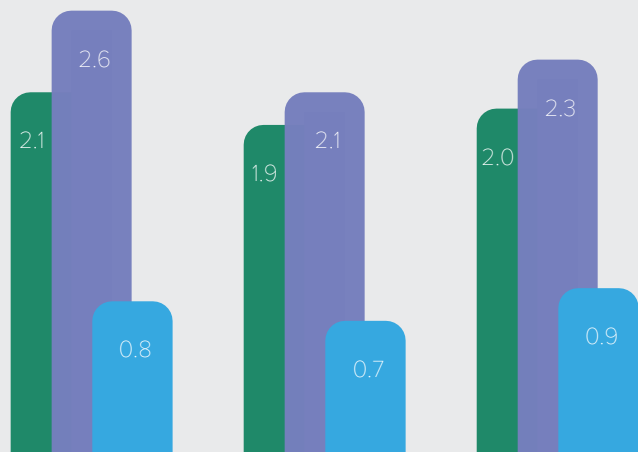




“Resultados trimestrales confirman solidez de nuestro  
portafolio diversificado y capacidad para generar valor”

## FINANCIEROS

COP B



■ Ingresos Operacionales ■ EBITDA Ajustado ■ Utilidad Neta

### COMPOSICIÓN EBITDA 1T25



500 (22%)  
Transmisión energía



633 (27%)  
Distribución energía



328 (14%)  
Generación energía



486 (21%)  
Transporte Gas Natural



372 (16%)  
Distribución Gas Natural

COP mM

Dividendo  
aprobado \$ 238

Rentabilidad  
por dividendo<sup>1</sup> 9.8%

Ingresos

1,992  
+4.4% a/a

Utilidad Operacional

660  
-4.0% a/a

EBITDA Ajustado<sup>2</sup>

2,312  
7.7% a/a

Utilidad Neta Controlada

945  
26.6% a/a

Capex orgánico

USD 110 M  
+21.2% a/a

1T  
25

COP mM

## OPERATIVOS

### ENERGÍA



#### TRANSMISIÓN

COLOMBIA

Proyecto  
COLECTORA > 56%  
Avance Total  
a abril 2025

559 Cimentaciones

472 Torres montadas

134 km de tendido

BRASIL

Brookfield inició proceso de venta del 100% de Mantiqueira,  
activo de transmisión con 1,204 km de líneas de transmisión y  
concesión vigente hasta 2046



#### DISTRIBUCIÓN

Ejecución Plan de expansión  
“Bogotá - Región 2030”

Construcción de +30 SE y líneas  
de alta tensión para atender  
crecimiento de la demanda y  
sistemas de transporte eléctrico  
(Enel Colombia)

PERÚ

Puesta en operación de  
Planta Solar Llipata (ED):

- 768 módulos fotovoltaicos
- Capacidad instalada 500kWp
- Vida útil de 25 años



#### GENERACIÓN

Inicio del proceso de instalación de estructuras en el Parque  
Solar Guayepo III – 461,760 paneles solares (Enel Colombia)

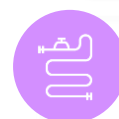
### GAS NATURAL



#### TRANSPORTE

El Plan de Abastecimiento de Gas  
Natural 2023 - 2028 abre nuevas  
oportunidades para TGI:

- 13 proyectos clave para el sistema (movilización de hasta 400 MPd).
- Ampliaciones, cambios de direccionalidad y nuevas conexiones



#### DISTRIBUCIÓN

Extensión de la concesión de Cálidda está  
siendo evaluada por el gobierno peruano y  
Osinergmin. Los compromisos de firmarse  
la extensión serían:

- Capex: ~USD 432 M
- Redes de Distribución: + 2,500 Km
- Hogares beneficiados: ~ 15,000

## SOSTENIBILIDAD



Emisiones Verificadas

GEI 2024

16.9 M tCO<sub>2</sub>e

3 alcances - ISO 14064-1

Grupo empresarial



362 iniciativas de Inversión

Social concretadas en  
Colectora (tramo C-C)

219 comunidades indígenas  
+12,000 personas beneficiadas



Evaluación

sobresaliente de

J. D. y Consejos de

Administración.

Plan de acción 2025 en  
implementación

# 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 marzo de 2025



## Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.

(Razón social)

Carrera 9 No. 73 - 44

Bogotá-Colombia

(Dirección principal)

Oficina de Relación con el Inversionista

[ir@geb.com.co](mailto:ir@geb.com.co)

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

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

## Contenido

Resultados Financieros GEB .....	3
Ingresos operacionales .....	3
<i>Distribución de gas natural:</i> .....	3
<i>Transporte de gas natural:</i> .....	4
<i>Transmisión electricidad:</i> .....	5
<i>Distribución de 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> .....	7
<i>Distribución de electricidad:</i> .....	7
Gastos administrativos y de operación .....	7
Otros ingresos (gastos) netos .....	8
EBITDA consolidado ajustado .....	8
Ingreso (Gasto) Financiero neto .....	9
Diferencia en Cambio .....	9
Método de Participación .....	9
Utilidad neta .....	9
Perfil de la deuda .....	10
CAPEX .....	11
Actualización Riesgo de Mercado .....	11
Actualización de Riesgos Estratégicos .....	11
Avances en Prácticas ASG 1T25 .....	13
Dimensión social .....	13
Dimensión ambiental .....	13
Gobierno corporativo .....	13
Actualización Regulatoria durante el 1T25 y Posteriores .....	14
Resultados Compañías Controladas .....	16
Resultados Compañías No Controladas .....	23
Anexo: Estados Financieros Consolidados .....	27
Glosario .....	30

## Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB), es una *holding* energética con 128 años de trayectoria, y un portafolio único de activos en la cadena de energía, y transporte y distribución de gas natural, con presencia en Colombia, Perú, Brasil y Guatemala. Cuenta con más de 4.7 millones (M) de clientes en distribución de energía eléctrica y 5.8 millones de clientes en distribución de gas natural; además de una infraestructura de más de 19,650 km de redes eléctricas, 4,957 MW de capacidad instalada de generación y 4,327 km de gasoductos incluyendo operaciones controladas y no controladas.

Este informe presenta las variaciones correspondientes a los estados financieros comparativos de los trimestres 1T24 y 1T25 (3 meses), bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia.

### Ingresos operacionales

**Tabla N°1- Ingresos por Segmento**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	903	985	82	9.1
Transporte Gas Natural	526	496	-29	-5.6
Transmisión Electricidad	307	337	30	9.8
Distribución Electricidad	173	174	1	0.7
<b>Total</b>	<b>1,909</b>	<b>1,992</b>	<b>84</b>	<b>4.4</b>

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

#### *Distribución de gas natural:*

**Tabla N°2- Detalle Ingresos por Distribución Gas**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
Cálidda	830	912	82	9.9
Contugas	73	74	0	0.2
<b>Total</b>	<b>903</b>	<b>985</b>	<b>82</b>	<b>9.1</b>

El segmento de distribución de gas natural presentó un crecimiento del 9.1% año a año (1T25 vs 1T24), en un ambiente de depreciación del Peso colombiano (COP) frente al dólar estadounidense (TRM promedio del trimestre) de 7.1% en el mismo periodo, con un efecto por conversión de COP 64 mM.

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

- En Cálidda se observa un aumento de USD 5.4 M a/a; (+2.6% a/a) en sus ingresos totales, principalmente por efecto de:
  - Mayores ingresos por distribución de gas natural (USD +4 M a/a) explicados por un aumento de 10.3% interanual, impulsados principalmente por incremento de la tarifa media de distribución (+5.6%) y el mayor volumen facturado en todos los sectores: GNV (+7 MPCD), residencial & comercial (+5 MPCD), generación eléctrica (+3 MPCD) e industrial (+2 MPCD).
  - Mayores ingresos por financiamiento de clientes (USD +1.9 M a/a) en línea con el aumento de la cartera total (USD +22 M a/a, un 34% de crecimiento).

