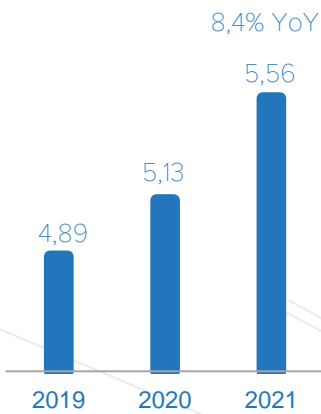
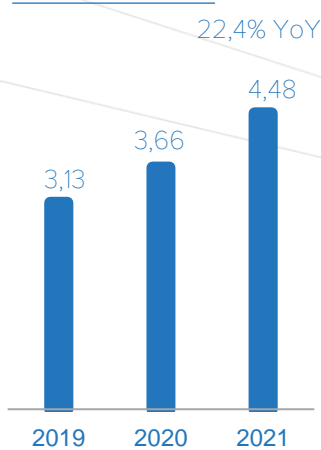
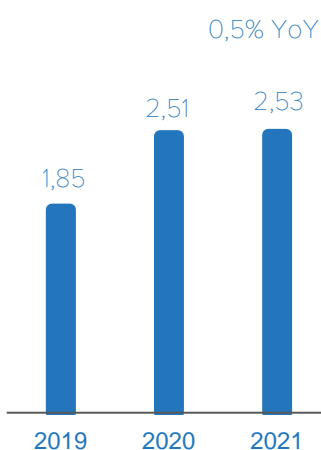


Cerramos un año retador con mejora en el perfil de dividendos y sólidos resultados en Perú.

Cifras anuales

COP bn

Ingresos

EBITDA

Utilidad Neta Controlada

AAA / BBB, Baa2
 Calificación GEB Nal / Intl

Crecimiento e innovación:

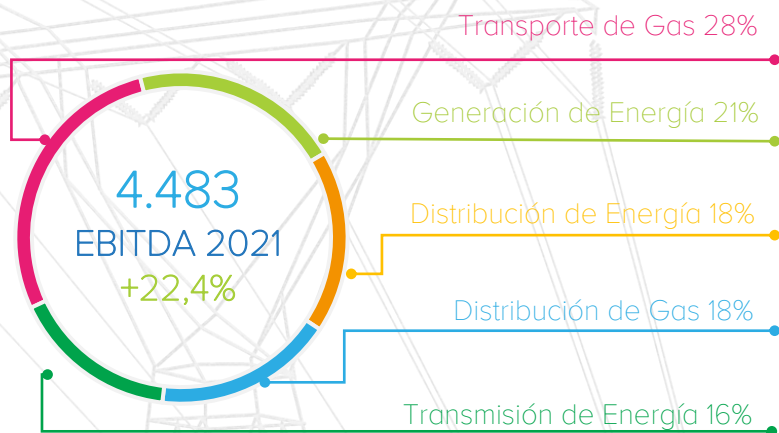
- i) Cerramos en Brasil la compra de Rialma III a través de Argo
- ii) Transmisión en Colombia pionera en la implementación de tecnología Smart Valve en la subestación Termocandelaria
- iii) Simplificación de la estructura corporativa mediante compra de las acciones de Perú Power Company por Dunas Energía

Mejora en el perfil financiero:

- i) Moody's afirmó la calificación crediticia internacional de GEB (Baa2) y actualizó la perspectiva de negativa a estable. Igualmente, ratificó las calificaciones de TGI (Baa3) y Cálidda (Baa2)
- ii) Prepago parcial del crédito sindicado por USD 130 mm

Reconocimientos:

- i) Programa de Excelencia en Abastecimiento por Chartered Institute of Procurement & Supply
- ii) GEB y TGI fueron incluidas en el S&P Sustainability Yearbook 2022
- iii) GEB y Cálidda entre las 100 empresas con mejor reputación corporativa del ranking Merco 2021.



	Ingresos	Utilidad Operacional	EBITDA	Utilidad Neta Controlada	Capex y Adquisiciones	
4Q21	1.574 14,0% YoY	490 -3,7% YoY	689 8,8% YoY	658 -19,7% YoY	USD 110 mm +16,5% YoY	
2021	5.559 8,4% YoY	1.796 -0,8% YoY	4.483 22,4% YoY	2.526 0,5% YoY	USD 333 mm -41,7% YoY	

(COP miles mm)

“Las cifras demuestran, una vez más, la estabilidad y solidez del Grupo y sus filiales, lo que brinda confianza al mercado sobre las perspectivas de nuestras compañías, la diversificación de sus negocios e incluso las nuevas perspectivas que se nos abrieron con nuestro socio Enel, que permitirá la creación de una compañía más grande, más diversificada y estable, que sin duda generará mayores y mejores resultados financieros que nos impulsarán a seguir mejorando vidas.”

Juan Ricardo Ortega
 Presidente Grupo Energía Bogotá

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 2021 GEB cerró con 4,3 millones de clientes en distribución de energía eléctrica y 3,8 millones de clientes en distribución de gas natural, al igual que totalizó con 15.581 Km de redes eléctricas, 13.341 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 4T20 y del 4T21 (3 meses).

Ingresos operacionales

Tabla N°1 – Ingresos por línea de negocio

COP '000 de mm	4T20	4T21	Var	Var %	2020	2021	Var	Var %
Distribución Gas Natural	649	896	247	38,1	2.361	3.008	647	27,4
Transporte Gas Natural	439	379	-61	- 13,8	1.683	1.440	-243	- 14,4
Transmisión Electricidad	183	182	-1	- 0,5	682	693	11	1,7
Distribución Electricidad	109	118	8	7,6	399	417	18	4,4
Total	1.381	1.574	194	14,0	5.126	5.559	433	8,4

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

Distribución de gas natural:

- Crece principalmente por los sólidos resultados de Cálida durante el 4T21 (+37,3%; +USD 59,0 mm t/t), impulsados principalmente por:
 - Incremento en ingresos pass through – gas, transporte y ampliación de la red (+USD 34,4 mm t/t) relacionados con la mayor ejecución de obras constructivas. Durante el trimestre se construyeron 715 km de redes de distribución.
 - Aumento en los ingresos por instalaciones internas¹ (+USD 12,8 mm t/t) y distribución y venta de gas natural (+USD 8,2 mm t/t) como resultado de nuevas conexiones (+74.174 en el 4T21) y aumento en la demanda de gas.
 - Mayores ingresos por otros servicios (+USD 3,5 mm t/t)
- El efecto cambiario de la conversión a pesos incrementó el crecimiento real de los ingresos en cerca de 8 pp, en línea con el incremento de la tasa de cambio promedio COP/ USD de COP 218 t/t.

Transporte de gas natural:

- Los ingresos de TGI en moneda funcional caen -18,6% (-USD 22.3 mm t/t). El comportamiento de los ingresos por tipos de cargo en el 4T21 fue el siguiente:
 - Los ingresos por capacidad correspondientes a cargos fijos en USD y AO&M (83,7% de los ingresos totales) disminuyeron USD -29,8 mm (-26,7% t/t) explicados por la no renovación de contratos del gasoducto Ballena Barranca y la modificación de contratos que tenían pareja de cargos 100%-0% por contratos con pareja de cargos 80%-20%.

