



Informe de Resultados 3Q21 y 9M21



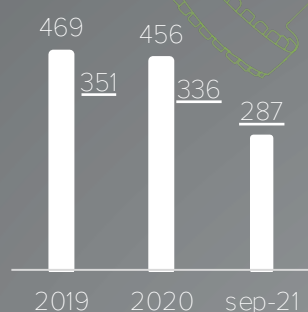
TGI
Grupo Energía Bogotá



Destacados

3Q21

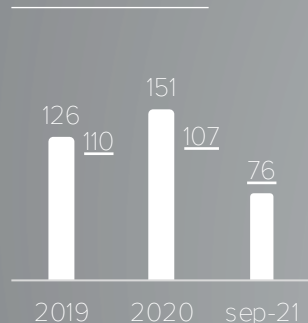
Ingresos
(USD mm)



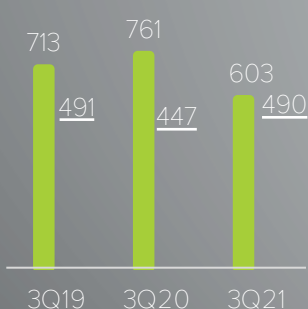
EBITDA
(USD mm)



Utilidad Neta
(USD mm)



Gas Contratado en
Firme y Transportado
(Mpcd)



Cifra subrayada: Volumen transportado
Cifras calculadas como promedios simples
trimestrales

TGI continua avanzando en su proceso de transformación, convirtiéndose en un aliado activo del sector

- Eficiencia:
 - i) Menor Opex en lo corrido de 2021 por USD 14,2 mm, de los cuales USD 10,4 mm corresponden a iniciativas de eficiencias estructurales y sostenibles
 - ii) Se continua desarrollando un portafolio de eficiencias por USD 15 mm
- Expansión:
 - i) Subasta de capacidad de transporte nos asegura 1,100 kpcd para 2022
 - ii) Estrategia comercial activa ha permitido ingresos adicionales por USD 5,9 mm
 - iii) Se presentaron ofertas de conexión para maduración conjunta con productores y servicios de O&M, soportado en una visión mas activa del negocio
 - iv) Regasificadora del pacifico: TGI desistió participar en el proceso por asignación de riesgos alta al inversionista
- Transformación:
 - i) Avance en iniciativa digitales para habilitar eficiencias en Capex de mantenimientos por USD 1,3 mm
 - ii) Firma de expresión de interés en la hoja de ruta del hidrogeno con el gobierno nacional
- Regulación:
 - i) Res 102 de 2021 que actualiza calculo de WACC con tasa de 10,94% en COP antes de impuestos
 - ii) Publicada resolución que define el valor de los activos que ya cumplieron VUN, con impacto favorable en ingresos

Tabla N°1 – Indicadores financieros relevantes

	3Q20	3Q21	Var	Var %	sept-20	sept-21	Var	Var %
Ingresos (USD miles)	110.011	96.107	-13.904	-12,6%	335.887	287.136	-48.752	-14,5%
Utilidad operacional (USD miles)	66.147	51.182	-14.965	-22,6%	195.714	158.972	-36.742	-18,8%
EBITDA (USD miles)	86.680	76.804	-9.876	-11,4%	263.322	228.783	-34.539	-13,1%
Margen EBITDA	78,8%	79,9%	1,1 pp		78,4%	79,7%	1,3 pp	
Utilidad neta (USD miles)	33.136	25.149	-7.987	-24,1%	107.113	75.929	-31.183	-29,1%
Deuda total bruta / EBITDA*	3,3x	3,6x	0,30x		3,3x	3,6x	0,30x	
EBITDA* / Gastos financieros*	5,0x	4,7x	-0,32x		5,0x	4,7x	-0,32x	

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 23 | 21:

BBB, estable

Moody's – Calificación Bono – Sep. 09 | 21:

Baa3, estable

*últimos 12 meses

Mercado del gas natural en Colombia

- La demanda nacional de gas natural varió +12,0% (+100,8 GBTUD) durante el 3Q21 explicado por: i) la recuperación de la demanda en gran parte de los sectores, principalmente industrial-refinería (+58,2 GBTUD) y mayores demandas del sector termoeléctrico (+33,4 GBTUD).
- La demanda del interior durante el mismo periodo presentó un incremento de +14,7% (+72,6 GBTUD), mejor al presentado que en el agregado del país producto de: i) una mejor dinámica del sector industrial-refinería (+66,4 GBTUD) e ii) incrementado por mayores consumos térmicos (18,1 GBTUD).

Tabla N°2 – Demanda de gas natural por sectores (GBTUD)

	Colombia			Interior del País		
	3Q20	3Q21	Var %	3Q20	3Q21	Var %
Industrial – refinería	378	436	15,4%	236	302	28,2%
Residencial – comercial	204	201	-1,3%	163	162	-1,0%
Termoeléctrico	178	212	18,7%	20	38	90,4%
Vehicular – GNV	41	50	23,8%	34	40	18,6%
Petroquímico	0	18	4932,3%	0	0	24,4%
Otros Consumos	41	26	-37,5%	39	23	-42,4%
Total	842	943	12,0%	492	565	14,7%

Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 3Q20 y del 3Q21 (3 meses), y las cifras acumuladas a sep-20 y sep-21 (9 meses).

