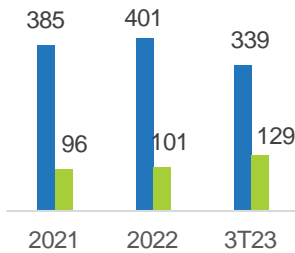


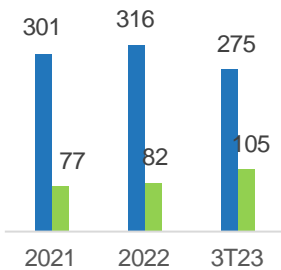


TGI continua con la implementación del programa de eficiencias, una estrategia regulatoria activa y desarrollo de nuevas iniciativas de transformación, mejorando el EBITDA.

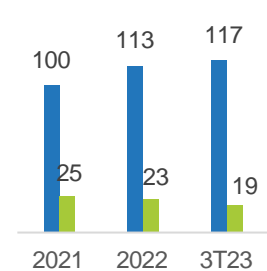
Ingresos (USD M)



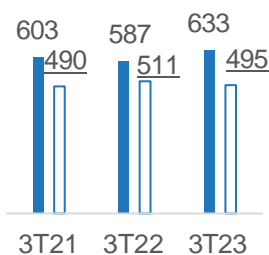
EBITDA (USD M)



Utilidad Neta (USD M)



Gas Contratado en Firme y Transportado (Mpcd)



Cifra subrayada: Volumen transportado
Cifras calculadas como promedios simples trimestrales

- **Eficiencia:** i) El portafolio de eficiencias recurrentes ha generado un impacto estimado acumulado recurrente en USD 22.5M, con un aumento de USD 1.5 M con respecto al cierre del año 2022 y; ii) El impacto recurrente capturado en el OPEX para el 2023 es por USD 21.5M, con un aumento de USD 2.3M con respecto al cierre del año 2022.
- **Regulación:** i) Resolución CREG 702 modifica Resolución 175 respecto a reconocimiento del VUN a través de la metodología establecida por la CREG equivalente a un ROA y reconocimiento de las coberturas; ii) Gestión con la CREG, MinMinas, MHCP y Agencia Nacional de la Defensa Jurídica del Estado para lograr resolución definitiva y habilitar el nuevo expediente tarifario y; iii) Gestión ante la CREG para la Resolución definitiva frente a recurso por ajuste de WACC de los proyectos y celeridad frente a fenómeno del niño.
- **Transformación:** i) Nuevas iniciativas del periodo en gestión del portafolio por USD 3.0 M correspondiente a nuevas tecnologías en la operación 2024 por USD 1.2 M y Planta BioMetano 2025 con impacto de USD 1.8 M en el EBITDA y; ii) Nuevas alianzas para fortalecer la ciberseguridad mediante pilotos con Checkpoint y Coyote, firmas de Cyber OT para identificar amenazas TI en tiempo real.
- **Sostenibilidad:** i) Certificación sistema de gestión AEQUALES en Diversidad, Equidad y Género; ii) Dos nuevas sedes certificadas en norma ISO 50001, Sistema de Eficiencia Energética por parte de Bureau Veritas, llegando a un total de 12 sedes; iii) Recertificación Carbono Neutralidad Icontec a dos nuevas sedes, para un total de seis sedes certificadas; iv) Ratificación de la calificación del grado de inversión en BBB con perspectiva estable por parte de Fitch Ratings y; v) Noveno lugar entre las empresas con mejor reputación en el sector energía, gas y agua en el ranking Merco Empresas 2023 y avance de 66 posiciones en el ranking general con respecto al 2022, ocupando el lugar 135.
- Se realizó el cierre de negociación del Club Deal para la refinanciación del crédito intercompañía por USD 330 M y pago de USD 40 M con recursos propios.

Tabla N° 1 – Indicadores financieros relevantes

	3T22	3T23	Var	Var %	9M22	9M23	Var	Var %
Ingresos (USD miles)	101,406	128,890	27,484	27.1	303,363	338,660	35,297	11.6
Utilidad operacional (USD miles)	59,607	80,149	20,543	34.5	171,398	204,356	32,957	19.2
EBITDA (USD miles)	82,337	105,463	23,126	28.1	242,621	274,624	32,002	13.2
Margen EBITDA	81.2%	81.8%	0.6 pp		80.0%	81.1%	1.1 pp	
Utilidad neta (USD miles)	22,836	18,608	-4,228	-18.5	69,899	117,414	47,515	68.0
Deuda total bruta / EBITDA*	3.6x	2.7x	-0.9x		3.6x	2.7x	-0.9x	
Deuda neta / EBITDA*	3.0x	2.3x	-0.7x		3.0x	2.3x	-0.7x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4.6x	4.1x	-0.5x		4.6x	4.1x	-0.5x	

