

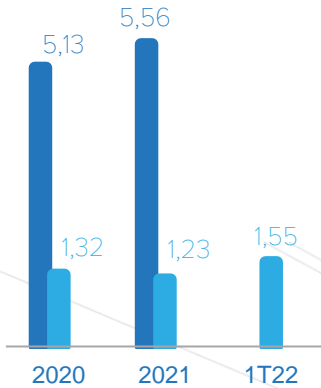
Positivos resultados durante el primer trimestre del año y avance significativo en los planes estratégicos del Grupo

## Cifras 12M y 1T

COP bn

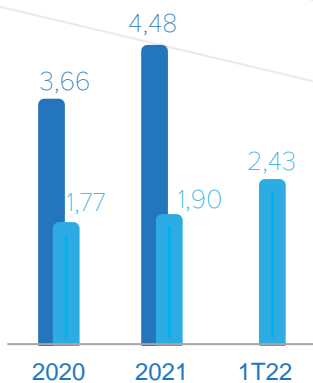
### Ingresos

25,8% YoY



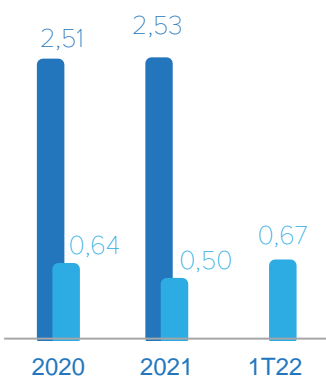
### EBITDA

28,3% YoY



### Utilidad Neta Controlada

33,6% YoY

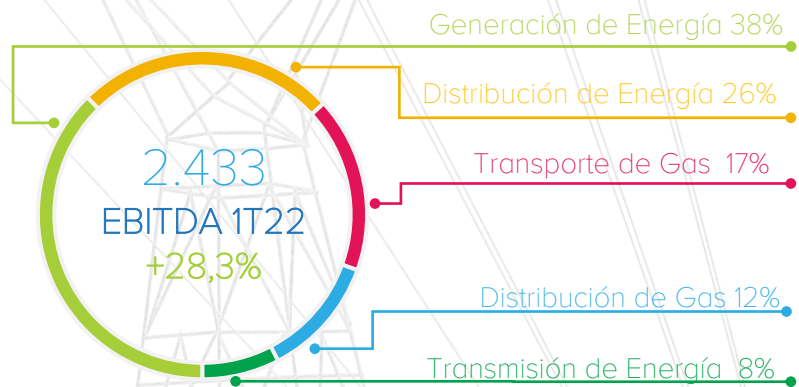


### Avance en los planes corporativos:

- i) Se fortalece la alianza público-privada con Enel a través del nacimiento de Enel Colombia como resultado de la fusión de Emgesa, Codensa, EGP Colombia y las filiales de EGP en Panamá, Guatemala y Costa Rica.
- ii) GEB anuncia proceso de adquisición de Elecnorte, empresa que opera 138 km de líneas de transmisión de energía en el norte de Colombia.
- iii) Para financiar el plan de inversiones, GEB emitió COP 262 mil mm de bonos de deuda pública interna en subseries a 15 y 22 años, logrando una sobredemanda de 2,65 veces.
- iv) Trasmisión del Grupo Energía Bogotá junto con Enel Colombia incorporó al Sistema Interconectado Nacional, el primer kilovoltio hora de energía generada en el parque solar La Loma.

### Reconocimientos y otros:

- i) Modelo de innovación del GEB fue reconocido como uno de los mejores del país por la Cámara de Comercio de Bogotá.
- ii) GEB logra el cumplimiento del 95,9% de las recomendaciones de la encuesta Código País.
- iii) Cálidda obtuvo la tercera estrella por parte del Ministerio del Ambiente del Perú (MINAM), por medir, verificar y reducir emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).



Ingresos	Utilidad Operacional	EBITDA	Utilidad Neta Controlada	Capex	
1.552	502	2.433	671	USD 81 mm	1T22
25,8% YoY	24,5% YoY	28,3% YoY	33,6% YoY	27,7% YoY	

COP miles de mm

## Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB CB), es una plataforma empresarial con más de 125 años de experiencia, que opera, desarrolla e invierte en infraestructura energética y servicios públicos, con presencia en Colombia, Perú, Guatemala y Brasil. En el 1T22 GEB cerró con 4,3 millones de clientes en distribución de energía eléctrica y 3,9 millones de clientes en distribución de gas natural, al igual que totalizó 15.895 km de redes eléctricas, 4.145 GWh de energía generada, y 4.327 Km de gaseoductos.

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) aceptadas en Colombia, de los estados financieros comparativos del 1T21 y del 1T22 (3 meses).

### Ingresos operacionales

Tabla N°1 – Ingresos por segmento

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
Distribución Gas Natural	626	832	206	33,0
Transporte Gas Natural	343	400	56	16,4
Transmisión Electricidad	164	196	32	19,3
Distribución Electricidad	100	124	24	23,6
Total	1.234	1.552	318	25,8

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

Distribución de gas natural:

- Crece por los resultados de Cálidda durante el 1T22 (+23,1%; +USD 37,1 mm t/t), impulsados principalmente por:
  - Incremento en ingresos pass through – gas, transporte y ampliación de la red (+USD 18,9 mm t/t) relacionados con la mayor ejecución de obras constructivas. Durante el trimestre se construyeron 474 km de redes de distribución.
  - Aumento en los ingresos por distribución de gas natural (+USD 8,6 mm t/t) e instalaciones internas<sup>1</sup> (+USD 8,1 mm t/t) como resultado de nuevas conexiones (+70.578 en el 1T22).
- Los ingresos de Contugas decrecen en 10,1% principalmente por la disminución de los ingresos de transporte a clientes regulados.
- El efecto cambiario de la conversión a pesos incrementó el crecimiento real de los ingresos de distribución de gas en cerca de 12 pp en línea con el incremento de la tasa de cambio promedio COP/ USD de COP 361 t/t.

