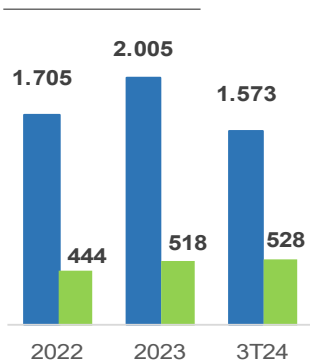




TGI durante el 3T24 presenta aumento en la utilidad neta, gracias a la reducción de gastos financieros y menores gastos por impuestos a las ganancias.

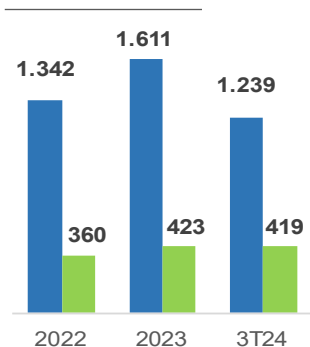
Ingresos

(COP MM)



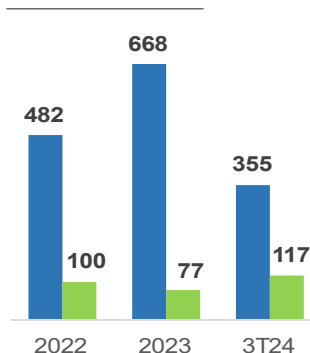
EBITDA

(COP MM)



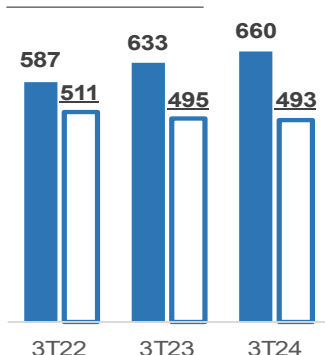
Utilidad Neta

(COP MM)



Gas Contratado en Firme y Transportado

(Mpcd)



Cifra subrayada: Volumen transportado
Cifras calculadas como promedios simples trimestrales

- **Regulación:** i) Aseguramiento de la Resolución 102-008 de 24-jun-2024 y seguimiento a la expedición de tarifas mediante certificado de la deuda de TGI para reconocimiento de coberturas y entrega a la CREG de la información actualizada de inversiones de TGI, con impacto proyectado de +COP 39.8 MM mensuales y ii) Se logra priorización del gas para compresoras como demanda esencial en la Resolución 102-009 de 2021 y iii) Gestión para lograr precios razonables frente a la escasez.
- **Expansión:** i) Cumplimiento de los requisitos UPME para auditorías de los proyectos IPAT; ii) Declaración de entrada en operación del proyecto bidireccionalidad Ballena – Barranca (primera facturación Oct/2024); iii) Avance físico del 49% en proyecto de aumento de capacidad Mariquita – Gualanday y iv) Avance físico del 39% en proyecto de aumento capacidad Ramal – Jamundí.
- **Eficiencia:** Proyección de eficiencias y ahorros para 2024 por COP 21.1 MM, por: i) nuevas iniciativas de eficiencias en abastecimiento, estructura organizacional y sinergias con GEB por COP 10.8 MM y ii) otros ahorros generados por optimización de gastos en las áreas por COP 10.3 MM, para mitigar contingencias y efectos de la devaluación, con lo cual se espera lograr un beneficio final en Opex de COP 10.9 MM.
- **Transformación:** i) Nuevos casos de negocio en la operación con impactos potenciales de USD 698 K como el escalamiento de optimización del mantenimiento predictivo y de inspección del derecho de vía y la automatización con IA de procesos y asistente inteligente de la mesa de ayuda de tecnología y ii) Entrega del estudio que habilita la alianza con la Alcaldía Distrital de Bogotá para la fase II del proyecto Biogás (Solución Relleno Sanitario Doña Juana y Solución para Movilidad Sostenible)..
- **Sostenibilidad:** **i) Ambiental:** Reducción de emisiones del 27% frente a la línea base 2024, proyectada por el plan de cierre de emisiones fugitivas y optimización y gas TEA; **ii) Social:** Firma del contrato del proyecto Obras por Impuestos por COP 6,800 M para la gasificación rural de 13 veredas del municipio La Belleza y estructuración de 5 proyectos de gasificación y educación para 2025. **iii) Gobernanza:** Certificación de 3 sedes más (15 en total) en ISO 50001 (Sistema de Gestión de la Energía).