Resultados trimestrales 3Q21

Ingresos de Operaciones

Tabla N°3 – Ingresos por tipo de cargo y moneda	USD miles		Var		USD miles		Var	
	3Q20	3Q21	USD	%	sept-20	sept-21	USD	%
Por tipo de cargo								
Capacidad & AOM	102.241	81.932	-20.309	-19,9%	313.301	245.543	-67.758	-21,6%
Variables	5.686	12.813	7.127	125,4%	17.884	36.789	18.905	105,7%
Otros Ingresos	2.085	1.363	-722	-34,6%	4.702	4.803	101	2,1%
Por moneda								
Indexados a USD	75.237	71.365	-3.872	-5,1%	229.938	212.442	-17.496	-7,6%
Indexados a COP	34.774	24.743	-10.031	-28,8%	105.949	74.693	-31.256	-29,5%
Total	110.011	96.107	-13.904	-12,6%	335.887	287.136	-48.752	-14,5%

Los ingresos del 3Q21 disminuyeron a USD 96,1 mm, una variación de USD -13,9 mm (-12,6%) respecto al mismo período de 2020 por menor capacidad contratada del tramo Ballena-Barranca, luego de la no renovación en dic-20 de 202 Mpcd de capacidad en firme de confiabilidad que se tenía contratada desde 2012.

El comportamiento de los ingresos por tipos de cargos en el 3Q21 se detalla a continuación:

- Los ingresos por capacidad correspondientes a cargos fijos en USD y AO&M (85,3% de los ingresos totales) disminuyeron USD -20,3 mm (-19,9%) entre el 3Q20 (USD 102,2 mm) y el 3Q21 (USD 81,9 mm), lo cual es explicado por los siguientes factores:
 - Los cargos fijos en USD fueron USD 58,5 mm en 3Q21, una variación de USD -9,8 mm (-14,3%) explicada por: i) la no renovación de contratos del gasoducto Ballena Barranca (USD -20 mm), compensada parcialmente por nuevas contrataciones en lo corrido del 2021 por USD +4,6 mm, pasando de una capacidad contratada de 251 mpcd en el 2020 a 49 mpcd; ii) la modificación de contratos que tenían pareja de cargos 100%-0% por contratos con pareja de cargos 80%-20% (USD -5,9 mm), disminuyendo el componente fijo (razón por la cual en 3Q21 los cargos fijos representan un menor porcentaje del total de ingresos); iii) durante 3Q20 los cargos fijos en USD se vieron impactados por la aplicación de la política comercial transitoria la cual finalizó el 30 de septiembre de 2020 reflejando un efecto positivo por USD +9,1 mm en 3Q21.
 - Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, fueron COP 90.039 mm, lo que representa una disminución de COP 36.586 mm (-28,9%). Expresados en USD fueron USD 23,4 mm, lo que representa una disminución de USD -10,5 mm (-31,1%) por las mismas razones explicadas en los cargos fijos. Cabe resaltar que en el 2020 los cargos AOM no fueron afectados por la Política comercial transitoria aplicable única y exclusivamente con ocasión del estado de emergencia económica, social y ecológica, declarado mediante el decreto 417 de 2020 – COVID 19 y la expedición de la resolución CREG 042 de 2020. Por lo tanto, la variación relativa en los cargos por AOM resulta mayor a la variación en Cargos Fijos en USD.

- Los cargos variables (13,3% de los ingresos totales) ascendieron a USD 12,8 mm, representando un incremento de USD 7,1 mm (+125,4%). Este incremento obedece principalmente a: i) modificación de contratos que tenían pareja de cargos 100%-0% por contratos con pareja de cargos 80%-20% y los desvíos asociados; ii) el volumen promedio transportado pasó de 447 MPCD en 3Q20 a 490 MPCD en 3Q21, una variación de +9,8% (ver cifras operacionales).
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios (1,4% de los ingresos totales) fueron USD 1,4 mm en 3Q21, una disminución de -34,6% vs. 3Q20 explicada principalmente por menores ingresos de servicios de parqueo (USD -0,7 mm).

En cuanto a los ingresos por moneda, USD 71,3 mm (74,3%) provienen de cargos denominados en USD (principalmente cargos fijos por capacidad y cargos variables) y los USD 24,7 mm (25,7%) restantes provienen de cargos denominados en COP (principalmente cargos fijos por AO&M).

- Los ingresos denominados en USD cayeron -5,1% en comparación con el mismo período del año anterior. La variación se explica principalmente por la caída de ingresos por cargos fijos en USD de USD -9,8 mm (-14,3%), tras la no renovación de contratos de Ballena-Barranca, compensada en parte por el crecimiento de ingresos por cargos variables en USD de USD +7,1 mm (+125,4%) por la modificación de pareja de cargos de algunos contratos. Durante este trimestre se observa una menor variación relativa de los ingresos denominados en USD dado que durante el 3Q20 los ingresos por cargos fijos en USD se vieron afectados por la aplicación de la política comercial transitoria.
- Los ingresos denominados en COP cayeron USD 10,0 mm (-28,8%), principalmente como consecuencia de la no renovación de contratos de Ballena-Barranca. Esta variación es mayor comparado con los ingresos en dólares dado que los ingresos en COP principalmente cargos fijos y AO&M se vieron en menor medida afectados por la política comercial transitoria aplicada en 2020.

