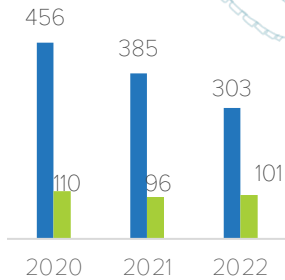
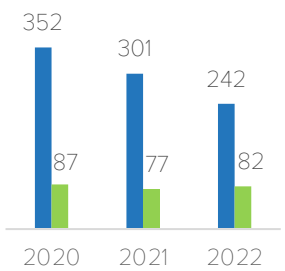




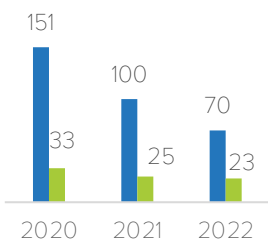
Cifras acumuladas y 3T
Ingresos
(USD mm)



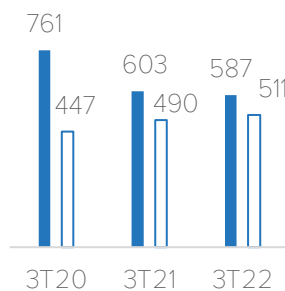
EBITDA
(USD mm)



Utilidad Neta
(USD mm)



Gas Contratado en
Firme y Transportado
(Mpcd)



Cifra subrayada: Volumen transportado
Cifras calculadas como promedios simples
trimestrales

TGI impulsa el gas natural como el energético líder en una transición justa, sostenible y competitiva

- **Expansión:** i) gestión comercial activa que se traduce en nuevos ingresos, volúmenes incrementales y mayor movilidad sostenible; ii) desarrollo de demanda estructural mediante el incentivo del uso de Ballena-centros de consumo y reconfiguración del servicio de parqueo; iii) gestión de nuevas fuentes de ingreso midstream.
- **Regulación:** i) TGI mantiene el esquema de remuneración y moneda funcional en USD hasta resolver los actos administrativos pendientes (CREG 102-010); ii) Radicación de solicitud de agregación de todos los tramos regulatorios de TGI a la CREG (estampilla); iii) presentación de concepto de perito; iv) en evaluación de la CREG solicitud de modificación Resolución 175: VUN futuro y riesgo cambiario; v) avance en mitigación riesgo cambiario y de mercado: Recompra parcial de bonos senior 2028 por USD 155,8 mm, y trámite de autorizaciones para coberturas de saldo en USD.
- **Eficiencia:** i) Ahorros acumulados por USD 15,4 mm en OPEX y CAPEX; ii) optimización de procesos contractuales de O&M.
- **Transformación:** i) Definición pilotos y alianzas para el desarrollo de iniciativas de hidrógeno; ii) desarrollo de 3 proyectos de digitalización y analítica.

Tabla N°1 – Indicadores financieros relevantes

	3T21	3T22	Var	Var %	9M21	9M22	Var	Var %
Ingresos (USD miles)	96.107	101.406	5.299	5,5%	287.136	303.363	16.227	5,7%
Utilidad operacional (USD miles)	51.182	59.619	8.436	16,5%	158.972	171.458	12.487	7,9%
EBITDA (USD miles)	76.804	82.326	5.522	7,2%	228.783	242.416	13.633	6,0%
Margen EBITDA	79,9%	81,2%	1,3 pp		79,7%	79,9%	0,2 pp	
Utilidad neta (USD miles)	25.149	22.836	-2.313	-9,2%	75.929	69.899	-6.031	-7,9%
Deuda total bruta / EBITDA*	3,6x	3,6x	0,05x		3,6x	3,6x	0,05x	
Deuda neta / EBITDA*	3,3x	3,0x	-0,28x		3,3x	3,0x	-0,28x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4,7x	4,6x	-0,12x		4,7x	4,6x	-0,12x	

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 22 | 22: BBB, estable

Moody's – Calificación Bono – Sep. 09 | 22: Baa3, estable
últimos 12 meses

Mercado del gas natural en Colombia

- La demanda nacional de gas natural presentó una ligera disminución frente al niveles registrados durante el 3T21 principalmente en sector de petroquímicos (-13,5 GBTUD) y otros consumos (-26,8 GBTUD), compensado por la dinámica de crecimiento en el sector residencial – comercial (+26,5 GBTUD) e industrial (+9,1 GBTUD).
- La demanda del interior se incrementó 62,4 GBTUD frente al 3T21 principalmente en el sector termoeléctrico (+35,8 GBTUD) e industrial (+23,7 GBTUD).

