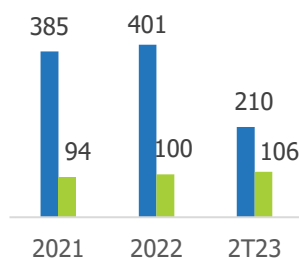
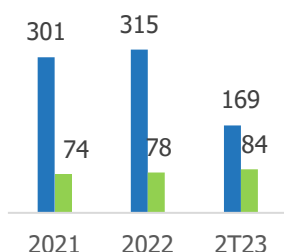
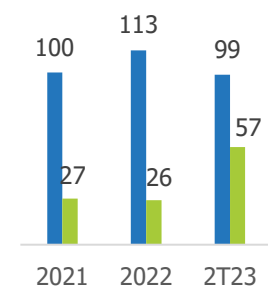
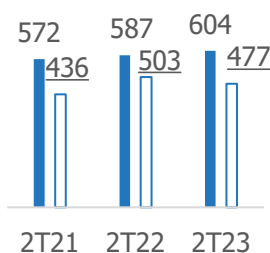


Ingresos  
(USD M)EBITDA  
(USD M)Utilidad Neta  
(USD M)Gas Contratado en Firme  
y Transportado  
(Mpcd)

Cifra subrayada: Volumen transportado  
Cifras calculadas como promedios simples  
trimestrales



## TGI realiza el cambio de la moneda funcional de los estados financieros de USD a COP y ejecuta la estrategia financiera de cobertura del riesgo cambiario.

- **Eficiencia:** i) El portafolio de eficiencias recurrentes ha generado un impacto estimado acumulado en USD 20.7M; ii) Durante el 2023, se han implementado 22 nuevas iniciativas, con un impacto recurrente estimado de USD 0.72M; iii) El impacto capturado en el OPEX para el 2023 es por USD 18.8M, con un aumento de USD 1M con respecto al año 2022 y; iv) Por eficiencias One Time se estima un impacto por USD 4.7M, donde se han capturado USD 1.2M.
- **Regulación:** i) Resolución CREG 099 aprueba cambios positivos en los activos que cumplieron VUN hasta dic-2020 a partir de 01-jun-23; ii) Recálculo del WACC al 10.94% desde el 01-jun-23 y aumento al 11.88% desde el 01-ago-23; y iii) Gestión con la CREG, MinMinas, MHCP y DNP para que se expida la modificación de la Resolución 175, para el reconocimiento del VUN a través de la metodología establecida por la CREG equivalente a un ROA y reconocimiento de los costos de las coberturas.
- **Transformación:** i) Gestión del portafolio de innovación correspondiente a BGM: Biogás y Biometano, H2-D: Hidrógeno distribuido, G2E: Celdas de gas a energía sin combustión en sinergia con el GEB y; ii) Atracción de capital externo por EUR 0.65M de Swedfund para estudios de Biogás, EUR 0.20M de la Embajada Francesa y FENOGE, y USD 0.15M del BID para la descarbonización Blend y producción y exportación de H2, metanol y amoniaco, para un total de USD 1M.
- **Sostenibilidad:** i) Cero no conformidades por parte de Bureau Veritas en las normas ISO 9001:2015, ISO 45001:2018 e ISO 14001:2022; ii) Inicio al proyecto piloto de apagado de teas en la estación compresora de Villavicencio; iii) 20% de avance en instalaciones de 42 aulas solares interactivas; iv) Certificación de la Universidad del Externado a proveedores en el programa de primeros pasos en RSE.
- Se compraron USD 15MM adicionales de los bonos 2028 con caja de la compañía, mejorando su perfil de deuda, niveles de apalancamiento y cobertura de interés. Dado el cambio funcional de la moneda se realizaron coberturas del riesgo cambiario con instrumentos financieros derivados (CCS y forward).

