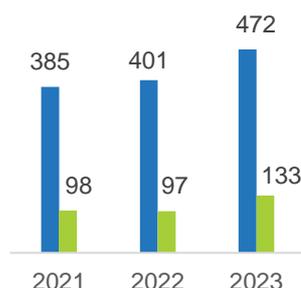
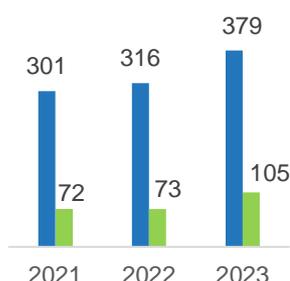
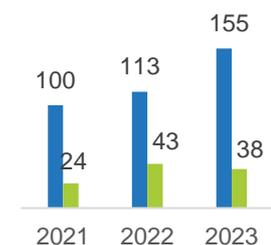
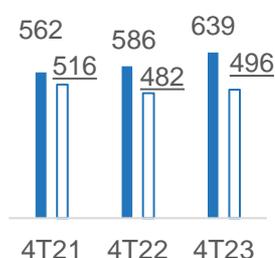




## 4T23

Cifras acumuladas y 4T

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 presenta un extraordinario desempeño financiero en el 2023 respaldado por una gestión excepcional de los equipos desde los pilares estratégicos.

- **Regulación:** i) Se materializó la entrada de la Resolución CREG 502-035 por aproximadamente USD 60 M anuales con respecto al reconocimiento de la revalorización de las inversiones por VUN antes de la Resolución CREG 175 y que mitiga la caída del WACC por la entrada de esta última; ii) propuesta de modificación de la Resolución CREG 175 a través de la expedición de la Resolución CREG 172 con ajuste en el reconocimiento de VUN y coberturas y; iii) exitosa operación de coberturas con derivados sindicados y reconversión del crédito (antes intercompañía) a COP en dic-2023 con el mercado nacional.
- **Expansión:** i) Ingresos efectivos incrementales por USD 26 M correspondientes a gestión comercial y de negocios durante el 2023; ii) incremento real anual del volumen de transporte promedio por 41.7 MPCD generado por los nuevos contratos; iii) ingresos adicionales por USD 1.4 M a nov-2023 por el transporte de 7 MPCD en la Bidireccionalidad Ballena Barrancabermeja y; iv) se continúa con la diversificación de la oferta de servicios *midstream* y asegurando la demanda de gas.
- **Eficiencia:** i) El portafolio de eficiencias recurrentes ha generado un impacto acumulado y *One Time* en USD 25.6 M, con un aumento de USD 5.7 M con respecto al cierre del año 2022 y; ii) disminución de costos operacionales de USD 16.4 M por kilómetro de gasoducto, manteniendo el nivel del segundo cuartil según benchmark del sector.
- **Transformación:** i) Iniciativas de biogás, biometano e hidrógeno distribuido, con impactos potenciales identificados en el portafolio a 2030 por USD 14.3 M; ii) se obtuvieron recursos de cooperación por más de USD 1 M, para el desarrollo de iniciativas I+D+i; iii) se inició el primer piloto de hidrógeno H2 distribuido en vehículos y; iv) reducción de costos a través de nuevas tecnologías en proyectos por un total de USD 1.3 M
- **Sostenibilidad:** i) **Ambiental:** 7 sedes con carbono neutro, 12 sedes con eficiencia energética, 160.000 bonos de carbono, 100% de mediciones fugitivas y 17 hectáreas de ecosistemas restaurados; ii) **Social:** 892 personas beneficiadas de la conexión de gas rural, 18 aulas solares instaladas, 288 líderes mujeres rurales formadas y 30 proyectos de emprendimientos y; iii) **Governanza:** Capacitación en Gestión de Riesgos y Ética y Cumplimiento al 95% y 98% de los colaboradores respectivamente, dos (2) riesgos emergentes identificados, tres (3) proveedores en iniciación de RSE y un contrato de compras sostenibles.

Tabla N° 1 – Indicadores financieros relevantes

	4T22	4T23	Var	Var %	2022	2023	Var	Var %
Ingresos (USD miles)	97,279	132,976	35,696	36.7	400,642	471,636	70,994	17.7
Utilidad operacional (USD miles)	52,778	76,966	24,188	45.8	224,176	281,283	57,107	25.5
EBITDA (USD miles)	73,018	104,857	31,838	43.6	315,640	379,480	63,840	20.2
Margen EBITDA	75.1%	78.9%	3.8 pp		78.8%	80.5%	1.7 pp	
Utilidad neta (USD miles)	43,420	37,979	-5,441	-12.5	113,319	155,393	42,074	37.1
Deuda total bruta / EBITDA*	3.1x	2.4x	-0.7x		3.1x	2.4x	-0.7x	
Deuda neta / EBITDA*	2.8x	2.0x	-0.8x		2.8x	2.0x	-0.8x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4.6x	3.7x	-0.9x		4.6x	3.7x	-0.9x	

**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 188,0 GBTUD frente al 4T22 por el incremento del consumo del sector termoeléctrico (+180,3 GBTUD) y sector industrial (+10,8 GBTUD), compensado por la caída de la actividad del sector residencial (-3,0 GBTUD).
- La demanda del interior disminuyó -75,5 GBTUD frente al 4T22 por la disminución del consumo del sector industrial (-66,0 GBTUD), sector residencial (-10,3 GBTUD), compensado por el aumento del sector termoeléctrico (+1,9 GBTUD).

