



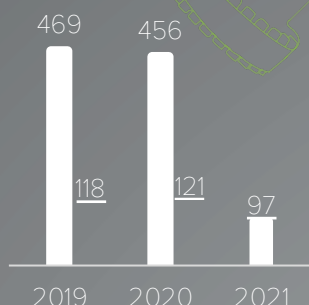
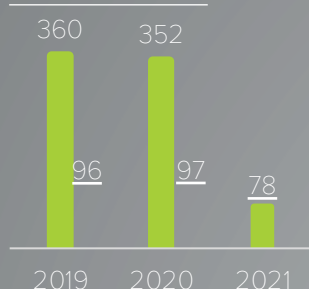
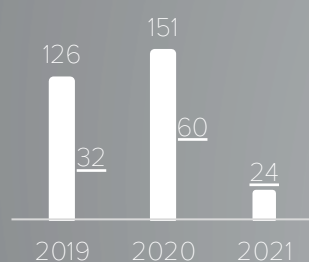
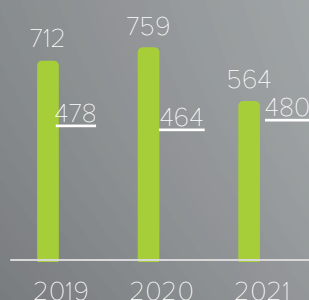
Informe de Resultados 1Q21



TGI
Grupo Energía Bogotá

Destacados

1Q21

Ingresos
(USD mm)EBITDA
(USD mm)Utilidad Neta
(USD mm)Gas Contratado en
Firme y Transportado
(Mpcd)

Cifra subrayada: Volumen transportado

TGI avanza en su año de transformación a través de 4 pilares estratégicos

- Eficiencia:** Mantenemos nuestro margen EBITDA en 80% luego de esfuerzos en eficiencia que buscan proteger nuestra generación de caja
- Expansión:** i) Iniciamos nuestra estrategia de incentivos a la demanda (casos industriales de cogeneración/sustitución), ii) se completó la debida diligencia de la Regasificadora del Pacífico (feb-21) y iii) culminamos el ultimo hito del proyecto Cusiana Fase IV con la puesta en operación del Loop El Porvenir-Miraflores (mar-21)
- Innovación:** se crea Vicepresidencia de Transformación mediante reorganización de equipos de trabajo
- Regulación:** La estimación inicial, producto de la Resolución CREG 004, indica que el WACC para Transporte de Gas puede ser de doble dígito (feb-21)
- Sostenibilidad:** i) TGI ocupó el segundo lugar en el ranking de auditoría general realizado por la Veeduría Distrital, ii) Great Place to Work: TGI obtuvo el índice más alto que se ha registrado históricamente desde el inicio de su medición en 2008, el mejor puntaje de las empresas del GEB e iii) TGI, en conjunto con aliados estratégicos inicia proyectos de gasificación rural en los municipios de Jesús María, Florián y Miraflores, con impacto en 16 veredas del área de influencia directa y 738 familias beneficiadas

Tabla N°1 – Indicadores financieros relevantes

	1Q20	1Q21	Var	Var %
Ingresos (USD miles)	120.783	96.640	-24.143	-20,0%
Utilidad operacional (USD miles)	73.850	53.738	-20.112	-27,2%
EBITDA (USD miles)	96.654	77.743	-18.911	-19,6%
Margen EBITDA	80,0%	80,4%	0,4 pp	
Utilidad neta (USD miles)	60.214	23.762	-36.453	-60,5%
Deuda total bruta / EBITDA*	3,1x	3,4x	0,25x	
EBITDA* / Gastos financieros*	5,2x	4,7x	-0,44x	

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 29 | 20:

BBB, estable

Moody's – Calificación Bono – Jul. 24 | 20:

Baa3, estable

Mercado del gas natural en Colombia

- La demanda nacional de gas natural disminuyó 21,4% (-225,1 GBTUD) durante el 1Q21 explicado por: i) desaceleración en el sector industrial-refinería (-169,4 GBTUD), producto de los impactos de la COVID-19, y menores consumos termoeléctricos por mayores aportes hídricos (-60,7 GBTUD) ii) compensado levemente por mayores consumos del sector Petroquímico (+47,9 GBTUD) y Residencial-Comercial (+11,5 GBTUD).
- La demanda del interior del país durante el mismo periodo presentó una leve caída de 2,1% (-12,7 GBTUD) producto de: i) menores consumos térmicos (-17,1 GBTUD), lo cual fue contrarrestado parcialmente por ii) una mejor dinámica del sector Residencial-Comercial (+7,0 GBTUD).

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

	Colombia			Interior del País		
	1Q20	1Q21	Var %	1Q20	1Q21	Var %
Termoeléctrico	316	255	-19,2%	57	39	-31,2%
Residencial – comercial	198	210	5,8%	161	168	4,3%
Industrial – refinería	442	273	-38,3%	312	313	0,4%
Vehicular – GNV	51	25	-50,7%	40	38	-4,0%
Petroquímico	1	48	9074,1%	1	1	2,2%
Otros Consumos	45	16	-63,8%	40	39	-3,8%
Total	1.053	827	-21,4%	610	597	-2,1%

Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 1Q20 y del 1Q21 (3 meses).

Resultados trimestrales 1Q21

Ingresos de Operaciones

Tabla N°3 – Ingresos por tipo de cargo y moneda	USD miles		Var	
	1Q20	1Q21	USD	%
Por tipo de cargo				
Capacidad & AOM	112.481	82.353	-30.128	-26,8%
Variables	6.594	12.775	6.182	93,8%
Otros Ingresos	1.709	1.512	-197	-11,5%
Por moneda				
Indexados a USD	84.187	71.467	-12.720	-15,1%
Indexados a COP	36.596	25.173	-11.423	-31,2%
Total	120.783	96.640	-24.143	-20,0%

Los ingresos del 1Q21 disminuyeron a USD 96,6 mm, una variación de USD -24,1 mm (-20,0%) respecto al mismo periodo de 2020 por menor capacidad contratada del tramo Ballena-Barranca, luego de los vencimientos en dic-20 de 205 Mpcd de capacidad que se tenía contratada desde 2012.

El comportamiento de los ingresos por tipos de cargos en el 1Q21 se detalla a continuación:

- Los ingresos por capacidad correspondientes a cargos fijos en USD y AO&M (85,2% de los ingresos totales) disminuyeron USD -30,1 mm (-26,8%) entre el 1Q20 (USD 112,5 mm) y el 1Q21 (USD 82,3 mm), lo cual es explicado por los siguientes factores:
 - Los cargos fijos por capacidad descendieron a USD 58,3 mm, una variación de USD -19 mm (-24,6%), principalmente por: i) vencimiento contractual del Ballena Barranca (USD -14,8 mm); y ii) modificación de contratos que tenían pareja de cargos 100%-0% por contratos con pareja de cargos 80%-20% (USD -5,8 mm), lo que hace que la componente en firme sea menor y la componente variable sea mayor (razón por la cual en 1Q21 los cargos fijos representan un menor porcentaje del total de ingresos).
 - Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, descendieron a COP 85.626 mm, un decrecimiento de COP 38.778 mm (-31,2%), explicado por los vencimientos contractuales. Expresados en USD disminuyeron a USD 24,1 mm, una variación de USD -11,1 mm (-31,5%), de los cuales USD -10,5 mm son explicados por los vencimientos Ballena-Barranca.
- Los cargos variables (13,2% de los ingresos totales) ascendieron a USD 12,8 mm, una variación de USD 6,2 mm (+93,8%), por la modificación de contratos que tenían pareja de cargos 100%-0% por contratos con pareja de cargos 80%-20% y los desvíos asociados, contrarrestado parcialmente por un menor volumen transportado durante el trimestre (ver cifras operacionales).
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios (1,6% de los ingresos totales) fueron de USD 1,5 mm en 1Q21 (-11,5%),

disminución explicada principalmente por menores ingresos por otros servicios no gravados – pérdidas de gas (USD -142 mil) y servicios de parqueo (USD -105 mil).

