



Informe de Resultados 2Q21 y 6M21



Grupo Energía Bogotá

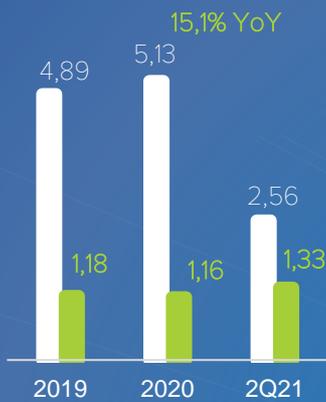
Destacados

2Q21

Cifras GEB YTD y 2Q

(COP bn)

Ingresos



EBITDA



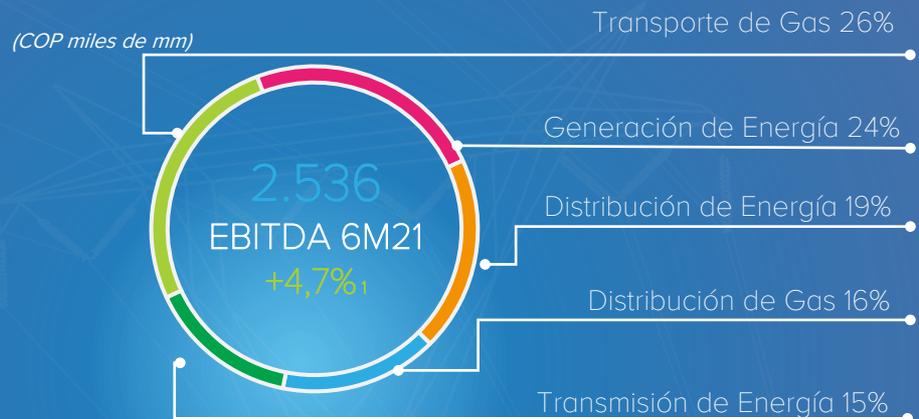
Utilidad Neta Controlada



AAA / BBB, Baa2
Calificación GEB Nal / Intl.

GEB

- Asamblea Extraordinaria de Accionistas aprobó el nuevo acuerdo con ENEL Américas:
 - ✓ Nueva empresa con un patrimonio adicional de COP 5,5 bn, 56% más de capacidad instalada y 25,1% más de utilidades para 2025.
 - ✓ Libera dividendos retenidos y establece una política de distribución clara.
 - ✓ Genera nuevas oportunidades de crecimiento en ERNC.
- La Junta Directiva aprobó la nueva Estrategia de Sostenibilidad para contribuir a la creación de bienestar y prosperidad en los territorios, y la transición hacia modelos energéticamente eficientes y ambientalmente seguros.
- Se fortaleció el compromiso de equidad de género con la decisión de que una mujer debe ser Presidente o Vicepresidente de la Junta Directiva.



Ingresos	Utilidad Operacional	EBITDA	Utilidad Neta Controlada	Capex y Adquisiciones	
1.330	444	641	655	USD 79 mm	2Q21
15,1% YoY	3,9% YoY	-1,3% YoY	13,5% YoY	183,1% YoY	
2.564	847	2.536	1.157	USD 142 mm	6M21
3,5% YoY	-1,0% YoY	4,7% YoY	-4,8% YoY	-65,8% YoY	

TGI

- Renegociación de las condiciones del crédito intercompañía con GEB, pactando una reducción en la tasa de 110,5 pb.
- Implementación de iniciativas de eficiencia operacional generando ahorros acumulados por USD 7,1 mm a Jun-21.
- Se concretó un portafolio de 18 iniciativas que estarán generando eficiencias y/o ingresos.
- Apoyo al Gobierno Nacional en elaboración hoja de ruta de Hidrógeno en Colombia y estructuración con GEB de la hoja de ruta para TGI.
- Se han desarrollado nuevos productos para la industria, parque térmico, y GNV que han generado volúmenes incrementales a la fecha por 2,7 Mpcd.

Cálida

- Avances en el plan de Diversidad e Inclusión mediante alianzas estratégicas con la ONU y el BID, y participación en el programa Target Gender Equality del Pacto Global.
- Inició el proyecto de construcción de redes de gas natural financiado con recursos del Fondo de Inclusión Social Energético junto con el Min. de Minas y Energía.
- Realizamos 62.573 nuevas conexiones.

Mensaje del presidente

Presentamos los positivos resultados financieros del segundo trimestre del 2021, un periodo muy favorable para el Grupo Energía Bogotá porque se fijó un nuevo rumbo para los próximos años, tras la aprobación del nuevo Acuerdo Marco de Inversión con nuestro socio Enel, que nos permitirá contribuir a la transición energética, incursionando en energías renovables no convencionales, ser más innovadores y trabajar de manera conjunta en proyectos que benefician a Bogotá y sus habitantes.

Vemos el futuro con renovado optimismo porque después de afrontar un difícil tercer pico de la pandemia causada por la Covid-19, que dejó tantas pérdidas humanas, el país entró en una senda de recuperación económica, con un crecimiento del 17,6% en el segundo trimestre, impulsado por el sector privado que demostró su resiliencia y compromiso para salir adelante.

Esta recuperación económica se refleja en nuestros favorables resultados financieros. Reportamos ingresos consolidados por \$1,33 billones en el segundo trimestre del año, un crecimiento del 15,1%, y utilidades por \$691.836 millones, 15,6% más que en igual periodo del año anterior. El Ebitda consolidado ajustado pasó de \$648.834 millones en el segundo trimestre de 2020 a \$640.526 millones en igual periodo de 2021, con una leve disminución de 1,3%.

Quiero destacar especialmente el nuevo acuerdo entre el Grupo Energía Bogotá y Enel, aprobado por la Asamblea Extraordinaria de Accionistas realizada el 28 de junio y adoptado por el Tribunal de Arbitramento, que puso fin a las diferencias y litigios del pasado y que permitirá iniciar una nueva relación, en la que todos saldremos ganando, gracias a la creación de una empresa más grande, más estable, más verde y con mayor valor, en beneficio de Bogotá, de los accionistas e inversionistas y de todos los que han depositado su confianza en la compañía.

Me refiero, a la fusión de Emgesa, Codensa, Enel Green Power Colombia y Essa Chile, que permitirá el nacimiento de una empresa con un patrimonio adicional de \$5,5 billones, 56% más de capacidad instalada y que proyecta un 25% más de utilidades al 2025. Pero, lo más importante, nos permitirá liderar los procesos de cambio de la transición energética, tan necesarios y urgentes para hacerles frente a los grandes desafíos del cambio climático, tema que está en las prioridades de la agenda mundial, ahora más que nunca cuando se conoce el sexto informe del Panel Intergubernamental para el cambio climático de Naciones Unidas, que urge tomar acciones rápidas y contundentes para evitar una catástrofe climática.

Gracias a la nueva alianza con Enel, priorizaremos nuestra participación en proyectos de energía renovable no convencional, impulsando la movilidad sostenible para disminuir la contaminación del aire, que tiene un impacto tan negativo en la salud de los habitantes, especialmente de los niños y niñas; trabajaremos en analítica de datos, en generación distribuida, en alumbrado público inteligente, y en las nuevas tecnologías que demandan las grandes ciudades y facilitan la gestión y la vida de los ciudadanos. En definitiva, esta alianza nos permitirá trabajar, de manera conjunta, en los negocios del futuro y consolidar una vocación de largo plazo en beneficio de Bogotá, de sus habitantes, de los países de América Latina en los que hacemos presencia y ampliar nuestras fronteras a Panamá y Costa Rica.

Además de permitir el desarrollo de nuevos negocios, el acuerdo libera los dividendos retenidos, establece una política clara de distribución de dividendos y permite el fortalecimiento del gobierno corporativo, fundamental para el buen manejo, transparencia y rendición de cuentas de las compañías.

En el segundo trimestre del año dimos un importante paso en nuestro compromiso con la sostenibilidad y la protección del medio ambiente. Nuestra Junta Directiva aprobó la nueva Estrategia de Sostenibilidad que nos permitirá contribuir a generar bienestar y prosperidad en los territorios donde operamos y facilitará la transición hacia modelos energéticamente eficientes, bajos en carbono y ambientalmente seguros. En este propósito nos fijamos metas ambiciosas de

reducción de emisiones en por lo menos 51% para el año 2030 y alcanzar la carbono-neutralidad a más tardar en el año 2050.

En Gobierno Corporativo el Grupo continuó implementando su estrategia de fortalecimiento permanente a través de la adopción de las mejores prácticas sobre la materia, así como las recomendaciones del Índice de Sostenibilidad Dow Jones, del reconocimiento Investor Relations de la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y de la Circular 028 de 2014 de la Superintendencia Financiera de Colombia - Código País. La estructuración de un sólido Gobierno Corporativo es fundamental para garantizar que las decisiones se tomen de forma adecuada, transparente y salvaguardando los derechos de todos los grupos de interés.

Otro de los hechos sobresalientes en el periodo mencionado es nuestro compromiso con la equidad e igualdad, con la decisión aprobada por la Junta Directiva de que una mujer miembro debe ser Presidente o Vicepresidente de este órgano de decisión, que se suma al compromiso estatutario de que por lo menos tres de los nueve miembros de la Junta deben ser mujeres, que se cumple actualmente.

Así mismo, en cumplimiento de nuestro principal valor corporativo ¡Primero la vida!, luego de un trabajo articulado con la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (Andi), en GEB y TGI iniciamos el proceso de vacunación de nuestros colaboradores, a través del programa “Empresas por la Vacunación, permitiendo que el Gobierno pueda acelerar su plan de vacunación, con lo cual se contribuye a la recuperación de la economía y la generación de empleo.

En este informe de resultados también quiero destacar algunos hechos relevantes de nuestras filiales. Transmisión ha logrado protocolizar acuerdos con 93 de las 224 comunidades étnicas certificadas de Colectora, un proyecto fundamental para incorporar al Sistema Interconectado Nacional (SIN) las energías renovables no convencionales que se producirán en los parques eólicos de la costa Caribe. Este hito representa un avance significativo en términos de relacionamiento transparente y dialogo intercultural en los territorios donde operamos. En Perú, Cálidda logró una cifra destacada de 62.573 nuevas conexiones, por encima del promedio histórico de los últimos dos años, e inició el proyecto de construcción de redes de gas natural financiado con recursos del Fondo de Inclusión Social Energético, junto con el Ministerio de Minas y Energía.

Recuperamos en el primer semestre el ritmo de inversiones en proyectos de infraestructura, con un total de US\$142,3 millones con un crecimiento orgánico del 66% frente al 2020, de los cuales 41% fueron invertidos en Colombia, principalmente en proyectos de transmisión de energía.

Durante el semestre pagamos a nuestros accionistas \$898.838 millones en dividendos, con lo cual la ciudad y demás accionistas se benefician de los positivos resultados financieros del GEB.

