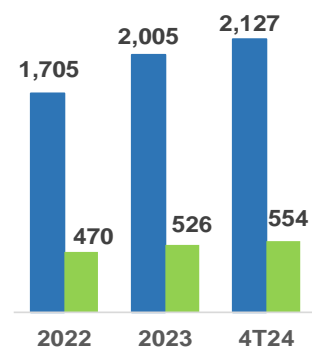


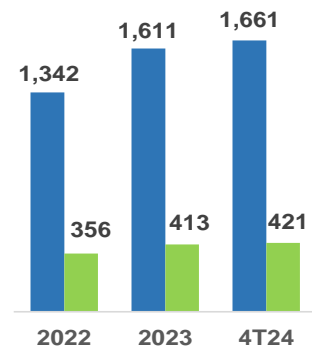
# 4T24

Cifras acumuladas y 4T

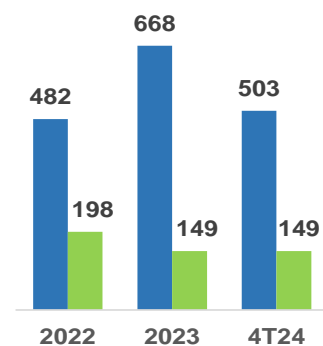
## Ingresos (COP MM)



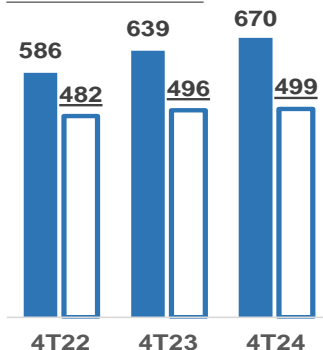
## EBITDA (COP MM)



## Utilidad Neta (COP MM)



## Gas Contratado en Firme y Transportado (Mpcd)



Cifra subrayada: Volumen transportado  
Cifras calculadas como promedios simples trimestrales

**TGI mantuvo los niveles de utilidad del 4T24 vs 4T23 gracias al buen comportamiento de los ingresos y a la reducción de los gastos financieros, además de una variación positiva en el resultado neto por diferencia en cambio.**

- **Regulación:** i) Gestión proactiva frente a las necesidades de proyectos que aceleren la puesta en marcha del Plan de Abastecimiento 2023 – 2038. ii) Respondiendo a las necesidades del país, TGI está llamado a ejecutar los principales proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural con inversiones de USD 600 M aproximadamente en el período 2025-2030.
- **Expansión:** i) Avance de los proyectos de expansión que asegura entradas anticipadas en operación, para responder a las necesidades del mercado ii) Aumento de capacidad de 45 mpcd en bidireccionalidad Vasconia – La Belleza sin ejecución de Capex, para atender necesidades de transporte del interior iii) Avance físico del 58% en proyecto de aumento de capacidad Mariquita – Gualanday y iv) Avance físico del 46% en proyecto de aumento capacidad Ramal – Jamundí.
- **Eficiencia:** Cierre de impactos reales en eficiencias y ahorros para 2024 por COP 25.7 MM, por: i) nuevas iniciativas de eficiencias en abastecimiento, estructura organizacional y sinergias con el GEB por COP 12.0 MM, ii) eficiencias en la gestión técnica en proyectos y consumo de gas combustible por COP 6.9 MM y iii) otros ahorros generados por optimización de gastos administrativos por COP 6.8 MM.
- **Transformación:** i) Impactos reales por COP 4.3 MM a través de iniciativas como: a) Optimización de mantenimiento predictivo de la Estación de Compresión Miraflores, b) Inspección del derecho de vía con nuevas tecnologías, c) Estrategia de Integridad y Mantenimiento con Analítica y d) Piloto de beneficios con plataformas de Ciberseguridad en TI. ii) Escalamiento de 3 iniciativas: a) Mantenimiento predictivo de la Estación de Compresión Vasconia, b) Servicio ImpervaWAAP (Web Application and API Protection) y c) Captura de información derecho de vía.
- **Sostenibilidad:** i) **Ambiental:** 4 Proyectos de Economía Circular implementados. ii) **Social:** 15% de crecimiento en la categoría de género y diversidad Par-Aequales y más de 2.000 beneficiarios con proyectos de gasificación rural iii) **Gobernanza:** Certificación ISO 37001 (Sistema de Gestión Antisoborno y resultado del 97% en la Medición de Transparencia Empresarial).

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

	4T23	4T24	Var	Var %	2023	2024	Var	Var %
Ingresos (COP millones)	525,529	553,871	28,342	5.4	2,005,223	2,126,723	121,499	6.1
Utilidad operacional (COP millones)	304,376	294,499	-9,877	-3.2	1,195,518	1,199,991	4,473	0.4
EBITDA (COP millones)	412,741	421,309	8,569	2.1	1,611,009	1,660,692	49,683	3.1
Margen EBITDA	78.5%	76.1%	-2.5 pp		80.3%	78.1%	-2.3 pp	
Utilidad neta (COP millones)	148,870	148,927	57	0.0	667,614	503,440	-164,174	-24.6
Deuda total bruta / EBITDA*	2.1x	2.0x	-0.2x		2.1x	2.0x	-0.2x	
Deuda neta / EBITDA*	1.8x	1.7x	-0.1x		1.8x	1.7x	-0.1x	
EBITDA* / Gastos financieros*	3.8x	3.2x	-0.5x		3.8x	3.2x	-0.7x	

### Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 26 | 24: BBB, estable  
Moody’s – Calificación Bono – Feb. 26 | 24: Baa3, negativo

\*Últimos 12 meses

## Mercado del gas natural en Colombia

- La demanda nacional de gas natural presentó un incremento de 39.0 GBTUD en 4T24 vs 4T23 debido al aumento del consumo de los sectores termoeléctrico (+37.3 GBTUD), vehicular-GNV (+7.6 GBTUD) y residencial-comercial (+1.4 GBTUD), mientras que el sector industrial muestra una reducción de -7.3 GBTUD.
- La demanda del interior del país subió 11.9 GBTUD en 4T24 vs 4T23 por el aumento del consumo de los sectores termoeléctrico (+7.7 GBTUD), residencial-comercial (+6.2 GBTUD) y vehicular-GNV (+5.4 GBTUD), mientras que el sector industrial muestra una reducción de -7.4 GBTUD.

