

Informe de Resultados

3Q 2020

3Q

3 MESES
2019 - 2020

Ingresos operacionales (-4,9%)

USD 115,7 mm **USD 110,0 mm**

EBITDA (-2,1%)

USD 88,5 mm **USD 86,7 mm**

Utilidad Neta (-7,4%)

USD 35,8 mm **USD 33,1 mm**

*3Q19: 1 de julio al 30 de septiembre de 2019

*3Q20: 1 de julio al 30 de septiembre de 2020

Desempeño Estratégico, Comercial y Operacional

- Mónica Contreras Esper es nombrada presidenta de la compañía desde el 19-oct-20.
- Política Comercial Transitoria vigente hasta el 30-sep-20 (Res. CREG 042-2020).
- Incorporación de 463 vehículos dedicados y firma de un nuevo contrato con el sector térmico.
- Reposición del Ramal Galán-Casabe-Yondó entró en operación el 26-ago-20.
- Cusiana Fase IV ratifica entrada en operación del Loop Puente Guillermo - La Belleza (4Q20) y Loop El Porvenir - Miraflores (1Q21).

Desempeño Financiero

- Moody's afirmó calificación del Bono en Baa3, perspectiva estable.
- Fitch afirmó calificación en BBB, perspectiva estable.
- **Posterior al trimestre:** i) Segundo pago de dividendos por COP 185,846 mm y ii) Pago del segundo cupón de los bonos por USD 21 mm.

Actualización Regulatoria

- C.E. UPME 044-2020: Publicación DSI Convocatoria pública UPME GN NO. 01 -2020 - Infraestructura de importación de gas del Pacífico.
- Res. MME 40304-2020: Adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.
- Res. CREG 155-2020: Proyecto de resolución para el cálculo del WACC de las diferentes actividades reguladas por la CREG.
- Res. CREG 160-2020: Proyecto de norma para establecer los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y otras disposiciones.
- Res. CREG 149-2020: Proyecto de resolución por la cual se regula el mecanismo de asignación de la capacidad de transporte de gas cuando hay congestión contractual.
- Auto CREG I-2020-003545: Actuaciones administrativas de activos que cumplen VUN, incorporando nueva información histórica al proceso.
- Cir. CREG 100-2020: Proyecto de Agenda Regulatoria Indicativa 2021.
- Cir. CREG 080-2020: Cronograma de Comercialización de Gas Combustible para el año 2020.
- Cir. CREG 076-2020: Modificación Agenda Regulatoria Indicativa 2020.
- Res. CREG 153-2020 y MME-MH 40209: Modificaciones a las disposiciones de diferimiento del pago del servicio de gas natural de usuarios de estratos 1 al 4.
- SSPD Guía de Comportamiento: Impactos de la gestión del riesgo en la prestación del servicio público de gas combustible por redes.
- C.E. SSPD 20201000000264: Actualiza compilación de la normatividad expedida en el marco de la emergencia sanitaria.
- Res. MME 40236, 40302/2020 y CREG 163-2020: Subsidio adicional del 10% para estratos 1 y 2.

Datos operacionales y financieros destacados

Tabla N°1 – Indicadores financieros relevantes

	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Ingresos (miles USD)	115.690	110.011	-4,9%
Utilidad operacional (miles USD)	64.264	66.147	2,9%
EBITDA (miles USD)	88.534	86.680	-2,1%
Margen EBITDA	76,5%	78,8%	2,3 pp
Utilidad neta (miles USD)	35.766	33.136	-7,4%
Deuda total bruta / EBITDA*	3,2x	3,3x	0,04x
EBITDA* / Gastos financieros*	4,1x	5,0x	0,9x
Calificación crediticia internacional:			
Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 29 20:	BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – Jul. 24 20:	Baa3, estable		

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

Tabla N°2 – Indicadores operacionales relevantes

	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Volumen transportado – Promedio Mpcd	490,7	447,3	-8,8%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	713,0	761,0	6,7%

Mercado de gas natural en Colombia

Tabla N°3 – Demanda de gas natural

Sector	Colombia			Interior del País		
	3Q 2019	3Q 2020	Var %	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Termoeléctrico	200,4	178,4	-11,0%	3,3	20,1	505,7%
Residencial – comercial	199,0	203,7	2,4%	159,4	163,5	2,6%
Industrial – refinería	460,0	377,5	-17,9%	306,9	235,9	-23,1%
Vehicular – GNV	57,0	40,7	-28,6%	44,0	33,5	-23,9%
Petroquímico	18,2	0,4	-98,0%	0,4	0,4	-15,5%
Otros Consumos	47,4	41,3	-12,8%	43,3	39,2	-9,5%
Total	981,9	842,0	-14,3%	557,4	492,5	-11,6%