Los invito a conocer más detalles de la gestión financiera, operativa y de sostenibilidad del Grupo Energía Bogotá y sus filiales.

Juan Ricardo Ortega
Presidente Grupo Energía Bogotá

Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) aceptadas en Colombia, de los estados financieros comparativos del 2Q20 y del 2Q21 (3 meses), al igual que las cifras acumuladas al 30 de Jun-20 y 30 de Jun-21 (6 meses).

Ingresos actividades operacionales

Tabla N°1 – Ingresos operacionales por línea de negocio

<i>(COP miles de mm)</i>	2Q20	2Q21	Var		Jun-20	Jun-21	Var	
			\$	%			\$	%
Distribución Gas Natural	481	712	232	48,2	1.114	1.338	225	20,2
Transporte Gas Natural	407	349	-58	- 14,3	834	692	-142	- 17,0
Transmisión Electricidad	170	170	0	0,0	331	334	3	0,9
Distribución Electricidad	99	99	0	0,4	199	200	0	0,1
Total	1.156	1.330	174	15,1	2.478	2.564	86	3,5

Los ingresos del 2Q21 alcanzaron COP 1,3 bn, un incremento de 15,1% frente al 2Q20, como consecuencia de los mejores resultados en Distribución de Gas Natural en Perú. El comportamiento en cada una de las líneas de negocio se explica a continuación:

Distribución de gas natural: +48,2%; +COP 231.782 mm

- Cálidda (+69,4%; +USD 72.0 mm):
 - Incremento en ingresos Pass through – gas, transporte y ampliación de la red (+USD 39,2 mm) por la normalización de la demanda de clientes.
 - Aumento en los ingresos por instalaciones internas (+USD 14,1 mm), derechos de conexión (+USD 3 mm), y por distribución y venta de gas natural (+USD 9,3 mm) por la reactivación económica, frente a los mínimos registrados en el 2Q20 de USD 32 mil, USD 150 mil y USD 42,2 mm respectivamente, por el estricto aislamiento social obligatorio por inicio de la pandemia Covid-19.
- El efecto cambiario de la conversión a pesos redujo la variación positiva real de los ingresos en cerca de 16,2%, en línea con una menor tasa de cambio promedio COP/ USD en 2Q21 vs. 2Q20.

Transporte de gas natural: -14,3%; -COP 57.992 mm

- TGI (-10,2%; -USD 10,7 mm): por menor capacidad contratada del tramo Ballena-Barranca, luego de la no renovación en Dic-20 de 205 Mpcd de capacidad en firme de confiabilidad que se tenía contratada desde 2012. El comportamiento de los ingresos en el 2Q21 por tipo de cargo fue el siguiente:
 - Los ingresos por capacidad correspondientes a cargos fijos en USD y AO&M (86,1% de los ingresos totales) disminuyeron -USD 17,3 mm (-17,6%) entre el 2Q20 (USD 98,6 mm) y el 2Q21 (USD 81,3 mm), lo cual es explicado por los siguientes factores:
 - Los cargos fijos en USD fueron USD 57,7 mm, representando una variación de -USD 7,0 mm (-10,8%) principalmente por: i) la no renovación de contratos del gasoducto Ballena Barranca (-USD 19,1 mm), pasando de una capacidad contratada de 251 Mpcd en el 2020 a 49 Mpcd para el 2021; ii) la modificación de contratos que tenían pareja de cargos 100%-0% por contratos con pareja de cargos 80%-20% (-USD 4,6 mm), lo que hace que el componente en firme disminuya en contraste con el variable (razón

por la cual en 2Q21 los cargos fijos representan un menor porcentaje del total de ingresos). Por otra parte, hubo una importante recuperación de los efectos de la COVID-19 que impactaron el 2Q20 (USD +10,1) y nueva contratación en Ballena – Barranca (+USD 4,4 mm).

- Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, fueron COP86.945 mm, lo que representa una disminución de COP43.532mm (-33,4%). Expresados en USD fueron USD 23,5 mm, lo que representa una disminución de -USD 10,3 mm (-30,5%) explicado por las mismas razones. Cabe resaltar que en el 2020 los cargos AOM no se ajustaron por efecto de la Política Comercial Transitoria, la cual fue aplicada única y exclusivamente por la declaratoria de estado de emergencia económica, social y ecológica, mediante el decreto 417 de 2020 – COVID 19 y la expedición de la resolución CREG 042 de 2020. Por lo tanto, la variación relativa en los cargos por AOM resulta mayor a la variación en Cargos Fijos en USD.
- Los cargos variables (11,9% de los ingresos totales) ascendieron a USD 11,2mm, representando un incremento de +USD 5,6 mm (+99,8%). Este incremento obedece principalmente a la modificación de contratos que tenían pareja de cargos 100%-0% por contratos con pareja de cargos 80%-20% y los desvíos asociados. Por su parte, el volumen promedio transportado pasó de 431 MPCD en 2Q20 a 436 MPCD en 2Q21.
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios (2% de los ingresos totales), fueron USD 1,9 mm (+112,2%) en 2Q21 y tuvieron un incremento significativo explicado por mayores ingresos por servicios de parqueo (+USD 634 mil) contratados para suplir las necesidades de transporte durante el mantenimiento programado de la planta Cusiana durante los primeros días de abril, así como mayores ingresos por pérdidas de gas (+USD 282 mil).
- El efecto cambiario de la conversión a pesos incrementó la variación negativa real de los ingresos en cerca de 40,0%.

Transmisión electricidad: +0,0%; +COP 50 mm

- Los ingresos de la Sucursal de Transmisión se incrementaron +0,5%, principalmente por:
 - Activos de uso (+8,5%; +3.370 mm):
 - Por la indexación natural de los activos de uso a indicadores económicos, en este caso al IPP de oferta interna (Índice de Precios al Productor), cuyo promedio pasó de 122,6 en el 2Q20 a 135,3 en el 2Q21.
 - Activos de convocatoria y contratos privados (-2,4%; -COP 2.566 mm):
 - Contrato privado de conexión en La Loma Municipio el Paso: Presentó una disminución de COP 1.153 mm frente al 2Q20 por efecto base. Durante el 2Q20 se recibieron ingresos adicionales por única vez por conceptos relacionado a revisión de diseño, supervisión y terreno, entre otros.
 - Disminución de los ingresos por activos de convocatoria en 1,1% (-COP 1.086 mm), de los cuales el 97% se encuentran denominados en USD, por lo tanto, fueron afectados por una menor tasa de cambio promedio COP/ USD en 2Q21 vs. 2Q20.
 - Por contribuciones (gravamen que se registra tanto en el ingreso como en el costo) se contabilizaron COP 20.280 mm en el 2Q21, +COP 1.986 mm respecto al 2Q20.
- Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por menores resultados en las filiales en Guatemala (-1,7% frente al 2Q20), particularmente TRECSA por la disminución del ingreso por los servicios administrativos prestados a EEBIS dado que este año dicha filial ya se encuentra 100% en operación.

Distribución de electricidad: +0,4%; +COP 354 mm

- Los ingresos de Electroductos en su moneda funcional crecieron 15,4% comparado con el 2Q20 principalmente por los mayores ingresos por venta de energía a clientes libres y regulados, mantenimientos de medidores y reconexiones.

- El efecto cambiario de la conversión a pesos redujo en cerca del 97,7% el crecimiento real registrado en el período, en línea con la apreciación de la tasa de cambio promedio COP/ Soles del 13,3%.

Los ingresos acumulados 6M a Jun-21 alcanzaron COP 2,6 bn, un aumento del 3,5% frente al mismo período del año anterior, explicado principalmente por el incremento en los ingresos de distribución de gas natural (+20,2%: +COP 224.690 mm), donde los ingresos de Cálidda crecen 26,1% (+USD 69,7 mm) por la recuperación de la demanda, mayores instalaciones y venta y distribución de gas. La línea de transporte de gas decrece (-17,0%) por la caída en TGI de los ingresos por cargos fijos por capacidad en USD por la no renovación de los contratos del tramo Ballena- Barranca, que ha sido parcialmente compensado por mayores ingresos variables provenientes del cambio en la pareja de cargos. Los ingresos de la Sucursal de Transmisión crecieron 1,6% principalmente por el comportamiento de los activos de uso. Por último, el Grupo Dunas aportó COP 199.581 mm a los resultados consolidados a Jun-21, niveles similares a los registrados en el mismo período del año anterior.

Costos actividades operacionales

Tabla N°2 – Costos operacionales por línea de negocio

<i>(COP miles de mm)</i>	2Q20	2Q21	Var		Jun-20	Jun-21	Var	
			\$	%			\$	%
Distribución Gas Natural	318	497	179	56,2	773	936	163	21,1
Transporte Gas Natural	156	131	-25	- 16,3	301	254	-47	- 15,6
Transmisión Electricidad	54	56	1	2,7	106	108	2	1,9
Distribución Electricidad	56	58	2	3,5	116	117	1	0,4
Total	584	741	157	26,8	1.296	1.415	119	9,2

Los costos de las actividades operacionales pasaron de COP 584.268 mm en 2Q20 a COP 740.815 mm en 2Q21, un incremento del 26,8% (+COP 156.547 mm). El comportamiento de cada una de las líneas de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural: +56,2%; +COP 178.564 mm

- Cálidda (+92,1%; +USD 53,2 mm):
 - Incremento de los costos *Pass through* – gas, transporte y ampliación de la red – (+USD 39,2 mm), por mayores volúmenes consumidos.
 - Aumento de los costos por instalaciones internas (+USD 9,4 mm) por reactivación económica frente al nivel mínimo histórico registrado en el 2Q20 (USD 262 mil) por suspensión de actividades frente al inicio de la pandemia Covid-19.
- Efecto cambiario de la conversión a pesos fue positivo, disminuyendo la variación real de los costos en aproximadamente 9,5%.

Transporte de gas natural: -16,3%; -COP 25.438 mm

- TGI (-13,3%; -USD 5,4 mm): principalmente por menores costos de mantenimiento y servicios de soporte:
 - Mantenimiento (-USD 3,5 mm, -64,9%): explicado por reprogramaciones en los planes de mantenimiento ocasionadas por la situación de orden público, resultando en una disminución de los costos de: i) -USD 1,9 mm por mantenimiento de derechos de vía; ii) -USD 0,6 mm por reparación y cambio de revestimientos iii) -USD 0,5 mm por costos de servicios de inspección, diagnóstico y evaluación de los sistemas de protección catódica de los gasoductos pertenecientes a TGI; y iv) otros menores por -USD 0,4 mm asociados principalmente a obras civiles de mejoramiento y mantenimientos menores de las diferentes estaciones que hacen parte de la red de gasoductos de TGI.