Tabla N°2 – Demanda de gas natural por sectores

	Colombia			Interior del País		
(GBTUD)	3T21	3T22	Var %	3T21	3T22	Var %
Industrial – refinería	427	436	2,1%	291	315	8,1%
Residencial – comercial	206	232	12,9%	165	187	13,0%
Termoeléctrico	217	215	-0,9%	34	70	104,5%
Vehicular – GNV	53	55	4,6%	42	47	10,8%
Petroquímico	18	5	-74,0%	1	1	36,4%
Otros Consumos	27	0	-100,0%	23	0	-100,0%
Total	948	944	-0,4%	557	620	11,2%

Resultados Financieros TGI

TGI (Transportadora de Gas Internacional) desarrolla y provee soluciones integrales de transporte y logística de hidrocarburos de baja emisión a grandes usuarios, productores y desarrolladores de mercados energéticos, conectando fuentes con centros de consumo, a través de relaciones de largo plazo. TGI está incorporada bajo las leyes colombianas.

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

Resultados trimestrales 3T22

Ingresos de Operaciones

Tabla N°3 – Ingresos por tipo de cargo y moneda

USD '000	3T21	3T22	Var	Var %	9M21	9M22	Var	Var %
Por tipo de cargo								
Capacidad & AOM	81.932	84.873	2.941	3,6%	245.543	258.983	13.440	5,5%
Variables	12.813	15.000	2.187	17,1%	36.789	40.712	3.923	10,7%
Otros Ingresos	1.363	1.533	170	12,5%	4.803	3.667	-1.136	-23,6%
Por moneda								
Indexados a USD	71.365	78.505	7.141	10,0%	212.442	230.594	18.151	8,5%
Indexados a COP	24.743	22.901	-1.842	-7,4%	74.693	72.769	-1.924	-2,6%
Total	96.107	101.406	5.299	5,5%	287.136	303.363	16.227	5,7%

A continuación se detalla la evolución de los ingresos por tipo de cargos en el 3T22:

- Los cargos por capacidad alcanzaron USD 63,5 mm, una variación positiva de USD 5,0 mm (8,5%) principalmente por: i) incremento tarifario por indexación al IPP (Bienes de Capital de EEUU) de 6,61%¹; ii) incremento en la contratación en firme trimestral por volúmenes incrementales en la ruta Vasconia-Sebastopol (23 Mpcd) y Vasconia-Barrancabermeja (16 Mpcd); y iii) contratación adicional de transporte en el campo Ballena mediante la modalidad de transporte de contingencia y transporte de gas adicional por mantenimientos inaplazables reportados por CNOGas² con varios remitentes.
- Los cargos AO&M, que se remuneran en COP, de COP 94.187 mm (USD 21,4 mm), registraron un incremento de 4,4% en COP explicados por las razones presentadas anteriormente: i) el incremento tarifario por indexación al IPC (Colombia) de 5,62%; ii) incremento en la contratación en firme trimestral por volúmenes incrementales en la ruta Vasconia-Sebastopol y Vasconia-Barrancabermeja; y iii) contratación adicional de transporte en el campo Ballena mediante la modalidad de transporte de contingencia y mantenimientos inaplazables reportados por el CNOGas. Por otra parte, la conversión a dólares por la devaluación del peso generó un impacto negativo en este rubro de USD 3,0 mm generando una variación de -8,6%.
- Los cargos variables en USD (14,8% de los ingresos totales) crecieron principalmente por: i) transporte interrumpible adicional contratado durante el trimestre; ii) incremento tarifario anual por la indexación al PPI (Bienes de Capital de EEUU) de 6,61%; y iii) otros ingresos por

¹ IPP del 2021, indexación que rige para todo el 2022 dado que las tarifas se actualizan una vez al año.

² Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – Resolución CREG 126 de 2021 – Artículo 3 parágrafo 1.

contratación diaria adicional. El volumen promedio transportado se incrementó al pasar de 490 Mpcd en 3T21 a 511 Mpcd en 3T22 (ver cifras operacionales).

- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios crecieron en 12,5% al cerrar en USD 1,5 mm por mayores ingresos asociados al pago por pérdidas de gas.

En cuanto a los ingresos por moneda, el 77,4% proceden de cargos denominados en USD (principalmente cargos fijos por capacidad y cargos variables) y el 22,6% restante de cargos denominados en COP (principalmente cargos fijos por AO&M).

- Los ingresos denominados en USD crecieron por el incrementado tarifario en cargos fijos (USD 5,0 mm / 8,5%) asociada a la indexación, el incremento en la contratación trimestral en firme en puntos intermedios, contrataciones adicionales de transporte en el Campo Ballena en la modalidad de contingencia y transporte de gas adicional por mantenimientos inaplazables reportados por el CGNOGas.
- Los ingresos denominados en COP cayeron 7,4% (en dólares) por efecto de la devaluación del peso.

Costo de Operaciones

Tabla N°4 – Costos de Operaciones

USD '000	3T21	3T22	Var	Var %	9M21	9M22	Var	Var %
Servicios Profesionales	4.347	3.774	-573	-13,2%	12.728	12.150	-578	-4,5%
Mantenimiento	1.804	1.922	118	6,5%	5.138	7.456	2.318	45,1%
ITC	540	451	-89	-16,5%	1.679	1.286	-393	-23,4%
Depreciación y Amortización	23.507	21.201	-2.305	-9,8%	68.530	65.789	-2.741	-4,0%
Otros costos	6.125	6.856	731	11,9%	18.359	21.642	3.283	17,9%
Total	36.324	34.204	-2.119	-5,8%	106.433	108.323	1.890	1,8%

*ITC: Impuestos, tasas y contribuciones

Los costos operacionales disminuyen durante el trimestre en comparación con el 3T21 principalmente por:

- Menores costos de servicios profesionales asociados a las eficiencias logradas durante el trimestre, y particularmente ahorros sobre el contrato de apoyo de la gerencia de proyectos, acorde al estado actual de los mismos y la mayor participación del personal directo de TGI en las funciones que venía desarrollando el equipo técnico de apoyo.
- Menores costos de depreciación y amortización por la capitalización de proyectos realizada durante el 2021.

Lo anterior fue balanceado por: i) el incremento en otros costos por el aumento en la tarifa de gas combustible a nivel nacional indexado a IPC 2021 y ii) reposición de inventario por pérdidas lo cual generó incrementos en la compra de gas de empaque, (concepto que es reconocido como pérdida en la tarifa que se cobra al remitente).

Gastos de Administración & Operacionales (netos)

Tabla N°5 – Gastos Administrativos y Operacionales (Netos)

USD '000	3T21	3T22	Var	Var %	9M21	9M22	Var	Var %
Servicios personales	2.394	2.457	62	2,6%	7.701	8.038	337	4,4%
Gastos generales	3.597	3.287	-310	-8,6%	10.950	8.807	-2.143	-19,6%
Impuestos	495	333	-162	-32,7%	1.798	1.567	-231	-12,8%
DA&P	4.185	3.530	-655	-15,6%	8.188	8.231	43	0,5%
Otros gastos	0	53	53	-100,0%	40	53	13	32,1%
Otros ingresos	-2.070	-2.078	-7	0,4%	-6.948	-3.115	3.832	-55,2%
Total	8.602	7.583	-1.018	-11,8%	21.731	23.581	1.851	8,5%

*DA&P: Depreciaciones, Amortizaciones y Provisiones

Los gastos de administración y operacionales (netos de otros gastos e ingresos) decrecieron principalmente por:

- Disminución en gastos generales por los avances en la implementación de iniciativas que ha permitido capturar al cierre de septiembre 2022 ahorros por USD 15,4 mm, USD 1,2 mm adicionales con respecto del 2T22.
- Depreciaciones, amortizaciones y provisiones por efecto base dado el reconocimiento de las facturas glosadas de distribuidores durante julio 2021 correspondiente al servicio de transporte fijo, que no se repiten durante el 3T21.
- Menor gasto en impuestos por menor tarifa en la contribución a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el 2022.

Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de USD -13,9 mm en 3T21 a USD -18,4 mm en 3T22, explicado principalmente por:

- Participación Resultado en Asociadas (USD -2,7 mm; -173,4%): por los menores resultados de Contugás asociados al mayor nivel de provisiones por deudas judicializadas.
- Diferencia de cambio neta (USD -2,2 mm; 396,2%): por la estrategia de compra de divisas y el efecto de la devaluación del peso durante el trimestre vs 3T21.
- Costos Financieros (USD -0,3 mm; +2,1%): por el efecto contable de la valoración del costo amortizado de los bonos y crédito intercompañía que no tienen impacto en la generación de caja de la compañía.

Lo anterior, fue balanceado por mayores ingresos financieros (USD +0,7 mm; +42,5%) los rendimientos capturados por los excedentes de caja invertidos temporalmente en instrumentos de renta fija, tales como Time Deposits y CDTs y el incremento de tasa de interés.

Impuestos

Corriente (USD +5,4 mm; +40,4%): producto del cambio de tarifa de impuesto de renta en 4 puntos porcentuales al pasar de 31% en el 2021 a 35% en el 2022 de acuerdo a la reforma tributaria aprobada en el 2021.

Diferido (USD -0,9 mm; -72,5%): 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.

Utilidad Neta

La utilidad neta pasó de USD 25,1 mm en 3T21 a USD 22,8 mm en 3T22 (-9,2%) explicado por los resultados no operacionales, principalmente por el efecto de menores ingresos en participación de resultado en asociadas, menores ingresos por diferencia en cambio y el efecto del incremento de la tasa del impuesto de renta sobre el impuesto corriente.

EBITDA

Tabla N°6 – EBITDA

USD '000	3T21	3T22	USD	Var	9M21	9M22	Var	Var %
EBITDA	76.804	82.326	5.522	7,2%	228.783	242.416	13.633	6,0%
Margen EBITDA	79,9%	81,2%		1,3 pp	79,7%	79,9%		0,2 pp

El EBITDA aumentó explicado por mayores ingresos de USD 5,3 mm (5,5%) en contrataciones adicionales en firme y en la modalidad de transporte de contingencias, ingresos adicionales por servicio de transporte interrumpible, así como mayores tarifas, principalmente cargos fijos indexados a USD.

Perfil de Deuda

Tabla N°7 – Rubros relevantes de deuda

USD '000	2021	sep-22	Var	Var %
Deuda total neta	987.972	938.701	-49.271	-5,0%
Deuda senior bruta	758.714	754.411	-4.303	-0,6%
Deuda total bruta	1.128.714	1.131.946	3.231	0,3%
EBITDA UDM*	300.754	314.360	13.607	4,5%
Gastos financieros UDM*	67.115	68.339	1.224	1,8%
Ratios de cobertura				
Deuda total bruta / EBITDA*	3,8x	3,6x	-0,2x	
Deuda total neta/ EBITDA*	3,3x	3,0x	-0,3x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4,5x	4,6x	0,1x	

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

Producto de los resultados operacionales y la mayor generación de caja el nivel de apalancamiento neto pasó de 3,8x al cierre del 2021 a 3,6x septiembre 2022, y la cobertura de cerró en 4,6x vs 4,5x en el 2021.

Tabla N°8 – 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
Pasivo Financiero NIIF - 16	4,5	USD	8,64%	N/A
Leasing – Renting	7,4	USD	N/A	Largo Plazo

A partir del 1ro de septiembre de 2022, entró en vigencia la Resolución CREG 175 DE 2021 y sus modificaciones (CREG 102 de 2022) mediante las cuales se ajusta la metodología de remuneración del servicio de transporte de gas natural, indexando las tarifas a COP de los cargos fijos por capacidad y variables para remunerar la inversión para aquellos transportadores que a dicha fecha no tenían actos administrativos pendientes ante la CREG. Por lo anterior, TGI aún no ha entrado en el cambio de metodología de remuneración, por tener actos

administrativos pendientes relacionados con tarifas de activos que cumplieron vida útil normativa y por consiguiente no se ha dado el cambio de moneda funcional. Al respecto, la compañía mantiene un diálogo constante con el regulador y continúa con las gestiones pertinentes para protegerse del riesgo cambiario dada la posición pasiva en USD de la compañía.

Así mismo, el 27 de septiembre de 2022 TGI anunció la Oferta Pública de Adquisición parcial en efectivo por hasta USD 150 mm de los bonos Senior 5.550% con vencimiento en 2028 y a finales de octubre ajustó su oferta a USD 155,8 mm, con lo cual el saldo del bono senior pasó a USD 594,2 mm al cierre de la transacción.

