

## Transcripción Webcast de resultados 3T2022 Grupo EPM

**Andrea Foronda:** Bienvenidos al webcast sobre los resultados del tercer trimestre de 2022 del Grupo EPM.

Este evento será liderado por Martha Durán, vicepresidenta ejecutiva de Finanzas e Inversiones, quien estará acompañada de Jorge Yepes, gerente de Regulación, y Alberto Mejía, gerente de Mercado Energía Mayorista.

Mi nombre es Andrea Foronda, hago parte del equipo de comunicaciones de la gerencia Comunicación Corporativa, y seré su moderadora para el día de hoy.

En esta oportunidad nos acompaña la intérprete María Constanza, quien hará la traducción simultánea al inglés. Para quien desee escuchar el evento en inglés, por favor, haga clic en el ícono de configuración, ubicado en el módulo “Slides”, que está en sus pantallas, y elijan la opción “English”.

El día de hoy contaremos con la presentación por parte de Martha Durán, Jorge Yepes y Alberto Mejía, y finalizaremos con un espacio de preguntas y respuestas, en el cual también la acompañarán Juan Carlos Castro, gerente de Planeación Financiera, y Juan Carlos Sampedro, director de Gestión de Capital.

Les agradecemos a partir de este momento, y a medida que se desarrolle la presentación, ir ingresando sus inquietudes en el módulo de preguntas de sus pantallas. La idea es que cuando iniciamos el espacio de preguntas, logremos responder la gran mayoría.

Este webcast está siendo grabado y quedará disponible en los próximos días en el mismo enlace del evento que publicamos en la página web de inversionistas.

A partir de este momento, le cedo la palabra a Martha Durán, vicepresidenta ejecutiva de Finanzas e Inversiones.

**Martha Durán:** Muy buenos días a todos. Muchas gracias por unirse a la teleconferencia de hoy, donde contaremos acerca de los resultados consolidados del Grupo EPM del tercer trimestre de 2022.

Bueno, como ya lo anunció Andrea, estamos acá con varios directivos de la organización, con los cuales, al final, atenderemos todas las inquietudes que ustedes tengan.

Bueno, vamos a empezar con los hechos más relevantes posteriores al cierre del trimestre, para lo cual le voy a dar la palabra a Jorge Yepes, para que nos comente, de manera muy breve, en qué consisten las medidas regulatorias recientes que expidió la CREG en relación

con las tarifas de energía en Colombia, y también aquí nos acompaña Alberto Mejía, quién nos comentará sobre la aplicación que hizo EPM frente a este tema.

**Jorge Yepes:** Buenos días. Como resultado de la variación elevada de los factores macroeconómicos en Colombia, y al estar las tarifas de electricidad asociadas mayoritariamente al Índice de Precios al Productor, que ha tenido incrementos del orden del 25 % en el último año, el Gobierno nacional decidió tomar algunas medidas para contrarrestar ese crecimiento de las tarifas hacia los usuarios finales y se promovieron unas modificaciones por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Fundamentalmente, se expidieron tres resoluciones, una orientada a un ajuste del mercado mayorista, en lo que tiene que ver con la generación térmica a gas por plantas de ciclo combinado, buscando una reducción en uno de los componentes tarifarios, que se denomina el de restricciones.

La segunda medida, permitir la renegociación de los contratos bilaterales entre los generadores y comercializadores. Esto buscaba que los agentes, de manera voluntaria, redujeran los costos de los contratos de energía en el mercado mayorista, y que esto se pudiera ver reflejado en una disminución en las tarifas de los usuarios finales en el componente de generación.

Y la última medida también pretendía ser de carácter voluntario, permitir que los comercializadores... distribuidores que atienden a usuarios finales redujeran el cargo de distribución mediante una reindexación, devolverse en el tiempo hasta un momento entre diciembre de 2020 y diciembre de 2021, con el Índice de Precios al Productor, deflactar las tarifas aplicadas y luego reindexarlas hacia adelante con un indexador diferente, que pudiera ser el IPC, y hacia adelante, después de septiembre de 2022, con un indexador, que sería el mínimo entre el IPP y el IPC.

