



Proyecto Hidroeléctrico Ituango de Empresas Públicas de Medellín

Incertidumbre por Retrasos Potenciales

Deslizamiento de Tierra Retrasa Fecha de Operación Comercial

Estructura de Capital bajo Presión: Las proyecciones actuales del caso base de Fitch Ratings contemplan una demora de tres años en el Proyecto Hidroeléctrico Ituango (PH Ituango), de 2.400 MW, debido al reciente deslizamiento que provocó que la fecha de operación comercial se aplazara por lo menos hasta 2022. El retraso hará que el apalancamiento de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPM, 'BBB' con Observación Negativa) supere temporalmente 4,0 veces (x) a lo largo del horizonte de calificación la compañía.

La importancia estratégica del PH Ituango para EPM es un incentivo fuerte para apoyar el proyecto, incurriendo en obligaciones y gastos crecientes relacionados con el mismo. La estructura de costos de EPM se podría ver afectada negativamente, considerando que necesita comprar energía en contratos y utilizar su capacidad de generación térmica para satisfacer los compromisos de venta de energía celebrados por el PH Ituango, con una exposición marginal al mercado mayorista de bolsa (*spot*) en 2020.

Posibles Inversiones en Generación: Dos nuevos proyectos de energía termoeléctrica que están en proceso de construcción podrían soportar adecuadamente el crecimiento de la demanda en el corto plazo. Es probable que la matriz de energía de Colombia requiera mayores inversiones para satisfacer la demanda después de 2021. El regulador ya emitió proyectos de resoluciones de subastas para construir nueva capacidad en 2022 y 2023. Esto podría acelerar los planes del país para diversificar su portafolio de generación con la inclusión de más energías renovables no convencionales, en caso de que el PH Ituango sufriera retrasos adicionales más allá de 2022. Mientras tanto, Fitch espera una presión alcista moderada sobre los precios de bolsa, con picos de precios estacionales limitados en el corto plazo.

Riesgo Limitado con Partes Relacionadas: Fitch no anticipa un efecto considerable para el municipio de Medellín [BBB, Perspectiva Estable] o el Instituto para el Desarrollo de Antioquia (IDEA, 'AAA(col) con Perspectiva Estable). Aunque los superávits de EPM constituyen 20% de los ingresos de Medellín, Fitch cataloga esta contribución como ingreso de capital y lo excluye de sus cálculos de las métricas de crédito del Municipio.

Impacto por Definir para Aseguradoras: El impacto en las compañías aseguradoras de Colombia permanece incierto, dadas las dificultades para cuantificar los daños mientras el proyecto permanezca sin operaciones. PH Ituango mantiene cobertura asegurada por encima de USD3 mil millones. Es poco probable que las reclamaciones mayores vayan a ser determinadas en el corto plazo, ya que el valor es incierto. Fitch cree que la competitividad robusta del sector puede mitigar el efecto en las primas de seguros en el mercado.

En este informe, Fitch responde las siguientes preguntas frecuentes de los inversionistas:

- [¿Cuál es el Efecto Esperado de Posibles Retrasos en el Desempeño Financiero y Operacional de EPM?](#)
- [¿La Liquidez de EPM Se Verá Afectada por la Contingencia de Ituango?](#)
- [¿Cuál es la Importancia de Ituango para la Estrategia de Crecimiento de EPM?](#)
- [¿Cuál era el Progreso de Construcción de Ituango en el Momento del Deslizamiento de Tierra?](#)
- [¿El Retraso de Ituango Puede Implicar Riesgos para el Sistema Eléctrico de Colombia?](#)
- [¿Cuáles Son las Implicaciones de la Situación de Ituango para Medellín?](#)

- ¿Qué tan Relevante es la Exposición del Sistema Bancario Local a los Préstamos de EPM?
- ¿Las Calificaciones de IDEA Pueden Verse Afectadas por Ituango, al ser el Mayor Accionista en Hidroituango?
- ¿La Construcción de Ituango Estaba Asegurada?
- ¿Fitch Espera un Efecto en los Precios de las Pólizas de Seguros para Proyectos de Infraestructura?

¿Cuál es el Efecto Esperado de Posibles Retrasos en el Desempeño Financiero y Operacional de EPM?

El retraso en la construcción del PH Ituango es negativo para el perfil crediticio de EPM, debido al deterioro en las métricas de apalancamiento proyectadas de la compañía, ya que se pospone el crecimiento esperado del EBITDA y la compañía soporta todo el peso de la deuda del proyecto. Esto hace que la métrica de apalancamiento proyectada supere 3,5x durante el horizonte de calificación de 2018–2021, posponiendo sustancialmente la tendencia de desapalancamiento de EPM anticipada previamente por Fitch antes de la obstrucción del túnel de Ituango.

El retraso de tres años que se presenta en la tabla a continuación supone una tendencia al alza marginal del precio *spot* para el período 2018–2021. Esto se basa fundamentalmente en la proyección de XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM), la entidad a cargo de la gestión del sistema eléctrico, la cual apunta a suficiente energía firme existente para satisfacer la demanda proyectada durante el período en cuestión.

Resumen de Proyección de Escenarios a Tres Años

(COP millones)	2018	2019	2020	2021
Ingresos	16.244.098	16.374.051	17.569.356	18.746.503
EBITDA	5.182.822	5.223.322	5.082.645	5.323.914
Margen de EBITDA (%)	31,9	31,9	28,9	28,4
Efectivo	1.550.745	1.042.956	1.044.981	1.062.379
Flujo Efectivo de Operaciones	3.234.204	2.964.398	2.405.851	2.680.091
Capex (Gasto de Capital)	(5.233.005)	(3.610.347)	(2.837.869)	(2.408.513)
Deuda Financiera	20.743.261	22.163.261	23.588.261	24.535.261
Apalancamiento (veces)	4,0	4,2	4,5	4,5

Fuente: Fitch Solutions

Para los años 2020 y 2021, la posición contractual de EPM obligaría a la compañía a sustituir las ventas de electricidad de Ituango previamente contratadas con compras de electricidad de menor margen en contratos y/o generación térmica más costosa. Dicha situación podría poner a EPM en riesgo marginal debido a la exposición baja al mercado *spot* de 4% de las ventas totales contratadas en el año 2020. Bajo este escenario de precios, las métricas de apalancamiento proyectadas por Fitch podrían alcanzar 4,5x durante 2020 y 2021.

Una gran sequía causada por el fenómeno climático de El Niño, que ocurre cada cinco años en promedio, podría presentar un riesgo importante en el caso base de la agencia. El Niño puede afectar significativamente la hidrología de Colombia, lo que puede resultar en condiciones de sequía con un impacto potencialmente negativo en la disponibilidad efectiva de la capacidad hidroeléctrica. En este contexto, podría requerirse una generación termoeléctrica más alta de la esperada, que resultaría en una presión alcista mayor sobre los precios *spot* a medida que los activos térmicos más caros son despachados.

