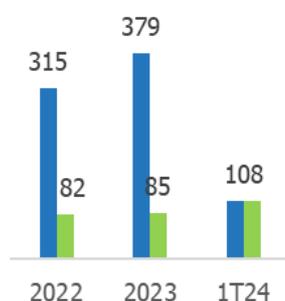
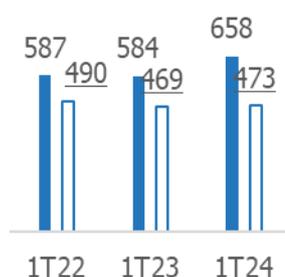


Ingresos
(USD M)EBITDA
(USD M)Utilidad Neta
(USD M)Gas Contratado en Firme y Transportado
(Mpcd)

Cifra subrayada: Volumen transportado
Cifras calculadas como promedios simples
trimestrales



TGI durante el 1T24 presenta buenos resultados del negocio, con aumento sustancial en la utilidad operacional y EBITDA, por el crecimiento de ingresos.

- **Regulación:** i) Cinco (5) proyectos prioritarios incorporados en la propuesta del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038 de la UPME; ii) Aceptación de la propuesta de TGI de flexibilización en la contratación de transporte de gas para atender la demanda térmica durante el fenómeno de El Niño y iii) permanente gestión con CREG, Ministerio de Minas y Energía y el Gobierno para lograr la modificación de la Resolución 175 y el Expediente Tarifario.
- **Expansión:** i) Ingresos por USD 7.8 M correspondientes a gestión comercial y de negocios por contratación en firme, despacho térmico, contingencias y facturación de pérdidas de gas.
- **Eficiencia:** i) El portafolio de eficiencias tiene previstos impactos por USD 4.6 M, por: i) Gas combustible frente a presupuesto 2024 por USD 2.5 M; ii) Ahorros en gestión de abastecimiento del Centro de Sinergias Corporativas por USD 0.3 M en OPEX y USD 0.8 M en CAPEX y; iii) diez nuevas iniciativas con impactos recurrentes en el OPEX por USD 0.7 M Y *One Time* por USD 0.3 M.
- **Transformación:** i) Puesta en productivo del primer piloto optimización mantenimiento predictivo con sensores IoT y analítica en estación compresora de gas de Miraflores en 5 unidades y escalamiento a la estación compresora de gas de Vasconia con impactos de USD 0.2 M durante el año y una inversión de USD 0.8 M en el 2024. ii) primera fase de estudio de biogás con potencial generación para la movilidad sostenible en dos cadenas de valor de Bogotá a través de residuos orgánicos y plantas de tratamiento de aguas residuales.
- **Sostenibilidad: i) Ambiental:** Reducción acumulada de emisiones del 4.09% vs una meta del 3.78%; apagado de TEAS de Hatonuevo y Jagua del Pilar reduciendo anualmente 803 toneladas CO2 Eq y; priorización de líneas de circularidad proyectos de economía circular. **ii) Social:** Se completó la entrega de 42 aulas solares en comunidades y; radicación del proyecto de Gasificación rural en el municipio La Belleza, mediante el mecanismo por obras por impuestos por \$6.400 M. **iii) Gobernanza:** 66 brechas identificadas y con planes de mejora en la norma ISO 37001; avance en el diagnóstico de los escenarios de crisis actual y; taller práctico de debida diligencia en Derechos Humanos dirigido a proveedores y contratistas.

Tabla N° 1 – Indicadores financieros relevantes

	1T23	1T24	Var	Var %
Ingresos (USD miles)	103,984	134,785	30,801	29.6
Utilidad operacional (USD miles)	63,038	78,105	15,067	23.9
EBITDA (USD miles)	85,109	107,788	22,679	26.6
Margen EBITDA	81.8%	80.0%	-1.9 pp	
Utilidad neta (USD miles)	41,308	28,408	-12,900	-31.2
Deuda total bruta / EBITDA*	2.4x	2.1x	-0.3x	
Deuda neta / EBITDA*	2.0x	1.7x	-0.3x	
EBITDA* / Gastos financieros*	3.7x	3.2x	-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 209,7 GBTUD frente al 1T23 por el incremento del consumo del sector termoeléctrico (+215,3 GBTUD), sector vehicular-GNV (3,9 GBTUD), compensado por la caída de la actividad del sector residencial (-5,5 GBTUD) y sector industrial (-3.3 GBTUD).
- La demanda del interior disminuyó -10,0 GBTUD frente al 1T23 por la caída del consumo del sector industrial (-13,8 GBTUD), sector residencial (-3,3 GBTUD), compensado por el aumento del sector termoeléctrico (+4,6 GBTUD) y sector vehicular GNV (+2.4 GBTUD).