En cuanto a los ingresos por moneda, USD 71,5 mm (74%) provienen de cargos denominados en USD (principalmente cargos fijos por capacidad y cargos variables) y los USD 25,2 mm (26%) restantes provienen de cargos denominados en COP (principalmente cargos fijos por AO&M).

- Los ingresos denominados en USD disminuyeron -15,1% en comparación con el mismo período del año anterior por la caída de ingresos por cargos fijos en dólares de -USD 19 mm (-26,8%), tras los vencimientos de contratos de Ballena-Barranca, compensada en parte por el crecimiento de ingresos por cargos variables en USD 6,1mm (+93,8%) por la modificación de pareja de cargos de algunos contratos.
- Los ingresos denominados en COP cayeron -31,2%, principalmente como consecuencia de los vencimientos de contratos de Ballena-Barranca.

Costo de Operaciones

Los costos operacionales presentaron una variación de USD -6,0 mm (-14,9%) entre 1Q20 y 1Q21, explicada principalmente por menores costos de mantenimiento, impuestos y otros costos.

- Mantenimiento (USD -4,1 mm, -74,1%): explicado por un efecto base de mayores costos en 1Q20 de i) USD -1,3 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), relacionados a la ejecución del plan de integridad mecánica de la infraestructura de la compañía; ii) USD -1,4 mm en mantenimiento de derechos de vía; y iii) USD -1,2mm 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.
- Otros costos (USD -1,0 mm: -13,8%): i) USD -632 mil asociado a mayores costos ejecutados en 2020 principalmente de gas combustible y mayor valor reconocido por la provisión de costos de gas de OBA's; y ii) USD -361 mil, asociado a mayores costos ejecutados en 2020 relacionado al soporte y mantenimiento de licencias requeridas para el funcionamiento de la operación, adquisición de licencias para módulos adicionales, servicios de enlaces de comunicación y servicios técnicos especiales para la generación de indicadores de gestión.
- Impuestos, tasas y contribuciones (USD -419 mil; -51,4%): por menor ejecución en USD -378 mil de conversiones de vehículos a GNV y otros rubros menores producto de la contribución de solidaridad.

Tabla N°4 – Costos de Operaciones	USD miles		Var	
	1Q20	1Q21	USD	%
Servicios Profesionales	5.079	4.127	-952	-18,7%
Mantenimiento	5.581	1.448	-4.133	-74,1%
Impuestos, tasas y contribuciones	816	397	-419	-51,4%
Depreciación y Amortización	21.832	22.312	480	2,2%
Otros costos	7.356	6.341	-1.015	-13,8%
Total	40.663	34.625	-6.039	-14,9%

Como consecuencia del comportamiento descrito en el ingreso y el costo operacional, la utilidad bruta del 1Q21 fue USD 62,0 mm, presentando una disminución de USD -18,1 mm (-22,6%) respecto al mismo período del año anterior. El margen bruto en 1Q21 se ubicó en 64,2% comparado con 66,3% en 1Q20.

Gastos de Administración & Operacionales (netos)

Los gastos de administración y operacionales (netos de otros gastos e ingresos) aumentaron USD +2,0 mm (+32,0%), pasando de USD 6,3 mm en 1Q20 a USD 8,3 mm en 1Q21, debido principalmente a:

- Servicios personales y gastos generales (USD +1,3 mm, +27,7%): i) Mayor gasto en servicios personales en 2021 por USD +491 mil, asociado a una reclasificación desde costos de personal por estandarización de la información con Grupo Energía Bogotá, por lo cual se ve compensado con un menor valor en el costo de operaciones. Además, ii) un mayor valor de servicios, honorarios, impresiones y publicaciones por USD +670 mil.
- Los Otros Ingresos disminuyeron USD -658 mil (-46,4%) por mayores ingresos de recuperaciones de provisiones por USD 1,3mm asociados a gastos laborales en 2020, que se ve compensado parcialmente por ingresos de recuperación de seguros por siniestros en 2021 por USD +636 mil.