Teniendo en cuenta la tendencia de crecimiento de la demanda, junto con una capacidad de generación inferior a la prevista, una hidrología débil en 2020 y 2021 podría provocar un deterioro mayor en la estructura de capital ya presionada de EPM. La compañía enfrentaría El Niño con una capacidad instalada menor de 3.500 MW en lugar de 5.900MW debido al retraso del PH Ituango. Sin embargo, EPM ajustó su estrategia comercial para estar en una mejor posición para afrontar un nuevo fenómeno de El Niño. Fitch no consideró un efecto de El Niño en las proyecciones del caso base, dada la poca visibilidad sobre las condiciones climatológicas en el mediano plazo.

De forma similar, Fitch excluyó del análisis de escenarios cualquier recaudación de pagos de seguros o medidas adicionales de liquidez que EPM podría implementar para proteger su posición de efectivo. Estas medidas incluyen reducir el gasto operativo, posponer el gasto de capital o reducir el pago esperado de dividendos. El consejo de la compañía autorizó la venta de hasta COP3 mil millones de activos el 29 de mayo de 2018. Sin detalles sobre el tiempo y la naturaleza de estas medidas, es difícil evaluar razonablemente el efecto a largo plazo en la cartera de activos de EPM o el impacto de corto plazo sobre la estructura de capital.

Un retraso de tres años supone que la capacidad instalada de la compañía se mantiene constante en aproximadamente 3.500 MW para el período de 2018–2021, lo que lleva a la finalización de la primera y la segunda fase más allá de 2022. En este escenario, EPM debe pagar USD41,6 millones de multa al sistema durante 2019, a razón de que no puede entregar a tiempo la capacidad instalada comprometida del PH Ituango y la energía asociada. Es razonable suponer que el crecimiento futuro de la demanda de electricidad a partir de 2022 continuaría requiriendo de la operación del PH Ituango, dada la escala e importancia relativas del proyecto para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad en el sistema.

Esta escala importante de Ituango le permitiría al proyecto mantener su Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) por el período restante hasta 2038. Sin embargo, existe una probabilidad baja de que se materialicen retrasos adicionales que causen que Ituango pierda su ENFICC para un horizonte de tiempo más largo, ya que el regulador necesitaría incentivar la generación de nuevos activos para garantizar la estabilidad del sistema. EPM también debe pagar al sistema eléctrico los cargos de uso por las líneas de alta tensión que conectan la generación de Ituango con el Sistema Nacional Interconectado a una tasa de USD35 millones por año.

En conjunto, en los próximos 3,5 años, Fitch espera una disminución de COP5 billones de EBITDA agregado en 2019–2021 respecto a su pronóstico anterior. Con respecto a 2018, el EBITDA de EPM para el 2019 se mantendrá casi plano en COP5,2 billones y se contraerá a COP5,0 billones en 2020, debido a los mayores costos directos previstos. Este es el resultado de que EPM satisfaga las ventas contratadas del PH Ituango en 2020 de 5.000 GWh con energía más costosa comprada en contratos y un 4% residual con generación térmica para cumplir con la obligación contractual restante.

Históricamente, la estrategia comercial de la compañía ha sido colocar 80% de las ventas de electricidad en contratos y el 20% restante en el mercado *spot* para acotar el efecto de la volatilidad de los precios en los resultados operacionales. Esto explica por qué EPM colocó alrededor de 80% de las ventas de la primera fase del PH Ituango, de aproximadamente 7.000 GWh por año, en contratos para 2020. Esta combinación estimada de energía eléctrica no óptima, con la que se espera que EPM cubra las ventas de electricidad contratadas por Ituango, explica el margen de EBITDA menor esperado en 2020 de 28,9%, por debajo del proyectado en 31,9% para 2019.

Fitch espera que el EBITDA de EPM crezca a COP5,3 billones para 2021, respaldado por el desempeño operacional de la cartera de activos existente, mientras que debe cubrir un nivel más bajo de ventas de electricidad contratadas por Ituango de 2.000 GWh. Esta obligación contractual podría acomodarse más fácilmente con la capacidad de generación instalada actualmente. Se espera que la compañía aumente su deuda total a COP22,0 billones en 2019, COP23,5 billones en 2020 y COP24,5 billones en 2021. Este incremento en la deuda es para financiar la ejecución de gastos de capital y mantener simultáneamente un saldo mínimo de efectivo de aproximadamente COP1,0 billón, según lo indicado por la administración. En este escenario, el apalancamiento se mantiene en 4,5x hasta 2021, posponiendo la tendencia de desapalancamiento a niveles por debajo de 4,0x más allá de 2022. La materialización de este escenario, en el que el apalancamiento se mantenga en el nivel de 4,5x, constituiría un detonante para una acción de calificación negativa, como fue comunicado al mercado en el comentario de la acción de calificación “[Fitch Downgrades EPM to 'BBB'; Rating Watch Negative](#)”, publicado el 1 de junio de 2018.

¿La Liquidez de EPM Se Verá Afectada por la Contingencia de Ituango?

Fitch no prevé un efecto material a corto plazo sobre la liquidez y el flujo de efectivo operativo de EPM como resultado del deslizamiento de tierra en el PH Ituango. Aproximadamente 66% del EBITDA de la compañía proviene de negocios regulados con generación de flujo de efectivo altamente estable. EPM tenía USD391 millones de efectivo disponible a

marzo de 2018 y contabilizó un flujo de efectivo de USD1,2 mil millones durante los últimos 12 meses (UDM) de operaciones. Estos montos, junto con USD600 millones de fondeo anticipado durante la segunda mitad de 2018 de los USD1,3 mil millones disponibles en líneas de crédito, proporcionan liquidez suficiente para cubrir sus obligaciones financieras en el corto plazo de USD1,6 mil millones y su programa de gasto de capital. El 29 de junio de 2018, la Corporación Andina de Fomento (CAF) desembolsó USD100 millones de una línea de crédito de USD200 millones aprobada a EPM, lo que indica al mercado el soporte fuerte de esta banca multilateral a las operaciones de la empresa. Esta facilidad de financiamiento tiene un plazo de 18 años con cinco años de gracia y una tasa de interés de Libor a seis meses +3,10%.

EPM avanza en su estrategia financiera para cumplir con los vencimientos de deuda en 2019; los más notables son los vencimientos de deuda por USD400 millones de la operación chilena Aguas de Antofagasta S.A. (Adasa, 'AA-(cl)' con Perspectiva Estable) y un vencimiento de bonos internacionales por USD500 millones. Los vencimientos de Adasa se financiarán con una combinación de emisión de bonos locales y refinanciación de una porción de un préstamo bancario local. EPM está considerando contratar un nuevo mecanismo de financiamiento para pagar su vencimiento de bonos internacionales 2019.