- Otros costos (-USD 2,4 mm; -28,6%): Este efecto es explicado principalmente por: i) mayores costos ejecutados en 2020 (-USD 1,3 mm) relacionados al soporte y mantenimiento de licencias requeridas para la operación, adquisición de licencias para módulos adicionales, servicios de enlaces de comunicación y servicios técnicos especiales para la generación de indicadores de gestión; ii) menores costos de la póliza todo riesgo por daños materiales en -USD 500 mil, iii) menor costo de gas combustible por -USD 270 mil por menor despacho térmico comparado con 2Q20, y ahorros por la operación directa de la gestión ambiental de -USD 230 mil.
- Depreciación y Amortización (+USD 0,8 mil; +4,1%): Mayor depreciación producto de la capitalización de activos en el segundo semestre del 2020, asociada principalmente al Ramal Cantagallo – San Pablo y Zona Industrial – Cantagallo, además de la capitalización de gastos de Geotecnia, mantenimientos mayores y adecuaciones locativas, así como compras menores de transformadores y actuadores.
- Servicios Profesionales (-USD 0,8 mil; -16,0%): i) Reclasificación de costos a gastos de personal de las áreas de TI, GDC, VCO y Regulación como áreas de apoyo por -USD 500 mil por estandarización de la información con Grupo Energía Bogotá (se ve compensado por un mayor valor del gasto). ii) menor costo por -USD 300 en honorarios y asesorías en el trimestre conforme al plan de eficiencias establecido desde comienzos del año.
- Efecto cambiario de la conversión a pesos aumentó la variación real de los costos en aproximadamente 22,8%.

Transmisión de electricidad: +2,7%; +COP 1.472 mm

- Los costos en la Sucursal de Transmisión se incrementaron 7,9% en el 2Q21 (+COP 3.331 mm) principalmente por el aumento en depreciaciones (+COP 1.003 mm) en línea con la entrada en operación de proyectos. Adicionalmente, el incremento de costos por contribuciones de 3,8% (+COP 745 mm) consistente con el comportamiento de los ingresos por este concepto y el aumento de los costos de seguros (+COP 703 mm) por el incremento de las primas de seguros multirriesgo y directivos y administradores pactadas en USD para la vigencia 2020-2021, por el endurecimiento de las condiciones de mercado y la devaluación del COP.
- Lo anterior fue contrarrestado por la disminución en los costos en USD en las filiales en Guatemala en aproximadamente 5,6% (-USD 181 mil).

Distribución de electricidad: +3,5%; +COP 1.949 mm

- Grupo Dunas: por el incremento de costos en Electrodunas (+6,4%; +USD 917 mil), principalmente por compras de energía y otros costos en línea con el comportamiento de los ingresos, compensado por el efecto de conversión a pesos.

Los costos de las actividades operacionales en el acumulado 6M pasaron de COP 1,3 bn en Jun-20 a COP 1,4 bn en Jun-21, un incremento de 9,2%, particularmente en distribución de gas natural (21,1%) donde los costos de Cálidda crecen 29,8% en USD por mayores costos por instalaciones, costos de gas, materiales y otros. Los costos acumulados de transporte de gas natural decrecieron (-15,6% en COP) principalmente por menores costos de mantenimiento por reprogramaciones del plan de manejo de integridad de la infraestructura dadas las condiciones de orden público durante el 2Q21, sumado a reclasificaciones de costos de personal a gastos; de igual forma a ahorros en servicios técnicos contratados y póliza todo riesgo. Los costos de transmisión de energía crecen 1,9% principalmente en la Sucursal de Transmisión (+5,6%) por mayores depreciaciones y costos de seguros. En distribución de energía los costos acumulados se mantienen en niveles similares a los registrados en Jun-20 principalmente por efecto de tasa de conversión a pesos (en moneda funcional en Electrodunas los costos aumentan 11,7%, por mayores compras de energía, mantenimientos, reparaciones, depreciaciones y otros).

Utilidad bruta

Como consecuencia de lo anterior, el resultado bruto del trimestre creció 3,1%, pasando de COP 571.618 mm en 2Q20 a COP 589.265 mm en 2Q21, y cerró con un margen de 44,3% (vs. 49,5% en 2Q20).

La utilidad bruta acumulada 6M a Jun-21 fue de COP 1,1 bn, 2,8% menor que a Jun-20, logrando un margen de 44,8% (vs 47,7% en Jun-20).

Gastos administrativos y de operación

Tabla N°3 – Gastos administrativos por unidad de negocio

<i>(COP miles de mm)</i>	2Q20	2Q21	Var		Jun-20	Jun-21	Var	
			\$	%			\$	%
Distribución Gas Natural	82	81	-1	- 1,3	173	168	-5	- 2,9
Transporte Gas Natural	31	26	-5	- 16,2	54	58	4	7,3
Transmisión Electricidad	38	64	26	69,2	117	107	-10	- 8,6
Distribución Electricidad	16	16	0	- 2,8	33	30	-3	- 8,6
Total	167	187	20	11,7	378	364	-14	- 3,8

Pasaron de COP 167.164 mm en 2Q20 a COP 186.777 mm en 2Q21, un aumento de 11,7% (+COP 19.613 mm), particularmente por el comportamiento de los gastos en la línea de transmisión de energía en Colombia con un incremento del 76,3% (+COP 25.572 mm), principalmente por mayor gasto en Impuesto de Industria y Comercio ICA (+23.656 mm), consistente con el crecimiento de los dividendos, y mayor gasto por gravámenes a movimientos financieros (+COP 3.796 mm). Lo anterior fue compensado principalmente por un menor nivel de amortizaciones (-COP 1.686 mm) durante el período.

Las demás líneas de negocio presentaron una reducción en sus gastos administrativos en comparación con el 2Q20, principalmente porque durante el 2Q20 se registró un mayor nivel de provisiones deudor en TGI (- COP 5.661 mm) dada la contingencia por Covid 19 y Contugas (- COP 7.819 mm) por mayor tasa de provisión sobre los principales clientes en procesos jurídicos. Lo anterior fue parcialmente balanceado por mayores gastos por mantenimiento, reparaciones, materiales y suministros en Cálidda (+ COP 5.611 mm), en línea con la normalización de operaciones en este país.

Los gastos administrativos acumulados 6M a Jun-21 totalizaron COP 363.705 mm, 3,8% inferior a Jun-20, explicado principalmente por la reducción en GEB individual de gastos por honorarios, comisiones, servicios, arrendamientos, publicidad y suscripciones al igual que menores impuestos y contribuciones. De igual manera, en las otras líneas de negocio se presentan reducciones importantes, exceptuando transporte de gas que crece +7,3% explicado por el mayor gasto en servicios de personal asociada a la reclasificación desde costos de personal por estandarización de la información con Grupo Energía Bogotá desde el 1Q21.

Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP 41.050 mm, evidenciándose un incremento del 83,5% (+COP 18.676 mm) frente al 2Q20 (COP 22.374 mm), como resultado de mayor ingreso en TGI y Cálidda por indemnizaciones de seguros por siniestros y el efecto positivo en recuperación de provisiones en TGI.

Producto de lo anterior, en el acumulado 6M a Jun-21 el saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP 61.843 mm, 17,8% adicional frente a Jun-20.

Resultado de las actividades operacionales

El mayor resultado bruto junto con el incremento mencionada a nivel de otros ingresos netos, balanceado por el incremento en gastos administrativos, ubicaron el resultado operacional del 2Q21 en COP 443.538 mm frente a COP 426.828 mm en 2Q20, un aumento del 3,9% y margen operacional del 33,3% (vs 36,9% en 2Q20).

El resultado operacional acumulado 6M a Jun-21 evidencia una leve disminución (-1,0%) respecto a Jun-20, al pasar de COP 855.805 mm a COP 846.892 mm, ubicando el margen operacional en 33,0% (vs 34,5% en Jun-20).

EBITDA consolidado ajustado

El EBITDA consolidado ajustado pasó de COP 648.834 mm en 2Q20 a COP 640.526 mm en 2Q21, una disminución de 1,3%, sobre el cual se resalta lo siguiente:

- El 99,5% del EBITDA fue generado por las empresas controladas y el 0,5% restante corresponde a los dividendos de Argo decretados en el trimestre, teniendo en cuenta que en el 1Q se decretan la mayoría de los dividendos.
- El 47% del EBITDA fue generado por TGI, el 25% por Cálidda y el 14% por GEB Individual, como las compañías más relevantes dentro del consolidado.
- Grupo Dunas aportó al EBITDA del 2Q21 COP 45.518 mm (7% sobre el total)

El EBITDA consolidado ajustado acumulado 6M a Jun-21 totalizó COP 2,5 bn, COP 114.442 mm (+4,7%) adicionales frente al cierre de Jun-20 (COP 2,4 bn), reflejando la mayor distribución de dividendos de Emgesa y Codensa durante el 2021 sobre las utilidades del 2020.

Tabla N°4 – EBITDA consolidado por compañía

<i>(COP miles de mm)</i>	2Q20	2Q21	Var		Jun-20	Jun-21	Var		
			\$	%			\$	%	
TGI	324	301	-23	-	681	585	-96	-	14,1
Cálidda	133	157	24	-	268	286	17	-	6,5
GEB	95	88	-7	-	181	173	-9	-	4,8
Dunas	50	46	-4	-	95	91	-4	-	4,0
Contugas	31	29	-2	-	50	50	0	-	0,5
Trecca & EEBIS	16	15	-1	-	32	31	-2	-	4,8
Gebbras	-0,4	0,1	0,5		10	13	3		33,0
Otros	0	1	1		0	2	1		229,2
Total controladas	649	638	-11	-	1.319	1.230	-89	-	6,7
Emgesa					453	603	150		33,1
Codensa					302	397	95		31,3
REP & CTM					210	159	-51	-	24,2
Promigas					67	80	13		19,1
Vanti					62	60	-1	-	2,4
EMSA					9	4	-5	-	57,2
Argo	0	3	3	100,0	0	3	3		100,0
Total Asociadas	0	3	3	100,0	1.103	1.306	203		18,4
Total EBITDA	649	641	-8	-	2.422	2.536	114		4,7

Ingresos Financieros

Los ingresos financieros pasaron de COP 25.978 mm en 2Q20 a COP 18.855 mm en 2Q21, una variación de -27,4% (-COP 7.123 mm), por menores intereses y rendimientos en GEB individual, consistente con la disminución del saldo del efectivo y equivalentes de efectivo, incluyendo inversiones, en COP 1,1 bn.

En cuanto a los ingresos financieros acumulados 6M, pasaron de COP 56.795 mm en Jun-20 a COP 35.687 mm en Jun-21, principalmente en Cálidda, por menores ingresos por valoración de operaciones de cobertura por efecto del ajuste en la consolidación a partir del 3Q20 a través del cual el ingreso financiero de esta filial se contabiliza neto, y en GEB individual por menores intereses y rendimientos.