Tabla N° 2 – Demanda de gas natural por sectores

(GBTUD)	Colombia			Interior del País		
	4T22	4T23	Var %	4T22	4T23	Var %
Industrial – refinería	400,2	410,9	2.7%	290,0	224,0	-22.8%
Residencial – comercial	231,4	228,4	-1.3%	188,0	177,7	-5.5%
Termoeléctrico	155,4	335,7	116.0%	55,4	57,3	3.3%
Vehicular – GNV	54,4	55,0	1.2%	45,3	44,7	-1.5%
Petroquímico	5,4	4,7	-12.1%	0,4	0,0	-100.0%
<b>Total</b>	<b>846,8</b>	<b>1.034,8</b>	<b>22.2%</b>	<b>579,2</b>	<b>503,7</b>	<b>-13.0%</b>

## 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 4T22 y 4T23 (3 meses).

### Resultados trimestrales 4T23

#### Ingresos de Operaciones

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

USD '000	4T22	4T23	Var	Var %	2022	2023	Var	Var %
<b>Por tipo de cargo</b>								
Capacidad & AOM	80,788	113,268	32,480	40.2%	339,771	404,266	64,496	19.0%
Variables	14,182	16,532	2,350	16.6%	54,895	59,755	4,860	8.9%
Otros Ingresos	2,309	3,176	867	37.5%	5,976	7,615	1,638	27.4%
<b>Por moneda</b>								
Indexados a USD	75,991	0	-75,991	-100.0%	306,584	132,640	-173,945	56.7%
Indexados a COP	21,288	132,976	111,687	524.6%	94,058	338,996	244,938	260.4%
<b>Total</b>	<b>97,279</b>	<b>132,976</b>	<b>35,696</b>	<b>36.7%</b>	<b>400,642</b>	<b>471,636</b>	<b>70,994</b>	<b>17.7%</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 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 4T23:

- Los cargos fijos por inversión remunerados en COP durante el trimestre totalizaron USD 83.6 M (62.9% de los ingresos totales), un aumento de USD 21.8 M (+35.3%) frente al 4T22, principalmente por: i) cambio de la tarifa de USD a COP según la resolución 175 y la variación de la TRM promedio del 4T22 frente a 4T23 (USD 13.4 M); ii) contratación de transporte adicional de varios remitentes y contratación en firme condicionada (USD 6.8 M) y iii) menores suspensiones durante el 4T23 frente a 4T22 (USD 1.6 M).
- Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, totalizaron USD 29.6 M (22.3% de los ingresos totales), un aumento de USD 10.6 M (+56.1%) frente al 4T22, principalmente por i) mayor transporte adicional a través de desvíos, contratación de transporte de varios remitentes, contratación interrumpible y contratación en firme condicionada y opción de compra (USD 5.9 M); ii) variación de la TRM promedio del 4T22 frente a 4T23 (USD 4.1 M) y iii) menores suspensiones durante el 4T23 frente a 4T22 (USD 0.6 M).
- Los cargos variables, que se remuneran en COP, totalizaron USD 16.5 M (12.4% de los ingresos totales), un aumento de USD 2.3 M (+16.6%) frente al 4T22, principalmente por: i) cambio de la tarifa de USD a COP y ajuste del WACC dentro del trimestre; ii) Transporte a

través del servicio de desvíos para contratación térmica y iii) contratación de transporte de varios remitentes, contratación interrumpible y contratación en firme condicionada.

- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron un crecimiento del 37.5% al cerrar en USD 3.2 M principalmente por mayores ingresos por pérdidas de gas, cargo AO&M del gasoducto de conexión en campo Maria Conchita y contratación de transporte de gas natural para uso como materia prima.