- Lo anterior, compensado parcialmente por menores ingresos por servicios de instalación, ampliación de la red y derechos de conexión (USD -2 M a/a) debido a la menor cantidad de nuevos usuarios incorporados al sistema de distribución de gas natural.
- De otra parte, en los ingresos por suministro y transporte de gas natural se observa incremento de USD +2 M frente al 1T24.
- A nivel de Contugas, en moneda funcional se observa una disminución de ingresos de distribución de gas por USD 1.2 M (6.4% a/a), principalmente por:
  - Menores ingresos de ampliación de la red FISE por la terminación del Plan Punche II (USD -1.5M).
  - Menores conexiones residenciales (USD -688.8 mil) frente al 1T24 (845 vs 5,358) debido a que el Estado no ha renovado el incentivo del Bono Gas<sup>2</sup> para la conexión de clientes residenciales. La reactivación del bono se tiene prevista en el 2T25.
  - Menor consumo de clientes independientes (USD -334.0 mil)
  - Parcialmente compensado por mayores ingresos *take or pay* del cliente Tengda USD +0.9 M, debido a que a partir del 16 de junio de 2024 se considera la capacidad contratada de dos líneas; mejor temporada de pesca USD +0.4 M, lo cual se traduce en mayor demanda de gas natural por parte de la industria pesquera, entre otros.

### Transporte de gas natural:

La evolución de los ingresos de TGI por tipo de cargos en el 1T25 refleja un decrecimiento de COP 29.5 mM (-5.6% a/a), como se describe a continuación:

- El volumen promedio de gas natural transportado disminuyó -4.4% a/a a 452.5 MPCD, debido a la terminación del Fenómeno de El Niño que se presentó durante el 2024.
- Los cargos fijos por inversión durante el 1T25 totalizaron COP 320.8 mM (64.7% de los ingresos totales) presentando una reducción de COP 18.6 mM (-5.5%) frente al 1T24, principalmente por menor contratación de capacidad durante el trimestre (COP -19.5 mM) y a menores ingresos por mantenimiento en el 1T25 frente al 1T24, trimestre en que hubo un evento de contingencia por mantenimiento del campo productor.
- Los cargos variables para el 1T25 totalizaron COP 51.6 mM (10.4% de los ingresos totales), reflejando una reducción de COP 7.7 mM (-13.0%) frente al 1T24 por terminación de contratos con tarifa componente variable.
- Todo lo anterior parcialmente compensado por un incremento en los cargos fijos por AO&M en el 1T25 que totalizaron COP 120.1 mM (24.2% de los ingresos totales), COP 7.7 mM (+6.9%) frente al 1T24, principalmente por indexación durante el trimestre por COP 7.8 mM.

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

<sup>2</sup> Programa de financiamiento que busca que más familias puedan acceder al servicio de gas natural, cubriendo la instalación interna de gas natural, el derecho de conexión y la acometida. El programa es administrado por el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE).

### Transmisión electricidad:

**Tabla N°3- Detalle Ingresos Transmisión**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
Transmisión Colombia	270	291	21	7.9
Conecta	37	46	9	23.1
<b>Total</b>	<b>307</b>	<b>337</b>	<b>30</b>	<b>9.8</b>

Los ingresos del segmento de transmisión reflejan un aumento de COP 30 mM (+9.8% a/a), debido a la actualización de indicadores macroeconómicos y a la entrada en operación de algunos proyectos en Guatemala durante el segundo semestre de 2024, así:

- Los ingresos del negocio de Transmisión Colombia, compuesto por Enlaza y Transmisión GEB, reflejan un crecimiento explicado por:
  - Mayores ingresos de activos por convocatoria (COP 14.7 mM; +9% a/a) explicados principalmente por la variación en la tasa de cambio y el IPP. En USD, los ingresos por convocatoria se incrementaron USD 983.2 mil (+2.9%) a/a.
  - Los ingresos por proyectos privados aumentaron COP 1.4 mM (+17% a/a) explicados principalmente por indexación de los servicios prestados (IPP, IPC).
  - Los ingresos de activos por uso crecieron COP 2.8 mM (+5.4% a/a), debido a la variación del IPP.
- Las filiales en Guatemala reflejan los ingresos de Conecta (incluye Trecca, EEBIS y Transnova). En su moneda funcional los ingresos crecieron 14.9% a/a (USD +1.4 M), principalmente por:
  - Habilitación comercial y puesta en servicio de las líneas de transmisión y subestaciones durante el segundo semestre de 2024. Los principales activos habilitados durante el 2024 fueron LT Tramo Modesto Méndez, Subestación Modesto Méndez, Subestación Guate Oeste y LT Izabal-Torre 90.

El efecto por conversión de dólares a COP es COP 2.6 mM.

### Distribución de electricidad:

- Los ingresos del Grupo Dunas<sup>3</sup> disminuyen PEN 12 M (7.2%) al compararse con el cierre del 1T24 principalmente por honorarios y servicios.
- El efecto por conversión fue de COP -15 mM, ante la devaluación de 9% del COP frente al PEN.

<sup>3</sup> Incluye ElectroDunas, Dunas y PPC.

## Costos operacionales

**Tabla N°4 - Costos por Segmento**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	629	681	51	8.2
Transporte Gas Natural	176	197	21	11.9
Transmisión Electricidad	102	110	8	7.9
Distribución Electricidad	95	95	0	0.0
<b>Total</b>	<b>1,002</b>	<b>1,083</b>	<b>80</b>	<b>8.0</b>

### *Distribución de gas natural:*

El segmento presenta un efecto por conversión de COP 45 mM, adicionalmente se presentaron las siguientes variaciones en moneda funcional:

- En Cálidda los costos aumentaron USD 2.5 M (+1.7% a/a) por efecto de:
  - Mayores costos de suministro y transporte de gas natural alineado al movimiento de ingresos (USD 4.3 M; +3.5% a/a).
  - Lo anterior, parcialmente compensado por menores costos de venta de ampliación de red (USD 1.8M; -7.3% a/a).
- Los costos de Contugas cerraron por debajo de los niveles registrados en 1T24 principalmente debido a menores conexiones residenciales realizadas entre 1T25 y 1T24 (845 vs 5,358) ocasionadas por el cese del incentivo del Estado a través del "Bono Gas", así como por la culminación de los proyectos FISE en septiembre 2024.

### *Transporte de gas natural:*

Los costos de TGI aumentaron COP 20.9 mM (+11.9% a/a) durante el trimestre en comparación con el 1T24 principalmente por:

- Los costos por mantenimiento se incrementaron en COP 9.3 mM (+153.3%), principalmente por mayor consumo de gas de reposición, así como actividades de integridad del gasoducto que se compensan parcialmente con menores costos de mantenimiento de derechos de vía.
- Los servicios profesionales aumentaron COP 7.7 mM (+40.8%), principalmente por el incremento salarial 2025 y los ajustes en beneficios de convención colectiva. Además de aumento en honorarios y asesorías técnicas por mayor ejecución en actividades de ingeniería y diagnóstico ambiental para mantenimientos mayores.
- Las depreciaciones y amortizaciones se incrementaron COP 5.8 mM (+5.9%) debido al efecto de mayores capitalizaciones de plantas, ductos y túneles y al aumento del pasivo por derecho de uso que impactó la depreciación del primer trimestre.
- Lo anterior, parcialmente compensado por la reducción en impuestos, tasas y contribuciones (ITC) en COP 2.3 mM (-52.0%) porque en el 1T25 no hubo contribución de aportes para las conversiones de vehículos de GNV ni contribución de demanda de industrias, además de una reducción en el impuesto predial debido al calendario de pagos de dicho impuesto.



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

### Transmisión de electricidad:

Los costos del segmento de transmisión aumentan (COP 8.0 mM; +7.9% a/a) principalmente por el crecimiento de costos en el negocio de Transmisión Colombia.

- Los costos de Transmisión Colombia crecieron COP 5.4 mM (+6.2%) debido principalmente a las cuentas de depreciaciones (COP 3.2 mM a/a) e impuestos (COP 2.1 mM a/a).
- Los costos de las filiales en Guatemala en su moneda funcional decrecieron en USD 66 mil (-6.1%) explicados por la política de austeridad y priorización de mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión.

### Distribución de electricidad:

- Para Grupo Dunas, los costos en moneda funcional disminuyen PEN 7.2 M (-7.8%) a/a debido principalmente a: honorarios y costos de depreciación & amortización.
- El efecto por conversión ascendió a COP 8.1 mM.