Gastos Financieros

Los gastos financieros se redujeron 8,0% (-COP 14.065 mm), pasando de COP 176.420 mm en 2Q20 a COP 162.355 mm en 2Q21, como consecuencia de los prepagos de deuda realizados en GEB sobre los créditos de corto plazo tomados entre abril y julio 2020 ante posibles necesidades de liquidez por el inicio de la emergencia por Covid-19, así como los prepagos realizados sobre el crédito sindicado del GEB en Jul-20, Dic-20 y May-21 por un total de USD 300 mm.

Los gastos financieros acumulados 6M a Jun-21 cerraron en COP 317.813 mm, 6,7% menor con relación a Jun-20 (COP 340.516 mm), resultado del manejo de deuda de GEB y sus filiales (prepagos, sustituciones, fijación de tasas, , entre otros), y el efecto positivo de la reducción de algunas tasas de referencia sobre la deuda a tasa variable.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio pasó de un ingreso de COP 100.316 mm en 2Q20 a uno de COP 60.379 mm en 2Q21, una disminución de COP 39.937 mm (-39,8%), principalmente por el efecto de la variación de la tasa de cambio durante el trimestre (la cual pasó de una revaluación en el 2Q20 de 8% a una devaluación de 0,5% en el 2Q21), generando un menor ingreso por diferencia en cambio en GEB (-COP 78.611 mm), lo cual fue compensado principalmente por el efecto de la variación del Real en Gebbras (que pasó de una devaluación de 7% en el 2Q20 frente a una revaluación de 15% en el 2Q21) con un mayor ingreso por diferencia en cambio por COP 32.198 mm.

Adicionalmente, en Jun-21 GEB separado inició la implementación de la cobertura de inversión neta en el extranjero, bajo lo dispuesto en NIIF 9 y CINIF 16, generando un menor gasto por diferencia en cambio de COP 25 mil mm.

En el acumulado 6M, la diferencia en cambio pasó de un gasto de COP 11.974 mm en Jun-20 a COP 109.865 mm en Jun-21, un crecimiento de COP 97.892 mm, principalmente por el efecto de la variación de la tasa de cambio generando un mayor gasto por diferencia en cambio en GEB (-COP 82.878 mm), y menor ingreso por diferencia en cambio en TGI (COP 51.710 mm) y EEB Gas (COP 22.253 mm), contrarrestado por el efecto de la variación del Real en Gebbras donde la diferencia en cambio pasa de un gasto de COP 56.234 mm en el 2Q20 a un ingreso de COP 6.982 mm en el Jun-21.

Método de Participación

El método de participación del 2Q21 incrementó COP 56.918 mm (+13,5%) frente al 2Q20, al pasar de COP 421.946 mm a COP 478.864 mm, por el aporte positivo de la mayoría de las compañías, destacándose Emgesa y Promigas, donde el aporte por método de participación crece en COP 34.781 mm y COP 25.808 mm respectivamente por los buenos resultados de las compañías y el

efecto de la aplicación de la NIIF 15 desde Dic-20 en Promigas. Las compañías que presentaron una disminución en método de participación durante el 2Q21 fueron:

- Argo (-COP 15.566 mm) por el reconocimiento de amortizaciones de intangibles (-COP 5.379 mm) generadas por el PPA que se cerró en Dic-20 y el tratamiento contable bajo IFRS de los ingresos y margen por construcción dado el avance de obras y entrada en operación de gran parte de los activos, además la contabilización en 2020 del ajuste contable CPC 47 por energización de los activos, ingresos que no están presentes en el 2Q21. Sin embargo, en contabilidad regulatoria la utilidad neta crece 41,2% frente al 2Q20 en moneda funcional.
- Vanti (-COP 1.896 mm) por la disminución de la utilidad (-11,1%) asociados a un mayor nivel de costos (+28,0%) durante el trimestre por la reactivación económica y mayor gasto financiero por mayor deuda contratada.
- Isa REP (-COP 1.441 mm) por menores resultados (-4,1%) por la disminución en 3,9% de los ingresos durante el trimestre por variación de la demanda en el mercado.

En el acumulado 6M, el método de participación a Jun-21 creció COP 135.998 mm (+16,7%), al pasar de COP 815.073 mm a COP 951.071 mm, explicado por el aporte positivo de todas las compañías.

Tabla N°5 – Método de participación

<i>(COP miles de mm)</i>	2Q20	2Q21	Var		Jun-20	Jun-21	Var	
			\$	%			\$	%
Emgesa	184	219	35	18,9	375	426	51	13,7
Codensa	123	129	6	4,6	225	251	25	11,2
Argo	28	12	-16	- 55,8	28	47	19	67,1
Promigas	24	50	26	107,8	65	91	26	41,0
CTM	22	23	0	1,9	41	45	4	8,6
REP	19	18	-1	- 7,5	36	37	1	2,6
Vanti	17	15	-2	- 11,1	33	35	2	6,4
Gebbras	4	12	8	199,9	10	17	7	68,4
EMSA	0	2	1	278,8	3	4	1	34,9
Total	422	479	57	13,5	815	951	136	16,7

Impuestos

El impuesto corriente pasó de un gasto de COP 146.381 mm en 2Q20 a uno de COP 99.930 mm en 2Q21, una disminución del 31,7% principalmente por el comportamiento de los ingresos de TGI, generando disminución en el impuesto de renta de -COP 34.253 mm.

El impuesto diferido pasó de un gasto de COP 53.639 mm en 2Q20 a uno de COP 47.515 mm en 2Q21, una disminución de COP 6.124 mm, principalmente en GEB por la posición pasiva en moneda extranjera y el efecto del diferencial entre la tasa fiscal y la tasa de cambio del período.

El impuesto corriente acumulado 6M al cierre de Jun-21 cerró en un gasto de COP 188.400 mm, 23,7% menor con relación al acumulado a Jun-20. Por su parte, en impuesto diferido se generó un ingreso por COP 3.925 mm frente a un ingreso de COP 135.657 mm en el acumulado 6m a Jun-20, por lo anteriormente explicado.

Utilidad neta

La utilidad neta consolidada del 2Q21 fue COP 691.836 mm, lo que corresponde a un incremento de 15,6% frente al mismo periodo de 2020 (COP 598.628 mm). La participación controlada se ubicó en COP 655.124 mm (+13,5%) y la no controlada en COP 36.712 mm (+71,6%).

La utilidad neta acumulada 6M al cierre de Jun-21 fue COP 1,2 bn, lo que representa una disminución de 3,4% frente a Jun-20 (COP 1,3 bn). La participación controlada se ubicó en COP 1,2 bn (-4,8%) y la no controlada en COP 64.237 mm (+31,9%).

Perfil de deuda

Tabla N°6 – Clasificación de la deuda y ratios

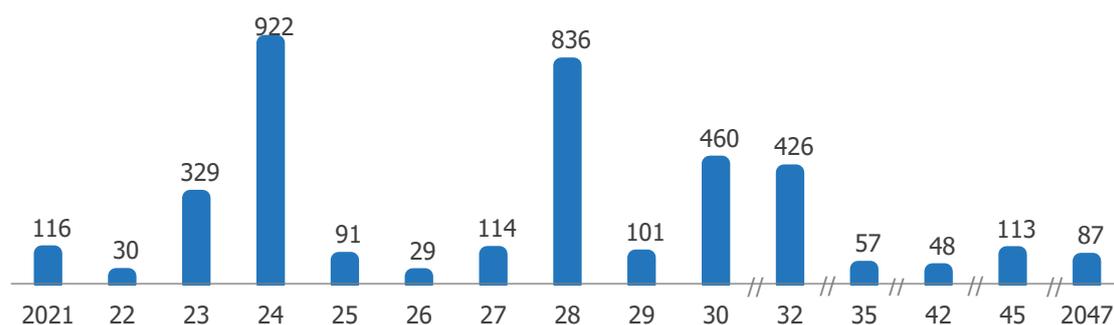
<i>(COP miles de mm)</i>	Dic-20	Jun-21	Var	
			\$	%
EBITDA UDM	3.662	3.776	114	3,1
Deuda total neta	11.997	12.478	481	4,0
Deuda total bruta	12.848	13.947	1.100	8,6
Gastos financieros neto UDM	577	591	14	2,4
Deuda total neta / EBITDA	3,3x	3,3x		
EBITDA / Gastos financieros neto	6,3x	6,4x		

Los saldos de la deuda incluyen el costo amortizado y difieren de los saldos nominales

- Respecto al comportamiento del endeudamiento en cada una de las empresas que consolidan se destaca lo siguiente:
 - GEB
 - May-21: Prepago parcial del crédito sindicado por USD 51 mm.
 - Jun-21: Prepago de leasing por un total de COP 5.6 mil mm.
 - Cálidda:
 - Entre Ene y Mar-21 se desembolsaron los USD 10 mm restantes del crédito aprobado con el IDB Invest totalizando USD 100 mm, con vencimiento en 2028 (Libor 6M + 2,10 hasta 2024 y en adelante Libor 6M + 2,35%), para financiar la expansión del sistema de distribución. El riesgo de tasa de este préstamo está cubierto a través de un Swap de tasa de interés.
 - Entre Abr y Jun-21, incremento de deuda de corto plazo en USD 55 mm.
 - Trecca:
 - Jun-21: Amortización de USD 4,35 mm del crédito de largo plazo con Citibank.
 - Grupo Dunas:
 - Dunas: Entre Abr y Jun-21, incremento de deuda de corto plazo en USD 24 mm.
 - PPC: May-21, renovación del pagaré con BCP.
- Efecto por conversión de los saldos en moneda extranjera a COP por las variaciones de la TRM:
 - TRM Dic-20: COP 3.432,50.
 - TRM Jun-21: COP 3.756,67.

El Grupo alcanza a Jun-21 un indicador Deuda Neta/EBITDA de 3,3x y de EBITDA/Gastos Financieros Neto de 6,4x, ubicándose dentro de los límites razonables de endeudamiento.

Gráfica N°1 – Perfil de la deuda Jun-21 - USD 3.758 mm



CAPEX / Adquisiciones

Tabla N°7 – CAPEX / Adquisiciones ejecución y proyección anual¹

(USD mm)	Jun-21	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2021P - 2025P
Transmisión	42	104	161	154	136	87	641
TGI	17	37	100	63	160	195	554
Cálidda	62	141	119	78	8	6	351
Contugas	1	5	3	0	15	0	23
Trecca y EEBIS	14	35	56	45	1	1	138
Grupo Dunas	6	20	25	21	15	16	97
Subtotal Filiales	142	342	463	360	334	305	1.805
Otros proyectos		30	30	30	30	30	150
Total	142	372	493	390	364	335	1.955

El CAPEX ejecutado durante el 2Q21 fue USD 79,0 mm, USD 51 mm adicionales en comparación al 2Q20, concentrándose principalmente en Cálidda con el 41,1% (USD 32,5 mm), seguido por la Sucursal de Transmisión con el 29,6% (USD 23,4 mm), TRECSA y EEBIS con 12,7% (USD 10,0mm) y TGI con el 11,8% (USD 9,3 mm).