Tabla N° 2 – Demanda de gas natural por sectores

(GBTUD)	Colombia			Interior del País		
	1T23	1T24	Var %	1T23	1T23	Var %
Industrial – refinería	416,6	413,3	-0.8%	236,6	222,7	-5.9%
Residencial – comercial	228,7	223,1	-2.4%	178,9	175,5	-1.9%
Termoeléctrico	161,2	376,5	133.6%	46,2	50,8	9.9%
Vehicular – GNV	52,9	56,8	7.3%	43,0	45,4	5.6%
Petroquímico	5,9	5,3	-9.7%	0,0	0,1	1,430.9%
Total	865,3	1.075,0	24.2%	504,7	494,7	-2.0%

Resultados Financieros TGI

TGI (Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.) 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 1T23 y 1T24 (3 meses).

Resultados trimestrales 1T24

Ingresos de Operaciones

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

USD '000	1T23	1T24	Var	Var %
Por tipo de cargo				
Capacidad & AOM	88,609	115,899	27,290	30.8%
Variables	14,216	15,208	992	7.0%
Otros Ingresos	1,159	3,677	2,519	217.4%
Por Moneda				
Indexados a USD	80,738	0	-80,738	-100.0%
Indexados a COP	23,246	134,785	111,539	479.8%
Total	103,984	134,785	30,801	29.6%

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 de 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 1T24:

- Los cargos fijos por inversión remunerados en COP durante el trimestre totalizaron USD 87.0 M (64.6% de los ingresos totales), un aumento de USD 20.5 M (+30.8%) frente al 1T23, principalmente por: i) mayor ingreso asociado a la suscripción de contratación adicional de transporte en firme de varios remitentes contratación de transporte de contingencia y condicionada durante el periodo de mantenimiento del campo de producción Cupiagua (USD 4.1 M); ii) por la variación de la TRM promedio del 1T23 frente a 1T24 (USD 14.7 M) y iii) menores suspensiones durante el 1T24 frente a 1T23 (USD 1.7 M).
- Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, totalizaron USD 28.9 M (21.4% de los ingresos totales), un aumento de USD 6.8 M (+30.7%) frente al 1T23, principalmente por i) mayor ingreso asociado a la suscripción de contratación adicional de transporte en firme de varios remitentes contratación de transporte de contingencia y condicionada durante el periodo de mantenimiento del campo de producción Cupiagua (USD 1.3 M); ii) variación de la TRM promedio del 1T23 frente a 1T24 (USD 4.9 M) y iii) menores suspensiones durante el 1T24 frente a 1T23 (USD 0.6 M).
- Los cargos variables, que se remuneran en COP, totalizaron USD 15.2 M (11.3% de los ingresos totales), un aumento de USD 1.0 M (+7.0%) frente al 1T23, principalmente por uso de la variable del contrato y transporte para generación térmica.

- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron un crecimiento del 217.4% al cerrar en USD 3.7 M en el 1T24 principalmente por mayores ingresos por cobros de gas asociado a pérdidas de gas y servicio de parqueo durante el evento de mantenimiento del campo productor Cupiagua.