Estas medidas, repito, se expidieron como de carácter voluntario. Cada empresa decidió, de acuerdo con sus análisis, si le era factible o no aplicarla, pero eran medidas del tipo que se aplica con la fórmula como se expidió o no se aplica.

Entonces, el proceso de discusión con el Gobierno y con el regulador lo que buscaba era un poco más de flexibilidad, las propuestas iniciales eran más restrictivas. Se logró que se pudiera modificar el mes de la aplicación, que estuviera por parte del distribuidor seleccionarlo. El indexador hacia adelante también, pues, el... podría, cada uno, proponer un indexador diferente a los macroeconómicos. Pero, al final, pues esas fueron las normas.

Lo que se buscaba por parte del Gobierno nacional era una reducción en las tarifas de los usuarios finales, que estuviera del orden del 10 % o más. Esto variaba, obviamente, en cada mercado, pues dependiendo de la composición de contratos que tuviera cada comercializador, de cuánto era su exposición en la bolsa, de cuánto le trasladaron cada uno de los diferentes agentes.

Al final, la mayoría de las empresas se acogieron, hicieron las renegociaciones, y las variaciones en las tarifas hacia los usuarios finales no lograron llegar a esa meta que tenía el Gobierno nacional, pero sí se logró en algunos mercados entre el 5 y el 8 %.

Fundamentalmente, el plazo de acogerse también era fijo, por lo tanto, en este momento, para el tema de los cargos de distribución, ya no hay opción de aplicar esa reindexación. Para el caso de los contratos, sigue abierta la puerta y sigue la posibilidad de que, en el futuro, se hagan renegociaciones.

Eso es lo más relevante de estas resoluciones que se expidieron el mes pasado y que ya están empezando a verse reflejadas en las tarifas de los usuarios a partir de este mes.

No sé, Alberto, entonces, tú vas a complementar sobre...

**Alberto Mejía:** Buenos días. Como mencionaba Jorge, digamos, hay dos medidas regulatorias, una sobre las actividades que están reguladas por la CREG, mediante los ingresos de los cargos de distribución y transmisión, y las que están en competencia, como la de generación y comercialización.

En el mercado de generación y comercialización, el foco se centró, entonces, en evaluar este impacto del incremento del Índice de Precios al Productor en los contratos de venta de energía cómo podía mitigarse. Básicamente, porque también se habían recibido señales de algunos comercializadores de que había algunas preocupaciones sobre la capacidad de pago que tenían los usuarios de estratos más bajos del país ante estos incrementos de tarifas.

Entonces, ante esta situación, y este marco regulatorio expedido por la CREG, la empresa hizo una evaluación de cuál sería un escenario posible de ajuste a los precios de los contratos de energía para los periodos, digamos, que están vigentes en los próximos 12 meses.

Entonces, en ese sentido, se hizo un ejercicio de distribuir ese alivio en los precios de los contratos y en la indexación para los dos mercados: para el mercado regulado y para el mercado no regulado.

Para el mercado regulado, que es la mayor parte de la demanda eléctrica de Colombia, se hizo una clasificación del alivio para los comercializadores que atienden usuarios de los mercados con las tarifas más altas del país y que, además, tengan la mayor participación de estratos 1 y 2 en su mercado, es decir, aquellos usuarios que tengan menor capacidad de pago, y ese grupo de comercializadores se les dio un alivio mayor.

¿En qué consistió el alivio para este grupo? Se modificó el indexador para los próximos 12 meses como el mínimo entre la variación del Índice de Precios al Productor y la variación

del Índice de Precios al Consumidor de cada mes. En esos 12 meses se estableció ese indexador.

Y el precio de los contratos que se tenían pactados para este grupo se deflactó con el Índice de Precios al Productor hasta el mes de octubre de 2021 y se indexó nuevamente con el Índice de Precios al Consumidor hasta la fecha de septiembre. De ese modo se trató de corregir el incremento fuerte que tuvo el Índice de Precios al Productor en los meses desde octubre hasta la fecha.

Ese fue el alivio para la población o los consumidores de mayor dificultad de pago en el país.

Para el grupo que no quedó incluido allí, el ejercicio no se hizo hasta octubre de 2021, sino hasta el mes de enero de 2022, y se hizo la misma modificación en la indexación.