Tabla N° 1 – Indicadores financieros relevantes

	3T23	3T24	Var	Var %	9M23	9M24	Var	Var %
Ingresos (COP millones)	518,244	528,396	10,153	2.0	1,479,694	1,572,852	93,158	6.3
Utilidad operacional (COP millones)	322,285	296,100	-26,185	-8.1	891,142	905,492	14,349	1.6
EBITDA (COP millones)	422,979	419,395	-3,584	-0.8	1,198,268	1,239,382	41,114	3.4
Margen EBITDA	81.6%	79.4%	-2.2 pp		81.0%	78.8%	-2.2 pp	
Utilidad neta (COP millones)	76,596	116,999	40,402	52.7	518,745	354,514	-164,231	-31.7
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	3.0x	-0.7x		3.8x	3.0x	-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 aumento de 102,1 GBTUD frente al 3T23 por el incremento del consumo en todos los sectores, termoeléctrico (+32,7 GBTUD), residencial-comercial (+6,1 GBTUD), industrial (+44 GBTUD), vehicular-GNV (+18,7 GBTUD) y petroquímico (+0,7 GBTUD).
- La demanda del interior del país subió 87,9 GBTUD frente al 3T23 por el aumento del consumo de los sectores termoeléctrico (+21,9 GBTUD), residencial-comercial (+9,7 GBTUD), industrial (+40,8 GBTUD) y vehicular-GNV (+15,8 GBTUD).

Tabla N° 2 – Demanda de gas natural por sectores

	Colombia			Interior del País		
	3T23	3T24	Var %	3T23	3T24	Var %
Industrial – refinería	417,2	461,2	10.5%	228,3	269,1	17.9%
Residencial – comercial	231,8	237,9	2.6%	180,2	189,9	5.4%
Termoeléctrico	276,1	308,8	11.8%	48,0	69,8	45.6%
Vehicular – GNV	53,2	71,9	35.1%	41,6	57,4	38.0%
Petroquímico	5,4	6,1	12.2%	0,1	0,0	-100.0%
Total	983,8	1.085,9	10.4%	498,2	586,2	17.7%

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 3T23 y 3T24 (3 meses).

Resultados trimestrales 3T24

Ingresos de Operaciones

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

COP Millones	3T23	3T24	Var	Var %	9M23	9M24	Var	Var %
Por tipo de cargo								
Capacidad & AOM	443.808	461.739	17.932	4,0%	1.265.426	1.369.286	103.860	8,2%
Variables	65.647	64.035	-1.612	-2,5%	188.489	182.015	-6.474	-3,4%
Otros Ingresos	8.789	2.622	-6.167	-70,2%	25.780	21.551	-4.229	-16,4%
Por moneda								
Indexados a USD	0	0	0	0,0%	614.274	0	-614.274	-100,0%
Indexados a COP	518.244	528.396	10.153	2,0%	865.421	1.572.852	707.431	81,7%
Total	518.244	528.396	10.153	2,0%	1.479.694	1.572.852	93.158	6,3%

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 serán reportadas en COP.

A continuación, se detalla la evolución de los ingresos por tipo de cargos en el 3T24:

- Los cargos fijos por inversión durante el 3T24 totalizaron COP 332,525 M (62.9% de los ingresos totales), correspondiente a un aumento de COP 2.919 M (+0.9%) frente al 3T23, explicado principalmente por: i) mayor ingreso asociado a la suscripción de contratación adicional durante el trimestre de transporte en firme de varios remitentes (COP 3,992 M) y ii) efecto por suspensiones por (COP -1,073 M).
- Los cargos fijos por AO&M del 3T24 totalizaron COP 129,214 M (24.5% de los ingresos totales), un aumento de COP 15,013 M (+24.5%) frente al 3T23, 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 15,525 M) y ii) efecto por suspensiones por (COP -513 M).
- Los cargos variables para el 3T24 totalizaron COP 64.035 M (12.1% de los ingresos totales), una disminución de COP 1,612 M (-2.5%) frente al 3T23, debido a menor uso de desvíos en contratación con componente variable.
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron una reducción del 70.2% al cerrar en COP 2,622 M en el 3T24 (0.5% de los

ingresos totales) debido principalmente a: i) la disminución de las pérdidas operativas de gas en el 3T24 que hacen que los ingresos asociados a ellos también disminuyan. li) los agentes no han hecho uso del servicio de transporte de gas como materia prima y iii) en el tercer trimestre no hubo servicio de parqueo, el cual si se contempla para el cuarto trimestre de 2024

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 trimestre se encuentran en COP y presentan un aumento de 2.0% frente al 3T23.