## Gastos administrativos y de operación

**Tabla N°5 - Gastos administrativos por Segmento**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	82	97	15	18.4
Transporte Gas Natural	47	51	4	9.0
Transmisión Electricidad	15	19	4	28.4
Distribución Electricidad	16	18	1	8.1
Corporativo	58	62	4	7.4
Otros	22	25	3	12.0
<b>Total</b>	<b>240</b>	<b>272</b>	<b>32</b>	<b>13.2</b>

El aumento de COP 32 mM (+13.2% a/a) en gastos administrativos consolidados durante el 1T25 vs 1T24 es explicado principalmente por:

- Cálida debido a la mayor necesidad de atender a la base de clientes más amplia de +166,065 usuarios adicionales conectados a/a (2.0 millones de clientes al 1T25 vs 1.83 millones de clientes al 1T24; +9.1% a/a) y atender una mayor red de distribución +946 km a/a (18,375 km de red al 1T25 vs 17,428 km de red al 1T24; +5.4% a/a). Estos gastos están relacionados con facturación y recaudación, mantenimiento de red, atención de emergencias, prevención de daños, entre otros.
- El segmento Transporte de Gas Natural debido principalmente al aumento en depreciaciones, amortizaciones y provisiones (DA&P) en su mayoría al aumento en la provisión de COP 27.5 mM por las glosas que se generaron durante el 1T25 con algunos remitentes por la controversia generada en los valores facturados por el servicio de transporte por la aplicación del WACC del 11.88% definido en la Resolución CREG (102 002 del 7 de junio del 2023) vs el anterior del 10.94%.



## Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta revela un ingreso por COP 22 mM, creciendo 4.1% a/a, principalmente por recuperaciones, arrendamientos y otros ingresos.

## EBITDA consolidado ajustado<sup>4</sup>

**Tabla N°6 - EBITDA ajustado por compañía**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
TGI	444	391	-52	-11.8
Cálidda	197	230	33	16.9
Transmisión Colombia	158	159	2	1.1
Dunas	86	81	-6	-6.5
Contugas	24	26	3	12.1
Conecta	30	41	11	37.5
Gebbras	-0.6	0.5	1	N.R.
Otros	-5	-6	-1	15.1
<b>Total controladas</b>	<b>932</b>	<b>923</b>	<b>-9</b>	<b>-1.0</b>
Enel Colombia	768	877	109	14.1
REP & CTM	244	299	55	22.7
Promigas	89	94	5	5.6
Vanti	110	115	5	4.6
EMSA	3	4	0	4.0
<b>Total Asociadas</b>	<b>1,215</b>	<b>1,389</b>	<b>174</b>	<b>14.3</b>
<b>Total</b>	<b>2,147</b>	<b>2,312</b>	<b>165</b>	<b>7.7</b>

- El EBITDA de compañías controladas representa ~40% del EBITDA ajustado del trimestre, decreciendo 1.0% a/a, principalmente por la menor contribución en EBITDA de TGI (-12%).
  - En TGI, la reducción se debe a los menores ingresos operacionales (-5.6%) debido a la menor contratación de capacidad durante el 1T25 frente al 1T24 (periodo en el que hubo mayor demanda de gas natural por alta actividad térmica y baja hidrología), a menores ingresos por cargos variables y a mayores costos.
  - En Cálidda, el incremento en contribución de EBITDA está relacionado con mayores ingresos de distribución en todos los segmentos del negocio, mayor ingreso en el segmento de financiación a clientes y por efecto favorable de conversión de moneda a COP, parcialmente compensado por mayores costos.
  - En Guatemala, el incremento se debe a mayores ingresos por la habilitación comercial y puesta en servicio de líneas de transmisión y subestaciones durante el 2024 (LT Tramo Modesto Méndez, Subestación Modesto Méndez, Subestación Guate Oeste y LT Izabal-Torre 90).
- El EBITDA de compañías asociadas aumenta 14.3% soportado por los mayores dividendos de Enel Colombia y de ISA Perú, en ambos casos por mejores resultados en 2024 en comparación con los de 2023.

<sup>4</sup> Incluye los dividendos de las compañías asociadas y negocios conjuntos.

## Ingreso (Gasto) Financiero neto

Los ingresos financieros disminuyeron COP 13.7 mM a/a principalmente por menores intereses generados por las inversiones temporales, así como menor saldo de inversiones y menores tasas.

Los gastos financieros disminuyen 15.5% a/a (COP -63.2 mM) cerrando en COP 345.0 mM, explicado principalmente por menores intereses de TGI por prepago de COP 472 mM del Club Deal en el año 2024 (COP 50 mM) y reducciones de tasas de interés; además de mayores intereses capitalizados por ejecución de los proyectos de transmisión (COP -10 mM).

## Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio presenta un aumento del ingreso COP +139.8 mM a/a resultado de un ambiente de apreciación del Peso colombiano (COP) frente al dólar estadounidense en el último trimestre (TRM de cierre del trimestre 1T25 vs 4T24) de 5% en COP 216.6 frente a una depreciación trimestral observada el año anterior (1T24 vs 4T23) de 1% en COP 20.3 aplicable a la deuda en moneda extranjera de GEB.

## Método de Participación

**Tabla N°7 - Método de Participación**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
Enel Colombia	322	391	69	21.4
CTM	38	46	8	20.4
Vanti	35	40	5	14.4
REP	30	34	4	11.8
Promigas	48	46	-2	-4.1
Argo	71	80	9	13.1
Gebbras	41	44	4	10.8
Otros	1	0	-1	-0.8
<b>Total</b>	<b>586</b>	<b>681</b>	<b>96</b>	<b>16.4</b>

El método de participación patrimonial (MPP) presenta un incremento de COP +96 mM a/a, como resultado de: i) Enel Colombia, registró mejores resultados por menores compras de energía en bolsa, normalización de los precios de energía en bolsa y recuperación de deterioro por Windpeshi; ii) en ISA Perú por aumento de ingresos de transmisión y recuperación de provisiones de mantenimiento y iii) Argo por mayor método de participación de ARGEB así como por mayor ingreso por remuneración del Activo de Contrato de Argo 1.

## Utilidad neta

- El impuesto a las ganancias aumentó 42.3% a/a principalmente por el incremento del impuesto diferido en GEB producto de la apreciación trimestral de la TRM de cierre (1T25 vs 4T24 frente al 1T24 vs 4T23) y su efecto en la deuda en moneda extranjera.
- La utilidad neta consolidada del periodo se situó en COP 990.9 mM, aumentando 26% a/a, con una participación controlada de COP 945.4 mM.

## Perfil de la deuda

**Tabla N°8 - Perfil de la deuda**

USD M	2025	26	27	28	29	+30
Vencimiento	257	495	1,133	838	211	1,811
<b>Total</b>	<b>4,745</b>					

*Valores nominales*

- GEB: mediante Resolución No. 0125 del 29 de enero de 2025 y Resolución No. 0179 del 3 de febrero de 2025, la Superintendencia Financiera de Colombia autorizó la inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE), y la oferta pública de unos bonos de deuda pública interna, bonos de deuda pública interna de destinación específica, bonos de deuda pública interna vinculados al desempeño sostenible y papeles comerciales de deuda pública interna.
- TGI: el 21 de marzo de 2025, se firmó otrosí No.4 al contrato de crédito del Club Deal, en el que se optimizó el margen en 55 pbs.
- Contugas: el 25 de marzo de 2025, se prepagaron USD 15 M del crédito sindicado vigente, esta operación se enmarca en la estrategia de optimización del perfil de deuda y la reducción de los costos financieros.
- Trecca: se suscribió un crédito puente con Natixis y Bladex para refinanciar obligación existente con Citibank por USD 45 M a un plazo de 11 meses y tasa de interés SOFR 1M + 2.0%.

**Tabla N°9 - Clasificación de la deuda e indicadores**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
EBITDA UDM	4,739	5,262	523	11.0
Deuda total neta	16,370	18,329	1,959	12.0
Deuda total bruta	18,332	20,032	1,699	9.3
Gastos financieros neto UDM	1,014	1,078	64	6.3
Deuda total neta / EBITDA	3.5x	3.5x	0.0	0.8
EBITDA / Gastos financieros neto	4.7x	4.9x	0.2	4.5

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

La composición por moneda en pesos (COP) pasó de 33% (1T24) a 31% (1T25), debido principalmente a los prepagos de deuda realizados por TGI al Club Deal suscrito en noviembre del 2023, con una reducción en capital de COP 472 mM.

En términos de tasa de interés (tasa variable vs tasa fija) la composición pasó de (63%/37%) a (66%/34%). El incremento en tasa variable obedece principalmente a los créditos de tesorería contratados por GEB con Bancolombia y Banco Agrario en diciembre de 2024, los cuales se encuentran indexados a IBR.