**Tabla N° 1 – Indicadores financieros relevantes**

	2T22	2T23	Var	Var %	6M22	6M23	Var	Var %
Ingresos (USD miles)	99,806	105,786	5,980	6.0	201,956	209,770	7,813	3.9
Utilidad operacional (USD miles)	54,051	61,129	7,078	13.1	111,823	124,206	12,384	11.1
EBITDA (USD miles)	78,477	84,052	5,575	7.1	160,090	169,159	9,069	5.7
Margen EBITDA	78.6%	79.5%	0.8 pp		79.3%	80.6%	1.4 pp	
Utilidad neta (USD miles)	25,773	57,498	31,724	123.1	47,062	98,806	51,743	109.9
Deuda total bruta / EBITDA*	3.7x	2.7x	-1.0x		3.7x	2.7x	-1.0x	
Deuda neta / EBITDA*	3.2x	2.5x	-0.7x		3.2x	2.5x	-0.7x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4.5x	4.7x	0.16x		4.5x	4.7x	0.16x	

**Calificación crediticia internacional:**

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 12 | 22: 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 una disminución de -33,4 GBTUD frente al 2T22 por la caída del consumo del sector termoeléctrico (-27,5 GBTUD), generadoras (-9,0 GBTUD) y vehicular (-3,6 GBTUD), compensado por el alza de la actividad del sector residencial (+4,7 GBTUD) y petroquímico (+2,0 GBTUD).
- La demanda del interior disminuyó -117,9 GBTUD frente al 2T22 por la disminución del consumo del sector industrial (-80,9 GBTUD), sector termoeléctrico (-29,9 GBTUD) y vehicular (-5,7 GBTUD).

**Tabla N° 2 – Demanda de gas natural por sectores**

(GBTUD)	Colombia			Interior del País		
	2T22	2T23	Var %	2T22	2T23	Var %
Industrial – refinería	423	414	-2,1%	307	226	-26,3%
Residencial – comercial	226	230	2,1%	181	180	-0,8%
Termoeléctrico	222	194	-12,4%	75	45	-39,8%
Vehicular – GNV	55	51	-6,6%	47	41	-12,2%
Petroquímico	6	8	37,2%	0	0	100,0%
Total	931	897	-3,6%	611	493	-19,3%

## 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 2T22 y 2T23 (3 meses).

### Resultados trimestrales 2T23

#### Ingresos de Operaciones

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

USD '000	2T22	2T23	Var	Var %
<b>Por tipo de cargo</b>				
Capacidad & Cargo Fijo AOM	86,195	91,988	5,791	6.7%
Cargo Variable	13,527	12,708	-819	-6.1%
Otros Ingresos	85	1,090	1,005	1,182.9%
<b>Por Moneda</b>				
Indexados a USD	76,441	51,902	-24,539	-32.1%
Indexados a COP	23,366	53,884	30,519	130.6%
<b>Total</b>	<b>99,806</b>	<b>105,786</b>	<b>5,980</b>	<b>6.0%</b>

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. Para el 2T23 el efecto es de USD 29.3 M, correspondiente al 27.7% de los ingresos en el trimestre.

A continuación, se detalla la evolución de los ingresos por tipo de cargos en el 2T23:

- Los cargos fijos remunerados en USD (abr-may-23) y COP (jun-23) totalizaron 68.5 M (64.7% de los ingresos totales), un aumento de USD 5.6 M (+8.9%) principalmente por: i) incremento tarifario por indexación al IPP<sup>1</sup> (EE. UU.) de 8.27% (abr-may-23); ii) incremento tarifario por indexación al IPP (Colombia) de 13.12% (jun-23) y iii) contratación adicional mediante la modalidad de transporte de contingencia y contratación en firme.
- Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, totalizaron COP 103,798 M (11.4% adicional frente al 2T22) principalmente por i) incremento tarifario por indexación al IPC (Colombia) de 13.12%; y ii) contratación adicional mediante la modalidad de transporte de contingencia y contratación en firme. Por otra parte, producto de la revaluación del peso colombiano frente al dólar del 10.4%, generó un efecto negativo de -9.4% frente al 2T22 (-USD 2.2 M).
- Los cargos variables en USD (abr-may-23) y COP (jun-23) decrecieron (-6.1%) principalmente por: i) disminución del volumen transportado en el 2T23 por mantenimientos programados por solicitud de terceros; ii) suspensiones por el evento de la compresora de Apiay y el

<sup>1</sup> Serie WPSFD41312. Tarifa actualizada con el índice a dic-22, revisado en may-23.

fenómeno natural de Cerro Bravo; iii) compensación por el incremento tarifario anual por la indexación al IPP<sup>2</sup> (EE. UU.) de 8.27%.

- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron un crecimiento del 1,182.9% al cerrar en USD 1.1 M principalmente por notas de ajuste de transporte excedentario por desbalance del 2T22 en 1.1 M, disminución por pérdida de gas en -0.2 M y ajuste por diferencia en cambio de 0.1 M en 2T23.
- En el mes de mayo, se presentó la suspensión del servicio de transporte del gasoducto Mariquita – Cali, ante el fenómeno natural en Cerro Bravo durante seis (6) días. El impacto en los ingresos por la suspensión es USD 0.8 M, correspondiente al 0.78% de los ingresos del trimestre.

En cuanto a los ingresos por moneda, el 49.1% proceden de cargos denominados en USD y decrecen -32.1% principalmente por el cambio de la remuneración de los cargos fijos y cargos variables a COP desde jun-23. Por efecto del cambio, el 50.9% restante corresponde a cargos denominados en COP, incluyendo los cargos fijos por AO&M, los cuales aumentan un 130.6%.

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.

Así mismo, la CREG emitió la Resolución 102 002 de 07 de junio del 2023, por la cual se modifica la Resolución CREG 103 de 2021 respecto a la tasa de descuento para transporte de gas pasando de 10.94% a 11.88% en pesos colombianos constantes antes de impuestos y empieza a regir desde el 01 de agosto de 2023.

## Costo de Operaciones

Tabla N° 4 – Costo de Operaciones

USD '000	2T22	2T23	Var	Var %
Servicios Profesionales	4,032	4,646	614	15.2%
Mantenimiento	3,020	3,042	22	0.7%
ITC*	363	433	70	19.3%
Depreciación y Amortización	22,253	22,559	306	1.4%
Otros costos	7,230	8,065	835	11.5%
<b>Total</b>	<b>36,898</b>	<b>38,746</b>	<b>1,847</b>	<b>5.0%</b>

\*ITC: Impuestos, Tasas y Contribuciones

Los costos operacionales aumentan USD 1.8 M (5.0%) durante el trimestre en comparación con el 2T22 principalmente por:

- Aumento de otros costos en el 11.55% principalmente por el uso del gas combustible de las compresoras durante el trimestre.
- Mayores costos de servicios profesionales por USD 0.6 M (15.2%), principalmente en gastos de personal y sus prestaciones sociales dado el incremento salarial de 2023, así como un incremento en diseños y estudios.
- El costo de depreciación y amortizaciones aumentó en el 1.4% como consecuencia de mayor depreciación en desmantelamiento y por efecto de la diferencia en cambio por la conversión de la moneda funcional, compensado por la disminución en plantas y ductos susceptibles a depreciar.

<sup>2</sup> Serie WPSFD41312. Tarifa actualizada con el índice a dic-22, revisado en may-23.

## Gastos de Administración & Operacionales (netos)

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

USD '000	2T22	2T23	Var	Var %
Servicios personales	2,708	2,659	-49	-1.8%
Gastos generales	3,214	2,300	-914	-28.4%
Impuestos	762	590	-172	-22.6%
DA&P*	2,394	2,079	-315	-13.2%
Otros gastos	0	0	0	0%
Otros ingresos	-221	-1,716	-1,495	675.9%
<b>Total</b>	<b>8,857</b>	<b>5,911</b>	<b>-2,946</b>	<b>33.3%</b>

\*DA&P: Depreciaciones, Amortizaciones y Provisiones

Los gastos de administración y operacionales, sin incluir otros ingresos, presentaron una disminución de USD -1.4 M, explicados principalmente por

- Menores gastos generales (-28.4%) correspondiente a una menor ejecución de honorarios en el 2T23 en asesoría estratégica, acuerdo de servicios informáticos relacionados con mantenimiento y suscripción de software.
- Disminución en depreciaciones y amortizaciones (-13.2%) por el cumplimiento de la vida útil de algunos activos, menor valor en la renovación de los contratos por arrendamiento bajo NIIF 16 y efecto contable en la clasificación de depreciación de equipos de cómputo a inmuebles e infraestructura.
- Menores gastos de impuestos (-22.6%) correspondiente a una menor estimación de la provisión de la contribución de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y CREG.

Por su parte, los otros ingresos se incrementaron en USD 1.5 M (675.9%) como consecuencia de una recuperación de gastos y provisiones de periodos anteriores, así como recuperación de cartera y siniestros; y por efecto del ajuste por diferencia en cambio por la conversión de la moneda funcional en los estados financieros en jun-23.

Durante el 2023 TGI mantiene su compromiso de seguir generando eficiencias, y en este sentido al cierre del 2T23 logra una reducción en OPEX de USD 1.3 M (-3.1%), pasando de USD 41.9 M que se ejecutaron al 2T22 a USD 40.6 M al 2T23, mejorando las expectativas del año a pesar de las afectaciones por las emergencias y eventos externos.