En cuanto a los ingresos por moneda, el 100% proceden de cargos denominados en COP y aumentan 524.6%, 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	4T22	4T23	Var	Var %	2022	2023	Var	Var %
Servicios profesionales	3,940	5,645	1,705	43.3%	16,132	18,658	2,526	15.7%
Mantenimiento	4,896	3,455	-1,441	-29.4%	12,352	10,964	-1,388	-11.2%
ITC*	846	1,061	215	25.4%	2,132	2,410	278	13.0%
Depreciación y amortización	22,452	28,046	5,594	24.9%	88,446	97,543	9,098	10.3%
Otros costos	8,420	8,210	-210	-2.5%	29,815	31,845	2,030	6.8%
<b>Total</b>	<b>40,553</b>	<b>46,418</b>	<b>5,865</b>	<b>14.5%</b>	<b>148,876</b>	<b>161,420</b>	<b>12,544</b>	<b>8.4%</b>

\*ITC: Impuestos, Tasas y Contribuciones

Los costos operacionales aumentan USD 5.9 M (14.5%) durante el trimestre en comparación con el 4T22 principalmente por:

- El costo de depreciaciones y amortizaciones aumentó USD 5.6 M (24.9%) por i) 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; y ii) el efecto de la revisión del pasivo de desmantelamiento y el pasivo por derecho de uso, impactando la depreciación del año y los activos.
- Mayores costos de servicios profesionales por USD 1.7 M (43.3%), principalmente por el incremento de indexaciones salariales en 2023, así como el efecto de la revaluación de la tasa de cambio en el último trimestre.
- Lo anterior, compensado parcialmente por una disminución en el costo de mantenimiento por USD -1.4 M (-29.4%) principalmente por menores costos asociados a la atención de emergencias.

## Gastos de Administración & Operacionales (netos)

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

USD '000	4T22	4T23	Var	Var %	2022	2023	Var	Var %
Servicios personales	2,442	3,101	660	27.0%	10,480	11,484	1,004	9.6%
Gastos generales	3,870	6,864	2,994	77.4%	12,677	15,038	2,360	18.6%
Impuestos	-153	-218	-65	42.7%	1,414	1,758	343	24.3%
DA&P*	2,352	3,242	890	37.8%	10,583	8,964	-1,620	-15.3%
Otros gastos	0	0	0	0.0%	0	0	0	0.0%
Otros ingresos	-4,563	-3,398	1,166	-25.5%	-7,565	-8,310	-744	9.8%
<b>Total</b>	<b>3,948</b>	<b>9,592</b>	<b>5,644</b>	<b>143.0%</b>	<b>27,590</b>	<b>28,933</b>	<b>1,343</b>	<b>4.9%</b>

\*DA&P: Depreciaciones, Amortizaciones y Provisiones

Los gastos de administración y operacionales, sin incluir otros ingresos, presentaron un aumento de USD 4.5 M (52.6%), explicados principalmente por:

- Mayores gastos generales en USD 3.0 M (77.4%) principalmente por mayor ejecución en estudios y proyectos, así como en honorarios o servicios de apoyo técnico prestados por el centro de servicios de GEB S.A. E.S.P.
- Aumento en depreciaciones, amortizaciones y provisiones en USD 0.9 M (37.8%), 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 y a la capitalización de proyectos SAP Hanna, SAP Rise con efecto retroactivo en el 4T23 desde su entrada en operación.
- Mayores gastos de servicios personales en USD 0.7 M (27.0%), principalmente por el incremento de indexadores salariales en 2023, así como el efecto de la revaluación de la tasa de cambio en el último trimestre.

Por su parte, los otros ingresos disminuyeron en USD 1.2 M (-25.5%), por el reconocimiento en el 4T22 del fallo a favor de TGI S.A. E.S.P. mediante el cual se da la transferencia del derecho de los centros operativos de Buga y Manizales, activos que anteriormente estaban en cabeza de Transgas de Occidente S.A.

Durante el 2023 se continuó 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, en los que se han generado optimizaciones en la tercerización de actividades, procesos operativos, planeación de contratos, disponibilidad de personal, entre otros. Manteniendo el foco estratégico de eficiencia en el año como uno de los apalancadores de los buenos resultados financieros que se han entregado.

Se logró una ejecución del OPEX cumpliendo con el presupuesto aprobado de USD 92.9 M y cubriendo los gastos adicionales generados por las emergencias y eventos externos que fueron superiores a los presupuestados, lo anterior a pesar de los retos evidenciados durante el año 2023 relacionados a cambios regulatorios como el cambio de moneda funcional.

El resultado se apalanca con el desempeño sobresaliente del Pilar de Eficiencia, movilizandole treinta (30) nuevas iniciativas en 2023, entre las que podemos resaltar como más relevantes la optimización en las actividades de verificación de las corridas ILI y definición de una nueva técnica para identificación de grietas circunferenciales en la tubería con la que se lograron ahorros por USD 0,91 M, o la mejora en las condiciones del acuerdo de servicios y el contrato de full Outsourcing que representaron eficiencias por USD 1,72 M. asegurando la sostenibilidad de los resultados y logrando un total de impactos implementados por USD 25.6 M recurrentes

acumulados y *One Time* 2023, USD 5.7 M adicionales al cierre de 2022. En cuanto a los impactos logrados en OPEX se implementaron USD 22.7 M recurrentes acumulados y *One Time* 2023, que representan un total de USD 2.8 M de eficiencias adicionales respecto el cierre de 2022.

