



Informe de Resultados 2Q21 y 1H21

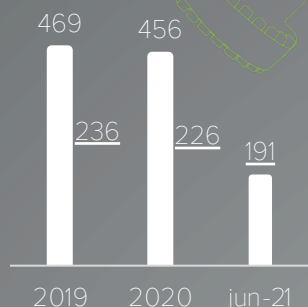
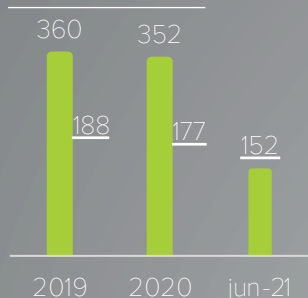
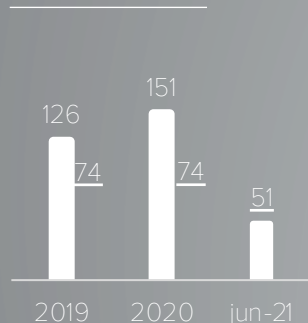
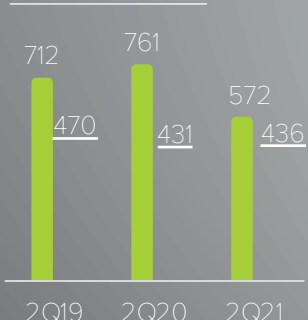


TGI
Grupo Energía Bogotá



Destacados

2Q21

Ingresos
(USD mm)EBITDA
(USD mm)Utilidad Neta
(USD mm)Gas Contratado en
Firme y Transportado
(Mpcd)Cifra subrayada: Volumen transportado.
Cifras calculadas como promedios simples
trimestrales

TGI continua su camino de transformación, comprometido con la sostenibilidad de su negocio

- Eficiencia:**
 - i) Se concluyó con éxito la renegociación del crédito intercompañía con GEB, pactando una reducción en la tasa de 110,5 pb
 - ii) Avanzamos en la implementación de iniciativas de eficiencia operacional que han generado ahorros acumulados de USD 7,1 mm a junio
- Transformación:**
 - i) Se nombro al nuevo VP de Transformación y se concretó un portafolio de 18 iniciativas que estarían generando eficiencias y/o ingresos
 - ii) Apoyo al Gobierno Nacional en elaboración hoja de ruta del Hidrogeno Colombia y con GEB estructuración de hoja de ruta para TGI: almacenamiento y transporte H2 y mezcla gas - H2
- Expansión:**
 - i) Se han desarrollado nuevos productos para la industria, parque térmico, y GNV que han generado volúmenes incrementales a la fecha por 2,7 MPCD
 - ii) Se firmó un MOU con Ecopetrol y un acuerdo con Shell para el desarrollo de negocios de midstream
 - iii) Se presentaron ofertas de conexión de nuevas fuentes de gas que se esperan concretar en 2S21
 - iv) Avance con Minenergía en normatividad para piloto Micro LNG vehicular
- Regulación:**
 - i) Desarrollo de agendas con el regulador y entidades de gobierno sobre WACC, Res. 160. Estudios y coordinación con otros transportadores buscando la mejor alternativa para las partes

Tabla N°1 – Indicadores financieros relevantes

	2Q20	2Q21	Var	Var %	jun-20	jun-21	Var	Var %
Ingresos (USD miles)	105.093	94.388	-10.705	-10,2%	225.876	191.028	-34.848	-15,4%
Utilidad operacional (USD miles)	55.719	54.052	-1.667	-3,0%	129.568	107.790	-21.779	-16,8%
EBITDA (USD miles)	79.987	74.236	-5.751	-7,2%	176.641	151.979	-24.663	-14,0%
Margen EBITDA	76,1%	78,6%	2,5 pp		78,2%	79,6%	1,4 pp	
Utilidad neta (USD miles)	13.763	27.019	13.255	96,3%	73.978	50.781	-23.197	-31,4%
Deuda total bruta / EBITDA*	3,2x	3,5x	0,21x		3,2x	3,5x	0,21x	
EBITDA* / Gastos financieros*	5,1x	4,8x	-0,25x		5,1x	4,8x	-0,25x	

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 29 | 20:

BBB, estable

Moody's – Calificación Bono – Jul. 24 | 20:

Baa3, estable

*últimos 12 meses

Mercado del gas natural en Colombia

- La demanda nacional de gas natural varió +3,6% (+32,0 GBTUD) durante el 2Q21 explicado por: i) la recuperación de la demanda en gran parte de los sectores, principalmente industrial-refinería (+95,7 GBTUD) y GNV (+16,9 GBTUD). Esta mejora en la demanda estructural fue compensada parcialmente por i) menores consumo térmicos (-83,4 GBTUD) dados los mayores aportes hídricos en el sistema de generación del país.
- La demanda del interior durante el mismo periodo presentó un incremento de +7,0% (+36,2 GBTUD), en línea con el comportamiento nacional, producto de: i) una mejor dinámica del sector industrial-refinería (+83,7 GBTUD), lo cual fue contrarrestado parcialmente por i) menores consumos térmicos (-48,0 GBTUD).

