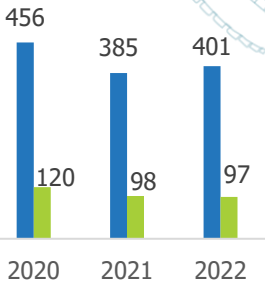
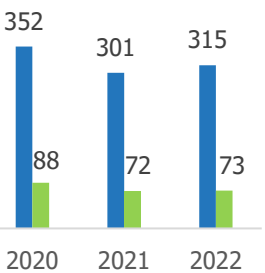
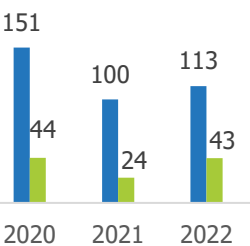
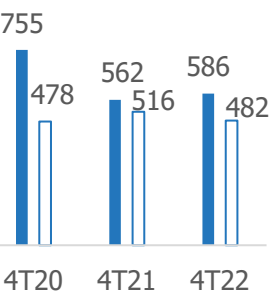


Ingresos
(USD M)EBITDA
(USD M)Utilidad Neta
(USD M)Gas Contratado en
Firme y Transportado
(Mpcpd)

Cifra subrayada: Volumen transportado
Cifras calculadas como promedios simples
trimestrales



TGI protege su margen neto mediante la implementación programa de eficiencias, una estrategia regulatoria activa y el desarrollo de iniciativas de expansión e innovación.

- **Eficiencia:** se implementaron 75 iniciativas logrando un impacto acumulado de USD 19,9 M en OPEX de los cuales USD 17,5 M son recurrentes.
- **Regulación:** i) Proyecto resolución CREG 702 modifica la resolución 175 con cambios positivos en los activos que cumplan VUN motivados por propuestas de TGI, ii) USD 8,6 M de ahorros proyectados a partir 2023 por recompra parcial del bono 2028 (USD 156 M); y iii) Mitigación de impactos frente a cambio de moneda funcional.
- **Expansión:** i) Primer contrato de Midstream - servicios O&M a productor, ii) Habilitamos la Bidireccionalidad Ballena-Barranca con pruebas que aseguran operatividad en la conexión de los sistemas TGI - Promigas, iii) Desarrollamos un portafolio con impactos potenciales en ingresos de USD 204 M a 2028, en proyectos de infraestructura relevantes en etapa de prefactibilidad.
- **Transformación:** i) activación de 2 estudios y firma de acuerdos con aliados estratégicos de Biogás e Hidrógeno; ii) implementación de dos pilotos digitales para establecer eficiencias operacionales.
- **Sostenibilidad:** i) 1er. Lugar mundial medición S&P Transporte y Almacenamiento Gas y Petróleo', ii) Certificación Carbono neutralidad 5 sedes operativas, iii) 1er. Lugar Gobierno Corporativo - veeduría Distrital, y iv) 3er Lugar en Rankin Par - Categoría 200 a 1.000 colaboradores.
- Mediante la recompra parcial de los bonos 2028 con caja de la compañía, TGI mejora su perfil de deuda, niveles de apalancamiento y cobertura de interés.

Tabla N°1 – Indicadores financieros relevantes

	4T21	4T22	Var	Var %	2021	2022	Var	Var %
Ingresos (USD miles)	97.597	97.279	-318	-0,3%	384.733	400.642	15.909	4,1%
Utilidad operacional (USD miles)	49.677	52.817	3.140	6,3%	208.649	224.275	15.626	7,5%
EBITDA (USD miles)	71.971	73.061	1.090	1,5%	300.754	315.477	14.723	4,9%
Margen EBITDA	73,7%	75,1%	1,4 pp		78,2%	78,7%	0,6 pp	
Utilidad neta (USD miles)	24.485	43.420	18.935	77,3%	100.415	113.319	12.904	12,9%
Deuda total bruta / EBITDA*	3,8x	3,1x	-0,7x		3,8x	3,1x	-0,7x	
Deuda neta / EBITDA*	3,3x	2,8x	-0,5x		3,3x	2,8x	-0,5x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4,5x	4,6x	0,13x		4,5x	4,6x	0,13x	