Desempeño Comercial

Ingresos por Sector

Tabla N°9 – Composición Sectorial Ingresos	3T21	3T22	9M21	9M22
Residencial -Distribuidor	69,1%	64,6%	71,8%	64,5%
Industrial	13,6%	15,8%	13,7%	15,8%
GNV	4,6%	4,9%	4,8%	4,8%
Comercial	3,7%	7,9%	3,3%	7,9%
Térmicas	6,5%	6,2%	4,2%	6,3%
Refinería	2,5%	0,6%	2,2%	0,7%
Petroquímicas	0%	0%	0%	0%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

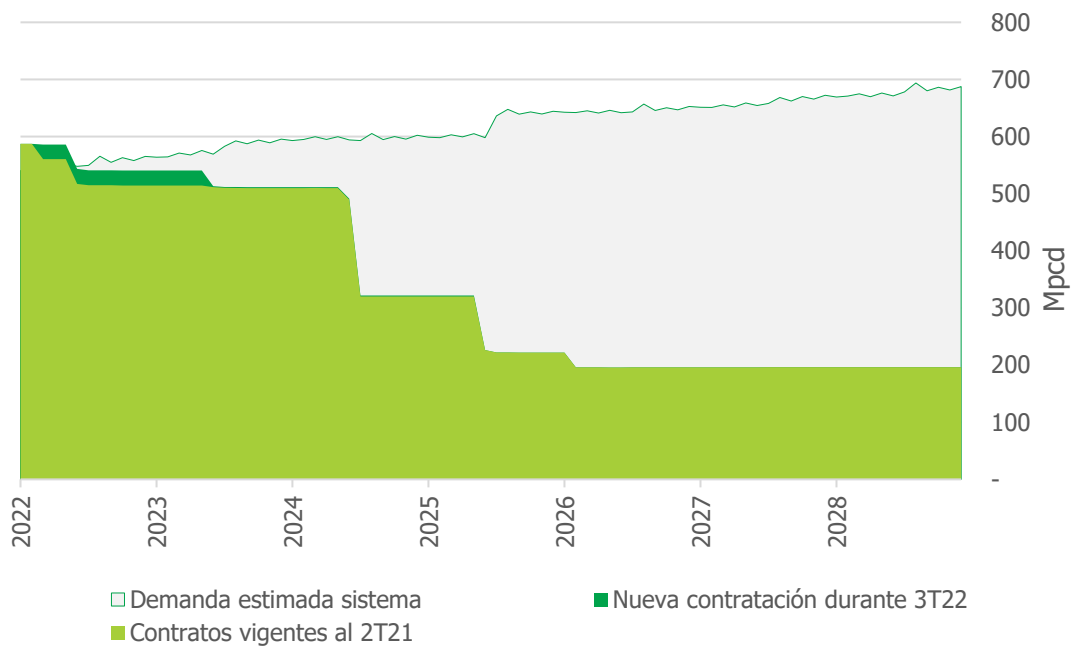
Los sectores residencial e industrial aportaron el 80,3% de los ingresos acumulados al cierre del 3T22. Por su parte el sector comercial y el térmico fueron los de mayor crecimiento al cierre de septiembre 2022 con una participación de 7,9% y 6,3% vs 3,3% y 4,2% durante el acumulado a septiembre 2021. En el sector térmico el incremento se explica por el mayor consumo en Termo Ocoa y Termosierra durante el trimestre vs el 3T21.

Estructura Contractual

Tabla N°10– Estructura de los contratos en firme	N° Contratos Vigentes	N° Contratos En Firme	N° Contratos Interrumpibles	Vida Remanente Contratos en Firme (<i>promedio años</i>)
3T21	714	710	4	5,0
3T22	657	639	18	4,2

Entre septiembre 2021 y septiembre 2022, hubo una variación de 714 contratos vigentes a 657. Al cierre del 3T22, el 97,3% de los contratos son en firme y 2,7% en modalidad interrumpible. Los contratos en firme están en promedio ponderando bajo una pareja 91% cargos fijos y 9% variables, aproximadamente. A septiembre de 2022, la compañía tiene contratada el 69,1% de su capacidad disponible.