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 01 | 23: BBB, estable

Moody's – Calificación Bono – Abr. 28 | 23:Baa3, negativo

*Últimos 12 meses

Mercado del gas natural en Colombia

- La demanda nacional de gas natural presentó un aumento de 39,9 GBTUD frente al 3T22 por el incremento del consumo del sector termoeléctrico (+61,0 GBTUD), compensado por la caída de la actividad del sector residencial (-19,3 GBTUD) y sector vehicular (-2,1 GBTUD).
- La demanda del interior disminuyó -121,4 GBTUD frente al 3T22 por la disminución del consumo del sector industrial (-86,8 GBTUD), sector termoeléctrico (-22,1 GBTUD), residencial (-6,8 GBTUD) y vehicular (-5,1 GBTUD).

Tabla N° 2 – Demanda de gas natural por sectores

(GBTUD)	Colombia			Interior del País		
	3T22	3T23	Var %	3T22	3T23	Var %
Industrial – refinería	436,5	417,2	-4.4%	315,1	228,3	-27.6%
Residencial – comercial	232,1	231,8	-0.2%	187,0	180,2	-3.6%
Termoeléctrico	215,1	276,1	28.3%	70,1	48,0	-31.6%
Vehicular – GNV	55,4	53,2	-3.9%	46,6	41,6	-10.9%
Petroquímico	4,7	5,4	13.9%	0,7	0,1	-82.2%
Total	943,9	983,8	4.2%	619,6	498,2	-19.6%

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 3T22 y 3T23 (3 meses).

Resultados trimestrales 3T23

Ingresos de Operaciones

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

USD '000	3T22	3T23	Var	Var %	9M22	9M23	Var	Var %
Por tipo de cargo								
Capacidad & AOM	84,873	110,402	25,529	30.1%	258,983	290,999	32,016	12.4%
Variables	15,000	16,298	1,298	8.7%	40,712	43,222	2,510	6.2%
Otros Ingresos	1,533	2,190	657	42.9%	3,667	4,439	772	21.0%
Por moneda								
Indexados a USD	78,505	0	-78,505	-100.0%	230,594	132,640	-97,954	-42.5%
Indexados a COP	22,901	128,890	105,989	462.8%	72,769	206,020	133,251	183.1%
Total	101,406	128,890	27,484	27.1%	303,363	338,660	35,297	11.6%

A partir del 01 de junio de 2023 TGI cambió su moneda funcional de USD a COP y ejecutó coberturas sobre la deuda denominada en dólares para mitigar el riesgo cambiario por la entrada en vigor la Resolución CREG 175 de 2021, incluyendo también las inversiones revalorizadas de los activos que terminaron vida útil normativa (VUN) antes de diciembre de 2020 y aplicación del nuevo WACC normativo; no obstante, para efectos comparativos se mantiene el análisis en USD.

A continuación, se detalla la evolución de los ingresos por tipo de cargos en el 3T23:

- Los cargos fijos por inversión remunerados en COP durante el trimestre totalizaron USD 82.0 M (63.6% de los ingresos totales), un aumento de USD 18.5 M (+29.1%) frente al 3T22, principalmente por: i) cambio de la tarifa de USD a COP según la Resolución 175 (USD 15.0 M); ii) aplicación del WACC al 11.88% (USD 2.1 M) y iii) contratación adicional mediante la modalidad de transporte de contingencia y contratación en firme (USD 0.4 M).
- Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, totalizaron USD 28.4 M (22.0% de los ingresos totales), un aumento de USD 7.0 M (+32.9%) frente al 3T22, principalmente por i) cambio de la tarifa de USD a COP según la Resolución 175 (USD 4.3 M); ii) aplicación del WACC al 11.88% (USD 0.7 M) y iii) contratación adicional mediante la modalidad de transporte de contingencia y contratación en firme (USD 1.9 M).
- Los cargos variables, que se remuneran en COP, totalizaron USD 16.3 M (12.6% de los ingresos totales), un aumento de USD 1.3 M (+8.7%) frente al 3T22, principalmente por: i) cambio de la tarifa de USD a COP y ajuste del WACC dentro del trimestre; ii) contratación de transporte de varios remitentes, contratación firmeza condicionada y contratación interrumpible.

- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron un crecimiento del 42.9% al cerrar en USD 2.2 M principalmente por cargo AO&M del gasoducto de conexión en campo Maria Conchita y contratación de transporte de gas natural para uso como materia prima (USD 1.0 M).

En cuanto a los ingresos por moneda, el 100% proceden de cargos denominados en COP y aumentan 462.8%, principalmente por el cambio de la remuneración de los cargos fijos y cargos variables a COP desde jun-23.

Finalmente, estamos a espera de la emisión de la resolución definitiva que pretende modificar la resolución 175 de 2021 en cuanto al reconocimiento del riesgo cambiario y de los activos que terminarán vida útil normativa luego de la entrada en vigor de dicha resolución y sobre los cuales se decida continuar con su operación.