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

	Colombia			Interior del País		
	4T23	4T24	Var %	4T23	4T24	Var %
Industrial – refinería	410,9	403,7	-1.8%	224,0	216,6	-3.3%
Residencial – comercial	228,4	229,8	0.6%	177,7	183,9	3.5%
Termoeléctrico	335,7	372,9	11.1%	57,3	65,0	13.4%
Vehicular – GNV	55,0	62,6	13.9%	44,7	50,1	12.1%
Petroquímico	4,7	4,7	-0.3%	0,0	0,0	-100.0%
<b>Total</b>	<b>1,034.8</b>	<b>1,073.8</b>	<b>3.8%</b>	<b>503,7</b>	<b>515,6</b>	<b>17.7%</b>

## Resultados Financieros TGI S.A. E.S.P.

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 S.A. E.S.P. 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 4T23 y 4T24 (3 meses).

### Resultados trimestrales 4T24

#### Ingresos de Operaciones

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

COP Millones	4T23	4T24	Var	Var %	2023	2024	Var	Var %
Por tipo de cargo								
Capacidad & AOM	447,761	457,271	9,509	2.1%	1,713,187	1,826,557	113,370	6.6%
Variables	65,433	86,454	21,021	32.1%	253,921	268,469	14,548	5.7%
Otros Ingresos	12,335	10,146	-2,189	-17.7%	38,115	31,697	-6,418	-16.8%
Por moneda								
Indexados a USD	0	0	0	0.0%	614,274	0	-614,274	-100.0%
Indexados a COP	525,529	553,871	28,342	5.4%	1,390,950	2,126,723	735,773	52.9%
<b>Total</b>	<b>525,529</b>	<b>553,871</b>	<b>28,342</b>	<b>5.4%</b>	<b>2,005,223</b>	<b>2,126,723</b>	<b>121,499</b>	<b>6.1%</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; a partir de este trimestre las cifras, por lo anterior a partir de junio de 2.023 las cifras son reportadas en COP.

A continuación, se detalla la evolución de los ingresos por tipo de cargos en el 4T24:

- Los cargos fijos por inversión durante el 4T24 totalizaron COP 335,545 M (60.6% de los ingresos totales), correspondiente a un aumento de COP 5,042 M (+1.5%) frente al 4T23, explicado principalmente por: i) mayor ingreso asociado a la suscripción de contratación adicional durante el trimestre de transporte en firme de varios remitentes (COP 1,616 M) y ii) efecto por suspensiones por (COP 3,426 M).
- Los cargos fijos por AO&M del 4T24 totalizaron COP 121,726 M (22.0% de los ingresos totales), un aumento de COP 4,467 M (+3.8%) frente al 4T24, explicado principalmente por i) indexación y mayor ingreso asociado a la suscripción de contratación adicional durante el trimestre de transporte en firme de varios remitentes (COP 3,914 M) y ii) efecto por suspensiones por (COP 553 M).
- Los cargos variables para el 4T24 totalizaron COP 86,454 M (15.6% de los ingresos totales), lo que generó un incremento de COP 21,021 M (+ 32.1%) frente al 4T23.
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron una reducción del 17.7% entre el 4T24 y el 4T23, al pasar COP 12,335 M en el

4T23 a COP 10,146 M en el 4T24, (1.8% de los ingresos totales) debido principalmente a: i) la disminución de las pérdidas operativas de gas en el 4T24 que hacen que los ingresos asociados a ellos también disminuyan y li) los agentes no han hecho uso del servicio de transporte de gas como materia prima.

En cuanto a los ingresos por moneda, desde junio de 2023, por el cambio de la remuneración de USD a COP de los cargos fijos y cargos variables, el 100% de los ingresos del 4T24 se encuentran en COP y presentan un aumento de 5.4% frente al 4T23.

En julio 8 de 2.024 la Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó en el Diario Oficial la Resolución CREG 102 008 del 2024, que modificó la Resolución 175 del 2021. En esta resolución la CREG incluyó una remuneración al transportador de cubrimiento por deuda en dólares. Adicionalmente, la norma en mención realizó cambios en la remuneración de los activos que terminan Vida Útil Normativa (VUN) y en los cuales el transportador decide seguir operándolos, a través de la adición del reconocimiento del costo de oportunidad de las inversiones existentes.

Las disposiciones mencionadas se plantean en la resolución como una alternativa para los transportadores, y para adherirse a dichas medidas, cada transportador debía acogerse antes del 18 de julio de 2.024. Al respecto, TGI S.A E.S.P. envió comunicación a la CREG con copia a la Superintendencia de Servicios Públicos en julio 17 de 2.024, informando que se acogía a las disposiciones de la Resolución CREG 102 008 del 2024. La situación anterior fue confirmada en la Circular 046 de julio 26 de 2024, mediante la cual la Comisión publicó el listado de transportadores que se acogieron al mutuo acuerdo establecido en la Resolución CREG 102 008 de 2024.

Con la entrada en vigor de la Resolución CREG 102 002 del 7 de junio del 2023, por la cual se modificó la Resolución CREG 103 de 2021 con respecto a la tasa de descuento para transporte de gas, la tasa cambió a 11.88% a partir de agosto 1 de 2.023 desde el 10.94%, en pesos colombianos constantes antes de impuestos.