## CAPEX

**Tabla N°10 - CAPEX ejecución y proyección anual**

USD M equivalentes	1T24	1T25	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2025P - 2029P
Cálidda	22	23	93	50	9	9	7	168
Transmisión	50	71	250	235	56	56	56	651
TGI	5	9	72	48	41	39	38	239
Conecta	3	3	25	46	21	21	33	146
Contugas	2	1	6	14	1	1	4	25
Grupo Dunas	8	3	24	19	23	25	20	111
<b>Total</b>	<b>91</b>	<b>110</b>	<b>470</b>	<b>411</b>	<b>150</b>	<b>151</b>	<b>158</b>	<b>1,339</b>

El CAPEX orgánico ejecutado durante el 1T25 ascendió a USD 110 M, USD 19 M más frente al ejecutado en el 1T24 (USD 91 M), explicado principalmente por una mayor ejecución en el negocio de Transmisión Colombia (USD 21 M), el cual representa el 64% del total de CAPEX ejecutado en el trimestre por los proyectos Colectora, Sogamoso Norte y Refuerzo Suroccidente.

La proyección de CAPEX de 5 años asciende a USD 1.3 mM, en donde el segmento de Transmisión Colombia lidera las inversiones proyectadas con ~50% del total, seguido por TGI y Cálidda con el 18% y 13%, respectivamente. Se espera que en el caso de Transmisión Colombia dichas inversiones sean destinadas a los proyectos Colectora, Sogamoso Norte, Chivor II-Norte, Refuerzo Suroccidental y Segundo Circuito Colectora al 2026, con inversiones a partir de 2027, contempladas para subastas de la UPME con participación de GEB y la operación & mantenimiento de redes de transmisión actuales.

Adicionalmente, en TGI las inversiones se destinarán principalmente a mantenimiento, reposición y/o adecuación de infraestructura, e IPATs (Mariquita Gualanday y Ramal Jamundí); e infraestructura de Calidda.

## Actualización Riesgo de Mercado

Durante el 1T25 no se evidenciaron cambios cualitativos ni cuantitativos materiales en el riesgo de mercado respecto a la información reportada al cierre del 4T24.

Es relevante mencionar que el 13 de febrero de 2025, GEB suscribió un *Principal Only Swap* sobre tasa de cambio USD/BRL por valor de USD 400 M con el objetivo de tener un activo sintético en USD que le protege ante eventual devaluación del COP y del BRL, teniendo en cuenta que su subyacente es parte de la inversión que tiene el GEB en Argo, entidad denominada en BRL.

## Actualización de Riesgos Estratégicos

Durante el primer trimestre del año 2025 se reportó la materialización de los siguientes riesgos estratégicos:

- Enlaza: accidentes laborales en las operaciones y actividades desarrolladas por GEB y su filial (Enlaza) en la torre 81N del proyecto Sogamoso UPME 01-2013, relacionadas con riesgo eléctrico.

### Acciones realizadas:

- Activación del comité de crisis para atender situación del accidente ocurrido en torre 81N.
  - Detección de actividades para revisión de procedimientos, análisis de riesgos y controles.
  - Socialización en la Junta Directiva del evento ocurrido y el avance de investigación del accidente (marzo 2025).
- Enlaza: se mantiene la materialización del riesgo “Incumplimiento al plan de negocios” por el evento: Intervención de la SSPD a la empresa AIR-E con impacto en la cartera del GEB y la filial Enlaza por aproximadamente COP 90.5 mM (USD 21 M)

#### **Actualización de acciones:**

- Seguimiento permanente a la liquidación de cuentas efectuada por XM
- ANDESCO presenta nulidad simple frente al Estado en diciembre 2024, en enero 2025 presenta demanda contra la circular externa de la SSPD para la suspensión de la limitación de suministro.
- Propuesta gremial para dotar de liquidez al Fondo Empresarial, tal y como sucedió con la toma de posesión de Electricaribe, por medio de CONPES y la opción de los Bonos de Liquidez.

Se mantienen las siguientes alertas tempranas en Enlaza:

- Incumplimiento en la fecha de puesta en operación de los proyectos de expansión, para el proyecto UPME 10 2010 LT - Río Córdoba - Bonda 220 kV.
  - El 09 de enero de 2025, se radicó una nueva solicitud de prórroga solicitando 81 días calendario bajo el argumento de “Demoras en la expedición de la licencia ambiental del proyecto debido a la continuidad de los efectos de la fuerza mayor ocasionada por la orden del Tribunal Superior del Distrito Judicial de Santa Marta - Sala Penal que ampara el derecho de consulta previa con la comunidad Naara Kajmanta”
  - El 03 de marzo de 2025, Enlaza fue notificada de la Res. 40063 del 28 de febrero de 2025 en la cual negaron la solicitud realizada.
  - Durante el mes de marzo de 2025, Enlaza radicó una nueva solicitud de prórroga y un recurso de reposición a la Resolución 40063 reiterando la solicitud de los 81 días negados, a la fecha en análisis por parte del MME.
  - El 04 de abril de 2025, Enlaza dio alcance a la solicitud enviada el 13 de marzo de 2025, indicando una nueva causal mediante la cual solicita el reconocimiento de 102 días calendario bajo el argumento de “FUERZA MAYOR OCASIONADA POR LA IMPOSIBILIDAD DE INICIAR LAS LABORES REQUERIDAS PARA EL INICIO DE CONSTRUCCIÓN DEL SITIO DE TORRE 29N” a la fecha en análisis por parte del MME.
- TGI: “Afectaciones económicas por incertidumbre en el suministro de gas” inventarios de gas en el SNT de TGI. La filial aseguró la aplicación de la regulación y controles operacionales, sin embargo, frente al escenario de escasez, mayor consumo térmico, entre otros. Se mantiene seguimiento a la estabilidad del sistema y los niveles óptimos de inventarios.

#### **Acciones realizadas:**

- Seguimiento a la disciplina operativa de los agentes.

- Seguimiento de desbalances, compra y recobro de gas de reposición.
- Inclusión en agenda Regulatoria a revisión de la Circular CREG 121/2024.

## Avances en Prácticas ASG 1T25

A continuación, se presentan los hitos más relevantes en asuntos de sostenibilidad en el GEB y sus filiales para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2025:

- Por cuarto año consecutivo el GEB fue incluido en el Anuario de Sostenibilidad de S&P Global posicionándose en el top 5 del ranking de la industria de *Gas & Utilities* por su alto desempeño en la gestión de asuntos sociales, ambientales y de gobernanza. Adicionalmente, TGI ocupó el primer lugar del ranking de la industria de Transporte y Almacenamiento de *Oil & Gas*, recibiendo la distinción **Top 1%** en su sector.
- GEB y sus filiales controladas (TGI, Enlaza, Calidda, Contugas, Electroquinas y Conecta) emitieron sus Reportes de Sostenibilidad correspondientes al año 2024. Como parte de su compromiso con la transparencia y calidad de la información, estos informes fueron verificados por la firma BDO Audit.

### Dimensión social

- En el proyecto Colectora, tramo Colectora - Cuestecitas se concertaron 362 iniciativas de inversión social asociadas a las compensaciones socioculturales de consulta previa realizadas con 219 comunidades indígenas. De estas iniciativas, 256 están en ejecución y 106 entregadas, beneficiando así a más de 12,000 personas.

### Dimensión ambiental

- El GEB y sus filiales controladas verificaron, a través de la firma ICONTEC, y bajo la norma ISO 14,064 sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en los 3 alcances para el año 2024, obteniendo un total de 16,931,450 TonneCO<sub>2</sub> verificadas.
- En TGI se obtuvo la recertificación del sistema de gestión de energía bajo la norma ISO 50001 para 15 sedes, así como la certificación inicial para una sede adicional en Hatonuevo, la Guajira.
- TGI suscribió tres convenios con los municipios de Briceño, Paratebuena y Páez para la instalación de 31 sistemas de biogás.
- Al 31 de marzo de 2025, el GEB y sus filiales controladas han aprovechado 115 mil toneladas de residuos.

### Gobierno corporativo

- El 31 de marzo de 2025 se celebró la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas, con un total de acciones representadas equivalente al 94.66% de las acciones de la sociedad. En la reunión se logró la aprobación de todas las proposiciones puestas a consideración, principalmente la aprobación a los Estados Financieros, el proyecto de distribución de utilidades y el cronograma para el pago de los dividendos, el

informe de operaciones con partes vinculadas, la delegación en la Junta Directiva para la emisión de bonos en el mercado internacional de capitales y la designación del Revisor Fiscal.