La compañía generó aproximadamente USD1,6 mil millones de EBITDA, o COP4,8 billones, en los UDM finalizados el 31 de marzo de 2018, lo que resultó en métricas de apalancamiento bruto y neto de 3,75x y 3,51x, respectivamente. Fitch espera que la contingencia de Ituango genere un deterioro en el apalancamiento hasta niveles de aproximadamente 4,0x en 2019 y 4,5x en 2020 y 2021. La calificadora pronostica que la tendencia de desapalancamiento se pospondrá al menos hasta 2022, suponiendo un retraso de tres años en el proyecto.

¿Cuál es la Importancia de Ituango para la Estrategia de Crecimiento de EPM?

La estrategia de crecimiento de EPM es alcanzar un EBITDA de COP12,6 billones para el año 2025, de los cuales COP10,9 billones corresponderán a la generación interna de efectivo, ya que EPM continúa destinando capital para expandir su cartera de servicios. Aproximadamente COP1,7 billones vendrían de fusiones y adquisiciones. La expectativa era que el PH Ituango contribuyera con aproximadamente COP2,0 billones del crecimiento de EBITDA orgánico de COP10,9 billones proyectado durante este período, equivalente a 20% del crecimiento de EBITDA orgánico proyectado para 2025. El aumento esperado en el crecimiento del EBITDA derivado de la operación eventual de 2.400 MW del PH Ituango resalta la importancia estratégica del proyecto. Si el proyecto tiene éxito, permitirá a EPM aumentar la generación total de electricidad en aproximadamente 13.500 GWh.

Esto impulsará el actual EBITDA sostenible de aproximadamente COP5 billones por año a aproximadamente COP7 billones por año, una vez que ambas fases del proyecto estén en pleno funcionamiento. Este crecimiento permitiría una tendencia de desapalancamiento rápida por debajo de 4,0x e incrementaría la contribución del EBITDA del negocio de generación a más de 40% desde 33% de la generación total de EBITDA. Los otros negocios regulados continuarían representando aproximadamente 60% de la generación total de EBITDA.

Si el escenario de retraso de tres años se materializa y la generación de EBITDA del PH Ituango se pospone más allá de 2022, entonces EPM enfrentaría el desafío de mantener su objetivo de crecimiento establecido para 2025. La expectativa anterior de Fitch era que EPM utilizara la mayor parte de la generación de flujo de efectivo del PH Ituango para financiar su programa de gasto de capital en 2019–2021. Esto habría respaldado el crecimiento del EBITDA generado por nuevos proyectos de generación de electricidad y fortalecido la cartera de negocios regulados, mientras que una tendencia de desapalancamiento natural derivaría del crecimiento consolidado esperado durante este período.

Sin embargo, si las proyecciones de crecimiento de EBITDA del escenario de tres años se materializan, entonces es probable que la compañía pueda optar por reducir la velocidad de ejecución del gasto de capital para no afectar sustancialmente sus métricas de apalancamiento a niveles superiores a 4,0x. La administración declaró su objetivo de preservar una calificación de grado de inversión internacional. Esto hace que sea probable un diferimiento en el tiempo de la ejecución del gasto de capital, que retrasaría a su vez el logro del objetivo de crecimiento de EPM para 2025.

¿Cuál era el Progreso de Construcción de Ituango en el Momento del Deslizamiento de Tierra?

El progreso de la construcción del PH Ituango a marzo de 2018 era de 83,5%, con aproximadamente USD3300 millones invertidos, o COP8,3 billones, de un presupuesto de inversión total de USD4.300 millones, o COP11,3 billones. La financiación del proyecto a la fecha comprende una combinación de deuda local e internacional de USD1.500 mil millones, mientras que los USD1.000 mil millones restantes que se invertirán para finalizar el proyecto se financiarán con facilidades de crédito multilaterales disponibles y confirmadas.

El gasto de capital del PH Ituango presupuestado para 2018 es de COP1,47 billones, lo que representa 28,36% del gasto de capital total para el año de COP5,2 billones. El financiamiento de EPM contratado para el PH Ituango corresponde a aproximadamente 22% de la deuda financiera total de la compañía de USD6 mil millones a marzo de 2018 y exhibe una vida promedio de 7,5 años, acorde con el desempeño del flujo de efectivo del proyecto esperado a largo plazo.

Componentes Clave del Proyecto y Costos Estimados

Presa

La presa llena de rocas tiene 225 metros de altura, o 738 pies, medidos desde el lecho del río con un volumen de embalse total de aproximadamente 20 millones de metros cúbicos. El costo es de USD312 millones.

Vertedero

Controlado por cinco puertas, dirigirá el agua excedente río abajo desde el sitio del proyecto de regreso al río Cauca. El costo es de USD290 millones.

Túnel Principal de Desvío

El túnel principal de desvío costará USD192 millones.

Caverna de Generación

La caverna de generación alberga la estación de energía subterránea con ocho unidades de generación tipo Francis de 300 MW de potencia nominal cada una, para un total de 2.400 MW de capacidad instalada, dividida en dos fases de 1.200 MW cada una. Se espera que el proyecto produzca 13.530 GWh de energía anual una vez que ambas fases estén en pleno funcionamiento. El costo de obras civiles y equipos es de USD369 millones.

Caverna de Transformadores

La caverna de transformadores albergará tres bancos de transformadores monofásicos por grupo de generación ubicado aguas arriba de la caverna de generación. Las cavernas de generación y transformación están conectadas por las galerías de barras y la galería de acceso, que alberga la sala de control. El costo de obras civiles y equipos es de USD40 millones.

Subestación de Energía

Una subestación de 500 kV ubicada fuera del sistema de cavernas es una subestación encapsulada que recibe cables de alimentación aislados a través de un eje inclinado. El costo es de USD44 millones.

Después del deslizamiento de tierra en el sitio del proyecto durante la última semana de abril de 2018, la ejecución del mismo se centró en terminar el vertedero y aumentar la altura de la presa a 415 metros, o 1.361 pies, sobre el nivel del mar para controlar el riesgo de desbordamiento ante lluvias fuertes. Las obras civiles en el sistema de cavernas, de las cuales la caverna central eléctrica es un componente principal, se suspendieron. Esto se hizo para que EPM obtenga el control de las condiciones hidrológicas en el proyecto y se pueda realizar una evaluación completa de los daños asociados para determinar el curso de acción a seguir para llevarlo a su conclusión final y eventual fecha de operación comercial (FOC).