En cuanto a los ingresos por moneda, el 100% proceden de cargos denominados en COP y aumentan 479.8%, 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 busca 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	1T23	1T24	Var	Var %
Servicios Profesionales	4,338	4,828	490	11.3%
Mantenimiento	791	1,680	889	112.3%
ITC	263	1,113	851	323.9%
Depreciación y Amortización	22,015	25,016	3,001	13.6%
Otros costos	7,280	12,430	5,150	70.7%
Total	34,688	45,068	10,380	29.9%

**ITC: Impuestos, Tasas y Contribuciones*

Los costos operacionales aumentan USD 10.4 M (29.9%) durante el trimestre en comparación con el 1T23 principalmente por:

- Los otros costos aumentaron USD 5.1 M (70.7%), principalmente por el incremento de gas combustible, considerando el aumento en el precio de la molécula y en menor medida, por el efecto de conversión generado con el cambio de moneda funcional a partir del 01 de junio de 2023.
- El costo de depreciaciones y amortizaciones aumentó USD 3.0 M (13.6%) por consecuencia de la diferencia en cambio que se genera por la variación de la TRM al cierre de cada periodo.
- Mayores costos de mantenimiento por USD 0.9 M (112.3%), principalmente por mayor ejecución en actividades de integridad y en la operación y mantenimiento del gasoducto de la Sabana. Esto último generado por un efecto base del 1T23, en el cual se presentó una subejecución temporal.
- Aumento en impuestos, tasas y contribuciones en USD 0.9 (323.9%) por una mayor contribución de solidaridad por gas combustible y por aportes incremento demanda GNV.

Gastos de Administración & Operacionales (netos)

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

USD '000	1T23	1T24	Var	Var %
Servicios personales	2,546	2,911	366	14.4%
Gastos generales	3,227	3,180	-47	-1.5%
Impuestos	430	855	425	98.8%
DA&P	1,955	6,104	4,149	212.3%
Otros gastos	0	0	0	0%
Otros ingresos	-1,899	-1,437	462	-24.3%
Total	6,258	11,612	5,354	85.5%

*DA&P: Depreciaciones, Amortizaciones y Provisiones

Los gastos de administración y operacionales, sin incluir otros ingresos, presentaron un aumento de USD 4.9 M (60.0%), explicados principalmente por:

- Aumento en depreciaciones, amortizaciones y provisiones en USD 4.1 M (212.3), por i) provisión de deudores por USD 3.7 M por las glosas que se generaron durante el 1T24 con algunos remitentes por la controversia generada en los valores facturados por el servicio de transporte y el registro del deterioro de la cartera del trimestre y ii) capitalización de proyectos en diciembre de 2023 correspondiente a SAP Hanna, SAP Rise y Dark Trace (solución de inteligencia artificial) generando gasto por amortización de USD 0.5 M durante el trimestre.
- Mayores gastos de impuestos en USD 0.4 M (98.8%) principalmente por el pago del gravamen a los movimientos financieros (GMF) en el prepago del crédito tipo Club Deal.
- Mayores gastos de servicios personales en USD 0.4 M (14.4%), principalmente por un incremento en el registro del beneficio de tasa de interés de los créditos de los colaboradores.

Por su parte, los otros ingresos disminuyeron en USD 0.5 M (-24.3%), debido a que en el 1T23 se presentó una recuperación por Sentencia a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

Durante el 1T24 se continúa con el esfuerzo de hacer sostenibles las eficiencias logradas en el proceso de Transformación; para el 2024 se ha mantenido el foco estratégico como uno de los apalancadores de los buenos resultados financieros que se han entregado en los últimos años, y se espera lograr eficiencias a través de la optimización de los procesos de contratación previstos desde la planeación y selección capturando valor que se materialice en 2024.

Desde los resultados del pilar de eficiencia, se resalta que en 1T24 se han incluido diez (10) nuevas iniciativas con impactos estimados recurrentes de USD 0.6 M y *One Time* de USD 1.7 M para un total en el portafolio del pilar de USD 24.1 M de impactos recurrentes y USD 22.0 M de impactos *One Time* acumulados durante todo el programa de transformación. Del total del portafolio, USD 22.6 M tendrán impacto recurrente en el OPEX de la compañía manteniendo los niveles de eficiencia en el gasto, y al compararlo con el cierre 2023, son USD 1.4 M de impactos adicionales recurrentes en OPEX de los cuales USD 0.6 son de nuevas iniciativas incluidas en el portafolio de 2024. Frente a los impactos *One Time* en OPEX 2024 se tienen identificados USD 0.3 M que se reflejarán en los resultados 2024.