Para el caso del mercado no regulado, como es un mercado de libre negociación, ya se acordaron unas condiciones de encontrar un indexador más estable que el que viene teniendo hoy con el Índice de Precios al Consumidor y renegociar las condiciones comerciales de los contratos. Es decir, se les ofreció a los clientes, tanto del mercado regulado como del mercado no regulado, alternativas para mitigar este incremento en la indexación de los contratos.

Eso es básicamente el esfuerzo que hizo la empresa. En su momento se informó que se estimaba que alrededor de unos 340,000 millones de pesos podría implicar esta disminución en las expectativas de ingreso que tenía la organización. Es un valor que, se estimó, no afectara, digamos, la sostenibilidad del negocio porque, igual, estamos hablando de unos incrementos importantes acumulados de los precios de los contratos que vienen desde ya, más o menos, un año y medio.

**Martha Durán:** Alberto, muchísimas gracias. Vamos a revisar un asunto técnico con la traducción, que nos comentaron que, de pronto, podría estar teniendo inconvenientes. Les pedimos, por favor, un momento, vamos a revisar la parte técnica si está funcionando bien. muchas gracias.

[Voces fuera micrófono]

**Andrea Foronda:** Operadora, le pido, por favor, si podemos revisar que la traducción se esté escuchando bien. ¿Nos podría responder, por favor?

**Operadora:** Sí, confirmo que la traducción se escucha perfectamente, gracias.

**Andrea Foronda:** Okay, muchas gracias. Entonces, continuamos.

[Voces fuera micrófono]

**Martha Durán:** Bueno, muchas gracias a Jorge y a Alberto por su intervención. Continuamos, entonces, con los hechos relevantes de Hidroituango.

El 26 de octubre, EPM concluyó con éxito el montaje de las dos primeras unidades de generación de energía, así como con la instalación completa de los blindajes metálicos de los pozos verticales y avanzamos en el propósito que tenemos de entrar en operación antes del próximo 30 de noviembre.

El 31 de octubre se adjudicó a la firma colombiana Schrader Camargo la terminación de las obras civiles de las unidades 3 y 4, que hacen parte de la primera etapa del proyecto, contrato con un plazo de siete meses, a partir del diciembre 1 de 2022.

Y, finalmente, el 3 de noviembre se amplió el plazo, hasta el 7 de diciembre, para recibir las ofertas en el proceso de contratación para la construcción de las obras civiles finales del proyecto, es decir, las unidades 5 a 8, en fecha que estaba prevista antes de esta modificación para el 4 de noviembre.

Por último, tenemos el proceso de enajenación de las acciones que tiene EPM en UNE e Invertelco. Lastimosamente, el 6 de octubre, después de cinco intentos de ir ante el Concejo de Medellín para gestionar la autorización de la enajenación de la participación accionaria que tenemos en estas compañías, el proyecto fue votado nuevamente de manera negativa por los integrantes o por los concejales que integran la Comisión Primera.

Pasamos ahora a la siguiente diapositiva para contarles sobre los avances técnicos y financieros del Proyecto Hidroituango. A septiembre, se logró un avance total de obra acumulado del 89.71 %. En la siguiente diapositiva vemos importantes avances en los principales frentes de obra civil, también ya como lo comenté. Al avance del montaje electromecánico de los equipos principales, también se suma la instalación completa de los blindajes metálicos de los pozos verticales, que permitirán llevar el flujo de agua del río Cauca desde el embalse hasta las unidades de generación 1 y 2 en la casa de máquinas, y así poder iniciar las pruebas de giros mecánicos en las turbinas.

A estos hitos se suma, igualmente, la ejecución de los trabajos subacuáticos, con la limpieza realizada en las captaciones número 1 y número 2, que corresponden a las dos primeras unidades.

En los próximos días comenzarán las pruebas dinámicas para verificar el comportamiento de las unidades con el agua proveniente del embalse, y esto nos permitirá revisar la operación de los diferentes equipos que ya están instalados.