El Capex acumulado 6M a Jun-21 es de USD 142,3 mm, con un crecimiento orgánico (excluyendo la adquisición de Argo en 2Q20) de 65,6% (+USD 56,4 mm), concentrándose en Cálidda (43,9%), la Sucursal de Transmisión (29,5%) y TGI (11,8%).

¹ Las proyecciones son estimaciones que pueden variar en el futuro por cambio en los supuestos incorporados para 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).

Ambiental y Social

A continuación relacionamos los hechos relevantes durante el 2Q21:

- GEB adoptó la nueva Estrategia de Sostenibilidad aprobada por la Junta Directiva en junio. Esta guiará de forma integral las acciones del GEB, sus empresas, proveedores y contratistas, de manera que estas contribuyan a la creación de condiciones de bienestar y prosperidad en los territorios, y a la transición hacia modelos de desarrollo energéticamente eficientes, bajos en carbono y ambientalmente seguros.
- A Jun-21, la Sucursal de Transmisión ha logrado protocolizar acuerdos con 93 de las 224 comunidades étnicas certificadas del Proyecto Colectora. Este hito representa un avance significativo en términos de relacionamiento transparente y dialogo intercultural en los territorios donde opera. Adicionalmente, se entregó más de 5.000 kits escolares con el fin de aportar al fortalecimiento de la calidad educación en las regiones.
- GEB suscribió un convenio con la Universidad de Medellín para formar a 300 líderes comunitarios en innovación social, participación ciudadana y control social.
- TGI obtuvo la recertificación de las normas ISO 9001:2015 e ISO 14001:2015, así como la transición hacia la ISO 45001:2018, lo anterior mediante la auditoría externa realizada por Bureau Veritas.
- Cálidda inició el proyecto de redes del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), al firmar el acta para la construcción de 18,7 km de redes de gas natural; se proyecta ejecutar al menos 200 km de redes en el 2021, beneficiando a más de 30 mil personas de las zonas más vulnerables de Lima. Por otra parte, se estableció un Plan de Diversidad e Inclusión y se desarrollaron alianzas con IPAE, WEPS de ONU Mujeres y el BID. Finalmente, la empresa está participando en el programa Target Gender Equality del Pacto Global que busca profundizar la implementación de los Principios de Empoderamiento de las Mujeres y fortalecer la contribución al ODS 5 de Igualdad Género.
- Finalmente, en Contugas se continuó promoviendo el valor de Empatía a través del programa de voluntariado digital “Energía para Transformar”, alcanzando entre abril y junio 2.898 participantes en proyectos relacionados con temas ambientales, de fortalecimiento de capacidades y de salud, entre otros.

Gobierno

GEB continúa implementando su estrategia de fortalecimiento permanente del Gobierno Corporativo a través de la adopción de las mejores prácticas sobre la materia, así como las recomendaciones del Índice de Sostenibilidad Dow Jones, del reconocimiento Investor Relations de la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y de la Circular 028 de 2014 de la Superintendencia Financiera de Colombia - Código País. La estructuración de un sólido Gobierno Corporativo es fundamental para nosotros con el fin de garantizar que las decisiones se tomen de forma adecuada, transparente y salvaguardando los derechos de todos nuestros grupos de interés.

A continuación detallamos los hechos más relevantes en materia de Gobierno Corporativo que tuvieron lugar en el 2Q21:

- Se celebró con éxito la reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas el 28 de Jun-21 siendo la primera reunión presencial desde el inicio de la pandemia ocasionada por el Covid-19. Dicha sesión contó con una participación del 94,5478% de las acciones suscritas y en circulación de la Sociedad. En ella se sometió a consideración de los accionistas la

redefinición de las inversiones del GEB en Emgesa S.A. ESP y Codensa S.A. ESP, la cual fue aprobada por el 99,9978% de las acciones presentes.

- La Junta Directiva aprobó en la sesión ordinaria No. 1658 del 24 de junio de 2021, previa recomendación del Comité de Gobierno y Sostenibilidad, la modificación del Reglamento de la Junta Directiva, los Reglamentos de los Comités de apoyo de la Junta Directiva y la Política de Nominación Miembros de Juntas Directivas Empresas del GEB, Empresas Participadas y Vehículos de Inversión. Dichas modificaciones se derivan del proceso de actualización del Modelo de Gobierno Corporativo aprobado por la Junta Directiva en la sesión del 25 de febrero de 2021.
- En la misma sesión la Junta Directiva aprobó la modificación al artículo 6º del Reglamento de la Junta Directiva con el fin de establecer que deberá designarse como Presidente y/o Vicepresidente de la Junta Directiva alguna de las mujeres que la conforman, con el fin de reflejar el compromiso de diversidad adoptado por la Sociedad.

Gestión de la COVID-19

Plan de Atención asociado a la Pandemia por COVID-19

En adición a las medidas y acciones descritas en los informes de resultados previos, que son de continua aplicación, durante el 2Q21 se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- Iniciamos la vacunación para colaboradores de GEB y TGI a través del acuerdo con la ANDI, logrando vacunar a 117 colaboradores de GEB y 65 de TGI, y en las próximas semanas se estará tramitando la vacunación de los colaboradores restantes, aprendices, contratistas y familiares.
- Avanzamos en el proyecto de teletrabajo en GEB y TGI y definición en la nueva forma de trabajo post-covid, manteniendo la medida de trabajo en casa prioritario durante 2021 para GEB y TGI por la emergencia.
- Realizamos el diagnóstico de bienestar emocional y programa de salud mental para colaboradores de GEB y TGI y establecimos el plan de trabajo para bienestar emocional del 2 S-2021.
- Se realizó la inspección de puestos de trabajo y recomendaciones para los colaboradores.
- Mantuvimos el seguimiento de signos de Covid-19 a través de la herramienta Vidarep y realizamos nuevas actividades de prevención frente al contagio.

Durante el segundo trimestre del año no se presentaron brotes adicionales en frentes de obra y sedes operativas reflejando que las medidas de prevención han sido acertadas. El número de casos activos totales confirmados aumentó a 672 colaboradores de las filiales de Colombia, Perú, Brasil y Guatemala, 1.696 contratistas y 345 familiares. Lamentamos el fallecimiento por Covid-19 de dos colaboradores, el primero en Cálida y el segundo en GEB.

Actualización Regulatoria durante el 2Q21

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 026/21	Disposición transitoria para la comercialización de capacidad de transporte de gas natural	Transporte GN	Definitiva	Ver más
	CREG 037/21	Metodología para la determinación de los costos máximos por la prestación del servicio de alumbrado público	Varios	Definitiva	Ver más
	CREG 070/21	Ajustes a la Resolución CREG 098 de 2019, relacionada con sistemas de almacenamiento de energía eléctrica	Varios	Definitiva	Ver más
	CREG 073/21	Se modifica la Resolución CREG 004 de 2021 - Cálculo de la tasa de descuento aplicable en las metodologías tarifarias que expide la Comisión de Regulación de Energía y Gas	Varios	Definitiva	Ver más
	CREG 075/21	Disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional	Transmisión EE	Definitiva	Ver más
	CREG 077/21	Modifica la Resolución CREG 156 de 2012 - Capacidad de Respaldo para Operaciones en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica	Generación EE	Definitiva	Ver más
Perú	DS 063-2021-PCM	Decreto Supremo que aprueba el Reglamento que desarrolla el Marco Institucional que rige el Proceso de Mejora de la Calidad Regulatoria y establece los Lineamientos Generales para la aplicación del Análisis de Impacto Regulatorio Ex Ante	Varios	Definitiva	Ver más
	DS 012-2021-EM	Decreto Supremo que aprueba el Reglamento para optimizar el uso del Gas Natural y crea el Gestor del Gas Natural	Distribución GN	Definitiva	Ver más

Resultados Compañías Controladas



Tabla N°8 – Indicadores financieros GEB Transmisión

<i>(COP mm)</i>	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Ingresos	145.832	146.468	0,4	285.610	288.255	0,9
Utilidad bruta	103.655	101.217	- 2,4	202.326	200.597	- 0,9
EBITDA	103.696	101.494	- 2,1	200.895	201.683	0,4
Margen EBITDA	71,1%	69,3%	-2,5 pp	70,3%	70,0%	-0,5 pp
Utilidad operacional	76.105	51.966	- 31,7	110.370	111.894	1,4

Tabla N°9 Ingreso por tipo de activo

<i>(COP mm)</i>	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Activos de Uso	39.525	42.895	8,5	79.024	83.702	5,9
Activos de Convocatoria	102.406	101.320	- 1,1	200.400	200.327	- 0,0
Proyectos privados	3.732	2.253	- 39,6	4.339	4.226	- 2,6

— Ministerio de Minas y Energía:

- Resolución 40107: Resuelve el recurso de reposición interpuesto a la resolución 40286 de 2020 que aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del Proyecto denominado "Subestación La Loma 110 kV y líneas de Transmisión asociadas", objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 13-2015 sin dar días adicionales, la fecha de entrada en operación se mantiene para el 8 de septiembre de 2021.
- Resolución 40109: Resuelve el recurso de reposición interpuesto a la resolución 40375 de 2020 que aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto denominado "Refuerzo Suroccidental 500 kV: Subestación Alférez 500 kV y líneas de transmisión asociadas", objeto de la Convocatoria Pública UPME-04-2014 en 47 días calendario, la nueva la fecha de entrada en operación es 22 de febrero de 2022.
- Resolución 40173: Aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto denominado "Subestación Chivor II y Norte 230 kV y líneas de transmisión asociadas", objeto de la Convocatoria Pública UPME-03-2010 en 223 días calendario, la nueva la fecha de entrada en operación es 10 de enero de 2022.

- El 20 de mayo de 2021 GEB envió a la CREG la solicitud de cargos por uso regulado de obras asociadas a la subestación Renacer 230 kV, complementarias al alcance de la convocatoria UPME 01-2005.