EBITDA

Tabla N°6 – EBITDA

USD '000	1T23	1T24	USD	Var
EBITDA	85,109	107,788	22,679	26.6%
Margen EBITDA	81.8%	80.0%		-1.9 pp

El EBITDA aumentó explicado por el incremento en los ingresos operacionales durante 1T24, 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; compensado el aumento de los costos operacionales por el incremento en gas combustible generado por el aumento del precio de la molécula y el efecto de la diferencia en cambio en las depreciaciones; y mayores gastos de administración y operacionales por el aumento de la provisión de deudores por las glosas de algunos remitentes e incremento de los impuestos por el gravamen a los movimientos financieros en el abono del crédito tipo Club Deal de COP 200.000 M.

Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de USD -5.6 M en 1T23 a USD -34.7 M en 1T24, con una variación de USD -29.1 M (-516.9%) explicado principalmente por:

- Costos financieros (USD +22.6 M; +138.8%) por: i) valoración de la cobertura del riesgo cambiario con instrumentos financieros derivados del bono internacional por USD 547.6 M, originada por el cambio de la moneda funcional de los estados financieros de USD a COP; el costo de la cobertura para el 1T24 es de USD 16.0 M; ii) intereses del crédito suscrito con entidades financieras locales bajo la modalidad de “Club Deal” para la sustitución del crédito intercompañía vigente con GEB S.A. E.S.P. por USD 14.0 M durante el 1T24; iii) menores costos por USD 4.8 M por los intereses del crédito intercompañía con GEB S.A. E.S.P. registrados en el 1T23; iv) por efecto de actualización financiera de la provisión de desmantelamiento cuya disminución para el 1T24 con respecto al 1T23 es USD 1.5 M; y v) por menores intereses del bono internacional por USD 0.9 M por la disminución del valor de circulación.
- Diferencia de cambio neta (USD -7.0 M; -102.3%): por efecto en la compra de divisas para pago de la deuda intercompañía, valoración y pago de intereses de coberturas (forward y swap) y volatilidad de la TRM durante el trimestre.

Lo anterior, fue parcialmente balanceado por un efecto positivo de USD 0.5 M (44.8%) en el método de participación explicado por la reducción en las pérdidas de Contugas principalmente por i) incremento de los ingresos por distribución por USD 0.3 M por la facturación del take or pay al cliente Tengda; ii) reconocimiento de márgenes de ingresos por USD 0.4 M relacionados con los proyectos de construcción de Redes de Polietileno Punche, compensado por el incremento de pérdida esperada por notas débito emitidas y no reconocidas por el cliente Egasa por USD 0.1 M.

Impuestos

Corriente (USD 5.4 M; 30.1%), producto de partidas no deducibles sobre las cifras fiscales en COP, principalmente en los rubros de depreciación fiscal, gastos administrativos, coberturas, provisiones no deducibles y gastos financieros.

Diferido (USD -6.5 M; -379.0%), 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 y por la constitución de las coberturas.”

Utilidad Neta

La utilidad neta pasó de USD 41.3 M en 1T23 a USD 28.4 M en 1T24 (USD -12.9 M; -31.2%) 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 positivo neto del aumento del impuesto corriente y disminución del impuesto diferido.

Perfil de Deuda

Tabla N°7 – Rubros relevantes de deuda

USD '000	2023	1T24	Var	Var %
Deuda total neta	765,147	679,437	-85,710	-11.2%
Deuda total bruta	904,921	849,902	-55,019	-6.1%
EBITDA UDM*	379,480	402,160	22,679	6.0%
Gastos financieros UDM*	102,176	124,816	22,640	22.2%
Ratios de cobertura				
Deuda total bruta / EBITDA*	2.4x	2.1x	-0.3x	
Deuda total neta / EBITDA*	2.0x	1.7x	-0.3x	
EBITDA* / Gastos financieros*	3.7x	3.2x	-0.5x	

*Corresponde al EBITDA y gastos financieros de los últimos doce meses (UDM). Para el 1T24.