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 12 | 22: BBB, estable

Moody's – Calificación Bono – Oct. 10 | 22: Baa3, estable

* últimos 12 meses

Mercado del gas natural en Colombia

- La demanda nacional de gas natural presentó una disminución de 33.1 GBTUD frente al 4T21 por la caída del consumo de las generadoras (-61,1 GBTUD), compensado por el alza de la actividad del sector industrial (+23,1 GBTUD) y residencial (+8,2 GBTUD).
- La demanda del interior creció 16,6 GBTUD frente al 4T21 impulsado por los sectores industrial (+26,4 GBTUD) y residencial (+9,7 GBTUD), a pesar de la disminución del consumo del sector termoeléctrico (-15,6 GBTUD).

Tabla N°2 – Demanda de gas natural por sectores

(GBTUD)	Colombia			Interior del País		
	4T21	4T22	Var %	4T21	4T22	Var %
Industrial – refinería	377	400	6,1%	264	290	10,0%
Residencial – comercial	223	231	3,7%	178	188	5,4%
Termoeléctrico	217	155	-28,2%	71	55	-21,9%
Vehicular – GNV	58	54	-5,8%	50	45	-8,5%
Petroquímico	5	5	2,1%	0,0	0,4	100,0%
Total	880	847	-3,8%	563	579	3,0%

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 4T21 y 4T22 (3 meses).

Resultados trimestrales 4T22

Ingresos de Operaciones

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

USD '000	4T21	4T22	Var	Var %	2021	2022	Var	Var %
Por tipo de cargo								
Capacidad & AOM	81.668	80.788	-881	-1,1%	327.212	339.771	12.559	3,8%
Variables	13.184	14.182	998	7,6%	49.973	54.895	4.921	9,8%
Otros Ingresos	2.745	2.309	-436	-15,9%	7.548	5.976	-1.571	-20,8%
Por Moneda								
Indexados a USD	72.012	75.991	3.979	5,5%	284.455	306.584	22.130	7,8%
Indexados a COP	25.585	21.288	-4.296	-16,8%	100.278	94.058	-6.220	-6,2%
Total	97.597	97.279	-318	-0,3%	384.733	400.642	15.909	4,1%

A continuación, se detalla la evolución de los ingresos por tipo de cargos en el 4T22:

- Los cargos fijos por capacidad alcanzaron USD 61,8 M (63,5% de los ingresos totales), un incremento de USD 3,4 M (5,7%) principalmente por: i) incremento tarifario por indexación al IPP¹ (EEUU) de 6,55%; y ii) contratación adicional en firme trimestral principalmente desde el campo Ballena mediante la modalidad de transporte de contingencia y transporte de gas diario con algunos remitentes.
- Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, totalizaron COP 91.368 M (1,3% adicional frente al 4T21 principalmente por el incremento tarifario por indexación al IPC (Colombia) de 5,62%, balanceado por el efecto de la suspensión del flujo por mantenimientos en el gasoducto Cusiana Apiay Usme y en menor proporción explicado por los descuentos aplicados a los clientes conforme a la resolución transitoria CREG 102 en ocasión a dichos mantenimientos. Por otra parte, producto de la devaluación del peso colombiano la variación total en dólares fue de -18,3% frente al 4T21 (-USD 4,2 M).
- Los cargos variables en USD crecieron principalmente por: i) incremento tarifario anual por la indexación al IPP² (EEUU) de 6,55%, y ii) incremento en la contratación con pareja de cargos diferente a 100-0 e ingresos adicionales por el servicio de transporte interrumpible.
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron un decrecimiento del -15,9% al cerrar en USD 2,3 M por: i) menores ingresos asociados al pago por pérdidas de gas, ii) menor remuneración producto de los menores desbalances correspondiente a la diferencia de gas entre la cantidad de energía tomada y

¹ IPP oficial de bienes de capital de EEUU para el 2021, indexación que se actualizó a partir de junio de 2022 y que se ajustó de forma retroactiva a partir de enero 2022.

² Ibídem

entregada por un Remitente, y iii) disminución del volumen de gas transportado fuera de especificaciones en el tramo Morichal – Yopal.