## EBITDA

**Tabla N°6 – EBITDA**

USD '000	2T22	2T23	USD	Var
EBITDA	78,477	84,052	5,575	7.1%
Margen EBITDA	78.6%	79.5%		0.8 pp

El EBITDA aumentó explicado por el incremento en los ingresos operacionales en el mes de junio de 2023, 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, contribuciones y amortizaciones y depreciaciones, compensado por el aumento de los costos

operacionales por incremento de los servicios profesionales y otros costos correspondiente al uso del gas combustible de las compresoras.

### Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de USD -19.9 M en 2T22 a USD 15.1 M en 2T23, explicado principalmente por:

- Diferencia de cambio neta (USD +31.5 M; +99,106.2%): por efecto de la revaluación del peso durante el 2T23 en el pasivo financiero, el pago de dividendos, en la compra de divisas para pago de intereses del crédito intercompañía, intereses de bonos y recompra de los mismos.
- Ingresos financieros (USD +1.5 M; +109.1%) por la utilidad financiera generada en la recompra parcial de USD 31.5 M del bono durante el trimestre a USD 970 por cada USD 1,000 de principal (lo cual representó una ganancia de USD 0.9 M), así como el beneficio por las tasas de interés de remuneración de los recursos disponibles en instrumentos de renta fija como time deposit, y cuentas de ahorro.
- Costos financieros (USD +1.5 M; +8.8%), i) por 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 2T23 es de USD 2.3 M; ii) por efecto de actualización financiera de la provisión de desmantelamiento cuyo aumento para el 2T23 con respecto al 2T22 es USD 1.3M; iii) servicio de la deuda de los bonos disminuyó en USD 2.4 M originado por las recompras realizadas en 4T22 y 1T23.

Lo anterior, fue parcialmente balanceado por un efecto positivo de USD 2.5 M (69.1%) en el método de participación explicada por la reducción en las pérdidas de Contugas principalmente por:

Disminución de la provisión realizada en el 2T22 de las cuentas por cobrar por USD 4.7 M, relacionada con la resolución del laudo arbitral desfavorable con Egasa y Egesur, compensado por la reducción de los ingresos operacionales durante el trimestre vs 2T22 por USD 1.2 M, explicado por el aumento del consumo de gas de la industria pesquera en el 2022, la cual no se presentó en el 2023; y el mayor gasto financiero por USD 1.0 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 -1.0 M; -7.1%): asociado al incremento de los ingresos gravables operacionales, al beneficio de la recompra del bono, y compensado por la diferencia en cambio realizada por la recompra, pasando de USD -14.5 M en el 2T22 a USD -15.5 M en el 2T23.

Diferido (USD -8.5 M; -160.7%): como consecuencia de las variaciones en las bases de cálculo ocasionadas principalmente por la disminución de la deuda en USD por la recompra parcial del bono; reconocimiento del efecto de las coberturas contratadas y por el diferencial cambiario sobre los pasivos y activos en moneda extranjera de la compañía, pasando así de USD -5.3 M en el 2T22 a USD +3.2 M en el 2T23.

### Utilidad Neta

La utilidad neta pasó de USD 25.7 M en 2T22 a USD 57.5 M en 2T23 (123.1%) explicado por los positivos resultados operacionales y mayores ingresos no operacionales como consecuencia del beneficio financiero generado por la recompra parcial del bono y el efecto de la diferencia en cambio por el cambio de la moneda funcional de los estados financieros de USD a COP.

## Perfil de Deuda

**Tabla N°7 – Rubros relevantes de deuda**

USD '000	2022	2T23	Var	Var %
Deuda total neta	879,589	871,693	-7,897	-0.9%
Deuda bruta	597,366	547,649	-49,717	-8.3%
Deuda total bruta	974,800	929,084	-45,716	-4.7%
EBITDA UDM*	315,477	324,548	9,071	2.9%
Gastos financieros UDM*	68,404	69,221	817	1.2%
<b>Ratios de cobertura</b>				
Deuda total bruta / EBITDA*	3.1x	2.7x	-0.4x	
Deuda total neta / EBITDA*	2.8x	2.5x	-0.3x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4.6x	4.7x	0.1x	

\*Corresponde al EBITDA y gastos financieros de los últimos doce meses (UDM). Para el 2T23.