## EBITDA

Tabla N°6 – EBITDA

USD '000	4T22	4T23	USD	Var	2022	2023	Var	Var %
EBITDA	73,018	104,857	31,838	43.6%	315,640	379,480	63,840	20.2%
Margen EBITDA	75.1%	78.9%		3.8 pp	78.8%	80.5%		1.7 pp

El EBITDA aumentó explicado por el incremento en los ingresos operacionales durante 4T23, 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 por el aumento de los costos operacionales por incremento en las amortizaciones y depreciaciones y servicios profesionales; y mayores gastos de administración y operacionales por el aumento de los gastos generales relacionados con estudios y proyectos, y honorarios por el apoyo técnico prestado por el Corporativo.

## Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de USD 2.7 M en 4T22 a USD -28.4 M en 4T23, con una variación de USD -31.1 M (-1,153.5%) explicado principalmente por:

- Costos financieros (USD +18.0 M; +101.7%) por: i) valoración de la cobertura del riesgo cambiario con instrumentos financieros derivados del bono internacional 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 4T23 es de USD 17.0 M; ii) por efecto de actualización financiera de la provisión de desmantelamiento cuyo aumento para el 4T23 con respecto al 4T22 es USD 1.9 M; iii) 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 1.9 M; iv) gravamen a los movimientos financieros sobre el desembolso del crédito suscrito bajo la modalidad de “Club Deal” por USD 1.4 M; lo anterior, compensado parcialmente por un menor servicio de la deuda de los bonos en USD 3.6 M originado por las recompras realizadas en 4T22 y 1T23;
- Diferencia de cambio neta (USD -3.4 M; -55.8%): por efecto en la compra de divisas para pago de la de la deuda intercompañía, valoración y pago de intereses de coberturas (forward y swap) y volatilidad de la TRM durante el año.
- Ingresos financieros (USD -10.3 M; -67.6%) por el beneficio financiero generado por la recompra parcial del bono por USD 13.6 en el 2T22, lo anterior compensado por el beneficio en las tasas de interés de remuneración de los recursos disponibles en *time deposit* y cuentas de ahorro.

Lo anterior, fue parcialmente balanceado por un efecto positivo de USD 0.6 M (65.1%) en el método de participación explicado por la reducción en las pérdidas de Contugas principalmente por i) aumento de los ingresos por distribución e intereses moratorios y compensatorios en el 4T23 por USD 4.9 M por emisión de notas crédito a Egasa como resultado del laudo arbitral; ii) disminución de la provisión realizada en el 4T22 de las cuentas por cobrar por USD 1.0 M, relacionada con la resolución del laudo arbitral desfavorable con Egasa y Egesur;

iii) reconocimiento de márgenes de ingresos por USD 1.0 M relacionados con los proyectos de construcción Plan Punche y iv) menor mantenimiento y amortización de bienes de la concesión por alta de proyecto de redes por USD 0.4 M, compensado por la reversión del deterioro de bienes de la concesión en el 3T22 por USD 6.3 M y los costos asociados a los proyectos de construcción Plan Punche por USD 0.6 M.

## Impuestos

Corriente (USD -29.3 M; -1,253.7%), producto de una menor utilidad gravable en 2023, principalmente por la diferencia en cambio realizada por la cancelación en el 4T23 de la deuda intercompañía con GEB, junto con la realización de las coberturas para esta deuda, así como el pago de intereses de cobertura de los bonos.

Diferido (USD 27.8 M; +286.5%), como consecuencia de las variaciones en las bases de cálculo ocasionadas por el diferencial cambiario sobre los pasivos y activos en moneda extranjera de la Compañía, así mismo el efecto que se tiene en el impuesto diferido por la cancelación de la deuda intercompañía con GEB realizada en 4T23.

## Utilidad Neta

La utilidad neta pasó de USD 43.4 M en 4T22 a USD 38.0 M en 4T23 (-16.1%) 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, menores ingresos financieros por la recompra del bono en el 2T22, mayores gastos financieros en la cobertura del riesgo cambiario del pasivo correspondiente al bono y el crédito intercompañía, y el efecto neto de la disminución del impuesto corriente y aumento del impuesto diferido.