En cuanto a los ingresos por moneda, el 78,1% proceden de cargos denominados en USD y crecen 5,5% principalmente por el comportamiento de los cargos fijos por capacidad y cargos variables. El 21,9% restante corresponde a cargos denominados en COP (principalmente cargos fijos por AO&M) los cuales caen 16,8% (en dólares) por efecto de la devaluación del peso.

A partir del primero de septiembre de 2022, entró en vigencia la metodología de remuneración del servicio de transporte de gas natural adoptada mediante la Resolución CREG 175 DE 2021 y sus modificaciones, en lo que tiene que ver con el cambio a COP de la moneda de los cargos fijos y variables que remuneran la inversión y aplicación del nuevo WACC, para aquellos transportadores que a dicha fecha no tenían actos administrativos pendientes ante la CREG por terminación de Vida Útil Normativa (VUN).

TGI aún no ha aplicado dicho cambio, por tener actos administrativos pendientes relacionados con tarifas de activos que cumplieron VUN, por consiguiente, no se ha producido el cambio de moneda funcional de los estados financieros. Al respecto, la compañía mantiene un diálogo constante con el regulador y continúa con el alistamiento pertinente para la mitigación del riesgo cambiario.

Adicionalmente, la CREG publicó recientemente para consulta, la Resolución CREG 702 009 de 2022, que pretende modificar la 175 del 2021, proponiendo reconocer un cubrimiento de la deuda en dólares debido al cambio de moneda de los cargos y una remuneración de los activos que cumplan VUN bajo la vigencia de la Resolución 175 y que se decidan seguir operando por parte del transportador. TGI envió los comentarios pertinentes, los cuales fueron acompañados en su mayoría por el gremio que agrupa a las empresas de Servicios Públicos-ANDESCO, y al momento de la publicación de este informe no se ha recibido una respuesta final, ni la CREG ha publicado una resolución definitiva.

Costo de Operaciones

Tabla N°4 – Costos Operacionales

USD '000	4T21	4T22	Var	Var %	2021	2022	Var	Var %
Servicios Profesionales	4.639	3.827	-813	-17,5%	17.367	15.977	-1.391	-8,0%
Mantenimiento	6.644	5.344	-1.300	-19,6%	11.783	12.800	1.017	8,6%
Impuesto, tasas y contribuciones	977	846	-131	-13,5%	2.656	2.132	-524	-19,7%
Depreciación y Amortización	21.656	22.494	838	3,9%	90.186	88.283	-1.903	-2,1%
Otros costos	8.186	8.043	-143	-1,7%	26.544	29.685	3.141	11,8%
Total	42.102	40.553	-1.549	-3,7%	148.536	148.876	340	0,2%

Los costos operacionales disminuyen durante el trimestre en comparación con el 4T21 principalmente por:

- Menores costos de mantenimientos en geotecnia lo cual fue parcialmente balanceado por los costos asociados a la atención de emergencias como consecuencia de la ola invernal del 2022 que representaron USD 3,3 M adicionales durante el 4T22.
- Menores costos de servicios profesionales y la mayor participación del personal directo de TGI lo que ha permitido reducir la cantidad de servicios prestados por terceros.
- Lo anterior fue balanceado por el incremento en costos de depreciación y amortizaciones por la capitalización de mantenimientos y actualización de activos por mayores desmantelamientos vs el 4T21.

Gastos de Administración & Operacionales (netos)

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

USD '000	4T21	4T22	Var	Var %	2021	2022	Var	Var %
Servicios personales	2.752	2.442	-310	-11,3%	10.453	10.480	27	0,3%
Gastos generales	2.046	3.870	1.824	89,2%	12.996	12.677	-319	-2,5%
Impuestos	382	-153	-535	-140,0%	2.180	1.414	-765	-35,1%
DA&P*	400	2.352	1.953	488,6%	8.588	10.583	1.995	23,2%
Otros gastos	296	29	-267	-90,3%	337	82	-254	-75,6%
Otros ingresos	-58	-4.631	-4.573	7912,0%	-7.005	-7.746	-741	10,6%
Total	5.818	3.909	-1.908	-32,8%	27.548	27.491	-58	-0,2%

*DA&P: Depreciaciones, Amortizaciones y Provisiones

Los gastos de administración y operacionales, sin incluir otros ingresos, presentaron un incremento de US 2.9 M, explicados principalmente por la variación de USD 1,9 M en DA&P, producto de la recuperación de cartera provisionada de USD 2,8 M en el 4T21 que TGI logró respecto a la provisión del 4T22 de USD 0,3 M. Y un incremento en gastos generales de USD 1,8 M, producto de un efecto contable en el 4T21 por la reversión en honorarios, sin el cual la variación en gastos generales para el 4T22 vs el 4T21 hubiera sido de -1,3%.