Transporte de gas natural:

- Los ingresos de TGI en moneda funcional crecen 5,7% (USD 5,5 mm t/t). El comportamiento de los ingresos por tipos de cargo en el 1T22 fue el siguiente:
  - Los cargos por capacidad totalizaron USD 63,6 mm, USD 5,3 mm adicional (+9,1%) principalmente por: i) incremento tarifario por indexación al PPI (Bienes de Capital de EEUU) de 6,6%, ii) incremento en la contratación en firme trimestral por volumen incremental de diferentes remitentes en la ruta Sebastopol – Barrancabermeja, y iii) contratación en firme

<sup>1</sup> Incluye servicios de instalaciones internas, derechos de conexión y financiamientos.

adicional de transporte diario y de corto plazo por la contingencia del mantenimiento en el campo Cupiagua.

- Los cargo AO&M, que se remuneran en COP, fueron de COP 94,5 mm, 10,3% adicional por: i) el aumento tarifario por indexación al IPC (Colombia) de 5,6%, ii) incremento en la contratación trimestral en firme y iii) contratación en firme adicional de transporte diario y de corto plazo, por las mismas razones explicadas anteriormente.
- Los cargos variables en USD decrecieron 4,6% cerrando en USD 12,2 mm (11,9% del total de los ingresos) por menor transporte durante el periodo de mantenimiento del campo Cupiagua, compensado con la mayor contratación en firme (cargo fijo).
- Los otros ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios totalizaron USD 2,0 mm (2,0% de los ingresos totales), 35,5% adicional vs. 1T21 explicado principalmente por desbalances de gas en enero y marzo.
- El efecto cambiario de la conversión a pesos aumentó el incremento real de los ingresos en cerca de 11 pp.

Transmisión electricidad:

- Principalmente por los ingresos de la Sucursal de Transmisión en Colombia los cuales crecieron 17,5% t/t, por:
  - Incremento de COP 7,6 mil mm en ingresos de proyectos privados por la entrada en operación de la interconexión eléctrica La Reforma-San Fernando 230 kV.
  - Comportamiento de los ingresos por activos de uso (+21,0%; +COP 7,3 mil mm t/t) por la indexación natural al Índice de Precios al Productor de oferta interna (Colombia), cuyo promedio pasó de 128,7 en el 1T21 a 157,2 en el 1T22.
  - Mayores ingresos por activos de convocatoria (+8,2%; +COP 7,0 mil mm t/t) en línea con el aumento del 10,2% de la tasa de cambio promedio del 1T21 vs 1T22.
  - Las contribuciones (gravamen que se registra tanto en el ingreso como en el costo) aumentaron 2,9 mil mm, cerrando el 1T22 en COP 22,9 mil mm.
- De igual manera, los ingresos de las filiales en Guatemala se incrementaron 6,6% durante el trimestre.

Distribución de electricidad:

- Los ingresos de ElectroDunas en su moneda funcional crecieron 14,0% comparado con el 1T21 principalmente por los mayores ingresos por venta de energía a clientes libres y regulados.
- El efecto cambiario de la conversión a pesos aportó al crecimiento real de los ingresos cerca de 10 pp, en línea con la devaluación de la tasa de cambio promedio COP/ PEN del 5,7%.

## Costos operacionales

Tabla N°2 – Costos por segmento

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
Distribución Gas Natural	440	567	127	28,9
Transporte Gas Natural	123	146	23	18,4
Transmisión Electricidad	52	66	14	26,8
Distribución Electricidad	59	71	12	20,0
Total	674	850	176	26,0

El comportamiento de cada línea de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural:

- Particularmente en Cálidda (+24,2%; +USD 24,4 mm) por:
  - Incremento de los costos *pass through* – gas, transporte y ampliación de la red (+USD 18,9 mm), en línea con el comportamiento de los ingresos por este concepto.
  - Aumento de los costos por instalaciones internas (+USD 4,5 mm) y otros costos (+USD 1,0 mm) frente al 1T21 principalmente por mayor número de conexiones.
- Los costos en Contugas decrecen en 19,0% en línea con el comportamiento de los ingresos.
- Efecto cambiario de la conversión a pesos incrementó la variación real de los costos en cerca de 12 pp.

Transporte de gas natural:

- TGI (7,5%; +USD 2,6 mm t/t) por reactivación del plan de mantenimiento de derechos de vía e integridad de gaseoductos, aumento en la tarifa del gas combustible (indexado a IPC 2021) y mayores consumos de gas en la operación, aumento de tarifas de repuestos e incremento en las primas de las pólizas de responsabilidad civil y todo riesgo.
- El efecto cambiario de la conversión a pesos incrementó la variación real de los costos en cerca de 11 pp.

Transmisión de electricidad:

- Principalmente por el comportamiento de los costos en la Sucursal de Transmisión en Colombia los cuales crecieron 25,9% en el 1T22 (+COP 11,0 mil mm t/t) por un aumento en los costos de servicios de personal en línea con el incremento salarial y cambio del esquema de provisiones del bono de desempeño informado en el 4T21, mayores costos por contribuciones, aumento de gastos generales principalmente en honorarios y servicios informáticos y de soporte, incremento en el nivel de depreciaciones y amortizaciones.

Distribución de electricidad:

- Los costos en Electroductos en su moneda funcional se incrementaron 15,6% principalmente por mayores compras de energía como respuesta al aumento de consumo en el período.
- El efecto cambiario de la conversión a pesos aportó al crecimiento real de los ingresos cerca de 10 pp

## Gastos administrativos y de operación

Tabla N°3 – Gastos administrativos por segmento

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
Distribución Gas Natural	87	113	26	29,9
Transporte Gas Natural	32	31	-1	-3,1
Transmisión Electricidad	43	47	1	9,3
Distribución Electricidad	15	16	1	6,7
Total	177	207	30,0	16,9

El incremento es explicado principalmente por Cálidda por el aumento de los gastos de servicios variables asociados al crecimiento de las operaciones en km de redes y conexiones que demandan mayores gastos de mantenimientos, atención a clientes, etc. Así mismo en Contugas los gastos se

incrementan por una actualización del nivel de provisiones sobre algunos clientes judicializados, realizada durante el trimestre.

### Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP 6,7 mil mm, evidenciándose una disminución de 67,6% (-COP 14,1 mil mm) frente al 1T21 (COP 20,8 mil mm) principalmente por menores intereses recibidos de cartera vencida.

