

**Operador:** Bienvenidos a la conferencia de resultados de TGI y Calidda para el cuarto trimestre del 2018. Mi nombre es Richard y seré su operador para la llamada de hoy.

En este momento, todos los participantes están en modo de solo escucha.

Esta teleconferencia se dividirá en dos partes: la primera para la presentación y preguntas y respuestas de TGI y, después, la presentación y preguntas y respuestas de Calidda.

Durante las sesiones de preguntas y respuestas, si tiene alguna pregunta, presione asterisco (\*) y luego 1 en su teléfono de tonos.

Las preguntas también se pueden realizar tanto en español como en inglés.

Por favor, tengan en cuenta que esta conferencia está siendo grabada.

Ahora, pasaré la llamada a Julio Hernando Alarcón, vicepresidente financiero encargado. Señor Alarcón, puede comenzar.

**Julio Hernando Alarcón:** Muy buenos días. Bienvenidos a la teleconferencia para entrega de resultados de Transportadora de Gas Internacional, TGI, correspondiente al cuarto trimestre del año 2018.

Primero que todo vamos a informar las cifras generales del cierre del año 2018.

La compañía cerró con ingresos de 441 millones de dólares, presentando un crecimiento del 6.9% respecto al año 2017. El EBITDA se ubica en 329 millones de dólares, presentando un crecimiento del 1.6. Por su parte, el margen EBITDA cerró en 74.5, frente a un 78.4 del año 2017. En cuanto a la utilidad operacional, cerramos en 249 millones de dólares, con un crecimiento cercano al 4% respecto al año 2017. Finalmente, la utilidad neta de la compañía fue de 136 millones de dólares.

Respecto a los hechos relevantes que tenemos en desempeño financiero, el 17 de octubre, TGI realizó el *pricing* de su bono, con un plazo 2028, cerrando una tasa de 5.55%, frente a 5.7% que tenía el bono 2022, y presentando una demanda de 3.5 veces lo ofertado. El 24 de octubre se pagó un saldo de dividendos a favor de GEB por 150,000 millones de pesos. El 1 de noviembre se ejerció la sustitución del bono 2022 por el bono 2028. En diciembre se realizó una capitalización a Contugas por 1.8 millones de dólares.

Frente al desempeño comercial, se tuvo la adjudicación de la licitación de Transmilenio, donde presentamos que 481 de los 1,383 articulados y biarticulados serán a gas, presentando un volumen estimado de 2.9 millones de pies cúbicos diarios. Resultados satisfactorios en el desarrollo del Foro TGI 2018, con asistencia de cerca de 270 invitados, con participación de diferentes agentes de la cadena, agremiaciones, gobiernos y sector productivo del país.

En el desempeño operacional, en diciembre se entregaron los puntos de salida Floresta en Boyacá y Paratebueno en Cundinamarca. Estuvo la entrada en operación del realineamiento del gasoducto Gualanday-Dina a finales de diciembre y se aumentó la capacidad del

gasoducto Morichal-Yopal, pasando de 5 millones de pies cúbicos diarios a 11.8 millones de pies cúbicos diarios.

Frente al desempeño financiero operacional, tenemos que los ingresos trimestrales cerraron en 111 millones de dólares, frente a 104, presentados en el cuarto trimestre del 2017. Y como les comentaba, cerrando en 441 el año 2018, un crecimiento del 6.9.

TGI presenta importante estabilidad en sus ingresos, son altamente regulados. La compañía goza con excelente calidad de contratos, el 97% de sus contratos están en firme y con una vida promedio restante de siete años, contratos en firme de 90% de cargos fijos, y en el cuarto trimestre del 2018, los principales clientes representaron aproximadamente el 88% de los ingresos y los sectores más representativos, el 98% de dicho rubro.

En ingresos por industria, encontramos que los distribuidores son los que representan el mayor porcentaje, 64.5%, seguido por la refinería y el sector térmico con 10,3%, y la refinería con 13.1%.

Ingresos por cliente, el más representativo, Gas Natural con 31.3%, seguido de Gases de Occidente con 13.8%, Ecopetrol, 14.7%, EPM, Isagen y Alcanos con menos del 10%, ubicándose EPM en 9.1%.

Frente a los costos y gastos operacionales, cerramos el trimestre con 55 millones de costos, frente a 53 millones del cuarto trimestre del 2017, y cerrando el año 2018 en costos de 198, presentado un crecimiento de 13.7%. La utilidad operacional del trimestre se cerró en 56 millones de dólares, frente a 52.1 millón de dólares del cuarto trimestre del 2017, cerrando la utilidad operacional del año 2018 en 249 millones de dólares, presentando un crecimiento cercano a 4%.

Frente al EBITDA y Margen EBITDA, cerramos el trimestre con un EBITDA de 77 millones y un Margen EBITDA de 69.6%, frente al 69.4% del cuarto trimestre del 2017, cerrando el año 2018 con un EBITDA de 329, un crecimiento del 1.6% y un margen del año 2018 de 74.5%.

Frente a la utilidad neta, el trimestre cerró en 63 millones de dólares, frente a 43 millones del cuarto trimestre del año 2017 y cerramos el año 2018 con una utilidad cercana a los 136 millones de dólares.