Lo anterior fue compensando por el incremento de USD 4,6 M en otros ingresos como consecuencia del fallo a favor de TGI mediante el cual se da la transferencia del derecho de los centros operativos de Buga y de Manizales, activos que anteriormente estaban en cabeza de Transgas de Occidente S.A.

En el marco de la estrategia de la compañía con el programa de transformación y su pilar de eficiencias, se han logrado implementar iniciativas con impactos sostenibles que han generado ahorros por USD 9,0 M en el 2022, para un total acumulado de USD 19,9 M para 2020-2022.

EBITDA

Tabla N°6 – EBITDA

USD '000	4T21	4T22	USD	Var	2021	2022	Var	Var %
EBITDA	71.971	73.061	1.090	1,5%	300.754	315.477	14.723	4,9%
Margen EBITDA	73,7%	75,1%		1,4 pp	78,2%	78,7%		0,6 pp

El EBITDA aumentó explicado por la reducción en costos operacionales principalmente por menores costos de mantenimiento en geotecnia y eficiencias logradas sobre el contrato de apoyo de la gerencia de proyectos, en el marco de la estrategia corporativa de ahorros y eficiencias.

Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de USD -10,5 M en 4T21 a USD 2,6 M en 4T22, explicado principalmente por:

- Ingresos financieros (USD +14,3 M; +1.677,9%) por el beneficio financiero generado por la recompra parcial del bono senior a USD 913 por cada USD 1.000 de principal.
- Diferencia de cambio neta (USD +4,5 M; 296,7%): por la estrategia de compra de divisas, el pago de intereses de la deuda del crédito intercompañía y el efecto de la devaluación del peso durante el trimestre vs 4T21.

Lo anterior, fue parcialmente balanceado por una disminución de USD 5,6 M (-119,6%) en el método de participación explicada por los menores resultados en Contugas producto del laudo arbitral desfavorable con Egasa y el mayor gasto financiero por el incremento de la tasa *Libor* sobre el crédito sindicado de dicha compañía por USD 355 M con vencimiento 2024.

Impuestos

Corriente (USD -13,4 M; -85,1%): impactado por la diferencia en cambio deducible por la recompra parcial del bono.

Diferido (USD +10,8 M; -1.1013,3%): 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, principalmente por la disminución de la deuda en USD por la recompra parcial del bono.

Utilidad Neta

La utilidad neta pasó de USD 24,5 M en 4T21 a USD 43,4 M en 4T22 (77,3%) explicado por los positivos resultados operacionales y mayores ingresos financieros como consecuencia del beneficio financiero generado por la recompra parcial del bono senior.

Perfil de Deuda

Tabla N°7 – Rubros relevantes de deuda

USD '000	2021	2022	Var	Var %
Deuda total neta	987.972	879.589	-108.383	-11,0%
Deuda bruta	758.714	597.366	-161.348	-21,3%
Deuda total bruta	1.128.714	974.800	-153.914	-13,6%
EBITDA UDM*	300.754	315.477	14.723	4,9%
Gastos financieros UDM*	67.115	68.404	1.289	1,9%
Ratios de cobertura				
Deuda total bruta / EBITDA*	3,8x	3,1x	-0,7x	
Deuda total neta/ EBITDA*	3,3x	2,8x	-0,5x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4,5x	4,6x	0,1x	

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

El nivel de apalancamiento neto pasó de 3,3x al cierre del 2021 a 2,8x en diciembre 2022, y la cobertura de intereses cerró en 4,6x vs 4,5x en el 2021, producto de la recompra parcial de los bonos 5.550% con vencimiento en 2028 por USD 156 M realizada en octubre 2022, con lo cual el saldo del bono pasó a USD 594 M. Dicha recompra se efectuó con recursos propios de la compañía.