En lo corrido del año, los ingresos pasaron de USD 335,9 mm a sep-20 a USD 287,1 mm a sep-21, una disminución de USD 48,7 (-14,5%), explicada por menores cargos fijos en USD (USD -35,8 mm) y menores cargos por AOM (USD -32,0 mm). Esto principalmente por la no renovación de los contratos del tramo Ballena-Barranca (USD -96,7 mm), parcialmente compensada por nuevas contrataciones (USD 21,0 mm) sumado a la recuperación por efecto covid por USD 22,3 mm.

Costo de Operaciones

	USD miles		Var		USD miles		Var	
	3Q20	3Q21	USD	%	sept-20	sept-21	USD	%
Servicios Profesionales	5.123	4.347	-776	-15,2%	15.266	12.728	-2.538	-16,6%
Mantenimiento	3.380	1.804	-1.576	-46,6%	14.341	5.138	-9.203	-64,2%
ITC	616	540	-76	-12,3%	1.823	1.679	-145	-7,9%
Depreciación y Amortización	21.806	23.507	1.700	7,8%	65.453	68.530	3.077	4,7%
Otros costos	8.070	6.125	-1.945	-24,1%	23.681	18.359	-5.322	-22,5%
Total	38.996	36.324	-2.673	-6,9%	120.564	106.433	-14.131	-11,7%

*ITC: Impuestos, tasas y contribuciones

Los costos operacionales presentaron una variación de USD -2,6 mm (-6,9%) entre 3Q20 y 3Q21, explicada principalmente por menores costos de mantenimiento y servicios de soporte contrarrestados parcialmente por mayores depreciaciones provenientes de capitalización de proyectos:

- Mantenimiento (USD -1,6 mm, -46,6%): Explicado por un efecto base de menores costos en 2021, asociado principalmente a la renegociación de contratos, resaltados principalmente en: i) USD -1,1 mm en mantenimiento de derechos de vía asociado a la reparación y cambio de revestimiento, suministro e instalación de cintas de refuerzo mecánico y reparaciones de revestimiento para restablecimiento de la integridad mecánica con base en el plan de manejo de integridad de la infraestructura de TGI, ii) USD -0,3 mm de costos asociados a la Integridad de Gasoductos (servicios de inspección, diagnóstico y evaluación de los sistemas de protección catódica de los gasoductos pertenecientes a TGI y iii) USD -0,1 mm asociados principalmente al mantenimiento de las edificaciones de TGI.
- Otros costos (USD -1,9 mm; -24,1%): principalmente de elementos y gas combustible por USD -1,1 mm y mayor valor reconocido en administración de infraestructura informática por USD -0,8 mm, relacionado al soporte y mantenimiento de licencias, adquisición de licencias para módulos adicionales, servicios de enlaces de comunicación y servicios técnicos especiales para la generación de indicadores de gestión.
- Depreciación y Amortización (USD +1,7 mm; +7,8%): Esta variación obedece principalmente a la capitalización de los proyectos Ramal Yariguies, Loop Pto Romero Vasconia, City Gates, Ramal Zona Industrial Cantagallo, Ramal Cantagallo - San Pablo, Ramal Galán Yondo, Mantenimientos Mayores, Obras de Geotecnia, Loop Pte Guillelmos y Loop Miraflores.

Como consecuencia del comportamiento descrito en el ingreso y la reducción de costos operacionales por eficiencias capturadas en el marco del plan de transformación TGI 2.0, la utilidad bruta del 3Q21 fue USD 59,8 mm, una disminución de USD -11,2 mm (-15,8%) respecto al mismo período del año anterior. El margen bruto en 3Q21 se ubicó en 62,2% comparado con 64,6% en 3Q20.

En lo corrido del año los costos de operación pasaron de USD 120,6 mm a sep-20 a USD 106,4 mm a sep-21, una disminución de USD 14,1 (-11,7%). Esta variación se explica por efecto base de menores costos de mantenimiento asociados al plan de manejo de integridad de la infraestructura desarrollado durante 2020 (USD -8,5 mm), sumado a reclasificaciones de costos de personal a gastos a igual que mayor capitalización de inversiones reflejadas en un incremento de la depreciación (USD +3,0 mm). De igual forma, en línea con la estrategia de eficiencia, se han logrado ahorros en servicios técnicos contratados por USD -3,1 mm. Dado el efecto conjunto en ingresos y costos, la utilidad bruta del periodo se ubicó en USD 180,7 mm (-16,1%), con un margen bruto de 62,9% vs. 64,1% a sep-20.

Gastos de Administración & Operacionales (netos)

Los gastos de administración y operacionales (netos de otros gastos e ingresos) aumentaron USD 3,7 mm (76,7%), pasando de USD 4,9 mm en 3Q20 a USD 8,6 mm en 3Q21, debido principalmente a:

- Depreciaciones y Amortizaciones (USD +5,2 mm; 490,2%): i) efecto base de reversión en el 3Q20 de la provisión por glosas producto del COVID-19 conforme a la política comercial transitoria de USD 2,6 mm; sumado al ii) reconocimiento de facturas glosadas de distribuidores en julio de 2021 por USD 2,4 mm y iii) un efecto de USD 0,6 mm del cálculo por deterioro conforme a la política de la compañía.
- Impuestos, gravámenes y tasas (USD -0,5 mm, -53,9%): Obedece principalmente a menores valores por concepto de la contribución a la Superintendencia de Servicios Públicos y la CREG.