## Perfil de Deuda

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

USD '000	2022	2023	Var	Var %
Deuda total neta	879,589	769,798	-109,791	-12.5%
Deuda total bruta	974,800	909,572	-65,228	-6.7%
EBITDA UDM*	315,640	379,480	63,840	20.2%
Gastos financieros UDM*	68,419	102,176	33,757	49.3%
<b>Ratios de cobertura</b>				
Deuda total bruta / EBITDA*	3.1x	2.4x	-0.7x	
Deuda total neta / EBITDA*	2.8x	2.0x	-0.8x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4.6x	3.7x	-0.9x	

\*Corresponde al EBITDA y gastos financieros de los últimos doce meses (UDM). Para el 4T23.

Durante el 4T23 se pagó el crédito intercompañía con GEB S.A. E.S.P. por USD 370.0 M con recursos propios por USD 30.0 M y el saldo a través de la celebración de un contrato de crédito bajo la modalidad “Club Deal” con entidades financieras locales por COP 1,342,506.9 M, transformando la deuda de dólares de los Estados Unidos de América a pesos colombianos. Las condiciones son las siguientes:

Detalle	Valor
Modalidad:	Club Deal
Valor del crédito:	COP 1,342,506.9 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 2.0x y la cobertura de intereses fue de 3.7x al cierre del 4T23, niveles inferiores a los registrados al cierre del 2022 luego de las recompras parciales de los bonos 5.550% con vencimiento en 2028 por USD 155.9 M y USD 15.0 M realizadas durante el 4T22 y 1T23 respectivamente, y pago del crédito intercompañía en 4T23 por USD 30.0 M 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	351.2	COP\$ M	IBR 3M + 4.183%	19-dic-27
Pasivo Financiero NIIF - 16	4.1	COP\$ M	N/A	N/A
Leasing – Renting	6.6	COP\$ M	DTF + 2.90%	May-sep-24

Durante el trimestre, se canceló la cobertura del riesgo cambiario con instrumento financiero derivado forward del crédito intercompañía con GEB S.A. E.S.P. por USD 37.1 M y se pagó el cupón de la operación de cobertura del riesgo de tasa de cambio con *Cross Currency Swap* del Bono 2028 realizada en el 2T23, por USD 23.6 M; las condiciones del derivado *CCS* son las siguientes:

#### 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 17.3% en pesos.

## Desempeño Comercial

### Ingresos por Sector

Tabla N°9 – Composición Sectorial Ingresos	4T22	4T23	2022	2023
Residencial - Distribuidor	65.2%	66.0%	64.7%	66.2%
Industrial	15.2%	14.6%	15.6%	15.4%
GNV	5.0%	4.1%	4.8%	4.5%
Comercial	6.4%	4.9%	7.6%	5.0%
Térmicas	6.3%	9.5%	6.3%	8.3%
Refinería	1.9%	0.7%	1.0%	0.5%
Petroquímicas	0.0%	0.2%	0.0%	0.1%

Total 100.0% 100.0% 100.0% 100.0%

Los sectores residencial e industrial aportaron el 81.6% de los ingresos acumulados al cierre del 4T23. Por su parte, durante el trimestre, el sector térmico fue el de mayor crecimiento pasando de USD 5.9 M en el 4T22 a USD 12.3 M en 4T23 (USD 6.4 M; 108.0%), lo cual aumenta su participación en 3.2% vs. 4T22, producto de su mayor generación de energía como consecuencia del fenómeno de “El Niño”, seguido por el sector residencial con un aumento de los ingresos en USD 24.0 M (39.0%), pasando de USD 61.6 M en el 4T22 a USD 85.7 M en 4T23. Por su parte, la participación de los ingresos del sector refinera decrecieron 48.7% (USD -0.9 M), dado aumento de participación de los sectores residencial y térmico.

En el acumulado del año los sectores residencial e industrial aumentaron su participación al 81.7%, y el sector térmico aumenta su participación desde el 6.3% en 2022 al 8.3% en 2023.