### EBITDA consolidado ajustado<sup>2</sup>

Tabla N°4 – EBITDA

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
Distribución Gas Natural	149	205	56	37,5
Transporte Gas Natural	284	331	47	16,5
Transmisión Electricidad	99	111	11	11,3
Distribución Electricidad	46	53	8	16,5
Otros	1	0	-1	- 134,4
<b>Total controladas</b>	<b>579</b>	<b>700</b>	<b>121</b>	<b>20,9</b>
Enel Colombia	1.000	1.478	478	47,8
REP & CTM	159	74	-85	- 53,3
Promigas	80	89	9	11,7
Vanti	60	85	25	40,8
EMSA	4	6	2	63,3
Negocios Conjuntos	13	0	-13	- 100,0
<b>Total Asociadas</b>	<b>1.317</b>	<b>1.733</b>	<b>416</b>	<b>31,6</b>
<b>Total EBITDA</b>	<b>1.896</b>	<b>2.433</b>	<b>537</b>	<b>28,3</b>

- El EBITDA generado por las empresas controladas representa el 28,8% del EBITDA consolidado del trimestre y crece principalmente por el comportamiento de TGI en Colombia y Cálida en Perú.
- Los dividendos de las compañías asociadas durante el 1T22 representan el 71,2% del EBITDA consolidado, teniendo en cuenta que en el primer trimestre del año habitualmente se decretan la mayoría de dividendos, e incluyen los dividendos extraordinarios decretados por Enel Colombia (anteriormente Emgesa y Codensa) correspondiente a las utilidades retenidas de los ejercicios 2016 a 2020 (COP 437 mil mm) y COP 16,2 mil mm de dividendos adicionales decretados por Vanti sobre utilidades retenidas.
- Sin el efecto de los dividendos extraordinarios de Enel Colombia y Vanti informados anteriormente, e incluyendo los dividendos de ISA REP anticipados en el 2021 por COP 40 mil mm, el EBITDA consolidado creció al 6,5%.

### Ingreso (Gasto) Financiero neto

Los gastos financieros netos se incrementaron 34,3% (COP 47,5 mil mm) cerrando en COP 186,1 mil mm, como consecuencia de la indexación de algunos créditos a IPC (Colombia) el cual se incrementó en 179% al pasar de 1,56% al cierre del 1T21 a 4,36% en el 1T22, sumado al incremento

<sup>2</sup> Incluye los dividendos de las compañías asociadas y negocios conjuntos.

de la tasa de cambio promedio COP/ USD de COP 361 t/t. Este incremento fue balanceado por la indexación de una porción significativa de los ingresos al Índice de Precios al Productor (IPP) y dólar.

## Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio pasó de un gasto de COP 170,2 mil mm en 1T21 a un ingreso de COP 7,6 mil mm en 1T22, principalmente en GEB individual (+COP 130,0 mil mm) por la devaluación del COP/USD en el 1T21 de 8,9% vs una revaluación de 5,9% en el 1T22 y el efecto de la variación de la tasa de cambio de reales con respecto al dólar, con una devaluación del 15% durante el 1T22, generando una recuperación de COP 34,0 mil mm.

## Método de Participación

Tabla N°5 – Método de Participación

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
Enel Colombia	329	323	-6	-1,8
Argo	35	56	21	60,0
Promigas	41	55	14	34,1
CTM	22	28	6	27,3
Vanti	19	25	6	31,6
REP	19	24	5	26,3
Otros	6	-1	-7	-116,7
Total	472	512	39	8,4

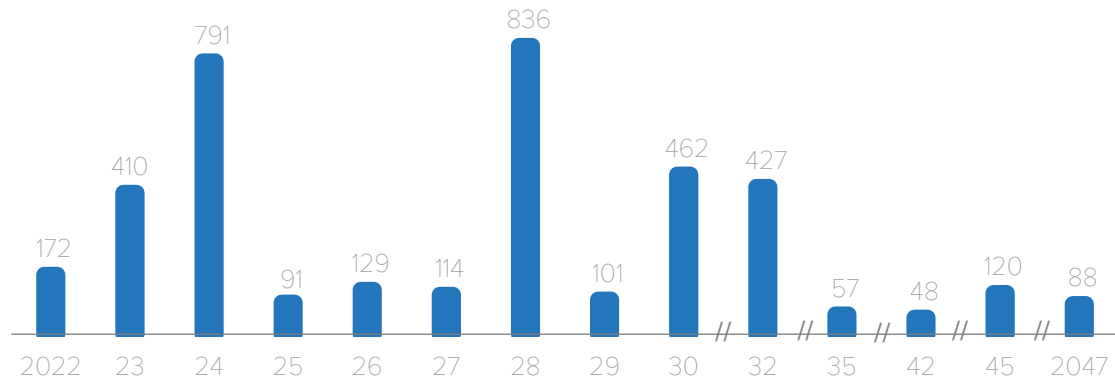
El método de participación patrimonial se incrementó por los resultados positivos durante el trimestre principalmente en Argo (incluyendo COP 2 mil mm por la adquisición de Rialma III) y Promigas, con crecimiento en utilidades de 13% y 35% respectivamente.

## Utilidad neta

- El impuesto corriente pasó de un gasto de COP 88,5 mil mm en 1T21 a uno de COP 107,1 mil mm en 1T22, un incremento de 21,1% principalmente en TGI (+COP 18 mil mm) y Cálidda (+COP 8 mil mm) en línea con el comportamiento de sus ingresos.
- El impuesto diferido pasó de un ingreso de COP 51,4 mil mm en 1T21 a uno gasto de COP 17,9 mil mm en 1T22, principalmente en GEB individual (-COP 44,0 mil mm) y TGI (-COP 18,0 mil mm) por la posición pasiva en moneda extranjera y el efecto del diferencial entre la tasa fiscal y la tasa de cambio del período.
- La utilidad neta consolidada del 1T22 fue COP 710,3 mil mm, un incremento de 34,1% frente al mismo periodo de 2021 (COP 529,7 mil mm). La participación controlada se ubicó en COP 671,1 mil mm (+33,6%) y la no controlada en COP 39,2 mil mm (+42,5%).

## Perfil de deuda

Gráfica N°1 – Marzo 2022 USD 3.845 mm



Durante el 1T22 los saldos de deuda se mantienen estables en comparación al cierre del 2021.