Utilidad Operacional

El resultado en utilidad bruta del 1Q21 junto al mayor gasto administrativo y operacional (netos) llevó la utilidad operacional del periodo a USD 53,7 mm, una caída de -27,2% respecto al 1Q20 y ubicando el margen operacional en 55,6% (-5,5 pp).

Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de USD -936 mil en 1Q20 a USD -18 mm en 1Q21, explicado principalmente por:

- Diferencia en cambio (USD -17,5 mm; -103,3%): por la estabilidad de la tasa de cambio entre el cierre del ejercicio 2020 y el decreto de dividendos del 2021. Por el contrario, en 2020, se experimentó una fuerte devaluación al cierre del 1Q20 en relación con el cierre de 2019 lo cual derivó en una utilidad por diferencia en cambio de USD 23mm

Impuestos

El impuesto a la ganancia disminuyó en USD 7,2 mm (-35,6%) del 1Q20 al 1Q21, llegando a USD 13 mm, producto de una menor utilidad gravable como consecuencia de los efectos explicados en el resultado operacional.

Por su parte, el impuesto diferido pasó de un ingreso por USD 7,4 mm en 1Q20 a uno de USD 956 mil en el 1Q21 (-87,1%), 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 1Q21 cerró en USD 23,8 mm, una disminución de USD -36,5 mm (-60,5%) y un margen neto de 24,6%, afectados por el resultado operacional como consecuencia de la disminución en ingresos y reducciones significativas en los ingresos por diferencia en cambio e impuesto diferido.

EBITDA

El EBITDA en 1Q21 fue USD 77,7 mm, lo que representa una disminución de USD 18,9 mm comparado con 1Q20 (-19,6%). Esta disminución en el EBITDA se explica por la caída en

ingresos de -20,0% que fue parcialmente compensada por una reducción de USD -5,2 mm (-21,7%) del Opex, logrando un ligero incremento en el margen, pasando de 80,0% en 1Q20 a 80,4% en 1Q21.

Tabla N°5 – EBITDA	USD miles		Var	
	1Q20	1Q21	USD	Var %
EBITDA	96.654	77.743	-18.911	-19,6%
Margen EBITDA	80,0%	80,4%		0,4 pp

Perfil de Deuda

Tabla N°6 – Rubros relevantes de deuda	USD miles		Var	
	mar-20	mar-21	USD	%
Deuda total neta	1.005.922	938.666	-67.255	-6,7%
Deuda senior bruta	761.168	755.780	-5.388	-0,7%
Deuda total bruta	1.131.168	1.125.780	-5.388	-0,5%
EBITDA UDM*	361.026	332.622	-28.404	-7,9%
Gastos financieros UDM*	69.512	70.036	524	0,8%
Ratios de cobertura				
Deuda total bruta / EBITDA*	3,1x	3,4x	0,3x	
EBITDA* / Gastos financieros*	5,2x	4,7x	-0,4x	

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

Los gastos financieros del 1Q21 estuvieron en el orden de USD 17,4 mm comparado con USD 17,6 mm en 1Q20, lo que representa una disminución de USD 0,2 mm (-1,2%), explicado principalmente por un menor gasto de intereses de leasing y renting (USD -0,13 mm), dado que el saldo de estas obligaciones se redujo de USD 6,2 mm en 1Q20 a USD 4,1 mm en 1Q21

Tabla N°7 – Perfil de la deuda	Monto USD mm	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales	750	USD	5,55%	1-nov-28
Inter-empresa - Subordinada	370	USD	6,13%	21-dic-22
Leasing – Renting	4,1	USD	N/A	Largo Plazo
Pasivo Financiero NIIF - 16	1,7	USD	8,64%	N/A

Desempeño Comercial

Ingresos por Sector

Tabla N°8 – Composición Sectorial Ingresos*	1Q20	1Q21
Residencial-Distribuidor	52,9%	73,1%
Industrial	13,0%	14,3%
GNV	6,3%	5,0%
Comercial	6,5%	3,2%
Térmicas	8,8%	2,4%
Refinería	12,5%	2,0%
Petroquímicas	0%	0%
Total	100,0%	100,0%

*Por cambios regulatorios se empezará a reportar la composición sectorial de ingresos de acuerdo con lo declarado por los clientes en los contratos comerciales. Ver anexo 1 para consultar la información pro-forma 2020.