## Costo de Operaciones

Tabla N°4 – Costos de Operaciones

COP Millones	4T23	4T24	Var	Var %	2023	2024	Var	Var %
Servicios Profesionales	22,180	26,216	4,036	18.2%	79,593	96,219	16,627	20.9%
Mantenimiento	10,296	25,532	15,236	148.0%	44,222	55,711	11,490	26.0%
ITC	4,208	2,436	-1,771	-42.1%	10,012	13,524	3,511	35.1%
Depreciación y Amortización	108,754	102,739	-6,015	-5.5%	412,230	396,277	-15,953	-3.9%
Otros costos	37,543	50,773	13,230	35.2%	140,997	186,508	45,511	32.3%
<b>Total</b>	<b>182,980</b>	<b>207,695</b>	<b>24,715</b>	<b>13.5%</b>	<b>687,054</b>	<b>748,239</b>	<b>61,185</b>	<b>8.9%</b>

\*ITC: Impuestos, Tasas y Contribuciones

Los costos operacionales aumentan COP 24,715 M (13.5%) durante el 4T24 en comparación con el 4T23 principalmente por:

- Los servicios profesionales aumentaron COP 4,036 M (18.2%), principalmente por el incremento salarial 2024 y nuevos beneficios de convención colectiva. Adicionalmente, se da un aumento en honorarios y asesorías técnicas por mayor ejecución en actividades de ingeniería y diagnóstico.
- Los costos por mantenimiento se incrementaron en COP 15,236 M (148.0%), principalmente por mayor consumo de gas de reposición y actividades de Integridad del gasoducto.

- Reducción en impuestos, tasas y contribuciones (ITC) en COP 1,771 M (- 42.1%) por menores aportes en las conversiones de vehículos de GNV que compensa el aumento en la contribución de Solidaridad y Senati.
- La disminución de depreciaciones y amortizaciones de COP 6,015 M (- 5.5%) se debe al efecto de la revisión del pasivo de desmantelamiento y el pasivo por derecho de uso de vía que impactó la depreciación del año y los activos en el 4T23.
- Los otros costos aumentaron COP 13,230 M (35.2%) entre el 4T23 y el 4T24 por el incremento del gas combustible debido el aumento en el precio de la molécula, así como por el incremento en gestión ambiental y social debido a una mayor atención de mantenimientos forestales, pagos a autoridades ambientales y convenios con comunidades.

### Gastos de Administración & Operacionales (netos)

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

COP Millones	4T23	4T24	Var	Var %	2023	2024	Var	Var %
Servicios personales	12,166	8,302	-3,865	-31.8%	48,869	44,526	-4,343	-8.9%
Gastos generales	25,219	17,273	-7,946	-31.5%	62,918	58,483	-4,434	-7.0%
Impuestos	1,177	2,031	854	72.6%	7,604	11,059	3,456	45.4%
DA&P	12,629	34,052	21,423	169.6%	37,940	109,142	71,203	187.7%
Otros ingresos	-13,017	-9,980	3,037	-23.3%	-34,678	-44,718	-10,039	29.0%
<b>Total</b>	<b>38,173</b>	<b>51,677</b>	<b>13,504</b>	<b>35.4%</b>	<b>122,652</b>	<b>178,493</b>	<b>55,841</b>	<b>45.5%</b>

\*DA&P: Depreciaciones, Amortizaciones y Provisiones

Los gastos de administración y operacionales, sin incluir otros ingresos, presentaron un incremento de COP 10,467 M (35.4%), explicados principalmente por:

- Menores gastos de servicios personales en COP 3,865 M (-31.8%), los cuales se explican principalmente por el ajuste en la metodología del reconocimiento en el beneficio de tasa de créditos de vivienda.
- Menores gastos generales en COP 7,946 M (- 31.5%) que se deben principalmente a menor ejecución en honorarios, estudios y proyectos, así como menores costos de suscripción de licencias SAP Analytics Cloud.
- Mayores gastos de impuestos, tasas y contribuciones en COP 854 M (72.6%) que se explican por aumento en la provisión de la contribución de la CREG y por el incremento en el pago del Gravamen a los Movimientos Financieros (GMF).
- Aumento en depreciaciones, amortizaciones y provisiones (DA&P) en COP 21,423M (169.6%) que se deben principalmente al aumento en la provisión de COP 25,398M por las glosas que se generaron durante el 4T24 con algunos remitentes por la controversia generada en los valores facturados por el servicio de transporte y en especial debido a la controversia de la aplicación del WACC del 11.88% vs el anterior del 10.94%.

Por su parte, los otros ingresos disminuyeron en COP 3,037 M (- 23.3%), debido a un menor valor en las indemnizaciones de reconocimiento de siniestros.

Como lo planteamos desde el principio del año 2024, uno de nuestros focos era mantener las eficiencias producto del proceso de Transformación como uno de los apalancadores para lograr las metas financieras propuestas, en este sentido, resaltamos que como compañía y con el

esfuerzo de todas las áreas logramos superar la expectativa de eficiencias implementadas las cuales se reflejan en el logro de la meta extraordinaria para el Opex 2024 de TGI. Luego del trabajo realizado durante todo el año para optimizar la gestión administrativa, los procesos de contratación, nuestro acuerdo de servicios con el GEB, el programa de seguros y algunos esfuerzos adicionales de reorganización corporativa logramos un total de ahorros por COP 12.000 M en Opex materializados en la vigencia, resultado que nos permite mantener los esfuerzos en eficiencia para el año 2025.