Durante el 1T24 se realizó un abono al crédito bajo la modalidad “Club Deal” con entidades financieras locales por COP 200,000 M. El contrato de crédito se realizó en el 4T23 para la cancelación del saldo del crédito intercompañía con GEB S.A. E.S.P., transformando la deuda de dólares de los Estados Unidos de América a pesos colombianos. Las condiciones establecidas son las siguientes:

Detalle	Valor
Modalidad:	Club Deal
Valor inicial del crédito:	COP 1,342,506.9 M
Valor actual del crédito:	COP 1,142,506.9 M
Fecha desembolso:	19-dic-2023
Fecha vencimiento:	19-dic-2027
Plazo:	Cuatro (4) años
Tasa de interés:	IBR 3M + 4.183%
Pago de capital:	Al vencimiento del plazo
Comisión de estructuración:	0.35%

El nivel de apalancamiento neto alcanzó 1.7x y la cobertura de intereses fue de 3.2x al cierre del 1T24, niveles inferiores a los registrados al cierre del 2023 luego del abono al crédito bajo la modalidad “Club Deal” con entidades financieras locales por COP 200,000 M durante el 1T24 con recursos propios.

Tabla N°8 – Perfil de la deuda	Monto USD M	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Bonos Internacionales	547.6	USD\$ M	5.55%	1-nov-28
Crédito Financiero Club Deal	297.4	COP\$ M	IBR 3M + 4.183%	19-dic-27
Leasing – Renting	4.0	COP\$ M	DTF+2.90%	May-Sep-24
Pasivo Financiero NIIF-16	0.9	COP\$ M	N/A	N/A

Durante el trimestre, se mantiene la operación de cobertura del riesgo de tasa de cambio con instrumentos financieros derivados realizada 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 M
Tasa pata derecho:	Fija + 5.55%
Tasa pata obligación:	IBR + 3.6166%

Por efecto de las coberturas y la refinanciación del saldo del crédito intercompañía en pesos, la tasa del pasivo financiero cambió del 5.4% en dólares a 16.8% en pesos.

Desempeño Comercial

Ingresos por Sector

Tabla N°9 – Composición Sectorial Ingresos	1T23	1T24
Residencial - Distribuidor	66.6%	69.9%
Industrial	14.9%	14.2%
GNV	4.8%	4.0%
Comercial	5.3%	3.0%
Térmicas	7.2%	7.3%
Refinería	1.3%	1.6%
Petroquímicas	0.0%	0.0%
Total	100,0%	100,0%

Los sectores residencial e industrial aportaron el 84.1% de los ingresos acumulados al cierre del 1T24. Durante el trimestre, el sector refinería fue el de mayor crecimiento pasando de USD 1.3 M en el 1T23 a USD 2.1 M en 1T24 (USD 0.8 M; 62.4%), lo cual aumenta su participación en 0.3% vs. 1T23, seguido por el sector residencial con un aumento de los ingresos en USD 23.6 M (34.7%), pasando de USD 68.0 M en el 1T23 a USD 91.7 M en 1T24. En cuanto al sector térmico, el aumento de los ingresos durante el trimestre es USD 2.3 M (31.7%) pasando de USD 7.3 M en el 1T23 a USD 9.6 M en 1T24 y aumentando su participación en 0.1% vs. 1T23, producto de su mayor generación de energía como consecuencia del fenómeno de “El Niño”. Por su parte, la participación de los ingresos del sector comercial decreció 26.8% (USD -1.4 M), dado el aumento de participación de los sectores residencial, refinería y térmico.