Los sectores residencial/distribuidor junto a industrial, aportaron en conjunto el 87,4% de los ingresos del 1Q21. El crecimiento en la participación del sector Residencial-Distribuidor se debe a: i) un efecto base por menores ingresos del vencimiento contractual Ballena-Barranca, lo cual se refleja en la menor participación del sector refinería, térmicas y comercial y ii) a que el sector distribuidor entró a atender la refinería con sus contratos.

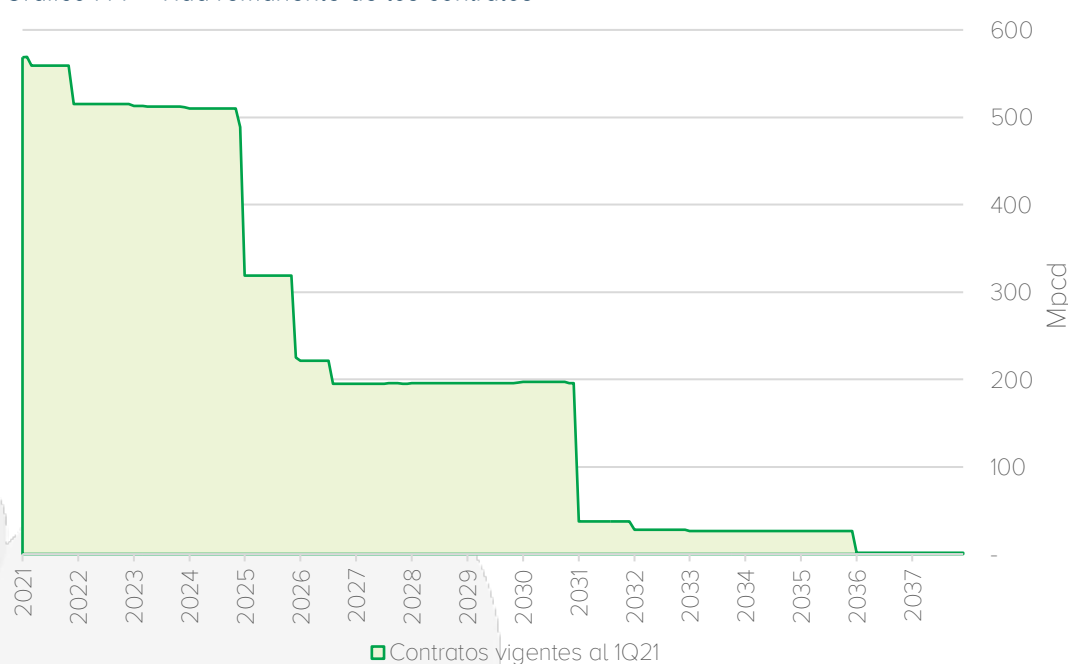
Estructura Contractual

Tabla N°9– Estructura de los contratos en firme	Nº Contratos Vigentes	Nº Contratos En Firme	Nº Contratos Interrumpibles	Vida Remanente Contratos en Firme (promedio años)
mar-20	996	930	66	6,2
mar-21	667	666	1	5,4

Entre marzo de 2020 y marzo de 2021, se pasó de 996 contratos vigentes a 667, lo anterior por vencimiento de contratos con periodos mensuales y no de largo plazo. Al cierre del 1Q21, el 99,9% de los contratos eran firme y 0,1% en modalidad interrumpible. Los contratos en firme están en promedio bajo una pareja 91,7% cargos fijos y 9% variables, aproximadamente.