A partir del 01 de agosto de 2023, con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 102 002 de 07 de junio del 2023, por la cual se modifica la Resolución CREG 103 de 2021 con respecto a la tasa de descuento para transporte de gas, la tasa cambió a 11.88% desde 10.94%, en pesos colombianos constantes antes de impuestos.

Costo de Operaciones

Tabla N° 4 – Costos de Operaciones

USD '000	3T22	3T23	Var	Var %	9M22	9M23	Var	Var %
Servicios Profesionales	3,774	4,028	255	6.8%	12,192	13,013	821	6.7%
Mantenimiento	1,922	3,675	1,753	91.2%	7,456	7,508	52	0.7%
ITC*	451	654	202	44.9%	1,286	1,349	63	4.9%
Depreciación y Amortización	21,212	24,923	3,710	17.5%	65,994	69,497	3,503	5.3%
Otros costos	6,845	8,289	1,444	21.1%	21,395	23,634	2,240	10.5%
Total	34,204	41,569	7,364	21.5%	108,323	115,002	6,679	6.2%

*ITC: Impuestos, Tasas y Contribuciones

Los costos operacionales aumentan USD 7.4 M (21.5%) durante el trimestre en comparación con el 3T22 principalmente por:

- El costo de depreciaciones y amortizaciones aumentó USD 3.7 M (17.5%) como consecuencia del efecto de conversión que no tenía afectación en el año 2022 y a partir del 01 de junio de 2023 presenta saldo dado el cambio de moneda funcional en los estados financieros.
- Mayores costos de mantenimiento por USD 1.8 M (91.2%), principalmente por un mayor registro de emergencias.
- Aumento de otros costos en USD 1.4 M (21.1%) principalmente por un mayor valor en el costo de las pólizas de seguro que cubren la infraestructura.
- Aumento en impuestos, tasas y contribuciones en USD 0.2 (44.9%) por una mayor contribución de solidaridad por gas combustible y por aportes incremento demanda GNV, de igual manera por la reclasificación del gasto al costo por el impuesto de alumbrado público.

Gastos de Administración & Operacionales (netos)

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

USD '000	3T22	3T23	Var	Var %	9M22	9M23	Var	Var %
Servicios personales	2,457	3,178	722	29.4%	8,038	8,383	344	4.3%
Gastos generales	3,287	2,647	-640	-19.5%	8,807	8,174	-634	-7.2%
Impuestos	333	956	623	187.0%	1,567	1,976	409	26.1%
DA&P*	3,530	1,688	-1,843	-52.2%	8,231	5,721	-2,509	-30.5%
Otros gastos	0	0	0	0.0%	0	0	0	0.0%
Otros ingresos	-2,012	-1,297	715	-35.6%	-3,002	-4,951	-1,949	64.9%
Total	7,595	7,172	-423	-5.6%	23,642	19,302	-4,339	-18.4%

*DA&P: Depreciaciones, Amortizaciones y Provisiones

Los gastos de administración y operacionales, sin incluir otros ingresos, presentaron una disminución de USD -1.1 M (-11.9%), explicados principalmente por:

- Disminución en depreciaciones, amortizaciones y provisiones (-52.2%), por efecto base de provisiones de inventarios de materiales trasladados a bodegas de obsolescencia; provisión de litigios y demandas por ajustes de IPC y calificación de riesgo en el valor de las pretensiones y provisión de deudores por pago de la facturación de la cartera asociada al concepto de servicio transporte compensación CREG 185 que disminuyó en 2023 así como los movimientos de las edades de la cartera; y consecuencia del efecto de conversión que no tenía afectación en el año 2022 y a partir del 01 de junio de 2023 presenta saldo dado el cambio de moneda funcional en los estados financieros.
- Menores gastos generales en USD -0.6 M (-19.5%) principalmente por menor ejecución en honorarios y asesorías, así como en servicios informáticos.
- Mayores gastos de impuestos en USD 0.6 M (187.0%) correspondiente al pago de la contribución a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios vigencia 2023, que presentó un aumento con respecto al año 2022; y por un mayor pagado en 2023 por concepto de impuesto de alumbrado público, debido a cambios normativos en algunos municipios se generaron nuevas obligaciones por este impuesto

Por su parte, los otros ingresos disminuyeron en USD 0.7 M (-35.6%) por un menor valor en las indemnizaciones en el reconocimiento de siniestros, compensado con la recuperación de gastos y provisiones de periodos anteriores.