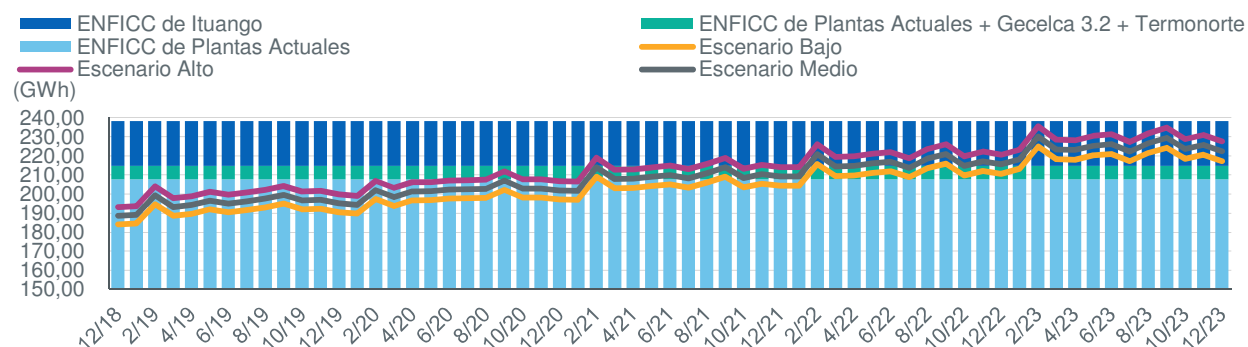
¿El Retraso de Ituango Puede Implicar Riesgos para el Sistema Eléctrico de Colombia?

Fitch coincide con los participantes del mercado en que el sistema eléctrico colombiano probablemente no enfrentaría riesgos de escasez de energía hasta fines de 2021, como consecuencia del retraso del PH Ituango. Esto se basa en el supuesto de que las plantas actuales pueden despachar al menos la ENFICC asignada para el período de diciembre de 2018 a noviembre de 2019 de 75.793 Gwh por año. La ENFICC es la máxima producción de electricidad acumulada que las plantas pueden producir en condiciones hidrológicas bajas.

Esta expectativa se mantiene si los escenarios de pronóstico bajo y medio de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia se materializan para 2020 y 2021. Sin embargo, la materialización de condiciones hidrológicas severas, como un nuevo fenómeno de El Niño, podría generar una volatilidad mayor de los precios de la electricidad.

Este análisis contempla el inicio oportuno de las operaciones de dos proyectos termoeléctricos actualmente en construcción: Gecelca 3.2, una planta a carbón de 273 MW, y Termonorte, una planta dual a gas natural y combustóleo de 88 MW, que se espera que alcancen sus FOC durante 2018. Esto haría aumentar la ENFICC acumulada del sistema a aproximadamente 78.383 GWh por año, comenzando en 2019. Este sería un incremento de 3% que proporcionaría suministro de energía suficiente para satisfacer los escenarios de demanda bajo, medio y alto de 2019 de UPME, así como para cumplir con el escenario de crecimiento de demanda media en 2020 de 73.804 GWh y en 2021 de 76.383 GWh.

Análisis de Cargo de Confiabilidad de Energía Firme



GWh – Gigavatio-hora. ENFICC – Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
Fuente: Fitch Solutions

La ENFICC asignada a PH Ituango es de 8.563 GWh para el período 2021–2038, considerando que se alcance su capacidad instalada total de 2.400 MW, que inicialmente se esperaba que estuviera operativa en 2021. La demora en esta contribución significativa esperada de ENFICC resalta el efecto potencial de la contingencia de Ituango y plantea inquietudes con respecto a la suficiencia del suministro disponible para cumplir con la demanda proyectada más allá de 2022. El regulador ya indicó que alentaría la construcción de plantas adicionales que podrían estar listas para operar en 2022 para cubrir la contingencia de demoras adicionales en el PH Ituango. Actualmente, no hay una capacidad considerable de generación hidroeléctrica o termoeléctrica en construcción. Termonorte y Gecelca 3.2, junto con la capacidad instalada actualmente, podrían no ser suficientes para satisfacer la demanda más allá de 2022.

En consecuencia, el regulador emitió borradores de resoluciones durante mayo de 2018 para su discusión entre los participantes del mercado, con el objetivo de subastar energía firme para incentivar la construcción de nueva capacidad instalada con FOC en 2022–2023. Estas resoluciones contemplan la reconfiguración de las obligaciones de energía firme asignadas previamente para ser reasignadas a los activos existentes durante 2018–2019 y la subasta de nueva energía firme para permitir la incorporación de nueva generación de energía que se pondrá en línea en 2022–2023.

Este proceso de subasta también podría ofrecer la oportunidad para proyectos renovables no convencionales, como plantas solares y eólicas, de aumentar la participación de energías renovables en la matriz de generación colombiana. Esto es congruente con la intención del regulador de diversificar la capacidad de generación del país. Fitch hará seguimiento a las compañías calificadas si persiguen inversiones importantes en el mediano plazo y los efectos en las

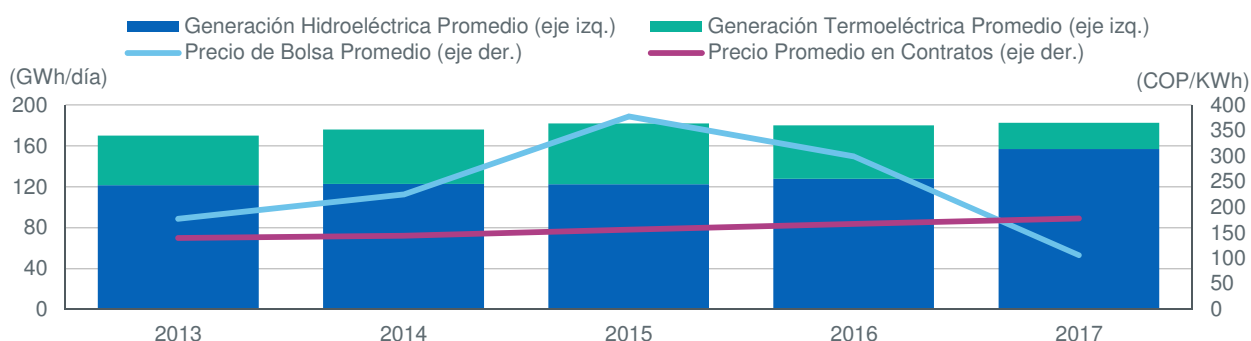
métricas crediticias proyectadas.

Fitch espera que el retraso del PH Ituango se refleje en una presión alcista moderada en los precios de la electricidad en los próximos años. Esto se debería al aumento esperado en la generación de energía térmica para satisfacer una porción mayor de la demanda de electricidad. XM declaró que, si la generación hidroeléctrica de Ituango no se materializa en dos o tres años, Colombia requeriría un aumento en la generación de energía termoeléctrica por encima de 70 GWh por día durante algunos períodos para satisfacer la demanda.

Lo anterior representaría un aumento en la generación termoeléctrica de aproximadamente 44 GWh por día, en comparación con la generación termoeléctrica durante 2017 de 26 GWh por día. El promedio diario de la demanda de 2017 de 183G Wh se satisfizo con una mezcla de generación de energía hidroeléctrica de 85,8% (157 GWh) y de 14,2% de generación termoeléctrica (26 GWh), dadas las condiciones hidrológicas benignas que mantuvieron niveles altos en los embalses.