Frente a los activos, la compañía cerró con activos cercanos a los 2.5 billones de dólares, su efectivo equivalente, cerramos con una caja de 46.8 millones de dólares, teniendo en cuenta que la compañía realizó un prepago de crédito de Ielah, en el año 2018, cercano a los 44 millones de dólares. La propiedad planta y equipo está en 2.1 billones de dólares y nuestro pasivo y patrimonio cerró el año, un pasivo en 1.6 billones de dólares y un patrimonio de 840,000 millones de dólares.

Frente al desempeño financiero, tenemos que el perfil de la deuda, de 1.2 billones, donde el 64% lo representa el bono que se refinanció en noviembre del año pasado, 64%, el crédito intercompañía que tenemos con el GEB, cercano al 32%, un remanente del Ielah del 3.4%,

el cual será cancelado en agosto de este año, y créditos menores de *Leasing* y *Reting* que representan el 1%.

Frente al indicador deuda total bruta EBITDA, tenemos un indicador de razonable endeudamiento del 4%, y la compañía se sitúa en 3.5 veces. La deuda total neta EBITDA se sitúa en 3.4 veces y el indicador EBITDA gastos financieros en 3.8, frente a 3.8 que fue el año 2017, muy similar al del año pasado.

Frente al desempeño operacional, tenemos una longitud total de la red de gasoductos en TGI aproximadamente de 3,994 kilómetros, de los cuales 3,844 son propiedad y están operados directamente por TGI, 150 restantes están bajo el control y supervisión y son operados por un contratista.

Frente al volumen transportado, el cuarto trimestre transportamos 460, muy similar al tercer trimestre del 2018, y superior a los 438 transportados en el cuarto trimestre del año 2017.

Del volumen total transportado de la red de gasoductos a nivel nacional, TGI sigue siendo el principal actor, con 460 millones de pies cúbicos diarios, seguido por Promigas con 358.

La capacidad total, la compañía son 792 al cuarto trimestre del 2018, frente a 754 del cuarto trimestre del 2017. Tenemos una capacidad en firme del 90%, cercano a los 713, teniendo en cuenta que TGI también requiere un porcentaje de esta capacidad para el uso propio de su operación.

En el factor de uso, nos ubicamos en cerca del 52%, muy similar al cierre del cuarto trimestre del año 2017, que fue 52.1%.

Frente a los proyectos de inversión, las nuevas oportunidades en evaluación, tenemos los proyectos IPAT que son sujetos a ser ejecutados por TGI, de acuerdo a las regulaciones vigentes, y dentro de estos proyecto IPAT tenemos el Loop Mariquita–Gualanday, la Bidireccionalidad Barrancabermeja-Ballena, la Bidireccionalidad Yumbo-Mariquita y el Proyecto Compresor Ramal Jamundí-Aguas. Igualmente, TGI se encuentra a la espera de la publicación de los pliegos definitivos del proyecto de la planta regasificadora, igual que el gasoducto Buenaventura-Yumbo.

La compañía estima que antes del cierre del primer trimestre del año 2019 estos pliegos sean entregados de manera definitiva, y se tiene prevista que la nueva entrada en operaciones esté cercana hacia septiembre del año 2023.

Frente a los proyectos de inversión que tenemos en ejecución, tenemos Cusiana Fase IV. Es un proyecto que inicialmente tiene una inversión cercana a los 71 millones de dólares y el estatus actual es un capex ejecutado al cierre del año de cerca de 28 millones de dólares, un capex ejecutado en el cuarto trimestre de 8.4 millones, una ejecución del 52% y la entrada en operación la tenemos estimada para enero del 2020.

Frente a la reposición de ramales, es una inversión total de 11.6 millones de dólares, el capex ejecutado a la fecha son de 2 millones. En el cuarto trimestre se ejecutaron 0.7 millones,

tenemos una ejecución cercana al 24% y esta entrada en operación está estimada para el tercer trimestre del año 2019.

Esta información es la entrega de resultados, damos espacio para el tema de preguntas. Muchas gracias.

**Operador:** Gracias. Ahora comenzaremos la sesión de preguntas y respuestas para TGI.

Si tiene alguna pregunta, presione asterisco (\*) y luego 1 en su teléfono de tonos. Si desea que lo eliminen de la cola, presione el signo de número o la tecla de numeral (#). Si usted está utilizando un altavoz, es posible que deba descolgar el auricular antes de presionar los botones.

Una vez más, si tiene alguna pregunta, presione asterisco (\*) y luego 1 en su teléfono de tonos. Las preguntas también se pueden realizar tanto en español como en inglés.

Y tenemos a Juliana García, de Ultraserfinco, en la línea con la pregunta.

**Juliana García:** Buenos días. Primero que todo, gracias por la conferencia. Y mi pregunta va enfocada al margen EBITDA de este cuarto trimestre. Quería saber por qué este es por debajo del promedio de los últimos tres trimestres, no sé si es algo estacional o algo que viene en el cuarto trimestre o qué pasó específicamente en este caso.

**Julio Hernando Alarcón:** Gracias por tu pregunta.

Efectivamente es por una estacionalidad en los gastos, donde hay una mayor ejecución de costos cerrando el año 2018, tal como sucedió también en el cuarto trimestre del año 2017. Pero en general, pues, cerramos con nuestro EBITDA de 74.5, pero efectivamente es una estacionalidad en los costos y gastos de la compañía en el último trimestre del año.

