neta.


Tabla N°38 - Indicadores financieros Vanti

COP mM	1T25	1T26	Var \$	Var %
Ingresos	1,176	1,766	590	50.2
Utilidad operacional	192	221	29	15.1
EBITDA	205	252	47	22.9
Margen EBITDA	17.4%	14.3%	-3.2 pp	
Utilidad neta	160	176	16	10.2
Deuda neta / EBITDA UDM	3.6x	16.0x		
EBITDA / Gastos financieros UDM	11.7x	6.0x		

Tabla N°39 - Panorámica General Vanti Individual

	1T25	1T26
Volumen de ventas (Mm3)	685	399
Número de clientes	2,588,506	2,648,664
Control		Brookfield
Participación de GEB		25.0%

- El aumento en ingresos de 50.2% y de 10.2% en utilidad neta refleja la resiliencia de la compañía frente al entorno de proyecciones de déficit de gas a partir de 2026. Vanti ha mantenido estable la cobertura y expansión de usuarios.

Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°40 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales				
COP mM	1T25	1T26	Var	Var %
Distribución de gas natural	985	803	-182	-18.5
Transporte de gas natural	496	465	-31	-6.2
Transmisión de electricidad	337	326	-10	-3.1
Distribución de electricidad	174	164	-11	-6.2
Total ingresos	1,992	1,758	-234	-11.8
Distribución de gas natural	-681	-554	126	-18.6
Transporte de gas natural	-197	-186	11	-5.4
Transmisión de electricidad	-110	-124	-14	12.7
Distribución de electricidad	-95	-99	-3	3.3
Total costos	-1,083	-963	120	-11.1
Utilidad bruta	910	795	-115	-12.6
Gastos administrativos y de operación	-256	-307	-51	19.7
Pérdidas por deterioro sobre cuentas por cobrar	-16	-67	-52	326.5
Otros ingresos (gastos), neto	22	14	-9	-38.6
Resultado de actividades operacionales	660	435	-225	-34.1
Ingresos financieros	38	53	15	39.4
Gastos financieros*	-340	-354	-14	4.0
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto*	136	-31	-167	-123.1
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	681	592	-89	-13.1
Ganancia antes de impuestos	1,174	694	-480	-40.9
Gasto por impuesto corriente	-151	-101	49	-32.8
Gasto por impuesto diferido	-32	-25	8	-24.2
Utilidad neta	991	568	-423	-42.7
Participación Controladora	945	533	-413	-43.7
Participación no Controladora	45	35	-10	-22.4

*Cifras de presentación netas de la valorización de coberturas de tasa de cambio por 1T25: COP 5.0 mM y 1T26: COP 46.9 mM.

Tabla N°41 – Estado de Situación Financiera

COP mM	mar-25	mar-26	Var	Var %
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,702	1,746	44	2.6
Inversiones	0	1,251	1,251	0.0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1,606	1,551	-56	-3.5
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1,376	504	-872	-63.3
Inventarios	447	235	-212	-47.5
Activos por impuestos	241	74	-167	-69.2
Operaciones de coberturas	324	58	-266	-82.1
Otros activos no financieros	132	193	61	46.5
Activos clasificados como mantenidos para la venta	0	0	0	0.0
Total activos corrientes	5,829	5,612	-217	-3.7
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	13,684	13,835	151	1.1
Propiedades, planta y equipo	17,026	17,825	799	4.7
Activos por derecho de uso	88	68	-20	-22.8
Propiedades de inversión	186	33	-153	-82.2
Inversiones	116	102	-13	-11.4
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	425	694	270	63.5
Crédito mercantil	584	564	-21	-3.5
Activos intangibles	8,284	7,548	-736	-8.9
Activos por impuestos	262	0	-262	-100.0
Activos por impuestos diferidos	0	18	18	-
Otros activos no financieros	9	294	285	3,061
Total activos no corrientes	40,664	41,164	501	1.2
Total activo	46,493	46,776	284	0.6
PASIVOS Y PATRIMONIO				
PASIVOS CORRIENTES				
Obligaciones financieras	1,511	611	-900	-59.6
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	3,076	3,123	47	1.5
Obligaciones por arrendamientos	20	32	12	62.0
Cuentas por pagar a partes relacionadas	175	155	-20	-11.2
Instrumentos financieros derivados de cobertura	182	30	-152	-83.6
Beneficios a empleados	105	111	6	5.7
Provisiones	135	44	-91	-67.3
Ingresos recibidos por anticipados	141	45	-96	-68.0
Pasivo por impuestos	550	90	-460	-83.7
Otros pasivos no financieros	42	132	90	215.8
Total pasivos corrientes	5,936	4,373	-1,563	-26.3
PASIVOS NO CORRIENTES				
Obligaciones financieras	18,521	19,923	1,402	7.6
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	65	53	-12	-18.3
Obligaciones por arrendamientos	79	46	-33	-41.7
Pasivos por impuestos	0	0	0	0.0
Beneficios a empleados	136	127	-10	-7.2
Provisiones	553	495	-58	-10.5
Ingresos recibidos por anticipados	41	85	44	108.8
Pasivos por impuestos diferidos	2,869	2,959	91	3.2
Total pasivos no corrientes	22,262	24,309	2,046	9.2
Total pasivos	28,198	28,682	483	1.7
PATRIMONIO				
Capital emitido	492	492	0	0.0
Prima en colocación de acciones	838	838	0	0.0
Reservas	6,258	7,134	876	14.0
Resultados acumulados	6,150	5,733	-417	-6.8
Otro resultado integral	4,031	3,461	-570	-14.1
Total patrimonio de la controladora	17,769	17,657	-111	-0.6
Participación no controlada	525	437	-88	-16.8
Total patrimonio	18,294	18,094	-200	-1.1
Total pasivo y patrimonio	46,493	46,776	284	0.6

Tabla N°42 – Estado de Flujo de Efectivo		
COP mM	mar-25	mar-26
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado del periodo	991	568
Impuesto a las ganancias	183	126
Ingreso por método participación	-681	-592
Gastos financieros	345	401
Ingresos financieros	-38	-52
Depreciación y amortización	251	249
Pérdida en venta o baja de activos fijos	0	0
Deterioro de cuentas por cobrar, neto	15	66
Deterioro de inventarios, neto	0	0
Diferencia en cambio	-144	-24
Recuperación de deterioro de activos a largo plazo	0	0
Provisiones (recuperaciones), neto	19	7
Baja de activos intangibles	0	0
Cambios netos en activos y pasivos de la operación	942	747
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	32	-4
Inventarios	32	3
Activos por impuestos	-23	-58
Otros activos no financieros	-15	-7
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-136	-81
Beneficios a empleados	-48	-45
Provisiones	-1	-2
Otros pasivos	15	-3
Pasivos por impuestos	70	-13
Impuestos pagados	-117	-84
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	752	458
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Capitalizaciones a empresas asociadas	0	0
Dividendos recibidos	110	128
Producto de la venta de activos fijos	8	3
Intereses recibidos	61	57
Préstamos a partes relacionadas	0	0
Inversiones en activos financieros	-20	390
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-335	-286
Adquisición de propiedades de inversión	-3	0
Adquisición de activos intangibles	-114	-77
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	-292	206
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Dividendos pagados	0	0
Intereses pagados	-258	-329
Préstamos recibidos	499	718
Pagos por arrendamientos	-12	-9
Préstamos pagados	-572	-545
Cuentas por pagar relacionadas – asociadas	2	0
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	-341	-164
Incremento (disminución) neto de efectivo	120	499
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo	-0.8	-22
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	1,584	1,269
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	1,702	1,746

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