Se continúa con el esfuerzo de hacer sostenibles las eficiencias logradas durante el proceso de transformación que inició TGI S.A. E.S.P. desde el año 2021, manteniendo el foco estratégico en el 2023 como uno de los apalancadores de los buenos resultados financieros que se han entregado. Por lo anterior, al cierre del 3T23 el total ejecutado en OPEX es USD 64.3 M con un aumento de USD 3.3 M (+5.4%), respecto a USD 61.0 M que se ejecutaron al 3T22; y al compararlo con el presupuesto del 2023, el cual tuvo un incremento del 14.0% con respecto al cierre del 2022, representa un buen resultado, mejorando la ejecución respecto a las actividades planeadas y a pesar de las afectaciones por las emergencias y eventos externos.

EBITDA

Tabla N° 6 – EBITDA

USD '000	3T22	3T23	USD	Var	9M22	9M23	Var	Var %
EBITDA	82,337	105,463	23,126	28.1%	242,621	274,624	32,002	13.2%
Margen EBITDA	81.2%	81.8%		0.6 pp	80.0%	81.1%		1.1 pp

El EBITDA aumentó explicado por el incremento en los ingresos operacionales durante 3T23, por el cambio de la metodología de remuneración del servicio de transporte de gas natural adoptada mediante la Resolución CREG 175 DE 2021, 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 menores gastos de administración operacionales por la disminución en los honorarios, amortizaciones y depreciaciones, compensado por el aumento de los costos operacionales por incremento en el mantenimiento generado por las emergencias, amortizaciones y depreciaciones y otros costos correspondiente a las pólizas que cubren la infraestructura.

Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de USD -18.4 M en 3T22 a USD -29.9 M en 3T23, explicado principalmente por:

- Costos financieros (USD +14.9 M; +88.3%), i) valoración de la cobertura del riesgo cambiario con instrumentos financieros derivados del pasivo correspondiente al bono por USD 547.6 M y crédito intercompañía por USD 370.0 M, originada por el cambio de la moneda funcional de los estados financieros de USD a COP; el costo de la cobertura para el 3T23 es de USD 15.9 M; ii) por efecto de actualización financiera de la provisión de desmantelamiento cuyo aumento para el 3T23 con respecto al 3T22 es USD 1.7 M; iii) servicio de la deuda de los bonos disminuyó en USD 3.0 M originado por las recompras realizadas en 4T22 y 1T23.
- Diferencia de cambio neta (USD +2.6 M; +93.3%): por efecto de la revaluación del peso durante el 3T23 en el pasivo financiero, en la compra de divisas para pago de intereses del crédito intercompañía, e intereses y cobertura de los bonos.
- Ingresos financieros (USD +0.4 M; +14.91%) por el beneficio en las tasas de interés de remuneración de los recursos disponibles en instrumentos de renta fija como time deposit, certificados de depósito a término y cuentas de ahorro.

Lo anterior, fue parcialmente balanceado por un efecto positivo de USD 0.5 M (41.7%) en el método de participación explicado por la reducción en las pérdidas de Contugas principalmente por i) Disminución de la provisión realizada en el 3T22 de las cuentas por cobrar por USD 1.8 M, relacionada con la resolución del laudo arbitral desfavorable con Egasa y Egesur; ii) Reconocimiento de ingresos por USD 1.9 M relacionados con los proyectos de construcción Plan Punche y Proyectos Aquijes, compensado por la reducción de los ingresos de distribución en USD 1.5 M durante el 3T23 del cliente Egasa; los costos asociados a los proyectos de construcción Plan Punche y Proyectos Aquijes por USD 1.2 M y el mayor gasto financiero por USD 0.6 M por el incremento de la tasa *Libor* sobre el crédito sindicado de dicha compañía por USD 355 M con vencimiento en 2024.

Impuestos

Corriente (USD 9.0 M; +48.2%): producto de una mayor utilidad gravable en 2023 por el efecto de la TRM sobre las cifras fiscales en COP, principalmente en los rubros de depreciación fiscal, gastos administrativos y gastos financieros.

Diferido (USD 4.2 M; +1,293.4%): 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 22.8 M en 3T22 a USD 18.6 M en 3T23 (-18.5%) explicado por los positivos resultados operacionales, el efecto de la diferencia en cambio por el cambio de la moneda funcional de los estados financieros de USD a COP, mayores gastos financieros en la cobertura del riesgo cambiario del pasivo correspondiente al bono y el efecto del incremento del impuesto corriente e impuesto diferido.

Perfil de Deuda

Tabla N° 7 – Rubros relevantes de deuda

USD '000	2022	3T23	Var	Var %
Deuda total neta	879,589	786,403	-93,186	-10.6%
Deuda bruta	597,366	547,649	-49,717	-8.3%
Deuda total bruta	974,800	927,168	-47,632	-4.9%
EBITDA UDM*	315,477	347,642	32,165	10.2%
Gastos financieros UDM*	68,404	84,170	15,766	23.0%
Ratios de cobertura				
Deuda total bruta / EBITDA*	3.1x	2.7x	-0.4x	
Deuda total neta / EBITDA*	2.8x	2.3x	-0.5x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4.6x	4.1x	-0.5x	

*Corresponde al EBITDA y gastos financieros de los últimos doce meses (UDM). Para el 3T23.