Estructura Contractual

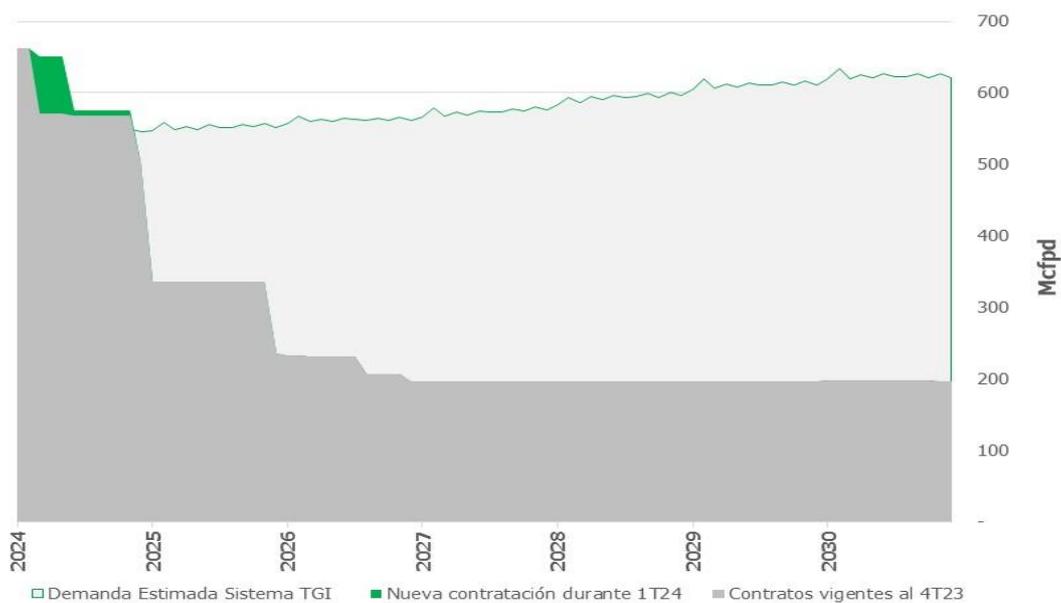
Tabla N°10– Estructura de los contratos en firme

Descripción	1T23	1T24
No. Contratos Vigentes	604	616
No. Contratos en Firme	585	484
No. Contratos Interrumpibles	19	132
Vida Remanente Contratos en Firme (Promedio años)	3.9	3.3

Se presenta un aumento en el número de contratos vigentes para el 1T24 vs 1T23 a pesar de 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 marzo de 2024, la compañía tenía contratada el 77.5% de su capacidad disponible desde fuentes, donde el 21.4% de sus contratos vigentes correspondían a modalidad interrumpible y el 78.6% en modalidad en firme, de los cuales en promedio estaban ponderando bajo una pareja 94.0% cargos fijos y 6.0% 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	1T23	1T24	Var %
Capacidad total – Mpcd	849	856	0.8%
Capacidad contratada en firme – Mpcd*	584	658	12.7%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	469	473	0.9%
Factor de uso	54.6%	55.3%	0.7 pp
Disponibilidad	99.7%	99.7%	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 99.7%, el factor de uso aumentó 0.7% con respecto al mismo periodo del 2023, debido al incremento en el transporte por la generación térmica.

Tabla N°12 – Volumen por transportador (Mpcd)	1T23	Part %	1T24	Part %	Var %	Var Mpcd
TGI	468.9	55.0%	473.2	44.7%	0.9%	4.3
Promigas	327.8	38.4%	525.2	49.6%	60.2%	197.4
Otros	56.1	6.6%	59.9	5.7%	6.8%	3.8
Total	852.7	100.0%	1,058.3	100.0%	24.1%	205.6

En 1T24 TGI aumentó un 0.9% su transporte respecto al 1T23, pero se observa una disminución de la participación del volumen transportado promedio día en -10.3% en el mismo periodo, debido a que Promigas recibió gas importado para el sector térmico desde la Regasificadora SPEC en su sistema de gasoductos. El volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional TGI S.A. llegó a 473.2 Mpcd, mientras que Promigas transportó 525.2 Mpcd (las dos compañías tienen el 94.3%).

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	70
Apiay – Usme	18
Morichal – Yopal	12
Total	856

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 1T24 corresponden a USD 1.3 M, presentando un aumento de USD 0.5 M vs 1T23, principalmente por la terminación de los proyectos Cruce del Río Guayuriba e infraestructura Segura Etapa 2 en el primer trimestre de 2024.

Proyectos del Plan de Abastecimiento de gas natural (IPAT¹)

El 31 de enero de 2024, la UPME expidió la Circular Externa No. 00009 de 2024, mediante la cual publicó para comentarios de interesados y el público en general el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2028. Con relación a los proyectos IPAT, en este documento la UPME recomienda al Ministerio de Minas y Energía “ratificar” los proyectos IPAT adoptados en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019 – 2028 de los cuales TGI es el transportador incumbente a saber: 1. Ampliación de la capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday, 2. Ampliación de capacidad del Ramal Jamundí hacia Popayán, 3. Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita y 4. Bidireccionalidad Ballena – Barrancabermeja.