Gráfico N°1 – Vida remanente de los contratos



El ciclo comercial usual de contratación en el sector, bajo los parámetros regulatorios actuales, se desarrolla por periodos trimestrales. La dinámica actual muestra un ciclo contractual de corto plazo (máximo un año), explicado por baja oferta de contratos de suministro de gas de más largo plazo. A medida que los procesos de oferta de la molécula surtan efecto, la brecha entre la curva contratada y la proyección de demanda (entre 500 y 600 Mpcd a 2024) disminuirá.

Desempeño Operacional

Tabla N°11 – Indicadores operacionales seleccionados	3T21	3T22	Var %
Capacidad total - Mpcd	849,4	849,4	0,0%
Capacidad contratada en firme – Mpcd*	603	587	-2,7%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	490	511	4,2%
Factor de uso	55%	56%	0,8 pp
Disponibilidad	100%	100%	0,0 pp
Longitud gasoductos - Km	4.033	4.033	0,0%

* Medida por la capacidad contratada en firme desde los campos de producción y hasta los puntos de salida.

La longitud total de la red de gasoductos de TGI se mantiene en 4.033 Km, de los cuales 3.883 Km son de su 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 gas natural proveniente de las cuencas Cusiana, Cupiagua y Ballena / Chuchupa. Por otro lado, se mantiene la continuidad de la confiabilidad en 100,0% y aumenta el factor de uso a 56,1%.

Tabla N°12 – Volumen por transportador (Mpcd)	3T21	Part %	3T22	Part %	Var %	Var
TGI	490,1	56,3%	510,6	55,3%	4,2%	20,5
Promigas	337,5	38,8%	350,3	37,9%	3,8%	12,8
Otros	42,7	4,9%	63,2	6,8%	47,9%	20,5
Total	870,3	100,0%	924,1	100,0%	6,2%	53,8

En 3T22, se observa un aumento en los volúmenes transportados por TGI de 4,2% y una ligera disminución en la participación del volumen transportado promedio día (1;0%) debido a mayores consumos de tipo industrial en general. En relación al volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, TGI continúa siendo el principal actor con 510,6 Mpcd, mientras que el segundo es Promigas con 350,3 Mpcd (las dos Compañías tienen el 93,2%).

Tabla N°13 – 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 durante el 3T22 corresponden a USD 5,5 mm, presentando un incremento de USD 0,7 mm vs 3T21, principalmente por mantenimiento. Las inversiones en el portafolio de proyectos fueron de USD 1,5 mm, presentando una disminución de USD -1,45 mm vs el 3T21 por la etapa de finalización del proyecto Cusiana Fase IV, con avance físico a Sep-22 de 99%.

Proyectos del Plan de Abastecimiento de gas natural (IPAT³)

Durante el 3T22 la CREG decreta a través de auto de pruebas, la práctica de una prueba pericial con el objetivo de verificar que, con la información y las especificaciones de los proyectos IPAT entregadas por TGI, se pueda prestar el servicio de acuerdo con las características que para cada proyecto se definen en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Infraestructura Mariquita Gualanday <ul style="list-style-type: none"> - Capex Estimado Proyecto: USD 6,0 mm - Capacidad de Transporte: 20 Mpcd - Aprobación de la modificación de la licencia ambiental por la ANLA - Maduración de presupuesto y especificaciones técnicas, procesos de compra unidades de compresión y Epecista - Gestión ante la CREG para pronunciamiento oficial del valor eficiente con el fin de evaluar financieramente viabilidad del proyecto - Auto de pruebas según expediente 2022 0031 	Infraestructura Ramal Jamundí <ul style="list-style-type: none"> - Capex Estimado Proyecto: USD 6,0 mm - Capacidad de Transporte: 3 Mpcd - En trámite aprobación de modificación de Licencia Ambiental - Maduración de presupuesto y especificaciones técnicas, procesos de compra unidades de compresión y Epecista - Gestión ante la CREG para pronunciamiento oficial del valor eficiente con el fin de evaluar financieramente viabilidad del proyecto - Auto de pruebas según expediente 2022 0031
Bidireccionalidad Yumbo Mariquita <ul style="list-style-type: none"> - Capex Estimado Proyecto: USD 105,0 mm 	Bidireccionalidad Ballena Barrancabermeja <ul style="list-style-type: none"> - Capex Estimado Proyecto: USD 5,0 mm

³ IPAT: Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte.