Nota: Las cifras del 3Q20 corresponden a la información reportada a ago-20

- A nivel nacional, la demanda de gas natural decreció 14,3% (-140,0 GBTUD) del 3Q19 al 3Q20, explicado por una importante desaceleración generalizada en casi todos los sectores, producto de los impactos de la COVID-19, con especial relevancia del sector industrial-refinería (-17,9%, -82,5 GBTUD). Se destaca positivamente el incremento del consumo residencial-comercial (+2,4%, +4,7 GBTUD).
- Por su parte, en el interior del país, entre 3Q19 y 3Q20 se presentó una reducción de 11,6% (-64,9 GBTUD) en la demanda de gas natural, debido a una dinámica similar a la observada a nivel nacional.
- El sector industrial – refinería, a pesar de su desaceleración, continuó siendo el sector más representativo, tanto en la demanda nacional como en la del interior del país, con el 44,8% y 47,9%, respectivamente. Comparado con el 2Q20, tuvo una recuperación del 10,2% (+35,1 GBTUD).

Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 3Q19 y del 3Q20 (3 meses).

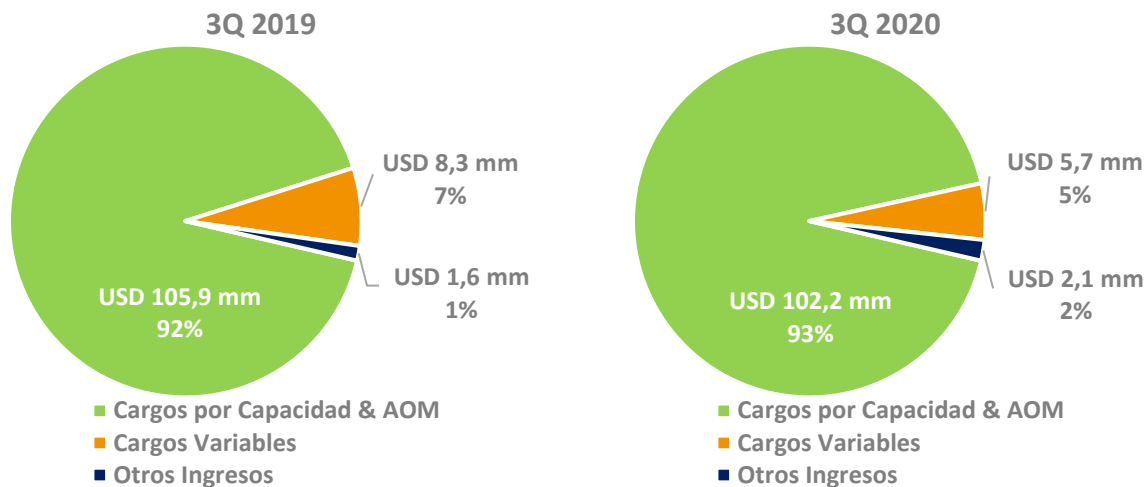
Ingresos

Los ingresos en el 3Q20 fueron USD 110,0 mm, una disminución del 4,9% respecto al mismo período de 2019. Como medida para contrarrestar los impactos en la demanda de gas natural por la COVID-19, la compañía estableció una política comercial transitoria en abril de 2020 que estuvo vigente hasta septiembre. Esta permitió un cambio temporal en la pareja de cargos para la Capacidad de Transporte Afectada (CTA), que para el 3Q20 representó, en promedio, 9,7% de la capacidad contratada en firme (vs. 15,7% en 2Q20). Gracias a esta gestión se logró mitigar un impacto inicial estimado en ingresos de USD 70 mm acumulados entre el 2Q20 y 3Q20.

El comportamiento de los ingresos por tipos de cargos en el 3Q20 se detalla a continuación:

- ▶ Los ingresos por capacidad correspondientes a cargos fijos en USD y AO&M (92,9% de los ingresos totales) disminuyeron USD 3,6 mm (-3,4%) entre el 3Q19 (USD 105,9 mm) y el 3Q20 (USD 102,2 mm), lo cual es explicado por los siguientes factores:
 - Los cargos fijos en USD cayeron USD 2,8 mm (-4,0%) como consecuencia de la aplicación de la política comercial anteriormente mencionada, que impactó estos cargos en aproximadamente USD 9,5 mm. Este efecto fue parcialmente contrarrestado por los ingresos adicionales generados por la entrada en operación en enero de 2020 del Loop Puerto Romero - Vasconia (Cusiana Fase IV), que aportó 46 MPCD y durante el tercer trimestre del año representó ingresos por cargos fijos de USD 5,0 mm.
 - Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, ascendieron a COP 126.625 mm en 3Q20 (+9,9%), impulsados por los ingresos adicionales por cargos fijos AO&M de Cusiana Fase IV (COP 6.310 mm). Sin embargo, expresados en USD disminuyeron USD 0,8 mm (-2,3%), debido a una mayor TRM promedio que tuvo un efecto negativo de re-expresión de COP a USD por aproximadamente USD 3,8 mm.
- ▶ Los cargos variables (5,2% de los ingresos totales) disminuyeron USD 2,6 mm (-31,2%) entre 3Q19 (USD 8,3 mm) y 3Q20 (USD 5,7 mm), debido principalmente a un menor volumen promedio transportado por efecto de las medidas de aislamiento, que afectaron la demanda de gas natural en los diversos sectores. El volumen promedio transportado en 3Q20 fue 447,3 MPCD vs. 490,7 MPCD en 3Q19 (-8,8%). Lo anterior derivó en que algunos agentes con diversos contratos (con diferentes parejas de cargo), utilizaran más sus contratos con pareja 100-0 que aquellos que tienen una componente variable.
- ▶ Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios (1,9% de los ingresos totales), ascendieron a USD 2,1 mm vs. USD 1,6 mm en 3Q19 (+33,0%), principalmente por mayor facturación en servicios de parqueo.

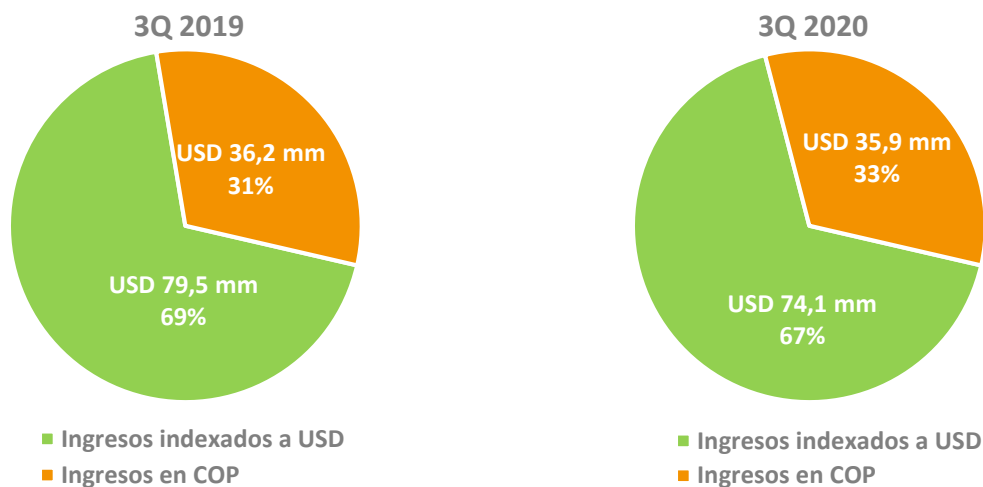
Gráfico N°1 – Ingresos operacionales por tipo de cargos



En cuanto a los ingresos por moneda, USD 74,1 mm (67,3%) provienen de cargos denominados en USD (principalmente cargos fijos en dólares y cargos variables) y los USD 35,9 mm (32,7%) restantes provienen de cargos denominados en COP (principalmente cargos fijos por AO&M).

- ▶ Los ingresos denominados en USD disminuyeron 6,8% en comparación con el mismo período del año anterior, reflejo de los menores cargos fijos por capacidad y cargos variables, por las razones ya mencionadas.
- ▶ Los ingresos denominados en COP cayeron 0,6%, como consecuencia de los efectos mixtos de los cargos por AO&M y otros ingresos operacionales, explicados anteriormente.

Gráfico N°2 – Ingresos operacionales por moneda



Costo de operaciones

Los costos operacionales presentaron una variación de -8,2% (-USD 3,5 mm) entre 3Q19 y 3Q20, explicada principalmente por una menor ejecución de costos de mantenimiento y reparaciones, así como menores costos de servicios personales y honorarios.