- Adicionalmente, la Asamblea General de Accionistas conoció y aprobó el Reporte Integrado de Sostenibilidad, así como el Informe de Gobierno Corporativo 2024 los cuales se encuentran publicados en la página web del GEB.
- El GEB realizó el diligenciamiento y cargue del cumplimiento de las recomendaciones de la Circular 028 de 2004 de la Superintendencia Financiera de Colombia, conocida como Código País, evidenciando un cumplimiento del 98% de las recomendaciones contenidas en la Circular, frente al 96.6% reportado en el año inmediatamente anterior.
- Con el apoyo de una firma de consultoría<sup>5</sup>, se culminó el proceso de Evaluación y Autoevaluación de las Juntas Directivas, Directorios y Consejos de Administración de las sociedades que conforman el Grupo Empresarial, evidenciando una gestión sobresaliente de los órganos colegiados de dirección, sus comités de apoyo y el relacionamiento con las Altas Gerencias. Durante el 2025 será implementado el plan de acción para el cierre de las brechas identificadas.

## Actualización Regulatoria 1T25 y Posteriores

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 102 015-2025	Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural	Varios GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 101 070-2025	Por la cual se sustituyen y amplían las reglas existentes para permitir el uso de activos de conexión de propiedad de Usuarios No Regulados para conectar generación y demanda al Sistema Interconectado Nacional	Varios EE	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 701 080-2025	Por la cual se modifica el valor de referencia del precio de escasez inferior del Cargo por Confiabilidad	Generación EE	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 701 085-2025	Por la cual se fija la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2029 y el 30 de noviembre de 2030	Generación EE	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
	Resolución MME 40031 2025	Por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032 y se establecen otras disposiciones	Transporte GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	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 contratación a largo plazo de proyectos de generación, almacenamiento, transmisión, distribución, y otros servicios relacionados con el servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones	Varios EE	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
Perú	Osinerghmin N° 023-2025-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que aprueba el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el Periodo de Aplicación de marzo 2025 a mayo 2025 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao	Distribución GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	Osinerghmin N° 041-2025-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por Gas Natural de Lima y Callao S.A contra la Resolución N° 0062025-OS/CD, mediante la cual se aprueba el Plan Anual 2025 para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao	Distribución GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>

<sup>5</sup> Ricardo Sala Consultores



Osinerghmin N° 007-2025- OS/CD	Resolución de Consejo Directivo mediante la cual se aprueba el Plan Anual 2025 para la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica	Distribución GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
Osinerghmin N° 024-2025- OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que aprueba el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el Periodo de Aplicación de marzo 2025 a mayo 2025 de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica	Distribución GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>

## Resultados Compañías Controladas



**Tabla N°11 - Indicadores financieros GEB transmisión**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	270	291	21	8
Utilidad Bruta	182	198	16	9
EBITDA	191	212	21	11
Margen EBITDA	71%	73%	2.0 pp	
Utilidad Operacional	172	268	96	55

**Tabla N°12 - Ingreso por tipo de activo**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
Activos de Uso	52	55	3	5.4
Activos de Convocatoria	164	179	15	9.0
Proyectos Privados	8	10	1	17.3
Contribuciones	34	36	3	7.5
<b>Total</b>	<b>258</b>	<b>279</b>	<b>21</b>	<b>8.3</b>

### Hechos relevantes:

- Línea Río Córdoba–Bonda (TERMOCOL) 220kV: actualmente cursan dos solicitudes de modificación de fecha ante el Ministerio de Minas y Energía (MME) que no han sido respondidas, así como un recurso de reposición a la resolución 40063 del MME de marzo de 2025 por los días de retraso del proyecto que no han sido reconocidos como fuerza mayor. A la fecha en análisis por parte del MME.

**Tabla N°13 - Panorámica general GEB Transmisión**

	1T25
Disponibilidad de la infraestructura	99.9%
Compensación por indisponibilidad	0.00%
Cumplimiento programa mantenimiento	98.9%
Participación en la actividad de transmisión Colombia (medida por ingresos)	20.7%

### Proyectos:

- Proyecto UPME 06 – 2017 S/E Colectora y líneas Colectora - Cuestecitas (**CC**) y Cuestecitas - La Loma (**CLL**) 500kV: la Fecha Oficial de Puesta en Operación (FOPO) vigente es el 22 de julio de 2025, continua en trámite solicitud de modificación de fecha ante el MME. A marzo de 2025, el tramo Colectora-Cuestecitas-CC: avanza la construcción con 33 cimentaciones finalizadas; el tramo Cuestecitas La Loma-CLL cuenta con 487 cimentaciones finalizadas, 443 torres montadas, 120 Km (lineales) de tendido y continua el avance de la construcción. Al cierre de marzo de 2025, el proyecto presenta un avance total del 56%.
- Proyecto UPME 01 – 2013 Subestación Sogamoso-Norte - Nueva Esperanza y Líneas de Transmisión Asociadas 500 kV: la FOPO es 26 de diciembre de 2025, actualmente cursa en el MME solicitud de recurso de reposición de la referida resolución por los días de extensión de la FOPO no concedidos. A marzo de 2025, el proyecto presenta un avance de 64% con 500 torres cimentadas, 370 torres montadas y 8 Km de tendido. Adicionalmente, cursan

procesos de modificación de licencia ambiental ante ANLA para viabilidad constructiva en diferentes sectores del proyecto, con dos procesos suspendidos ante necesidad de respuesta de sustracción reserva por el MADS (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible). Finalmente, un nuevo proceso de modificación de licencia con Auto de inicio de la ANLA del 19 marzo de 2025, fecha en la que inició proceso de evaluación.

- Proyecto UPME 03-2010 Subestaciones Chivor II, Norte, Bacatá y Líneas de Transmisión Asociadas 230 kV: la FOPO es 30 de septiembre de 2025. A marzo de 2025 el proyecto presenta un avance de 77%, con 266 torres cimentadas, 263 torres montadas y 47 Km (lineales) de tendido, cursan 2 procesos de modificación de licencia ambiental ante ANLA para viabilidad constructiva en diferentes sectores del proyecto, ambos actualmente suspendidos por necesidad de respuesta procesos de sustracción en reserva por el MADS.
- Proyecto UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidental 500 kV: El 04 de marzo de 2025 GEB/Enlaza fue notificada de la resolución No. 40064 de 28 de febrero de 2025 del MME por la cual la FOPO es 06 de abril de 2026. El licenciamiento ambiental del Tramo II (La Virginia-Alfárez) fue notificado por la resolución ANLA No 002477 de 2024. Posteriormente, GEB/Enlaza radicó recurso de reposición a dicho acto administrativo y continua en trámite con expectativa de licencia en firme junio 2025. Al cierre de marzo de 2025, el proyecto presenta un avance del 82% y continúa la construcción y pruebas del tramo III para entrar en operación en el primer semestre de 2025.
- Proyecto Membrillal, Conexión Subestación Bolívar 230kV y Línea de Transmisión Asociada: El proyecto fue adjudicado el 7 de febrero del 2020. La FOPO vigente es el 17 de abril de 2025, acorde con otrosí firmado con Ecopetrol el 11 de marzo de 2025. A 30 marzo de 2025, el proyecto presenta un avance de 98%, finalización de montaje de las torres y tendido de conductores, 80 torres montadas y 20 Km de tendido; así como avances en las subestaciones Bolívar 99% y Membrillal 99%.
- UPME 01 – 2022 Subestación Huila 230kV y líneas de transmisión asociadas: la fecha oficial de puesta en operación es el 31 de agosto de 2026. A marzo 2025 el proyecto cuenta con un avance del 11.5% alineado a la programación. Sobre el Licenciamiento Ambiental: el 21 de febrero la ANLA emitió auto de inicio de la evaluación y el 14 marzo realizó visita al proyecto en el marco del licenciamiento para la viabilidad constructiva.
- UPME 05 – 2023 Tercer Transformador Bolívar: A marzo de 2025 el proyecto cuenta con un avance del 10% alineado a la programación. Se firmaron los contratos para suministros de equipos primarios, equipos AIS 500kV, Transformadores y GIS 220 kV.