¹ Incluye servicios de instalaciones internas, derechos de conexión y financiamientos.

- Los cargos variables en USD (13,5% de los ingresos totales) se incrementaron principalmente por: i) mayor capacidad transportada a través de contratos asociados a la pareja de cargos 80%-20%, de forma directa a través de la ruta contractual y a través de la modalidad de desvíos; y ii) el incremento del 11,5% del volumen promedio transportado que pasó de 477 MPCD en 4T20 a 532 MPCD en 4T21.
- Los otros ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios (2,8% de los ingresos totales) se incrementaron principalmente por recaudo de pérdidas de gas (USD 0,7 mm).
- El efecto cambiario de la conversión a pesos redujo la disminución real de los ingresos en cerca de 4,8 pp.

Transmisión electricidad:

- Los ingresos de la Sucursal de Transmisión en Colombia crecieron 10,4% t/t, principalmente por:
 - Incremento en los ingresos de activos de convocatoria (+9,4%; +COP 8,0 mil mm t/t) en línea con el comportamiento de la tasa de cambio promedio en el 4Q21 vs 4Q20.
 - Comportamiento los ingresos por activos de uso (+15,1%; +5,2 mil mm t/t) por la indexación natural al Índice de Precios al Productor (IPP) de oferta interna, cuyo promedio pasó de 124,4 en el 4T20 a 145,4 en el 4T21.
 - Aumento en COP 0,9 mil mm en las contribuciones (gravamen que se registra tanto en el ingreso como en el costo), cerrando el 4T21 en COP 22,3 mil mm.
- EBBIS presentó una disminución en los ingresos de USD 4,8 mm t/t por un ingreso extraordinario registrado durante el 4T20 por el reconocimiento de un diferencial en la ejecución de obras (USD 5 mm). El activo principal de esta compañía es el Anillo Pacífico Sur el cual se encuentra 100% en operación desde el 26 de octubre de 2018 y a la fecha ya se recaudó el peaje devengado causado entre el 2018 y 2019 por USD 8,5 mm. Por lo tanto, los ingresos fundamentales de EEBIS corresponden al peaje regulado los cuales presentaron un crecimiento anual del 6,1% en el 2021.

Distribución de electricidad:

- Los ingresos de ElectroDunas en su moneda funcional crecieron 13,9% comparado con el 4T20 principalmente por los mayores ingresos por venta de energía a clientes libres y regulados, ingresos por uso de infraestructura, nuevas conexiones y mantenimientos de medidores.
- El efecto cambiario de la conversión a pesos redujo en cerca de 6,4 pp el crecimiento real registrado en el período, en línea con la apreciación de la tasa de cambio promedio COP/ PEN del 5,4%.

Costos operacionales

Tabla N°2 – Costos por línea de negocio

COP '000 de mm	4T20	4T21	Var	Var %	2020	2021	Var	Var %
Distribución Gas Natural	440	620	181	41,1	1.640	2.113	473	28,8
Transporte Gas Natural	168	169	1	0,6	615	563	-52	- 8,5
Transmisión Electricidad	64	76	12	19,0	229	241	12	5,2
Distribución Electricidad	76	77	1	1,5	246	252	6	2,4
Total	747	942	195	26,1	2.730	3.168	439	16,1

El comportamiento de cada línea de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural:

- Principalmente en Cálidda (+40,2%; +USD 39,1 mm) por:
 - Incremento de los costos *pass through* – gas, transporte y ampliación de la red (+USD 34,4 mm), en línea con el comportamiento de los ingresos por este concepto.
 - Aumento de los costos por instalaciones internas (+USD 3,2 mm) y otros costos (+USD 1,5 mm) frente al 4T20 por mayor número de conexiones e incremento en la demanda.
- Efecto cambiario de la conversión a pesos incrementó la variación real de los costos en cerca de 2,8 pp.

Transporte de gas natural:

- TGI (-8,2%; -USD 3,7 mm t/t) principalmente por menores costos de D&A por efecto positivo del recálculo de la depreciación acumulada, reducción en los costos por servicios profesionales y otros costos principalmente en servicios informáticos y tecnológicos, contrarrestados parcialmente por mayores costos de mantenimiento asociados a la integridad de Gaseoductos y ejecución del plan de integridad mecánica de la infraestructura de la compañía.
- Efecto cambiario de la conversión a pesos explica la variación del 0,6% durante el 4T21.

Transmisión de electricidad:

- Principalmente por el comportamiento de los costos en la Sucursal de Transmisión en Colombia los cuales crecieron 16,7% en el 4T21 (+COP 8,4 mil mm t/t) por un mayor costo de servicios de personal por cambio en el esquema de provisiones del bono de desempeño, incremento en el nivel de depreciaciones en línea con la entrada en operación de los proyectos y mayores costos por contribuciones consistente con el comportamiento de los ingresos por este concepto.

Distribución de electricidad:

- Los costos en Electroductos en su moneda funcional se incrementaron 12,9% principalmente por mayores compras de energía como respuesta al aumento de consumo en el período.

Gastos administrativos y de operación

Tabla N°3 – Gastos administrativos por línea de negocio

COP '000 de mm	4T20	4T21	Var	Var %	2020	2021	Var	Var %
Distribución Gas Natural	99	162	63	63,1	347	398	51	14,7
Transporte Gas Natural	49	12	-37	- 75,7	120	119	-1	- 0,8
Transmisión Electricidad	60	86	26	43,2	225	253	28	12,4
Distribución Electricidad	19	19	0	0,3	67	65	-3	- 3,8
Total	227	279	51	22,5	760	835	75	9,9

El incremento durante el trimestre es explicado principalmente por el aumento en los gastos en la línea de distribución de gas natural por el cambio en el nivel de provisiones sobre la cartera de dos clientes en procesos jurídicos en Contugas (+ USD 12,9 mm) y mayores gastos de comercialización y servicios de personal en Cálidda (+USD 2,6 mm). De igual manera, en GEB individual los gastos crecieron (+COP 26,8 mil mm) por mayores gastos por honorarios, servicios públicos, impuestos, contribuciones, y otros gastos generales principalmente relacionados con gestión ambiental y social, gastos de administración de propiedad horizontal, entre otros.

Por su parte, en TGI se registró una disminución de USD 8,5 mm por recuperación de cartera provisionada en el 4T21 por USD 2,8 mm, menor nivel de contribuciones a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios por USD 2,2 mm y otras iniciativas enmarcadas en la estrategia de ahorro y eficiencia implementada por la compañía.

Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP 136, 5 mil mm, evidenciándose un incremento del 33,4% (+COP 34,2 mil mm) frente al 4T20 (COP 102,3 mil mm), como resultado de la recuperación de USD 33 mm en Contugas por análisis del deterioro asociado a la mejora en el perfil del negocio.