Tabla N°2 – Demanda de gas natural por sectores (GBTUD)

sectores	Colombia			Interior del País		
	2Q20	2Q21	Var %	2Q20	2Q21	Var %
Industrial – refinería	342	438	28,0%	216	300	38,7%
Residencial – comercial	210	217	3,1%	168	176	4,4%
Termoeléctrico	258	174	-32,4%	67	19	-71,3%
Vehicular – GNV	32	48	53,7%	26	40	51,4%
Petroquímico	0	17	3967,0%	0	0	-3,6%
Otros Consumos	41	21	-49,1%	39	18	-52,5%
Total	884	916	3,6%	518	554	7,0%

Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 2Q20 y del 2Q21 (3 meses), y las cifras acumuladas a jun-20 y jun-21 (6 meses).

Resultados trimestrales 2Q21

Ingresos de Operaciones

Tabla N°3 – Ingresos por tipo de cargo y moneda	USD miles		Var		USD miles		Var	
	2Q20	2Q21	USD	%	jun-20	jun-21	USD	%
Por tipo de cargo								
Capacidad & AOM	98.579	81.259	-17.321	-17,6%	211.060	163.612	-47.449	-22,5%
Variables	5.605	11.201	5.596	99,8%	12.199	23.976	11.778	96,6%
Otros Ingresos	909	1.929	1.020	112,2%	2.617	3.440	823	31,4%
Por moneda								
Indexados a USD	70.514	69.611	-904	-1,3%	154.701	141.078	-13.623	-8,8%
Indexados a COP	34.579	24.777	-9.801	-28,3%	71.175	49.951	-21.224	-29,8%
Total	105.093	94.388	-10.705	-10,2%	225.876	191.028	-34.848	-15,4%

Los ingresos del 2Q21 disminuyeron a USD 94,4 mm, una variación de USD -10,7 mm (-10,2%) respecto al mismo periodo de 2020 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 por tipos de cargos en el 2Q21 se detalla a continuación:

- 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 fijo 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 23,5mm, con una variación de USD-10,3mm (-30,5%) explicada por las mismas razones de los cargos fijos en USD. 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 (ver cifras operacionales).
- 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).

En cuanto a los ingresos por moneda, USD 69,6 mm (73,7%) provienen de cargos denominados en USD (principalmente cargos fijos por capacidad y cargos variables) y los USD 24,8 mm (26,3%) restantes provienen de cargos denominados en COP (principalmente cargos fijos por AO&M).

- Los ingresos denominados en USD cayeron -1,3% en comparación con el mismo período del año anterior. La variación se explica por la caída de ingresos asociados a los cargos fijos en USD de USD -7,0 mm (-10,8%), derivada de los efectos de las variables mencionados anteriormente, la cual fue compensada en parte por el crecimiento en ingresos por cargos variables de USD +5,6 mm (+99,8%) dada la modificación de pareja de cargos de algunos contratos. Durante este trimestre se observa una menor variación relativa de los ingresos denominados en USD considerando que durante el 2Q20 estos ingresos fueron afectados por la aplicación de la Política Comercial Transitoria antes mencionada.
- Los ingresos denominados en COP cayeron -28,3%, principalmente como consecuencia de la no renovación de contratos de Ballena-Barranca.

En lo corrido del año, los ingresos pasaron de USD 225,9 mm a jun-20 a USD 191,0 mm a jun-21, una disminución de USD -34,8 (-15,4%), explicada por la caída en cargos fijos por capacidad por la no renovación de los contratos del tramo Ballena-Barranca, parcialmente compensada por mayores ingresos variables provenientes del cambio en la pareja de cargos.

Costo de Operaciones

Tabla N°4 – Costos de Operaciones	USD miles		Var		USD miles		Var	
	2Q20	2Q21	USD	%	jun-20	jun-21	USD	%
Servicios Profesionales	5.064	4.254	-809	-16,0%	10.142	8.381	-1.762	-17,4%
Mantenimiento	5.380	1.886	-3.494	-64,9%	10.961	3.334	-7.627	-69,6%
ITC*	391	741	350	89,6%	1.207	1.138	-69	-5,7%
Depreciación y Amortización	21.815	22.711	896	4,1%	43.647	45.023	1.376	3,2%
Otros costos	8.255	5.892	-2.363	-28,6%	15.611	12.233	-3.377	-21,6%
Total	40.905	35.485	-5.420	-13,3%	81.568	70.110	-11.458	-14,0%

*ITC: Impuestos, tasas y contribuciones

Los costos operacionales presentaron una variación de USD -5,4 mm (-13,3%) entre 2Q20 y 2Q21, explicada 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 e iniciativas de eficiencia que la compañía ha continuado implementando, 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) menores costos ejecutados por renegociación de contratos por (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 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 +0,89 mm; +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 milmm; -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.

Como consecuencia del comportamiento descrito en el ingreso y la reducción de costos operacionales por i) eficiencias en el gasoducto Ballena-Barranca ii) una reprogramación en los planes de mantenimientos por las situaciones de orden público durante 2Q21, y iii) eficiencias capturadas en el marco del plan de transformación TGI 2.0, la utilidad bruta del 2Q21 fue USD 58,9 mm, una disminución de USD -5,3 mm (-8,2%) respecto al mismo período del año anterior. El margen bruto en 2Q21 se ubicó en 62,4% comparado con 61,1% en 2Q20.