Tabla N°10 – Panorámica general GEB Transmisión

	Jun-20	Jun-21
Disponibilidad de la infraestructura	100,0%	99,9%
Compensación por indisponibilidad	0,001%	0,023%
Cumplimiento programa mantenimiento	100,0%	100,0%
Participación en la actividad de transmisión	21,3%	19,9%

Tabla N°11 – Estatus proyectos GEB Transmisión	Avance	Ingresos Anuales Estimados (USD mm)	Fecha Oficial Puesta en Operación(*)
Proyectos UPME			
La Loma STR 110 kv	68,1%	7	3Q21
Tesalia 230 kv	87,9%	10,9	4Q21
Chivor II 230 kv	47,7%	5,5	1Q22
Sogamoso Norte 500 kv	40,8%	21,1	1Q22
Refuerzo Suroccidental 500 kv	55,2%	24,4	1Q22
Colectora 500 kv	21,7%	21,5	4Q22
Río Córdoba–Bonda 220kV	2,8%	1,2	4Q23
Proyectos Privados		10,8	

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



Tabla N°12 – Indicadores financieros TGI

<i>(USD miles)</i>	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Ingresos	105.093	94.388	- 10,2	225.876	191.028	- 15,4
Utilidad operacional	55.719	54.052	- 3,0	129.568	107.790	- 16,8
EBITDA	79.987	74.236	- 7,2	176.641	151.979	- 14,0
Margen EBITDA	76,1%	78,6%	2,5 pp	78,2%	79,6%	1,4 pp
Utilidad neta	13.763	27.019	96,3	73.978	50.781	- 31,4
Deuda total bruta / EBITDA	3,2x	3,5x				
EBITDA / Gastos financieros	5,1x	4,8x				
Calificación crediticia internacional:						
Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 29 20:		BBB, estable				
Moody's – Calificación Bono – Jul. 24 20:		Baa3, estable				

— Desempeño Estratégico, Comercial y Operacional:

- Junto con la llegada del nuevo VP de transformación, se concretó un portafolio de 18 iniciativas que estarán generando eficiencias y/o ingresos.
- Apoyo al Gobierno Nacional en elaboración hoja de ruta de Hidrógeno Colombia y con GEB estructuración de la hoja de ruta para TGI: almacenamiento y transporte H2 y mezcla gas - H2.
- Se han desarrollado nuevos productos para la industria, parque térmico, y GNV que han generado volúmenes incrementales a la fecha por 2,7 Mpcd.
- Se ha firmado un MOU Ecopetrol y un acuerdo con Shell para el desarrollo de negocio midstream.

- Se presentaron ofertas de conexión de nuevas fuentes de gas que se esperan concretar en el 2S21.
- Avance con Ministerio de energía en normatividad para piloto Micro LNG vehicular y concreción de aliado técnico para desarrollo del proyecto.
- Desempeño financiero:
 - Se concluyó con éxito la renegociación de las condiciones del crédito intercompañía con GEB, pactando una reducción en la tasa de 110,5 pb.
 - Avanzamos en la implementación de iniciativas de eficiencia operacional que han generado ahorros acumulados de USD 7,1 mm a Jun-21.

Tabla N°13 – Panorámica general TGI	Jun-20	Jun-21	Var %
Volumen transportado – Promedio Mpcd	431	436	1,2%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	761	572	-24,8%


Tabla N°14 – Indicadores financieros Cálidda

<i>(USD miles)</i>	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Ingresos	103.785	175.795	69,4	266.591	336.253	26,1
Ingresos ajustados*	46.457	79.251	70,6	116.299	151.975	30,7
Utilidad operacional	24.541	40.601	65,4	57.148	74.953	31,2
EBITDA	33.166	49.850	50,3	74.086	93.121	25,7
Margen EBITDA - Ingresos	32,0%	28,4%	-3,6 pp	27,8%	27,7%	-0,1 pp
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	71,4%	62,9%	-8,5 pp	63,7%	61,3%	-2,4 pp
Utilidad neta	13.674	25.000	82,8	32.967	44.385	34,6
Deuda Neta / EBITDA	3,3x	3,3x	0,0x			
EBITDA / Gastos financieros	7,2x	7,7x	0,5x			

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

- Desempeño estratégico, comercial y operacional:
 - Durante el 2Q21 se realizaron 62.573 nuevas conexiones.
 - Se construyeron más de 480 km de redes.
 - 16 Abr-21 inició la operación comercial de la Central Térmica Puruchuco de manera continua, la cual actualmente se encuentra operando en condiciones normales.
- Desempeño financiero:
 - Las calificadoras Moody's y Class & Asociados ratificaron la calificación local en AAA por perspectiva estable.

Tabla N°15 – Panorámica general Cálidda

	Jun-20	Jun-21
Cientes acumulados	987.978	1.161.608
Cientes potenciales	1.109.154	1.237.955
Extensión total de la red (Km)	11.537	13.001
Volumen facturado (Mpcd)	691	742
Penetración de la red (%)	89,1%	93,8%


Tabla N°16 – Indicadores financieros Contugas

<i>(USD miles)</i>	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Ingresos	21.929	22.250	1,5	41.806	41.958	0,4
Utilidad Bruta	12.869	12.618	- 2,0	23.101	23.436	1,5
Margen bruto	58,7%	56,7%	-2,0 pp	55,3%	55,9%	0,6 pp
Utilidad operacional	914	2.654	190,4	-218	3.202	- 1.572,0
EBITDA	9.981	9.760	- 2,2	17.076	17.512	2,6
Margen EBITDA	45,5%	43,9%	-1,6 pp	40,8%	41,7%	0,9 pp
Utilidad neta	-1.680	262	- 115,6	-6.054	-2.302	- 62,0

— Desempeño estratégico, comercial y operacional:

- Inicio de transferencia en el mercado secundario a Unacem.
- Reducción en el consumo de las pesqueras a partir de la primera quincena de junio.

Tabla N°17 – Panorámica general Contugas

	Jun-20	Jun-21
Número de clientes	61.670	66.081
Volumen de ventas (Mpcd)	287	156
Volumen transportado (Mpcd)	2.681	2.026
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	160	159
Longitud de la red (km) - distribución + transporte	1.756	1.766


Tabla N°18 – Indicadores financieros ElectroDunas

<i>(USD miles)</i>	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Ingresos	26.377	27.609	4,7	55.620	56.576	1,7
Utilidad Bruta	12.137	12.453	2,6	25.080	25.039	- 0,2
Margen Bruto	46,0%	45,1%	- 2,0	45,1%	44,3%	- 0,8
Utilidad operacional	5.616	6.166	9,8	11.691	13.035	11,5
Margen operacional	21,3%	22,3%	1,0 pp	21,0%	23,0%	2,0 pp
EBITDA	7.124	7.381	3,6	14.719	15.531	5,5
Margen EBITDA	27,0%	26,7%	-0,3 pp	26,5%	27,5%	1,0 pp
Utilidad neta	3.910	3.029	- 22,5	5.170	6.408	23,9

— Desempeño estratégico, comercial y operacional:

- La venta de energía en el área de concesión totalizó 267.670 MWh, en el 2Q21.

— Desempeño Financiero:

- Las inversiones en el 2Q21 ascendieron a USD 3,3 mm principalmente en ampliación de redes de distribución y transmisión.

Tabla N°19 – Panorámica general ElectroDunas

	Jun-20	Jun-21
Venta de Energía de ELD	518.069	554.932
Venta de energía a clientes propios (GWh)	349.766	349.766
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	168.303	188.954
Compra de energía y generación propia (MWh)	408.635	435.505


Tabla N°20 – Indicadores financieros Perú Power Company

<i>(USD miles)</i>	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Ingresos	2.023	1.899	-6,1	4.217	3.868	-8,3
Utilidad operacional	1.510	1.452	-3,8	3.174	2.966	-6,6
Margen operacional	74,6%	76,5%	1,9	75,3%	76,7%	1,4
EBITDA	1.940	1.805	-7,0	4.077	3.681	-9,7
Margen EBITDA	95,9%	95,1%	-0,8	96,7%	95,2%	-1,5
Utilidad neta	809	946	16,9	1.841	1.917	4,1

— Durante el 2Q21 el Capex totalizó USD 321 mm.


Tabla N°21 – Indicadores financieros Cantalloc

<i>(USD miles)</i>	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Ingresos	1.863	2.635	41,4	4.210	5.170	22,8
Utilidad operacional	435	432	-0,7	592	706	19,2
Margen operacional	23,3%	16,4%	-6,9 pp	14,1%	13,7%	-0,4 pp
EBITDA	482	475	-1,5	687	793	15,4
Margen EBITDA	25,9%	18,0%	-7,8 pp	16,3%	15,3%	-1,0 pp
Utilidad neta	265	265	0,0	344	430	25,2


Tabla N°22 – Indicadores financieros Trecsa

<i>(USD miles)</i>	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Ingresos	4.696	4.475	- 4,7	9.346	9.038	- 3,3
Utilidad bruta	3.773	3.516	- 6,8	7.539	7.120	- 5,6
EBITDA	2.926	2.441	- 16,6	5.872	5.143	- 12,4
Margen EBITDA	62,3%	54,5%	-7,8 pp	62,8%	56,9%	-5,9 pp
Utilidad neta	63	-463	- 837	75	-709	-1.051,0

TRECSA:

- Se alcanzó un 88,6% de avance constructivo del Proyecto PET-01-2009.
- May-21 se suscribió la cuarta modificación del contrato de ejecución de obras del PET-01-2009.
- Mediante la resolución CNEE-158-2021, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica aprobó la ejecución de la Subestación Interfaz - Río Dulce 230/34.5 kv, bajo la modalidad de iniciativa propia.
- May-21 renovación garantías otorgadas al Ministerio de Minas y Energía de Guatemala en desarrollo del proyecto PET-2009 (Garantías emitidas por orden del GEB por BBVA y Banco industrial hasta por USD 18,4mm).

Tabla N°23 – Indicadores financieros de GEBBRAS

(BRL miles)	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Ingresos	5.569	17.741	218,5	15.185	25.383	67,2
EBITDA	5.032	17.183	241,5	13.864	24.180	74,4
Margen EBITDA	90,3%	96,9%	6,5 pp	91,3%	95,3%	4,0 pp
Utilidad Neta	-16.177	47.590	394,2	-73.458	23.517	132,0

- TER-GOT-TSP finalizaron la restructuración de su deuda, con un volumen consolidado de BRL 60 mm y un costo aproximado de 6,49%.
- MGE finalizó la ampliación de la subestación VIANA 2 con una inversión de aproximadamente BRL 560mm y un RAP aproximado de BRL 10 mm.
- Fue notificado por ANEEL (Agencia Regulatoria) la ampliación de la subestación Triandade con una inversión de BRL 20mm y un RAP estimado de BRL 2 mm. Esta inversión se espera realizar en el período 2021-2022.

Resultados Compañías No Controladas

emgesa

Tabla N°24 – Indicadores financieros de Emgesa

(COP mm)	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Ingresos operacionales	1.067.094	1.131.957	6,1	2.137.231	2.164.804	1,3
Margen de contribución	674.745	774.748	14,8	1.382.489	1.472.464	6,5
EBITDA	619.493	716.044	15,6	1.271.698	1.358.049	6,8
Margen EBITDA	58,1%	63,3%	5,2 pp	59,5%	62,7%	3,2 pp
EBIT	562.585	654.020	16,3	1.152.601	1.235.744	7,2
Utilidad neta	356.923	424.889	19,0	719.221	818.690	13,8

- Desempeño estratégico, comercial y operacional:
 - Emgesa mantiene la primera posición en el país en términos de capacidad instalada neta con un total de 3.503 MW, 19,9% de participación Sistema Interconectado Nacional y se posicionó como el tercer generador del sistema con participación del 17,9%.
 - Comercializó 1.838 GWh de energía en clientes libres del Mercado no Regulado Nacional, alcanzando una participación del 17%.
- Desempeño Financiero acumulado 6M:
 - Al cierre de Jun-21 el margen de contribución tuvo un incremento de 6,5% frente al mismo período del año anterior por: i) incremento en el volumen de ventas en contratos a precio fijo por más de 780 GWh/año para compensar la caída de demanda de clientes libres por efecto pandemia y mitigar la caída de precios spot por la alta hidrología; ii) incremento de las compras de energía a menores precios en el mercado spot; iii) menores costos de combustibles por optimización de la generación de las centrales térmicas por alta hidrología; y iv) mayores ingresos por ventas de bonos de carbono de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Daría Valencia Salto II y Tequendama por COP 23.500 mm.