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.
- CREG expide agenda regulatoria indicativa del año 2024, planteando para esta vigencia resolver el recurso de reposición presentado por TGI.
- UPME publica para comentarios el borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2028 en donde recomienda al Ministerio de Minas y Energía ratificar la ejecución del proyecto.

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.
- CREG expide agenda regulatoria indicativa del año 2024, planteando para esta vigencia resolver el recurso de reposición presentado por TGI.
- UPME publica para comentarios el borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2028 en donde recomienda al Ministerio de Minas y Energía ratificar la ejecución del proyecto.

¹IPAT: Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte.

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.
- CREG expide agenda regulatoria indicativa del año 2024, planteando para esta vigencia resolver el recurso de reposición presentado por TGI.
- UPME publica para comentarios el borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2028 en donde recomienda al Ministerio de Minas y Energía ratificar la ejecución del proyecto.

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.
- CREG expide agenda regulatoria indicativa del año 2024, planteando para esta vigencia resolver el recurso de reposición presentado por TGI.
- UPME publica para comentarios el borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2028 en donde recomienda al Ministerio de Minas y Energía ratificar la ejecución del proyecto.

Actualización Regulatoria

Tabla N°14 – Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado	
CREG	Resolución CREG No. 102 006 de 2024	Por la cual se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020.	Publicada	Ver más
UPME	Circular Externa 009 de 2024	Documento borrador Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 - 2038	En consulta	Ver más

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°15 - Estado de Resultados	USD 000'		Variación	
	1T23	1T24	USD	%
Ingresos	103,984	134,785	30,801	29.6%
Costo de operaciones	-34,688	-45,068	-10,380	29.9%
Utilidad bruta	69,296	89,717	20,421	29.5%
<i>Margen Bruto</i>	<i>66.6%</i>	<i>66.6%</i>		
Gastos administración y operacionales (netos)	-6,258	-11,612	-5,354	85.5%
Servicios personales	-2,546	-2,911	-366	14.4%
Gastos generales	-3,227	-3,180	47	-1.5%
Impuestos	-430	-855	-425	98.8%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-1,955	-6,104	-4,149	212.3%
Otros gastos	0	0	0	0.0%
Otros ingresos	1,899	1,437	-462	-24.3%
Utilidad operacional	63,038	78,105	15,067	23.9%
<i>Margen Operacional</i>	<i>60.6%</i>	<i>57.9%</i>		
Costos financieros	-16,315	-38,954	-22,640	138.8%
Ingresos financieros	4,893	4,968	75	1.5%
Diferencia en cambio neta	6,884	-157	-7,041	-102.3%
Participación - Resultado de asociadas	-1,094	-604	490	-44.8%
Utilidad antes del impuesto de renta	57,405	43,357	-14,048	-24.5%
Impuesto a la ganancia	-17,815	-23,180	-5,365	30.1%
Impuesto diferido	1,718	8,230	6,512	379.0%
Utilidad neta	41,308	28,408	-12,900	-31.2%
<i>Margen Neto</i>	<i>39.7%</i>	<i>21.1%</i>		

[Descargar Datapack TGI](#)