Como parte total de los resultados del Pilar de Eficiencia, registramos un total de 26 iniciativas nuevas que avanzaron en su implementación y lograron incluir en el portafolio nuevos impactos totales por COP 51,700 M, de los cuales COP 27,480 M son recurrentes y COP 24,220 M son impactos por única vez. De estas 26 iniciativas y de acuerdo con los casos de negocio definidos, 19 iniciativas tienen impactos OPEX que se estimaron en un total de COP 34,930 M, en los que COP 26,990 M son recurrentes y COP 7,940 M son impactos por única vez, cifras con las cuales se logró llegar a las metas propuestas para 2024.

## EBITDA

Tabla N°6 – EBITDA

COP Millones	4T23	4T24	Var	Var %	2023	2024	Var	Var %
EBITDA	412,741	421,309	8,569	2.1%	1,611,009	1,660,692	49,683	3.1%
Margen EBITDA	78.5%	76.1%		-2.5 pp	80.3%	78.1%		-2.3 pp

El EBITDA aumentó en COP 8,569 M (2.1%) entre el 4T23 y el 4T24 explicado por el mayor incremento en los ingresos operacionales de COP 28,341 M (5.4%) en comparación con el aumento de COP 19,773 M (17.5%) de los costos y gastos operacionales sin depreciaciones ni amortizaciones, donde los costos operacionales sin depreciaciones ni amortizaciones se incrementaron en COP 30,729 M (41.4%), mientras que los gastos operacionales sin depreciaciones ni amortizaciones se redujeron en COP 10,956 M (- 28.4%).

## Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de COP -112,045 M en 4T23 a COP -69,556 M en 4T24, con una variación de COP 42,489 M (37.9%) explicada principalmente por:

- Reducción de COP 33,249 M (-23.6%) en los costos financieros que se explican por: i) menor costo de COP 24,624 M en 4T24 respecto al 4T23 por la valoración de la cobertura del riesgo cambiario de los instrumentos financieros derivados del bono internacional por USD 547 M, originada por el cambio de la moneda funcional de los estados financieros de USD a COP, ii) mayores intereses de COP 23,203 M para el 4T24 respecto al 4T23 del crédito suscrito con entidades financieras locales bajo la modalidad de “Club Deal”, para la sustitución del crédito intercompañía que se canceló al GEB S.A. E.S.P. en diciembre/2023 iii) menores costos de COP 17,640 M por los intereses del crédito intercompañía con GEB S.A. E.S.P. registrados en el 4T23; iv) por efecto de actualización financiera de la provisión de desmantelamiento cuya disminución para el 4T24 respecto al 4T23 es de COP 8,842 M y v) una disminución por COP 5,346 M en 4T24 respecto al 4T23 en otros gastos financieros, donde lo más relevante es la comisión de estructuración del crédito club deal en diciembre/2023 por COP 5,370.
- Reducción de COP -4,054 M (- 20.9%) en los ingresos financieros que se explican básicamente por la reducción de más de 300 pb en las tasas de referencia en pesos (IBR) y de aproximadamente 60 pb en las tasas de referencia en dólares (FED) entre el 4T2023 y el 4T2024.

- Incremento de COP 6,075 M (536.2%) en el método de participación que pasó de COP – 1,132 M a COP 4,942 M por una mejora en los resultados de Contugas entre el 4T2024 vs 4T2023.
- Aumento en el resultado neto de la diferencia en cambio de COP 7,219 M (69.5%) explicado por: i) reducción de COP 45,565 M en el resultado neto de la diferencia en cambio del capital de la deuda intercompañía con Grupo Energía Bogotá (se canceló en diciembre de 2023); ii) incremento de COP 46,647 M en el resultado neto de la diferencia en cambio de los bonos internacionales y su cobertura y iii) aumento de COP 6,137M en el resultado neto de la diferencia en cambio por otros conceptos como efectivo y equivalentes, cuentas por pagar y cuentas por cobrar.

### Impuestos

El impuesto a las ganancias se incrementó en COP 32,556 M (74.9%) entre el 4T23 y el 4T24, por un aumento de COP 174,668 M (175,9%) en el impuesto corriente y una reducción de COP 142,112 M (- 99.3%) en el impuesto diferido que se explican porque el impuesto corriente aumentó en COP 174,668 M (175,9%) en 4T24 respecto a 4T23, debido a una mayor utilidad gravable en 4T24 pues en 4T23 se canceló la deuda con la matriz generando un gasto por diferencia en cambio y la reducción en el impuesto diferido que pasó de COP 143,065 M en 4T23 a COP 953 M en 4T24, se explica por una disminución en las bases de cálculo generadas por el diferencial cambiario sobre los pasivos en moneda extranjera.

### Utilidad Neta

La utilidad neta del trimestre pasó de COP 148,869 M en 4T23 a COP 148,926 M en 4T24 (COP 57 M) (+ 0.0%), lo cual se explica principalmente por el aumento de los ingresos y por la reducción de los gastos financieros, además de una variación positiva en el resultado neto por diferencia en cambio.

## Perfil de Deuda

Tabla N°7 – Rubros relevantes de deuda

COP Millones	4T23	4T24	Var	Var %
Deuda total neta	2,924,529	2,821,545	-102,984	-3.5%
Deuda total bruta	3,458,753	3,298,155	-160,598	-4.6%
EBITDA UDM*	1,611,009	1,660,692	49,683	3.1%
Gastos financieros UDM*	427,179	511,401	84,222	19.7%
Ratios de cobertura				
Deuda total bruta / EBITDA*	2.1x	2.0x	-0.2x	
Deuda total neta / EBITDA*	1.8x	1.7x	-0.1x	
EBITDA* / Gastos financieros*	3.8x	3.2x	-0.5x	

\*Corresponde al EBITDA y gastos financieros de los últimos doce meses (UDM). Para el 3T24

Durante el 4T24 se realizó un abono al crédito bajo la modalidad “Club Deal” con entidades financieras locales por COP 70,000 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 870,506.9 M
Fecha desembolso:	19-dic-2023
Fecha vencimiento:	19-dic-2027
Plazo:	Cuatro (4) años
Tasa de interés:	IBR 3M + 3.35%
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 4T24, nivel inferior para el apalancamiento neto y para la cobertura de intereses a los registrados al cierre del 2023. La reducción del nivel de apalancamiento se debe a la reducción del saldo de la deuda, gracias a los prepagos por COP 472,000 M hechos con recursos propios al crédito “Club Deal” a lo largo del año 2.024. Con respecto a la disminución de la cobertura de intereses, esta obedece al incremento del costo financiero por el aumento del costo de la cobertura y por el costo del Club Deal que en el año 2024 estuvieron durante todo el año mientras en 2023 solo estuvieron durante la mitad del año.