Finalmente, el 08 de julio del presente año la Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó en el Diario Oficial la Resolución CREG 102 008 del 2024, que modificó la 175 del 2021. En esta resolución la CREG incluye una remuneración al transportador de cubrimiento por deuda en dólares. Adicionalmente, la norma en mención realiza 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 del presente año. Al respecto, TGI S.A E.S.P. envió comunicación a la CREG con copia a la Superservicios el pasado 17 de julio, informando que se acoge a las disposiciones de la Resolución CREG 102 008 del 2024. La anterior situación fue confirmada en la Circular 046 del 26 de julio del 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.

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

COP Millones	3T23	3T24	Var	Var %	9M23	9M24	Var	Var %
Servicios Profesionales	16.186	24.304	8.118	50,2%	57.330	70.003	12.674	22,1%
Mantenimiento	14.449	9.927	-4.522	-31,3%	33.886	30.179	-3.707	-10,9%
ITC*	2.623	3.271	648	24,7%	5.805	11.088	5.283	91,0%
Depreciación y Amortización	98.983	100.494	1.511	1,5%	303.476	293.538	-9.938	-3,3%
Otros costos	34.770	46.408	11.638	33,5%	103.237	135.736	32.499	31,5%
Total	167.011	184.405	17.393	10,4%	503.733	540.544	36.811	7,3%

*ITC: Impuestos, Tasas y Contribuciones

Los costos operacionales aumentan COP 17,393 M (10.4%) durante el trimestre en comparación con el 3T23 principalmente por:

- Los servicios profesionales aumentaron COP 8,118 M (50.2%), 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 disminuyeron en COP 4,522 M (- 31.3%), principalmente por menor ocurrencia de incidentes de emergencias.
- Aumento en impuestos, tasas y contribuciones (ITC) en COP 648 M (24.7%) por una mayor contribución de solidaridad por gas combustible y por aportes incremento demanda de GNV, afectado por una disminución en el gasto de alumbrado público por el pago en el año 2023 de vigencias anteriores del municipio de Aipe, situación que no se presenta en el año 2024.
- La variación de depreciaciones y amortizaciones de COP 1,511 M (1.5%) se debe al reconocimiento del contrato consorcio transporte especial dentro de las cuentas de costo de depreciación, dado que en el 3T23 estaba en cuentas de gasto por depreciación.
- Los otros costos aumentaron COP 11,638 M (33.5%) entre el 3T23 y el 3T24 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	3T23	3T24	Var	Var %	9M23	9M24	Var	Var %
Servicios personales	12.759	9.504	-3.254	-25,5%	36.625	36.224	-401	-1,1%
Gastos generales	10.628	13.034	2.406	22,6%	36.024	41.210	5.186	14,4%
Impuestos	3.850	2.553	-1.297	-33,7%	8.520	9.029	509	6,0%
DA&P*	6.807	23.812	17.005	249,8%	25.311	75.090	49.779	196,7%
Otros gastos	0	0	0	0,0%	0	0	0	0,0%
Otros ingresos	-5.096	-1.011	4.085	-80,2%	-21.661	-34.738	-13.076	60,4%
Total	28.947	47.892	18.944	65,4%	84.819	126.816	41.998	49,5%

*DA&P: Depreciaciones, Amortizaciones y Provisiones

Los gastos de administración y operacionales, sin incluir otros ingresos, presentaron un aumento de COP 14,860 M (43.6%), explicados principalmente por:

- Menores gastos de servicios personales en COP 3,254 M (-25.5%), los cuales se explican principalmente por la captura de la eficiencia administrativa (HeadCount) y una menor realización de desembolsos en créditos de vivienda.
- Mayores gastos generales en COP 2,406 M (22.6%) que se deben principalmente a servicios informáticos y de soporte, por nuevo contrato de Full Outsourcing de mesa de servicio, Piloto de Gobierno de Datos y Soporte y mantenimiento de modelos analíticos, así como costos de suscripción de los servicios ArcGIS, Azure, Unifer, licencias SAP Analytics Cloud.
- Aumento en depreciaciones, amortizaciones y provisiones (DA&P) en COP 17,005M (249.8%) que se deben principalmente al aumento en la provisión de COP 17,348 M por las glosas que se generaron durante el 3T24 con algunos remitentes por la controversia generada en los valores facturados por el servicio de transporte.
- Menores gastos de impuestos, tasas y contribuciones en COP 1,297 M (-33.7%) que se explican por una reducción en la provisión de la contribución de la CREG, menor impuesto

de industria y comercio para Bogotá, así como un menor gasto por IVA descontable, lo anterior se ve compensado por un aumento en el pago la contribución del GMF durante la vigencia 2024 la cual fue superior al valor de 2023.