Tabla N°16 - Balance General	USD '000		Variación	
	dic-23	mar-24	USD	%
Activos				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	139,774	170,465	30,691	22.0%
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	61,987	60,288	-1,700	-2.7%
Inventarios	25,424	25,578	154	0.6%
Otros activos no financieros	12,880	10,711	-2,169	-16.8%
Total Activo Corriente	240,065	267,041	26,977	11.2%
Activo No Corriente				
Propiedades, planta y equipo	2,266,508	2,235,363	-31,146	-1.4%
Activos por derecho de uso	1,967	859	-1,108	-56.3%
Inversiones en asociadas y subordinadas	11,075	10,470	-604	-5.5%
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	9,063	8,216	-847	-9.3%
Activos intangibles	178,662	176,106	-2,557	-1.4%
Otros activos financieros / no financieros	0	0	0	0.0%
Total Activo No Corriente	2,467,275	2,431,014	-36,261	-1.5%
Total Activo	2,707,340	2,698,055	-9,285	-0.3%
Pasivos				
Pasivo Corriente				
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por pagar	16,909	10,572	-6,338	-37.5%
Pasivo por impuestos	3,973	12,982	9,010	226.8%
Beneficios a empleados	4,411	5,233	822	18.6%
Provisiones	22,739	14,696	-8,043	-35.4%
Pasivo por arrendamientos	4,144	3,956	-188	-4.5%
Otros pasivos financieros	10,555	17,922	7,367	69.8%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	2,260	102,322	100,062	4,427.2%
Total Pasivo Corriente	64,992	167,684	102,692	158.0%
Pasivo No Corriente				
Pasivos financieros	351,425	296,713	-54,713	-15.6%
Provisiones	105,675	106,095	419	0.4%
Pasivo por impuestos diferidos	516,702	495,537	-21,165	-4.1%
Pasivo por instrumentos financieros	51,057	92,699	41,642	81.6%
Bonos emitidos	552,389	552,897	508	0.1%
Otros pasivos	14,103	14,028	-74	-0.5%
Total Pasivo No Corriente	1,591,352	1,557,968	-33,384	-2.1%
Total Pasivo	1,656,344	1,725,652	69,308	4.2%
Patrimonio				
Capital social	703,868	703,868	0	0.0%
Prima en emisión de acciones	56,043	56,043	0	0.0%
Reservas	232,992	288,708	55,716	23.9%
Resultado del periodo	155,393	28,408	-126,985	-81.7%
Resultados acumulados	-92,590	-92,590	0	0.0%
Otras partidas de resultado integral	-4,709	-12,033	-7,324	155.5%
Total Patrimonio	1,050,996	972,403	-78,593	-7.5%
Total Pasivo y Patrimonio	2,707,340	2,698,055	-9,285	-0.3%

Tabla N°17 - Estado de Flujo de Efectivo	USD '000	
	mar-23	mar-24
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación		
Utilidad Neta	41.308	28.408
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	23.721	27.293
Diferencia en cambio no realizada	-6.884	157
Beneficios a empleados	-106	-199
Costo amortizado (préstamos, depósitos)	0	0
Costo amortizado opción de compra BOMT	0	0
Costo amortizado obligaciones financieras	309	396
Valoración operaciones de cobertura	0	0
Valoración obligación por desmantelamiento	2.307	797
Impuesto diferido	-1.718	-8.230
Impuesto de renta	17.815	23.180
Costos financieros	13.699	37.828
Ingresos financieros	-3.472	-4.732
Valoración método de participación	1.094	604
Pérdida, propiedades, planta y equipo	0	0
Deterioro inventarios	6	1
Deterioro cuentas por cobrar	0	3.656
Provisiones (Recuperaciones)	-1.484	-1.250
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
(Aumento) Disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	-6.933	2.661
(Aumento) Disminución en inventarios	108	-289
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	3.593	2.101
(Aumento) Disminución en otros activos financieros	-4	0
(Aumento) Disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-1.087	15.843
(Aumento) Disminución en otras obligaciones laborales	-337	-1.048
(Aumento) Disminución en otros pasivos financieros	1.583	-22.748
(Aumento) Disminución en pasivos estimados y provisiones	-1.182	-6.463
(Aumento) Disminución pasivo impuestos	-3.450	-14.389
Pago de intereses	-81	-21.734
Pago de intereses parte relacionadas	0	0
Pago de intereses cobertura	0	0
Impuestos Pagados	-5.398	0
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	73.407	63.939
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Propiedad, planta y equipo	-5.798	-5.132
Intangibles	-35	-18
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-5.833	-5.150
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento		
Pago de dividendos	0	0
Pago de obligaciones financieras	-15.106	-51.701
Pago de obligaciones financieras relacionadas	0	0
Obligaciones financieras adquiridas	0	0
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-15.106	-51.701
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	4.591	23.603
Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	57.059	30.691
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	95.210	139.774
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	152.269	170.465

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.