EBITDA consolidado ajustado²

Tabla N°4 – EBITDA consolidado por segmento

COP '000 de mm	4T20	4T21	Var	Var %	2020	2021	Var	Var %
Distribución Gas Natural	168	197	30	17,6	616	725	109	17,7
Transporte Gas Natural	333	289	-44	-13,2	1.349	1.172	-177	-13,1
Transmisión Electricidad	97	76	-21	-21,8	424	408	-16	-3,8
Distribución Electricidad	35	49	14	40,2	168	187	18	10,8
Otros	1	-1	-2	-188,9	2	0	-2	-123,3
Total controladas	633	610	-23	-3,7	2.559	2.491	-68	-2,6
Emgesa	0	0	0	-	453	920	467	103,0
Codensa	0	0	0	-	302	608	306	101,4
REP & CTM	0	79	79	100,0	210	316	106	50,6
Promigas	0	0	0	-	67	80	13	19,1
Vanti	0	0	0	-	62	60	-1	-2,4
EMSA	0	0	0	-	9	4	-5	-57,2
Argo	0	0	0	-	0	3	3	100,0
Total Asociadas	0	79	79	100,0	1.103	1.992	888	80,5
Total EBITDA	633	689	55	8,8	3.662	4.483	821	22,4

- Durante el 4T21, el 89,6% del EBITDA fue generado por las empresas controladas y el 11,4% restante corresponde a dividendos extraordinarios de ISA REP asociados al anticipo de dividendos del año 2021 y distribución de prima en colocación de acciones.
- Si bien TGI sigue representando una porción importante del EBITDA controlado (47%), Cálidda sigue ganando participación, aportando 31% al EBITDA del trimestre, seguido de GEB Individual con 10% y Grupo Dunas con el 8%.

Ingresos y Gastos Financieros

- Los ingresos financieros se disminuyeron en 22,6% al pasar de COP 19,6 mil mm en 4T20 a COP 15,2 mil mm en 4T21, por menores rendimientos producto de la reducción del saldo en inversiones (-COP 570,0 mil millones t/t), principalmente en GEB Individual.
- Los gastos financieros se incrementaron 10,6% (COP 17,3 mil mm) cerrando en COP 179,5 mil mm, como consecuencia de la indexación de algunos créditos a IPC el cual se incrementó en

² Incluye los dividendos de las compañías asociadas y negocios conjuntos.

249% al pasar de 1,61% al cierre del 4T20 a 5,62% en el 4T21, sumado al incremento de la tasa de cambio promedio COP/ USD de COP 218 t/t.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio pasó de un ingreso de COP 250,9 mil mm en 4T20 a uno de COP 39,1 mil mm en 4T21, una disminución de -84,4%, particularmente en GEB individual (-COP 172,0 mil mm) por la devaluación del COP/USD en el trimestre de 4% vs una revaluación de 12% en el 4T20.

Método de Participación

Tabla N°5 – Método de participación

COP '000 de mm	4T20	4T21	Var	Var %	2020	2021	Var	Var %
Emgesa	167	230	63	37,5	665	886	222	33,3
Codensa	111	140	29	26,2	436	508	72	16,6
Argo	6	13	7	125,8	87	101	14	15,9
Promigas	76	44	-33	- 42,9	173	175	2	1,0
CTM	22	24	2	9,9	88	94	6	7,0
REP	15	22	7	46,6	69	81	12	17,0
Vanti	11	18	7	62,3	61	69	8	13,2
Negocios Conjuntos	2	-2	-4	- 172,3	19	77	59	311,9
EMSA	1	3	2	160,7	5	9	4	89,4
Ágata	0	-3	-3	100,0	0	-3	-3	100,0
Total	411	488	77	18,7	1.602	1.998	396	24,7

El método de participación se incrementó por el aporte positivo de la mayoría de las compañías, destacándose Emgesa y Codensa por los resultados de estas compañías durante el 2021, cerrando con incrementos en utilidad neta del orden del 33% y 17% a/a respectivamente.

Lo anterior, fue principalmente contrarrestado por la disminución del EBITDA de Promigas como resultado de la aplicación obligatoria de la NIIF-15 en Gases el Pacífico y Gases del Norte de Perú en el 2020, así como mayores costos y gastos derivados de la normalización de actividades, y mayores gastos financieros por incremento en tasas de interés.

Utilidad neta

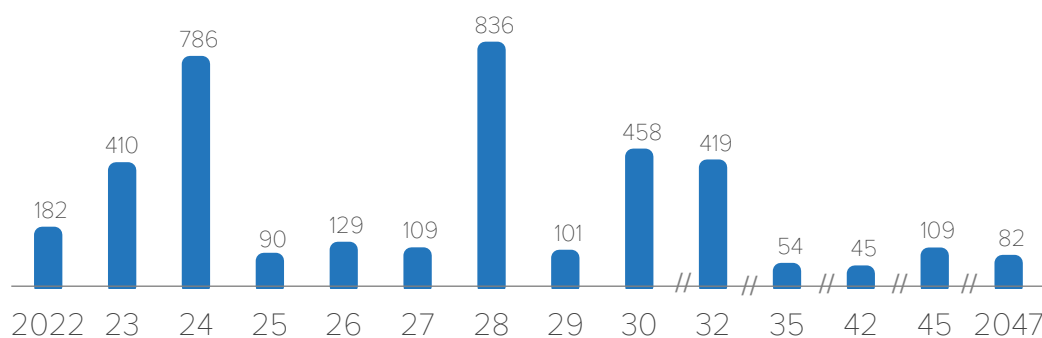
- El impuesto corriente pasó de un gasto de COP 102,7 mil mm en 4T20 a uno de COP 109,2 mil mm en 4T21, un incremento de 6,3% principalmente por Cálida (+COP 21,1 mil mm) y GEB Individual (+COP 1,5 mil mm) compensado por EEB gas (-COP 7,1 mil mm), y TGI (-COP 6,4 mil mm) y EEBIS (-COP 2,5 mil mm) en línea con el comportamiento de sus ingresos.
- El impuesto diferido pasó de un gasto de COP 78,2 mil mm en 4T20 a uno de COP 42,3 mil mm en 4T21, una disminución de COP 35,8 mil mm, principalmente en GEB individual (-COP 57,0 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. Por otra parte, el efecto sobre el impuesto diferido por la ley 2155 de 2021 fue reconocido directamente en las utilidades retenidas en

el patrimonio de acuerdo con las disposiciones del decreto 1311 de 2021 sin afectar los resultados del período.

- La utilidad neta consolidada del 4T21 fue COP 701,4 mil mm, una disminución de 17,2% frente al mismo periodo de 2020 (COP 847,6 mil mm). La participación controlada se ubicó en COP 658,2 mil mm (-19.7%) y la no controlada en COP 43,2 mil mm (+57,3%).

Perfil de deuda

Gráfica N°1 – Dic-21 USD 3.809 mm



Respecto al comportamiento de la deuda en cada una de las empresas que consolidan se destaca lo siguiente:

- GEB
 - Dic-21: prepago parcial del crédito sindicado por USD 130 mm y terminación parcial y anticipada de la cobertura por el mismo valor.
- Cálidda:
 - Dic-21: primer desembolso por USD 100 mm del financiamiento sostenible aprobado por Scotiabank por USD 200 mm en total, con vencimiento en 2026 (tasa variable Libor 3M + 2,25%) para la refinanciación de obligaciones de corto plazo y expansión del sistema de distribución.
 - Dic-21: firma de un préstamo sindicado con un grupo de bancos liderados por BBVA y BofA hasta por USD 350 mm.
- TRECSA y EEBIS
 - Nov-21: desembolso de préstamo transitorio con el BAC por USD 143 mm para refinanciar las obligaciones inicialmente contratadas con el Deutsche Bank.