**Tabla N°14 - Estatus Proyectos**

	<b>Avance</b>	<b>Ingreso Anual Esperado (USD M)</b>	<b>Fecha Oficial Puesta en Operación*</b>
<b>Proyectos UPME</b>			
Chivor II 230 kV	77%	5.5	3T25
Sogamoso Norte 500 kV	64%	21.1	4T25
Refuerzo Suroccidental 500 kV	82%	24.4	2T26
Colectora 500 kV	56%	21.5	3T25
Río Córdoba-Bonda 220kV	57%	1.2	1T25
Huila 230 kV	12%	1.9	3T26
Tercer transformador Bolívar	10%	1.6	2T26
	<b>Total</b>	<b>77.2</b>	
<b>Proyectos Privados</b>		<b>6.2</b>	

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

**Tabla N°15 - Indicadores financieros TGI**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	526	496	-29	-5.6
Utilidad operacional	305	246	-59	-19.2
EBITDA	420	375	-45	-10.7
Margen EBITDA	80%	76%	-4.3 pp	
Utilidad neta	111	93	-18	-15.9
Deuda neta / EBITDA	1.7x	1.5x	-0.2x	
EBITDA / Gastos financieros	3.2x	3.5x	0.3x	
Calificación crediticia internacional:				
Fitch – Calificación Corporativa – Mar. 17   25:		BBB, negativo		
Moody's – Calificación Bono – Jan. 29   25:		Baa3, estable		

- TGI adelanta la gestión proactiva frente a las necesidades de proyectos que aceleren la puesta en marcha del Plan de Abastecimiento 2023 – 2038 recientemente actualizado por la UPME. Adicionalmente, ha establecido un foco estratégico de eficiencias como una de las palancas para la optimización de procesos de operación y mantenimiento con la revisión de las estrategias definidas, sin descuidar el gasto en la gestión administrativa, procesos de contratación, acuerdos de servicio, entre otros.

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

**Tabla N°16 - Panorámica general TGI**

	1T24	1T25
Volumen transportado – Promedio Mpcd	473	452
Capacidad contratada en firme – Mpcd	658	629

**Tabla N°17 - Indicadores financieros Cálidda**

USD M	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	212	218	6	2.6
Utilidad bruta	67	70	3	4.7
EBITDA	61	64	3	4.4
Margen EBITDA - Ingresos	29%	29%	0.5 pp	
Utilidad neta	27	27	0	1.7
Deuda neta / EBITDA	3.8x	3.6x	-0.2x	
EBITDA / Gastos financieros	7.6x	7.2x	-0.4x	

- En el primer trimestre de 2025 se habilitaron dos estaciones de servicio (Auto Pasa EIRL y Grifo Espinoza S.A.) en la ruta GNV Sur, conectando las localidades de Mala y Asia con Chinchá, Pisco e Ica. Se espera un consumo 1.3 millones de m<sup>3</sup> al año.
- El EBITDA 1T25 fue USD 64 M, presentando un incremento de 4.4% frente al EBITDA al 1T24, explicado por el incremento de la tarifa media de distribución, así como ingresos por mayores volúmenes facturados, en línea con la reactivación económica observada en diferentes sectores (GNV, residencial y comercial, industrial y generación eléctrica).

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

<b>Tabla N°18 - Panorámica general Cálida</b>	<b>1T24</b>	<b>1T25</b>
Cientes acumulados	1,832,802	1,998,867
Cientes potenciales	2,385,196	2,497,469
Extensión total de la red (Km)	17,141	18,375
Volumen facturado (Mpcd)	786	803
Penetración de la red (%)	76.8%	80.0%

<b>Tabla N°19 - Indicadores financieros Contugas</b>	<b>1T24</b>	<b>1T25</b>	<b>Var \$</b>	<b>Var %</b>
USD m				
Ingresos	19,535	20,420	884	4.5
Utilidad Bruta	11,150	12,021	871	7.8
Margen bruto	57%	59%	1.8 pp	
Utilidad operacional	3,393	4,440	1,047	30.9
EBITDA	7,988	9,206	1,219	15.3
Margen EBITDA	41%	45%	4.2 pp	
Utilidad neta	-1,924	-636	1,288	-67.0

- Contugas realizó el prepago de USD 15 M del crédito sindicado en marzo 2025. El saldo de la deuda es USD 305 M.
- Los ingresos por el sector de pesca del 1T25 ascendieron a USD 0.4 M, significativamente mayor que los del 1T24 impactando positivamente el volumen de gas consumido equivalente a 2.6 millones de m<sup>3</sup> versus 0.7 millones de m<sup>3</sup>.

<b>Tabla N°20 - Panorámica general Contugas</b>	<b>1T25</b>
Número de clientes	104,781
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)	27
Volumen transportado acumulado (Mpcd)	706
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	20
Longitud de la red (km) distribución + transporte	1,943

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

PEN m	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	155,735	155,845	110	0.1
Utilidad Bruta	57,824	56,030	-1,794	-3.1
Margen Bruto	37.1%	36.0%	-1.2 pp	
Utilidad operacional	39,736	38,650	-1,086	-2.7
Margen operacional	25.5%	24.8%	-0.7 pp	
EBITDA	49,075	49,548	473	1.0
Margen EBITDA	31.5%	31.8%	0.3 pp	
Utilidad neta	22,343	24,708	2,365	10.6

- En el 1T25, se realizó un aporte de EUR 800 m, lo cual significa un avance del 23% del total comprometido (EUR 10 M), conforme el plan de aportes que se mantiene con el Fondo Adara Energy Ventures, con el fin de participar activamente en los proyectos de almacenamiento de energía, generación distribuida y eficiencias operativas que puedan resultar de la innovación.
- En 1T25, Dunas Energía S.A.A. realizó la entrega de PEN 17 M en dividendos como resultado del ejercicio 2024.


**ElectroDunas**
**Tabla N°22 - Indicadores financieros ElectroDunas**

PEN m	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	151,655	154,174	2,519	1.7
Utilidad Bruta	50,187	50,397	210	0.4
Margen Bruto	33.1%	32.7%	-0.4 pp	
Utilidad operacional	32,945	33,656	711	2.2
Margen operacional	21.7%	21.8%	0.1 pp	
EBITDA	45,759	48,628	2,869	6.3
Margen EBITDA	30.2%	31.5%	1.4 pp	
Utilidad neta	18,247	21,163	2,916	16.0

**Tabla N°23 - Panorámica general ElectroDunas**

	1T24	1T25
Venta de Energía de ELD (MWh)	343,590	363,975
Venta de energía a clientes propios (MWh)	265,382	262,354
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (MWh)	78,209	101,621
Compra de energía y generación propia (MWh)	303,809	300,804

**Tabla N°24 - Indicadores financieros Trecsa**

USD m	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	6,219	7,618	1,400	22.5
Utilidad bruta	5,389	6,851	1,462	27.1
EBITDA	4,514	5,706	1,192	26.4
Margen EBITDA	72.6%	74.9%	2.3 pp	
Utilidad neta	-2,689	-1,611	1,078	-40.1

- En 1T25 se dio inicio al proceso constructivo de la ampliación de la SE Los Brillantes 230 kV del Lote F del PET-01-2009, tras la firma del contrato de conexión con ETCEE (Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE).
- En 1T25 se materializó el objetivo estratégico de la fusión de Trecsa y EEBIS realizando los registros comerciales y jurídicos. Trecsa es la entidad absorbente. Esta estrategia permitirá la optimización de recursos, haciendo más eficientes las operaciones de ambas compañías, permitiendo la ejecución de los proyectos para el crecimiento sostenible de las operaciones en Guatemala. Mientras se surten todas las autorizaciones del regulador las empresas continuaron funcionando operativamente de forma independiente.

**Tabla N°25 - Indicadores financieros EEBIS**

USD m	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	2,338	2,330	-8	-0.4
Utilidad bruta	2,179	2,162	-17	-0.8
EBITDA	2,132	2,109	-22	-1.1
Margen EBITDA	91.2%	90.5%	-0.6 pp	
Utilidad neta	565	556	-8	-1.5

- EEB Ingeniería y Servicios, S.A. ha continuado percibiendo los ingresos asociados al Proyecto Anillo Pacífico Sur (APS). En 1T25 los ingresos disminuyen 0.4% producto de la revisión anual de factores macroeconómicos (IPP, IPC, IPCA). Adicionalmente, el regulador realizó actualización del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las tarifas.

**Tabla N°26 - Indicadores financieros Transnova**

USD m	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	872	890	18	2.1
Utilidad bruta	781	812	30	3.9
EBITDA	781	797	15	2.0
Margen EBITDA	89.6%	89.5%	-0.1 pp	
Utilidad neta	723	637	-85	-11.8

- Se perciben ingresos por peaje del sistema principal asociados con la Línea de Transmisión de una longitud de 35 km y dos SE. Adicionalmente, producto de la revisión anual de indicadores macroeconómicos y actualización del VNR los ingresos crecen 2.1% a/a.