Tabla N°6 – Clasificación de la deuda y ratios

COP *000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
EBITDA UDM	3.785	5.020	1.235	32,6
Deuda total neta	12.104	12.902	798	6,6
Deuda total bruta	13.957	14.417	459	3,3
Gastos financieros neto UDM	592	638	46	7,8
Deuda total neta / EBITDA	3,20x	2,57x	-0,63x	- 19,6
EBITDA / Gastos financieros neto	6,4x	7,9x	1,5x	23,1

## CAPEX

El CAPEX ejecutado durante el 1T22 fue USD 81 mm, USD 17,5 mm adicionales en comparación al 1T21, explicado principalmente por la Sucursal de Transmisión en Colombia +52,3% (+USD 9,7 mm) y Cálidda +21,2% (+USD 6,3 mm).

Tabla N°7 – CAPEX ejecución y proyección anual<sup>3</sup>

USD mm	1T22	2022P	2023P	2024P	2025P	2022P - 2025P
Transmisión	28	118	185	169	128	601
TGI	6	55	20	15	16	105
Cálidda	36	107	57	11	5	180
Contugas	0	6	6	2	1	15
Trecsa y EEBIS	8	52	50	2	2	106
Grupo Dunas	2	33	23	20	18	93
SubTotal	81	370	341	218	169	1.099
Otros proyectos	-	-	30	30	30	90
Total	81	370	371	248	199	1.189

<sup>3</sup> Las proyecciones son estimaciones que pueden variar en el futuro por cambios en los supuestos incorporados en su cálculo

## Avances en prácticas ASG

El Grupo Energía Bogotá se encuentra comprometido con estar a la vanguardia en temas Ambientales, Sociales y de Gobernanza (ASG). A continuación, se relaciona los hechos más relevantes del trimestre.

### Ambiental y Social

En Colombia, GEB incorporó en sus minutas un clausulado que exige a los contratistas y proveedores el cumplimiento de los estándares internacionales en Derechos Humanos e inició la debida diligencia en Derechos Humanos. Así mismo elaboró una estrategia de cooperación Internacional para fortalecer los mecanismos de inversión social y ambiental. Por otra parte, el GEB estructuró el programa “Educación para la transición energética - Fabio Chaparro 2022-2030” el cual iniciará en el segundo semestre del 2022 por USD 13.2 millones de dólares; finalizó el diagnóstico de los sistemas de gestión ambiental con el fin de fortalecer la gestión ambiental en sus actividades y adoptó la política de cambio climático con el fin de armonizar las operaciones del Grupo con los objetivos de mitigación y adaptación de los países en los cuales tiene presencia.

Así mismo, el GEB, TGI y la agencia de cooperación sueca Swedfund firmaron un acuerdo para desarrollar un estudio técnico y económico de la cadena de valor del biogás en Colombia, con recursos de cooperación internacional por 650.000 euros. Por su parte, TGI obtuvo el primer lugar en la medición de la Veeduría Distrital de Bogotá en Gobierno Corporativo y Derechos Humanos, renovó las certificaciones en ISO9000, ISO14000 e ISO45000 y realizó la evaluación y propuesta de intervención de los aspectos de relevancia para el Dow Jones Sustainability Index.

En Perú, Cálidda fue incluido en el Top 10 del Ranking Merco en la categoría de Responsabilidad ESG, de igual manera fortaleció el programa de comedores Cálidda 2.0 el cual ahora cuenta con cuatro líneas de acción: infraestructura, salud, cuidado ambiental y desarrollo de negocios. Finalmente, obtuvo la tercera estrella de reconocimiento por parte del Ministerio del Ambiente del Perú (MINAM), por medir, verificar y reducir emisiones de GEI.

Contugas realizó el lanzamiento de la edición virtual del libro de arqueología: Paraqa, los caminos del viento. El cual presenta la gestión del patrimonio arqueológico en la zona de concesión de la región Ica.

Finalmente, Electrodunas es una de las primeras empresas de distribución del Perú, que cuenta con la aprobación del Plan de Gestión Ambiental de Bifenilos Policlorados.

### Gobernanza

El 28 de marzo fue celebrada la Asamblea General de Accionistas de manera presencial, logrando la aprobación de todas las proposiciones, en especial, los informes de fin de ejercicio, los Estados Financieros y el Proyecto de Distribución de Utilidades y Pago de Dividendos. El Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe de Sostenibilidad del Grupo para el 2021 fueron debidamente presentados y aprobados, y se encuentran publicados en la página web del GEB.

Así mismo, los miembros de Junta Directiva fueron reelegidos por la Asamblea General de Accionistas por un nuevo período de dos años, cuyas calidades fueron verificadas por los comités de Compensación y de Gobierno Corporativo y de Sostenibilidad.

Igualmente, fue diligenciada la Encuesta Código país para la vigencia 2021, logrando un nivel de cumplimiento del 95,9% de las recomendaciones efectuadas por la Superintendencia Financiera de Colombia frente al 92,6% obtenido para la vigencia 2020.



Por otra parte, con el apoyo de Governance Consultants, asesor externo del GEB, se culminó satisfactoriamente el proceso de Evaluación y Autoevaluación de las Juntas Directivas, Directorios y Consejos de Administración de las sociedades que componen el Grupo Empresarial, evidenciando una gestión sobresaliente de los órganos colegiados de dirección, sus comités de apoyo y del relacionamiento con la Alta Gerencia. Durante el 2022 será implementado el plan de acción para el cierre de las brechas identificadas.

Finalmente, Enel Américas y el GEB realizaron la designación de la primera junta directiva de Enel Colombia, luego del perfeccionamiento de la fusión por absorción de Emgesa S.A. ESP como sociedad absorbente, Codensa S.A. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA 2 S.p.A.