### Estructura Contractual

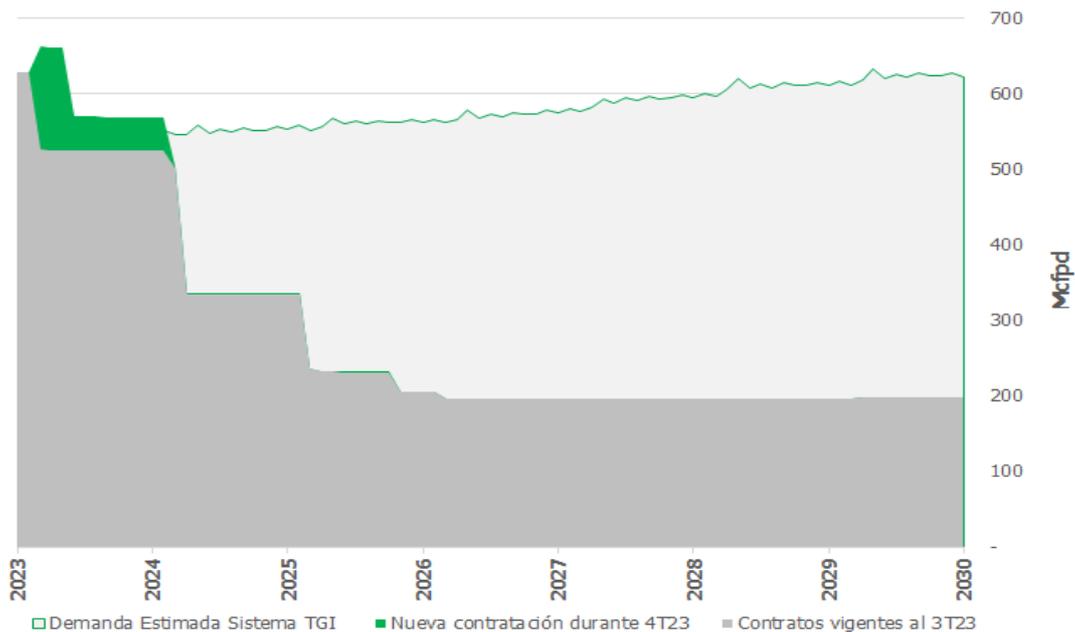
Tabla N°10– Estructura de los contratos en firme

Descripción	4T22	4T23
No. Contratos Vigentes	692	641
No. Contratos en Firme	675	571
No. Contratos Interrumpibles	17	70
Vida Remanente Contratos en Firme (Promedio años)	4.1	3.5

El menor número de contratos vigentes para el 4T23 vs 4T22 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 diciembre de 2023, la compañía tenía contratada el 75.3% de su capacidad disponible desde fuentes, donde el 10.9% de sus contratos vigentes correspondían a modalidad interrumpible y el 89.1% en modalidad en firme, de los cuales en promedio estaban ponderando bajo una pareja 80.0% cargos fijos y 20.0% 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	4T22	4T23	Var %
Capacidad total – Mpcd	849	849	0.0%
Capacidad contratada en firme – Mpcd*	586	639	9.0%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	482	496	3.0%
Factor de uso	54.0%	57.0%	3.0 pp
Disponibilidad	99.7%	100.0%	0.3 pp
Longitud gasoductos - Km	4,033	4,033	0.0%

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

La longitud total de la red de gasoductos de TGI se mantiene en 4,033 Km, de los cuales 3,883 Km son de su propiedad y están operados por TGI; Los 150 Km restantes, si bien están bajo su control y supervisión, son operados por un contratista, según lo establecido en el contrato de operación y mantenimiento. El sistema funciona principalmente con gas natural proveniente de las cuencas Cusiana, Cupiagua y Ballena / Chuchupa.

Por otro lado, podemos apreciar que la disponibilidad fue del 100%, el factor de uso aumentó 3.0% con respecto al mismo periodo del 2022, debido al incremento en el transporte por la generación térmica.

Tabla N°12 – Volumen por transportador (Mpcd)	4T22	Part %	4T23	Part %	Var %	Var Mpcd
TGI	481.9	56.5%	496.2	47.3%	3.0%	14.3
Promigas	307.2	36.0%	488.7	46.6%	59.1%	181.5
Otros	63.6	7.5%	63.5	6.1%	-0.3%	-0.2
<b>Total</b>	<b>852.8</b>	<b>100.0%</b>	<b>1,048.4</b>	<b>100.0%</b>	<b>22.9%</b>	<b>195.6</b>

En 4T23, se observa una disminución de la participación del volumen transportado promedio día por TGI en -9.2% respecto al 4T22; 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 496.2 Mpcd, mientras que el segundo es Promigas con 488.7 Mpcd (las dos compañías tienen el 93.9%).

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 4T23 corresponden a USD 2.1 M, presentando un aumento de USD 1.3 M vs 4T22, principalmente por la adecuación de 16 locaciones del proyecto Infraestructura Segura Etapa 2 y la entrada en operación del proyecto de reposición del Cruce del Río Guayuriba en el último trimestre de 2023.

### Proyectos del Plan de Abastecimiento de gas natural (IPAT<sup>1</sup>)

El 28 de diciembre de 2023, la CREG expidió la Circular 099 de 2023, mediante la cual publicó la agenda regulatoria indicativa del año 2024, planteando para esta vigencia resolver los recursos que se presentaron contra las resoluciones que contenían la remuneración para los proyectos IPATs, sin plantear una fecha específica. De otro lado, se proyecta una modificación de la resolución 175 de 2021, para aclarar la liquidación y facturación de los proyectos IPATs en coherencia con las disposiciones del anexo cuatro (4) de la Resolución CREG 102 008 de 2022.

#### 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.

#### 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

#### 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.

#### 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

<sup>1</sup>IPAT: Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte.

- 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.
- 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.