**Juliana García:** ¿Y por qué se debe esa ejecución de costos, esa estacionalidad, con respecto a qué?

**Julio Hernando Alarcón:** Es por una mayor facturación que tenemos tanto en costos de mantenimiento y creación de la infraestructura.

**Juliana García:** Okay, perfecto, muchísimas gracias.

**Operador:** Gracias. La siguiente pregunta viene de la línea de Diego Buitrago, de Bancolombia.

**Diego Buitrago:** Buenos días. Muchas gracias por la presentación. Tengo tres preguntas, la primera relacionada con el proyecto de Cusiana Fase IV. Quisiera entender un poco cuáles han sido las razones para que el proyecto, digamos, se siga postergando su entrada en operación. Veníamos hablando hace unos trimestres de finales de 2019 y ahora ya estamos hablando del primer trimestre del 20.

La segunda tiene que ver con qué podemos esperar este año en temas del impuesto diferido. Vimos cómo durante el 2018 buena parte de la utilidad neta que se generó vino producto de recuperaciones de impuesto diferido. ¿Qué podríamos esperar en esa materia para 2019?

Y, por último, en cuanto a las expectativas del mercado y las condiciones del negocio de transporte de gas para 2019, ¿qué podemos esperar en cuanto a factor de uso del gasoducto? Tuvimos una buena parte del primer trimestre del año o se espera que buena parte del primer trimestre del año estuviera por condiciones de fenómeno del Niño. ¿Esperamos un incremento, pues, considerable en el uso de los gasoductos para este año? Gracias.

**Julio Hernando Alarcón:** Diego, muchas gracias por tus preguntas. Bueno, voy a empezar primero por la del impuesto diferido.

Efectivamente, dada la ley de financiamiento, que se promulgó a finales del año 2018, y la baja de la tasa a largo plazo del impuesto de renta, esto originó una recuperación en el impuesto diferido de la compañía. Lo que esperamos para el año 2019 en adelante es una estabilidad de gasto en este impuesto.

Realmente fue la baja en las tasas del impuesto de renta de largo plazo las que hicieron que esta sea una recuperación, digamos, por una única vez en el año 2018.

Frente al tema del proyecto Cusiana, la postergación principalmente se ha dado era por el tema de licenciamiento ambiental. Eso era lo que tenía un poco retrasado el proyecto, este tema ya está resuelto y por eso, digamos, el proyecto ya tiene la estimación de entrada en enero del 2020.

Respecto a las expectativas del factor de uso fenómeno del Niño, digamos, los análisis que ha hecho la compañía hasta el momento es que no va a tener una mayor, digamos, utilización de su gasoducto o unos mayores ingresos, en principio, por este fenómeno.

Tenemos contemplado que las generadoras y demás están en capacidad de atender el fenómeno.

Y en este momento, dentro de las proyecciones que tienen la compañía y demás para el año 19, no tenemos contemplados ingresos adicionales por efecto del fenómeno del Niño.

**Diego Buitrago:** Okay. Y solo una última precisión. De pronto expectativas de un poco mediano a largo plazo con el tema de las subastas de obligaciones de energía firme y los proyectos térmicos que se subastaron para entrar en operación en los próximos años para el sistema eléctrico. ¿Eso tiene incidencia en la red de TGI? ¿Y podríamos ver incrementado el volumen o la capacidad por estos proyectos?

>>Buenos días. Después de la subasta, hay bastantes plantas que tienen respaldada su energía firme con gas natural. Sin embargo, existen seguramente en el 2022-2023, que fue la subasta que se asignó en este momento, habrán más plantas que respalden su energía con gas natural, pero en el momento, esa información acaba de ser publicada el pasado viernes por la

Comisión y está siendo revisada por XM. Entonces, está contemplado el análisis de esa información, no hemos terminado el análisis.

Además, buena parte de esas planta, hemos visto que algunas, como en el caso de Puerto Solo y otros tipos de plantas, han respaldado su energía firme con otro combustible distinto al gas, pero creemos que una vez logren cerrar los contratos específicos de transporte y de gas natural, de suministro, podrían llegar, finalmente, a obtener un respaldo real con gas natural, a diferencia de lo que están declarando hoy en los parámetros técnicos de las plantas. Pero hay que esperar, es una información reciente, salió el viernes, y tiene que ser analizada. Por ahora, en los estados financieros no hay nada de efecto a raíz de esa información.

**Diego Buitrago:** Okay, gracias.

>>Y presupuestalmente.

**Operador:** Gracias. Nuevamente, si tiene una pregunta, oprima asterisco (\*) seguido del número 1 en su teclado de tonos.

La siguiente pregunta viene de la línea de Andrés Duarte, de Corficolombiana. Adelante, por favor.

**Andrés Duarte:** Buenos días, muchas gracias por la presentación y por permitirme preguntarles.

Son tres preguntas, la primera es si tienen un estimado de capex para, en caso de ganarse la regasificadora, cuánto costaría y cuál sería la inversión de la conexión de la línea, bueno, lo que viene siendo la línea verde de ustedes, para conectar con el puerto o con la ubicación de la regasificadora.