En varias oportunidades, como lo ha mencionado nuestro gerente, hemos tratado de mantener muy informado a nuestros *stakeholders* y a nuestros grupos de interés sobre la evolución del proyecto, y hemos reiterado en varias oportunidades que la prioridad de EPM sigue siendo, en primer lugar, cuidar la vida de las personas de las poblaciones aguas abajo,

disminuir los riesgos del proyecto, y por eso avanzaremos en las pruebas y en el monitoreo de todas las variables que sean necesarias de acuerdo a los más altos estándares técnicos, que son muy exigentes, y con absoluta prudencia, aplicando siempre el principio de precaución para que la entrada en operación del proyecto se haga absolutamente de forma muy segura.

De otra parte, se avanza igualmente en los frentes de obra de las unidades 3 y 4. Se terminaron ya los concretos de la unidad de generación número 3, y en la unidad 4 se avanza en la instalación de los concretos para iniciar el montaje de los equipos electromecánicos en las fechas que tenemos previstas en el 2023.

Otro frente de trabajo importante se enfoca en los blindajes de los túneles verticales, que contienen 70 virolas en estas unidades que acabo de mencionar.

Bueno, con respecto al valor total invertido en el proyecto, a septiembre, la inversión asciende a 17.7 billones de pesos.

Pasamos a la siguiente diapositiva, donde tenemos información relacionada con la demanda comercial de energía del Grupo EPM. Aquí podemos decir que en Colombia la demanda comercial acumulada de energía en el tercer trimestre del año fue de 57,349 gigavatios hora, lo que representa un incremento del 4.4 % con respecto al mismo periodo del año anterior.

Específicamente en Centroamérica, en Panamá y Guatemala, se presenta un acumulado del tercer trimestre... una tasa de crecimiento de la demanda de energía del 4 %. El Salvador, por su parte, presentó una tasa de crecimiento de 2.6 % en comparación con el mismo periodo del año anterior.

En cuanto a la demanda comercial agregada del Grupo EPM en Colombia, creció 3 % en comparación del año anterior.

En el ámbito internacional, las empresas del Grupo registraron en conjunto un crecimiento de la demanda de 4.1 % en el acumulado del tercer trimestre.

Comegsa, en Guatemala, tuvo comportamiento favorable, ya que presentó un crecimiento de la demanda del 17 %. Por su parte, EEGSA, que atiende el mercado regulado, presentó un crecimiento del 2.7. Y en Panamá, ENSA presentó también un muy buen resultado, con una tasa de crecimiento en el periodo de 4.4 %. Finalmente, DELSUR, en Salvador, presentó un crecimiento en su demanda del 0.3 %.

Pasamos a la siguiente diapositiva, donde aquí podemos observar el comportamiento del precio *spot* en el tercer trimestre. En Colombia, el precio aumentó 27.3 % debido, principalmente, al aumento de los combustibles, cuando se usa el parque térmico para

completar la fracción marginal de despacho de energía, para cumplir con los requerimientos totales de demanda.

Y en los demás países, como en Guatemala, en Panamá y en El Salvador, el aumento del precio *spot* se da principalmente por un menor uso de fuentes hídricas y mayor uso de las térmicas, con base en carbón y derivados del petróleo.

En cuanto a la generación del Grupo EPM, en Colombia, el Grupo, en el tercer trimestre, la generación fue de 9.1 % mayor en comparación al mismo periodo del año anterior, principalmente por el aporte que hacen las plantas con recurso hídrico.

En Bonyic, en Panamá, hubo una menor generación en el periodo, dado que se tuvo, al contrario de lo que pasó acá, en menores aportes hidrológicos, en comparación con el mismo periodo del año anterior.

Bueno, acá les quiero recomendar, antes de continuar, que pueden ir enviando sus preguntas por el módulo que ustedes ven en sus pantallas para poder atenderlas al final de la presentación.

Bueno, en esta diapositiva vemos el escenario macroeconómico, que ha tenido gran volatilidad en todos los países donde el Grupo EPM tiene presencia. En relación con la inflación, como todos sabemos, la inflación continúa aumentando y se mantuvo por encima de las metas que tienen los bancos centrales, tanto en Colombia, en México, en Chile y en Guatemala. Y en Colombia, particularmente, la mayor indexación del IPP y del IPC continúa teniendo grandes impactos sobre los precios de energía.