El nivel de apalancamiento neto alcanzó 2.5x y la cobertura de intereses fue de 4.7x al cierre del 2T23, niveles similares 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	4.5	USD\$ Mm	8.64%	N/A
Leasing – Renting	7.0	USD\$ Mm	N/A	Largo Plazo

Dado el cambio de moneda funcional, se realizaron operaciones de cobertura del riesgo de tasa de cambio con instrumentos financieros derivados, bajo 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 17.0% en pesos.

## Desempeño Comercial

### Ingresos por Sector

Tabla N°9 – Composición Sectorial Ingresos	2T22	2T23
Residencial	63.8%	66.8%
-Distribuidor		
Industrial	16.7%	16.4%
GNV	4.8%	4.7%
Comercial	8.3%	5.2%
Térmicas	6.3%	6.9%
Refinería	0.0%	0.0%
Petroquímicas	0.0%	0.0%
Total	100.0%	100.0%

Los sectores industrial y residencial aportaron el 83.2% de los ingresos del 2T23, siendo este último el sector que más creció pasando de USD 63.6 M en el 2T22 a USD 70.0 M en 2T23 (10.0%; USD +6.4M), seguido por el sector térmico que presentó un incremento en ingresos de USD 0.9M, con lo cual aumenta su participación en cerca de 0.6% vs 2T22. Por su parte, los ingresos del sector comercial decrecieron 34.7% (USD -2.9 M) dado que su participación se redireccionó entre los sectores Residencial y Térmico.

### Estructura Contractual

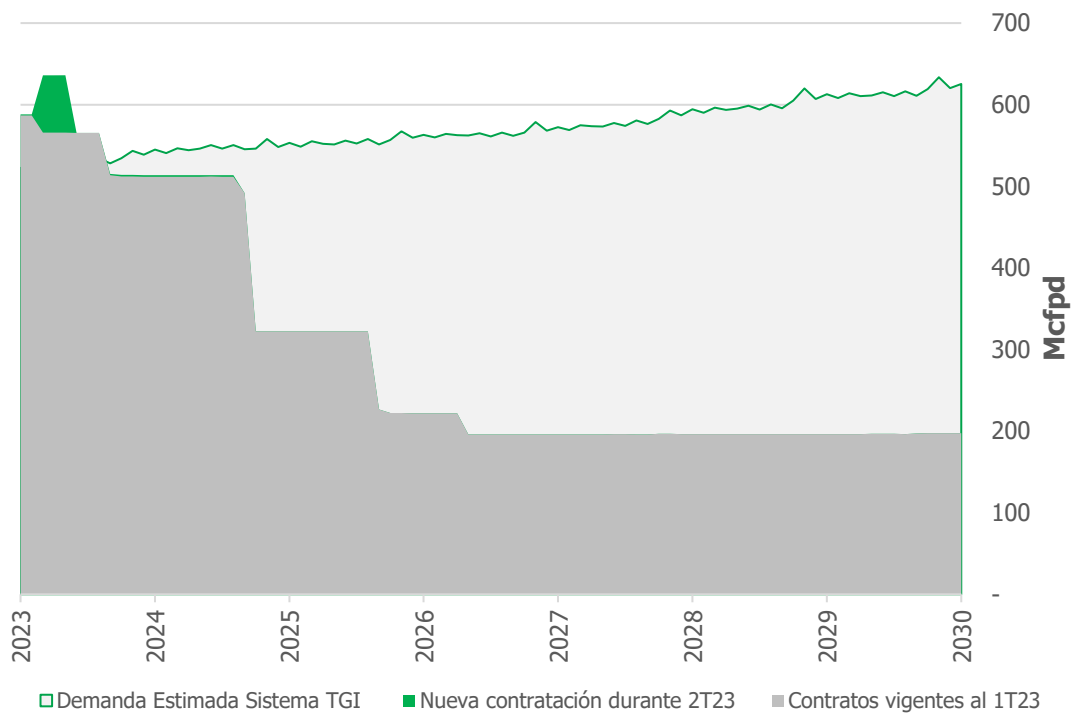
Tabla N°10– Estructura de los contratos en firme

Descripción	2T22	2T23
No. Contratos Vigentes	635	586
No. Contratos en Firme	614	565
No. Contratos Interrumpibles	21	21
Vida Remanente Contratos en Firme (Promedio años)	4.4	3.7

El menor número de contratos vigentes para el 2T23 vs 2T22 corresponde a que anteriormente las disposiciones regulatorias establecían que los contratos que tuvieran variación en cantidad debían suscribirse de manera mensual, pero con la Resolución CREG 185 de 2020 este plazo se amplió a períodos más largos desde trimestrales y hasta por 10 años.