Adicionalmente, en diciembre de 2022 se amplió el vencimiento de la deuda Intercompañía a diciembre de 2023 con un incremento de 20 pbs sobre la tasa.

Tabla N°8 – Perfil de la deuda

	Monto USD M	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Bonos Internacionales	594	USD M	5,55%	1-nov-28
Intercompañía	370	USD M	5,22%	21-dic-23
Pasivo Financiero NIIF – 16	3,4	USD M	8,64%	N/A
Leasing – Renting	7,2	USD M	N/A	Largo Plazo

Desempeño Comercial

Ingresos por Sector

Tabla N°9 – Composición Sectorial Ingresos	4T21	4T22	2021	2022
Residencial-Distribuidor	67,0%	65,2%	70,5%	64,7%
Industrial	13,6%	15,2%	13,7%	15,6%
GNV	4,6%	5,0%	4,7%	4,8%
Comercial	5,2%	6,4%	3,8%	7,6%
Térmicas	6,4%	6,3%	4,8%	6,3%
Refinería	3,3%	1,9%	2,5%	1,0%
Petroquímicas	0%	0%	0%	0%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Los sectores residencial e industrial aportaron el 80,4% de los ingresos del 4T22. Por su parte, los sectores comercial y térmico fueron los de mayor crecimiento al cierre del 2022 logrando una participación de 5,0% y 6,4% vs 4,6% y 5,2% en el 4T21 respectivamente. El sector térmico mantiene su participación en niveles similares a los registrados en el 4T21 y los ingresos por refinerías pierden peso sobre el total al pasar de 3,3% a 1,9% dado que los ingresos asociados a este sector se han trasladado a otros sectores como el Comercial puesto que el usuario final ha tramitado el transporte de gas natural haciendo uso del mercado secundario con diversos agentes, y estos en su nominación han registrado en otros sectores.

En el acumulado del año los sectores residencial e industrial mantienen su participación por encima del 80%, los sectores comercial y térmico crecen del 3,8% y 4,8% en el 2021 al 7,6% y 6,3% en 2022, respectivamente. El sector térmico crece por el incremento en la demanda en Termo Ocoa y Termomerilectrica.