- Otros ingresos (USD +1,9 mm; +924,8%) Corresponde principalmente a la recuperación de provisiones de acuerdo a concepto favorable externo en proceso judicial por USD 1,2 mm; ii) a mayores recuperaciones en el 3Q21 de siniestros por USD 0,4mm y iii) a otras provisiones no legalizadas por USD 0,3 mm.

A sep-21 los gastos de administración y operacionales netos fueron de USD 21,7 mm frente a USD 19,6 mm a sep-20, un incremento de USD 2,2 mm (+10,8%). Corresponde principalmente reconocimiento de facturas glosadas en 2021 (USD +3,8 mm) y mayor provisión de inventarios (USD+0,1 mm) compensado parcialmente mayores ingresos por recuperación de siniestros en por (USD +4,0 mm) y a la recuperación de provisiones por (USD +0,8mm).

Utilidad Operacional

El resultado en utilidad bruta del 3Q21 junto al incremento en gastos administrativo y operacional (netos) producto de cambios en las provisiones de cartera y otros, llevaron la utilidad operacional del periodo a USD 51,2 mm, una caída de -22,6% respecto al 3Q20, ubicando el margen operacional en 53,3% (-6,8 pp).

Acumulada a sep-21, la utilidad operacional se ubicó en USD 159,0 mm, una reducción de USD -36,7 mm (-18,8%) comparada con sep-20 por los efectos conjuntos de menor resultado bruto y mayores costos administrativos asociados a los efectos ya mencionados. Sin embargo el margen operacional solo se reduce en 2,9 pb, resultando que evidencia el enfoque en eficiencias que se ha buscado a lo largo de 2021 para mitigar los efectos de menores ingresos esperados.

Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de USD -17,6 mm en 3Q20 a USD -13,8 mm en 3Q21, explicado principalmente por:

- Ingreso Financiero (USD +0,9 mm; 96,0%) Esta variación se explica por la reversión en el 3Q21 del costo amortizado de préstamos a empleados, de acuerdo con la estrategia de migración de S4Hana, el cual se incluirá e imputará de manera automática en el mes de octubre a partir del módulo correspondiente.
- Costos financieros (USD -0,9 mm; -5,2%): Corresponde principalmente a la renegociación de la tasa del crédito intercompañía, pasando de 6,125% a 5,02%, la cual tuvo lugar en el mes de mayo de 2021.
- Participación resultado de asociadas (USD +2,6 mm; 245,3%): Por mayor utilidad en Contugas comparado con 3Q20 por la liberación de provisiones en Contugas luego del acuerdo logrado con Aceros Arequipa frente a las reclamaciones sobre facturación de los servicios de distribución, transporte y suministro de gas. Este acuerdo establece la suscripción de una adenda al contrato de servicios con ellos y la recuperación de USD 66 mm de la cuenta por cobrar con dicho cliente.

A sep-21 el resultado no operacional neto fue de USD -46,0 mm comparado con USD -38,4 mm a sep-20. Esta variación se explica por un menor aporte del ingreso por diferencia en cambio que genera la posición pasiva en pesos de los dividendos decretados. En particular, la fuerte devaluación que se presentó en 1Q20 comparado con 1Q21, que coincidió con el decreto de dividendos, generó un ingreso importante por diferencia en cambio el año anterior. De igual forma se resaltan los ingresos de resultados en asociadas por una mayor utilidad de Contugas y un menor costo financiero por la renegociación del crédito intercompañía, con efecto acumulado desde enero del 2021

Impuestos

El impuesto a la ganancia fue USD 13,3 mm, disminuyendo USD 4,4 mm (-24,7%) comparado con 3Q20, producto de una menor utilidad gravable en el 3Q 2021 respecto del 2020, ocasionada por un menor resultado operacional como se explicó previamente.

Por su parte, el impuesto diferido pasó de USD +2,3 mm en 3Q20 a USD +1,2 mm en el 3Q21 (-49,3%), 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.

A sep-21 el impuesto a las ganancias suma USD 38,7 mm comparado con USD 58,7 mm a sep-20, producto de la menor utilidad gravable por los efectos explicados en el resultado operacional y la ausencia del ajuste efectuado en el 2Q20 por diferencias entre el impuesto causado y provisionado de USD 7,9 mm. Por su parte el ingreso por impuesto diferido disminuye USD -6,8 mm (-80,3%) producto de las variaciones en las tasas de cambio que impactan las bases de cálculo del impuesto diferido.

Utilidad Neta

La utilidad neta pasó de USD 33,1 mm en 3Q20 a USD 25,1 mm en 3Q21, lo que representa una disminución de 24,1%, por los efectos en utilidad operacional que fueron parcialmente compensados por un mejor resultado no operacional.

La utilidad neta acumulada a sep-21 es USD 75,9 mm, una reducción de USD 31,2 mm (-29,1%) que evidencia los efectos de la disminución en la utilidad operacional y la menor ganancia por diferencia en cambio que se dio durante el 1Q21. Sin embargo, se resalta el menor costo financiero, en línea con la estrategia de eficiencia financiera de la compañía, y las ganancias por participación en resultados de asociadas.