A junio de 2023, la compañía tenía contratada el 71.1% de su capacidad disponible desde fuentes, donde el 96.4% 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	2T22	2T23	Var %
Capacidad total – Mpcd	849	849	0.0%
Capacidad contratada en firme – Mpcd*	587	604	2.9%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	503	477	-5.2%
Factor de uso	55.7%	54.8%	-0.9 pp
Disponibilidad	100.0%	99.3%	-0.7 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 99.3% donde se observa un decrecimiento debido a la afectación de capacidad del tramo Apiay-Usme por la salida de la estación compresora de Apiay, ocasionada por los inconvenientes presentados por el campo del productor Apiay referente a la calidad del gas y por el evento presentado en el gasoducto Mariquita – Cali, el factor de uso disminuyó en -0.9% con respecto al mismo periodo del 2022 por la disminución del despacho térmico.



Tabla N°12 – Volumen por transportador (Mpcd)	2T22	Part %	2T23	Part %	Var %	Var Mpcd
TGI	502.7	54.9%	476.5	53.8%	-5.2%	-26.1
Promigas	348.9	38.1%	359.8	40.6%	3.1%	10.9
Otros	64.4	7.0%	50.2	5.7%	-22.0%	-14.2
<b>Total</b>	<b>916.0</b>	<b>100.0%</b>	<b>886.5</b>	<b>100.0%</b>	<b>-3.2%</b>	<b>-29.5</b>

En 2T23, se observa una disminución de la participación del volumen transportado promedio día por TGI en -1.12% respecto al 2T22, debido principalmente a la disminución en el despacho térmico y al evento presentado en el gasoducto Mariquita – Cali, de igual manera, en el volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, TGI continúa siendo el principal actor con 477 Mpcd, mientras que el segundo es Promigas con 360 Mpcd (las dos compañías tienen el 94.4%).

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
<b>Total</b>	<b>849</b>

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 2T23 corresponden a USD 0.9 M, presentando una disminución de USD 1.5 M vs 2T22, principalmente por el cierre del proyecto de continuidad operacional del Cruce del Río Upía en el segundo trimestre del 2023.

### Proyectos del Plan de Abastecimiento de gas natural (IPAT<sup>3</sup>)

El 03 de abril de 2023, TGI solicitó a la CREG el recálculo y actualización de la tasa de descuento de la actividad de transporte de gas natural para la presente vigencia fiscal, para actualización del modelo financiero de los proyectos IPAT y evaluar su ejecución.

El 24 de abril de 2023 la CREG, en respuesta a consulta de TGI relacionada con la Resolución CREG 102 – 008 de 2022, manifestó que estaba próxima a expedir las actuaciones particulares mediante las cuales se oficializarán los ingresos que los transportadores incumbentes recibirán por los proyectos IPAT.

El 24 de mayo de 2023 la CREG publicó la Resolución 702 002-2023: Proyecto de resolución por la cual se modifica la Resolución CREG 102 008 de 2022 “Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural”.

En el mes de julio de 2023, la CREG notificó a TGI mediante actos administrativos, los valores de inversión y gastos de administración, operación y mantenimiento para tres (3) proyectos IPAT, Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena, Ampliación Mariquita - Gualanday y Ampliación Ramal Jamundí. TGI presentó recurso de reposición a cada uno de esos actos, solicitando algunas

<sup>3</sup>IPAT: Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte.

correcciones en dichos valores. Se espera que la CREG esté resolviendo estos recursos en el 3T23. En cuanto al IPAT Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita, se entiende que los valores eficientes aún no han sido notificados a TGI, teniendo en cuenta que este proyecto está condicionado a la adjudicación de la Planta de Regasificación del Pacífico, proceso que está haciendo adelantado por la UPME y sobre el cual se espera un resultado en los próximos meses.