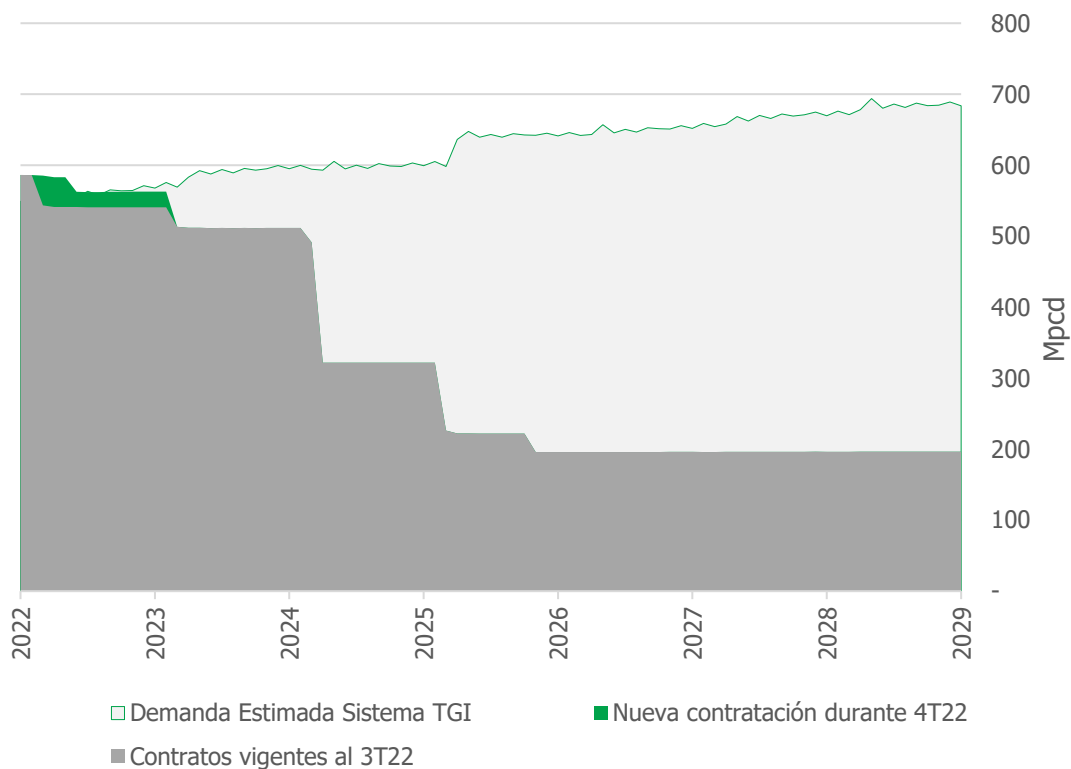
Estructura Contractual

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>)
4T21	737	727	10	4,8
4T22	692	675	17	4,1

Entre diciembre 2021 y diciembre 2022, hubo una variación de 737 contratos vigentes a 692 dado que entre el 2015 y 2021 por cambios regulatorios los contratos que tuvieran variación en cantidad debían suscribirse de manera mensual, pero con la Resolución 185 se amplió el plazo a nivel trimestral y hasta 10 años.

Al cierre del 4T22, el 97,5% de los contratos son en firme y 2,5% en modalidad interrumpible. Los contratos en firme están en promedio ponderando bajo una pareja 91% cargos fijos y 9% variables, aproximadamente. A diciembre 2022, la compañía tiene contratada el 69,0% 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 la baja oferta de contratos de suministro de gas en plazos largos.

Desempeño Operacional

Tabla N°11 – Indicadores operacionales seleccionados	4T21	4T22	Var %
Capacidad total - Mpcd	849,4	849,4	0,0%
Capacidad contratada en firme – Mpcd*	562	586	4,3%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	516	482	-6,5%
Factor de uso	56,9%	54,0%	-2,9 pp
Disponibilidad	100,0%	99,7%	-0,3 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 un 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, como consecuencia de la afectación de capacidad del tramo Apiay-Usme por la salida de la estación compresora de Apiay por los inconvenientes presentados por el campo del productor referente a la calidad del gas, el nivel de disponibilidad y factor de uso decrecieron en 0,3 pp y 2,9 pp respectivamente.

Tabla N°12 – Volumen por transportador (Mpcd)	4T21	Part %	4T22	Part %	Var %	Var Mpcd
TGI	515,7	57,6%	481,9	56,5%	-6,5%	-33,8
Promigas	338,4	37,8%	307,2	36,0%	-9,2%	-31,2
Otros	40,7	4,5%	63,6	7,5%	56,5%	23,0
Total	894,7	100,0%	852,8	100,0%	-4,7%	-42,0

A pesar de que el volumen promedio transportado diario pasó de 516 Mpcd en 4T21 a 482 Mpcd en 4T22, por la menor generación de la central térmica Termosierra producto de la entrada en operación comercial de Hidroituango, TGI continúa siendo el principal actor por volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, mientras que el segundo es Promigas con 307 Mpcd (las dos Compañías tienen el 92,5%).

Tabla N°13 – Capacidad de transporte total del sistema TGI	Capacidad Mpcd
Ballena – Barrancabermeja	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 4T22 corresponden a USD 0,8 M, presentando una disminución de USD 5,0 M vs 4T21, principalmente por la etapa de finalización del proyecto Cusiana Fase IV, con avance físico a Dic-22 de 99%.

Proyectos del Plan de Abastecimiento de gas natural (IPAT³)

En noviembre 2022 TGI preparó y presentó ante la CREG la información complementaria solicitada por el perito asignado, con el objetivo de rendir prueba pericial para la verificación de las especificaciones de los proyectos IPAT entregadas por TGI en el cumplimiento de la prestación del servicio de acuerdo con las características que para cada proyecto se definen en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Así mismo, en diciembre 2022 la CREG comunicó a TGI el informe detallado de prueba pericial de proyectos IPAT y estableció un espacio de audiencia con TGI en el 1T23.