A marzo de 2021, la Compañía tiene contratada el 66,6% de su capacidad disponible, una disminución de 23,7 pp comparada con el 4Q20, a razón del vencimiento contractual asociado a la capacidad del tramo Ballena-Barranca, la cual no fue renovada por la baja producción desde las fuentes de gas en La Guajira.

Gráfico N°1 – Vida remanente de los contratos



Desempeño Operacional

Tabla N°10 – Indicadores operacionales seleccionados

	1Q20	1Q21	Var %
Capacidad total - Mpcd	837,8	849,4	1,4%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	760	564	-25,8%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	500,8	480,0	-4,1%
Factor de uso	56%	49%	-6,3 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 ascendió a 4.033 Km, incrementó de 0,4% explicado por la incorporación del Loop Puente Guillermo – La Belleza fase IV y Loop Porvenir – Miraflores. 3.883 Km de gasoducto son 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°11 – Volumen por transportador (Mpcd)

	1Q20	Part %	1Q21	Part %	Var %
TGI	500,8	53,2%	480,0	55,7%	-4,1%
Promigas	397,3	42,2%	329,2	38,2%	-17,1%
Otros	43,5	4,6%	52,6	6,1%	21,0%
Total	941,5	100,0%	861,8	100,0%	-8,5%

En 1Q21, se observa una disminución del volumen transportado promedio día de -4,1% respecto al 1Q20 por la reducción de consumos por efecto de la coyuntura actual. Sin embargo, representa una menor caída comparada con el volumen transportado por el sistema (-8,4%), la cual se ve en proporción mas afectada por menores consumos de refinería, industriales y térmicos.

Del volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, TGI continúa siendo el principal actor con 480 Mpcd, mientras que el segundo es Promigas con 329,2 Mpcd (las dos Compañías tienen el 93,4%), lo cual corresponde al transporte de 809,2 Mpcd.

Tabla N°12 – Capacidad de transporte total del sistema TGI

	Capacidad Mpcd
Ballena - Barracabermeja	260
Mariquita - Guatanday	15
Guatanday - 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 7,4 mm durante el 1Q21. En Cusiana Fase IV el porcentaje de avance físico a mar-21 es 93,6% y en Reposición Ramales el porcentaje de avance físico es 98,5%.

Cusiana Fase IV

Descripción	Ejecución
Aumentar la capacidad de transporte de gas natural en 58 Mpcd entre Cusiana y Vasconia:	Inversión total del Proyecto: USD 92,3 mm
– Construcción de 38,5 Km de loops de 30" de diámetro.	Capex total ejecutado a la fecha USD 80,8 mm
– Ampliación de la Estación de Compresión de Gas de Puente Guillermo.	Capex total ejecutado 1Q21 USD 7,1 mm
– Adecuaciones de las Estaciones de Compresión de Gas de Miraflores y Vasconia.	Avance Físico de Obra 93,6%
	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:	Inversión total del Proyecto USD 11,6 mm
– Ramal Yariguíes - Puerto Wilches	CAPEX total ejecutado a la fecha USD 11,2 mm
– Ramal – Pompeya	CAPEX total ejecutado 1Q21 USD 0,25 mm
– Ramal Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo	Avance Físico de Obra 98,5%
– Ramal Cantagallo – San Pablo	Entrada en operación:
– Ramal Galán – Casabe – Yondó	– 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	Resolución 001 de 2021	Se regula el mecanismo de asignación de la capacidad de transporte de gas cuando hay congestión contractual	Publicada	Ver más
	Resolución 003 de 2021	Fórmula para el cálculo de los subsidios aplicables al consumo de energía eléctrica y gas combustible por red de tubería	Publicada	Ver más
	Resolución 004 de 2021	Metodología para el cálculo de la tasa de descuento aplicable a las actividades reguladas por la CREG	Publicada	Ver más
	Resolución 006 de 2021	Ajustes a la Resolución CREG 107 de 2017 - Plan de abastecimiento de gas natural.	En consulta	Ver más
	Resolución 007 de 2021	Ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017 – Infraestructura de importación de gas del Pacífico.	En consulta	Ver más
	Circular 018 de 2021	Socialización del cronograma de actividades para la asignación de la capacidad cuando hay congestión contractual, conforme a lo establecido en el artículo 10 de la Resolución CREG 001 de 2021	Publicada	Ver más
	CREG 026 de 2021	Disposición transitoria para la comercialización de capacidad de transporte de gas natural.	Publicada	Ver más
UPME	Circular Externa 002-2021	Publicación de respuestas frente a observaciones recibidas entre el 16 de diciembre de 2020 al 21 de enero de 2021 a los documentos de selección del inversionista publicados el 29 de octubre de 2020 mediante circular 044 de 2020	Publicada	Ver más
	Circular Externa UPME No 009-2021	Publicación Adenda No.2 a los documentos de selección inversionista de la convocatoria pública UPME GN No. 01 – 2020. Ajuste cronograma.	Publicada	Ver más
MME	Informe	Segunda Fase Misión de Transformación Energética	Publicada	Ver más