- ▶ Mantenimiento (-USD 2,3 mm, -40,8%): i) USD 1,2 mm correspondientes a mayores costos ejecutados en 2019, principalmente por instalación de cintas de refuerzo mecánico, obras mecánicas de reparación y cambios de revestimiento, para el restablecimiento de la integridad mecánica de la tubería; ii) USD 880 mil correspondientes a mayores costos ejecutados en 2019 por servicios de inspección y diagnóstico de la red de gasoductos, y por la ejecución de contratos de análisis y monitoreo de integridad mecánica, limpiezas internas de tubería, mantenimiento de superficies, entre otros; y iii) USD 220 mil correspondientes a mayores costos ejecutados en 2019 asociados a obras civiles y geotécnicas de los derechos de vía de los gasoductos propios de la compañía.

Como consecuencia del comportamiento descrito de los ingresos y el costo de operaciones, la utilidad bruta del 3Q20 fue USD 71,0 mm, presentando una reducción del 3,0% respecto al mismo período del año anterior. El margen bruto en 3Q20 se ubicó en 64,6% vs. 63,3% en 3Q19.

Gastos de administración y operacionales (netos)

Los gastos de administración y operacionales (netos de otros gastos e ingresos) disminuyeron -45,7%, pasando de USD 8,9 mm en 3Q19 a USD 4,9 mm en 3Q20, debido principalmente a:

- ▶ Depreciaciones, Amortizaciones y Provisiones (-USD 4,2 mm, -134,0%): -USD 4,4 mm correspondientes principalmente a la aplicación de las notas crédito y la reversión de glosas por COVID 19, producto de la política comercial transitoria y los acuerdos con los remitentes, conforme a la Resolución CREG-042 de 2020.
- ▶ Impuestos (+USD 293 mil, +37,6%): USD 578 mil correspondiente a mayores contribuciones efectuadas a la SSPD y a la CREG, compensado por un menor efecto asociado al IVA no descontable, el cual es incluido dentro de cada uno de los rubros del gasto.

Utilidad operacional

El resultado en utilidad bruta del 3Q20 fue contrarrestado positivamente por menores gastos de administración y operacionales (netos), ubicando la utilidad operacional del periodo en USD 66,2 mm, un incremento del 2,9% respecto al 3Q19 y margen operacional del 60,1% (+4,6 pp).

Resultado no operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) se vio presionado a la baja al pasar de -USD 14,4 mm en 3Q19 a -USD 17,6 mm en 3Q20, principalmente por un menor ingreso por diferencia en cambio (-USD 3,9 mm), que obedece principalmente al reconocimiento de la obligación asociada a los dividendos decretados en COP y provisiones por desmantelamiento reconocidas en COP, y al efecto de la variación de la tasa de cambio COP/USD.

Impuestos

El impuesto a la ganancia aumentó en USD 680 mil (+4,0%) del 3Q19 al 3Q20, llegando a USD 17,7 mm, producto de una mayor utilidad gravable en 2020 por el efecto de la TRM sobre las cifras fiscales en COP, principalmente en los rubros de depreciación fiscal, gastos administrativos y gastos financieros.

Por su parte, el impuesto diferido pasó de un ingreso por USD 2,9 mm en 3Q19 a uno de USD 2,3 mm en el 3Q20 (-USD 601 mil), 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.

Utilidad neta

La utilidad neta del 3Q20 cerró en USD 33,1 mm, una disminución de 7,4% y un margen neto de 30,1%, como consecuencia de los mencionados efectos mixtos a nivel operacional y un menor ingreso por diferencia en cambio.

EBITDA

El comportamiento del EBITDA refleja la fortaleza y resiliencia de la actividad operacional y del desarrollo del negocio de TGI frente a los fuertes impactos de la COVID-19, cerrando el 3Q20 en USD 86,7 mm, con un margen del 78,8%. Esto representa una disminución de USD 1,9 mm (-2,1%), pero una variación positiva del margen de 2,30 pp, debido principalmente a los efectos conjuntos de ingresos y costos de mantenimiento, explicados previamente.

Tabla N°4 – EBITDA

	3Q 2019	3Q 2020	Var %
EBITDA (miles USD)	88.534	86.680	-2,1%
Margen EBITDA	76,5%	78,8%	2,3 pp

Perfil de deuda

Tabla N°5 – Rubros relevantes de deuda

	Miles USD			
	sep-19	sep-20	Var USD	Var %
Deuda total neta	1.031.210	994.622	-36.589	-3,5%
Deuda senior bruta	766.951	758.367	-8.584	-1,1%
Deuda total bruta	1.136.951	1.128.367	-8.584	-0,8%
EBITDA UDM*	354.216	346.824	-7.393	-2,1%
Gastos financieros UDM*	86.020	68.770	-17.249	-20,1%

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

Tabla N°6 – Ratios de cobertura

	sep-19	sep-20
Deuda total bruta / EBITDA*	3,2x	3,3x
EBITDA* / Gastos financieros*	4,1x	5,0x

Los gastos financieros UDM en el 3Q20 disminuyeron USD 17,2 mm (-20.1%) respecto al 3Q19. La mayor parte de la variación es explicada por los gastos asociados a operación de manejo de deuda ejecutada en el 4Q 2018 (prima de USD 14,2 mm por el Call anticipado de los bonos TGI 2022 y comisión pagada a los bancos colocadores del Bono 2028) y un menor gasto de intereses por el crédito sindicado de IELAH que se canceló en agosto de 2019.