## Actualización Regulatoria durante el 1T22

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
	CREG 231-21	Se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TGI contra la Resolución CREG 099 de 2021	Transporte Gas Natural	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 227-21	Fórmulas Tarifarias Generales que deberán aplicar los comercializadores que atienden usuarios regulados para establecer los costos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural por redes de tubería	Varios	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 102 001-22	Se ajusta la Resolución CREG 175 de 2021 (criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte)	Transporte Gas Natural	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 701 001-22	Se define la fórmula tarifario general para establecer la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas	Varios	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
Colombia	CREG 101 004-22	Se establece la oportunidad en que se asignarán las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad a quienes representen plantas existentes para los periodos comprendidos entre diciembre 1 de 2023 a noviembre 30 de 2024, y diciembre 1 de 2024 a noviembre 30 de 2025	Generación Energía	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 101 001-22	Se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN	Distribución Energía	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 102 002-22	Modifica el valor de la tasa de descuento para la actividad de distribución de gas combustible	Distribución Gas Natural	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 101 009-22	Modifica las disposiciones relacionadas con la participación en los procesos de selección para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional	Transmisión Energía	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 101 010-22	Modifica para el año 2022 el cronograma de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1	Transmisión Energía	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	Osinerghmin N° 028-2022-OS/CD	Proyecto de Resolución que fija las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Ica	Distribución Gas Natural	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
Perú	Osinerghmin N° 043-2022-OS/CD	Proyecto de Resolución que fija la Tarifa Única de Distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Lima y Callao para el periodo 2022-2026	Distribución Gas Natural	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
	Osinerghmin N° 047-2022-OS/CD	Resolución que fija las Tarifas de Distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Ica para el periodo 2022-2026	Distribución Gas Natural	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>

## Resultados Compañías Controladas



Tabla N°8 – Indicadores financieros GEB transmisión

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
Ingresos	142	167	25	17,5
Utilidad bruta	99	112	13	13,0
EBITDA	100	120	20	19,8
Margen EBITDA	71%	72%	1,3pp	
Utilidad operacional	91	105	14	15,4

Tabla N°9 Ingreso por tipo de activo

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
Activos de Uso	35	42	7	21,0
Activos de Convocatoria	85	92	7	8,2
Proyectos Privados	2	10	8	387,6
Contribuciones	20	23	3	14,7
Total	142	167	25	17,5

### — Ministerio de Minas y Energía

- Resolución 40011 de 2022, por la cual se modifica la fecha de puesta en operación del proyecto "Subestación La Loma 110 kV y Líneas de Transmisión asociadas", objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 13-2015, para el 2 de septiembre de 2022.
- Resolución 40035 de 2022, por la cual se modifica la fecha de puesta en operación del proyecto "Subestación Norte 500 kV y Líneas de Transmisión Sogamoso - Norte 500 kV - Nueva Esperanza", objeto de la convocatoria UPME 01-2013, para el 16 de octubre de 2022.
- Se está tramitando la prórroga de la fecha de puesta en operación del proyecto "Subestación Chivor II y Norte 230 kV y líneas de transmisión asociadas", objeto de la Convocatoria Pública UPME 03-2010.

Tabla N°10 – Panorámica general GEB Transmisión

	1T22
Disponibilidad de la infraestructura	99,9%
Compensación por indisponibilidad	0,001%
Cumplimiento programa mantenimiento	100,0%
Participación en la actividad de transmisión	18,7%

Tabla N°11 – Estatus proyectos GEB Transmisión

	Avance	Ingresos Anuales Estimados (USD mm)	Fecha Oficial Puesta en Operación(*)
Proyectos UPME			
Tesalia 230 kv	90,2%	10,9	2Q22
La Loma STR 110 kv	73,2%	7	3Q22
Refuerzo Suroccidental 500 kv	62,4%	24,4	3Q23
Chivor II 230 kv	56,1%	5,5	1Q22
Sogamoso Norte 500 kv	42,1%	21,1	4Q22
Colectora 500 kv	25,0%	21,5	4Q22
Río Córdoba–Bonda 220kv	7,8%	1,2	4Q23
Proyectos Privados		10,8	

\*No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente



Tabla N°12 – Indicadores financieros TGI

USD '000	1T21	1T22	Var	Var %
Ingresos	96.640	102.150	5.510	5,7
Utilidad operacional	53.738	57.772	4.034	7,5
EBITDA	77.743	81.613	3.870	5,0
Margen EBITDA	80,4%	79,9%	-0,6 pp	
Utilidad neta	23.762	21.288	-2.473	- 10,4
Deuda total bruta / EBITDA	3,4x	3,7x		
EBITDA / Gastos financieros	4,7x	4,6x		
Calificación crediticia internacional:				
Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 23   21:		BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – Sep. 9   21:		Baa3, estable		

- Expansión: i) Reconfiguración y aumento de capacidad en 8 MPCD para el Servicio de Parqueo, lo que habilita oportunidades de ingresos complementarios, ii) Manifestación de interés y entrega oportunidades de información de valor eficiente de los Proyectos IPAT a la CREG.
- Eficiencia: i) Inicio de implementación de 4 nuevas iniciativas con 10 palancas de eficiencia en proyectos de compresión, gasoductos y ramales con potenciales impactos en reducción de OPEX.
- Transformación: Avanza a través de acuerdo con GEB – Swed Fuand y TGI para desarrollar plan piloto en biogas.
- Regulación: i) La Resolución 102005 extiende plazo para el cambio de denominación de ingreso en USD a COP al 1 de septiembre, 2022. ii) Entrega completa y oportuna a la CREG del expediente tarifario. Incluye solicitud de reconocimiento de gastos de coberturas. iii) Se envió decisión de seguir operando los activos que cumplieron vida útil normativa bajo la resolución 099. Remunera inversiones bajo Res. 126/2010 (60% del VRN).

Tabla N°13 – Panorámica general TGI	1T22
Volumen transportado – Promedio Mpcd	490
Capacidad contratada en firme – Mpcd	587



Tabla N°14 – Indicadores financieros Cálidda

USD '000	1T21	1T22	Var	Var %
Ingresos	160.458	196.557	37.098	23,1
Ingresos ajustados*	72.724	90.911	18.186	25,0
Utilidad operacional	34.352	43.574	9.223	26,8
EBITDA	34.352	43.574	9.223	26,8
Margen EBITDA - Ingresos	27,0%	27,3%	0,3 pp	
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	59,5%	59,1%	-0,4 pp	
Utilidad neta	19.385	25.052	5.667	29,2
Deuda total bruta / EBITDA	3,9x	3,6x		
EBITDA / Gastos financieros	6,7x	8,9x		

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

- Actualmente se lleva a cabo el proceso de Revisión Tarifaria 2022-2026, el cual culminará en julio del 2022.
- Fitch Ratings afirmó la calificación crediticia internacional en BBB con perspectiva estable.