En lo corrido del año los costos de operación pasaron de USD 81,6 mm a jun-20 a USD 70,1 mm a jun-21, una disminución de USD -11,5 (-14,0%). Esta variación se explica 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, en línea con la estrategia de eficiencia, se han logrado ahorros en servicios técnicos contratados y pólizas todo riesgo. Dado el efecto conjunto en ingresos y costos, la utilidad bruta del semestre se ubicó en USD 120,9 mm (-16,2%), con un margen bruto de 63,3% vs. 63,9% a jun-20.

Gastos de Administración & Operacionales (netos)

Los gastos de administración y operacionales (netos de otros gastos e ingresos) disminuyeron USD -3,6 mm (-42,7%), pasando de USD 8,4 mm en 2Q20 a USD 4,8 mm en 2Q21, debido principalmente a:

- Depreciaciones y Amortizaciones (USD -1,3 mm; -45,6%): Efecto base por provisiones reconocidas en 2020 por el servicio de transporte, de acuerdo con las facturas que fueron glosadas por algunos de los remitentes dada la contingencia de la COVID-19.
- Servicios personales y gastos generales (USD +1,3 mm, +24,0%): i) Mayor gasto en servicios personales en 2021 por USD +500 mil, asociado a una reclasificación desde

costos de personal por estandarización de la información con Grupo Energía Bogotá, lo cual se ve compensado con un menor valor en el costo de operaciones. Además, ii) Un incremento en gastos generales asociados a impresiones, publicaciones, suscripciones anuales pagadas en 2Q21, servicios informáticos, estudios y proyectos, que se compensa con menores gastos por honorarios, resultando en un incremento neto de USD +600 mil.

- Los Otros Ingresos aumentaron USD +3,6 mm (+771,3%): USD +3,1 mm por mayores ingresos recibidos por cobro de seguros en 2021 más un efecto positivo en recuperación de provisiones por USD +500 mil.

A jun-21 los gastos de administración y operacionales fueron de USD 13,1 mm frente a USD 14,7 mm a jun-20, una disminución de USD -1,6 mm (-10,9%). Esta variación acumulada se explica principalmente por mayores ingresos provenientes del pago de pólizas durante el 2Q21 y el efecto base por provisiones incurridas durante el 2Q20.

Utilidad Operacional

El resultado en utilidad bruta del 2Q21 junto al menor gasto administrativo y operacional (netos) por la gestión en recuperación de siniestros y provisiones llevaron la utilidad operacional del periodo a USD 54,1 mm, una caída de -3,0% respecto al 2Q20, ubicando el margen operacional en 57,3% (+4,3 pp).

Acumulada a jun-21, la utilidad operacional se ubicó en USD 107,8 mm, una reducción de USD -21,8 mm (-16,8%) comparada con jun-20. Sin embargo, el margen operacional se mantuvo relativamente estable frente al primer semestre del 2020, logrado por el efecto conjunto de optimizaciones en los costos y gastos, la gestión activa en la recuperación de ingresos y un efecto base dado por la Política Comercial transitoria durante el 2Q20.

Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de USD -19,8 mm en 2Q20 a USD -14,2 mm en 2Q21, explicado principalmente por:

- Diferencia en cambio (USD +3,4 mm; +120,7%): La apreciación del peso en aproximadamente COP 306 durante el 2Q20 y la posición pasiva resultante de los dividendos decretados y no pagados, junto a las provisiones por desmantelamiento en COP, resultó en un gasto por diferencial cambiario de USD -2,9 mm. Por otro lado, durante el 2Q21 una depreciación de COP 20 que junto a la posición pasiva anteriormente mencionada (decreto de dividendos 1Q21), llevaron a un ingreso para este periodo de USD +0,6 mm. La diferencia generada por los efectos entre los periodos analizados da como resultado una variación interanual positiva de USD +3,4 mm.
- Costos financieros (USD -1,9 mm; -11,2%): Corresponde principalmente a la renegociación de la tasa del crédito intercompañía, pasando de 6,125% a 5,02%, la cual tuvo lugar en el mes de mayo con un efecto acumulado del periodo enero a junio de 2021 en los estados financieros del 2Q21. Este ajuste representa ahorros de USD 1 mm trimestrales.
- Participación resultado de asociadas (USD +0,6 mm; 115,6%): Por mejor utilidad en Contugas comparado con 2Q20 por el incremento en los ingresos del USD +0,3 mm (+1,5%) principalmente en el segmento de distribución industrial, menor nivel de provisiones por USD -1,9 mm (-39,9%) y gastos financieros USD -0,7 mm (-26,6%).

A jun-21 el resultado no operacional neto fue de USD -32,1 mm comparado con USD -20,7 mm a jun-20. Esta variación se explica por un menor aporte del ingreso por diferencia en cambio que genera la posición pasiva en pesos de los dividendos decretados. En particular, la fuerte

devaluación que se presentó en 1Q20, que coincidió con el decreto de dividendos, generó un ingreso importante por diferencia en cambio. De igual forma se resaltan los ingresos de resultados en asociadas por una mayor utilidad de Contugas y un menor costo financiero por la renegociación del crédito intercompañía, con efecto acumulado desde enero del 2021

Impuestos

El impuesto a la ganancia fue USD 12,4 mm, disminuyendo USD -8,5 mm (-40,5%) comparado con 2Q20, producto de un mayor gasto registrado en ese trimestre (+USD 7,9 mm) por la diferencia resultante entre la declaración de renta real del 2019 y el gasto provisionado al cierre de ese año y una menor utilidad gravable en el 2Q21 respecto al 2020.