Eso y si en caso de que, bueno, se lo ganen y tengan que hacer esa inversión, ¿qué expectativas tendrían en cuanto a las parejas de volumen y capacidad, como para, digamos, hacerse a una idea de cómo sería el tema tarifario ahí?

La otra pregunta es relacionada un poquito con lo que preguntó ahora Diego, en cuanto a cambios en volúmenes transportados, quisiera saber si ustedes han observado en clientes como Ecopetrol, o en caso de que tengan otros productores de gas o petroleras, si han observado incrementos en el volumen transportado que se pueda atribuir a requerimientos de lo que viene siendo recobro mejorado, dado que la producción, pues, tampoco es que haya cambiado tanto últimamente.

Y, finalmente, si tienen alguna expectativa en relación a tiempos de implementación de futuros cambios regulatorios.

Muchas gracias por la atención.

**Julio Hernando Alarcón:** Gracias por las preguntas. Efectivamente, nosotros tenemos un capex estimado para la planta y para el gasoducto que conecta Buenaventura-Yumbo. Sin

embargo, esta información, dada que es un proyecto en el que vamos a participar, es de carácter confidencial. Pero, efectivamente, tenemos adelantado un capex y ya un análisis sobre esta información.

Sobre...

>>Las parejas, creo que es la segunda pregunta.

Sobre la pareja de cargos, depende del momento en que se negocie.

Como está la regulación ahora, ni siquiera está en firme la Resolución 182 del 2017, está en consulta. Lo que plantea ahí es que podría ser una pareja de hasta 50-50, 50 variable, 50 fija. Y para la bidireccionalidad, podría llegar a ser una pareja de 10-90, 10% fijo y 90 variable. Obviamente, sin afectar las parejas de los contratos que existen hoy en la Bidireccionalidad Yumbo-Marquita, pero en sentido del flujo.

No está, no se ha definido todavía, hay que esperar a que la CREG saque la resolución en firme para confirmar, y eso se prestará a, muy seguramente, por lo menos al gasoducto, a negociación.

**Andrés Duarte:** Okay.

>>En cuanto a cambio de los volúmenes transportados por parte de nuestros clientes, esa información tan específica es una información propia de carácter comercial del cliente, sobre todo hablando del destino y el uso de ese gas. Entonces, creo que no...

**Andrés Duarte:** Sí, entendido, sí.

[Fuera de micrófono]

>>En cuanto a cambios regulatorios para este año, pues la agenda regulatoria tiene, planteada por la CREG, bastantes cambios. Una son todas las regulaciones asociadas con el plan de abastecimiento de gas natural, lo que tiene que ver con la venta de la capacidad, cómo se va a comercializar la capacidad de la planta de regasificación en gasoducto Yumbo-Buenaventura, la otra es cómo se va a comercializar las bidireccionalidades, todos los proyectos IPAT, esta capacidad que nace de la construcción de los proyectos IPAT, cómo se va a comercializar, es esa otra que va a pasar.

Hay una planteada por la CREG, que es la revisión de las fuentes de información de la metodología del WACC. Hay otra que está asociada con el mejoramiento de las condiciones del mercado mayorista de gas en cuanto a transporte y a suministro. Y hay una última que es revisión de las reglas de integración vertical.

Creo que mencioné como las más importantes, aunque hay más. Esas son de las que más vamos a estar pendientes desde TGI.

**Andrés Duarte:** Okay. Pero una cosita, ¿esa revisión no generarían ningún cambio respecto al hecho de que ustedes puedan participar en la adjudicación de la planta de regasificación?

>>No, no en lo absoluto.

**Andrés Duarte:** Okay. Muchas gracias.

>>Bueno.

**Operador:** Tenemos a Augusto Uribe, de AIG, en la línea con una pregunta.

**Augusto Uribe:** Buenos días, gracias por la llamada.

Mi pregunta tiene relación con los TPA. ¿Me podría dar un poco de color respecto del calendario de vencimientos, particularmente para este año y para el 2020, y cuál es la estrategia comercial para renovarlos? Gracias.

[Fuera de micrófono]

>>El promedio de la vida de los contratos que se están firmado es de 7,3 años, ese es el promedio de los contratos que se están firmado.

Aquí hay algo particular que tener en cuenta, y es que la mayoría, pues la demanda más estable de TGI son los distribuidores de gas natural y esa capacidad, esperamos sea renovada debido a que no es variable en el tiempo, por lo menos hacia abajo. Su crecimiento es estable, está en un crecimiento, la de los distribuidores, de aproximadamente 6% anual. Entonces, esperamos una renovación de los contratos de los distribuidores.

Obviamente estamos haciendo reuniones continuas, de acercamientos continuos, para que esa renovación de contratos sea realizada lo más pronto posible.

En cuanto a los industriales y el resto de no regulados, estamos acercándonos a realizar las debidas reuniones, con el propósito de motivar la renovación de estos contratos no regulados. Sin embargo, como les comentamos, la mayoría de estos contratos son residenciales, son de distribuidores y seguramente veremos la renovación muy pronto.

Este año, aproximadamente en octubre, se realizará la negociación de contratos de suministro de gas, el proceso de comercialización de cada año, se asignarán las capacidades de suministro de gas, y atado a esto tendremos más certeza sobre quién está ya quedándose con el suministro de los campos principales y podemos tener más información para acercarnos nuevamente a los clientes y motivar la renovación de contratos de transporte.