En cuanto a la tasa de cambio, se continúa observando la depreciación de las monedas frente al dólar, en Colombia, en Chile, en Guatemala. Y, obviamente, en Colombia este efecto de mayor inflación, pues, tiene también impacto... este en mayores niveles de tasas de cambio tiene impactos en los demás indicadores, como la inflación y el IPP.

Bueno, en la siguiente diapositiva vemos los resultados financieros del Grupo, a corte de septiembre de 2022. Los ingresos consolidados ascendieron a 23.6 billones de pesos, esto es un aumento del 29 %, respecto al mismo periodo de tiempo, creciendo en 5.3 billones, explicado básicamente por el comportamiento de EPM Matriz, que presentó un aumento de 1.5 billones, explicado básicamente en los negocios de distribución, de generación y de gas.

Nuestra filial Afinia también presentó un crecimiento de casi 1.5 billones de pesos por mayores ingresos, dada la autorización que se tiene de tarifas conforme al régimen transitorio vigente en el segundo semestre de 2021 y también por la mayor demanda.

En ENSA Panamá también tuvimos un aumento de los ingresos, por 613,000 millones, también por mayor demanda comercial, tanto mayor demanda comercial y mayor demanda residencial y mayores precios.

En Guatemala, EEGSA también tuvo un crecimiento por 377,000 millones. También aquí tuvimos un incremento en el número de clientes, en unidades vendidas y mayores precios de venta.

Y en DELSUR, en El Salvador, tuvimos un incremento de 257,000 millones, por mayores consumos en la industria, mayor tarifa y también mayor número de clientes.

En cuanto a los costos y los gastos consolidados, estos ascendieron a 17.7 billones, con un aumento del 28 %, estos son 3.9 billones de pesos, y, básicamente, por mayor costo en la operación comercial, dada la mayor compra de energía a mayores tarifas.

El margen operacional a corte de septiembre de 2022 fue de 25 %, esto es comparado con el mismo periodo de 2021, que fue del 24 %. Entonces, fue mayor.

En cuanto al EBITDA, este ascendió a 7.2 billones, esto es un aumento del 31 %. Este aumento equivale a 1.7 billones, con respecto al mismo periodo del año anterior. Y el margen EBITDA también aumentó frente al mismo periodo del año anterior y ascendió a 31 %.

El resultado integral del periodo fue de 3 billones, aumentando 166,000 millones respecto al año anterior, con un margen neto del 13 %, comparado también con el 16 % que se obtuvo en el 2021.

Este aumento de resultado, como ya lo he venido mencionando, se debe a mayores ingresos, por 5.3 billones, costos y gastos por 3.9, gastos por diferencia en cambio por 185,000 millones. Tuvimos también incremento en gastos financieros por 406,000 millones. Gastos de provisión de renta también por 453,000 millones de pesos.

Y aquí quiero hacer una pequeña observación, y es que el resultado integral a septiembre no incluye los efectos de un posible deterioro en la valoración de la inversión de UNE que pueda afectar el resultado a final de año, y también el deterioro también de cartera que se puede ver reflejado en los resultados con corte a diciembre, en los resultados finales del año. Esto es importante por el gran impacto que estos efectos pueden tener.

En la diapositiva siguiente vemos los resultados por la ubicación geográfica de EPM, de Matriz, filiales, de las filiales nacionales e internacionales. Del total de los ingresos del grupo se resalta que la operación en Colombia aporta el 72 % y las filiales internacionales, el 28 %. En Colombia, la Matriz hace un aporte de 41 %, las filiales nacionales de energía aportan el 30 % y las filiales de aguas y aseo, el 1 %.

En cuanto al EBITDA, las empresas del grupo en Colombia aportan el mayor, pues tienen la mayor participación, del 82 % y las empresas del exterior el 18 %.

EPM Matriz presentó un aporte del 58 % del EBITDA, esto es 662,000 millones, comparado con el año anterior. Sobre las filiales nacionales de energía, también estas aportaron el 24 %, y aquí se destaca el crecimiento de Afinia, de CHEC y de CENS. En cuanto a las filiales internacionales, las cuales, como ya mencioné, aportaron el 18 % del EBITDA del Grupo, se destaca aquí el crecimiento de ENSA, dada la mayor demanda que se tuvo por la reactivación económica después de la pandemia.