Tabla N°6 – Clasificación de la deuda y ratios

COP '000 de mm	2020	2021	Var	Var %
EBITDA UDM	3.662	4.483	821	22,4
Deuda total neta	11.526	13.428	1.902	16,5
Deuda total bruta	12.952	15.124	2.172	16,8
Gastos financieros neto UDM	577	603	26	4,5
Deuda total neta / EBITDA	3,2x	3,0x	-0,2x	- 4,8
EBITDA / Gastos financieros neto	6,3x	7,4x	1,1x	17,2

CAPEX

El CAPEX ejecutado durante el 4T21 fue USD 110 mm, USD 15,6 mm adicionales en comparación al 4T20, concentrándose principalmente en Cálidda con el 46,1% (USD 51,0 mm), seguido por la Sucursal de Transmisión en Colombia con el 34,9% (USD 38,5 mm), Grupo Dunas con 6,4% (USD 7,1 mm) y TGI con el 5,3% (USD 5,8 mm).

Tabla N°7 – CAPEX ejecución y proyección anual³

USD mm	2021	2022P	2023P	2024P	2025P	2022P - 2025P
Transmisión	108	116	183	167	127	593
TGI	27	45	30	14	15	104
Cálidda	150	107	57	11	5	180
Contugas	4	6	6	2	1	15
Trecca y EEBIS	26	52	50	2	2	106
Grupo Dunas	18	33	23	20	18	93
Subtotal	333	358	349	215	167	1.090
Otros proyectos	-	-	30	30	30	90
Total	333	358	379	245	197	1.180

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.

- GEB ingresó al Índice de Sostenibilidad del Dow Jones (DJSI) en Mercados Emergentes y Mercado Integrado Latinoamericano (MILA) por su alto desempeño en la gestión de los aspectos sociales, ambientales, económicos y de gobierno corporativo, ubicándose en el cuarto lugar a nivel mundial en la industria de *Gas Utilities*.
- GEB y TGI fueron incluidas en el Anuario de Sostenibilidad del 2022 (*Sustainability Yearbook 2022*) de la firma S&P Global. Además, GEB logró ser reconocido como “impulsor de la industria” por su mejora significativa en el desempeño de sostenibilidad comparado con el año anterior y TGI hizo parte de las 89 empresas que recibieron la distinción en la categoría plata por su puntaje sobresaliente en la industria de almacenamiento y transporte para petróleo y gas.

Ambiental y Social

En Colombia la sucursal de Transmisión formó 210 líderes en participación ciudadana contribuyendo así al desarrollo de los territorios donde opera. Por otra parte, GEB en alianza con TGI y el Ministerio de Educación entregó una moderna aula solar interactiva contribuyendo a la reducción de brechas educativas de más de 300 estudiantes de la zona rural del municipio de Palestina, Caldas del área de influencia del proyecto Refuerzo Suroccidental 500kV. Finalmente, se unió a la sembratón de árboles en los departamentos de La Guajira y Cesar, jornadas promovidas por las Corporaciones Autónomas Regionales CorpoGuajira y CorpoCesar que buscan contribuir a la meta del Gobierno Nacional de sembrar 180 millones de árboles a 2022.

³ Las proyecciones son estimaciones que pueden variar en el futuro por cambio en los supuestos incorporados para su cálculo.

En Perú, Cálidda implementó un sistema de atrapanieblas en las lomas de Villa María para la captura de agua para el riego de 700 árboles existentes y el cultivo de 500 plantas que reforestarán hasta 10 hectáreas de la zona. Por otra parte, a través del Programa Emisiones GEI Evitadas en los distritos de Lima y Callao, las municipalidades de Ate e Independencia certificaron su reducción de emisiones gracias al cambio de su matriz energética hacia el gas natural abastecido por Cálidda. Adicionalmente, con el Programa Voluntades, esta compañía apoyó la creación de dos emprendimientos que impactarán la calidad de vida de 200 personas.

Contugas recibió el reconocimiento del Ministerio del Ambiente de Perú por el cálculo de sus emisiones a través de la herramienta Huella de Carbono Perú, igualmente logró la certificación de la verificación de la huella de carbono en 2019 y 2020 por la organización internacional AENOR.

Finalmente, Electrodunas recibió reconocimiento en cambio climático por la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE) por su proyecto de construcción y puesta en servicio de la central fotovoltaica y su liderazgo y compromiso para combatir el cambio climático a través de energías renovables no convencionales.

Gobernanza

Governance Consultants, asesor externo del GEB, presentó al Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad en sesión extraordinaria del 17 de noviembre la metodología de evaluación y autoevaluación de la Junta Directiva y sus Comités para el 2021. Dicha metodología está conformada por 3 componentes; (i) autoevaluación, (ii) evaluación por la Alta Gerencia y, (iii) evaluación por pares.

Como muestra del compromiso de la alta dirección en el desarrollo transparente y ético de las actividades del Grupo en los países donde opera, el 9 de diciembre la Junta Directiva se capacitó en temas de integridad y cumplimiento. En dicha sesión se hizo referencia a las prohibiciones, obligaciones, expectativas, y mejores prácticas de las leyes internacionales sobre anticorrupción, con particular enfoque en aquellas que pudiesen aplicar al GEB, sus subsidiarias y filiales, así como las responsabilidades asociadas de la Junta Directiva.

La Vicepresidencia Jurídica y de Cumplimiento del GEB inició el proceso de diligenciamiento de la Encuesta Código País, con el objetivo de divulgar a los diferentes grupos de interés, el estado de implementación de las mejores prácticas en materia de gobierno corporativo contenidas en la Circular 028 de 2004 de la Superintendencia Financiera de Colombia (también conocido como Código País).