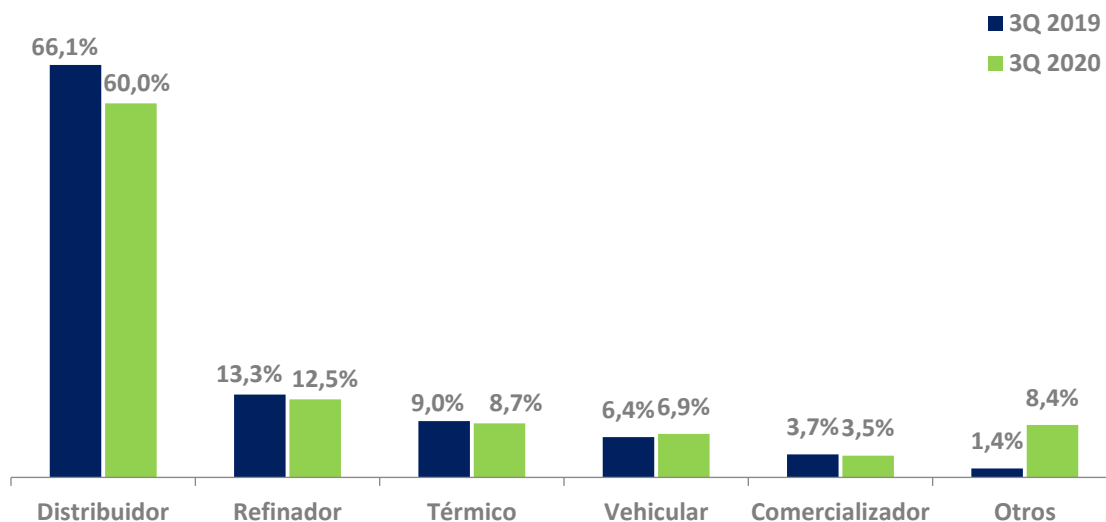
Tabla N°7 – Perfil de la deuda

Estructura de la deuda	Monto	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales	750	USD mm	5,55%	1-nov-28
Inter-compañía - Subordinada	370	USD mm	6,13%	21-dic-22
Leasing – Renting	6	USD mm	N/A	Largo Plazo
Pasivo Financiero NIIF - 16	3	USD mm	8,64%	N/A

Desempeño Comercial

Ingresos por sector

Gráfico N°3 - Composición sectorial ingresos



Los principales sectores atendidos por TGI mantuvieron un porcentaje en la distribución de ingresos relativamente estable, con algunas variaciones. Los tres sectores más representativos aportaron el 81,2 % de los ingresos del 3Q20. La participación de Otros aumentó por una mayor utilización de los contratos.

Estructura contractual

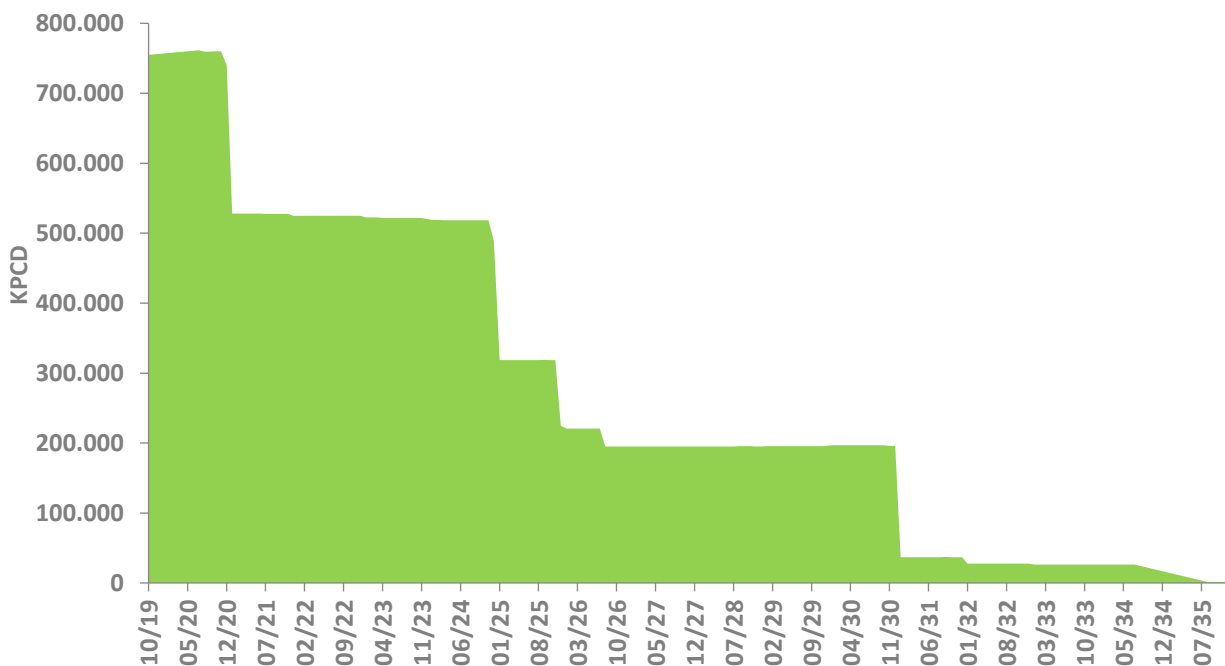
Tabla N°8– Estructura de los contratos en firme