- Aumento en los costos fijos por incremento en los costos de pólizas de seguros y mayores costos de operación y mantenimiento de las centrales.
- EBITDA presentó un incremento del 6,8% y la utilidad neta creció 13,8% cerrando en COP 1.358.049 mm y COP 818.690 mm respectivamente.
- La deuda financiera neta aumentó respecto al cierre de 2020, como resultado de algunos efectos temporales en el capital de trabajo, un mayor pago de impuestos y un mayor nivel de inversiones y dividendos.
- Durante el primer semestre de 2021 las inversiones totalizaron COP 73.751 mm, enfocadas principalmente en mayores recursos para el revestimiento del túnel Chivor Batatas en la Central Guavio y en la modernización y la recuperación de equipos e infraestructura en las Centrales del Río Bogotá.

Tabla N°25 – Panorámica general Emgesa

	Jun-21
Generación total Colombia (MW)	35.486
Generación Emgesa (Gwh)	6.358
Ventas totales (Gwh)	8.343
Disponibilidad de plantas (%)	90,1
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°26 - Transacciones de Generación - Ventas

	Jun-20	Jun-21	Var %
Total Ventas (GWh)	8.598	8.343	-3,0
Contratos (GWh)	6.772	6.897	1,8
Spot (GWh)	1.826	1.446	-20,8
Total Generación (GWh)	7.155	6.358	-11,1
Compras Contratos (GWh)	262	350	33,4
Compras Spot (GWh)	1.282	1.684	31,4

codensa

Tabla N°27 – Indicadores financieros Codensa

<i>(COP mm)</i>	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Ingresos operacionales	1.380.278	1.556.190	12,7	2.796.506	3.024.363	8,1
Margen de contribución	612.791	656.526	7,1	1.202.035	1.264.918	5,2
EBITDA	492.282	527.476	7,1	950.841	1.020.013	7,3
Margen EBITDA	35,7%	33,9%	-1,8 pp	34,0%	33,7%	-0,3 pp
EBIT	347.953	405.924	16,7	682.970	779.868	14,2
Utilidad neta	240.193	250.564	4,3	432.123	481.203	11,4

- Desempeño estratégico, comercial y operacional:
 - Se alcanzó una disminución de la frecuencia en las interrupciones del servicio por clientes (SAIFI) de 25,1% y en la duración de dichas interrupciones (SAIDI) de 35,7% respecto al primer semestre del 2020, principalmente por las actividades de mantenimiento eléctrico y forestal, automatización de la red, recuperación de equipos tele-controlados, así como

actividades de gestión operativa como la ampliación del centro de control y análisis continuos de las causales de fallas en el sistema.

- Desempeño Financiero acumulado 6M:
 - Aumento en los ingresos operacionales de 8,1% explicados por: i) el mejor margen registrado por efecto del Índice de Precios al Productor (IPP) al cual se encuentra indexado el componente de remuneración de distribución; ii) mayores ingresos por la incorporación de nuevos activos a la base regulatoria, por efecto plan de inversiones; iii) recuperación de la demanda de energía de los segmentos industrial y residencial en Bogotá y Cundinamarca; y iv) fortalecimiento de la apuesta por Movilidad Eléctrica por la entrada en operación de 4 patios de buses eléctricos y un mayor margen en la facturación del servicio de aseo por nuevos operadores. Lo anterior estuvo parcialmente compensado por: i) un menor resultado operativo por un mayor volumen de pérdidas y ajustes en facturación de consumos no registrados; ii) mayores compensaciones de calidad del servicio dado que el plan inició a partir de Jul-20; iii) mayores compras de energía por aumento de la demanda; y iv) menor margen en el negocio de tarjetas de crédito por mayores provisiones de cartera por el incremento de la tasa de morosidad de los clientes.
 - Los costos fijos se mantienen en los mismos niveles del año anterior (+0,3%), resultado del plan de eficiencias, generando ahorros en los costos de operación y mantenimiento.
 - El EBITDA aumentó 7,3% y la utilidad neta creció 11,4%, cerrando en COP 1.020.013 mm y COP 481.203 mm respectivamente.
 - Incremento en la deuda neta financiera en 22,3%, en línea con la ejecución del plan de inversiones.
 - Codensa realizó inversiones por COP 488.967 mm, enfocadas principalmente en seguir mejorando la calidad del servicio a través de la modernización, ampliación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica de Bogotá y Cundinamarca. Por otro lado, se dio continuidad al plan de modernización del alumbrado público en el Distrito Capital y se adelantaron proyectos para la transformación digital y estrategias de conexión de nuevos clientes.

Tabla N°28 – Panorámica general Codensa

	Jun-21
Número de clientes	3.658.127
Participación de mercado	21%
Demanda energía nacional (Gwh)	35.877
Demanda zona Codensa (Gwh)	7.645
Índice de pérdidas	7,7%
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51,5% (36,4% ordinarias; 15,1% preferenciales sin derecho a voto)



Tabla N°29 – Indicadores financieros Argo

<i>(BRL mm)</i>	2Q20	2Q21	Var %	
Ingresos	285	214	-	24,8
EBITDA	176	199		12,9
Margen EBITDA	61,7%	92,7%		30,9 pp
Utilidad neta	84	50	-	40,8
Margen Neto	29,5%	23,2%		-6,3 pp

- Entrada en operación de la Subestación Jarú de ARGO III

- Primera revisión tarifaria de ARGO I (revisión quinquenal) con una actualización nominal de 8,61%, por encima del IPCA acumulado de 8,06% (Jun/20-May/21)
- Nuevo ciclo de RAP 2021
- Argo Holding pagó dividendos por BRL 9,2 en mayo de 2021.


Tabla N°30 – Indicadores financieros Promigas

<i>(COP mm)</i>	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Ingresos	964.726	1.303.277	35,1	2.167.072	2.417.218	12
EBITDA	322.558	520.792	61,5	735.403	964.479	31
Margen EBITDA	33,4%	40,0%	6,5 pp	33,9%	39,9%	6,0 pp
Utilidad operacional	263.051	447.849	70,3	618.261	820.972	33
Margen Operacional	27,3%	34,4%	7,1 pp	28,5%	34,0%	5,4 pp
Utilidad neta	157.240	326.638	107,7	421.517	597.601	42
Margen neto	16,3%	25,1%	8,8 pp	19,5%	24,7%	5,3 pp

- Desempeño estratégico, comercial y operacional:
 - Promigas fue reconocida como una de las empresas con mejor índice de Inversión Social Privada en Colombia (IISP), ocupando el puesto 18 de 140 empresas en el ranking general en su quinta edición.
- Desempeño Financiero:
 - Ratificación de calificación AAA por parte de Fitch Ratings a Surtigas.

Tabla N°31 – Panorámica general Promigas

	Jun-21
Red de gasoductos (Km)	3.292
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1.153
Capacidad contratada (Mpcd)	862
Usuarios acumulados	5.201.874


Tabla N°32– Indicadores financieros CTM

<i>(USD miles)</i>	2Q20	2Q21	Var	Jun-20	Jun-21	Var
			%			%
Ingresos	52.040	53.098	2,0	101.293	105.225	3,9
Utilidad operacional	32.901	34.690	5,4	62.925	67.989	8,0
EBITDA	47.301	48.330	2,2	91.470	95.268	4,2
Margen EBITDA	90,9%	91,0%	0,1 pp	90,3%	90,5%	0,2 pp
Utilidad neta	14.507	15.347	5,8	28.017	30.993	10,6
Deuda neta / EBITDA	4,6x	5,5x				
EBITDA / Gastos financieros	4,4x	4,5x				

- Fitch Ratings ratificó la calificación crediticia del bono internacional de CTM en BBB con perspectiva estable.
- Llevamos la electricidad por primera vez a la comunidad Shipiba Shawan Rama beneficiando alrededor de 30 familias.

Tabla N°33 – Panorámica general CTM
Jun 21

Demanda del mercado (Gwh)	4.431
Disponibilidad de la infraestructura (%)	100
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	72
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.369


Tabla N°34 – Indicadores financieros REP

<i>(USD miles)</i>	2Q20	2Q21	Var	Jun-20	Jun-21	Var
			%			%
Ingresos	43.208	41.527	- 3,9	84.068	85.056	1,2
Utilidad operacional	21.571	19.866	- 7,9	41.508	42.715	2,9
EBITDA	32.018	30.397	- 5,1	62.374	63.710	2,1
Margen EBITDA	74,1%	73,2%	-0,9pp	74,2%	74,9%	0,7pp
Utilidad neta	12.593	12.082	- 4,1	24.304	25.405	4,5
Deuda neta / EBITDA	2,3x	2,2x				
EBITDA / Gastos financieros	10,5x	10,2x				

- Moody's y Apoyo & Asociados ratificaron la calificación crediticia de los bonos locales de REP en AAA.pe con perspectiva estable.
- El emprendimiento corporativo LISA fue seleccionado como finalista para competir en la primera edición de los Premios CIER de Innovación 2021, en la categoría de Digitalización. Este es un emprendimiento que consiste en un lector inalámbrico de señales analógicas que aplica internet de las cosas para digitalizar señales y monitorear en línea cualquier tipo de activos, como equipos eléctricos de potencia en subestaciones, y, de esta forma, optimizar su mantenimiento y operación en tiempo real.

Tabla N°35 – Panorámica general REP
Jun-21

Disponibilidad de la infraestructura (%)	100
Cuota de mercado (%)	28
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	61
Líneas de transmisión o Red (Km)	6.349


Tabla N°36– Indicadores financieros Vanti

<i>(COP mm)</i>	2Q20	2Q21	Var %	Jun-20	Jun-21	Var %
Ingresos	599.436	701.210	17,0	1.295.496	1.398.687	8,0
Utilidad operacional	90.159	81.423	- 9,7	156.145	158.953	1,8
EBITDA	103.330	94.314	- 8,7	184.393	182.876	- 0,8
Margen EBITDA	17,2%	13,5%	-3,8 pp	14,2%	13,1%	-1,2 pp
Utilidad neta	68.597	61.016	- 11,1	130.212	138.530	6,4
Deuda neta / EBITDA UDM	1,3x	1,6x				
EBITDA / Gastos financieros UDM	4,5x	3,8x				

— El 20 de mayo- 21 se pagó la primera cuota de cuatro de dividendos del año 2020.