Tabla N°15 – Panorámica general Cálidda	1T22
Clientes acumulados	1.370.700
Clientes potenciales	1.405.404
Extensión total de la red (Km)	14.881
Volumen facturado (Mpcd)	738
Penetración de la red (%)	97,5%



Tabla N°16 – Indicadores financieros Contugas

USD '000	1T21	1T22	Var	Var %
Ingresos	19.986	18.170	-1.816	- 9,1
Utilidad Bruta	6.841	7.331	490	7,2
Margen bruto	34,2%	40,3%	6,1 pp	
Utilidad operacional	555	-706	-1.261	- 227,2
EBITDA	7.756	8.481	726	9,4
Margen EBITDA	38,8%	46,7%	7,9 pp	
Utilidad neta	-2.563	-1.053	1.510	- 58,9

- Resultado del laudo arbitral con Egesur. Se ha realizado la solicitud de interpretación y de integración de laudo.

Tabla N°17 – Panorámica general Contugas

1T22

Número de clientes	70.460
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)	133
Volumen transportado acumulado (Mpcd)	1.873
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	159
Longitud de la red (km) distribución + transporte	1.786


**ElectroDunas**

Tabla N°18 – Indicadores financieros ElectroDunas

Soles '000	1T21	1T22	Var	Var %
Ingresos	103.219	117.702	14.483	14,0
Utilidad Bruta	38.246	42.618	4.372	11,4
Margen Bruto	37,1%	36,2%	-0,8 pp	
Utilidad operacional	22.236	26.291	4.055	18,2
Margen operacional	21,5%	22,3%	0,8 pp	
EBITDA	34.203	38.328	4.125	12,1
Margen EBITDA	33,1%	32,6%	-0,6 pp	
Utilidad neta	10.715	17.041	6.326	59,0

- La energía distribuida en el área de concesión de ElectroDunas es de 349.876 MWh.
- Al cierre del 1T22 se mantiene una tendencia positiva en los indicadores de cartera.

Tabla N°19 – Panorámica general ElectroDunas 1T22

Venta de Energía de ELD	314.944
Venta de energía a clientes propios (GWh)	212.980
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	101.964
Compra de energía y generación propia (MWh)	252.341



Tabla N°20 – Indicadores financieros Perú Power Company

Soles '000	1T21	1T22	Var	Var %
Ingresos	7.209	7.227	18	0,2
Utilidad operacional	5.540	5.029	-511	-9,2
Margen operacional	76,8%	69,6%	-7,3 pp	
EBITDA	6.905	6.941	36	0,5
Margen EBITDA	95,8%	96,0%	0,3 pp	
Utilidad neta	3.556	3.039	-517	-14,5

- Dunas adquirió el 100% de Peru Power Company de propiedad de GEB por un valor de Soles 166,2 mm.



Tabla N°21 – Indicadores financieros Cantaloc

Soles '000	1T21	1T22	Var	Var %
Ingresos	9.292	8.839	-453	-4,9
Utilidad operacional	1.005	654	-350	-34,8
Margen operacional	10,8%	7,4%	-3,4 pp	
EBITDA	1.167	997	-170	-14,6
Margen EBITDA	12,6%	11,3%	-1,3 pp	
Utilidad neta	586	134	-452	-77,2



Tabla N°22 – Indicadores financieros Trecsa

USD '000	1T21	1T22	Var	Var %
Ingresos	4.563	4.633	70	1,5
Utilidad bruta	3.604	3.799	195	5,4
EBITDA	2.702	3.140	438	16,2
Margen EBITDA	59,2%	67,8%	8,6 pp	
Utilidad neta	-247	-526	-280	113,6

- Se logró la energización y habilitación comercial del Reactor Chiantla, la Subestación Chiantla y la Línea de Transmisión Huehuetenango II-Chiantla, lo cual activa nuevos ingresos para la compañía.

## Resultados Compañías No Controladas



Tabla N°23 – Indicadores financieros Enel Colombia

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
Ingresos operacionales	1.033	1.971	938	90,8
Margen de contribución	698	1.233	535	76,6
EBITDA	642	1.110	468	72,9
Margen EBITDA	62,2%	56,3%	-5,8 pp	-5,8 pp
EBIT	582	980	398	68,4
Utilidad neta	394	594	200	50,8

1T21 corresponde a los resultados Consolidados de Emgesa antes de la fusión

1T22 corresponde a los resultados de tres meses (enero-marzo) del negocio de generación y un mes (marzo) del negocio de distribución (Codensa), EGP Colombia y las filiales de Centroamérica

Enel Colombia alcanzó un margen de contribución de COP 1,2 bn explicado por:

- Generación en Colombia que aportó COP 871 mil mm por: i) mayores precios en contratos y volumen de venta, especialmente en el mercado no regulado, por la recuperación de la demanda nacional; ii) mayor margen en el mercado spot y mayor cantidad de energía vendida por incremento en la generación; y iii) ingreso extraordinario de COP 21 mil mm por venta de bonos de carbono tras la certificación de algunas centrales hidroeléctricas.
- En marzo el negocio de Distribución aportó al margen COP 295 mil mm por: i) mayores ingresos en el cargo de distribución por la incorporación de nuevos activos a la base regulatoria, derivado del plan de inversiones; ii) recuperación de la demanda de energía y en particular en el sector industrial; iii) mayor margen de productos de valor agregado por la entrada en operación de 5 patios de recarga para el Sistema Integrado de Transporte Público e ingresos por la etapa de construcción del sexto patio.



- Finalmente las filiales en Centroamérica aportaron al margen COP 66 mil mm durante marzo, derivada de la venta de energía de distribuidores, grandes clientes y en el mercado de energía.

Los costos fijos ascendieron a COP 122 mil mm, reflejando el incremento de los gastos de personal por efecto del incremento del Índice de Precios al Consumidor y el salario mínimo; así como la inclusión de los gastos de personal y otros costos correspondientes a los segmentos de Distribución y Generación en marzo, producto de la fusión.