El nivel de apalancamiento neto alcanzó 2.3x y la cobertura de intereses fue de 4.1x al cierre del 3T23, niveles inferiores a los registrados al cierre del 2022 luego de la recompra parcial de los bonos 5.550% con vencimiento en 2028 por USD 155.9 M y USD 15 M realizada durante el 4T22 y 1T23 respectivamente, con recursos propios.

Tabla N° 8 – Perfil de la deuda

Monto USD mm	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Bonos Internacionales	548 USD\$ Mm	5.55%	1-nov-28
Intercompañía	370 USD\$ Mm	5.22%	21-dic-23
Pasivo Financiero NIIF - 16	1.3 USD\$ Mm	8.64%	N/A
Leasing - Renting	4.1 USD\$ Mm	N/A	Largo Plazo

Durante el trimestre, se mantienen las operaciones de cobertura del riesgo de tasa de cambio con instrumentos financieros derivados realizadas en el 2T23, con las siguientes condiciones:

Bono Nov-2028

Instrumento financiero:	Swap CCS
Fecha final:	01-nov-28
Tasa de cambio:	\$4,182.33
Valor nocional COP:	\$2,290,449 MM
Tasa pata derecho:	Fija + 5.55%
Tasa pata obligación:	IBR + 3.6166%

Crédito Intercompañía

Instrumento financiero:	Forward
Fecha cumplimiento:	19-dic-23
Tasa Spot:	\$4,186.73
Tasa Strike:	\$4,353.91
Total COP:	\$1,610,948 MM
Devaluación:	8.52%

Por efecto de las coberturas la tasa del pasivo financiero cambió del 5.4% en dólares a 16.5% en pesos.

Desempeño Comercial

Ingresos por Sector

Tabla N° 9 – Composición Sectorial Ingresos	3T22	3T23	9M22	9M23
Residencial - Distribuidor	64.6%	65.7%	64.5%	66.3%
Industrial	15.8%	15.8%	15.8%	15.7%
GNV	4.9%	4.3%	4.8%	4.6%
Comercial	7.9%	4.8%	7.9%	5.1%
Térmicas	6.2%	9.2%	6.3%	7.8%
Refinería	0.6%	0.0%	0.7%	0.4%
Petroquímicas	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Los sectores residencial e industrial aportaron el 82,0% de los ingresos acumulados al cierre del 3T23. Por su parte, durante el trimestre, el sector térmico fue el de mayor crecimiento pasando de USD 6.1 M en el 3T22 a USD 11.6 M en 3T23 (USD 5.6 M; 91.5%), lo cual aumenta su participación en 3.0% vs. 3T23, seguido por el sector residencial con un aumento de los ingresos en USD 20.0 M (31.7%), pasando de USD 63.0 M en el 3T22 a USD 83.0 M en 3T23. Por su parte, los ingresos de los sectores comercial y refinería decrecieron 20.6% (USD -1.6 M) y 97.7% (USD -0.6 M) respectivamente, dado que su participación se redireccionó entre los sectores residencial y térmico.

Estructura Contractual

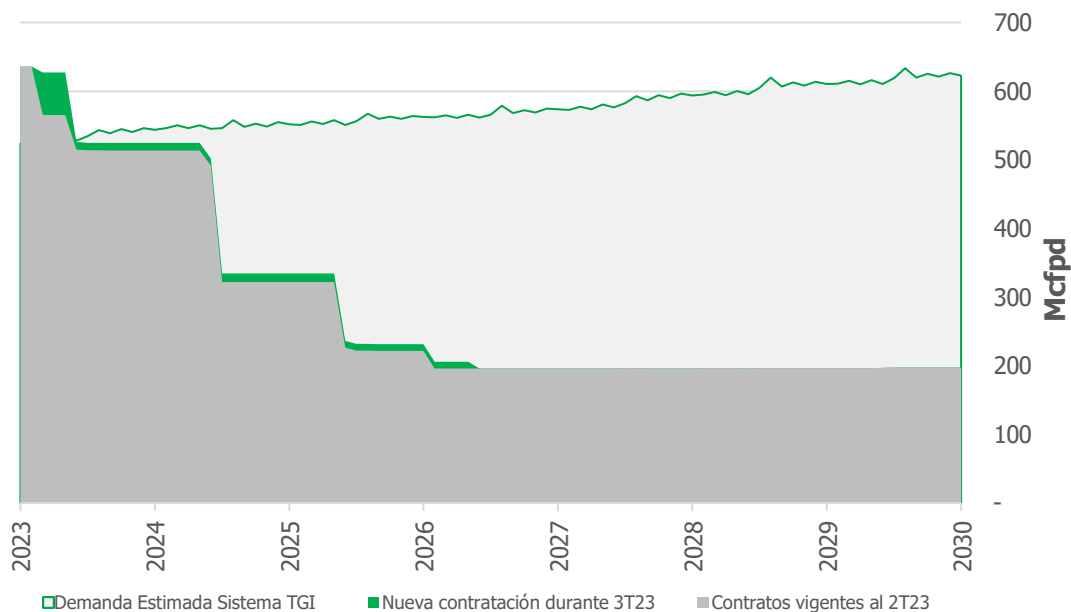
Tabla N° 10- Estructura de los contratos en firme