Por su parte, el impuesto diferido pasó de gasto por USD -1,3 mm en 2Q20 a uno de USD -478 mil en el 2Q21 (-63,8%), como consecuencia de las variaciones en las bases de cálculo ocasionadas por el diferencial cambiario sobre los pasivos y activos en moneda extranjera de la Compañía.

A jun-21 el impuesto a las ganancias suma USD 25,3 mm comparado con USD 40,9 mm a jun-20, producto de la menor utilidad gravable por los efectos explicados en el resultado operacional y la ausencia de ajustes en la declaración real, como el efectuado en 2020 por USD 7,9 mm ya mencionado. Por su parte el ingreso por impuesto diferido disminuye USD -5,6 mm (-92,2%) producto de las variaciones en las tasas de cambio que impactan las bases de cálculo de dicho impuesto.

Utilidad Neta

La utilidad neta pasó de USD 13,8 mm en 2Q20 a USD 27,0 mm en 2Q21, lo que representa un incremento de 96,3%, explicado por los positivos efectos del resultado no operacional e impuestos, que contrarrestaron la disminución en la utilidad operacional.

La utilidad neta acumulada a jun-21 es USD 50,8 mm, una reducción de USD -23,1 mm (-31,4%) que evidencia los efectos de la disminución en la utilidad operacional y la menor ganancia por diferencia en cambio que se dio durante el 1Q21. Sin embargo, se resalta el menor costo financiero, en línea con la estrategia de eficiencia financiera de la compañía.

EBITDA

El EBITDA en 2Q21 fue USD 74,2 mm, lo que representa una disminución de USD -5,8 mm vs. 2Q20 (-7,2%). Esta disminución se explica por la caída en ingresos de USD -10,7 mm (-10,2%) que fue compensada parcialmente por una reducción de USD -5,0 mm (-19,7%) del OPEX. La reducción en OPEX corresponde a la captura de eficiencias operativas por USD +3,3 mm y a recortes por USD +3,6 mm, para un total de USD +6,9 mm durante el 2Q21. Esto fue contrarrestado por un efecto negativo de TRM por USD -1,5 mm, e indexación por USD -0,4 mm. Los esfuerzos que la compañía ha realizado en temas de eficiencia se ven reflejados en mayor margen de 78,6% respecto a un 76,1% en 2Q20.

El EBITDA a jun-21 fue USD 152,0 mm, lo que representa una disminución de USD -24,7 mm (-14,0%). Esta disminución se explica por la caída en ingresos de USD -34,8 mm (-15,4%) que fue compensada parcialmente por una reducción de USD -10,2 mm (-20,2%) del OPEX. La reducción en OPEX corresponde a la captura de eficiencias operativas por USD +7,1 mm y a recortes por USD +6,1 mm, para un total de USD +13,2 mm a 2Q21. Esto fue contrarrestado por un efecto negativo de TRM por USD -2,3 mm, e indexación por USD -0,7 mm. Los esfuerzos que la compañía ha realizado en temas de eficiencia se ven reflejados en mayor margen de 79,6% respecto a un 78,2% en 2Q20

Tabla N°5 – EBITDA	USD miles		Var		USD miles		Var	
	2Q20	2Q21	USD	Var %	jun-20	jun-21	USD	Var %
EBITDA	79.987	74.236	-5.751	-7,2%	176.641	151.979	-24.663	-14,0%
Margen EBITDA	76,1%	78,6%		2,5 pp	78,2%	79,6%		1,4 pp

Perfil de Deuda

Tabla N°6 – Rubros relevantes de deuda	USD miles		Var	
	jun-20	jun-21	USD	%
Deuda total neta	1.062.727	1.026.918	-35.809	-3,4%
Deuda senior bruta	760.141	757.752	-2.390	-0,3%
Deuda total bruta	1.130.141	1.127.752	-2.390	-0,2%
EBITDA UDM*	348.677	326.871	-21.806	-6,3%
Gastos financieros UDM*	68.981	68.078	-903	-1,3%
Ratios de cobertura				
Deuda total bruta / EBITDA*	3,2x	3,5x	0,2x	
EBITDA* / Gastos financieros*	5,1x	4,8x	-0,3x	

*Corresponde al EBITDA y gastos financieros de los últimos doce meses (UDM)

En línea con la actualización de expectativas para el 2021, el indicador deuda/EBITDA tenderá hacia 3,9x hacia el cierre del año, dada la disminución de ingresos por vencimientos contractuales en el tramo Ballena-Barranca

Los gastos financieros en 2Q21 fueron USD 15,5 mm, presentando una disminución de USD 2,0 mm (-11,2%) frente al periodo anterior. El menor gasto obedece principalmente a la reducción de la tasa del crédito intercompañía de 6,125% a 5,02%, que se materializó en mayo de 2021.