**Augusto Uribe:** Gracias.

**Operador:** Y la última pregunta viene de la línea de Nicolás Romo, de MetLife.

**Nicolás Romo:** Hola, gracias por la llamada. Una consulta respecto al tema regulatorio referido a la definición del WACC. ¿Han tenido alguna novedad respecto a cuándo se espera

que esté la resolución o termine el periodo de consulta y cuándo se va a conocer, en definitiva cuál va a ser el modo WACC para la fijación tributaria? Gracias.

>>Okay. La metodología del WACC fue establecida en el 2015. La única variable que falta por establecer por parte del regulador es la prima por riesgo de remuneración, el tipo de remuneración que establece la CREG, en comparación contra una remuneración de tasa de retorno. Ese parámetro será definido en la resolución que contenga la metodología de transporte definitiva.

De acuerdo con la agenda regulatoria, antes de que termine este trimestre, deberíamos tener la propuesta de la CREG, expedida nuevamente para comentarios, de esa metodología de transporte. Ahí tendremos una idea de cuál es el valor de ese parámetro faltante que propondría la CREG. Esperamos que sea mayor que el que salió en la 090 del 2016, pero pues hay que esperar.

Luego, recibirá los comentarios respectivos, obviamente TGI realizará los comentarios, y el regulador espera estar sacando la metodología definitiva antes de que termine el segundo trimestre de este año. En ese momento tendremos el parámetro faltante, definitivo, y tendremos una idea de exactamente cómo quedará el WACC.

**Nicolás Romo:** Muchas gracias.

**Operador:** En este momento no tenemos más preguntas en este momento.

I will now turn the call over to Alvaro Roca, subgerente de planeamiento financiero.

Mr. Roca, you may begin.

**Álvaro Roca:** Well, thank you. Good morning everyone and thank you for joining us today. On behalf of our company, I would like to welcome you to Calidda's 2018 results call. My name is Alvaro Roca and I'm the Head of Financial Planning of Calidda.

I would like to start this presentation by giving you an overview of our business achievements. To summarize 2018 highlights, I would like to mention that this was a very important year where we concluded our distribution tariff review process in May, according to the schedule established by the Peruvian authorities, having incorporated in our tariff around 320 million USD in additional investments to expand our distribution network in almost 3,500 kilometers during these next four years. This new infrastructure will allow us to connect more than 300,000 new clients and to reach more than 1,000,000 clients by the end of the year 2022.

Regarding our operational performance, I would like to mention that in this period we achieved a record in connections, adding more than 180,000 customers, showing an increase of 32% in connections compared to the year 2017. These new customers allowed us to conclude 2018 with more than 760,000 clients consuming natural gas through our distribution network. This means that now we have connected around 42% of our total potential customers in our concession area.

It is also important to mention that according to our strategy, which is focused in providing energy solutions and value added proposals to our residential, commercial and industrial clients, in 2018 we sold more than 40,000 natural gas appliances, which is 4.1 times more than 2017 results.

On the other hand, by the end of last year there were two negative legal arbitration results which were recognized as extraordinary expenses of over 30 million USD. These arbitrations come from non-recurring legal processes from 2010. Our adjusted Ebitda does not include them.

I would like to end this introduction by mentioning that since last year we are having conversations with the local authorities in order to increase our planned investments for the next years. That being said, in January we presented our revised plan with additional connections and kilometers, which is now being reviewed by the regulator. We will update on this matter in the following months.

In the next slide you will see at the bottom two charts which contain our key operational and financial results as of 2018 and 2017.

Regarding our key operational results, as of December 2018, as I have just mentioned, we reached more than 760,000 clients, adding almost 184,000 clients during the past year. Taking into consideration this additional number of clients, the invoice volume increased 2% compared to 2017 results up to a total of 779 million cubic feet per day.

In the case of our network length, it grew by 16% and attained a total of almost 9,700 kilometers of underground pipeline infrastructure, which means an increase of more than 1,300 new kilometers in the last 12 months.

Regarding our financial results, which are shown in the second chart to the bottom right, we obtained a total of 675 million USD. Also, our adjusted revenues, which are revenues from the concepts as explained in note four, reached a total of 278 million USD. Both when compared to 2017 results had an increment of 60 and 22% respectively.

Meanwhile, our EBITDA reached 159 million USD, which represents an increase of 15%, mainly due to higher distribution revenues due to the effect of volume and increase of the approved distribution tariff since the beginning of May.

I will now turn the call over to Mrs. Ana Bazan in order to continue this presentation with a detail of our commercial and operational results.

**Ana Bazan:** Thanks, Alvaro. Good morning everyone. My name is Ana Bazan and I'm the Financial Coordinator of Calidda. Please follow me to page 7 in order to talk about our historic commercial performance.

At first you can see the overall development of our clients with an upward trend. Regarding the power generation segment, Calidda has connected all generated total within its concession area.

Regarding the industrial segment, Calidda reached 625 industrial clients, out of which 48 clients were connected during the last twelve months.

In the case of the NGV segment, 18 NGV stations joined our distribution system during the last twelve months, reaching a total of 275 stations. It is important to mention that NGV stations supply natural gas to more than 185,000 vehicles in the cities of Lima and Callao.