Actualización Regulatoria durante el 4T21

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 099/21	Se resuelven las solicitudes hechas por TGI para la aplicación del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010 en los gasoductos y estaciones de compresión que cumplieron su vida útil normativa	Transporte Gas Natural	Definitiva	Ver más
	CREG 174/21	Se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional	Varios	Definitiva	Ver más
	CREG 175/21	Se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural	Transporte Gas Natural	Definitiva	Ver más
	CREG 189/21	Se modifican las disposiciones temporales establecidas con motivo del evento ocurrido en el municipio de Mocoa, departamento del Putumayo, el 31 de marzo de 2017	Transmisión Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 206/21	Por la cual se modifican las disposiciones relacionadas con la participación en los procesos de selección para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional	Transmisión Energía	Proyecto	Ver más
	CREG 214/21	Prórroga de las fórmulas para el cálculo de los subsidios aplicables al consumo de energía eléctrica y gas combustible por red de tubería de los usuarios residenciales de estrato 1 y 2	Varios	Definitiva	Ver más
	CREG 215/21	Se modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018	Distribución Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 223/21	Se establece la oportunidad en que se asignarán las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para los períodos comprendidos entre diciembre 1 de 2023 a noviembre 30 de 2024, y diciembre 1 de 2024 a noviembre 30 de 2025	Generación Energía	Proyecto	Ver más
	CREG 231/21	Se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TGI contra la Resolución CREG 099 de 2021	Transporte Gas Natural	Definitiva	Ver más
Perú	Proyecto de Ley No. 679-2021	Medidas para impulsar la masificación del gas natural	Distribución Gas Natural	Proyecto	Ver más

Resultados Compañías Controladas



Tabla N°8 – Indicadores financieros GEB Transmisión

COP '000 de mm	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos	143	157	10,4	570	598	5,0
Utilidad bruta	92	98	6,5	391	406	3,8
EBITDA	88	101	14,6	387	411	6,1
Margen EBITDA	62%	64%	2,4pp	68%	69%	0,7pp
Utilidad operacional	86	89	3,2	362	372	2,7

Tabla N°9 Ingreso por tipo de activo

COP '000 de mm	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Activos de Uso	34	40	15,1	136	150	9,8
Activos de Convocatoria	85	93	9,4	345	355	2,9
Proyectos Privados	2	3	35,5	8	10	20,0
Contribuciones	21	22	4,1	81	84	4,2
Total	143	157	10,4	570	598	5,0

- Se inauguró el Centro de Control de Respaldo como parte del programa de continuidad del negocio.
- Entró en operación la interconexión eléctrica La Reforma – San Fernando 230 kV que enlaza una parte importante de la infraestructura productiva del Meta con el Sistema de Transmisión Nacional (STN).
- Se energizó los compensadores tipo serie – Smart Valve en la Subestación Termocandelaria, en Cartagena, posicionando a GEB como pionero de esta tecnología en Colombia.
- El Ministerio de Minas y Energía
 - Resolución 30339 de 2021, por la cual se resuelve la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto "Subestación Quimbo (Tesalia) 230 kV y líneas de transmisión asociadas objeto de la Convocatoria Pública UPME-05-2009", otorgando 226 días calendario, la nueva fecha de puesta en operación es el 26 de mayo de 2022.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):
 - Comunicación GEB-0500-09077-2021-E informando la actuación administrativa iniciada con fundamento en la solicitud de actualización del ingreso anual de la actividad de transmisión del GEB por la reconfiguración de la subestación Renacer 230 kV.
 - Publicación de las Circulares 088 y 090 de 2021, mediante las cuales se realizó la invitación a la presentación de estudio sobre las actualizaciones de las unidades constructivas de transmisión y se publicó el resultado del estudio mencionado.

Tabla N°10 – Panorámica general GEB Transmisión

	2021
Disponibilidad de la infraestructura	99,9%
Compensación por indisponibilidad	0,013%
Cumplimiento programa mantenimiento	100,0%
Participación en la actividad de transmisión	19,9%

Tabla N°11 – Estatus proyectos GEB Transmisión

	Avance	Ingresos Anuales Estimados USD mm	Fecha Oficial Puesta en Operación(*)
Proyectos UPME			
Tesalia 230 kv	89,4%	10,9	2T22
La Loma STR 110 kv	72,3%	7	2T22
Refuerzo Suroccidental 500 kv	60,7%	24,4	1T22
Chivor II 230 kv	55,8%	5,5	1T22
Sogamoso Norte 500 kv	41,6%	21,1	1T22
Colectora 500 kv	24,4%	21,5	4T22
Río Córdoba–Bonda 220kv	6,6%	1,2	4T23
Proyectos Privados		10,8	

*No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente



Tabla N°12 – Indicadores financieros TGI

USD '000	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos	119.881	97.597	- 18,6	455.769	384.733	- 15,6
Utilidad operacional	59.689	49.677	- 16,8	255.405	208.649	- 18,3
EBITDA	88.211	71.971	- 18,4	351.533	300.754	- 14,4
Margen EBITDA	73,6%	73,7%	0,2 pp	77,1%	78,2%	1,0 pp
Utilidad neta	43.672	24.485	- 43,9	150.786	100.415	- 33,4
Deuda total bruta / EBITDA	3,2x	3,8x				
EBITDA / Gastos financieros	5,0x	2,0x				

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 23 | 21: BBB, estable

Moody's – Calificación Bono – Sep. 9 | 21: Baa3, estable

- Eficiencia: i) Ahorro en Opex de USD 20 mm (USD 11 mm recurrente) en 2021. ii) Ingresos, EBITDA y Utilidad neta cierran 2021 sobre los estimados revelados a inicio de año. Esto gracias a una activa gestión comercial, eficiencias en costos y gastos y mejores resultados de Contugas.
- Expansión: i) Nuevos ingresos de USD 13,6 mm por contrataciones adicionales en Intradiario, Parqueo (almacenamiento temporal) y desvíos ii) Incremento de demanda de 12,6 MPCD (millones pies cúbicos días) a través de iniciativas como 5 proyectos industriales y la incorporación de 650 vehículos dedicados.
- Transformación: i) Estructuración y aprobación de un portafolio de iniciativas de digitalización e innovación para lograr a partir de 2023+ incrementar el EBITDA con analítica de datos para la eficiencia operacional y nuevos negocios a futuro en Biogás e Hidrogeno.
- Regulación: i) Definición de temas regulatorios relevantes para el negocio a través de Resolución 099 y Resolución 175. Se busca con el regulador el reconocimiento del costo de coberturas por cambio de moneda.

Tabla N°13 – Panorámica general TGI	2021
Volumen transportado – Promedio Mpcd	516
Capacidad contratada en firme – Mpcd	562



Tabla N°14 – Indicadores financieros Cálidda

USD '000	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos	157.880	216.835	37,3	571.055	746.753	30,8
Ingresos ajustados*	73.812	98.391	33,3	250.001	332.013	32,8
Utilidad operacional	32.902	47.611	44,7	121.281	161.745	33,4
EBITDA	41.863	57.395	37,1	155.816	199.096	27,8
Margen EBITDA - Ingresos	26,5%	26,5%	0,0 pp	27,3%	26,7%	-0,6 pp
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	56,7%	58,3%	1,6 pp	62,3%	60,0%	-2,4 pp
Utilidad neta	18.864	28.024	48,6	69.542	95.696	37,6
Deuda total bruta / EBITDA	3,8x	3,8x				
EBITDA / Gastos financieros	6,7x	9,0x				

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

- Se lanzó la campaña masiva “Peruanos Imparables” para resaltar los principales beneficios del gas natural en medios digitales, televisión y radio.
- Se amplió el Centro de Servicio al Cliente de San Miguel y se implementó un showroom de ventas.
- Cálidda es reconocida como una de las mejores empresas para trabajar en Perú por la firma *Great Place to Work*.