Anexo 1. Composición Sectorial de ingresos Pro-Forma

Tabla N°14 – Composición Sectorial Ingresos	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20
Residencial	52,9%	53,9%	52,1%	51,6%
Industrial	13,0%	12,0%	13,4%	13,9%
GNV	6,3%	5,6%	6,5%	5,8%
Comercial	6,5%	6,3%	6,8%	7,4%
Térmicas	8,8%	9,8%	8,8%	8,6%
Refinería	12,5%	12,4%	12,5%	12,8%
Petroquímicas	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	100%	100%	100%	100%

Anexo 2. Estados Financieros

Tabla N°15 - Estado de Resultados	USD miles		Variación	
	1Q20	1Q21	USD	%
Ingresos	120.783	96.640	-24.143	-20,0%
Costo de operaciones	-40.663	-34.625	6.039	-14,9%
Utilidad bruta	80.120	62.015	-18.104	-22,6%
<i>Margen Bruto</i>	<i>66,3%</i>	<i>64,2%</i>		
Gastos administración y operacionales (netos)	-6.270	-8.277	-2.007	32,0%
Servicios personales	-2.062	-2.686	-624	30,2%
Gastos generales	-2.598	-3.268	-670	25,8%
Impuestos	-637	-630	7	-1,1%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-2.372	-2.412	-40	1,7%
Otros gastos	-18	-40	-22	124,4%
Otros ingresos	1.417	759	-658	-46,4%
Utilidad operacional	73.850	53.738	-20.112	-27,2%
<i>Margen Operacional</i>	<i>61,1%</i>	<i>55,6%</i>		
Costos financieros	-17.602	-17.394	209	-1,2%
Ingresos financieros	1.146	793	-352	-30,8%
Diferencia en cambio neta	16.895	-559	-17.454	103,3%
Participación resultado de asociadas	-1.375	-805	569	41,4%
Utilidad antes del impuesto de renta	72.914	35.774	-37.140	-50,9%
Impuesto a la ganancia	-20.141	-12.968	7.173	-35,6%
Impuesto diferido	7.442	956	-6.486	-87,1%
Utilidad neta	60.214	23.762	-36.453	-60,5%
<i>Margen Neto</i>	<i>49,9%</i>	<i>24,6%</i>		