Tabla N°7 – Perfil de la deuda	Monto USD mm	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales	750	USD	5,55%	1-nov-28
Intercompañía - Subordinada	370	USD	5,02%	21-dic-22
Leasing – Renting	4,0	USD	N/A	Largo Plazo
Pasivo Financiero NIIF - 16	3,8	USD	8,64%	N/A

Desempeño Comercial

Ingresos por Sector

Tabla N°8 – Composición Sectorial Ingresos	2Q20	2Q21	jun-20	jun-21
Residencial-Distribuidor	53,9%	73,1%	53,4%	73,1%
Industrial	12,0%	13,2%	12,5%	13,8%
GNV	5,6%	4,8%	6,0%	4,9%
Comercial	6,3%	3,0%	6,4%	3,1%
Térmicas	9,8%	3,8%	9,3%	3,1%
Refinería	12,4%	2,2%	12,4%	2,1%
Petroquímicas	0%	0%	0%	0%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

*Por cambios regulatorios se empezó a reportar la composición sectorial de ingresos de acuerdo con lo declarado por los clientes en los contratos comerciales. Ver anexo 1 del informe 1Q21

Los sectores Residencial/Distribuidor e industrial aportaron el 86,9% de los ingresos acumulados en 2021. Por su parte el sector residencial/distribuidor fue el de mayor crecimiento

en el 2Q21 frente a lo mostrado en 2Q20 (+9,7%) con una participación del 73,1% frente al 53,9% respectivamente. Esto en gran medida a la recuperación de la demanda vs. los impactos por covid-19 durante el 2Q20 y, a que algunos distribuidores entraron a atender las refinerías desde sus contratos.

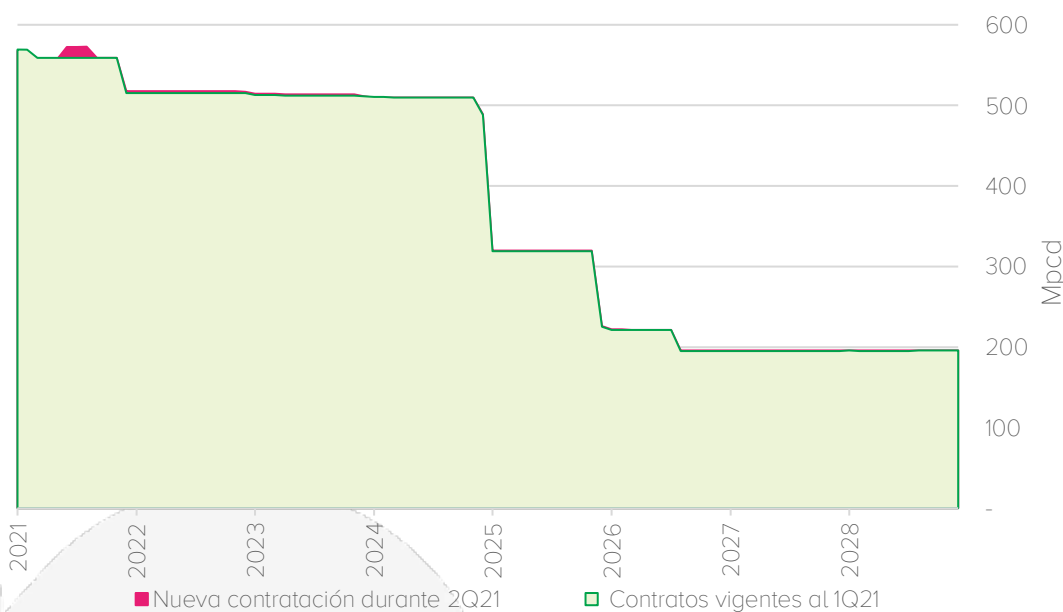
Estructura Contractual

Tabla N°9– Estructura de los contratos en firme	N° Contratos Vigentes	N° Contratos En Firme	N° Contratos Interrumpibles	Vida Remanente Contratos en Firme (promedio años)
jun-20	873	823	50	5,9
jun-21	667	665	2	5,1

Entre junio de 2020 y junio de 2021, se pasó de 873 contratos vigentes a 667, lo anterior a razón que la mayoría de los contratos vencidos estaban dentro de un periodo contractual mensual y no a largo plazo. Al cierre del 2Q21, el 99,7% de los contratos eran firme y 0,3% en interrumpible. Los contratos en firme están en promedio ponderado bajo una pareja 93% cargos fijos y 7% variables, aproximadamente.

A junio de 2021, la Compañía tiene contratada el 67,3% de su capacidad disponible, una disminución de 23,5 pp comparada con el 2Q20, a razón del vencimiento contractual asociado a la capacidad del tramo Ballena-Barranca, la cual no fue renovada por la baja producción y utilización desde las fuentes de gas en La Guajira.

Gráfico N°1 – Vida remanente de los contratos



Desempeño Operacional

Tabla N°10 – Indicadores operacionales seleccionados	2Q20	2Q21	Var %
Capacidad total – Mpcd	837,8	849,4	1,4%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	761	572	-24,8%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	430,8	435,8	1,2%
Factor de uso	48%	48%	-0,2 pp
Disponibilidad	100%	100%	0,0 pp
Longitud gasoductos – Km	4.017	4.033	0,4%

La longitud total de la red de gasoductos de TGI ascendió a 4.033 Km, incrementó 0,4% explicado por la incorporación del Loop Puente Guillermo – La Belleza fase IV y Loop Porvenir – Miraflores. 3.883 Km de gasoducto son propiedad y están operados por TGI; los 150 Km restantes, si bien están bajo su control y supervisión, son operados por el contratista, según lo establecido en el contrato de operación y mantenimiento. El sistema funciona principalmente con el gas natural proveniente de las cuencas Ballena / Chuchupa y Cusiana / Cupiagua.