Tabla N°24 – Panorámica general Enel Colombia		1T22
Generación Colombia		
Generación Enel Colombia (Gwh)		3.653
Ventas totales (Gwh)		4.395
Disponibilidad de plantas (%)		87,1
Generación Centroamérica		
Generación Enel Colombia (Gwh)		436,0
Capacidad instalada		644,0
Distribución		
Clientes		3.721.822
Participación de mercado (%)		20,7
Demanda energía nacional (Gwh)		18.692
Demanda zona Enel Colombia (Gwh)		3.866
Índice promedio de pérdidas (%)		7,5
Control	Enel Energy Group	
Participación de GEB		42,5%



Tabla N°25– Indicadores financieros CTM

USD '000	1T21	1T22	Var	Var %
Ingresos	48.599	49.353	754	1,6
Utilidad operacional	29.713	30.045	332	1,1
EBITDA	46.879	48.253	1.374	2,9
Margen EBITDA	96,5%	97,8%	1,3 pp	
Utilidad neta	15.646	17.706	2.060	13,2
Deuda neta / EBITDA	5,5x	5,7x		
EBITDA / Gastos financieros	4,4x	4,4x		

- El 22 de marzo CTM anunció un *Tender Offer & Consent Solicitation* de su bono con vencimiento 2023 por USD 450 mm. La recompra del bono fue concretada el 21 de abril de 2022 por el total, con una participación del 80,4% de los bonistas, y el ejercicio de la opción de rescate anticipado. La operación se ha financiado a través de una nueva emisión internacional de bonos corporativos por USD 500 mm de dólares, con una tasa de interés de 5.2% y plazo 16 años. Las calificadoras internacionales, Fitch Ratings (BBB) y Moody's (Baa3), mantuvieron la calificación de la emisión en grado de inversión.

Tabla N°26 – Panorámica general CTM

1T22

Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,4
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	105,2
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.378
Control	ISA
Participación GEB	40%



Tabla N°27 – Indicadores financieros REP

USD '000	1T21	1T22	Var	Var %
Ingresos	44.799	44.552	-248	- 0,6
Utilidad operacional	22.849	23.763	915	4,0
EBITDA	33.508	33.006	-502	- 1,5
Margen EBITDA	74,8%	74,1%	-0,7pp	
Utilidad neta	13.323	15.133	1.810	13,6
Deuda neta / EBITDA	2,0x	1,9x		
EBITDA / Gastos financieros	10,8x	11,6x		

- Como respuesta y soporte a los sectores afectados por el derrame de petróleo en Ventanilla, ISA REP, en alianza con la ONG Juguete Pendiente, donó alimentos no perecederos y productos agrícolas a cuatro comedores populares, beneficiando a cerca de 400 personas.

Tabla N°28 – Panorámica general REP

1T22

Disponibilidad de la infraestructura (%)	99
Cuota de mercado (%)	26
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	113
Líneas de transmisión o Red (Km)	6.322
Control	ISA
Participación GEB	40%



Tabla N°29 – Indicadores financieros Argo

BRL mm	1T21	1T22	Var \$	Var %
Ingresos	235	234	-1	- 0,5
EBITDA	213	226	13	6,3
Margen EBITDA	90,3%	96,5%	6,2%	6,2 pp
Utilidad neta	121	137	16	13,5
Margen Neto	51,4%	58,6%	7,3%	7,3 pp



Tabla N°30 – Indicadores financieros Promigas

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
Ingresos	207	290	83	40,1
EBITDA	320	453	133	41,4
Margen EBITDA	154,6%	156,1%	1,4 pp	
Utilidad operacional	282	412	130	46,3
Margen Operacional	136,0%	142,0%	6,0 pp	6,0 pp
Utilidad neta	271	365	95	34,9
Margen neto	130,7%	125,8%	-4,9 pp	-4,9 pp

- El 18 de marzo se puso en funcionamiento el primer piloto de producción de hidrógeno verde e inyección a la red de gas natural, mostrando el claro compromiso del sector para vincularse a la transición energética del país de forma responsable y sostenible, y contribuir a la descarbonización de todos los usuarios de gas natural en cada uno de los segmentos de negocio.
- Promigas obtuvo un puntaje sobresaliente en el S&P Global y presentó su Sustainability Yearbook para el 2022 en medioambiente, con 83 puntos frente a 40 del promedio general, logrando una calificación global de 73 puntos.

Tabla N°31 – Panorámica general Promigas

	1T22
Red de gasoductos (Km)	3.288
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1.153
Capacidad contratada (Mpcd)	867
Usuarios acumulados	5.560.123
Participación GEB	15,2%



Tabla N°32 – Indicadores financieros Vanti

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
Ingresos	697	739	41	5,9
Utilidad operacional	78	120	43	55,4
EBITDA	89	131	43	48,2
Margen EBITDA	12,7%	17,8%	0	5,1pp
Utilidad neta	78	100	23	29,6
Deuda neta / EBITDA UDM	1,5x	1,3x		
EBITDA / Gastos financieros UDM	3,2x	4,2x		

- La asamblea de accionistas aprobó la distribución de COP 274, 9 mil mm de dividendos sobre las utilidades 2021, pagadera en cuatro cuotas iguales en mayo, agosto, noviembre y febrero

de 2023. Así mismo, se aprobó la distribución de reservas y valorizaciones por COP 64,9 mil mm, pagaderos en una cuota el 18 de mayo de 2022.

Tabla N°33 – Panorámica general Vanti	1T22
Volumen de ventas (Mm3)	647
Número de clientes	2.432.425
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

## Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°34 – Estado de Resultado

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
Distribución de gas natural	626	832	206	33,0
Transporte de gas natural	343	400	56	16,4
Transmisión de electricidad	164	196	32	19,3
Distribución de electricidad	100	124	24	23,6
<b>Total ingresos</b>	<b>1.234</b>	<b>1.552</b>	<b>318</b>	<b>25,8</b>
Distribución de gas natural	-440	-567	-127	28,9
Transporte de gas natural	-123	-146	-23	18,4
Transmisión de electricidad	-52	-66	-14	26,8
Distribución de electricidad	-59	-71	-12	20,0
<b>Total costos</b>	<b>-674</b>	<b>-850</b>	<b>-176</b>	<b>26,0</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>559</b>	<b>702</b>	<b>143</b>	<b>25,5</b>
Gastos administrativos y de operación	-177	-207	-30	16,8
Otros ingresos (gastos), neto	21	7	-14	-67,6
<b>Resultado de actividades operacionales</b>	<b>403</b>	<b>502</b>	<b>99</b>	<b>24,5</b>
Ingresos financieros	17	21	5	27,2
Gastos financieros	-155	-208	-52	33,5
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-170	8	178	-104,4
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	472	512	39	8,4
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>567</b>	<b>835</b>	<b>269</b>	<b>47,4</b>
Gasto por impuesto corriente	-88	-107	-19	21,1
Gasto por impuesto diferido	51	-18	-69	-134,7
<b>Utilidad neta</b>	<b>530</b>	<b>710</b>	<b>181</b>	<b>34,1</b>
Participación Controladora	502	671	169	33,6
Participación no Controladora	28	39	12	42,5