## Actualización Regulatoria

Tabla N°14 – Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado	
CREG	Circular CREG 099 de 2023 Documento CREG 28-12-2023 (Anexo)	Agenda regulatoria indicativa 2024	Publicada	<a href="#">Ver más</a>
	Resolución CREG 502 052 de 2023	Se decreta la práctica de pruebas periciales sobre las ERPC que TGI S.A. E.S.P. reportó en el expediente tarifario.	Notificada	
	Resolución CREG 702 005 de 2023	Proyecto de resolución, “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”.	En consulta	<a href="#">Ver más</a>
	Resolución CREG 702 003 de 2023	Cronograma de Comercialización Gas Natural.	En consulta	<a href="#">Ver más</a>
Ministerio de Minas y Energía	Agendas Regulatorias 2024	Publicación de las agendas regulatorias 2024, en los que se observan propuestas de reglamentación de temas relevantes para TGI como son: nueva estructura tarifaria para el transporte de gas, Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN), instalaciones de licuefacción y regasificación de Gas Natural Licuado (GNL), producción de biogás para el consumo domiciliario, hidrógeno, entre otros.	Publicada	<a href="#">Ver más</a>
	Decreto 2235 de 2023	Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, con el fin de reglamentar el 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.	Publicada	<a href="#">Ver más</a>
	Resolución 40745 de 2023	Reglamentación del transporte por Oleoducto Multifásico	Publicada	<a href="#">Ver más</a>
UPME	Circular Externa 083 de 2023	Publicación a comentarios términos de referencia del auditor para los proyectos IPAT.	Publicada	<a href="#">Ver más</a>
	Circular Externa 099 de 2023	Publica las respuestas a los comentarios recibidos a los Términos de Referencia para la Selección de un Auditor (TRA), tendiente a seleccionar una firma de auditoría para llevar a cabo la auditoría de construcción y puesta en operación a un proyecto IPAT adoptado por el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.	Publicada	<a href="#">Ver más</a>

## Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°15 - Estado de Resultados	USD 000'		Variación	
	4T22	4T23	USD	%
<b>Ingresos</b>	97,279	132,976	35,696	36.7%
Costo de operaciones	-40,553	-46,418	-5,865	14.5%
<b>Utilidad bruta</b>	<b>56,726</b>	<b>86,558</b>	<b>29,832</b>	<b>52.6%</b>
<i>Margen Bruto</i>	<i>58.3%</i>	<i>65.1%</i>		
<b>Gastos administración y operacionales (netos)</b>	<b>-3,948</b>	<b>-9,592</b>	<b>-5,644</b>	<b>143.0%</b>
Servicios personales	-2,442	-3,101	-660	27.0%
Gastos generales	-3,870	-6,864	-2,994	77.4%
Impuestos	153	218	65	42.7%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-2,352	-3,242	-890	37.8%
Otros gastos	0	0	0	0.0%
Otros ingresos	4,563	3,398	-1,166	-25.5%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>52,778</b>	<b>76,966</b>	<b>24,188</b>	<b>45.8%</b>
<i>Margen Operacional</i>	<i>54.3%</i>	<i>57.9%</i>		
Costos financieros	-17,694	-35,685	-17,992	101.7%
Ingresos financieros	15,171	4,918	-10,253	-67.6%
Diferencia en cambio neta	6,132	2,713	-3,419	-55.8%
Participación - Resultado de asociadas	-916	-319	597	-65.1%
<b>Utilidad antes del impuesto de renta</b>	<b>55,471</b>	<b>48,593</b>	<b>-6,879</b>	<b>-12.4%</b>
Impuesto a la ganancia	-2,335	26,942	29,277	-1,253.7%
Impuesto diferido	-9,716	-37,555	-27,839	286.5%
<b>Utilidad neta</b>	<b>43,420</b>	<b>37,979</b>	<b>-5,441</b>	<b>-12.5%</b>
<i>Margen Neto</i>	<i>44.6%</i>	<i>28.6%</i>		

[Descargar Datapack TGI](#)