Por su parte, los otros ingresos disminuyeron en COP 4,085 M (-80.2%), debido a un menor valor en las indemnizaciones de reconocimiento de siniestros y por menor recuperación de provisiones.

Como lo planteamos desde el principio del año 2024, tenemos como foco hacer sostenibles las eficiencias logradas en el proceso de Transformación para apalancar los resultados financieros esperados en la compañía; al cierre del 3T24 continuamos identificando nueva iniciativas y oportunidades de eficiencias en OPEX principalmente en la gestión administrativa, haciendo un seguimiento detallado a los procesos de contratación, acuerdo de servicios con Grupo Energía Bogotá, reorganización administrativa, optimización del programa de seguros y priorización de actividades; frente al presupuesto de 2024 se espera un total de ahorros por COP 16.546 M que se encuentran en estructuración, de los cuales al corte del 3T se tienen capturados un total de COP 9.697 M, estos ahorros nos permitirán apalancar las metas de eficiencia previstas para 2024.

Desde los resultados del pilar de eficiencia, se resalta que a 3T24 se han incluido veinticinco (25) nuevas iniciativas en el año 2024 con impactos estimados recurrentes de COP 13,628 M y One Time de COP 23,082 M, de los cuales se esperan impactos en Opex recurrentes por COP 13,150 M y One Time por COP 7,417 M, con estos avances se logra un total en el portafolio del pilar de COP 106,707 M de impactos recurrentes y COP 112,998 M de impactos One Time acumulados durante todo el programa de transformación, de los cuales COP 100,235 M han tenido impacto en el Opex de la compañía manteniendo los niveles de eficiencia en el gasto, sumado a los impactos de iniciativas One Time Opex que se espera capturar en 2024 por valor de COP 15,240 M asegurando el cumplimiento de la meta prevista para 2024.

EBITDA

Tabla N°6 – EBITDA

COP Millones	3T23	3T24	Var	Var %	9M23	9M24	Var	Var %
EBITDA	422.979	419.395	-3.584	-0,8%	1.198.268	1.239.382	41.114	3,4%
Margen EBITDA	81,6%	79,4%		-2,2 pp	81,0%	78,8%		-2,2 pp

El EBITDA disminuyó ligeramente (COP -3,584 M) (-0.8%) entre el 3T24 y el 3T23 explicado por un mayor incremento en los costos y gastos operacionales en comparación con los ingresos operacionales durante el 3T24, lo cual se compensa en el cálculo del EBITDA con mayores costos y gastos por concepto de depreciaciones y amortizaciones.

Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de COP -120,012 M en 3T23 a COP -108,659 M en 3T24, con una variación de COP 11,353 M (9.5%) explicada principalmente por:

- Costos financieros (COP -10,062 M; -7.8%) 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, donde el costo de la cobertura para el 3T24 es inferior en COP 14,727 M respecto al 3T23, ii) intereses 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. por COP 37,184 M durante el 3T24; iii) menores costos por COP 19,376 M por los intereses

del crédito intercompañía con GEB S.A. E.S.P. registrados en el 3T23; iv) por efecto de actualización financiera de la provisión de desmantelamiento cuya disminución para el 3T24 con respecto al 3T23 es COP 8,529 M; y v) por menores intereses del bono internacional por COP 4,562 M por la revaluación del peso colombiano.

- Diferencia en cambio neta (COP 2.018 M; -234.0%) por: i) diferencia en cambio en el capital de la deuda intercompañía con Grupo Energía Bogotá por COP -51.097 M (se canceló en diciembre de 2023); ii) diferencia en cambio de los bonos internacionales y las recompras de junio de 2023 por COP 49,954 M (vigente y con cobertura desde junio de 2023) y iii) diferencia en cambio por otros conceptos, efectivo y equivalentes, cuentas por pagar y cuentas por cobrar por COP 3,161 M.

Impuestos

Corriente: El impuesto a las ganancias disminuyó en COP 2.172 M (-1,9%) entre el 3T23 y el 3T24, llegando a COP 109,530 M para el 3T24, principalmente producto de una menor utilidad gravable en el período.

Diferido: El gasto por impuesto diferido pasó de COP 13,975 M en 3T23 a COP -39,088 M en 3T24, presentando una disminución por COP 53,063 M (-379.7%), debido a un incremento en las bases de cálculo ocasionadas por el diferencial cambiario sobre los pasivos en moneda extranjera.

Utilidad Neta

La utilidad neta del trimestre pasó de COP 76,596 M en 3T23 a COP 116,999 M en 3T24 (COP 40,402 M) (+52.7%), lo cual se explica por una reducción en la utilidad operacional, la cual a su vez se compensa con un mejor resultado no operacional gracias a los menores gastos financieros, lo cual se complementa con un menor gasto de impuesto a las ganancias y un menor gasto de impuesto diferido.