Período	Nº de Contratos Vigentes	Nº de Contratos En Firme	Nº de Contratos Interrumpibles	Vida Remanente Contratos en Firme (promedio años)
sep-19	978	925	53	7,1
sep-20	813	782	31	5,7

Entre sep-19 y sep-20, hubo una variación de 978 contratos vigentes a 813, debido al vencimiento de contratos con periodos contractuales de un mes. Al cierre del 3Q20, el 96,2% de los contratos eran firme y 3,8% en interrumpible. Los contratos en firme están en promedio bajo una pareja 91% cargos fijos y 9% variables, aproximadamente.

A sep-20, la Compañía tiene contratada el 92,5% de su capacidad disponible. La capacidad contratada en firme aumentó 6,76% respecto a lo presentado en el mismo período de 2019, reportando 761 Mpcd, de los cuales 46 Mpcd corresponden al ingreso operativo del proyecto de ampliación Cusiana – Vasconia fase IV en 2020.

Gráfico N°4 – Vida remanente de los contratos



Desempeño Operacional

Tabla N°9 – Indicadores operacionales seleccionados

	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Capacidad total - Mpcd	791,8	837,8	5,8%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	490,7	447,3	-8,8%
Factor de uso	52,9%	49,7%	-3,1 pp
Disponibilidad	99,7%	100,0%	0,3 pp
Longitud gasoductos - Km	3.994	4.017	0,6%

La longitud total de la red de gasoductos de TGI ascendió a 4.017 Km, por la ampliación Cusiana – Vasconia fase IV. 3.867 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.

Tabla N°10 – Volumen por transportador (Mpcd)

	3Q 2019	Part %	3Q 2020	Part %	Var %
TGI	490,7	55,2%	447,3	54,9%	-8,8%
Promigas	353,7	39,8%	328,8	40,4%	-7,0%
Otros	44,8	5,0%	38,0	4,7%	-15,1%
Total	889,1	100,0%	814,1	100,0%	-8,4%

En 3Q20, el volumen transportado promedio día disminuyó 8.8% respecto al 3Q19, debido a la reducción de consumos por las medidas de aislamiento; sin embargo, durante el trimestre se evidencia una recuperación de los volúmenes frente al 2Q20 (+3,83%). Del volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, TGI continúa siendo el principal actor con 447,3 Mpcd, mientras que el segundo es Promigas con 328,8 Mpcd (las dos Compañías tienen el 95,3%), lo cual corresponde al transporte de 776,1 Mpcd.

Tabla N°11 – Capacidad de transporte total del sistema TGI

Por Tramo – Mpcd	Capacidad de Transporte
Ballena – Barracabermeja	260,0
Mariquita – Gualanday	15,0
Gualanday – Neiva	11,0
Cusiana – Porvenir	458,0
Cusiana – Apiay	64,2
Apiay – Usme	17,8
Morichal – Yopal	11,8
Total	837,8