En la diapositiva siguiente tenemos los resultados por segmento de negocio, y aquí se destaca que los servicios de energía representaron el 85 % de los ingresos del Grupo y el 86 % del EBITDA. En los ingresos se destacan los segmentos de distribución y generación con una participación del 67 % y del 17 %, respectivamente.

En distribución se presentó un crecimiento de 4.3 billones, donde en EPM se comercializaron mayores cantidades a un mayor precio. En ENSA, también mayores cantidades también a un mayor precio. Y Afinia, se presentó un crecimiento en más de 1 billón, por lo que también ya mencioné anteriormente, la autorización que se tiene de tarifas de acuerdo al régimen transitorio vigente actual. Y en generación se presentó un crecimiento de 384,000 millones, esto es un incremento del 10 % dado el aumento de las ventas en contratos de largo plazo en bolsa, en el mercado no regulado y en servicio AGC.

El servicio de gas combustible también participó con el 5 % de los ingresos del grupo y el 3 % del EBITDA. En los servicios de agua y saneamiento representaron un 10 % de los ingresos y el 16 % del EBITDA.

En la siguiente diapositiva vemos que el Grupo al 30 de septiembre presentó un aumento al EBITDA durante los últimos 12 meses por 1.7 billones, esto es un incremento del 23 %, y básicamente se da por los segmentos de distribución, con un incremento de 1.3 billones, dada una mayor demanda y mayores tarifas, generación con 187,000 millones, con un incremento del 8 %, donde la mayor contribución es de EPM Matriz, dado las mayores unidades comercializadas y la mayor tarifa, y en agua y saneamiento, 213,000 millones, básicamente por las indexaciones tarifarias por inflación. Y gas, finalmente, 31,000 millones de pesos, que es un incremento del 17 %.

Así, el EBITDA presentó una tasa anual de [inaudible – 00:35:19] % en los últimos cuatro años.

Pasamos a la siguiente diapositiva donde tenemos la [inaudible – 00:35:28] el balance, el patrimonio totalizó 28.8 billones, aumentó 0.3 %, básicamente por el efecto combinado del mayor resultado integral del período, la disminución en la causación de excedentes al municipio de Medellín por 1.8 billones, donde a la fecha hemos ya pagado 1.6 billones de pesos. Los pasivos ascendieron a 42.2 billones, aumentando 3.2, esto es un incremento del

8 %, básicamente por el aumento en créditos y préstamos, por diferencia en cambio, costo amortizado y nuevos desembolsos que se realizaron durante el periodo.

Los activos totales del Grupo ascendieron a 71 billones con un aumento del 5 %, destacándose las inversiones en infraestructura, principalmente por nuestro Proyecto Ituango, cuyos activos representaron 1.3 billones de pesos. Y el disponible a septiembre 30 fue de 3.9 billones, frente al 3.6 del año anterior.

En relación con los indicadores de deuda y cobertura, el endeudamiento total del Grupo fue de 59 %, frente al 58 % del 2021. El indicador EBITDA a gastos financieros alcanzó cinco veces, el indicador total deuda a largo plazo EBITDA fue 2.87 veces, muy inferior al nivel techo objetivo de 3.5 veces, y el indicador deuda neta EBITDA fue de 2.38 veces.

En la siguiente diapositiva tenemos las inversiones en infraestructura del grupo, las cuales ascienden, a septiembre, a 3.1 billones de pesos. De estos 3.1, el 81.5 % corresponden al negocio de energía y el 18.5 % al negocio de aguas. Aquí es superimportante la contribución que hace el Proyecto Ituango en inversiones que representaron el 41 % del total y las de EPM Matriz con un 29 %. Estas son las dos principales contribuciones a la ejecución de inversiones.

Las filiales internacionales representaron a su vez un 13 %, y acá, pues, vale la pena destacar Panamá con un 40 %, Guatemala con un 31 %, Chile, 23 % y El Salvador con 6 %. Y, bueno, ya en Colombia, como ya lo mencioné, las principales inversiones, pues se concentran en la Matriz, en Hidroituango y Afinia. Son como las principales inversiones que hacemos.