Perfil de Deuda

Tabla N°7 – Rubros relevantes de deuda

COP Millones	2023	3T24	Var	Var %
Deuda total neta	2.924.529	2.874.994	-49.535	-1,7%
Deuda total bruta	3.458.753	3.236.433	-222.319	-6,4%
EBITDA UDM*	1.613.917	1.653.811	39.895	2,5%
Gastos financieros UDM*	427.179	544.650	117.471	27,5%
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	3,0x	-0,7x	

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

Durante el 3T24 se realizó un abono al crédito bajo la modalidad “Club Deal” con entidades financieras locales por COP 112,000 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 940,506.9 M
Fecha desembolso:	19-dic-2023
Fecha vencimiento:	19-dic-2027
Plazo:	Cuatro (4) años
Tasa de interés:	IBR 3M + 3.75%
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 3.0x al cierre del 3T24, 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 402,000 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.

Tabla N°8 – Perfil de la deuda

COP Millones	Monto COP M	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Bonos Internacionales	2.280.525	USD\$ M	5,55%	01-nov-28
Crédito Financiero Club Deal	940.507	COP\$ M	IBR 3M +3.75%	19-dic-27
Leasing – Renting	7.429	COP\$ M	DTF + 2.90%	01-abr-26
Pasivo Financiero NIIF - 16	7.972	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 del pasivo financiero es de 14.2% en pesos.

Desempeño Comercial

Ingresos por Sector

Tabla N°9 – Composición Sectorial Ingresos	3T23	3T24	9M23	9M24
Residencial - Distribuidor	65,7%	68,3%	66,3%	68,9%
Industrial	15,8%	14,8%	15,7%	14,5%
GNV	4,3%	4,0%	4,6%	4,0%
Comercial	4,8%	2,8%	5,1%	2,9%
Térmicas	9,2%	8,9%	7,8%	8,3%
Refinería	0,0%	1,3%	0,4%	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 83.1% de los ingresos acumulados al cierre del 3T24. Durante el trimestre, el sector refinería fue el de mayor crecimiento porcentual pasando de COP 55 M en el 3T23 a COP 6,662 M en 3T24 (COP 6,607 M; +11,971.4%), con lo cual aumenta su participación en 1.3% vs. 3T23, El sector residencial fue el de mayor crecimiento absoluto con un aumento de los ingresos de COP 24,026 M (+7.2%), pasando de COP 333,597 M en el 3T23 a COP 357,624 M en 3T24. En cuanto al sector térmico, se observó una ligera disminución de los ingresos entre el 3T23 y el 3T24 de COP 469 M (-1.0%) pasando de COP 46,846 M en el 3T23 a COP 46,378 M en 3T24, con lo cual su participación en los ingresos se redujo en 0.3% vs. 3T23, producto de mayor generación de energía en el 3T23 como consecuencia del fenómeno de “El Niño” Por su parte, la participación de los ingresos de los sectores comercial, industrial y GNV decrecieron -2.0%, -1.1% y -0.3% respectivamente (COP -9,935 M, COP -3,075 M y COP -869 M), dado el aumento de participación de los sectores residencial y refinería.

Estructura Contractual

Tabla N°10 – Estructura de los contratos en firme

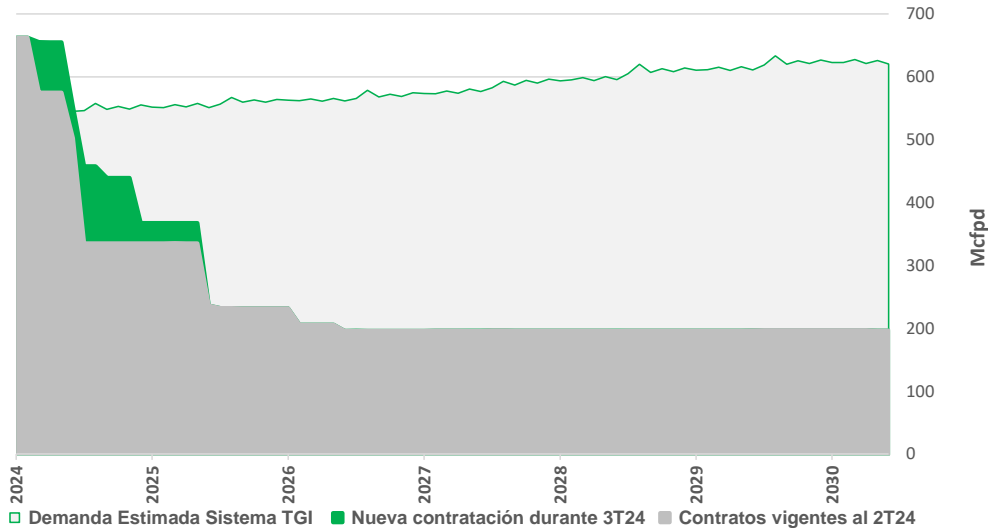
Descripción	3T23	3T24
No. Contratos Vigentes	585	608
No. Contratos En Firme	556	440
No. Contratos Interrumpibles	29	168
Vida Remanente Contratos en Firme	3,5	3,0