Tabla N°35 – Estado de Situación Financiera

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
<b>ACTIVOS</b>				
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.849	1.515	-335	-18,1
Inversiones	4	4	0	-2,1
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.237	1.222	-15	-1,2
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1.330	1.756	425	32,0
Inventarios	230	235	5	2,2
Activos por impuestos	141	203	62	43,7
Operaciones de coberturas	121	205	84	100,0
Otros activos no financieros	42	68	26	61,5
Activos clasificado como mantenidos para la venta	182	186	4	2,3
Total activos corrientes	5.137	5.393	256	5,0
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8.964	10.708	1.745	19,5
Propiedades, planta y equipo	12.937	12.991	54	0,4
Activos por derecho de uso	43	82	39	92,1
Propiedades de inversión	30	30	0	1,0
Inversiones	17	122	105	621,9
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	177	408	230	129,7
Crédito mercantil	295	292	-4	-1,2
Activos intangibles	5.738	6.428	691	12,0
Activos por impuestos	102	103	1	1,0
Activos por impuestos diferidos	2	2	1	56,0
Otros activos no financieros	21	0	-21	-100,0
Total activos no corrientes	28.325	31.166	2.842	10,0
Total activo	33.462	36.559	3.098	9,3
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>				
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Obligaciones financieras	379	787	407	107,3
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2.106	2.321	214	10,2
Obligaciones por arrendamientos	16	35	19	114,7
Cuentas por pagar a partes relacionadas	96	56	-40	-41,3
Instrumentos financieros derivados de cobertura	76	77	1	1,0
Beneficios a empleados	99	207	109	109,7
Provisiones	49	107	58	118,4
Ingresos recibidos por anticipados	18	41	23	123,3
Pasivo por impuestos	235	150	-85	-36,3
Otros pasivos no financieros	83	24	-59	-70,8
Total pasivos corrientes	3.158	3.805	647	20,5
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				

Obligaciones financieras	13.578	13.630	52	0,4
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	31	64	33	107,9
Obligaciones por arrendamientos	26	59	33	126,5
Pasivos por impuestos	0	0	0	100,0
Beneficios a empleados	161	107	-54	-33,5
Provisiones	428	373	-55	-12,8
Ingresos recibidos por anticipados	55	52	-3	-6,0
Pasivos por impuestos diferidos	1.813	2.189	376	20,7
Otros pasivos no financieros	21	0	-21	-100,0
Total pasivos no corrientes	16.112	16.472	361	2,2
Total pasivos	19.270	20.277	1.007	5,2
<b>PATRIMONIO</b>				
Capital emitido	492	492	0	0,0
Prima en colocación de acciones	838	838	0	0,0
Reservas	4.951	4.841	-109	-2,2
Resultados acumulados	4.234	6.022	1.788	42,2
Otro resultado integral	3.217	3.650	433	13,4
Total patrimonio de la controladora	13.732	15.843	2.111	15,4
Participación no controlada	460	439	-21	-4,6
Total patrimonio	14.192	16.282	2.090	14,7
Total pasivo y patrimonio	33.462	36.559	3.098	9,3

Tabla N°36 – Estado de Flujo de Efectivo

COP '000 de mm	1T21	1T22	Var	Var %
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:</b>				
Resultado del periodo	530	710	181	34,1
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:				
Impuesto corriente y diferido reconocido en resultados	37	125	88	237,6
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-472	-512	-39	8,4
Gastos financieros	155	208	52	33,5
Ingresos financieros	-17	-21	-5	27,2
Depreciación y amortización	160	188	27	17,1
Pérdida en venta o baja de activos fijos	1	0	-1	-88,0
Diferencia en cambio	170	-8	-178	-104,5
Provisiones (recuperaciones), neto	10	8	-2	-19,2
	575	698	123	21,4
<b>CAMBIOS NETOS EN ACTIVOS Y PASIVOS DE LA OPERACIÓN:</b>				
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	65	163	98	150,1
Inventarios	3	5	2	47,1
Otros activos no financieros	1	-1	-2	-210,2
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-56	-41	14	-25,7
Beneficios a empleados	-21	-32	-12	55,8
Provisiones	-51	-7	44	-85,6
Otros pasivos	-8	26	34	-443,4
Pasivos por derechos de uso	-3	-6	-3	75,4
Intereses por derechos de uso	0	0	0	-97,5
Impuestos pagados	-104	-120	-16	15,5
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	402	684	282	70,2
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:</b>				
Capitalizaciones a empresas asociadas	-5	-3	2	100,0
Dividendos recibidos	210	26	-184	-87,6
Intereses recibidos	6	5	-1	-18,4
Inversiones en activos financieros	601	-5	-606	-100,9
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-127	-232	-105	83,0
Adquisición de activos intangibles	-111	-287	-175	157,3
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	574	-496	-1.071	-186,4
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:</b>				
Dividendos pagados	0	-86	-86	100,0
Intereses pagados	-117	-132	-15	12,4
Préstamos recibidos	155	62	-93	-59,8
Préstamos pagados	-87	-113	-25	28,9
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	-50	-268	-218	436,5
Incremento (disminución) neto de efectivo	926	-81	-1.007	-108,7
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	72	-96	-168	-233,0
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO</b>	<b>851</b>	<b>1.692</b>	<b>840</b>	<b>98,7</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>1.849</b>	<b>1.515</b>	<b>-335</b>	<b>-18,1</b>





# Grupo Energía Bogotá

 @GrupoEnergiaBog

 @GrupoEnergiaBogota

 /GrupoEnergiaBogota

 Grupo Energía Bogotá

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