Como resultado, el precio *spot* promedio 2017 cerró en 106 COP/KWh, sustancialmente por debajo del precio medio de 300COP/KWh en 2016. Esta tendencia se mantuvo de enero a mayo 2018, lo que fundamenta la expectativa de niveles de precios *spot* promedios bajos para el resto de 2018. Si Ituango no hubiera experimentado el incidente de abril, entonces los precios *spot* probablemente habrían continuado en el extremo de menor volatilidad del espectro.

Generación Eléctrica y Precios



Fuente: Fitch Solutions

¿Cuáles Son las Implicaciones de la Situación de Ituango para Medellín?

EPM es de gran importancia estratégica para Medellín. Esto se debe al papel fundamental que la compañía desempeña en la provisión de servicios públicos tanto al Municipio como a nivel nacional, así como al monto del excedente financiero que Medellín recibe de la empresa, el cual representa aproximadamente 20% del ingreso anual total de Medellín. Durante 2017, el Municipio recibió poco más de COP1,0 mil millones del excedente financiero de EPM.

El presupuesto de Medellín 2018 refleja COP1,05 mil millones del excedente de EPM. El Municipio ya recibió COP288,12 millones a marzo de 2018 y los fondos restantes están previstos para la segunda mitad de 2018. International Public Finance espera que este excedente disminuya en el futuro debido a la demora del proyecto Ituango. El excedente es clasificado por Fitch como ingreso de capital y se utiliza exclusivamente para financiar el programa de gasto de capital de Medellín, según lo confirmado por un comunicado de prensa emitido por la administración del Municipio. Por lo tanto, la calificadora no espera que las dificultades en el PH Ituango tengan un efecto significativo en los indicadores financieros claves de Medellín en el corto o mediano plazo. Los indicadores financieros del Municipio se calculan principalmente mediante el uso de los ingresos operativos, correspondientes a impuestos, tasas, multas y transferencias. El saldo total de la deuda sobre saldo corriente calculado por Fitch estaba por debajo de 2,5x en 2017 y 1,9x en 2016. El total de la deuda sobre ingresos corrientes calculados por Fitch fue inferior a 40%. Ambos indicadores se alinean con los de pares internacionales.

Fitch opina que Medellín posee un grado alto de flexibilidad financiera que le permite realizar los ajustes necesarios en sus planes financieros a mediano plazo en un escenario de disminución de los excedentes financieros de EPM. Esta flexibilidad

tiene en cuenta un margen del balance operativo de más de 15% en 2017, junto con la capacidad de aumentar las tarifas y reducir el gasto operativo si es necesario.

Estas acciones tendrán un efecto mínimo en la capacidad de pago de impuestos de los habitantes del Municipio. Si ese superávit financiero se retrasa, Medellín podría demorar su plan de gasto de capital, aunque podría aumentar su deuda para cumplir con los programas que pertenecen al plan de desarrollo de la administración actual. Hasta el momento, el Municipio no ha informado a Fitch sobre otros requisitos de deuda.

¿Qué tan Relevante es la Exposición del Sistema Bancario Local a los Préstamos de EPM?

La exposición de los bancos colombianos más grandes a EPM en préstamos directos o contingencias es limitada y diluida entre subsidiarias, distintas del propio proyecto, tanto en Colombia como en Centroamérica. La exposición de los bancos locales representa menos de 1% del portafolio total de préstamos y menos de 5% de los activos. El sector bancario está monitoreando la evolución del proyecto y los riesgos asociados a través de modelos de riesgos. En la opinión de Fitch, el deterioro en la capacidad de pago de EPM o alguna de sus subsidiarias no afectará la calidad crediticia de los bancos expuestos, aunque no es el escenario del caso base de Fitch. Además, los bancos tienen un perfil sólido para incrementar provisiones si fuera necesario.

¿Las Calificaciones de IDEA Pueden Verse Afectadas por Ituango, al ser el Mayor Accionista en Hidro Ituango?

IDEA es una institución financiera no bancaria, cuyo principal accionista es el departamento de Antioquia. IDEA tiene tres líneas de negocios que incluyen inversiones de capital estratégico, con una concentración importante en proyectos de energía. Los proyectos están alineados completamente con el plan de desarrollo del Departamento. El PH Ituango es la inversión principal del IDEA en el sector energético, con 50,7% del total, mientras que EPM mantiene el remanente del proyecto. EPM es la parte controladora, tal como está establecido en el contrato "Construye, Posee, Opera, Administra y Transfiere" que regula la ejecución y operación del proyecto por un período de 50 años.

Se esperaba que el IDEA recibiera dividendos del PH Ituango a partir de 2019. La institución no asume ningún riesgo debido a los retrasos en la construcción y operación futura del proyecto. Fitch espera que los efectos potenciales derivados del retraso operativo del PH Ituango no sean significativos en la rentabilidad del IDEA. Los atrasos en la construcción y operación eventual de Ituango no afectarán la ejecución de nuevos proyectos ni desembolsos de crédito en el plan de desarrollo del Departamento.

¿La Construcción de Ituango Estaba Asegurada?

EPM mantiene USD2,5 mil millones de seguro para cubrir daños materiales con un deducible de USD1,0 millones. Esta póliza cubre infraestructura y equipamiento. También incluye USD628 millones por lucro cesante, de los cuales USD380 millones cubren la primera fase del proyecto, o 1.200 MW, y USD248 millones cubren la segunda fase, o 1.200 MW, con un deducible de 90 días. La póliza de seguro tiene una cobertura amplia que incluye eventos geológicos imprevistos y la consecuencia de errores de diseño y obra civil en la ejecución del proyecto con exclusiones muy limitadas, según lo comunique la administración.

Además, EPM cuenta con un seguro de responsabilidad civil de USD17 millones de cobertura. Los riesgos asociados con ambas pólizas de seguro, todo riesgo de construcción y la responsabilidad de terceros, están cubiertos por compañías de seguros y reaseguros con experiencia amplia, respaldo de capital y calidad crediticia alta. El mayor impacto para el proyecto puede provenir del riesgo de lucro cesante, ya que dependerá de cuánto se demore el proyecto. Es probable que el costo de esta pérdida exceda el valor de la cobertura de seguro adquirida actualmente.

Fitch estima que el tiempo de ajuste y reembolso de pérdidas podría exceder un año e incluso extenderse más allá de dos años, dada la magnitud del reclamo. Sin embargo, es demasiado pronto para determinar el tiempo de recuperación, ya que las compañías de reaseguros tendrán que esperar hasta que se estabilicen los riesgos inminentes asociados con las obras

civiles en el sitio del proyecto.

Luego de la estabilización de los riesgos del sitio del proyecto, las compañías de seguros y reaseguros involucradas tendrán la oportunidad de analizar los daños y determinar la causa raíz que inició el deslizamiento de tierra a fin de cuantificar el valor de los riesgos asumidos. Se necesitará tiempo adicional para conciliar los costos relacionados con el reclamo y la cobertura de las pólizas.