Tabla N°8 – Perfil de la deuda

COP Millones	Monto COP M	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Bonos Internacionales	2,414,667	USD\$ M	5.55%	01-nov-28
Crédito Financiero Club Deal	870,507	COP\$ M	IBR 3M +3.35%	19-dic-27
Renting	7,003	COP\$ M	DTF + 2.90%	01-abr-26
Pasivo Financiero NIIF - 16	5,978	COP\$ M	N/A	31-dic-24

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 promedio del pasivo financiero es de 12.5% en pesos.

## Desempeño Comercial

### Ingresos por Sector

Tabla N°9 – Composición Sectorial Ingresos

	4T23	4T24	2023	2024
Residencial – Distribuidor	66.0%	70.2%	66.3%	69.2%
Industrial	14.6%	14.5%	15.4%	14.5%
GNV	4.1%	3.8%	4.5%	4.0%
Comercial	4.9%	2.5%	5.0%	2.8%
Térmicas	9.5%	7.6%	8.2%	8.1%
Refinería	0.7%	1.4%	0.5%	1.4%
Petroquímicas	0.2%	0.0%	0.1%	0.0%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Los sectores residencial e industrial aportaron el 84.7% de los ingresos por sector en el 4T24, mientras que el sector refinería fue el de mayor crecimiento porcentual entre el 4T23 y el 4T24 al pasar de COP 3,488 M en el 4T23 a COP 7,485 M en 4T24 (COP 3,997 M; + 114.6%). El sector residencial fue el de mayor crecimiento absoluto con un aumento de los ingresos de COP 40,543 M (+12.0%), pasando de COP 338,547 M en el 4T23 a COP 379,090 M en el 4T24 y el sector industrial mostró un incremento de COP 3,103 M (4.1%) de los ingresos entre el 4T23 y el 4T24. Por su parte, la participación de los ingresos de los sectores comercial, térmico, GNV y petroquímico decrecieron -46.8%, -15.7, %, -1.0% y -88.2% respectivamente (COP -11,779 M, COP -7,667 M, -205 M y COP -722 M), dado el aumento de participación de los sectores residencial y refinería.

### Estructura Contractual

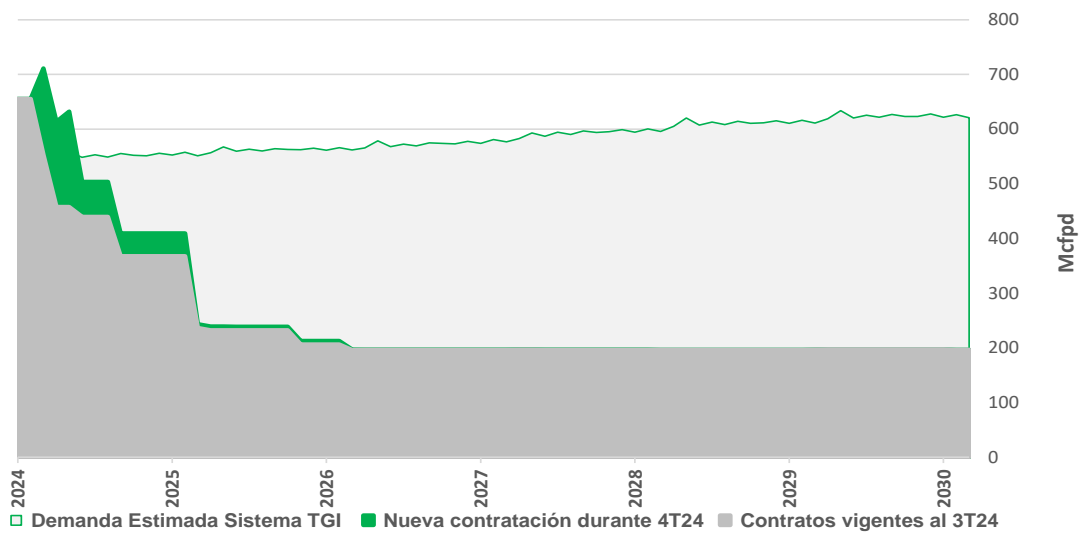
Tabla N°10 – Estructura de los contratos en firme

	4T23	4T24
No. Contratos Vigentes	641	668
No. Contratos En Firme	571	489
No. Contratos Interrumpibles	70	179
Vida Remanente Contratos en Firme ( <i>Promedio años</i> )	3.5	3.0

Se presenta un aumento del 4.2% en el número de contratos vigentes para el 4T24 vs 4T23 al pasar de 641 contratos a 668 contratos, donde dicho crecimiento se concentró en los contratos interrumpibles, los cuales se incrementaron en 109 contratos (+ 155.7%). Al cierre del 4T24, el 73,2% de los contratos son en firme y el 26,8% en interrumpible, donde los contratos en firme están en promedio ponderado bajo una firmeza de 93% en cargos fijos y 7% en cargos variables.

A diciembre de 2024, la compañía tenía contratada el 78.9% de su capacidad disponible desde fuentes.