**Tabla N°27 - Indicadores financieros Gebbras (IFRS)**

BRL M	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos por MPP	51	63	12	22.6
EBITDA	51	62	12	23.0
Margen EBITDA	98.2%	98.5%	0.3 pp	
Utilidad Neta	44	60	16	35.8
Margen Neto	85.6%	94.8%	9.2 pp	
Activo	2,122	2,236	114	5.4
Patrimonio	1,891	2,059	168	8.9
Deuda Bruta	230	176	-54	-23.4
Deuda Neta	225	122	-103	-45.7

**Tabla N°28 - Panorámica General Gebbras**
**SPEs: GOT, TER, TSP, MGE**

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

**Argeb Holding**

% Participación Argo	62.5%
% Participación Gebbras	37.5%
Concesiones de transmisión	5
Kms de Líneas de Transmisión	2,416
RAP Total Ciclo 24/25	856

- En el 1T25 el EBITDA de Gebbras aumentó 23% a/a debido principalmente a mayor equivalencia patrimonial de Argeb (BRL 11.9M), por mayores ingresos (ajuste de IPCA en 1T25 de 2.0%) y menores costos asociados a los servicios de mantenimiento.
- La utilidad neta de Gebbras es mayor en BRL 16M vs. 1T24, debido a mayor ingreso financiero por recepción de dividendos de las inversiones (Argeb+SPEs) entre jun.-dic. 24, así como al menor gasto financiero en 1T25 por cancelación de deuda en dólares (intercompany).

## Resultados Compañías No Controladas



**Tabla N°29 - Indicadores financieros Enel Colombia**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos operacionales	4,110	4,112	2	0.0
Margen de contribución	2,013	2,257	244	12.1
EBITDA	1,735	1,971	236	13.6
Margen EBITDA	42.2%	47.9%	5.7 pp	
EBIT	1,448	1,703	255	17.6
Utilidad neta	792	969	178	22.4

- Enel Colombia mantuvo un desempeño sólido durante el 1T25, con un EBITDA consolidado de COP 2.0 B y una utilidad neta de COP 969 mM en sus operaciones de Colombia y Centroamérica. Adicionalmente redujo su deuda neta consolidada a COP 7.8 B, reafirmando su compromiso con una gestión financiera responsable.
- Enel Colombia consolidó su compromiso con el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica del país al invertir más de COP 507 mM en la modernización de las redes de distribución en Bogotá y Cundinamarca, mejorar la calidad del servicio, atender la creciente demanda y fortalecer la resiliencia y digitalización de las redes para ofrecer un servicio estable, confiable y flexible.
- Resultado de una gestión eficiente a lo largo de las distintas etapas del servicio, a finales de marzo de 2025 la tarifa que percibieron los clientes de Enel Colombia fue la más baja del país.

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°30 - Panorámica General Enel Colombia**

	1T24	1T25
<b>Generación Colombia</b>		
Generación Enel Colombia (Gwh)	3,493	3,973
Ventas totales (Gwh)	4,827	5,271
Disponibilidad de plantas (%)	84.4%	90.5%
<b>Generación Centroamérica</b>		
Generación Enel Colombia (Gwh)	649	733
Capacidad instalada	705	705
<b>Distribución</b>		
Número de clientes	3,883,924	3,968,856
Participación de mercado (%)	20.0%	21.7%
Demanda energía nacional (Gwh)	81,439	81,925
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)	16,642	16,582
Índice de pérdidas (%)	7.5%	7.5%
Control	Enel Energy Group	
Participación de GEB	42.5%	

**Tabla N°31 - Indicadores financieros ISA CTM**

USD m	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	64	66	2	2.7
Utilidad operacional	40	42	2	4.8
EBITDA	63	65	2	3.0
Margen EBITDA	98.0%	98.3%	0.3 pp	
Utilidad neta	24	27	3	12.4
Deuda neta / EBITDA	4.6x	3.9x	-0.7x	
EBITDA / Gastos financieros	4.1x	5.0x	0.8x	

**Tabla N°32 - Panorámica General ISA CTM**

	1T24	1T25
Demanda del mercado (Gwh)	5,023	5,128
Cuota de mercado (%)	40	40
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.6	99.5
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	86.6	83.7
Líneas de transmisión o Red (Km)	4,749	4,698
Control		ISA
Participación GEB		40%

**Tabla N°33 - Indicadores financieros ISA REP**

USD m	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	51	52	2	3.0
Utilidad operacional	29	30	1	1.8
EBITDA	38	39	1	2.7
Margen EBITDA	75.2%	74.9%	-0.3 pp	
Utilidad neta	19	20	1	4.4
Deuda neta / EBITDA	1.3x	1.0x	-0.3x	
EBITDA / Gastos financieros	11.8x	12.3x	0.5x	

- ISA REP anunció la puesta en operación comercial del proyecto «Ampliación 21», consistente en 168.5 km de líneas de transmisión en la zona centro y norte del país. Su implementación ha representado la construcción de un tercer circuito desde Chilca a Independencia en 220 kilovoltios, así como la ampliación de subestaciones asociadas, requiriendo una inversión aproximada de USD 13M.

**Tabla N°34 - Panorámica General ISA REP**

	1T24	1T25
Demanda del mercado (Gwh)	5,023	5,128
Cuota de mercado (%)	28	28
Disponibilidad de la infraestructura (%)	98	99
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	78	76
Líneas de transmisión o Red (Km)	6,318	6,491
Control		ISA
Participación GEB		40%


**Tabla N°35 - Indicadores financieros Argo (IFRS)**

BRL M	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	294	331	37	12.6
EBITDA	274	318	44	16.0
Margen EBITDA	93.4%	96.1%	2.8 pp	
Utilidad neta	195	240	45	23.2
Margen Neto	66.2%	72.4%	6.2 pp	
Activo	11,159	11,409	249	2.2
Patrimonio	5,571	5,777	206	3.7
Deuda Bruta	6,120	5,996	-124	-2.0
Deuda Neta	5,185	5,223	38	0.7

- La utilidad neta IFRS del 1T25 crece 23% a/a impulsada principalmente por mayor ingreso por remuneración del activo de contrato (derivado de un mayor valor del saldo de activo de contrato por ajustes inflacionarios y ajustes por remuneración, así como incrementos de este por inversiones en refuerzos de Argo 1); menor costo IFRS de construcción (por menor inversión en el período en refuerzos); así como por un mayor ingreso por Método de Participación proveniente de Argeb. A través del Método de Participación, GEB recibe el 50% de la utilidad neta IFRS de Argo (BRL 120 M).

**Tabla N°36 - Indicadores financieros Argo Proforma (Regulatorio)**

BRL M	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	319	341	22	6.8
EBITDA	291	313	22	7.5
Margen EBITDA	91.4%	92.0%	0.5 pp	
Utilidad neta	79	91	12	15.0
Margen Neto	24.8%	26.7%	1.9 pp	

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

**Tabla N°37 - Indicadores financieros Promigas**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	321	1,779	1,458	454.8
EBITDA	423	624	201	47.5
Margen EBITDA	131.8%	35.1%	-96.8 pp	
Utilidad operacional	372	516	143	38.5
Margen Operacional	116.0%	29.0%	-87.1 pp	
Utilidad neta	312	299	-14	-4.5
Margen neto	97.4%	16.8%	-80.7 pp	

**Tabla N°38 - Panorámica General Promigas**

	1T24	1T25
Red de gasoductos (Km)	3,289	3,293
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1,153	1,163
Capacidad contratada (Mpcd)	891	894
Usuarios acumulados (mm)	6.9	7.2
Control	Corficolombiana	
Participación GEB	15.2%	

- En el primer trimestre se cumplió un hito importante para SPEC, ya que se logró la adjudicación exitosa de la fase 1 y fase 2 de la expansión de la capacidad de regasificación.
- El portafolio de inversiones alcanzó una ejecución del 89%, resultados que reflejan el compromiso y disciplina de despliegue de capital trazada por la estrategia 2040.