Tabla N°37 – Panorámica general Vanti
Jun-21

Volumen de ventas (Mm3)	1.133
Número de clientes	2.388.711
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

Anexo: Estados Financieros

Tabla N°38 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

<i>COP mm</i>	2Q20	2Q21	Var \$	Var %
Distribución de gas natural	480.527	712.309	231.782	48,2
Transporte de gas natural	406.606	348.614	-57.992	- 14,3
Transmisión de electricidad	169.727	169.777	50	0,0
Distribución de electricidad	99.026	99.380	354	0,4
Total ingresos	1.155.886	1.330.080	174.194	15,1
Distribución de gas natural	-317.987	-496.551	-178.564	56,2
Transporte de gas natural	-156.380	-130.942	25.438	- 16,3
Transmisión de electricidad	-54.265	-55.737	-1.472	2,7
Distribución de electricidad	-55.636	-57.585	-1.949	3,5
Total costos	-584.268	-740.815	-156.547	26,8
Utilidad bruta	571.618	589.265	17.647	3,1
Gastos administrativos y de operación	-167.164	-186.777	-19.613	11,7
Otros ingresos (gastos), neto	22.374	41.050	18.676	83,5
Resultado de actividades operacionales	426.828	443.538	16.710	3,9
Ingresos financieros	25.978	18.855	-7.123	- 27,4
Gastos financieros	-176.420	-162.355	14.065	- 8,0
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	100.316	60.379	-39.937	- 39,8
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	421.946	478.864	56.918	13,5
Ganancia antes de impuestos	798.648	839.281	40.633	5,1
Gasto por impuesto corriente	-146.381	-99.930	46.451	- 31,7
Gasto por impuesto diferido	-53.639	-47.515	6.124	- 11,4
Utilidad neta	598.628	691.836	93.208	15,6
Participación Controladora	577.234	655.124	77.890	13,5
Participación no Controladora	21.394	36.712	15.318	71,6

Tabla N°39 – Estados Consolidados de Resultados Acumulados

<i>COP mm</i>	Jun-20	Jun-21	Var \$	Var %
Distribución de gas natural	1.113.680	1.338.370	224.690	20,2
Transporte de gas natural	833.668	691.958	-141.710	- 17,0
Transmisión de electricidad	330.976	333.911	2.935	0,9
Distribución de electricidad	199.354	199.581	227	0,1
Total ingresos	2.477.678	2.563.820	86.142	3,5
Distribución de gas natural	-773.081	-936.429	-163.348	21,1
Transporte de gas natural	-301.053	-253.957	47.096	- 15,6
Transmisión de electricidad	-105.914	-107.904	-1.990	1,9
Distribución de electricidad	-116.264	-116.776	-512	0,4
Total costos	-1.296.312	-1.415.066	-118.754	9,2
Utilidad bruta	1.181.366	1.148.754	-32.612	- 2,8
Gastos administrativos y de operación	-378.046	-363.705	14.341	- 3,8
Otros ingresos (gastos), neto	52.485	61.843	9.358	17,8
Resultado de actividades operacionales	855.805	846.892	-8.913	- 1,0
Ingresos financieros	56.795	35.687	-21.108	- 37,2
Gastos financieros	-340.516	-317.813	22.703	- 6,7
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-11.974	-109.865	-97.891	817,5
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	815.073	951.071	135.998	16,7
Ganancia antes de impuestos	1.375.183	1.405.972	30.789	2,2
Gasto por impuesto corriente	-246.782	-188.400	58.382	- 23,7
Gasto por impuesto diferido	135.657	3.925	-131.732	- 97,1
Utilidad neta	1.264.058	1.221.497	-42.561	- 3,4
Participación Controladora	1.215.372	1.157.260	-58.112	- 4,8
Participación no Controladora	48.686	64.237	15.551	31,9

Tabla N°40 – Estados Consolidados de Situación Financiera

<i>COP mm</i>	Jun-20	Jun-21	Var \$	Var %
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.918.092	1.469.529	-1.448.563	-49,6
Inversiones	4.214	79.394	75.180	1.784,1
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.383.986	1.253.464	-130.522	-9,4
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	582.820	648.544	65.724	11,3
Inventarios	248.144	216.693	-31.451	-12,7
Activos por impuestos	187.190	250.875	63.685	34,0
Operaciones de coberturas	0	72.768	72.768	100,0
Otros activos no financieros	39.282	70.902	31.620	80,5
Activos clasificado como mantenidos para la venta	183.767	181.698	-2.069	-1,1
Total activos corrientes	5.547.495	4.243.867	-1.303.628	-23,5
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	9.257.974	9.740.642	482.668	5,2
Propiedades, planta y equipo	12.695.858	13.038.301	342.443	2,7
Activos por derecho de uso	64.570	47.159	-17.411	-27,0
Propiedades de inversión	29.834	29.996	162	0,5
Inversiones	12.133	14.554	2.421	20,0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	168.870	187.710	18.840	11,2
Crédito mercantil	310.707	289.426	-21.281	-6,8
Activos intangibles	5.580.256	5.843.339	263.083	4,7
Activos por impuestos	116.171	102.069	-14.102	-12,1
Activos por impuestos diferidos	1.065	1.513	448	42,1
Otros activos no financieros	21.697	21.296	-401	-1,8
Total activos no corrientes	28.259.135	29.316.005	1.056.870	3,7
Total activo	33.806.630	33.559.872	-246.758	-0,7
PASIVOS Y PATRIMONIO				
PASIVOS CORRIENTES				
Obligaciones financieras	1.454.745	605.246	-849.499	-58,4
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	1.056.507	1.240.960	184.453	17,5
Obligaciones por arrendamientos	27.399	18.931	-8.468	-30,9
Cuentas por pagar a partes relacionadas	104.770	96.449	-8.321	-7,9
Instrumentos financieros derivados de cobertura	46.462	113.667	67.205	144,6
Beneficios a empleados	99.295	104.579	5.284	5,3
Provisiones	55.191	54.428	-763	-1,4
Ingresos recibidos por anticipados	109.673	15.932	-93.741	-85,5
Pasivo por impuestos	210.000	184.152	-25.848	-12,3
Otros pasivos no financieros	85.063	72.030	-13.033	-15,3
Total pasivos corrientes	3.249.105	2.506.374	-742.731	-22,9
PASIVOS NO CORRIENTES				
Obligaciones financieras	13.972.148	13.437.235	-534.913	-3,8
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	14.099	27.015	12.916	91,6
Obligaciones por arrendamientos	40.247	28.138	-12.109	-30,1

Pasivos por impuestos	1.001	892	-109	-10,9
Beneficios a empleados	151.383	147.224	-4.159	-2,7
Provisiones	277.775	432.021	154.246	55,5
Ingresos recibidos por anticipados	54.985	54.840	-145	-0,3
Pasivos por impuestos diferidos	1.738.564	1.827.943	89.379	5,1
Otros pasivos no financieros	20.898	19.390	-1.508	-7,2
Total pasivos no corrientes	16.271.100	15.974.698	-296.402	-1,8
Total pasivos	19.520.205	18.481.072	-1.039.133	-5,3
PATRIMONIO				
Capital emitido	492.111	492.111	0	0,0
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799	0	0,0
Reservas	4.070.324	4.950.524	880.200	21,6
Resultados acumulados	4.970.692	4.892.403	-78.289	-1,6
Otro resultado integral	3.441.454	3.411.208	-30.246	-0,9
Total patrimonio de la controladora	13.812.380	14.584.045	771.665	5,6
Participación no controlada	474.045	494.755	20.710	4,4
Total patrimonio	14.286.425	15.078.800	792.375	5,5
Total pasivo y patrimonio	33.806.630	33.559.872	-246.758	-0,7

Tabla N°41 – Estados Consolidados de Flujo de Efectivo

<i>COP mm</i>	Jun-20	Jun-21	Var \$	Var %
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:				
Utilidad consolidada del periodo	1.264.058	1.221.497	-42.561	-3,4
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:				
Impuesto corriente y diferido reconocido en resultados	111.125	184.474	73.349	66,0
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-815.073	-951.071	-135.998	16,7
Gastos financieros	340.516	317.813	-22.703	-6,7
Ingresos financieros	-56.795	-35.687	21.108	-37,2
Depreciación y amortización	328.318	328.073	-245	-0,1
Pérdida en venta o baja de activos fijos	1.003	1.335	332	33,1
Diferencia en cambio	11.974	109.589	97.615	815,2
Provisiones (recuperaciones), neto	70.440	11.839	-58.601	-83,2
	1.255.566	1.187.862	-67.704	-5,4
CAMBIOS NETOS EN ACTIVOS Y PASIVOS DE LA OPERACIÓN:				
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-153.347	-43.483	109.864	-71,6
Inventarios	-9.641	20.649	30.290	-314,2
Otros activos no financieros	-17.642	-36.577	-18.935	107,3
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	7.868	-26.364	-34.232	-435,1
Beneficios a empleados	-38.450	-30.217	8.233	-21,4
Provisiones	-1.765	-23.031	-21.266	1.204,9
Otros pasivos	-12.606	-23.993	-11.387	90,3
Pasivos por derechos de uso	-8.542	8.192	16.734	-195,9
Intereses por derechos de uso	-2.801	-74	2.727	-97,4
Impuestos pagados	-304.904	-343.725	-38.821	12,7
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	713.736	689.237	-24.499	-3,4
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:				
Capitalizaciones a empresas asociadas	0	-8.531	-8.531	100,0
Consideración pagada en la adquisición de negocios conjuntos	-1.355.492	0	1.355.492	-100,0
Dividendos recibidos	714.821	930.086	215.265	30,1
Producto de la venta de activos fijos	698	165	-533	-76,4
Intereses recibidos	25.426	23.983	-1.443	-5,7
Inversiones en activos financieros	25.116	497.848	472.732	1.882,2
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-232.392	-333.702	-101.310	43,6
Adquisición de activos intangibles	-127.526	-249.897	-122.371	96,0
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	-949.349	859.952	1.809.301	-190,6
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:				
Dividendos pagados	-642.682	-893.174	-250.492	39,0
Intereses pagados	-334.906	-301.966	32.940	-9,8

Préstamos recibidos	4.433.844	571.156	-3.862.688	-87,1
Préstamos pagados	-1.150.338	-425.070	725.268	-63,0
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	2.305.918	-1.049.054	-3.354.972	-145,5
Incremento (disminución) neto de efectivo	2.070.305	500.135	-1.570.170	-75,8
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	78.430	118.160	39.730	50,7
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	769.357	851.232	81.875	10,6
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.918.092	1.469.527	-1.448.565	-49,6



Grupo Energía Bogotá

 @GrupoEnergiaBog

 @GrupoEnergiaBogota

 /GrupoEnergiaBogota

 Grupo Energía Bogotá

www.grupoenergiabogota.com