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 pero 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. Recientemente se flexibilizó la normatividad de comercialización de molécula, permitiendo contratación de corto plazo de transporte para igualarla a los plazos de los contratos de suministro.

## Desempeño Operacional

Tabla N°11 – Indicadores operacionales seleccionados

	4T23	4T24	Var %
Capacidad total - Mpcd	849	859	1.1%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	639	670	4.9%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	496	499	0.6%
Factor de uso	57.0%	58.3%	1.3 pp
Disponibilidad	100.0%	100.0%	0.0 pp
Longitud gasoductos - Km	4,033	4,033	0.0%

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

La longitud total de la red de gasoductos de TGI se mantiene en 4,033 Km, de los cuales 3,883 Km son operados por TGI y los 150 Km restantes son operados por un tercero. El sistema funciona principalmente con gas natural proveniente de las cuencas Cusiana, Cupiagua, Ballena / Chuchupa y la transferencia entre transportadores en Ballena.

Por otro lado, en 4T24 la disponibilidad fue del 100 % y se presentó un incremento en el factor de uso de 1.3% respecto al 4T23, generado principalmente por el aumento en el despacho térmico.

Tabla N°12 – Volumen por transportador (Mpcd)

	4T23	Part %	4T24	Part %	Var %	Var Mpcd
TGI	496.2	47.3%	499.3	46.7%	0.6%	3.0
Promigas	488.7	46.6%	511.7	47.9%	4.7%	23.0
Otros	63.5	6.1%	57.7	5.4%	-9.1%	-5.8
Total	1,048.4	100.0%	1,068.6	100.0%	1.9%	20.2

Respecto al volumen por transportador, en el 4T24 se observó una disminución del 0.6% en la participación del volumen transportado promedio día por TGI respecto al 4T23 y en cuanto al volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, TGI tuvo una participación de 499 MPCD que equivalen a un 46.7%.

Tabla N°13 – Capacidad de transporte total del sistema TGI

	Capacidad Mpcd
Ballena - Barracabermeja	260.0
Mariquita - Gualanday	17.5
Gualanday - Neiva	11.0
Cusiana - Porvenir	470.0
Cusiana - Apiay	70.6
Apiay - Usme	18.2
Morichal - Yopal	11.8
Total	859.1

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 4T24 corresponden a COP 26,322 M, presentando un aumento de COP 18,015 M vs 4T23, principalmente por el avance en la ejecución en el cuarto trimestre del 2024 de las actividades de los Proyectos IPAT Ampliación de capacidad Mariquita – Gualanday y Ampliación de Capacidad Ramal Jamundí.

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

Diciembre de 2.024: Auditoría UPME de los proyectos IPAT presentó informe final del Proyecto Ipat Bidireccionalidad Barrancabermeja Ballena, concluyendo que:

- Presentó certificación de Fecha Real de Puesta en Operación el día 15 de septiembre de 2024 para el proyecto de Bidireccionalidad Barrancabermeja-Ballena.
- No existe incumplimiento insalvable en los términos de las Disposiciones Aplicables, los Parámetros Técnicos, los TRA y el Contrato de Auditoría.

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

- No existe causal de ejecución de las Garantías de Cumplimiento en los términos de la Normatividad Aplicable.
- No se presentaron aumentos o reducciones del monto de la Garantía de Cumplimiento de Construcción y de la Garantía de Cumplimiento de Devolución de Pagos.
- No se declararon incumplimientos de hitos; pese a que se evidenció fechas de culminación posteriores a las programadas, teniendo en cuenta que estas fechas son anteriores al inicio del Contrato de Auditoría y que la Fecha Real de Puesta en Operación certificada el 15 de septiembre de 2024, corresponde con la Fecha de Puesta en Operación definida por el MME mediante Resolución 40281 de 2022, no se presentaron atrasos en el proyecto.

Diciembre de 2024: Auditoría UPME de los proyectos IPAT Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday y Ampliación de capacidad Ramal Jamundí hacia Popayán, presentó informe trimestral de cumplimiento de hitos de la curva S, confirmando que:

- Ningún hito hasta la fecha fue cumplido con posterioridad a la fecha de finalización establecida en el cronograma. Es decir, no existen hasta el momento hitos incumplidos.
- Por el momento, no se observan retrasos que afecten el desarrollo del proyecto.