#### **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.

#### **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.

#### **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.

#### **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.

## Actualización Regulatoria

Tabla N°14 – Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado	
CREG	Resolución CREG 102-002 de 2023	Modifica los artículos 3 y 4 de la Resolución 103 de 2021, que define la tasa de descuento para la actividad de transporte de gas natural.	Publicada	<a href="#">Ver más</a>
	Resolución CREG 102-003 de 2023	Por la cual se ajusta y se modifica la Resolución 102-008 de 2022: "Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural"	Publicada	<a href="#">Ver más</a>
	Circular 046 y 055 de 2023	Cronograma de Comercialización de Gas Natural año 2023.	Publicada	<a href="#">Ver más</a>
Ministerio de Minas y Energía	Resolución 00478 de 2023	Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2023 - 2032	Publicada	<a href="#">Ver más</a>
	Proyecto de Decreto	Por el cual se reglamenta el artículo 246 de la Ley 2294 de 2023 y se adiciona el Decreto único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, en relación con el almacenamiento estratégico de combustibles y sus mezclas con biocombustibles, de GLP, y se dictan otras disposiciones	En consulta	<a href="#">Ver más</a>
	Proyecto de Decreto	Por el cual se reglamenta el numeral 25 del artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, en lo relacionado con el desarrollo de proyectos de Hidrógeno Blanco en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia.	En consulta	<a href="#">Ver más</a>
UPME	Circular Externa No. 052 de 2022	Publicación de Adenda 06 de 2023 Proceso de selección infraestructura del Pacífico	En consulta	<a href="#">Ver más</a>

## Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°15 - Estado de Resultados	USD 000'		Variación	
	2T22	2T23	USD	%
<b>Ingresos</b>	99,806	105,786	5,980	6.0%
Costo de operaciones	-36,898	-38,746	-1,847	5.0%
<b>Utilidad bruta</b>	<b>62,908</b>	<b>67,041</b>	<b>4,132</b>	<b>6.6%</b>
<i>Margen Bruto</i>	<i>63.0%</i>	<i>63.4%</i>		
<b>Gastos administración y operacionales (netos)</b>	<b>-8,857</b>	<b>-5,911</b>	<b>2,946</b>	<b>-33.3%</b>
Servicios personales	-2,708	-2,659	49	-1.8%
Gastos generales	-3,214	-2,300	914	-28.4%
Impuestos	-762	-590	172	-22.6%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-2,394	-2,079	315	-13.2%
Otros gastos	0	0	0	0.0%
Otros ingresos	221	1,716	1,495	675.9%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>54,051</b>	<b>61,129</b>	<b>7,078</b>	<b>13.1%</b>
<i>Margen Operacional</i>	<i>54.2%</i>	<i>57.8%</i>		
Costos financieros	-16,819	-18,303	-1,484	8.8%
Ingresos financieros	1,423	2,976	1,553	109.1%
Diferencia en cambio neta	-32	31,521	31,553	-99,106.2%
Participación resultado de asociadas	-3,660	-1,131	2,529	69.1%
<b>Utilidad antes del impuesto de renta</b>	<b>34,964</b>	<b>76,192</b>	<b>41,229</b>	<b>117.9%</b>
Impuesto a la ganancia	-14,469	-15,492	-1,023	7.1%
Impuesto diferido	5,278	-3,203	-8,481	-160.7%
<b>Utilidad neta</b>	<b>25,773</b>	<b>57,498</b>	<b>31,724</b>	<b>123.1%</b>
<i>Margen Neto</i>	<i>25.8%</i>	<i>54.4%</i>		