Tabla N°16 - Balance General	USD '000		Variación	
	dic-22	dic-23	USD	%
<b>Activos</b>				
<b>Activo Corriente</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	95,210	139,774	44,564	46.8%
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	42,803	61,987	19,184	44.8%
Inventarios	18,857	25,424	6,566	34.8%
Otros activos no financieros	3,682	12,880	9,198	249.8%
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>160,552</b>	<b>240,065</b>	<b>79,512</b>	<b>49.5%</b>
<b>Activo No Corriente</b>				
Propiedades, planta y equipo	2,044,879	2,266,508	221,629	10.8%
Activos por derecho de uso	4,401	1,967	-2,434	-55.3%
Inversiones en asociadas y subordinadas	14,284	11,075	-3,209	-22.5%
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	7,065	9,063	1,998	28.3%
Activos intangibles	153,918	178,662	24,744	16.1%
Otros activos financieros / no financieros	5,802	0	-5,802	-100.0%
<b>Total Activo No Corriente</b>	<b>2,230,349</b>	<b>2,467,275</b>	<b>236,926</b>	<b>10.6%</b>
<b>Total Activo</b>	<b>2,390,901</b>	<b>2,707,340</b>	<b>316,439</b>	<b>13.2%</b>
<b>Pasivos</b>				
<b>Pasivo Corriente</b>				
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por pagar	7,253	16,909	9,656	133.1%
Pasivo por impuestos	16,835	3,973	-12,862	-76.4%
Beneficios a empleados	3,696	4,411	715	19.4%
Provisiones	16,500	22,739	6,239	37.8%
Pasivo por arrendamientos	2,554	4,144	1,590	62.2%
Otros pasivos financieros	10,304	10,555	251	2.4%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	373,117	53,317	-319,800	-85.7%
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>430,259</b>	<b>116,049</b>	<b>-314,210</b>	<b>-73.0%</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>				
Pasivos financieros	666	351,425	350,759	52,668.5%
Provisiones	88,176	105,675	17,499	19.8%
Pasivo por impuestos diferidos	407,435	516,702	109,267	26.8%
Bonos emitidos	596,467	552,389	-44,078	-7.4%
Otros pasivos	11,205	14,103	2,898	25.9%
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>1,103,949</b>	<b>1,540,295</b>	<b>436,346</b>	<b>39.5%</b>
<b>Total Pasivo</b>	<b>1,534,208</b>	<b>1,656,344</b>	<b>122,135</b>	<b>8.0%</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	155,393	42,074	37.1%
Resultados acumulados	-92,590	-92,590	0	0.0%
Otras partidas de resultado integral	-142,659	-4,709	137,949	-96.7%
<b>Total Patrimonio</b>	<b>856,693</b>	<b>1,050,996</b>	<b>194,303</b>	<b>22.7%</b>
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>2,390,901</b>	<b>2,707,340</b>	<b>316,438</b>	<b>13.2%</b>

Tabla N°17 - Estado de Flujo de Efectivo	USD '000	
	Dic-22	Dic-23
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación</b>		
<b>Utilidad Neta</b>	<b>113,319</b>	<b>155.393</b>
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	96,199	104.917
Diferencia en cambio no realizada	-2,948	-40.932
Beneficios a empleados	-534	-688
Costo amortizado (préstamos, depósitos)	0	0
Costo amortizado opción de compra BOMT	0	0
Costo amortizado obligaciones financieras	4,991	6.604
Valoración operaciones de cobertura	0	35.174
Valoración obligación por desmantelamiento	4,851	10.806
Impuesto diferido	7,860	42.936
Impuesto de renta	51,890	34.149
Costos financieros	58,576	49.592
Ingresos financieros	-6,206	-13.122
Valoración método de participación	6,035	3.209
Pérdida, propiedades, planta y equipo	971	0
Deterioro inventarios	15	15
Deterioro cuentas por cobrar	1,104	311
Provisiones (Recuperaciones)	-1,297	-7.580
<b>Cambios netos en activos y pasivos de la operación</b>		
(Aumento) Disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	7,434	-8.682
(Aumento) Disminución en inventarios	153	-3.863
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	-2,793	-971
(Aumento) Disminución en otros activos financieros	-3	0
(Aumento) Disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-7,684	-2.471
(Aumento) Disminución en otras obligaciones laborales	922	-240
(Aumento) Disminución en otros pasivos financieros	-9,383	-1.765
(Aumento) Disminución en pasivos estimados y provisiones	28,688	2.644
(Aumento) Disminución pasivo impuestos	-15,026	-12.446
Pago de intereses	-38,426	-31.684
Pago de intereses parte relacionadas	-18,574	-21.336
Pago de intereses cobertura	0	-23.615
Impuestos Pagados	-28,324	-36.234
<b>Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación</b>	<b>251,810</b>	<b>243.651</b>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión</b>		
Propiedad, planta y equipo	-51,293	-29.881
Intangibles	0	-1.218
<b>Flujo neto provisto por actividades de inversión</b>	<b>-51,293</b>	<b>-31.099</b>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento</b>		
Pago de dividendos	-78,356	-99.035
Pago de obligaciones financieras	-156,523	-47.109
Pago de obligaciones financieras relacionadas	0	-370.000
Obligaciones financieras adquiridas	2,308	341.380
<b>Flujo neto usado en las actividades de financiamiento</b>	<b>-232,571</b>	<b>-174.761</b>
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-13,478	6.772
<b>Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo</b>	<b>-45,532</b>	<b>44.563</b>
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	<b>140,742</b>	<b>95,210</b>
<b>Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo</b>	<b>95,210</b>	<b>139.774</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.