Tabla N°11 – Volumen por transportador (Mpcd)	2Q20	Part %	2Q21	Part %	Var %
TGI	430,8	54,5%	435,8	53,9%	1,2%
Promigas	322,9	40,8%	317,2	39,2%	-1,8%
Otros	37,4	4,7%	55,3	6,8%	47,9%
Total	791,1	100,0%	808,3	100,0%	2,2%

En 2Q21, se observa un incremento del volumen transportado promedio día de 1,2% respecto al 2Q20 por recuperación de la demanda. Del volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, TGI continúa siendo el principal actor con 435 Mpcd, mientras que el segundo es Promigas con 317,2 Mpcd, lo cual corresponde al transporte de 753,0 Mpcd (las dos Compañías agrupan el 93,2%).

Tabla N°12 – Capacidad de transporte total del sistema TGI	Capacidad Mpcd
Ballena – Barracabermeja	260
Mariquita – Gualanday	15
Gualanday – Neiva	11
Cusiana – Porvenir	470
Cusiana – Apiay	64
Apiay – Usme	18
Morichal – Yopal	12
Total	849

**La capacidad se cuantifica según los tramos con puntos de entrada de oferta de gas.*

Proyectos en ejecución

Las inversiones ascendieron a USD 9,3 mm durante el 2Q21. En Cusiana Fase IV el porcentaje de avance físico a jun-21 es 95,8% y en Reposición Ramales el porcentaje de avance físico es 99,2%.

Cusiana Fase IV

Descripción	Ejecución
Aumentar la capacidad de transporte de gas natural en 58 Mpcd entre Cusiana y Vasconia:	Inversión total del Proyecto: USD 92,3 mm
– Construcción de 38,5 Km de loops de 30" de diámetro.	Capex total ejecutado a la fecha USD 83,3 mm
– Ampliación de la Estación de Compresión de Gas de Puente Guillermo.	Capex total ejecutado 2Q21 USD 2,4 mm
– Adecuaciones de las Estaciones de Compresión de Gas de Miraflores y Vasconia.	Avance Físico de Obra 95,8%
	Entrada en operación:
	– Estación Puente Guillermo: 17 Mpcd / 2Q18
	– Loop Puerto Romero – Vasconia: 46 Mpcd / 1Q20
	– Loop Puente Guillermo – La Belleza: 10 Mpcd / 4Q20
	– Loop El Porvenir – Miraflores: 2 Mpcd / 1Q21

Reposición de Ramales

Descripción	Ejecución
Reposición de 4 ramales por cumplimiento de vida útil normativa de acuerdo con la resolución CREG 126 de 2016 y 1 por reposición por mutuo acuerdo:	Inversión total del Proyecto USD 11,6 mm
– Ramal Yariguíes – Puerto Wilches	CAPEX total ejecutado a la fecha USD 11,2 mm
– Ramal – Pompeya	CAPEX total ejecutado 2Q21 USD 0,04 mm
– Ramal Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo	Avance Físico de Obra 99,2%
– Ramal Cantagallo – San Pablo	Entrada en operación:
– Ramal Galán – Casabe – Yondó	– Ramal Yariguíes – Puerto Wilches: 4Q19
	– Ramal Pompeya: 4Q19
	– Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo: 1Q20
	– Ramal Cantagallo – San Pablo: 1Q20
	– Ramal Galán – Casabe – Yondó: 3Q20

Actualización Regulatoria

Tabla N°13 – Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado
CREG	Resolución CREG 026 de 2021.	Disposición transitoria para la comercialización de capacidad de transporte de gas natural	Publicada Ver más
	Resolución CREG 015 de 2021	Por la cual se archiva el trámite de las actuaciones administrativas de los expedientes 2019-0172, 2019-0173, 2019-0174, 2019-0175, 2019-0176 (Proyectos IPAT).	Publicada Ver más
	Resolución CREG 038 de 2021.	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se modifica la Resolución CREG 004 de 2021", que define el procedimiento para el cálculo de la tasa de descuento aplicable en las metodologías tarifarias que expide la Comisión de Regulación de Energía y Gas.	Proyecto Ver más
	Circular CREG 031 de 2021.	Se publica el documento: "Análisis de la comercialización mayorista de suministro de gas natural desde la expedición de la Resolución CREG 089 de 2013 a la fecha y sus perspectivas de mejora".	Publicada Ver más
	Circular CREG 036 de 2021.	Cronograma de la Comercialización de Gas Natural del año 2021.	Publicada Ver más
	Resolución CREG 076 de 2021.	Medidas transitorias en relación con los mecanismos y procedimientos de comercialización de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF), y de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme (CIDVF) de gas natural.	Proyecto Ver más
UPME	Circular Externa UPME No 017-2021.	Publicación de respuestas frente a observaciones recibidas entre el 22 de enero y el 4 de mayo de 2021 a los documentos de selección del Inversionista de la infraestructura de importación de gas del pacífico Publicados el 29 de octubre de 2020 mediante circular 044 de 2020.	Publicada Ver más
	Circular Externa UPME No 023-2021.	Adenda No. 3 a los documentos de selección de inversionista de la convocatoria pública UPME GN No. 01 – 2020, Planta de. Particularmente se incluyen ajustes al cronograma del proceso de selección del Inversionista y del Auditor.	Publicada Ver más
MME	Resolución MME 0014 de 2021.	Declaración de Producción de Gas Natural 2021 – 2030.	Publicada Ver más