Finally, in the case of the residential segment, by the end of 2018 Calidda has connected more than 751,000 clients in 23 districts within Lima and Callao, out of which more than 182,000 were connected during the last twelve months.

We also have connected almost 9,000 commercial clients, out of which more than 1,700 clients were connected during the same period.

Please follow me to the next slide to see Calidda's historic invoiced volume as of 2018.

As shown in the graphics, 2018's invoiced volume reached a total of 779 million cubic feet per day, which is 16 million cubic feet per day more than the invoiced volume of 2017.

It's important to mention that 80% of the total invoiced volume corresponds to take-or-pay contracts, which minimizes the impact of volume volatility derived from the seasonal effect on volume demand from the power generation segment.

Please follow me to the historic invoiced volume per segment. Regarding the residential and commercial clients, we can see the upward trend of this segment is about 25% and regarding the industrial, NGV stations and power generation, the trend is about 3 to 4%.

Please follow me to the next slide regarding the distribution system and the penetration index. The distribution system has totaled 9,600 kilometers of underground pipelines during 2018. Calidda has been 13,000 kilometers, out of which 12,907 kilometers were low pressure pipelines, while 48 kilometers were high pressure network.

In the graph below you can see the progress of penetration ratio, which totaled 79% by the end of 2018 explained by Calidda's focus on providing energy solutions and expanding our distribution network.

Please follow me to the next slide where you can see in the first graph to the left that our regulated and independent clients consume 286 million cubic feet per day, which represents 68% of our system capacity within Calidda city gates at Lurin and Ventanilla, which is 420 million cubic feet per day. Out of this volume, 158 million cubic feet per day correspond to our regulated clients, which are clients that demand less than one million cubic feet per day.

These clients have contracted Calidda for the supply of natural gas, the transportation and the distribution services.

This volume in terms of gas supply and transportation contracted by Calidda with Plus Petrol and TGP respectively represents around 69% of the total contracted volume.

We also have independent clients located to the south of our city gates which contracted Calidda for its distribution service. These clients consumed 248 million cubic feet per day in 2018. These independent clients are mainly large power generators with take-or-pay contracts.

In total, in 2018, Calidda's distributed volume was 532 million cubic feet per day.

I will now hand the call over to Mr. Alvaro Roca to continue with this presentation.

**Álvaro Roca:** Thank you, Ana. The next topic is financial performance and key metrics, which are presented in the next slide. You will find three graphs that represent our invoiced volume, our distribution revenues and our adjusted revenues as of 2018.

In the first pie to the left you will see that the residential and commercial segment is only 1.8% in terms of invoiced volume. However, if you see the second pie in the middle, in terms of distribution revenues this segment explains 14.2% and in the third pie to the right, in which we add to the segment the revenues from the installation services provided by Calidda, the residential and commercial segment represents more than 39% of our adjusted revenues.

On the other hand, while power generators represent 73% of our invoiced volume, its relevance as a segment comes down to 48% when analyzing our distribution revenues and close to 30% to our adjusted revenues.

We have other services that represent 9% of our adjusted revenues, mainly explained by pipeline relocation and maintenance services.

On the next slide you will see our main financial results as of 2018. On the first graph to the left, total revenues, as I mentioned, were 675 million USD, including pass-through revenues, which represent a 16% increase from 2017. Adjusted revenues increased by 22% from 229 to 278 million USD.

On the graph to the upper right we can see that this trend also translates into Calidda's EBITDA, which amounted to 159 million USD, which has been growing at a rate of 15% during the last five years.

In the third graph bottom left you can see that all of this is achieved by investing more than 119 million USD during the past year. These investments are recognized in the tariff, which explains why our distribution revenues keep growing during the past years.

In the last chart bottom right funds from operations calculated as net income plus depreciation plus amortization were 96 million USD.

In the next slide, the first graph is about our net debt to EBITDA ratio. As you can appreciate, we have maintained our debt to EBITDA ratio since last year at 2.9 our EBITDA. This has been in spite of the issuance of a local bond of about 51 million USD to finance our investments in the distribution system. This ratio continues below our target of 3.5 times our EBITDA.

To sum up, in the rest of the graphs of this slide you will find more key financial metrics such as debt to capitalization ratio, our interest coverage, which is 8.8 times our EBITDA as of 2018, and funds from operation to net debt, which have been stable during the past year.

In the following slide, number 17, as you can appreciate, in the first graph top left it is important to notice that all of our debt maturity is within the concession period, with our international and local bonds maturing in years 2023 and 2028 respectively.

We also have 80 million USD of local debt that will be amortized between 2019 and 2022 and this debt is expected to be refinanced.

In summary, in the rest of our key indicators and historic performance you will find consistency with the company's vision and expected results of our shareholders. For instance, we can see equity of around 350 million USD, our net income close to 70 million USD last year and our total assets, which keep growing, with over 922 million USD as of 2018.

With this said, I would like to end this presentation by mentioning that by the end of 2018 we achieved great results compared to 2017. As of last month, we have close to 800,000 clients connected to our distribution service and we expect to keep growing in this segment.

Thank you all for your time and we open the session to attend any questions you may have.

**Operator:** Thank you. We will now begin the question and answer session. If you have any question, please press \* and then 1 on your touch-tone phone. If you wish to be removed from the queue, please press the # key. If you are using a speaker phone, you may need to pick up the handset first before pressing the numbers.