<p><b>Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Capex Estimado Proyecto: USD 6.0 M.</li> <li>- Capacidad de Transporte a: 20 Mpcd.</li> <li>- 4T23 CREG expide Agenda Regulatoria Indicativa 2024 planteando para esta vigencia resolver recurso de reposición presentado por TGI S.A. E.S.P.</li> <li>- 1T24 UPME pública para comentarios borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2028 en donde recomienda al Ministerio de Minas y Energía en el ratificar la ejecución del proyecto.</li> <li>- 2T24 CREG envía citación a TGI S.A. E.S.P. para notificar resolución en donde resuelve recurso de reposición interpuesto por TGI S.A. E.S.P. en 3T23.</li> <li>- 3T24 TGI manifiesta a la CREG voluntad de ejecutar los Proyectos IPAT. Se radica información conforme al numeral f de la Resolución CREG 102 008 de 2022.</li> <li>- 4T24 Auditoría UPME presentó informe trimestral de cumplimiento de hitos de la curva S.</li> </ul> <p><b>Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Capex Estimado Proyecto: USD 105.0 M.</li> <li>- Capacidad de Transporte: 250 Mpcd.</li> <li>- 4T23 CREG expide Agenda Regulatoria Indicativa 2024 planteando para esta vigencia resolver recurso de reposición presentado por TGI S.A. E.S.P.</li> <li>- 1T24 UPME pública para comentarios borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2028 en donde recomienda al Ministerio de Minas y Energía en el ratificar la ejecución del proyecto, ampliando bidireccionalidad hasta Vasconia con capacidad no inferior a 192 MPCD en Vasconia.</li> <li>- 2T24 UPME publica versión definitiva para el estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2028, en donde se presenta revisión con observaciones respectivas para el proyecto en función de resultados del escenario recomendaciones.</li> </ul>	<p><b>Ampliación de capacidad Ramal Jamundí hacia Popayán</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Capex Estimado Proyecto: USD 6.0 M.</li> <li>- Capacidad de Transporte a: 3 Mpcd.</li> <li>- 4T23 CREG expide Agenda Regulatoria Indicativa 2024 planteando para esta vigencia resolver recurso de reposición presentado por TGI S.A. E.S.P.</li> <li>- 1T24 UPME pública para comentarios borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2028 en donde recomienda al Ministerio de Minas y Energía en el ratificar la ejecución del proyecto.</li> <li>- 2T24 CREG envía citación a TGI S.A. E.S.P. para notificar resolución en donde resuelve recurso de reposición interpuesto por TGI S.A. E.S.P. en 3T23.</li> <li>- 3T24 TGI manifiesta a la CREG voluntad de ejecutar los Proyectos IPAT. Se radica información conforme al numeral f de la Resolución CREG 102 008 de 2022.</li> <li>- 4T24 Auditoría UPME presentó informe trimestral de cumplimiento de hitos de la curva S.</li> </ul> <p><b>Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Capex Estimado Proyecto: USD 5.0 M.</li> <li>- Capacidad de Transporte: 100 Mpcd.</li> <li>- 4T23 CREG expide Agenda Regulatoria Indicativa 2024 planteando para esta vigencia resolver recurso de reposición presentado por TGI S.A. E.S.P.</li> <li>- 1T24 UPME pública para comentarios borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2028 en donde recomienda al Ministerio de Minas y Energía en el ratificar la ejecución del proyecto.</li> <li>- 2T24 CREG envía citación a TGI S.A. E.S.P. para notificar resolución en donde resuelve recurso de reposición interpuesto por TGI en 3T23.</li> <li>- 3T24 TGI manifiesta a la CREG voluntad de ejecutar los Proyectos IPAT. Se radica</li> </ul>
--	---

<ul style="list-style-type: none"> <li>- 3T24 No se presentan novedades asociadas al proyecto.</li> <li>- 4T24 No se presentan novedades asociadas al proyecto.</li> </ul>	<p>información conforme al numeral f de la Resolución CREG 102 008 de 2022.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 4T24 Auditoría UPME presentó informe final del Proyecto Ipat Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena.</li> </ul>
--	---

## Actualización Regulatoria

Tabla N°14 - Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado
CREG	Resolución No. 102 012 de 2024	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>
	Resolución No. 102 013 de 2024	Por la cual se establecen medidas adicionales a los aspectos comerciales del suministro y del transporte del mercado mayorista de gas natural establecidos en las resoluciones CREG 186 de 2020 y 185 de 2020.	Publicada <a href="#">Ver más</a>
	Circular No.116 de 2.024	Divulgación y presentación del entregable 3 del estudio para la elaboración de una propuesta para el diseño regulatorio de la comercialización de gas natural importado y de la comercialización, contratación y remuneración de los servicios asociados a las infraestructuras de importación de gas natural en Colombia (p.e., cargue y descargue de GNL, almacenamiento de GNL, regasificación de GNL, importación por gasoducto), la definición de sus características, sus funciones y el alcance de las mismas, su relación con los demás agentes y usuarios finales dentro de la cadena de prestación del servicio público de gas natural.	Publicada <a href="#">Ver más</a>
MME	Resolución 40444 de 2024	Se declara un racionamiento programado de gas natural	Publicada <a href="#">Ver más</a>

## Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°15 - Estado de Resultados	COP Millones		Variación	
	4T23	4T24	COP	%
Ingresos	525,529	553,871	28,342	5.4%
Costo de operaciones	-182,980	-207,695	-24,715	13.5%
Utilidad bruta	342,549	346,176	3,627	1.1%
Margen bruto	65.2%	62.5%	-2.7 pp	
Gastos administración y operacionales (netos)	-38,173	-51,677	-13,504	35.4%
<i>Servicios personales</i>	-12,166	-8,302	3,865	-31.8%
<i>Gastos generales</i>	-25,219	-17,273	7,946	-31.5%
<i>Impuestos</i>	-1,177	-2,031	-854	72.6%
<i>Depreciaciones, amortizaciones y provisiones</i>	-12,629	-34,052	-21,423	169.6%
<i>Otros ingresos</i>	13,017	9,980	-3,037	-23.3%
Utilidad operacional	304,376	294,499	-9,877	-3.2%
Margen operacional	57.9%	53.2%	-4.7 pp	
Costos financieros	-140,698	-107,449	33,249	-23.6%
Ingresos financieros	19,396	15,342	-4,054	-20.9%
Diferencia en cambio neta	10,389	17,609	7,219	69.5%
Participación resultado de asociadas	-1,133	4,942	6,075	-536.3%
Utilidad antes del impuesto de renta	192,330	224,943	32,613	17.0%
Impuesto a la ganancia	99,605	-75,063	-174,668	-175.4%
Impuesto diferido	-143,066	-953	142,112	-99.3%
Utilidad neta	148,870	148,927	57	0.0%
Margen neto	28.3%	26.9%	-1.4 pp	