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°14 - Estado de Resultados	USD miles		Variación	
	2Q20	2Q21	USD	%
Ingresos	105.093	94.388	-10.705	-10,2%
Costo de operaciones	-40.905	-35.485	5.420	-13,3%
Utilidad bruta	64.188	58.903	-5.285	-8,2%
<i>Margen Bruto</i>	<i>61,1%</i>	<i>62,4%</i>		
Gastos administración y operacionales (netos)	-8.470	-4.852	3.618	-42,7%
Servicios personales	-1.929	-2.621	-692	35,8%
Gastos generales	-3.480	-4.085	-605	17,4%
Impuestos	-607	-672	-65	10,8%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-2.926	-1.591	1.335	-45,6%
Otros gastos	0	-1	-1	-100,0%
Otros ingresos	473	4.118	3.646	771,3%
Utilidad operacional	55.719	54.052	-1.667	-3,0%
<i>Margen Operacional</i>	<i>53,0%</i>	<i>57,3%</i>		
Costos financieros	-17.478	-15.519	1.958	-11,2%
Ingresos financieros	1.059	679	-380	-35,9%
Diferencia en cambio neta	-2.853	591	3.444	-120,7%
Participación resultado de asociadas	-527	82	610	115,6%
Utilidad antes del impuesto de renta	35.919	39.885	3.965	11,0%
Impuesto a la ganancia	-20.836	-12.388	8.448	-40,5%
Impuesto diferido	-1.320	-478	842	-63,8%
Utilidad neta	13.763	27.019	13.255	96,3%
<i>Margen Neto</i>	<i>13,1%</i>	<i>28,6%</i>		

Tabla N°15 - Estado de Resultados	USD miles		Variación	
	jun-20	jun-21	USD	%
Ingresos	225.876	191.028	-34.848	-15,4%
Costo de operaciones	-81.568	-70.110	11.458	-14,0%
Utilidad bruta	144.308	120.919	-23.389	-16,2%
<i>Margen Bruto</i>	<i>63,9%</i>	<i>63,3%</i>		
Gastos administración y operacionales (netos)	-14.740	-13.129	1.611	-10,9%
Servicios personales	-3.991	-5.307	-1.315	33,0%
Gastos generales	-6.078	-7.354	-1.276	21,0%
Impuestos	-1.244	-1.303	-59	4,7%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-5.298	-4.003	1.295	-24,4%
Otros gastos	-18	-40	-23	127,8%
Otros ingresos	1.889	4.877	2.988	158,1%
Utilidad operacional	129.568	107.790	-21.779	-16,8%
<i>Margen Operacional</i>	<i>57,4%</i>	<i>56,4%</i>		
Costos financieros	-35.080	-32.913	2.167	-6,2%
Ingresos financieros	2.205	1.472	-732	-33,2%
Diferencia en cambio neta	14.042	32	-14.010	99,8%
Participación resultado de asociadas	-1.902	-723	1.179	62,0%
Utilidad antes del impuesto de renta	108.833	75.658	-33.175	-30,5%
Impuesto a la ganancia	-40.978	-25.356	15.622	-38,1%
Impuesto diferido	6.123	478	-5.644	-92,2%
Utilidad neta	73.978	50.781	-23.197	-31,4%
<i>Margen Neto</i>	<i>32,8%</i>	<i>26,6%</i>		