(Promedio años)

Se presenta un aumento del 3,9% en el número de contratos vigentes para el 3T24 vs 3T23 al pasar de 585 contratos a 608 contratos, donde dicho crecimiento se concentró en los contratos interrumpibles, los cuales se incrementaron en 139 contratos (+479%),

A septiembre de 2024, la compañía tenía contratada el 77.7% de su capacidad disponible desde fuentes en comparación con el 77,1% que tenía a junio de 2024, donde el 27.6% de sus contratos vigentes correspondían a modalidad interrumpible y el 72.4% 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 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.

Desempeño Operacional

Tabla N°11 – Indicadores operacionales seleccionados	3T23	3T24	Var %
Capacidad total – Mpcd	849	859	1.1%
Capacidad contratada en firme – Mpcd*	633	660	4.3%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	495	493	-0.5%
Factor de uso	57.0%	56.6%	-0.7%
Disponibilidad	100.0%	100.0%	0.0%
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 S.A. E.S.P. se mantiene en 4,033 Km, de los cuales 3,883 Km son de su propiedad y están operados por TGI S.A. E.S.P.; 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% tanto en el 3T23 como en el 3T24 y se presentó una disminución del factor de uso de -0.7 % para 3T24 respecto a 3T23 ocasionada por disminución en el despacho térmico

Tabla N°12 – Volumen por transportador (Mpcd)	3T23	Part %	3T24	Part %	Var %	Var Mpcd
TGI	495	50.3%	493	51.3%	1.0%	-2
Promigas	429	43.5%	406	42.3%	-1.2%	-23
Otros	61	6.2%	61	6.4%	0.2%	0
Total	985	100.0%	960	100.0%	11.6%	-25

En 3T24 TGI S.A. E.S.P. aumentó un 1.8% su volumen de transporte respecto al 3T23 y también se observó un aumento de la participación del volumen transportado promedio día en 1.0% en el mismo periodo. 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 493 Mpcd, mientras que el segundo es Promigas el cual transportó 406 Mpcd (las dos compañías tienen el 93.6%).

Tabla N°13 – Capacidad de transporte total del sistema TGI	Capacidad Mpcd
Ballena – Barrancabermeja	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 3T24 corresponden a COP 14,529.3 M, presentando un aumento de COP 10,134.9 M vs 3T23, principalmente por el avance en la ejecución en el tercer 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 (IPAT¹)

Julio de 2024: TGI manifestó de manera irrevocable, su voluntad de ejecutar proyectos IPAT asociados a la infraestructura que lo hace incumbente:

- 12 de julio de 2024: Ampliación Capacidad de transporte Ramal Jamundí.
- 15 de julio de 2024: Capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday y Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena

Septiembre de 2024: TGI radica a la CREG la información de los proyectos IPAT conforme lo dispuesto en el numeral f de la Resolución CREG 102 008 de 2022:

- 09 de septiembre de 2024: Ampliación Capacidad de transporte Ramal Jamundí.
- 12 de septiembre de 2024: Capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday y Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena.