Once again, if you have any question, please press \* and then 1 on your touch-tone phone.

Our first question online comes from Andres Duarte, from Corficolombiana. Please go ahead.

**Andrés Duarte:** Buenos días. Una pregunta relacionada con el incremento de nuevos clientes. Es saber si pueden desagregar un poquito, de acuerdo a lo que pasó en el 2018, cómo se entiende y cómo es actualmente el tema de los aportes marginales de una conexión de cliente, bueno, de un hogar o de un cliente cualquiera, versus una conexión a un nuevo cliente industrial. ¿Cómo son los aportes actualmente y qué esperan a futuro respecto a esa devolución? Muchas gracias.

**Álvaro Roca:** Hola, Andrés. Muchas gracias por tu pregunta.

Bueno, respecto de los clientes, pues, en el 2018 conectamos casi 184,000 clientes, de los cuales poco más de 182,000 era clientes residenciales, esos son clientes que nos dejan un margen entre 150 a 250 dólares por conexión, ¿sí? Y lo que esperamos hacia adelante es mantener esta misma, digamos, velocidad con la que ampliamos nuestro sistema de distribución y, por tanto, conectarnos. Esperamos hacer no menos de 150,000 conexiones durante el 2019 y mantener ese ritmo en los próximos años, y esto siempre acompañado con la tarifa que estamos, justamente, en proceso de revisión por parte del regulador nuevamente.

**Andrés Duarte:** Okay. ¿Y en los clientes industriales?

**Álvaro Roca:** Sí. Los clientes industriales... Bueno, nosotros ya dentro del área de concesión tenemos conectados a los principales clientes, ¿sí?

Básicamente, los esfuerzos ahora, en términos de conexión, están enfocados a clientes más pequeños, digamos, más atomizados en cuanto a volumen también, y esos son los que estamos conectando últimamente.

Sin duda, ahí el margen por conexión puede ser un poco mayor, totalmente va a depender del tamaño del cliente, de los equipos que sean necesarios para poder distribuirles el gas, pero como cantidad, pues justamente, lo que mencionó Ana hace unos minutos, es que me parece que conectamos un poco más de 30 el año pasado. Como cantidad sigue siendo un número muy pequeño, comparado a los ingresos de conexión del segmento residencial.

**Andrés Duarte:** Okay, gracias.

**Operator:** And our next question online comes from Juan Trujillo, from Porvenir. Please go ahead.

**Juan Trujillo:** Hola, buenos días, muchas gracias por la presentación. Nosotros tenemos un *guidance* de que Cálidda lograría duplicar su EBITDA una vez alcance los 2 millones de clientes. Queríamos verificar si este *guidance* se mantiene. Y viendo las tasas de crecimiento que se han presentado, ¿cuándo podríamos esperar llegar a esos 2 millones? Muchas gracias.

**Álvaro Roca:** Sí. ¿Cómo estás, Juan? Gracias por tu pregunta. Creo que todo va a depender del momento en que dimos ese *guidance*, ¿sí? Si estamos hablando, pues, de cuando hicimos la emisión de los bonos, que fue en el año 2013, ahí nuestro EBITDA era de poco más de 60 millones de dólares. Eso ya se duplicó, al año 2018.

Digamos, duplicar nuevamente el EBITDA, que está cercano a 160 millones de dólares al cierre del 2018, eso sí lo vemos un poco más complejo de conseguir, pero, de todos modos, nosotros esperamos que esto siga creciendo, a un ratio de alrededor de 5% por año durante los próximos años, siempre que continuemos con nuestros planes de inversión, los cuales son reconocidos en la tarifa y sigamos brindando a nuestros clientes estos servicios adicionales, servicios no regulados, por los cuales también tenemos un margen más atractivo.

**Juan Trujillo:** Entendido, listo. Gracias.

**Operator:** Once again, for any questions please press \* and then 1 on your touch-tone phone.

I'm showing we have no questions at this time. Correction, we have Augusto Uribe from AIG on the line with a question.

**Augusto Uribe:** Hola, gracias por la llamada. Solo tengo una pregunta relativa al EBITDA. Recién mencionaron que los clientes regulados son menos rentables. ¿Me podrían dar un poco de color acerca de *breakdown* del EBITDA por el tipo de cliente? Gracias.

**Álvaro Roca:** Gracias, Augusto.

En realidad, con los clientes regulados, digamos, del lado de los más pequeños, son más rentables, si analizamos nuestros ingresos y distribución, eso está en una de las diapositivas, pero, básicamente, vamos por dos lados.

La tarifa de distribución no es la misma para todos los clientes. De hecho, los clientes residenciales tienen la tarifa un poco más alta que el resto, por eso es que si bien en términos de volumen es el segmento más pequeño, cuando ya vemos los ingresos de distribución, son poco más de 14% del total de ingresos, ¿sí?

Luego, si a eso le agregamos los ingresos por los servicios asociados a la conexión, ya llegamos casi al 39% del total de nuestros ingresos ajustados, ¿sí?, los ingresos propiamente de Cálidda, y nosotros esperamos que esa proporción se mantenga, al menos, durante los próximos cinco años.