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

Infraestructura Mariquita Gualanday

- Capex Estimado Proyecto: USD 6,0 M
- 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
- Auto de pruebas según expediente 2022-0031
- TGI suministra información complementaria prueba pericial y la CREG emitió informe detallado

Infraestructura Ramal Jamundí

- Capex Estimado Proyecto: USD 6,0 M
- Capacidad de Transporte: 3 Mpcd
- Maduración de presupuesto y especificaciones técnicas, procesos de compra unidades de compresión y Epecista
- Aprobación de la modificación de la licencia ambiental por la ANLA
- TGI suministra información complementaria prueba pericial y la CREG emitió informe detallado

Bidireccionalidad Yumbo Mariquita

- Capex Estimado Proyecto: USD 105,0 M
- Capacidad de Transporte: 250 Mpcd
- TGI suministra información complementaria prueba pericial y la CREG emitió informe detallado

Bidireccionalidad Ballena Barrancabermeja

- Capex Estimado Proyecto: USD 5,0 M
- Capacidad de Transporte: 100 Mpcd
- TGI suministra información complementaria prueba pericial y la CREG emitió informe detallado

Actualización Regulatoria

Tabla N°14 – Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado	
	Resolución 702 009 de 2022	Propuesta de modificación a la Resolución CREG 175 de 2021 (metodología de remuneración actividad de transporte de Gas Natural), en virtud de las solicitudes particulares en interés general recibidas por la Comisión	Consulta	Ver más
	Resolución CREG 102 011 de 2022	Eventos eximentes de responsabilidad en transporte	Publicada - vigente hasta el 31 de diciembre de 2022.	Ver más
CREG	Circular 103 de 2022	Publicación de Análisis beneficio-costos seccionamiento tramo Ballena- Barranca en el sistema de TGI	Publicada	Ver más
	Resolución 502 028 de 2022	Se decreta la práctica de seis pruebas periciales y se designa un perito dentro del trámite de las actuaciones administrativas adelantadas en virtud de los proyectos IPAT	Publicada	Ver más
	Circular 101 de 2022	Modificación al Cronograma de Comercialización de Gas Natural año 2022	Publicada	Ver más
	Circular 100 de 2022	Publicación del Análisis costo/beneficio para la agrupación de tramos regulatorios en el sistema de Promigas	Publicada	Ver más
	Circular 123 de 2022	Agenda Regulatoria Indicativa 2023	Publicada	Ver más
Ministerio de Minas y Energía	Agenda Regulatoria Ministerio de Minas y Energía - 2023	Agenda Regulatoria Ministerio de Minas y Energía - 2023	Publicada	Ver más

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°15 - Estado de Resultados	USD '000		Variación	
	4T21	4T22	USD	%
Ingresos	97.597	97.279	-318	-0,3%
Costo de operaciones	-42.102	-40.553	1.549	-3,7%
Utilidad bruta	55.495	56.726	1.232	2,2%
<i>Margen Bruto</i>	<i>56,9%</i>	<i>58,3%</i>		
Gastos administración y operacionales (netos)	-5.818	-3.909	1.908	-32,8%
Servicios personales	-2.752	-2.442	310	-11,3%
Gastos generales	-2.046	-3.870	-1.824	89,2%
Impuestos	-382	153	535	-140,0%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-400	-2.352	-1.953	488,6%
Otros gastos	-296	-29	267	-90,3%
Otros ingresos	58	4.631	4.573	7912,0%
Utilidad operacional	49.677	52.817	3.140	6,3%
<i>Margen Operacional</i>	<i>50,9%</i>	<i>54,3%</i>		
Costos financieros	-17.614	-17.694	-80	0,5%
Ingresos financieros	851	15.132	14.281	1677,9%
Diferencia en cambio neta	1.546	6.132	4.586	296,7%
Participación resultado de asociadas	4.677	-916	-5.593	-119,6%
Utilidad antes del impuesto de renta	39.137	55.471	16.335	41,7%
Impuesto a la ganancia	-15.715	-2.335	13.380	-85,1%
Impuesto diferido	1.064	-9.716	-10.779	-1013,3%
Utilidad neta	24.485	43.420	18.935	77,3%
<i>Margen Neto</i>	<i>25,1%</i>	<i>44,6%</i>		