EBITDA

Tabla N°5 – EBITDA	USD miles		Var		USD miles		Var	
	3Q20	3Q21	USD	Var %	sept-20	sept-21	USD	Var %
EBITDA	86.680	76.804	-9.876	-11,4%	263.322	228.783	-34.539	-13,1%
Margen EBITDA	78,8%	79,9%		1,1 pp	78,4%	79,7%		1,3 pp

El EBITDA en 3Q21 fue USD 76,8 mm, lo que representa una disminución de USD 9,9 mm vs. 3Q20 (-11,4%). Esta disminución en el EBITDA se explica por la caída en ingresos de USD -13,9 mm (-12,6%) que fue compensada parcialmente por una reducción de USD -4,0 mm (-17,3%) del OPEX. La reducción en OPEX corresponde a la captura de eficiencias operativas por USD -3,3 mm y disciplina en control de gastos por USD -1,2 mm, para un total de USD 4,5 mm durante el 3Q21 que fue contrarrestado por un efecto negativo de TRM por USD +0,1 mm, en 2021 se dio una menor TRM vs 2020, e indexación por USD +0,4 mm. Es importante destacar que los esfuerzos que la compañía ha realizado en temas de eficiencia se ven reflejados en mayor margen logrando un 79,9% respecto a un 78,8% en 3Q20.

El EBITDA a sep-21 fue USD 228,8 mm, lo que representa una disminución de USD -34,5 mm (-13,1%). Esta variación se explica por la caída en ingresos de USD -48,7 mm compensada por una reducción en OPEX de USD 14,2 mm. La reducción en OPEX corresponde a la captura de eficiencias operativas (USD 10,4 mm) y reducción en ejecución principalmente en los siguientes

conceptos: contratos de mantenimiento y reparación (USD -9,2 mm), menores gastos en contratos en administración de infraestructura informática (USD -2,4 mm), menores gastos en relación con comunidades (USD -0,5mm) y menores gastos por fletes y acarreos (USD -0,3 mm).

Perfil de Deuda

Tabla N°6 – Rubros relevantes de deuda	USD miles		Var	
	sept-20	sept-21	USD	%
Deuda total neta	994.622	1.033.764	39.142	3,9%
Deuda senior bruta	758.367	756.503	-1.864	-0,2%
Deuda total bruta	1.128.367	1.126.503	-1.864	-0,2%
EBITDA UDM*	346.824	316.995	-29.829	-8,6%
Gastos financieros UDM*	68.770	67.167	-1.603	-2,3%
Ratios de cobertura				
Deuda total bruta / EBITDA*	3,3x	3,6x	0,3x	
EBITDA* / Gastos financieros*	5,0x	4,7x	-0,3x	

*Corresponde al EBITDA y gastos financieros de los últimos doce meses (UDM)

Los gastos financieros UDM a corte de 3Q21 fueron USD 67,2mm, presentando una disminución de USD 1,6 mm (-2,3%) frente al periodo anterior. El menor gasto obedece principalmente a la reducción de la tasa del crédito intercompany de 6,125% a 5,02%, que se materializó en mayo de 2021.

En línea con la actualización de expectativas para el 2021, el indicador deuda bruta/EBITDA tenderá hacia el rango 3,7-3,9x hacia el cierre del año, dada la disminución de ingresos por vencimientos contractuales en el tramo Ballena-Barranca y mejores estimados de costos y gastos.

Tabla N°7 – Perfil de la deuda	Monto USD mm	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales	750	USD	5,55%	1-nov-28
Inter-compañía - Subordinada	370	USD	5,02%	21-dic-22
Leasing – Renting	3,5	COP	N/A	Largo Plazo
Pasivo Financiero NIIF - 16	3,0	COP	8,64%	N/A

Desempeño Comercial

Ingresos por Sector

Table N°8 – Composición Sectorial Ingresos	3Q20	3Q21	sept-20	sept-21
Residencial-Distribuidor	52,1%	69,1%	52,9%	71,8%
Industrial	13,4%	13,6%	12,8%	13,7%
GNV	6,5%	4,6%	6,2%	4,8%
Comercial	6,8%	3,7%	6,5%	3,3%
Térmicas	8,8%	6,5%	9,1%	4,2%
Refinería	12,5%	2,5%	12,5%	2,2%
Petroquímicas	0%	0%	0%	0%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

*Por cambios regulatorios se empezó a reportar la composición sectorial de ingresos de acuerdo con lo declarado por los clientes en los contratos comerciales. Ver anexo 1 del informe 1Q21

Los sectores residencial e industrial aportaron el 85,5% de los ingresos acumulados a sep-21. Por su parte el sector residencial/distribuidor fue el de mayor crecimiento a sep-21 con una

participación del 71,8% frente al 52,9% de sep-20. La distribución de ingresos acumulados por sectores sigue manteniendo un comportamiento similar al presentado en lo corrido del año a razón de la clasificación de algunos clientes de refinería que son atendidos ahora por el sector distribuidor.