Proyectos en ejecución

Tabla N°12 – Proyectos en ejecución

Proyecto	Descripción	Ejecución
Cusiana Fase IV	<p>Aumentar la capacidad de transporte de gas natural en 58 Mpcd entre Cusiana y Vasconia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 	<ul style="list-style-type: none"> • Inversión total del proyecto – USD 92,3 mm • Capex total ejecutado a la fecha – USD 69,9 mm • Capex total ejecutado 3Q20 – USD 6,3 mm • Avance Físico de Obra – 86,5% • Entrada en operación: <ul style="list-style-type: none"> – Estación Puente Guillermo: 17 Mpcd – 2Q18 – Loop Puerto Romero – Vasconia: 46 Mpcd – 1Q20 – Loops Puente Guillermo – La Belleza (4Q20*) y El Porvenir – Miraflores (1Q21*): 12 Mpcd - 1Q21*
Reposición de Ramales	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ramal Yariguíes - Puerto Wilches • Ramal – Pompeya • Ramal Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo • Ramal Cantagallo – San Pablo • Ramal Galán – Casabe – Yondó 	<ul style="list-style-type: none"> • Inversión total del proyecto – USD 11,6 mm • CAPEX total ejecutado a la fecha – USD 10,8 mm • CAPEX total ejecutado 3Q20 – USD 0,9 mm • Avance Físico de Obra – 93,6% • Entrada en operación: <ul style="list-style-type: none"> – Ramal Yariguíes – Puerto Wilches: 4Q19 – Ramal Pompeya: 4Q19 – Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo: 1Q20 – Ramal Cantagallo – San Pablo: 1Q20 – Ramal Galán – Casabe – Yondó: 3Q20

*Fecha estimada de entrada en operación

Actualización de expectativas financieras

 <p>Ingresos</p>	<p>Mejor comportamiento de la demanda, principalmente por el despacho térmico en mayo y junio, y reactivación de algunos sectores económicos que ha llevado a que la Capacidad de Transporte Afectada sea menor de lo esperado. La Política Comercial Transitoria finalizó el 30 de septiembre de 2020</p>	<p>c. -9% vs Plan 2020</p>
 <p>Provisión de Cartera</p>	<p>El recaudo se ha comportado de acuerdo a lo esperado, sin evidenciar riesgos en la cartera</p>	<p>Niveles aceptables</p>
 <p>Costos y Gastos</p>	<p>El control de gastos ha estado de acuerdo a lo definido por la compañía al inicio del aislamiento y no se proyectan variaciones frente a la menor ejecución estimada para el año</p>	<p>c. -10% vs Plan 2020</p>
 <p>Posición de caja</p>	<p>La caja de la compañía se ha mantenido en una posición sólida y no se prevé necesidades de financiamiento</p>	<p>Niveles aceptables</p>

Anexos

Tabla N°13 - Estado de Resultados	Miles USD		Variación	
	3Q 2019	3Q 2020	USD	%
Ingresos	115.690	110.011	-5.679	-4,9%
Costo de operaciones	-42.462	-38.996	3.465	-8,2%
Utilidad bruta	73.228	71.015	-2.213	-3,0%
<i>Margen Bruto</i>	63,3%	64,6%		
Gastos administración y operacionales (netos)	-8.965	-4.868	4.097	-45,7%
Servicios personales	-2.320	-1.887	433	-18,7%
Gastos generales	-3.254	-3.181	73	-2,2%
Impuestos	-780	-1.073	-293	37,6%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-3.153	1.073	4.225	-134,0%
Otros gastos	0	-1	-1	100%
Otros ingresos	541	202	-339	-62,7%
Utilidad operacional	64.264	66.147	1.883	2,9%
<i>Margen Operacional</i>	55,5%	60,1%		
Costos financieros	-17.708	-17.498	210	-1,2%
Ingresos financieros	1.086	888	-198	-18,3%
Diferencia en cambio neta	3.977	29	-3.948	-99,3%
Participación resultado de asociadas	-1.761	-1.057	703	39,9%
Utilidad antes del impuesto de renta	49.857	48.508	-1.349	-2,7%
Impuesto a la ganancia	-17.037	-17.717	-680	4,0%
Impuesto diferido	2.946	2.345	-601	-20,4%
Utilidad neta	35.766	33.136	-2.631	-7,4%
<i>Margen Neto</i>	30,9%	30,1%		