Tabla N°15 – Panorámica general Cálidda	2.021
Clientes acumulados	1.300.122
Clientes potenciales	1.362.799
Extensión total de la red (Km)	14.407
Volumen facturado (Mpcd)	753
Penetración de la red (%)	95,4%



Tabla N°16 – Indicadores financieros Contugas

USD '000	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos	23.537	19.578	- 16,8	82.852	80.446	- 2,9
Utilidad Bruta	14.340	11.024	- 23,1	45.801	46.471	1,5
Margen bruto	60,9%	56,3%	-4,6 pp	55,3%	57,8%	2,5 pp
Utilidad operacional	22.863	16.246	- 28,9	21.801	26.684	22,4
EBITDA	10.325	7.548	- 26,9	32.643	34.201	4,8
Margen EBITDA	43,9%	38,6%	-5,3 pp	39,4%	42,5%	3,1 pp
Utilidad neta	19.560	14.885	- 23,9	10.151	17.475	72,1

- MINEM aprobó el Plan Quinquenal de inversiones 2022-2026
- Firma de contrato de transporte con TGP por 3 Mpcd.

Tabla N°17 – Panorámica general Contugas 2021

Número de clientes	69.051
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)	590
Volumen transportado acumulado (Mpcd)	8.150
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	159
Longitud de la red (km) distribución + transporte	1.783



Tabla N°18 – Indicadores financieros ElectroDunas

USD '000	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos	30.538	31.065	1,7	111.298	114.215	2,6
Utilidad Bruta	12.833	12.879	0,4	48.952	49.941	2,0
Margen Bruto	42,0%	41,5%	-0,6 pp	44,0%	43,7%	-0,3 pp
Utilidad operacional	6.172	6.582	6,7	22.687	25.771	13,6
Margen operacional	20,2%	21,2%	1,0 pp	20,4%	22,6%	2,2 pp
EBITDA	7.553	7.849	3,9	28.543	30.733	7,7
Margen EBITDA	24,7%	25,3%	0,5 pp	25,6%	26,9%	1,3 pp
Utilidad neta	3.015	3.506	16,3	10.218	12.641	23,7

- Durante el 4T21 el Capex totalizó USD 4.776 mm.

Tabla N°19 – Panorámica general ElectroDunas 2021

Venta de Energía de ELD	1.136.802
Venta de energía a clientes propios (GWh)	749.528
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	387.274
Compra de energía y generación propia (MWh)	892.572



Tabla N°20 – Indicadores financieros Perú Power Company

USD '000	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos	2.008	1.791	-10,8	8.258	7.445	-9,8
Utilidad operacional	1.232	974	-21,0	5.931	5.262	-11,3
Margen operacional	61,4%	54,3%	-7,0 pp	71,8%	70,7%	-1,1 pp
EBITDA	1.885	1.683	-10,7	7.901	7.020	-11,2
Margen EBITDA	93,9%	93,9%	0,1 pp	95,7%	94,3%	-1,4 pp
Utilidad neta	842	557	-33,9	3.641	3.235	-11,1

- Durante el 4T21 el Capex totalizó USD 1.459 mm.



Tabla N°21 – Indicadores financieros Cantalloc

USD '000	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos	2.568	2.889	12,5	8.530	10.655	24,9
Utilidad operacional	284	161	-43,4	812	1.150	41,7
Margen operacional	11,0%	5,6%	-5,5 pp	9,5%	10,8%	1,3 pp
EBITDA	329	213	-35,3	997	1.330	33,3
Margen EBITDA	12,8%	7,4%	-5,4 pp	11,7%	12,5%	0,8 pp
Utilidad neta	137	75	-45,4	397	667	68,1



Tabla N°22 – Indicadores financieros Trecsa

USD '000	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos	4.733	4.501	- 4,9	18.833	18.095	- 3,9
Utilidad bruta	3.193	3.370	5,5	13.887	13.929	0,3
EBITDA	1.415	2.112	49,2	9.258	9.609	3,8
Margen EBITDA	29,9%	46,9%	17,0 pp	49,2%	53,1%	3,9 pp
Utilidad neta	-1.668	-2.967	77,9	-2.780	-3.184	14,5

- El Ministerio de Energía y Minas reconoció sobrecostos por fuerzas mayores y servidumbres por USD 13.6 mm, lo que representa un ajuste del cánon de USD 1,71 mm. Así mismo, resolvió aprobar la ubicación geográfica para la construcción de la Subestación Modesto Méndez en el departamento de Izabal.
- Se finalizaron las pruebas de energización del Reactor ubicado en la Subestación Chiantla.

Resultados Compañías No Controladas

emgesa

Tabla N°23 – Indicadores financieros de Emgesa

COP '000 de mm	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos operacionales	1.053	1.289	22,4	4.281	4.727	10,4
Margen de contribución	663	859	29,6	2.758	3.195	15,9
EBITDA	585	791	35,2	2.489	2.955	18,7
Margen EBITDA	55,5%	61,3%	5,8 pp	58,1%	62,5%	4,4 pp
EBIT	520	728	39,9	2.243	2.704	20,5
Utilidad neta	325	462	42,1	1.283	1.712	33,4

- Emgesa alcanzó un margen de contribución de 3,2 bn; un resultado excepcional, aún cuando se presentó una menor generación de energía por los altos aportes hídricos, que implicaron bajos precios en el mercado spot a lo largo del año. Los resultados positivos estuvieron apalancados en: i) mayores precios en contratos por efecto del incremento del IPP, aunado a un mayor volumen de venta, tanto en el mercado mayorista como en el mercado no regulado, ii) menores costos de combustibles por disminución de la generación térmica, y iii) ingreso extraordinario de más de COP 35,6 mil mm por la venta de bonos de carbono obtenidos tras la certificación de las centrales El Quimbo, Darío Valencia Samper, el Salto II, Tequendama y Guavio Menor.
- Mantiene la primera posición en Colombia en términos de capacidad instalada neta, con una participación del 19,9% del Sistema Interconectado Nacional.

Tabla N°24 – Panorámica general Emgesa

	2021
Generación total Colombia (MW)	73.934
Generación Emgesa (Gwh)	13.112
Ventas totales (Gwh)	17.589
Disponibilidad de plantas (%)	88,8
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51,5% correspondiente a: 37,4% acciones ordinarias y 14,1% preferenciales sin derecho a voto

Tabla N°25 - Transacciones de Generación - Ventas

	2020	2021	Var %
Total Ventas (GWh)	17.539	17.589	0,3
Contratos (GWh)	14.330	14.933	4,2
Spot (GWh)	3.209	2.656	-17,2
Total Generación (GWh)	14.009	13.112	-6,4
Compras Contratos (GWh)	612	745	21,7
Compras Spot (GWh)	3.077	3.831	24,5

codensa

Tabla N°26 – Indicadores financieros Codensa

COP '000 de mm	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos operacionales	1.512	1.734	14,7	5.714	6.389	11,8
Margen de contribución	643	689	7,1	2.441	2.601	6,5
EBITDA	474	551	16,2	1.882	2.088	11,0
Margen EBITDA	31,4%	31,8%	0,4 pp	32,9%	32,7%	-0,3 pp
EBIT	370	406	9,9	1.392	1.579	13,4
Utilidad neta	216	268	24,1	843	982	16,6

- El margen de contribución ascendió a COP 2,6 bn, producto de la incorporación de nuevos activos a la base regulatoria, como resultado del plan de inversiones enfocado en la modernización de la red para el mejoramiento de la calidad del servicio, así como recuperación de la demanda de energía en línea con la reactivación económica del país, impacto positivo por indexación de la tarifa acorde a la regulación vigente y mayor margen de los productos de valor agregado.
- Codensa puso a disposición de Bogotá cuatro patios de recarga para los buses eléctricos del SITP.
- Disminuyó en 8,5% la frecuencia de las interrupciones del servicio por cliente (SAIFI) y en 12,5% la duración de dichas interrupciones (SAIDI).