Tabla N°16 - Balance General	USD miles		Variación	
	dic-20	mar-21	USD	%
Activos				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	136.628	187.113	50.486	37,0%
Cuentas por cobrar a clientes	62.694	44.219	-18.475	-29,5%
Inventarios	11.691	11.429	-262	-2,2%
Otros activos no financieros	3.412	3.136	-276	-8,1%
Total Activo Corriente	214.425	245.898	31.473	14,7%
Activo No Corriente				
Propiedades, planta y equipo	2.161.805	2.147.666	-14.139	-0,7%
Activos por derecho de uso	2.860	2.317	-543	-19,0%
Inversiones en asociadas y subordinadas	14.829	14.023	-805	-5,4%
Cuentas por cobrar comerciales	12.301	11.581	-720	-5,8%
Activos intangibles	157.632	156.632	-1.000	-0,6%
Otros activos financieros / no financieros	6.301	5.807	-494	-7,8%
Total Activo No Corriente	2.355.727	2.338.026	-17.701	-0,8%
Total Activo	2.570.152	2.583.924	13.772	0,5%
Pasivos				
Pasivo Corriente				
Cuentas por pagar a proveedores	12.060	7.595	-4.465	-37,0%
Pasivo por impuestos	38.480	31.755	-6.724	-17,5%
Beneficios a empleados	5.298	5.622	325	6,1%
Provisiones	14.477	10.839	-3.638	-25,1%
Pasivo por arrendamientos	1.764	1.973	209	11,8%
Otros pasivos financieros	12.306	21.902	9.596	78,0%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	3.036	139.163	136.128	4484,1%
Total Pasivo Corriente	87.420	218.850	131.429	150,3%
Pasivo No Corriente				
Cuentas por pagar a partes relacionadas	370.000	370.000	0	0,0%
Pasivos financieros	6.188	4.803	-1.385	-22,4%
Provisiones	81.821	76.447	-5.374	-6,6%
Pasivo por impuestos diferidos	345.155	344.198	-956	-0,3%
Bonos emitidos	746.353	746.447	93	0,0%
Otros pasivos	15.703	14.424	-1.279	-8,1%
Total Pasivo No Corriente	1.565.221	1.556.319	-8.902	-0,6%
Total Pasivo	1.652.641	1.775.168	122.528	7,4%
Patrimonio				
Capital social	703.868	703.868	0	0,0%
Prima en emisión de acciones	56.043	56.043	0	0,0%
Reservas	184.913	203.181	18.268	9,9%
Resultado del periodo	150.785	23.762	-127.024	-84,2%
Resultados acumulados	-35.439	-35.439	0	0,0%
Otras partidas de resultado integral	-142.659	-142.659	0	0,0%
Total Patrimonio	917.511	808.755	-108.756	-11,9%
Total Pasivo y Patrimonio	2.570.152	2.583.924	13.772	0,5%

Tabla N°17 - Estado de Flujo de Efectivo	Miles USD	
	dic-20	mar-21
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación		
Utilidad Neta	150.785	23.762
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	94.311	23.450
Diferencia en cambio no realizada	-21.594	559
Beneficios a empleados	-420	-117
Costo amortizado obligaciones financieras	360	93
Valoración obligación por desmantelamiento	4.462	1.135
Impuesto diferido	-14.005	-956
Impuesto de renta	76.998	12.968
Costos financieros	65.433	16.165
Ingresos financieros	-3.427	-677
Valoración método de participación	-3.189	805
Pérdida, propiedades, planta y equipo	-2	220
Deterioro inventarios	666	152
Deterioro cuentas por cobrar	3.110	1.115
Recuperación de provisiones	-2.361	-753
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar	17.142	19.561
Aumento en inventarios	-98	110
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	15	784
Disminución en otros activos financieros	0	-13
Disminución en cuentas por pagar comerciales	-40.575	-15.517
Aumento (disminución) en otras obligaciones laborales	1.221	556
Disminución en otros pasivos financieros	-520	-3.275
(Disminución) aumento en pasivos estimados y provisiones	3.390	-7.149
Pago de intereses	-42.496	-61
Pago de intereses parte relacionadas	-22.663	0
Impuestos Pagados	-59.629	-12.493
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	206.914	60.424
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Inversiones en asociadas	0	0
Propiedad, planta y equipo	-49.646	-9.480
Intangibles	0	0
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-49.646	-9.480
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento		
Pago de dividendos	-96.112	0
Pago de obligaciones financieras	-1.898	-472
Obligaciones financieras adquiridas	0	0
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-98.010	-472
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-845	13
Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	58.413	50.485
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	78.215	136.628
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	136.628	187.113

Anexo 3. 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.