Descripción	3T22	3T23
No. Contratos Vigentes	657	585
No. Contratos en Firme	639	556
No. Contratos Interrumpibles	18	29
Vida Remanente Contratos en Firme (Promedio años)	4.2	3.5

El menor número de contratos vigentes para el 3T23 vs 3T22 corresponde a que anteriormente las disposiciones regulatorias establecían que los contratos que tuvieran variación en cantidad debían suscribirse de manera mensual, pero la Resolución CREG 185 de 2020 estableció que la contratación se realice por trimestres y hasta un horizonte de diez (10) años.

A septiembre de 2023, la compañía tenía contratada el 74.6% de su capacidad disponible desde fuentes, donde el 95.0% de sus contratos vigentes correspondían a contratos en firme los cuales en promedio estaban ponderando bajo una pareja 86% cargos fijos y 14% variables.

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	3T22	3T23	Var %
Capacidad total - Mpcd	849	849	0.0%
Capacidad contratada en firme - Mpcd*	587	633	7.8%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	511	495	-3.0%
Factor de uso	56.1%	57.0%	0.9 pp
Disponibilidad	100.0%	100.0%	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 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, podemos apreciar que la disponibilidad fue del 100%, el factor de uso aumentó 0.9% con respecto al mismo periodo del 2022, debido al incremento en el transporte por la generación térmica.

Tabla N° 12 – Volumen por transportador (Mpcd)	3T22	Part %	3T23	Part %	Var %	Var Mpcd
TGI	510.6	55.3%	495.2	50.3%	-3.0%	-15.5
Promigas	350.3	37.9%	428.9	43.5%	22.4%	78.6
Otros	63.2	6.8%	61.2	6.2%	-3.1%	-2.0
Total	924.1	100.0%	985.2	100.0%	6.6%	61.1

En 3T23, se observa una disminución de la participación del volumen transportado promedio día por TGI en -3.0% respecto al 3T22; de igual manera, el volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional TGI S.A. E.S.P., continúa siendo el principal actor con 495.2 Mpcd, mientras que el segundo es Promigas con 428.9 Mpcd (las dos compañías tienen el 93.8%).

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 del portafolio de proyectos durante el 3T23 corresponden a USD 1.1 M, presentando una disminución de USD 0.4 M vs 3T22, principalmente por el cierre de los proyectos de continuidad operacional del Cruce del Río Ocoa y Cruce El Venado en el tercer trimestre del 2023.

Proyectos del Plan de Abastecimiento de gas natural (IPAT¹)

El 24 de julio de 2023 TGI S.A. E.S.P. se notificó de las resoluciones la cual se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM de los proyectos IPAT asignados a TGI S.A. E.S.P.:

- Resolución CREG 502 029 de 2023: Capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday.
- Resolución CREG 502 030 de 2023: Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena.
- Resolución CREG 502 031 de 2023: Ampliación de la capacidad de transporte ramal Jamundí - Valle del Cauca.

El 31 de julio de 2023 TGI S.A. E.S.P. presenta ante la CREG recurso de reposición a resoluciones las cuales oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM de los proyectos IPAT asignados a TGI con base a las siguientes consideraciones clave: Costos de Fletes, Seguros, Aranceles, Nacionalización, Costo en puertos, Transporte puerto, Tasa de descuento y gastos de AOM. Se espera que la CREG esté resolviendo estos recursos en el 4T23. En cuanto al IPAT Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita, el proyecto no fue asignado, debido a la declaración de desierto a la adjudicación de la Planta de Regasificación del Pacífico, por parte de la UPME.

¹ 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
- Celebración de audiencia de contradicciones y solicitud de la CREG al perito de pronunciarse sobre las observaciones de TGI.
- Solicitud de TGI a la CREG del recálculo y actualización de la tasa de descuento de la actividad de transporte de gas natural para la presente vigencia fiscal.
- TGI S.A. E.S.P. se notifica de la resolución que oficializa los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y gastos de AOM.
- TGI S.A. E.S.P. presenta recurso de reposición, esperando respuesta en el 4T23.

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
- Celebración de audiencia de contradicciones y solicitud de la CREG al perito de pronunciarse sobre las observaciones de TGI.
- Solicitud de TGI a la CREG del recálculo y actualización de la tasa de descuento de la actividad de transporte de gas natural para la presente vigencia fiscal.
- Sujeto a la viabilidad del proyecto de infraestructura de importación, Regasificadora del Pacífico, el cual fue declarado desierto.