¿Fitch Espera un Efecto en los Precios de las Pólizas de Seguros para Proyectos de Infraestructura?

Todavía es demasiado pronto para determinar si las pérdidas incurridas durante la primera mitad de 2018 relacionadas con proyectos de infraestructura en Colombia resultarán en un aumento inmediato de las primas de seguro. Estos riesgos a gran escala tienden a cederse al mercado internacional de reaseguros y el sector asegurador conserva solo una exposición muy baja en Colombia. Como resultado, Fitch espera que los reaseguradores se vuelvan más exigentes a la hora de suscribir pólizas relacionadas con proyectos de infraestructura, como riesgo de construcción total, pasivos de terceros y fianzas.

Fitch estima que 2017 fue un período con las mayores pérdidas catastróficas aseguradas a nivel mundial en los últimos 10 años, estimadas en USD130 mil millones, ya que tres huracanes y dos terremotos causaron daños significativos. Estas pérdidas tuvieron un efecto limitado en el capital del sector de reaseguros en la mayoría de los casos. Esto se debió en parte a los niveles más que suficientes de capital y capacidad disponibles para el sector debido al crecimiento continuo del capital alternativo y el exceso de liquidez en el mercado internacional. El mercado asegurador colombiano se caracteriza por una competencia alta y precios agresivos. Estos factores sugieren una expectativa de que no habrá presiones al alza en las tasas de seguros a corto o mediano plazo, especialmente en lo que respecta a proyectos de infraestructura.

Informes Relacionados

[Fitch Downgrades EPM to 'BBB'; Rating Watch Negative \(Junio 1, 2018\)](#)

[Fitch: Ituango Pressures EPM's Deleveraging Trajectory \(Mayo 25, 2018\)](#)

[Fitch Places EPM on Rating Watch Negative \(Mayo 11, 2018\)](#)

[Empresas Publicas de Medellin E.S.P. \(EPM\) \(And Subsidiaries\) \(Junio 30, 2017\)](#)

Analistas

Julio Ugueto
+57 1 484-6770 x1038
julio.ugueto@fitchratings.com

Jorge Yanes
+57 1 484-6770 x1170
jorge.yanes@fitchratings.com

Carlos Ramírez
+57 1 484-6770 x1240
carlos.ramirez@fitchratings.com

Andrés Márquez
57 1 484-6770 x1220
andres.marquez@fitchratings.com

Milena Carrizosa
+57 1 484-6770 x1090
milena.carrizosa@fitchratings.com

Directorio de Grupo Finanzas Corporativas - Latinoamérica

Estados Unidos — Fitch Ratings

Daniel R. Kastholm, CFA	Director General, Jefe Regional del Grupo		daniel.kastholm@fitchratings.com	+1 312 368-2070
Joe Bormann, CFA	Director General, Jefe Regional Adjunto del Grupo		joe.bormann@fitchratings.com	+1 312 368-3349
Lucas Aristizabal	Director Sénior	Energía (Petróleo y Gas), Servicios Públicos	lucas.aristizabal@fitchratings.com	+1 312 368-3260
Johnny DaSilva	Director	Propiedad/Bienes Inmuebles, y Alimentos, Bebidas y Tabaco	johnny.dasilva@fitchratings.com	+1 212 612-0367
Jay Djemal	Director	Jefe de Credit Research	jay.djemal@fitchratings.com	+1 312 368-3134
Debora Jalles	Directora	Químicos, Cuidado de la Salud, Metales y Minería, y Materiales de Construcción	debora.jalles@fitchratings.com	+1 312 606-2338
Jose Vertiz	Director	Transporte, y Propiedad/Bienes Inmuebles	jose.vertiz@fitchratings.com	+1 212 908-0641
Saverio Minervini	Director	Eléctrico Corporativo, Servicios Públicos, y Energía (Petróleo y Gas)	saverio.minervini@fitchratings.com	+1 212 908 0364
Gilberto González, CFA	Director Asociado	Materiales de Construcción y Construcción, Químicos, y Auto y Relacionado	gilberto.gonzalez@fitchratings.com	+1 312 606-2310
John Wiske	Director Asociado	Eléctrico Corporativo, Servicios Públicos, Energía (Petróleo y Gas)	john.wiske@fitchratings.com	+1 212 908-9195
Phillip Wrenn	Director Asociado	Metales y Minería	phillip.wrenn@fitchratings.com	+1 312 368-2075
Paula Bunn	Directora Asociada	Alimentos, Bebida y Tabaco	paula.bunn@fitchratings.com	+1 312 368-3218
Sul Ahmad, CFA	Director Asociado	Energía (Petróleo y Gas)	sul.ahmad@fitchratings.com	+1 312 368 3100
Danny Patel	Analista	Propiedad/Bienes Inmuebles y Transporte	danny.patel@fitchratings.com	+1 312 368-5461
Adriana Bueno	Administradora	Corporativo General	adriana.bueno@fitchratings.com	+1 312 368 5455

Brasil — Fitch Ratings Brasil Ltda.

Ricardo Carvalho	Director Sénior, Jefe de Corporativos Brasileños		ricardo.carvalho@fitchratings.com	+55 21 4503-2627
Mauro Storino	Director Sénior	Telecomunicaciones y Medios de Comunicación, Servicios Públicos	mauro.storino@fitchratings.com	+55 21 4503-2625
Gustavo Mueller	Director	Agua/Servicio de Aguas Residuales, Servicios Ambientales	gustavo.mueller@fitchratings.com	+55 21 4503-2632
Gisele Paolino	Directora	Transporte y Comercio Minorista	gisele.paolino@fitchratings.com	+55 21 4503-2624
Fernanda Rezende	Directora	Recursos Naturales y Propiedad/Bienes Inmuebles	fernanda.rezende@fitchratings.com	+55 21 4503-2619
Paula Martins	Directora	Eléctrico Corporativo	paula.martins@fitchratings.com	+55 11 4504 2205
Renato Donatti	Director	Comercio Minorista, Transportes y Cuidado de la Salud	renato.donatti@fitchratings.com	+55 11 4504-2215
Tatiana Thomaz	Directora Asociada	Cuidado de la Salud, Comercio Minorista Servicios Diversificados	tatiana.thomaz@fitchratings.com	+55 21 4503-2605
Claudio Miori	Director Asociado	Alimentos, Bebidas y Tabaco, y Recursos Naturales	claudio.miori@fitchratings.com	+55 11 4504-2207
Alexandre Garcia	Director Asociado	Materiales de Construcción y Construcción, y Telecomunicaciones	alexandre.garcia@fitchratings.com	+55 11 4504-2616
Wellington Senter	Director Asociado	Eléctrico Corporativo, Corporativos	wellington.senter@fitchratings.com	+55 21 4503-2606
Renato Mota, CFA, CAIA	Director Asociado	Transporte	renato.mota@fitchratings.com	+55 21 4503 2629
Leonardo Coutinho	Analista	Agua/Servicio de Aguas Residuales, y Transporte	leonardo.coutinho@fitchratings.com	+55 21 4503-2630
Tathiana Simoes	Analista	Corporativo General	tathiana.simoes@fitchratings.com	+55 21 3957-3617
Natalia Brandao	Analista	Propiedad/Bienes Inmuebles, y Materiales de Construcción y Construcción	natalia.brandao@fitchratings.com	+55 21 4503-2631
Rafael Faro	Research Assistant	Corporativo General	rafael.faro@fitchratings.com	+55 21 3957 3616

Centroamérica — Fitch Costa Rica Calificadora de Riesgos, S.A.