- | | |
|--|--|
| - Capacidad de Transporte: 250 Mpcd | - Capacidad de Transporte: 100 Mpcd |
| - Gestión ante la CREG para pronunciamien
oficial del valor eficiente con el fin de eval
financieramente viabilidad del proyecto | - Gestión ante la CREG para pronunciamien
oficial del valor eficiente con el fin de eval
financieramente viabilidad del proyecto |
| - Auto de pruebas según expediente 2022
0032 | - Auto de pruebas según expediente 2022
0028 |

Actualización Regulatoria

Tabla N°14 – Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado	
				Ver más
CREG	Circular CREG 068 de 2022	Por la cual publica las demandas esperadas de capacidad y volumen, así como la capacidad total contratada que declaro TGI de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 21 de la resolución CREG 175 de 2021.	Publicada	Ver más
	Resolución CREG 102 008 de 2022	Se hacen ajustes y se compila la Resolución CREG 107 de 2017 “Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural”.	Publicada	Ver más
	Resolución CREG 102 009 de 2022	Se ajusta y se compila la Resolución CREG 152 de 2017 - procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución mediante procesos de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.	Publicada	Ver más
	Resoluciones CREG 702 007 y 102 010 de 2022	Modificación a la resolución CREG 175 de 2021: alineación de tiempos de aplicación de la primera etapa de la nueva metodología (WACC y USD a COP) con la terminación de las actuaciones de los activos que cumplieron VUN antes de 2021.	Publicada	Ver más
UPME	Circular Externa No. 076 de 2022	Publicación definitiva de los Documentos de Selección del Inversionista (DSI) para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.	Publicada	Ver más
	Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia UPME 2022 - 2036.	Proyección de Demanda 2022 - 2036: <ul style="list-style-type: none"> • Energía Eléctrica • Gas Natural (tema abordado en la presente novedad) • Combustibles Líquidos 	Publicada	Ver más
Ministerio de Minas y Energía	Resolución MinEnergía 40281 de 2022	Modificación FPO proyectos del Plan de Abastecimiento GN	Publicada	Ver más
				-

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°15 - Estado de Resultados	USD '000		Variación	
	3T21	3T22	USD	%
Ingresos	96.107	101.406	5.299	5,5%
Costo de operaciones	-36.324	-34.204	2.119	-5,8%
Utilidad bruta	59.784	67.202	7.418	12,4%
<i>Margen Bruto</i>	<i>62,2%</i>	<i>66,3%</i>		
Gastos administración y operacionales (netos)	-8.602	-7.583	1.018	-11,8%
Servicios personales	-2.394	-2.457	-62	2,6%
Gastos generales	-3.597	-3.287	310	-8,6%
Impuestos	-495	-333	162	-32,7%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-4.185	-3.530	655	-15,6%
Otros gastos	0	-53	-53	-53,7%
Otros ingresos	2.070	2.078	7	0,4%
Utilidad operacional	51.182	59.619	8.436	16,5%
<i>Margen Operacional</i>	<i>53,3%</i>	<i>58,8%</i>		
Costos financieros	-16.588	-16.931	-343	2,1%
Ingresos financieros	1.740	2.479	740	42,5%
Diferencia en cambio neta	-561	-2.784	-2.223	396,2%
Participación resultado de asociadas	1.537	-1.128	-2.665	173,4%
Utilidad antes del impuesto de renta	37.310	41.256	3.946	10,6%
Impuesto a la ganancia	-13.349	-18.746	-5.397	40,4%
Impuesto diferido	1.189	326	-862	-72,5%
Utilidad neta	25.149	22.836	-2.313	-9,2%
<i>Margen Neto</i>	<i>26,2%</i>	<i>22,5%</i>		