Tabla N°16 - Balance General	USD miles		Variación	
	dic-20	jun-21	USD	%
Activos				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	136.628	100.833	-35.795	-26,2%
Cuentas por cobrar a clientes	62.694	85.483	22.789	36,3%
Inventarios	11.691	12.623	932	8,0%
Otros activos no financieros	3.412	11.749	8.337	244,3%
Total Activo Corriente	214.425	210.688	-3.737	-1,7%
Activo No Corriente				
Propiedades, planta y equipo	2.161.805	2.132.129	-29.676	-1,4%
Activos por derecho de uso	2.860	4.594	1.734	60,6%
Inversiones en asociadas y subordinadas	14.829	14.105	-724	-4,9%
Cuentas por cobrar comerciales	12.301	11.808	-493	-4,0%
Activos intangibles	157.632	156.612	-1.020	-0,6%
Otros activos financieros / no financieros	6.301	5.776	-525	-8,3%
Total Activo No Corriente	2.355.727	2.325.024	-30.703	-1,3%
Total Activo	2.570.152	2.535.712	-34.440	-1,3%
Pasivos				
Pasivo Corriente				
Cuentas por pagar a proveedores	12.060	19.537	7.477	62,0%
Pasivo por impuestos	38.480	26.405	-12.075	-31,4%
Beneficios a empleados	5.298	3.830	-1.468	-27,7%
Provisiones	14.477	10.771	-3.706	-25,6%
Pasivo por arrendamientos	1.764	3.027	1.263	71,6%
Otros pasivos financieros	12.306	10.498	-1.808	-14,7%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	3.036	67.488	64.452	2123,1%
Total Pasivo Corriente	87.420	141.556	54.136	61,9%
Pasivo No Corriente				
Cuentas por pagar a partes relacionadas	370.000	370.000	0	0,0%
Pasivos financieros	6.188	5.644	-544	-8,8%
Provisiones	81.821	77.174	-4.647	-5,7%
Pasivo por impuestos diferidos	345.155	344.676	-479	-0,1%
Bonos emitidos	746.353	746.541	188	0,0%
Otros pasivos	15.703	14.348	-1.355	-8,6%
Total Pasivo No Corriente	1.565.221	1.558.383	-6.838	-0,4%
Total Pasivo	1.652.641	1.699.939	47.298	2,9%
Patrimonio				
Capital social	703.868	703.868	0	0,0%
Prima en emisión de acciones	56.043	56.043	0	0,0%
Reservas	184.913	203.181	18.268	9,9%
Resultado del periodo	150.785	50.781	-100.004	-66,3%
Resultados acumulados	-35.439	-35.439	-0	0,0%
Otras partidas de resultado integral	-142.659	-142.661	-2	0,0%
Total Patrimonio	917.511	835.773	-81.738	-8,9%
Total Pasivo y Patrimonio	2.570.152	2.535.712	-34.440	-1,3%

Tabla N°16 - Estado de Flujo de Efectivo	USD miles	
	dic-20	jun-21
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación		
Utilidad Neta	150.785	50.781
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	94.311	47.683
Diferencia en cambio no realizada	-21.594	-32
Beneficios a empleados	-420	-235
Costo amortizado obligaciones financieras	360	188
Valoración obligación por desmantelamiento	4.462	2.385
Impuesto diferido	-14.005	-478
Impuesto de renta	76.998	25.356
Costos financieros	65.433	30.340
Ingresos financieros	-3.427	-1.238
Valoración método de participación	-3.189	723
Pérdida, propiedades, planta y equipo	-2	40
Deterioro inventarios	666	152
Deterioro cuentas por cobrar	3.110	1.185
Provisiones (Recuperaciones)	-2.361	-4.872
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar	17.142	17.283
Aumento en inventarios	-98	-1.085
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	15	-8.338
Disminución en cuentas por pagar	-40.575	-14.935
Aumento (disminución) en otras obligaciones laborales	1.221	-1.244
Disminución en otros pasivos financieros	-520	-567
(Disminución) aumento en pasivos estimados y provisiones	3.390	-4.093
Pago de intereses	-42.496	-20.936
Pago de intereses parte relacionadas	-22.663	-9.855
Impuestos Pagados	-59.629	-68.474
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	206.914	39.734
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Inversiones en asociadas	0	0
Propiedad, planta y equipo	-49.646	-21.615
Intangibles	0	0
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-49.646	-21.615
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento		
Pago de dividendos	-96.112	-66.258
Pago de obligaciones financieras	-1.898	-1.113
Obligaciones financieras adquiridas	0	0
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-98.010	-67.371
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-845	13.457
Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	58.413	-35.795
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	78.215	136.628
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	136.628	100.833

Anexo 2. Nota legal y aclaraciones

Este documento contiene palabras tales como “anticipar”, “creer”, “esperar”, “estimar”, y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica, incluyendo y sin limitación a aquella que haga referencia a la situación financiera de la Compañía, su estrategia de negocios, los planes y objetivos de la administración, corresponde a proyecciones.

Las proyecciones de este informe se realizaron bajo supuestos relacionados con el entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, y tuvieron en cuenta riesgos que están por fuera del control de la Compañía. Las proyecciones son inciertas y se puede esperar que no se materialicen. También se puede esperar que ocurran eventos o circunstancias inesperadas. Por las razones anteriormente expuestas, los resultados reales podrían diferir en forma significativa de las proyecciones aquí contenidas. En consecuencia, las proyecciones de este informe no deben ser consideradas como un hecho cierto. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.

La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en este documento.

El desempeño pasado de la Compañía no puede considerarse como un patrón del desempeño futuro de la misma.

Anexo 3. Términos y definiciones

- ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
- ASME: American Society of Mechanical Engineers.
- BEO (Boletín Electrónico de Operaciones): Página web de libre acceso, que despliega información comercial y operacional relacionada con los servicios de un transportador, en la cual se incluyen los cargos regulados, los convenidos entre agentes del mercado, el ciclo de nominación, el programa de transporte, las ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, las cuentas de balance de energía y demás información que establezca el RUT.
- Contrato con interrupciones o interrumpible: Contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro o transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte
- Contrato Firme o que garantiza firmeza: contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.
- CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.
- GBTUD: Giga British Thermal Unit per-Day.
- MBTU: Miles de Unidades Térmicas Británicas.
- mm: millones
- MME: Ministerio de Minas y Energía.
- Mpcd: Millones de pies cúbicos por día.
- Promedio – Mpcd: Es el promedio del volumen transportado por día en el trimestre de estudio.
- pp: puntos porcentuales
- SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.