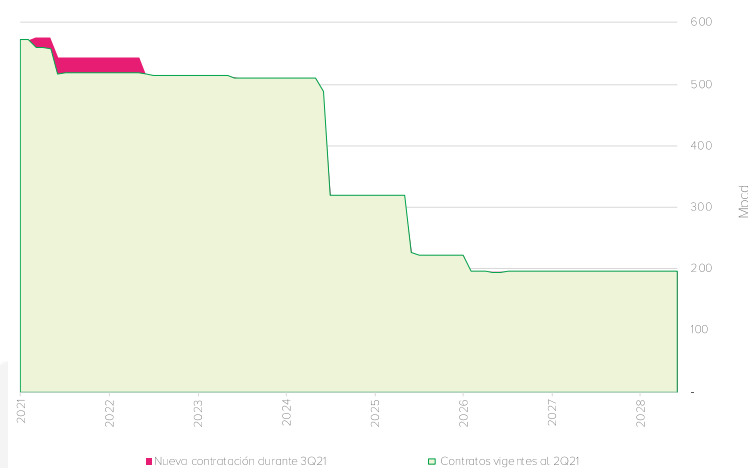
Estructura Contractual

Tabla N°9– Estructura de los contratos en firme	N° Contratos Vigentes	N° Contratos En Firme	N° Contratos Interrumpibles	Vida Remanente Contratos en Firme (promedio años)
sept-20	813	782	31	5,7
sept-21	714	710	4	5,0

Entre septiembre de 2020 y septiembre de 2021 los contratos vigentes variaron de 813 a 714, a razón gran parte de los contratos vencidos estaban dentro de un periodo contractual mensual y no a largo plazo. Al cierre del 3Q21, el 99,4% de los contratos eran firme y 0,6% en interrumpible. Los contratos en firme están en promedio ponderado bajo una pareja 89% cargos fijos y 11% variables.

A septiembre de 2021, la Compañía tiene contratada el 71,0% de su capacidad disponible, una disminución de 19,8 pp comparada con el 3Q20, por la baja producción de las fuentes de gas en La Guajira que llevaron a la no renovación de algunos contratos en el gasoducto Ballena-Barranca. Sin embargo respecto a 2Q21 cuando se tenía contratado el 67,3% de la capacidad disponible se presenta un incremento por la gestión comercial lograda en el marco la estrategia TGI 2.0

Gráfico N°1 – Vida remanente de los contratos



Desempeño Operacional

Tabla N°10 – Indicadores operacionales seleccionados	3Q20	3Q21	Var %
Capacidad total - Mpcd	837,8	849,4	1,4%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	761	603	-20,8%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	447,3	490,1	9,6%
Factor de uso	50%	51%	1,3 pp
Disponibilidad	100%	100%	0,0 pp
Longitud gasoductos - Km	4.017	4.033	0,4%

La longitud total de la red de gasoductos de TGI se mantiene en 4.033 Km, las últimas ampliaciones fueron Loop Puente Guillermo – La Belleza fase IV y Loop Porvenir - Miraflores 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 el contratista, según lo establecido en el contrato de operación y mantenimiento. El sistema funciona principalmente con el gas natural proveniente de las cuencas Ballena / Chuchupa y Cusiana / Cupiagua.

En el 3Q21, se observa un aumento del 9,57% del volumen transportado promedio día respecto al 3Q20, debido a la normalización de los efectos de la pandemia y aumentos de volúmenes transportados por desvíos de Promioriente a causa del evento del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga que impidió entregas del campo Gibraltar.

Tabla N°11 – Volumen por transportador (Mpcd)	3Q20	Part %	3Q21	Part %	Var %
TGI	447,3	54,9%	490,1	56,3%	9,6%
Promigas	328,8	40,4%	337,5	38,8%	2,6%
Otros	38,0	4,7%	42,7	4,9%	12,4%
Total	814,1	100,0%	870,3	100,0%	6,9%

Del volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, TGI continúa siendo el principal actor con 490,1 Mpc promedio día, mientras que el segundo es Promigas con 337,5 Mpc promedio día (las dos Compañías tienen el 95,1%), lo cual corresponde al transporte de 827,6 Mpcd.

Tabla N°12 – Capacidad de transporte total del sistema TGI	Capacidad Mpcd
Ballena – Barracabermeja	260
Mariquita – Gualanday	15
Gualanday – Neiva	11
Cusiana – Porvenir	470
Cusiana – Apiay	64
Apiay – Usme	18
Morichal – Yopal	12
Total	849

**La capacidad se cuantifica según los tramos con puntos de entrada de oferta de gas.*

Proyectos en ejecución

Las inversiones ascendieron a USD 4,6 mm durante el 3Q21 una disminución de USD -7,5 mm (-61,6%) vs 3Q21 por etapa de finalización del proyecto Cusiana Fase IV (USD -5,25mm) y reposición Ramales (USD -0,75mm). En Cusiana Fase IV el porcentaje de avance físico a sep-21 es 97,7% y en Reposición Ramales el porcentaje de avance físico es 99,2%.

Acumuladas a sep-21 las inversiones fueron 21,4 mm (-23,4%). Variación explicada por menor ejecución respecto a sep-20 en proyectos: reposición Ramales (USD -2,9 mm), Cusiana Fase IV (USD -1,7mm), ampliación centro operacional Cogua (USD -1,0mm) y en herramientas y equipos (USD -0,8mm).