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

<p>Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday</p> <ul style="list-style-type: none"> - Capex Estimado Proyecto: USD 6,0 M. - Capacidad de Transporte a: 20 Mpcd. - 3T23 TGI S.A. E.S.P. se notifica de resolución que se oficializa los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT. TGI S.A. E.S.P. presenta recurso de reposición. - 4T23 CREG expide Agenda Regulatoria Indicativa 2024 planteando para esta vigencia resolver recurso de reposición presentado por TGI S.A. E.S.P. - 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. - 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. - 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. 	<p>Ampliación de capacidad Ramal Jamundí hacia Popayán</p> <ul style="list-style-type: none"> - Capex Estimado Proyecto: USD 6,0 M. - Capacidad de Transporte a: 3 Mpcd. - 3T23 TGI S.A. E.S.P. se notifica de resolución que se oficializa los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT. TGI S.A. E.S.P. presenta recurso de reposición. - 4T23 CREG expide Agenda Regulatoria Indicativa 2024 planteando para esta vigencia resolver recurso de reposición presentado por TGI S.A. E.S.P. - 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. - 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. - 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.
<p>Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita</p> <ul style="list-style-type: none"> - Capex Estimado Proyecto: USD 105,0 M. - Capacidad de Transporte: 250 Mpcd. - 4T23 CREG expide Agenda Regulatoria Indicativa 2024 planteando para esta vigencia resolver recurso de reposición presentado por TGI S.A. E.S.P. - 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. - 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. - 3T24 No se presentan novedades asociadas al proyecto. 	<p>Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena</p> <ul style="list-style-type: none"> - Capex Estimado Proyecto: USD 5,0 M. - Capacidad de Transporte: 100 Mpcd. - 3T23 TGI S.A. E.S.P. se notifica de resolución que se oficializa los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT. TGI S.A. E.S.P. presenta recurso de reposición. - 4T23 CREG expide Agenda Regulatoria Indicativa 2024 planteando para esta vigencia resolver recurso de reposición presentado por TGI S.A. E.S.P. - 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. - 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. - 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.

Actualización Regulatoria

Tabla N°14 - Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado
CREG	Resolución 502 029 de 2023	Se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT Capacidad de Transporte en el tramo Mariquita – Gualanday de TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.	Publicada Ver más
	Resolución 502 030 de 2023	Se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena de TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.	Publicada Ver más
	Resolución 502 031 de 2023	Se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT Ampliación de la capacidad de transporte ramal Jamundí - Valle del Cauca de la TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.	Publicada Ver más
	Resolución No. 102 008 de 2024	Por la cual se modifica la Resolución CREG 175 de 2021 en virtud de las solicitudes particulares en interés general recibidas por la Comisión con base en lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994	Publicada Ver más
	Resolución CREG 102 007 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
	Resolución CREG 102 009 de 2024	Se modifica la Resolución CREG 186 de 2020 (disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro de gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el Mercado Primario y en el Mercado Secundario)	Publicada Ver más
UPME	Circular Externa UPME 009 de 2024	Publicación versión definitiva del estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038	Publicada Ver más
MME	Resolución 00662 de 2024	Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2024 - 2033	Publicada Ver más

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°15 - Estado de Resultados	COP Millones		Variación	
	3T23	3T24	COP	%
Ingresos	518.244	528.396	10.153	2,0%
Costo de operaciones	-167.011	-184.405	-17.393	10,4%
Utilidad bruta	351.232	343.992	-7.241	-2,1%
Margen bruto	67,8%	65,1%	-2,7 pp	
Gastos administración y operacionales (netos)	-28.947	-47.892	-18.944	65,4%
<i>Servicios personales</i>	-12.759	-9.504	3.254	-25,5%
<i>Gastos generales</i>	-10.628	-13.034	-2.406	22,6%
<i>Impuestos</i>	-3.850	-2.553	1.297	-33,7%
<i>Depreciaciones, amortizaciones y provisiones</i>	-6.807	-23.812	-17.005	249,8%
<i>Otros gastos</i>	0	0	0	0,0%
<i>Otros ingresos</i>	5.096	1.011	-4.085	-80,2%
Utilidad operacional	322.285	296.100	-26.185	-8,1%
Margen operacional	62,2%	56,0%	-6,2 pp	
Costos financieros	-128.455	-118.393	10.062	-7,8%
Ingresos financieros	11.797	9.907	-1.890	-16,0%
Diferencia en cambio neta	-862	1.156	2.018	-234,0%
Participación resultado de asociadas	-2.492	-1.329	1.163	-46,7%
Utilidad antes del impuesto de renta	202.273	187.441	-14.832	-7,3%
Impuesto a la ganancia	-111.702	-109.530	2.172	-1,9%
Impuesto diferido	-13.975	39.088	53.063	-379,7%
Utilidad neta	76.596	116.999	40.402	52,7%
Margen neto	14,8%	22,1%	7,4 pp	

[Descargar Datapack TGI](#) 