**Tabla N°39 - Indicadores financieros Vanti**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
Ingresos	1,003	1,176	173	17.3
Utilidad operacional	158	192	34	21.4
EBITDA	170	205	34	20.2
Margen EBITDA	17.0%	17.4%	0.4 pp	
Utilidad neta	140	160	20	14.4
Deuda neta / EBITDA UDM	1.0x	3.6x		
EBITDA / Gastos financieros UDM	13.3x	11.7x		

**Tabla N°40 - Panorámica General Vanti**

	1T25
Volumen de ventas (Mm3)	773
Número de clientes	3,700,301
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

## Anexo: Estados Financieros Consolidados

**Tabla N°41– Estados Consolidados de Resultados Trimestrales**

COP mM	1T24	1T25	Var \$	Var %
Distribución de gas natural	903	985	82	9.1
Transporte de gas natural	526	496	-29	-5.6
Transmisión de electricidad	307	337	30	9.8
Distribución de electricidad	173	174	1	0.7
<b>Total ingresos</b>	<b>1,909</b>	<b>1,992</b>	<b>84</b>	<b>4.4</b>
Distribución de gas natural	-629	-681	-51	8.2
Transporte de gas natural	-176	-197	-21	11.9
Transmisión de electricidad	-102	-110	-8	7.9
Distribución de electricidad	-95	-95	0	0.0
<b>Total costos</b>	<b>-1,002</b>	<b>-1,083</b>	<b>-80</b>	<b>8.0</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>907</b>	<b>910</b>	<b>3</b>	<b>0.4</b>
Gastos administrativos y de operación	-240	-272	-32	13.2
Otros ingresos (gastos), neto	21	22	1	4.1
<b>Resultado de actividades operacionales</b>	<b>687</b>	<b>660</b>	<b>-28</b>	<b>-4.0</b>
Ingresos financieros	52	38	-14	-26.9
Gastos financieros	-408	-345	63	-15.5
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	1	141	140	17,697.3
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	586	681	96	16.3
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>917</b>	<b>1,174</b>	<b>257</b>	<b>28.0</b>
Gasto por impuesto corriente	-139	-151	-12	8.3
Gasto por impuesto diferido	11	-32	-43	-407.6
<b>Utilidad neta</b>	<b>788</b>	<b>991</b>	<b>203</b>	<b>25.7</b>
Participación Controladora	747	945	199	26.6
Participación no Controladora	42	45	4	9.0

**Tabla N°42 – Estado de Situación Financiera**

COP mM	mar-24	mar-25	Var	Var %
<b>ACTIVOS</b>				
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,962	1,702	-259	-13.2
Inversiones	0	0	0	0.0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1,467	1,606	139	9.5
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1,272	1,376	104	8.2
Inventarios	450	447	-3	-0.6
Activos por impuestos	408	241	-167	-40.9
Operaciones de coberturas	408	324	-84	-20.7
Otros activos no financieros	73	132	59	81.0
Activos clasificados como mantenidos para la venta	0	0	0	0.0
<b>Total activos corrientes</b>	<b>6,040</b>	<b>5,829</b>	<b>-211</b>	<b>-3.5</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	13,335	13,684	350	2.6
Propiedades, planta y equipo	16,079	17,026	948	5.9
Activos por derecho de uso	39	88	49	125.2
Propiedades de inversión	30	186	156	518.4
Inversiones	79	116	37	46.9
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	290	425	135	46.6
Crédito mercantil	554	584	30	5.4
Activos intangibles	7,357	8,284	927	12.6
Activos por impuestos	207	262	55	26.4
Activos por impuestos diferidos	0	0	0	-
Otros activos no financieros	0	9	9	85,397.5
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>37,969</b>	<b>40,664</b>	<b>2,695</b>	<b>7.1</b>
<b>Total activo</b>	<b>44,009</b>	<b>46,493</b>	<b>2,484</b>	<b>5.6</b>
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>				
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Obligaciones financieras	2,002	1,511	-491	-24.5
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2,990	3,076	85	2.8
Obligaciones por arrendamientos	29	20	-9	-32.0
Cuentas por pagar a partes relacionadas	127	175	47	37.3
Instrumentos financieros derivados de cobertura	424	182	-242	-57.0
Beneficios a empleados	107	105	-1	-1.2
Provisiones	3	135	132	4,574.8
Ingresos recibidos por anticipados	68	141	72	106.0
Pasivo por impuestos	362	550	188	52.0
Otros pasivos no financieros	100	42	-58	-58.2
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>6,213</b>	<b>5,936</b>	<b>-277</b>	<b>-4.5</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Obligaciones financieras	16,330	18,521	2,191	13.4
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	61	65	4	6.7
Obligaciones por arrendamientos	22	79	57	259.4
Pasivos por impuestos	0	0	0	0.0
Beneficios a empleados	124	136	12	9.9
Provisiones	556	553	-4	-0.6
Ingresos recibidos por anticipados	55	41	-14	-26.0
Pasivos por impuestos diferidos	2,961	2,869	-92	-3.1
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>20,109</b>	<b>22,262</b>	<b>2,154</b>	<b>10.7</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>26,321</b>	<b>28,198</b>	<b>1,877</b>	<b>7.1</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
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	5,957	6,150	193	3.2
Otro resultado integral	3,923	4,031	109	2.8
<b>Total patrimonio de la controladora</b>	<b>17,190</b>	<b>17,769</b>	<b>578</b>	<b>3.4</b>
Participación no controlada	497	525	28	5.6
<b>Total patrimonio</b>	<b>17,688</b>	<b>18,294</b>	<b>606</b>	<b>3.4</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>44,009</b>	<b>46,493</b>	<b>2,484</b>	<b>5.6</b>



**Tabla N°43 – Estado de Flujo de Efectivo**

COP mM	mar-24	mar-25
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:</b>		
Resultado del periodo	788	991
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuesto a las ganancias	129	183
Ingreso por método participación	-586	-681
Gastos financieros	408	345
Ingresos financieros	-52	-38
Depreciación y amortización	231	251
Pérdida en venta o baja de activos fijos	1	0
Deterioro de cuentas por cobrar, neto	8	15
Diferencia en cambio	23	-144
Recuperación de deterioro de activos a largo plazo	0	0
Intereses por arrendamiento	0	0
Provisiones (recuperaciones), neto	3	19
Impuesto a las ganancias pagado	0	0
Baja de activos intangibles	0	0
Terminación contrato de arrendamiento	0	0
	<b>955</b>	<b>942</b>
<b>Cambios netos en activos y pasivos de la operación</b>		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	27	32
Inventarios	6	32
Activos por impuestos	-46	-64
Otros activos no financieros	13	-15
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-118	-136
Beneficios a empleados	-45	-48
Provisiones	-5	-1
Otros pasivos	-1	15
Pasivos por impuestos	-18	87
Pasivos por derechos de uso	0	0
Impuestos pagados	-26	-94
<b>Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación</b>	<b>741</b>	<b>752</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:</b>		
Capitalización en subordinadas	0	0
Capitalizaciones a empresas asociadas	-4	0
Consideración pagada en la adquisición de negocios conjuntos	0	0
Dividendos recibidos	51	110
Cuentas por cobrar relacionadas	1	-2
Producto de la venta de activos fijos	0	8
Intereses recibidos	93	61
Préstamos a partes relacionadas	0	0
Inversiones en activos financieros	-34	-20
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-244	-335
Adquisición de activos intangibles	-101	-114
<b>Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:</b>		
Dividendos pagados	-30	0
Intereses pagados	-308	-258
Préstamos recibidos	312	499
Pagos por arrendamientos	-26	-12
Préstamos pagados	-779	-572
Cuentas por pagar relacionadas - asociadas	6	2
<b>Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación</b>	<b>-826</b>	<b>-341</b>
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo</b>	<b>-323</b>	<b>120</b>
Efectivo adquirido en la combinación de negocios	0	0
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	-5	-1
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO</b>	<b>2,290</b>	<b>1,584</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>1,962</b>	<b>1,702</b>

## Glosario

- ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
- B: billones.
- Contrato con interrupciones o interrumpible: Contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad. disponible en el suministro o transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.
- Contrato Firme o que garantiza firmeza: contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.
- CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.
- FISE: Fondo de Inclusión Social Energético de Perú.
- GBTUD: Giga British Thermal Unit per-Day.
- GWh: Gigavatio-hora.
- IPAT: Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte (Colombia).
- IPCA: Índice de Precios al Consumidor Amplio (Brasil).
- Km: kilómetros.
- kV: kilovoltio.
- MBTU: Miles de Unidades Térmicas Británicas.
- m: miles.
- M: millones.
- mM: miles de millones.
- MME: Ministerio de Minas y Energía.
- Mpcd: Millones de pies cúbicos por día.
- MW: megavatios.
- MWh: megavatios por hora.
- pp: puntos porcentuales.
- SE: Subestaciones
- STN: Sistema de Transmisión Nacional.
- STR: Sistema de Transmisión Regional.
- TRM: Tasa Representativa del Mercado
- UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

ir@geb.com.co

[www.geb.com.co](http://www.geb.com.co)

[www.grupoenergiabogota.com/inversionistas](http://www.grupoenergiabogota.com/inversionistas)



Grupo Energía Bogotá