Y ya para terminar, en esta diapositiva vemos el perfil de deuda financiera del grupo, que presentó un saldo de 28.1 billones de pesos. Por tipo de fuente de financiación, el 22 % de la deuda corresponde a deuda interna, el 19 % a deuda externa en pesos y el 59 % es deuda externa en otras monedas. Del total de la deuda del Grupo, el 72 % corresponde a EPM Matriz.

Al cierre del trimestre, el saldo acumulado de las coberturas financieras de tasa de cambio fue de 1,575 millones de dólares, la ejecución de operaciones de derivados financieros de manera proactiva ha permitido o ha limitado de manera muy importante los efectos negativos que ha tenido la devaluación del peso frente al dólar.

Y, bueno, con esto termino la presentación de nuestros resultados. Y le doy la palabra a Andrea, nuestra moderadora, para que, entonces, iniciemos la sesión de preguntas.

**Andrea Foronda:** Muchísimas gracias, Martha. Entonces, a partir de este momento comenzaremos la sesión de preguntas. Les recuerdo, si aún no la ha ingresado, por favor, lo puede hacer en este momento en el módulo de preguntas que aparece en sus pantallas.

Vamos, entonces, a continuar con las preguntas. La primera con la que vamos a iniciar: "¿Si ya existe alguna autorización para poder demorar el lanzamiento de las primeras dos turbinas de Hidroituango sin incurrir en alguna multa de la CREG?".

**Jorge Yepes:** Lo primero que queremos aclarar es que no hay multa, aquí no se habla de multa, sino de la ejecución de una garantía y de la eventual pérdida de unos ingresos por obligaciones de energía firme.

No existe autorización hoy, la fecha límite sigue siendo el 30 de noviembre. Se está mirando a la luz de las últimas solicitudes de tanto el Ministerio de Minas y Energía como de una resolución de la Unidad Nacional de Gestión de Riesgo de Desastre, que están pidiendo modificar el Plan de Gestión de Riesgos y hacer unas actividades que no estaban previstas, que pueden afectar nuestro cronograma. Se va a enviar una comunicación a la CREG informando de esta situación y solicitándoles que se revise, entonces, la fecha que hoy tenemos para la entrada de las unidades.

**Andrea Foronda:** Muchas gracias. Continuamos. "¿Cuánto tiempo adicional tomaría hacer las pruebas preventivas, evacuaciones, que se han mencionado en los medios de comunicación? ¿Y cuánto costaría la reubicación, entonces, para la evacuación en caso de que la empresa incurra en ese presupuesto?".

**Martha Durán:** Bueno, nosotros hasta ahora fuimos notificados de la resolución que expidió la Unidad de Gestión de Riesgo de Desastre. Estamos evaluando los impactos, en esta resolución se establecen obligaciones, no solamente para EPM, sino para varias entidades del Gobierno nacional, del Gobierno, pues, del departamento y de los municipios, entonces, estamos evaluando estos impactos hasta ahora, estamos en conversaciones con estas entidades que les estoy mencionando para ver si finalmente se tiene este tiempo adicional. Pero como lo mencioné en mi presentación, EPM, el cronograma que tenemos actualmente en EPM es entrar antes del 30 de noviembre, estamos, desde el punto de visto técnico, listos para entrar antes de esta fecha, y estamos evaluando cuál sería un posible impacto y cuáles son las responsabilidades también de las demás entidades frente a esto, porque esto impacta no solamente a EPM, sino a otras organizaciones, pero estamos haciendo esa evaluación. Pero en esto queremos ser muy enfáticos y es que, por parte de EPM, de acuerdo con el cronograma actual y las pruebas que se están realizando, nosotros estaríamos en capacidad de entrar antes del 30 de noviembre.

**Andrea Foronda:** Continuamos. "¿Cuál es su opinión sobre fases de comentarios de proyectos de resolución sobre cambios en el funcionamiento de las transacciones de energía en bolsa para asignación del despacho diario, entre otros?".