Cusiana Fase IV

Descripción	Ejecución
Aumentar la capacidad de transporte de gas natural en 58 Mpcd entre Cusiana y Vasconia: – Construcción de 38,5 Km de loops de 30" de diámetro. – Ampliación de la Estación de Compresión de Gas de Puente Guillermo. – Adecuaciones de las Estaciones de Compresión de Gas de Miraflores y Vasconia.	Inversión total del Proyecto: USD 92,3 mm
	Capex total ejecutado a la fecha USD 87,49 mm
	Capex total ejecutado 3Q21 USD 4,2 mm
	Avance Físico de Obra 97,7%
	Entrada en operación:
	– Estación Puente Guillermo: 17 Mpcd / 2Q18
	– Loop Puerto Romero – Vasconia: 46 Mpcd / 1Q20
	– Loop Puente Guillermo – La Belleza: 10 Mpcd / 4Q20
	– Loop El Porvenir – Miraflores: 2 Mpcd / 1Q21

Reposición de Ramales

Descripción	Ejecución
Reposición de 4 ramales por cumplimiento de vida útil normativa de acuerdo con la resolución CREG 126 de 2016 y 1 por reposición por mutuo acuerdo: – Ramal Yariguíes – Puerto Wilches – Ramal – Pompeya – Ramal Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo – Ramal Cantagallo – San Pablo – Ramal Galán – Casabe – Yondó	Inversión total del Proyecto USD 11,6 mm
	CAPEX total ejecutado a la fecha USD 11,5 mm
	CAPEX total ejecutado 3Q21 USD 0,28 mm
	Avance Físico de Obra 99,2%
	Entrada en operación:
	– Ramal Yariguíes – Puerto Wilches: 4Q19
	– Ramal Pompeya: 4Q19
	– Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo: 1Q20
	– Ramal Cantagallo – San Pablo: 1Q20
	– Ramal Galán – Casabe – Yondó: 3Q20

Actualización Regulatoria

Tabla N°13 – Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado	
CREG	Circular CREG 057 de 2021.	Análisis jurídico de la resolución por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte.	Publicada	Ver más
	Resolución CREG 127 de 2021	Procedimientos proyectos del Plan de Abastecimiento.	Publicada	Ver más
	Resolución CREG 128 de 2021	Reglas complementarias infraestructura de importación.	Publicada	Ver más
	Resolución CREG 126 de 2021	Por la cual se modifica la Resolución CREG 185 de 2020.	Publicada	Ver más
	Resolución CREG 099 de 2021	Resuelven las solicitudes hechas por la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P. para la aplicación del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010 en los gasoductos y estaciones de compresión que cumplieron su vida útil normativa	Publicada	Ver más
UPME	Circulares Externas 043, 44, 49, 51 y 52 de 2021	Adendas 4 - 8 a los DSI de la convocatoria pública UPME GN No. 01, Infraestructura de Importación del Pacífico.	Publicada	Ver más
	Circular Externa No. 059 de 2021.	Acta de cierre de convocatoria pública UPME GN No. 01-2020.	Publicada	Ver más
MME	Resolución MME 40286 de 2021	Disposiciones respecto a la ejecución de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural ejecutados mediante procesos de selección	Publicada	Ver más
	Documento MME	Hoja de ruta del Hidrógeno en Colombia	Publicada	Ver más
	Resolución MME 014 de 2021	Por la cual se publica la Declaración de Producción de Gas Natural para el periodo 2021-2030	Publicada	Ver más
	Documento Hoja de Ruta	Hoja de ruta de la misión de transformación energética	Publicada	Ver más

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°14 - Estado de Resultados	USD miles		Variación	
	3Q20	3Q21	USD	%
Ingresos	110.011	96.107	-13.904	-12,6%
Costo de operaciones	-38.996	-36.324	2.673	-6,9%
Utilidad bruta	71.015	59.784	-11.231	-15,8%
<i>Margen Bruto</i>	<i>64,6%</i>	<i>62,2%</i>		
Gastos administración y operacionales (netos)	-4.868	-8.602	-3.734	76,7%
Servicios personales	-1.887	-2.394	-508	26,9%
Gastos generales	-3.181	-3.597	-415	13,1%
Impuestos	-1.073	-495	578	-53,9%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	1.073	-4.185	-5.258	-490,2%
Otros gastos	-1	0	1	-100,0%
Otros ingresos	202	2.070	1.868	924,8%
Utilidad operacional	66.147	51.182	-14.965	-22,6%
<i>Margen Operacional</i>	<i>60,1%</i>	<i>53,3%</i>		
Costos financieros	-17.498	-16.588	910	-5,2%
Ingresos financieros	888	1.740	852	96,0%
Diferencia en cambio neta	29	-561	-590	-2035,3%
Participación resultado de asociadas	-1.057	1.537	2.594	245,3%
Utilidad antes del impuesto de renta	48.508	37.310	-11.199	-23,1%
Impuesto a la ganancia	-17.717	-13.349	4.368	-24,7%
Impuesto diferido	2.345	1.189	-1.157	-49,3%
Utilidad neta	33.136	25.149	-7.987	-24,1%
<i>Margen Neto</i>	<i>30,1%</i>	<i>26,2%</i>		