Descargar Datapack TGI



Tabla N°16 - Balance General	USD '000		Variación	
	dic-21	sep-22	USD	%
Activos				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	140.742	193.244	52.502	37,3%
Cuentas por cobrar a clientes	44.644	45.594	950	2,1%
Inventarios	18.738	17.908	-831	-4,4%
Otros activos no financieros	3.520	9.895	6.375	181,1%
Total Activo Corriente	207.644	266.641	58.997	28,4%
Activo No Corriente				
Propiedades, planta y equipo	2.079.096	2.034.442	-44.654	-2,1%
Activos por derecho de uso	9.899	5.321	-4.578	-46,2%
Inversiones en asociadas y subordinadas	20.319	15.200	-5.119	-
Cuentas por cobrar comerciales	11.459	7.512	-3.947	-34,4%
Activos intangibles	155.148	153.369	-1.779	-1,1%
Otros activos financieros / no financieros	9.384	26	-9.359	-99,7%
Total Activo No Corriente	2.285.305	2.215.870	-69.435	-3,0%
Total Activo	2.492.949	2.482.511	-10.438	-0,4%
Pasivos				
Pasivo Corriente				
Cuentas por pagar a proveedores pagar	12.744	10.382	-2.362	-18,5%
Pasivo por impuestos	6.310	16.969	10.659	168,9%
Beneficios a empleados	5.039	4.822	-217	-4,3%
Provisiones	18.444	12.436	-6.008	-32,6%
Pasivo por arrendamientos	10.209	6.040	-4.169	-40,8%
Otros pasivos financieros	11.503	17.344	5.841	50,8%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	373.033	376.829	3.796	1,0%
Total Pasivo Corriente	437.282	444.823	7.540	1,7%
Pasivo No Corriente				
Pasivos financieros	382	1.129	747	195,8%
Provisiones	66.584	62.932	-3.652	-5,5%
Pasivo por impuestos diferidos	399.575	397.720	-1.856	-0,5%
Bonos emitidos	747.330	749.096	1.766	0,2%
Otros pasivos	13.539	13.539	0	0,0%
Total Pasivo No Corriente	1.227.410	1.224.416	-2.994	-0,2%
Total Pasivo	1.664.692	1.669.238	4.546	0,3%
Patrimonio				
Capital social	703.868	703.868	0	0,0%
Prima en emisión de acciones	56.043	56.043	0	0,0%
Reservas	203.181	218.712	15.532	7,6%
Resultado del periodo	100.415	69.899	-30.516	-30,4%
Resultados acumulados	-92.590	-92.590	0	0,0%
Otras partidas de resultado integral	-142.659	-142.659	0	0,0%
Total Patrimonio	828.257	813.273	-14.984	-1,8%
Total Pasivo y Patrimonio	2.492.949	2.482.511	-10.438	-0,4%

Tabla N°17 - Estado de Flujo de Efectivo	USD '000	
	dic-21	sep-22
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación		
Utilidad Neta	100.415	69.899
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	96.308	71.985
Diferencia en cambio no realizada	-1.017	3.185
Beneficios a empleados	-1.844	-411
Costo amortizado obligaciones financieras	977	2.057
Valoración obligación por desmantelamiento	4.864	0
Impuesto diferido	-2.731	3.735
Consumo repuestos - activos	54.421	-1.856
Impuesto de renta	0	49.554
Costos financieros	61.274	44.933
Ingresos financieros	-2.220	-4.757
Valoración método de participación	-5.490	5.119
Pérdida, propiedades, planta y equipo	43	56
Deterioro inventarios	1.165	3
Deterioro cuentas por cobrar	1.115	793
Provisiones (Recuperaciones)	-2.072	825
Provisiones		
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	14.125	4.223
Aumento en inventarios	-1.866	840
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	1.527	-2.407
Disminución en otros activos financieros	26	0
Disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-33.692	-5.419
Aumento (disminución) en otras obligaciones laborales	3.493	194
Disminución en otros pasivos financieros	-6.821	-9.267
(Disminución) aumento en pasivos estimados y provisiones	6.219	-2.910
Aumento pasivo impuestos	0	-10.260
Pago de intereses	-41.841	-20.992
Pago de intereses parte relacionadas	-19.142	-9.287
Impuestos Pagados	-68.474	-28.324
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	158.762	161.511
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Propiedad, planta y equipo	-11.792	-17.073
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-11.792	-17.073
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento		
Pago de dividendos	-132.517	-78.356
Pago de obligaciones financieras	-3.475	-501
Obligaciones financieras adquiridas	0	2.308
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-135.992	-76.549
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-6.864	-15.387
Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	4.114	52.502
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	136.628	140.742
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	140.742	193.244

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.