Tabla N°27 – Panorámica general Codensa

2021

Número de clientes	3.703.594
Participación de mercado (%)	20,9
Demanda energía nacional (Gwh)	73.732
Demanda zona Codensa (Gwh)	15.793
Índice de pérdidas (%)	7,5
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51,3% correspondiente a: 36,4% acciones ordinarias y 14,9% preferenciales sin derecho a voto



Tabla N°28– Indicadores financieros CTM

USD '000	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos	53.109	53.046	- 0,1	207.999	211.309	1,6
Utilidad operacional	33.581	32.845	- 2,2	131.360	135.510	3,2
EBITDA	47.414	47.849	0,9	187.623	191.218	1,9
Margen EBITDA	89,3%	90,2%	0,9 pp	90,2%	90,5%	0,3 pp
Utilidad neta	15.448	15.346	- 0,7	59.985	62.677	4,5
Deuda neta / EBITDA	5,4x	5,3x				
EBITDA / Gastos financieros	4,5x	4,1x				

- Designación de Augusto Arias Hernández como Director Titular de CTM.

Tabla N°29 – Panorámica general CTM 2021

Demanda del mercado (Gwh)	4.613
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,4
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	78,2
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.378
Control	ISA
Participación de GEB	40%



Tabla N°30 – Indicadores financieros REP

USD '000	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos	42.112	46.945	11,5	167.720	176.751	5,4
Utilidad operacional	17.102	22.717	32,8	79.176	86.962	9,8
EBITDA	28.303	32.448	14,6	121.722	128.208	5,3
Margen EBITDA	67,2%	69,1%	1,9pp	72,6%	72,5%	0,0pp
Utilidad neta	9.722	14.444	48,6	46.208	54.165	17,2
Deuda neta / EBITDA	2,2x	2,4x				
EBITDA / Gastos financieros	10,8x	10,7x				

- Moody's y Apoyo & Asociados ratificaron la calificación crediticia en AAA.pe con perspectiva estable.
- Designación de Augusto Arias Hernández como Director Titular de REP.

Tabla N°31 – Panorámica general REP 2021

Disponibilidad de la infraestructura (%)	99
Cuota de mercado (%)	27
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	73
Líneas de transmisión o Red (Km)	6.322
Control	ISA
Participación de GEB	40%



Tabla N°32 – Indicadores financieros Argo

BRL mm	4T20	4T21	Var %
Ingresos	852	197	- 76,9
EBITDA	151	13	- 91,5
Margen EBITDA	17,8%	6,5%	-11,2 pp
Utilidad neta	461	54	- 88,4
Margen Neto	54,2%	27,3%	-26,9 pp

- Emisión de deuda de BRL 200 mm para financiar la adquisición de Rialma (Argo 4).



Tabla N°33 – Indicadores financieros Promigas

COP '000 de mm	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos	1.597	1.450	-9,2	4.798	5.182	8,0
EBITDA	781	502	-35,7	1.905	1.976	3,7
Margen EBITDA	48,9%	34,6%	-14,3 pp	38,1%	38,1%	0,0 pp
Utilidad operacional	709	398	-43,9	1.652	1.611	-2,5
Margen Operacional	44,4%	27,4%	-17,0 pp	34,4%	31,1%	-3,4 pp
Utilidad neta	501	265	-47,1	1.137	1.099	-3,4
Margen neto	31,4%	18,3%	-13,1 pp	23,7%	21,2%	-2,5 pp

- Se inauguró el primer parque de autogeneración a gran escala en la región de Caribe Colombiano, que cuenta con tecnología de seguidores solares, sistema de última generación que garantiza mayor producción de energía frente a los sistemas tradicionales.
- Promigas firmó la carta de expresión de interés para explorar proyectos e inversiones alineadas con la Hoja de Ruta del Hidrógeno del país. Actualmente se encuentra trabajando en la estructuración de dos pilotos de implementación de hidrógeno como energético en áreas afines al negocio, uno de ellos con entrada en operación en 2022.
- Mejoró 7 puestos en el ranking de Merco del 2021 y ocupó la cuarta posición a nivel sectorial.
- La calificadora de riesgo Moody's afirmó calificación internacional en Baa3 con perspectiva estable.

Tabla N°34 – Panorámica general Promigas

	2021
Red de gasoductos (Km)	3.288
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1.153
Capacidad contratada (Mpcd)	885
Usuarios acumulados	5.400.000
Participación de GEB	15,2%

vanti ✓

Tabla N°35– Indicadores financieros Vanti

COP '000 de mm	4T20	4T21	Var %	2020	2021	Var %
Ingresos	673	777	15,5	2.655	2.947	11,0
Utilidad operacional	61	67	10,6	303	337	11,3
EBITDA	70	78	11,2	350	382	9,0
Margen EBITDA	10,5%	10,1%	-0,4pp	13,2%	13,0%	-0,2pp
Utilidad neta	45	53	18,8	243	275	13,2
Deuda neta / EBITDA UDM	1,3x	1,5x				
EBITDA / Gastos financieros UDM	3,0x	3,9x				

- El 17 Nov-21 se pagó la tercera cuota de cuatro dividendos del año 2020.

Tabla N°36 – Panorámica general Vanti

	2021
Volumen de ventas (Mm3)	2.359
Número de clientes	2.420.534
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°37 – Estado de Resultados

COP '000 de mm	4T20	4T21	Var	Var %	2020	2021	Var	Var %
Distribución de gas natural	649	896	247	38,1	2.361	3.008	647	27,4
Transporte de gas natural	439	379	-61	-13,8	1.683	1.440	-243	-14,4
Transmisión de electricidad	183	182	-1	-0,5	682	693	11	1,7
Distribución de electricidad	109	118	8	7,6	399	417	18	4,4
Total ingresos	1.381	1.574	194	14,0	5.126	5.559	433	8,4
Distribución de gas natural	-440	-620	-181	41,1	-1.640	-2.113	-473	28,8
Transporte de gas natural	-168	-169	-1	0,6	-615	-563	52	-8,5
Transmisión de electricidad	-64	-76	-12	19,0	-229	-241	-12	5,2
Distribución de electricidad	-76	-77	-1	1,5	-246	-252	-6	2,4
Total costos	-747	-942	-195	26,1	-2.730	-3.168	-439	16,1
Utilidad bruta	634	633	-1	-0,2	2.396	2.391	-6	-0,2
Gastos administrativos y de operación	-227	-279	-52	22,9	-759	-835	-76	10,0
Otros ingresos (gastos), neto	102	137	34	33,4	173	240	67	38,6
Resultado de actividades operacionales	509	490	-19	-3,7	1.810	1.796	-15	-0,8
Ingresos financieros	20	15	-4	-22,6	85	77	-9	-10,4
Gastos financieros	-162	-180	-17	10,6	-664	-673	-8	1,3
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	251	39	-212	-84,4	178	-86	-264	-148,2
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	411	488	77	18,7	1.602	1.998	396	24,7
Ganancia antes de impuestos	1.028	853	-175	-17,1	3.012	3.112	99	3,3
Gasto por impuesto corriente	-103	-109	-6	6,3	-409	-404	5	-1,3
Gasto por impuesto diferido	-78	-42	36	-45,9	14	-39	-52	-383,2
Utilidad neta	848	701	-146	-17,2	2.617	2.669	52	2,0
Participación Controladora	820	658	-162	-19,7	2.514	2.526	11	0,5
Participación no Controladora	27	43	16	57,3	102	143	41	39,9