Tabla N°15 - Estado de Resultados	USD miles		Variación	
	sept-20	sept-21	USD	%
Ingresos	335.887	287.136	-48.752	-14,5%
Costo de operaciones	-120.564	-106.433	14.131	-11,7%
Utilidad bruta	215.323	180.702	-34.621	-16,1%
<i>Margen Bruto</i>	<i>64,1%</i>	<i>62,9%</i>		
Gastos administración y operacionales (netos)	-19.609	-21.731	-2.122	10,8%
Servicios personales	-5.878	-7.701	-1.823	31,0%
Gastos generales	-9.259	-10.950	-1.691	18,3%
Impuestos	-2.317	-1.798	519	-22,4%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-4.225	-8.188	-3.963	93,8%
Otros gastos	-20	-40	-20	99,7%
Otros ingresos	2.091	6.948	4.856	232,2%
Utilidad operacional	195.714	158.972	-36.742	-18,8%
<i>Margen Operacional</i>	<i>58,3%</i>	<i>55,4%</i>	-	
			2,9031	-498,2%
Costos financieros	-52.578	-49.501	3.077	-5,9%
Ingresos financieros	3.092	3.212	120	3,9%
Diferencia en cambio neta	14.071	-529	-14.600	103,8%
Participación resultado de asociadas	-2.959	814	3.773	127,5%
Utilidad antes del impuesto de renta	157.340	112.968	-44.372	-28,2%
Impuesto a la ganancia	-58.695	-38.706	19.990	-34,1%
Impuesto diferido	8.468	1.667	-6.801	-80,3%
Utilidad neta	107.113	75.929	-31.183	-29,1%
<i>Margen Neto</i>	<i>31,9%</i>	<i>26,4%</i>		

		USD miles	
Tabla N°16 - Balance General		dic-20	sept-21
Activos			
Activo Corriente			
Efectivo y equivalentes de efectivo	136.628	92.739	
Cuentas por cobrar a clientes	62.694	43.150	
Inventarios	11.691	13.178	
Otros activos no financieros	3.412	6.975	
Total Activo Corriente	214.425	156.041	
Activo No Corriente			
Propiedades, planta y equipo	2.161.805	2.113.618	
Activos por derecho de uso	2.860	3.551	
Inversiones en asociadas y subordinadas	14.829	15.642	
Cuentas por cobrar comerciales	12.301	12.189	
Activos intangibles	157.632	156.168	
Otros activos financieros / no financieros	6.301	5.725	
Total Activo No Corriente	2.355.727	2.306.894	
Total Activo	2.570.152	2.462.935	
Pasivos			
Pasivo Corriente			
Cuentas por pagar a proveedores	12.060	2.842	
Pasivo por impuestos	38.480	-4.110	
Beneficios a empleados	5.298	4.499	
Provisiones	14.477	13.647	
Pasivo por arrendamientos	1.764	1.961	
Otros pasivos financieros	12.306	20.941	
Cuentas por pagar a partes relacionadas	3.036	6.606	
Total Pasivo Corriente	87.420	46.387	
Pasivo No Corriente			
Cuentas por pagar a partes relacionadas	370.000	370.000	
Pasivos financieros	6.188	5.387	
Provisiones	81.821	76.056	
Pasivo por impuestos diferidos	345.155	400.639	
Bonos emitidos	746.353	746.637	
Otros pasivos	15.703	14.056	
Total Pasivo No Corriente	1.565.221	1.612.776	
Total Pasivo	1.652.641	1.659.163	
Patrimonio			
Capital social	703.868	703.868	
Prima en emisión de acciones	56.043	56.043	
Reservas	184.913	203.181	
Resultado del periodo	150.785	75.929	
Resultados acumulados	-35.439	-92.590	
Otras partidas de resultado integral	-142.659	-142.659	
Total Patrimonio	917.511	803.772	
Total Pasivo y Patrimonio	2.570.152	2.462.935	

Tabla N°17 - Estado de Flujo de Efectivo	USD miles	
	dic-20	sept-21
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación		
Utilidad Neta	150.785	75.929
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	94.311	72.604
Diferencia en cambio no realizada	-21.594	529
Beneficios a empleados	-420	-1.669
Costo amortizado obligaciones financieras	360	284
Valoración obligación por desmantelamiento	4.462	3.625
Impuesto diferido	-14.005	-1.667
Impuesto de renta	76.998	38.706
Costos financieros	65.433	45.592
Ingresos financieros	-3.427	-1.543
Valoración método de participación	-3.189	-814
Pérdida, propiedades, planta y equipo	-2	40
Deterioro inventarios	666	158
Deterioro cuentas por cobrar	3.110	3.951
Provisiones (Recuperaciones)	-2.361	-6.942
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar a clientes	17.142	-20.135
Aumento en inventarios	-98	-1.645
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	15	1.716
Disminución en cuentas por pagar comerciales	-40.575	27.225
Aumento (disminución) en otras obligaciones laborales	1.221	1.051
Disminución en otros pasivos financieros	-520	-7.394
(Disminución) aumento en pasivos estimados y provisiones	3.390	1.660
Pago de intereses	-42.496	-20.983
Pago de intereses parte relacionadas	-22.663	-9.855
Impuestos Pagados	-59.629	-68.474
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	206.914	131.949
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Inversiones en asociadas	0	0
Propiedad, planta y equipo	-49.646	-23.219
Intangibles	0	0
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-49.646	-23.219
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento		
Pago de dividendos	-96.112	-132.517
Pago de obligaciones financieras	-1.898	-2.642
Obligaciones financieras adquiridas	0	0
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-98.010	-135.159
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-845	-17.460
Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	58.413	-43.889
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	78.215	136.628
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	136.628	92.739

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.
- mm: 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.