Tabla N°16 - Balance General	COP Millones		Variación	
	dic-23	dic-24	Var	Var %
<b>Activos</b>				
<b>Activo Corriente</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	534,223	476,609	-57,614	-10.8%
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	236,918	300,988	64,069	27.0%
Inventarios	97,170	100,567	3,396	3.5%
Otros activos no financieros	49,227	73,717	24,490	49.7%
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>917,539</b>	<b>951,881</b>	<b>34,342</b>	<b>3.7%</b>
<b>Activo No Corriente</b>				
Propiedades, planta y equipo	8,662,709	8,458,174	-204,535	-2.4%
Activos por derecho de uso	7,518	6,369	-1,148	-15.3%
Inversiones en asociadas y subordinadas	42,328	54,050	11,723	27.7%
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	34,639	43,171	8,533	24.6%
Activos intangibles	682,857	667,004	-15,852	-2.3%
Otros activos financieros / no financieros	0	0	0	0.0%
<b>Total Activo No Corriente</b>	<b>9,430,049</b>	<b>9,228,769</b>	<b>-201,281</b>	<b>-2.1%</b>
<b>Total Activo</b>	<b>10,347,588</b>	<b>10,180,650</b>	<b>-166,938</b>	<b>-1.6%</b>
<b>Pasivos</b>				
<b>Pasivo Corriente</b>				
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por pagar	64,627	92,440	27,813	43.0%
Pasivo por impuestos	15,184	217,379	202,194	1331.6%
Beneficios a empleados	16,861	18,487	1,627	9.6%
Provisiones	86,911	159,511	72,601	83.5%
Pasivo por arrendamientos	15,838	7,003	-8,835	-55.8%
Otros pasivos financieros	26,642	25,826	-816	-3.1%
Otros pasivos corto plazo	13,702	16,531	2,830	20.7%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	8,638	11,683	3,044	35.2%
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>248,402</b>	<b>548,861</b>	<b>300,458</b>	<b>121.0%</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>				
Pasivos financieros	1,343,165	869,359	-473,806	-35.3%
Provisiones	403,897	395,820	-8,077	-2.0%
Pasivo por impuestos diferidos	1,974,862	1,876,713	-98,150	-5.0%
Pasivo por Instrumentos financieros	192,276	0	-192,276	-
Bonos emitidos	2,111,258	2,414,492	303,234	14.4%
Otros pasivos	53,901	43,945	-9,956	-18.5%
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>6,079,360</b>	<b>5,600,329</b>	<b>-479,031</b>	<b>-7.9%</b>

Total Pasivo	6,327,762	6,149,189	-178,573	-2.8%
Patrimonio				
Capital social	1,565,487	1,565,487	0	0.0%
Prima en emisión de acciones	196	196	0	0.0%
Reservas	685,091	924,464	239,373	34.9%
Resultado del periodo	667,614	503,440	-164,174	-24.6%
Resultados acumulados	-288,114	-288,114	0	0.0%
Otras partidas de resultado integral	-1,277,922	-976,167	301,754	-23.6%
Ajuste acumulado por conversión	2,667,474	2,302,155	-365,319	-13.7%
Total Patrimonio	4,019,826	4,031,460	11,634	0.3%
Total Pasivo y Patrimonio	10,347,588	10,180,650	-166,938	-1.6%

Tabla N°17 - Estado de Flujo de Efectivo	COP Millones	
	dic-23	dic-24
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación</b>		
<b>Utilidad Neta</b>	<b>503,440</b>	<b>667,614</b>
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	426,138	446,525
Diferencia en cambio no realizada	-17,977	-172,612
Beneficios a empleados	-4,772	0
Costo amortizado (préstamos, depósitos)	0	0
Costo amortizado opción de compra BOMT	0	0
Costo amortizado obligaciones financieras	-5,795	0
Valoración operaciones de cobertura	207,139	0
Valoración obligación por desmantelamiento	12,589	0
Impuesto diferido	-60,210	160,766
Impuesto de renta	316,222	165,854
Costos financieros	297,468	427,179
Ingresos financieros	-42,890	-10,581
Valoración método de participación	-4,827	13,881
Pérdida, propiedades, planta y equipo	0	0
Deterioro inventarios	735	39
Deterioro cuentas por cobrar	9,756	0
Provisiones (Recuperaciones)	25,448	-1,201
<b>Cambios netos en activos y pasivos de la operación</b>		
(Aumento) Disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	-25,438	-39,010
(Aumento) Disminución en inventarios	-4,131	-14,763
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	-24,490	-3,713
(Aumento) Disminución en otros activos financieros	0	0
(Aumento) Disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	7,351	-9,443
(Aumento) Disminución en otras obligaciones laborales	6,399	-916
(Aumento) Disminución en otros pasivos financieros	0	-383
(Aumento) Disminución en pasivos estimados y provisiones	26,486	10,104
(Aumento) Disminución pasivo impuestos	-80,746	0
Pago de intereses	-297,205	-173,935
Pago de intereses parte relacionadas	0	-90,935
Pago de intereses cobertura	-222,523	-97,158
Recaudo de Intereses	0	0
Impuestos Pagados	-32,184	-231,660
<b>Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación</b>	<b>1,015,983</b>	<b>1,045,652</b>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión</b>		
Inversiones en Asociadas	0	0
Propiedad, planta y equipo	-175,723	-114,207
Intangibles	-8,366	-4,655
<b>Flujo neto provisto por actividades de inversión</b>	<b>-184,089</b>	<b>-118,862</b>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento</b>		
Pago de dividendos	-428,222	-421,456
Pago de obligaciones financieras	-480,827	-210,716
Pago de obligaciones financieras relacionadas	0	-1,608,760
Obligaciones financieras adquiridas	0	1,342,507
<b>Flujo neto usado en las actividades de financiamiento</b>	<b>-909,049</b>	<b>-898,425</b>
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	19,542	47,876
<b>Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo</b>	<b>-57,614</b>	<b>76,241</b>
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	534,223	457,981
<b>Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo</b>	<b>476,609</b>	<b>534,222</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.
- IPAT: Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte.
- MBTU: Miles de Unidades Térmicas Británicas.
- M: Millones
- MM: Miles de 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.
- pp: puntos porcentuales

- SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.