Bueno, como te comentaba, respecto de los clientes y del margen que nos dejan, los pequeños clientes, en realidad, básicamente, por los servicios asociados y la diferencia de tarifa de distribución, son los que nos dejan mayor margen para la compañía, digamos, en términos relativos versus los grandes clientes.

Pero si vemos el *pie* completo, y como te decíamos en la diapositiva 22, al final, digamos, la relación de ingresos está bastante equilibrada, tanto del lado residencial, comercial, como con los grandes clientes generadoras y clientes industria y las estaciones de GNV.

Y respecto a las perspectivas de esta configuración de nuestros ingresos, esperamos que se mantengan, toda vez que esperamos seguir conectando la misma cantidad de clientes durante los próximos años.

**Operator:** Thank you. Again, for any question press \* and then 1 on your touch-tone phone.

We have a question online from Paula Alba, from Inteligo. Please go ahead.

**Paula Alba:** Hola, muchas gracias por la oportunidad. Tengo una pregunta con respecto al margen EBITDA. Veo que ha caído de 60.5 a 57.13 este año. Quería preguntarles si eso se debe al margen de penetración, que ya está bastante alto, porque entiendo que las

instalaciones les aportan un margen alto, y cuál es *guidance* para el margen EBITDA, independientemente del crecimiento del volumen y de las conexiones.

**Álvaro Roca:** Hola, Paula, gracias por tu pregunta.

Básicamente, la disminución de margen EBITDA del 18 versus el año pasado se debe por un ligero incremento en nuestros gastos operativos, los cuales se han incrementado, justamente, en buena parte, por la mayor cantidad de clientes que hemos conectado.

Ahora, en cuanto a las perspectivas, nosotros esperamos mantenerlo entre 57 y 60% ese margen EBITDA para los próximos años. Eso no debería cambiar.

De hecho, vemos una tendencia al alza y esto, justamente, por la proporción de ingresos de distribución versus el total de ingresos, que esperamos que se siga manteniendo e incluso incrementándose en función pues a como vayamos ejecutando nuestras inversiones en el sistema de distribución.

**Operator:** Thank you. And we have another question online from Rodrigo Torres, from Valora Analytic.

**Rodrigo Torres:** Buenos días, gracias por la presentación.

Disculpas si tal vez este tema ya lo presentaron antes, pero tuve problemas con la comunicación para conectarme.

Si me pudieran dar un *guidance*, por favor, de capex para el 2019 y la comparación frente al 2018, para poder ver el crecimiento o el decrecimiento, por favor, muchas gracias.

**Álvaro Roca:** Hola, Rodrigo, gracias por tu pregunta. No, para nada, al final termina siendo todo positivo respecto del capex.

Bueno, en el 2018 ejecutamos 119 millones de dólares. Esperamos que esto, realmente, se mantenga en los próximos años, para el 2019 sería de alrededor de 120 millones de dólares también, y esto debería mantenerse, esperamos, alrededor de entre 100 y 120 millones de dólares para los siguientes años, incluso hasta el 2022, eso con la intención de seguir ampliando nuestra red de distribución y llegar a más clientes.

Como lo mencioné hace unos minutos, estaremos conectados cerca de 800,000 clientes. Como clientes potenciales, nosotros vemos dentro nuestra área de concesión 1.8 millones de hogares. Entonces, sí nos queda bastante espacio para seguir ampliando el sistema de distribución y realizando conexiones y, por tanto, ejecutando el nivel de inversiones que venimos haciendo durante los últimos años.

**Rodrigo Torres:** Vale. Y una consulta adicional: ¿Ese capex cómo se va a financiar, por ejemplo, en 2019?

**Álvaro Roca:** Sí, nosotros esperamos, digamos, mantener siempre nuestra estructura deuda/capital. La estructura que nosotros vemos es alrededor de un 60/40, deuda/capital.

Para este 2019, esperamos tomar deuda por alrededor de 100 millones de dólares, que nos va a servir, justamente, para financiar estas estaciones.

**Rodrigo Torres:** Vale, perfecto, muchas gracias.

**Operator:** Thank you. We have a follow up from Andres Duarte, from Corficolombiana. Please go ahead.

**Andrés Duarte:** Sí, muchas gracias. En parte ya la acaban de responder, pero dado que mantienen esa estructura capital objetivo, ¿cómo es el tema con los dividendos, cuál es la política ahí hacia adelante? Muchas gracias.

**Álvaro Roca:** Gracias, Andrés. Respecto de los dividendos, nosotros en Cálidda no tenemos definido un monto fijo anual o un ratio de dividendos por cuadro anual. Los dividendos se revisan año a año, es una decisión que se toma nivel de directorio y la Junta General de Accionistas, y tiene siempre en cuenta la salud financiera de Cálidda para definirlo, ¿sí?

Nosotros, este año, esperamos repartir dividendos por poco más de 55 millones de dólares, esto es similar a los dividendos repartidos el año pasado, se hace un poco más simplemente, y vemos pues que Cálidda estaría en condiciones de continuar durante los próximos años con un monto similar, ¿sí? Pero esto se va a revisar año a año.

**Andrés Duarte:** Entendido, gracias.

**Operator:** Y en este momento no tenemos más preguntas. There are no questions in queue at this time.

**Álvaro Rico:** Bueno, muchas gracias.

**Operator:** Thank you, ladies and gentlemen. This concludes today's conference. Thank you for participating. You may now disconnect.