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
- Celebración de audiencia de contradicciones y solicitud de la CREG al perito de pronunciarse sobre las observaciones de TGI.
- Solicitud de TGI a la CREG del recálculo y actualización de la tasa de descuento de la actividad de transporte de gas natural para la presente vigencia fiscal.
- TGI S.A. E.S.P. se notifica de la resolución que oficializa los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y gastos de AOM.
- TGI S.A. E.S.P. presenta recurso de reposición, esperando respuesta en el 4T23.

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
- Celebración de audiencia de contradicciones y solicitud de la CREG al perito de pronunciarse sobre las observaciones de TGI.
- Solicitud de TGI a la CREG del recálculo y actualización de la tasa de descuento de la actividad de transporte de gas natural para la presente vigencia fiscal.
- TGI S.A. E.S.P. se notifica de la resolución que oficializa los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y gastos de AOM.
- TGI S.A. E.S.P. presenta recurso de reposición, esperando respuesta en el 4T23.

Actualización Regulatoria

Tabla N° 14 – Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado	
CREG	Resolución CREG 502 029 de 2023	Capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday. Por la cual se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM de los proyectos IPAT asignados a TGI.	Publicada	Ver más
	Resolución CREG 502 030 de 2023	Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena. Por la cual se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM de los proyectos IPAT asignados a TGI.	Publicada	Ver más
	Resolución CREG 502 031 de 2023	Ampliación de la capacidad de transporte ramal Jamundí - Valle del Cauca. Por la cual se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM de los proyectos IPAT asignados a TGI.	Publicada	Ver más
	Circular CREG 046 de 2023	Cronograma de Comercialización Gas Natural.	Publicada	Ver más
	Resolución CREG 705 003 de 2023	Proyecto de resolución modificando el reglamento interno de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.	En consulta	Ver más
	Circular CREG 066 de 2023	Modificación Cronograma de Comercialización Gas Natural 2023.	En consulta	Ver más
	Circular CREG 055 de 2023	Modificación al Cronograma de Comercialización Gas Natural.	Publicada	Ver más
	Resolución CREG 073 de 2023	Reporte a la Comisión la información de AOM en los formatos adjuntos, la cual será utilizada para llevar a cabo análisis regulatorios referentes a la remuneración de cada actividad. El propósito específico es asegurar que los hechos económicos se asignen adecuadamente a la actividad regulada.	Publicada	Ver más
Ministerio de Minas y Energía	Resolución 00943 de 2023	Declaración de Producción de Gas Natural 2023 - 2032.	Publicada	Ver más
UPME	Circular UPME 045 de 2023	Publicación de Adenda 06 de 2023 Proceso de selección infraestructura del pacífico.	Publicada	Ver más
	Resolución UPME 0588 de 2023	Se declara desierta la convocatoria de selección del inversionista Infraestructura de Importación de gas del Pacífico.	Publicada	Ver más
	Circular Externa UPME 064 de 2023	Ampliación de la información contenida en el ETPAGN 2019-2028, en lo referente a los costos de racionamiento.	Publicada	Ver más

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N° 15 - Estado de Resultados	USD 000'		Variación	
	3T22	3T23	USD	%
Ingresos	101,406	128,890	27,484	27.1%
Costo de operaciones	-34,204	-41,569	-7,364	21.5%
Utilidad bruta	67,202	87,321	20,120	29.9%
<i>Margen Bruto</i>	<i>66.3%</i>	<i>67.7%</i>		
Gastos administración y operacionales (netos)	-7,595	-7,172	423	-5.6%
Servicios personales	-2,457	-3,178	722	29.4%
Gastos generales	-3,287	-2,647	640	-19.5%
Impuestos	-333	-956	-623	187.0%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-3,530	-1,688	1,843	-52.2%
Otros gastos	0	0	0	0.0%
Otros ingresos	2,012	1,297	-715	-35.6%
Utilidad operacional	59,607	80,149	20,543	34.5%
<i>Margen Operacional</i>	<i>58.8%</i>	<i>62.2%</i>		
Costos financieros	-16,931	-31,879	-14,949	88.3%
Ingresos financieros	2,491	2,862	371	14.9%
Diferencia en cambio neta	-2,784	-186	2,598	-93.3%
Participación - Resultado de asociadas	-1,128	-658	470	-41.7%
Utilidad antes del impuesto de renta	41,256	50,288	9,033	21.9%
Impuesto a la ganancia	-18,746	-27,784	-9,038	48.2%
Impuesto diferido	326	-3,896	-4,222	1,293.4%
Utilidad neta	22,836	18,608	-4,228	-18.5%
<i>Margen Neto</i>	<i>22.5%</i>	<i>14.4%</i>		