Erick Pastrana	Director Asociado	Eléctrico Corporativo, Propiedad/Bienes Inmuebles	erick.pastrana@fitchratings.com	+506 2 296-9182 x24
----------------	-------------------	---	---------------------------------	---------------------

Chile — Fitch Chile Clasificadora de Riesgos Limitada

Rina Jarufe	Director Sénior, Jefa de Corporativos Chilenos		rina.jarufe@fitchratings.com	+56 22 499-3310
Alejandra Fernández	Directora	Materiales de Construcción y Construcción, Agua/Servicio Público de Aguas Residuales	alejandra.fernandez@fitchratings.com	+56 22 499-3323
Rodolfo Schmauk	Director	Alimentos, Bebida y Tabaco, Salud y Manufactura Diversificada	rodolfo.schmauk@fitchratings.com	+56 22 499-3341
Francisco Mercadal	Director Asociado	Telecomunicaciones y Transporte	francisco.mercadal@fitchratings.com	+56 22 499-3340
José Ramón Río	Director Asociado	Eléctrico Corporativo, y Servicios Públicos	jose.rio@fitchratings.com	+56 22 499-3316
Andrea Jiménez	Directora Asociada	Propiedad/Bienes Inmuebles y Comercio Minorista	andrea.jimenez@fitchratings.com	+56 22 499-3322
Marco Antonio López	Analista	Alimentos, Bebidas y Tabaco	marco.lopez@fitchratings.com	+56 22 499-3300
Andrea Rojas	Analista	Salud y Manufactura Diversificada	andrea.rojas@fitchratings.com	+56 22 499-3337
Constanza Vatter	Analista	Corporativo General	constanza.vatter@fitchratings.com	+56 22 499-3318
Tomás Honorato	Analista	Eléctrico Corporativo, y Servicios Públicos	tomas.honorato@fitchratings.com	+56 22 499-3314

Continúa en la página siguiente.

Directorio de Grupo Finanzas Corporativas - Latinoamérica (Continuación)**Colombia — Fitch Ratings Colombia**

Natalia OByrne	Directora Sénior, Jefe de Corporativos Colombianos		natalia.obyrne@fitchratings.com	+57 1 484-6770 x1100
Jorge Yanes	Director	Materiales de Construcción y Eléctrico Corporativo	jorge.yanes@fitchratings.com	+57 1 484-6770 x1170
José Luis Rivas	Director	Alimentos y Bebidas, Energía (Petróleo y gas)	joseluis.rivas@fitchratings.com	+57 1 484-6770 x1016
Julián Robayo	Director Asociado	Agua/Servicio Público de Aguas Residuales y Telecomunicaciones y Transporte	julian.robayo@fitchratings.com	+57 1 484-6770 x1120
Julio Ugueto	Director Asociado	Telecomunicaciones y Eléctrico Corporativo	julio.ugueto@fitchratings.com	+57 1 484-6770 x1038
Rafael Molina	Director Asociado	Agua/Servicio Público, Gas Natural, Eléctrico Corporativo	rafael.molina@fitchratings.com	+57 1 484-6770 x1010
Juan David Medellín	Analista	Alimentos, Bebidas y Tabaco, y Recursos Naturales	juandavid.medellin@fitchratings.com	+57 1 484 6770 x 2002
Ana María Vargas	Analista	Energía (Petróleo y gas), Energía (Petróleo y Gas)	anamaria.vargasegarcia@fitchratings.com	+57 1 484-6770 x1830
Luis Felipe Idárraga	Analista	Agua/Servicio Público de Aguas Residuales Alimentos, Bebidas y Tabaco	luisfelipe.idarragaalvarez@fitchratings.com	+57 1 484 6770 x1026

México — Fitch México S.A. de C.V.

Alberto Moreno	Director Sénior, Jefe Adjunto de Corporativos Mexicanos		alberto.moreno@fitchratings.com	+52 81 8399-9100 x133
Sergio Rodríguez, CFA	Director Sénior, Jefe Adjunto de Corporativos Mexicanos		sergio.rodriguez@fitchratings.com	+52 81 8399-9100 x135
Rogelio González	Director	Alimentos, Bebidas y Tabaco y Químicos	rogelio.gonzalez@fitchratings.com	+52 81 8399-9100 x134
María Pía Medrano	Directora	Comercio Minorista y Bienes Inmuebles	mariapia.medrano@fitchratings.com	+52 55 5955-1600
Alberto de los Santos	Director Asociado	Automotriz y Relacionado, y Manufactura Diversificada	alberto.delossantos@fitchratings.com	+52 81 8399-9100 x110
Velía Valdés	Directora Asociada	Telecomunicaciones, Medio y Entretenimiento, y Agua/Servicio Público de Aguas Residuales	velia.valdes@fitchratings.com	+52 81 8399-9100 x149
Diana Cantú	Directora Asociada	Manufactura Diversificada; Alimentos, Bebidas y Tabaco, y Comercio Minorista	diana.cantu@fitchratings.com	+52 81 8399-9100 x171
Oscar Álvarez	Analista	Corporativo General	oscar.alvarez@fitchratings.com	+52 81 8399-9100 x504

TODAS LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS DE FITCH ESTÁN SUJETAS A CIERTAS LIMITACIONES Y ESTIPULACIONES. POR FAVOR LEA ESTAS LIMITACIONES Y ESTIPULACIONES SIGUIENDO ESTE ENLACE [HTTPS://FITCHRATINGS.COM/UNDERSTANDINGCREDITRATINGS](https://fitchratings.com/understandingcreditratings). ADEMÁS, LAS DEFINICIONES DE CALIFICACIÓN Y LAS CONDICIONES DE USO DE TALES CALIFICACIONES ESTÁN DISPONIBLES EN NUESTRO SITIO WEB WWW.FITCHRATINGS.COM. LAS CALIFICACIONES PÚBLICAS, CRITERIOS Y METODOLOGÍAS ESTÁN DISPONIBLES EN ESTE SITIO EN TODO MOMENTO. EL CÓDIGO DE CONDUCTA DE FITCH, Y LAS POLÍTICAS SOBRE CONFIDENCIALIDAD, CONFLICTOS DE INTERESES, BARRERAS PARA LA INFORMACIÓN PARA CON SUS AFILIADAS, CUMPLIMIENTO, Y DEMÁS POLÍTICAS Y PROCEDIMIENTOS ESTÁN TAMBIÉN DISPONIBLES EN LA SECCIÓN DE CÓDIGO DE CONDUCTA DE ESTE SITIO. FITCH PUEDE HABER PROPORCIONADO OTRO SERVICIO ADMISIBLE A LA ENTIDAD CALIFICADA O A TERCEROS RELACIONADOS. LOS DETALLES DE DICHO SERVICIO DE CALIFICACIONES SOBRE LAS CUALES EL ANALISTA LIDER ESTÁ BASADO EN UNA ENTIDAD REGISTRADA ANTE LA UNIÓN EUROPEA, SE PUEDEN ENCONTRAR EN EL RESUMEN DE LA ENTIDAD EN EL SITIO WEB DE FITCH.