Tabla N°16 - Balance General	COP Millones		Variación	
	dic-23	sep-24	Var	Var %
Activos				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	534.223	361.439	-172.784	-32,3%
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	236.918	249.778	12.859	5,4%
Inventarios	97.170	99.487	2.317	2,4%
Otros activos no financieros	49.227	86.329	37.103	75,4%
Total Activo Corriente	917.539	797.033	-120.506	-13,1%
Activo No Corriente				
Propiedades, planta y equipo	8.662.709	8.455.089	-207.619	-2,4%
Activos por derecho de uso	7.518	7.959	442	5,9%
Inversiones en asociadas y subordinadas	42.328	40.943	-1.384	-3,3%
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	34.639	30.975	-3.664	-10,6%
Activos intangibles	682.857	665.004	-17.852	-2,6%
Otros activos financieros / no financieros	0	0	0	0,0%
Total Activo No Corriente	9.430.049	9.199.971	-230.078	-2,4%
Total Activo	10.347.588	9.997.004	-350.584	-3,4%
Pasivos				
Pasivo Corriente				
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por pagar	64.627	44.842	-19.785	-30,6%
Pasivo por impuestos	15.184	161.277	146.093	962,1%
Beneficios a empleados	16.861	17.378	517	3,1%
Provisiones	86.911	94.553	7.642	8,8%
Pasivo por arrendamientos	15.838	7.429	-8.409	-53,1%
Otros pasivos financieros	40.343	70.648	30.304	75,1%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	8.638	5.532	-3.107	-36,0%
Total Pasivo Corriente	248.402	401.659	153.257	61,7%
Pasivo No Corriente				
Pasivos financieros	1.343.165	941.345	-401.820	-29,9%
Provisiones	403.897	392.595	-11.302	-2,8%
Pasivo por impuestos diferidos	1.974.862	1.895.875	-78.987	-4,0%
Pasivo por Instrumentos financieros	192.276	100.301	-91.975	-47,8%
Bonos emitidos	2.111.258	2.298.587	187.329	8,9%
Otros pasivos	53.901	50.087	-3.814	-7,1%
Total Pasivo No Corriente	6.079.360	5.678.790	-400.569	-6,6%
Total Pasivo	6.327.762	6.080.449	-247.312	-3,9%

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	354.514	-313.101	-46,9%	
Resultados acumulados	-288.114	-288.114	0	0,0%	
Otras partidas de resultado integral	-1.277.922	-942.146	335.775	-26,3%	
Ajuste acumulado por conversión	2.667.474	2.302.155	-365.319	-13,7%	
Total Patrimonio	4.019.826	3.916.555	-103.271	-2,6%	
Total Pasivo y Patrimonio	10.347.588	9.997.004	-350.584	-3,4%	

Tabla N°17 - Estado de Flujo de Efectivo	COP Millones	
	sep-23	sep-24
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación		
Utilidad Neta	518.745	354.514
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	326.668	315.468
Diferencia en cambio no realizada	-162.222	-368
Beneficios a empleados	-1.927	-3.833
Costo amortizado (préstamos, depósitos)	0	0
Costo amortizado opción de compra BOMT	0	0
Costo amortizado obligaciones financieras	2.362	-580
Valoración operaciones de cobertura	73.623	166.148
Valoración obligación por desmantelamiento	33.732	9.401
Impuesto diferido	17.700	-61.163
Impuesto de renta	265.460	241.159
Costos financieros	176.764	228.983
Ingresos financieros	-37.679	-33.259
Valoración método de participación	12.748	4.943
Pérdida, propiedades, planta y equipo	0	0
Deterioro inventarios	36	33
Deterioro cuentas por cobrar	0	6.571
Provisiones (Recuperaciones)	-17.719	12.771
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
(Aumento) Disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	-14.575	972
(Aumento) Disminución en inventarios	-2.504	-2.350
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	-2.385	-37.103
(Aumento) Disminución en otros activos financieros	0	0
(Aumento) Disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-47.286	-25.823
(Aumento) Disminución en otras obligaciones laborales	1.486	4.350
(Aumento) Disminución en otros pasivos financieros	24.033	0
(Aumento) Disminución en pasivos estimados y provisiones	-55.324	-25.831
(Aumento) Disminución pasivo impuestos	98.291	-62.882
Pago de intereses	-76.074	-199.336
Pago de intereses parte relacionadas	-43.529	0
Pago de intereses cobertura	0	-121.666
Recaudo de Intereses	0	0
Impuestos Pagados	-158.766	-32.184
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	931.658	738.935
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Inversiones en Asociadas	0	0
Propiedad, planta y equipo	-59.615	-73.689
Intangibles	-63	-634
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-59.678	-74.323
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento		
Pago de dividendos	-421.437	-428.222
Pago de obligaciones financieras	-202.296	-410.401
Pago de obligaciones financieras relacionadas	0	0
Obligaciones financieras adquiridas	0	0
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-623.733	-838.623
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-136.793	-1.227
Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	111.454	-172.784
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	457.981	534.223
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	569.435	361.439

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 podrán 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
- 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.