Descargar Datapack TGI



Tabla N° 16 - Balance General	USD '000		Variación	
	dic-22	sep-23	USD	%
Activos				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	95,210	140,765	45,555	47.8%
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	42,803	58,948	16,145	37.7%
Inventarios	18,857	20,714	1,857	9.8%
Otros activos no financieros	3,682	15,115	11,433	310.5%
Total Activo Corriente	160,552	235,542	74,990	46.7%
Activo No Corriente				
Propiedades, planta y equipo	2,044,879	2,168,625	123,746	6.1%
Activos por derecho de uso	4,401	3,555	-846	-19.2%
Inversiones en asociadas y subordinadas	14,284	11,394	-2,890	-20.2%
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por Cobrar	7,065	8,584	1,519	21.5%
Activos intangibles	153,918	164,109	10,191	6.6%
Otros activos financieros / no financieros	5,802	14	-5,788	-99.8%
Total Activo No Corriente	2,230,349	2,356,281	125,932	5.6%
Total Activo	2,390,901	2,591,823	200,922	8.4%
Pasivos				
Pasivo Corriente				
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por Pagar	7,253	6,599	-654	-9.0%
Pasivo por impuestos	16,835	32,984	16,149	95.9%
Beneficios a empleados	3,696	3,610	-86	-2.3%
Provisiones	16,500	13,585	-2,915	-17.7%
Pasivo por arrendamientos	2,554	4,831	2,277	89.2%
Otros pasivos financieros	10,304	16,007	5,703	55.3%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	373,117	424,977	51,860	13.9%
Total Pasivo Corriente	430,259	502,593	72,334	16.8%
Pasivo No Corriente				
Pasivos financieros	666	586	-80	-12.0%
Provisiones	88,176	113,617	25,441	28.9%
Pasivo por impuestos diferidos	407,435	439,795	32,360	7.9%
Bonos emitidos	596,467	551,835	-44,632	-7.5%
Otros pasivos	11,205	13,297	2,092	18.7%
Total Pasivo No Corriente	1,103,949	1,119,130	15,181	1.4%
Total Pasivo	1,534,208	1,621,723	87,515	5.7%
Patrimonio				
Capital social	703,868	703,868	0	0.0%
Prima en emisión de acciones	56,043	56,043	0	0.0%
Reservas	218,712	232,992	14,280	6.5%
Resultado del periodo	113,319	117,414	4,095	3.6%
Resultados acumulados	-92,590	-92,590	0	0.0%
Otras partidas de resultado integral	-142,659	-47,627	95,032	-66.6%
Total Patrimonio	856,693	970,100	113,407	13.2%
Total Pasivo y Patrimonio	2,390,901	2,591,823	200,922	8.4%

Tabla N° 17 - Estado de Flujo de Efectivo	USD '000	
	Sep-22	Sep-23
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación		
Utilidad Neta	69.899	117.414
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	71.985	74.474
Diferencia en cambio no realizada	3.185	-38.219
Beneficios a empleados	-411	-453
Costo amortizado (préstamos, depósitos)	0	0
Costo amortizado opción de compra BOMT	0	0
Costo amortizado obligaciones financieras	2.057	1.865
Valoración operaciones de cobertura	0	18.139
Valoración obligación por desmantelamiento	3.735	7.762
Impuesto diferido	-1.856	5.381
Impuesto de renta	49.554	61.091
Costos financieros	44.933	38.725
Ingresos financieros	-4.757	-8.459
Valoración método de participación	5.119	2.890
Pérdida, propiedades, planta y equipo	56	0
Deterioro inventarios	3	14
Deterioro cuentas por cobrar	793	0
Provisiones (Recuperaciones)	825	-4.040
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
(Aumento) Disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	4.223	-3.595
(Aumento) Disminución en inventarios	840	-618
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	-2.407	-588
(Aumento) Disminución en otros activos financieros	0	0
(Aumento) Disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-5.419	-13.703
(Aumento) Disminución en otras obligaciones laborales	194	367
(Aumento) Disminución en otros pasivos financieros	-9.267	7.967
(Aumento) Disminución en pasivos estimados y provisiones	-2.910	-13.647
(Aumento) Disminución pasivo impuestos	-10.260	24.247
Pago de intereses	-20.992	-53.858
Pago de intereses parte relacionadas	-9,287	-9,587
Impuestos Pagados	-28,324	-36,234
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	161.511	177.333
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Propiedad, planta y equipo	-17.073	-14.706
Intangibles	0	-16
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-17.073	-14.722
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento		
Pago de dividendos	-78,356	-99,035
Pago de obligaciones financieras	-501	-46.919
Obligaciones financieras adquiridas	2,308	0
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-76.549	-145.954
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-15.387	28.898
Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	52.502	45.554
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	140,742	95,210
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	193.244	140.765

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.