Tabla N°14 - Balance General

	Miles USD		Variación	
	sep-19	sep-20	USD	%
Activos				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	105.741	133.745	28.004	26,5%
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	58.991	57.731	-1.260	-2,1%
Inventarios	10.538	12.169	1.631	15,5%
Otros activos no financieros	5.064	6.640	1.576	31,1%
Total Activo Corriente	180.334	210.285	29.951	16,6%
Activo No Corriente				
Propiedades, planta y equipo	2.163.964	2.123.071	-40.893	-1,9%
Activos por derecho de uso	8.069	2.824	-5.245	-65,0%
Inversiones en asociadas y subordinadas	7.825	8.683	858	11,0%
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	9.897	10.308	410	4,1%
Activos intangibles	159.650	157.812	-1.838	-1,2%
Otros activos financieros / no financieros	6.783	5.645	-1.139	-16,8%
Total Activo No Corriente	2.356.189	2.308.343	-47.846	-2,0%
Total Activo	2.536.523	2.518.628	-17.895	-0,7%
Pasivos				
Pasivo Corriente				
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por pagar	14.616	10.882	-3.734	-25,5%
Pasivo por impuestos	32.526	20.642	-11.884	-36,5%
Beneficios a empleados	3.743	4.115	372	9,9%
Provisiones	11.119	9.323	-1.796	-16,2%
Pasivo por arrendamientos	4.213	2.329	-1.884	-44,7%
Otros pasivos financieros	35.567	21.783	-13.784	-38,8%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	47.681	56.108	8.427	17,7%
Total Pasivo Corriente	149.465	125.182	-24.283	-16,2%
Pasivo No Corriente				
Cuentas por pagar a partes relacionadas	370.000	370.000	0	0,0%
Pasivos financieros	12.738	6.038	-6.701	-52,6%
Provisiones	36.779	32.720	-4.059	-11,0%
Pasivo por impuestos diferidos	357.841	350.692	-7.148	-2,0%
Bonos emitidos	745.906	746.261	355	0,0%
Otros pasivos	0	13.896	13.896	100,0%
Total Pasivo No Corriente	1.523.264	1.519.608	-3.657	-0,2%
Total Pasivo	1.672.729	1.644.790	-27.940	-1,7%
Patrimonio				
Capital social	703.868	703.868	0	0,0%
Prima en emisión de acciones	56.043	56.043	0	0,0%
Reservas	172.325	184.913	12.588	7,3%
Resultado del periodo	109.640	107.114	-2.526	-2,3%
Resultados acumulados	-35.439	-35.439	-0	0,0%
Otras partidas de resultado integral	-142.643	-142.660	-17	0,0%
Total Patrimonio	863.793	873.839	10.046	1,2%
Total Pasivo y Patrimonio	2.536.523	2.518.629	-17.894	-0,7%

Tabla N°15 - Estado de Flujo de Efectivo

	Miles USD	
	sep-19	sep-20
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación		
Utilidad Neta	109.640	107.114
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	68.428	69.428
Diferencia en cambio no realizada	-9.224	-14.071
Beneficios a empleados	-252	-309
Costo amortizado obligaciones financieras	789	268
Valoración obligación por desmantelamiento	2.405	3.312
Impuesto diferido	-4.047	-8.468
Impuesto de renta	54.256	58.695
Costos financieros	50.564	48.998
Ingresos financieros	-2.896	-2.783
Valoración método de participación	5.101	2.959
Pérdida, propiedades, planta y equipo	0	-2
Deterioro inventarios	-1.901	-3
Deterioro cuentas por cobrar	3.399	195
Recuperación de provisiones	-1.016	-2.036
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	-45.264	-33.839
Aumento en inventarios	2.849	92
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	-4.868	-2.548
Disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	27.898	18.833
Aumento (disminución) en otras obligaciones laborales	65	-72
Disminución en otros pasivos financieros	24	-3.279
Pago de intereses	-21.009	-21.427
Pago de intereses parte relacionadas	-11.331	-11.331
Recaudo de intereses	110	0
Impuestos Pagados	-7.669	-59.629
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	216.051	150.097
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Inversiones en asociadas	0	0
Propiedad, planta y equipo	-43.907	-29.833
Intangibles	0	0
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-43.907	-29.833
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento		
Pago de dividendos	-44.998	-47.337
Pago de obligaciones financieras	-41.461	-1.292
Obligaciones financieras adquiridas	0	0
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-86.459	-48.629
Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo		
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-26.760	-16.105
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	46.816	78.215
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	105.741	133.745

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.
- ▶ ICANH: Instituto Colombiano de Antropología e Historia.
- ▶ Kpcd: Miles de pies cúbicos por día.
- ▶ MBTU: Miles de Unidades Térmicas Británicas.
- ▶ mm: millones
- ▶ MME: Ministerio de Minas y Energía.
- ▶ Mpcd: Mm de pies cúbicos por día.
- ▶ Promedio – Mpcd: Es el promedio del volumen transportado por día en el trimestre de estudio.
- ▶ SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- ▶ UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

Gerencia de Relación con el Inversionista

Email - ir@geb.com.co / www.grupoenergiabogota.com/inversionistas