Descargar Datapack TGI



Tabla N°16 - Balance General	USD '000		Variación	
	Dic-21	Dic-22	USD	%
Activos				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	140.742	95.210	-45.531	-32,4%
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	44.644	42.803	-1.841	-4,1%
Inventarios	18.738	18.857	119	0,6%
Otros activos no financieros	3.520	9.466	5.946	168,9%
Total Activo Corriente	207.644	166.336	-41.308	19,9%
Activo No Corriente				
Propiedades, planta y equipo	2.079.096	2.044.879	-34.217	-1,6%
Activos por derecho de uso	9.899	4.401	-5.498	-55,5%
Inversiones en asociadas y subordinadas	20.319	14.284	-6.035	-29,7%
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	11.459	7.065	-4.394	-38,3%
Activos intangibles	155.148	153.918	-1.230	-0,8%
Otros activos financieros / no financieros	9.384	18	-9.367	-99,8%
Total Activo No Corriente	2.285.305	2.224.565	-60.740	-2,7%
Total Activo	2.492.949	2.390.901	-102.048	-4,1%
Pasivos				
Pasivo Corriente				
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por pagar	12.744	9.845	-2.899	-22,7%
Pasivo por impuestos	6.310	16.835	10.525	166,8%
Beneficios a empleados	5.039	3.696	-1.343	-26,7%
Provisiones	18.444	16.500	-1.944	-10,5%
Pasivo por arrendamientos	10.209	4.770	-5.439	-53,3%
Otros pasivos financieros	11.503	5.496	-6.007	-52,2%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	373.033	373.117	84	0,0%
Total Pasivo Corriente	437.282	430.258	-7.024	-1,6%
Pasivo No Corriente				
Pasivos financieros	382	666	284	74,5%
Provisiones	66.584	88.176	21.591	32,4%
Pasivo por impuestos diferidos	399.575	407.435	7.860	2,0%
Bonos emitidos	747.330	596.467	-150.863	-20,2%
Otros pasivos	13.539	11.206	-2.333	-17,2%
Total Pasivo No Corriente	1.227.410	1.103.949	-123.461	10,1%
Total Pasivo	1.664.692	1.534.208	-130.484	-7,8%
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	113.319	12.904	12,9%
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	856.693	28.436	3,4%
Total Pasivo y Patrimonio	2.492.949	2.390.901	-102.048	-4,1%

Tabla N°17 - Estado de Flujo de Efectivo	USD '000	
	Dic-21	Dic-22
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación		
Utilidad Neta	100.415	113.319
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	96.308	96.199
Diferencia en cambio no realizada	-1.017	-2.948
Beneficios a empleados	-1.844	-534
Costo amortizado (préstamos, depósitos)	0	0
Costo amortizado opción de compra BOMT	0	0
Costo amortizado obligaciones financieras	977	4.991
Valoración obligación por desmantelamiento	4.864	0
Impuesto diferido	-2.731	4.851
Consumo repuestos - activos	54.421	7.860
Impuesto de renta	0	51.890
Costos financieros	61.274	58.576
Ingresos financieros	-2.220	-6.206
Valoración método de participación	-5.490	6.035
Pérdida, propiedades, planta y equipo	43	971
Deterioro inventarios	1.165	15
Deterioro cuentas por cobrar	1.115	1.104
Provisiones (Recuperaciones)	-2.072	-1.297
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	14.125	7.434
Aumento en inventarios	-1.866	153
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	1.527	-2.793
Disminución en otros activos financieros	26	-3
Disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-33.692	-7.684
Aumento (disminución) en otras obligaciones laborales	3.493	922
Disminución en otros pasivos financieros	-6.821	-9.383
(Disminución) aumento en pasivos estimados y provisiones	6.219	28.688
Aumento pasivo impuestos	0	-15.026
Pago de intereses	-41.841	-38.426
Pago de intereses parte relacionadas	-19.142	-18.574
Impuestos Pagados	-68.474	-28.324
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	158.762	251.810
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Propiedad, planta y equipo	-11.792	-51.293
Intangibles	0	0
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-11.792	-51.293
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento		
Pago de dividendos	-132.517	-78.356
Pago de obligaciones financieras	-3.475	-156.523
Obligaciones financieras adquiridas	0	2.308
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-135.992	-232.571
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-6.864	-13.478
Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	4.114	-45.532
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	136.628	140.742
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	140.742	95.210

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.
- M: 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.