Tabla N°38 – Estados Consolidados de Situación Financiera

COP '000 de mm	2020	2021	Var	Var %
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes de efectivo	851	1.692	840	98,7
Inversiones	574	4	-570	-99,3
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.171	1.150	-21	-1,8
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	307	128	-179	-58,3
Inventarios	219	252	34	15,4
Activos por impuestos	75	136	61	82,1
Operaciones de coberturas	5	107	102	100,0
Otros activos no financieros	38	39	1	2,8
Activos clasificado como mantenidos para la venta	182	182	0	0,1
Total activos corrientes	3.421	3.690	269	7,9
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	9.745	9.926	181	1,9
Propiedades, planta y equipo	12.094	13.631	1.537	12,7
Activos por derecho de uso	46	100	54	119,2
Propiedades de inversión	30	30	0	1,0
Inversiones	12	8	-4	-37,2
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	176	294	118	67,2
Crédito mercantil	278	303	24	8,7
Activos intangibles	5.233	6.679	1.446	27,6
Activos por impuestos	95	109	15	15,3
Activos por impuestos diferidos	1	3	1	94,7
Otros activos no financieros	22	37	16	73,1
Total activos no corrientes	27.732	31.120	3.388	12,2
Total activo	31.153	34.809	3.657	11,7
PASIVOS Y PATRIMONIO				
PASIVOS CORRIENTES				
Obligaciones financieras	300	874	574	191,5
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	529	581	53	10,0
Obligaciones por arrendamientos	21	9	-11	-54,6
Cuentas por pagar a partes relacionadas	0	0	0	-97,1
Instrumentos financieros derivados de cobertura	39	151	112	285,1
Beneficios a empleados	114	138	24	20,8
Provisiones	58	85	27	45,8
Ingresos recibidos por anticipados	21	23	2	10,9
Pasivo por impuestos	180	112	-69	-38,1
Otros pasivos no financieros	78	86	8	10,2
Total pasivos corrientes	1.341	2.060	719	53,6
PASIVOS NO CORRIENTES				
Obligaciones financieras	12.652	14.250	1.598	12,6
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	31	46	14	45,4
Obligaciones por arrendamientos	24	53	29	120,5
Pasivos por impuestos	1	1	0	100,0

Beneficios a empleados	159	105	-54	-34,0
Provisiones	426	370	-55	-13,0
Ingresos recibidos por anticipados	55	55	0	-0,3
Pasivos por impuestos diferidos	1.714	2.168	454	26,5
Otros pasivos no financieros	19	21	2	8,9
Total pasivos no corrientes	15.081	17.069	1.988	13,2
Total pasivos	16.422	19.129	2.706	16,5
PATRIMONIO				
Capital emitido	492	492	0	0,0
Prima en colocación de acciones	838	838	0	0,0
Reservas	4.070	4.078	8	0,2
Resultados acumulados	6.246	6.016	-230	-3,7
Otro resultado integral	2.597	3.686	1.089	41,9
Total patrimonio de la controladora	14.244	15.110	866	6,1
Participación no controlada	487	571	84	17,3
Total patrimonio	14.730	15.681	950	6,5
Total pasivo y patrimonio	31.153	34.809	3.657	11,7

Tabla N°39 – Estado Flujo de Efectivo

COP '000 de mm	2020	2021	Var	Var %
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:				
Utilidad consolidada del periodo	2.617	2.669	52	2,0
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:				
Impuesto corriente y diferido reconocido en resultados	395	442	47	11,9
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-1.602	-1.998	-396	24,7
Gastos financieros	664	673	8	1,3
Ingresos financieros	-85	-77	9	-10,4
Depreciación y amortización	667	687	20	3,0
Pérdida en venta o baja de activos fijos	7	5	-2	-22,4
Diferencia en cambio	-178	86	264	-148,2
Recuperación de deterioro de activos a largo plazo	-75	-124	-48	64,3
Provisiones (recuperaciones), neto	86	22	-64	-74,0
	2.496	2.387	-108	-4,3
CAMBIOS NETOS EN ACTIVOS Y PASIVOS DE LA OPERACIÓN:				
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-153	-445	-292	191,6
Inventarios	0	13	13	14.468,9
Otros activos no financieros	-8	-8	0	-0,3
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	12	6	-7	-53,5
Beneficios a empleados	-10	11	21	-211,7
Provisiones	8	-32	-41	-488,7
Otros pasivos	30	-52	-82	-274,9
Pasivos por derechos de uso	0	15	15	11.542,9
Intereses por derechos de uso	-2	0	1	-93,5
Impuestos pagados	-366	-535	-169	46,0
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	2.008	1.360	-648	-32,3
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:				
Capitalización en subordinadas	0	-13	-13	100,0
Capitalizaciones a empresas asociadas	0	-9	-9	100,0
Consideración pagada en la adquisición de negocios conjuntos	-1.367	0	1.367	-100,0
Reducciones de capital negocios conjuntos	0	-474	-474	100,0
Dividendos recibidos	1.075	2.208	1.132	105,3
Producto de la venta de activos fijos	3	0	-3	-100,0
Intereses recibidos	60	31	-29	-48,4
Préstamos a partes relacionadas	0	0	0	0,0
Inversiones en activos financieros	-549	1.167	1.716	-312,5
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-610	-536	74	-12,1
Adquisición de activos intangibles	-323	-147	177	-54,6
Flujos de efectivo procedentes de las sociedades absorbidas en la combinación de negocios	0	0	0	0,0
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	-1.712	2.226	3.938	-230,0
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:				
Dividendos pagados	-1.395	-2.597	-1.202	86,1
Intereses pagados	-673	-615	58	-8,7
Préstamos recibidos	5.058	1.300	-3.758	-74,3

Préstamos pagados	-3.235	-975	2.260	-69,9
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	-246	-2.887	-2.642	1.076,0
Incremento (disminución) neto de efectivo	50	699	649	1.298,5
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	32	142	110	343,7
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	769	851	82	10,6
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	851	1.692	840	98,7



Grupo Energía Bogotá

 @GrupoEnergiaBog

 @GrupoEnergiaBogota

 /GrupoEnergiaBogota

 Grupo Energía Bogotá

www.grupoenergiabogota.com