Derechos de Autor © 2018 por Fitch Ratings, Inc. y Fitch Ratings, Ltd. y sus subsidiarias. 33 Whitehall Street, New York, NY 10004. Teléfono: 1-800-753-4824, (212) 908-0500. Fax: (212) 480-4435. La reproducción o distribución total o parcial está prohibida, salvo con permiso. Todos los derechos reservados. En la asignación y el mantenimiento de sus calificaciones, así como en la realización de otros informes (incluyendo información prospectiva), Fitch se basa en información factual que recibe de los emisores y sus agentes y de otras fuentes que Fitch considera creíbles. Fitch lleva a cabo una investigación razonable de la información factual sobre la que se basa de acuerdo con sus metodologías de calificación, y obtiene verificación razonable de dicha información de fuentes independientes, en la medida de que dichas fuentes se encuentren disponibles para una emisión dada o en una determinada jurisdicción. La forma en que Fitch lleve a cabo la investigación factual y el alcance de la verificación por parte de terceros que se obtenga variará dependiendo de la naturaleza de la emisión calificada y el emisor, los requisitos y prácticas en la jurisdicción en que se ofrece y coloca la emisión y/o donde el emisor se encuentra, la disponibilidad y la naturaleza de la información pública relevante, el acceso a representantes de la administración del emisor y sus asesores, la disponibilidad de verificaciones preexistentes de terceros tales como los informes de auditoría, cartas de procedimientos acordadas, evaluaciones, informes actuariales, informes técnicos, dictámenes legales y otros informes proporcionados por terceros, la disponibilidad de fuentes de verificación independiente y competentes de terceros con respecto a la emisión en particular o en la jurisdicción del emisor, y una variedad de otros factores. Los usuarios de calificaciones e informes de Fitch deben entender que ni una investigación mayor de hechos ni la verificación por terceros puede asegurar que toda la información en la que Fitch se basa en relación con una calificación o un informe será exacta y completa. En última instancia, el emisor y sus asesores son responsables de la exactitud de la información que proporcionan a Fitch y al mercado en los documentos de oferta y otros informes. Al emitir sus calificaciones y sus informes, Fitch debe confiar en la labor de los expertos, incluyendo los auditores independientes con respecto a los estados financieros y abogados con respecto a los aspectos legales y fiscales. Además, las calificaciones y las proyecciones de información financiera y de otro tipo son intrínsecamente una visión hacia el futuro e incorporan las hipótesis y predicciones sobre acontecimientos futuros que por su naturaleza no se pueden comprobar como hechos. Como resultado, a pesar de la comprobación de los hechos actuales, las calificaciones y proyecciones pueden verse afectadas por eventos futuros o condiciones que no se previeron en el momento en que se emitió o afirmó una calificación o una proyección.

La información contenida en este informe se proporciona "tal cual" sin ninguna representación o garantía de ningún tipo, y Fitch no representa o garantiza que el informe o cualquiera de sus contenidos cumplirán alguno de los requerimientos de un destinatario del informe. Una calificación de Fitch es una opinión en cuanto a la calidad crediticia de una emisión. Esta opinión y los informes realizados por Fitch se basan en criterios establecidos y metodologías que Fitch evalúa y actualiza en forma continua. Por lo tanto, las calificaciones y los informes son un producto de trabajo colectivo de Fitch y ningún individuo, o grupo de individuos, es únicamente responsable por una calificación o un informe. La calificación no incorpora el riesgo de pérdida debido a los riesgos que no sean relacionados a riesgo de crédito, a menos que dichos riesgos sean mencionados específicamente. Fitch no está comprometido en la oferta o venta de ningún título. Todos los informes de Fitch son de autoría compartida. Los individuos identificados en un informe de Fitch estuvieron involucrados en, pero no son individualmente responsables por, las opiniones vertidas en él. Los individuos son nombrados solo con el propósito de ser contactos. Un informe con una calificación de Fitch no es un prospecto de emisión ni un sustituto de la información elaborada, verificada y presentada a los inversores por el emisor y sus agentes en relación con la venta de los títulos. Las calificaciones pueden ser modificadas o retiradas en cualquier momento por cualquier razón a sola discreción de Fitch. Fitch no proporciona asesoramiento de inversión de cualquier tipo. Las calificaciones no son una recomendación para comprar, vender o mantener cualquier título. Las calificaciones no hacen ningún comentario sobre la adecuación del precio de mercado, la conveniencia de cualquier título para un inversor particular, o la naturaleza impositiva o fiscal de los pagos efectuados en relación a los títulos. Fitch recibe honorarios por parte de los emisores, aseguradores, garantes, otros agentes y originadores de títulos, por las calificaciones. Dichos honorarios generalmente varían desde USD1,000 a USD750,000 (u otras monedas aplicables) por emisión. En algunos casos, Fitch calificará todas o algunas de las emisiones de un emisor en particular, o emisiones aseguradas o garantizadas por un asegurador o garante en particular, por una cuota anual. Se espera que dichos honorarios varíen entre USD10,000 y USD1,500,000 (u otras monedas aplicables). La asignación, publicación o diseminación de una calificación de Fitch no constituye el consentimiento de Fitch a usar su nombre como un experto en conexión con cualquier declaración de registro presentada bajo las leyes de mercado de Estados Unidos, el "Financial Services and Markets Act of 2000" de Gran Bretaña, o las leyes de títulos y valores de cualquier jurisdicción en particular. Debido a la relativa eficiencia de la publicación y distribución electrónica, los informes de Fitch pueden estar disponibles hasta tres días antes para los suscriptores electrónicos que para otros suscriptores de imprenta.

Solamente para Australia, Nueva Zelanda, Taiwán y Corea del Norte: Fitch Australia Pty Ltd tiene una licencia australiana de servicios financieros (licencia no. 337123) que le autoriza a proveer calificaciones crediticias solamente a "clientes mayoristas". La información de calificaciones crediticias publicada por Fitch no tiene el fin de ser utilizada por personas que sean "clientes minoristas" según la definición de la "Corporations Act 2001".