Descargar Datapack TGI



Tabla N°16 - Balance General	USD '000		Variación	
	dic-22	jun-23	USD	%
<b>Activos</b>				
<b>Activo Corriente</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	95,210	57,391	-37,819	-39.7%
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	42,803	52,483	9,680	22.6%
Inventarios	18,857	20,371	1,514	8.0%
Otros activos no financieros	3,682	8,426	4,744	128.8%
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>160,552</b>	<b>138,671</b>	<b>-21,881</b>	<b>-13.6%</b>
<b>Activo No Corriente</b>				
Propiedades, planta y equipo	2,044,879	2,114,392	69,513	3.4%
Activos por derecho de uso	4,401	4,892	492	11.2%
Inversiones en asociadas y subordinadas	14,284	12,052	-2,232	-15.6%
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por Cobrar	7,065	7,945	880	12.5%
Activos intangibles	153,918	160,085	6,167	4.0%
Otros activos financieros / no financieros	18	13	-5	-27.8%
<b>Total Activo No Corriente</b>	<b>2,230,349</b>	<b>2,299,379</b>	<b>69,030</b>	<b>3.1%</b>
<b>Total Activo</b>	<b>2,390,901</b>	<b>2,438,050</b>	<b>47,149</b>	<b>2.0%</b>
<b>Pasivos</b>				
<b>Pasivo Corriente</b>				
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por Pagar	7,253	6,859	-394	-5.4%
Pasivo por impuestos	16,835	9,794	-7,041	-41.8%
Beneficios a empleados	3,696	4,140	444	12.0%
Provisiones	16,500	14,714	-1,786	-10.8%
Pasivo por arrendamientos	2,554	4,823	2,269	88.8%
Otros pasivos financieros	10,304	8,075	-2,229	-21.6%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	373,117	390,834	17,717	4.7%
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>430,259</b>	<b>439,239</b>	<b>8,980</b>	<b>2.1%</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>				
Pasivos financieros	666	2,229	1,563	234.7%
Provisiones	88,176	106,751	18,575	21.1%
Pasivo por impuestos diferidos	407,435	429,781	22,346	5.5%
Bonos emitidos	596,467	551,343	-45,124	-7.6%
Otros pasivos	11,205	12,859	1,654	14.8%
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>1,103,949</b>	<b>1,102,963</b>	<b>-986</b>	<b>-0.1%</b>
<b>Total Pasivo</b>	<b>1,534,208</b>	<b>1,542,202</b>	<b>7,994</b>	<b>0.5%</b>
<b>Patrimonio</b>				
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	98,806	-14,513	-12.8%
Resultados acumulados	-92,590	-92,590	0	0.0%
Otras partidas de resultado integral	-142,659	-103,271	39,388	-27.6%
<b>Total Patrimonio</b>	<b>856,693</b>	<b>895,848</b>	<b>39,155</b>	<b>4.6%</b>
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>2,390,901</b>	<b>2,438,050</b>	<b>47,149</b>	<b>2.0%</b>

Tabla N°17 - Estado de Flujo de Efectivo	USD '000	
	Jun-22	Jun-23
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación</b>		
<b>Utilidad Neta</b>	<b>47,062</b>	<b>98,806</b>
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	48,786	48,030
Diferencia en cambio no realizada	401	-38,405
Beneficios a empleados	-220	-252
Costo amortizado (préstamos, depósitos)	0	0
Costo amortizado opción de compra BOMT	0	0
Costo amortizado obligaciones financieras	867	1,373
Valoración operaciones de cobertura	0	2,256
Valoración obligación por desmantelamiento	2,542	4,853
Impuesto diferido	-1,529	1,485
Impuesto de renta	30,809	33,307
Costos financieros	30,385	26,129
Ingresos financieros	-2,468	-5,860
Valoración método de participación	3,991	2,232
Pérdida, propiedades, planta y equipo	3	0
Deterioro inventarios	3	11
Deterioro cuentas por cobrar	182	188
Provisiones (Recuperaciones)	-2	-2,598
<b>Cambios netos en activos y pasivos de la operación</b>		
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	4,401	-1,061
(Aumento) Disminución en inventarios	621	-722
Disminución en otros activos no financieros	2,801	2,439
Disminución en otros activos financieros	0	0
Aumento en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-5,269	-3,772
Aumento (disminución) en otras obligaciones laborales	-49	167
Aumento en otros pasivos financieros	-7,167	-45
Aumento en pasivos estimados y provisiones	-2,170	-4,060
Aumento pasivo impuestos	-6,863	-9,528
Pago de intereses	-20,913	-53,742
Pago de intereses parte relacionadas	-9,287	-9,587
Impuestos Pagados	-28,324	-36,234
<b>Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación</b>	<b>88,563</b>	<b>55,410</b>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión</b>		
Propiedad, planta y equipo	-10,368	-8,135
Intangibles	-248	308
<b>Flujo neto provisto por actividades de inversión</b>	<b>-10,616</b>	<b>-8,443</b>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento</b>		
Pago de dividendos	-78,356	-99,035
Pago de obligaciones financieras	-352	-46,761
Obligaciones financieras adquiridas	2,308	0
<b>Flujo neto usado en las actividades de financiamiento</b>	<b>-76,400</b>	<b>-145,796</b>
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-7,379	61,010
<b>Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo</b>	<b>-5,832</b>	<b>-37,819</b>
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	140,742	95,210
<b>Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo</b>	<b>134,910</b>	<b>57,391</b>

## 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.