**Alberto Mejía:** Bueno, este proyecto de resolución es una medida, digamos, que viene implementándose desde el Gobierno anterior para habilitar, sobre todo, la bolsa de energía a la entrada del proyecto renovables no convencionales, eso es como una de las principales motivaciones, que haya unas subastas más frecuentes, no solo una al día, sino varias en el

día. Vemos que en línea con lo que se ha desarrollado en otros países del mundo, pues esto es un avance importante en el mercado. Hay otro elemento que tiene en consideración esta resolución y es algunas medidas para el monitoreo al ejercicio de poder de mercado para la formación del precio de bolsa. Creemos que, si esto de alguna manera le da más transparencia a la formación del precio de bolsa y le da más capacidad y claridad a las autoridades para evaluar la formación del precio de bolsa, creemos que en este momento es importante dar esas señales al mercado en general y también a las autoridades. Entonces, en términos generales, vemos esta resolución como un avance en la modernización del mercado mayorista y también en los mecanismos para garantizar la formación eficiente del precio de bolsa.

**Andrea Foronda:** Muchas gracias. "¿Cuáles son los hitos claves que quedan para la generación de energía en Hidroituango?"

**Martha Durán:** Bueno, como ya lo mencioné también en la presentación, los hitos que tenemos que cumplir antes de la entrada en operación de las primeras unidades son las pruebas dinámicas, que es llenar el tubo vertical que trae el agua desde el embalse y abrir los aceleradores de las máquinas generadoras para que estas empiecen a girar, a funcionar. Hacer mediciones en las máquinas, en el macizo, en todos los equipos y gradualmente, poco a poco, ir aumentando la velocidad que lleva, hasta llevar, pues, las máquinas a la velocidad nominal.

Luego, entrar ya a la energía de las máquinas, sincronizar el sistema, asegurar la operación y entregar la energía al Sistema Interconectado Nacional. Y aquí quisiera reiterar que todas estas pruebas y todos estos hitos técnicos que se deben cumplir antes de la entrada en operación se están realizando de manera segura, de manera controlada y EPM, pues, desde EPM no vemos un riesgo que se pueda materializar a la entrada en operación. Y si se llegara a presentar, si alguna de las pruebas que estamos realizando no llegara a salir como lo previsto, EPM tiene la capacidad, y así está contemplado, de tomar medidas inmediatas para controlar cualquier riesgo y así poner en funcionamiento las máquinas y poner en operación de manera segura, sin poner en riesgo las comunidades que están aguas abajo, como ya lo mencioné en la presentación, y lo hemos reiterado en diferentes espacios, es la prioridad número uno para EPM, proteger la vida de las personas y proteger el proyecto.

**Andrea Foronda:** Gracias. "¿Cuál es su opinión sobre la sobretasa a las hidroeléctricas y cómo impactaría al grupo EPM?"

**Jorge Yepes:** Buenos días. Importante destacar que EPM Matriz tiene un contrato de estabilidad jurídica vigente hasta el año 2027, y allí, entre otros tenemos estabilizada la tasa del impuesto a la renta, de tal manera que, entendiendo que la sobretasa es un mayor valor del impuesto a la renta, esta disposición no afectaría en principio a EPM como tal. Sí tenemos algunas rentas adicionales en unas compañías como ESSA, como CHEC, que estarían teniendo un costo, pero mínimo en materia del impuesto a las rentas por esa sobretasa.

Sí queremos destacar que la reforma tributaria tendría implicaciones en nosotros en el tema del impuesto de industria y comercio, que lo llevaría de descontable a deducible, esto nos implicaría unos 24,000 millones de pesos anuales aproximadamente, y en el tema de las limitaciones de inversiones en innovación, desarrollo y tecnología, que también hay una limitación en esos privilegios para deducirse, entonces son 25,000 millones aproximadamente en el año. Esos serían como los impactos de la reforma tributaria en EPM.

**Andrea Foronda:** Bueno, continuamos. "¿Cómo se afrontaría la posible multa por Hidroituango? ¿Tendrían oportunidad de apelarla o negociar un plan de pagos?"

**Jorge Yepes:** Como lo mencioné ahora, no es técnicamente correcto hablar de multa, lo que estamos hablando es de la ejecución de una garantía. Para que esto se dé hay un proceso previo, hay una actuación administrativa por parte de la Comisión. Durante esa actuación, pues, se presentarán todos los descargos y eso tomará algún tiempo. Eso puede ser un periodo de varios meses después de que se inicie por parte de ellos y en el evento en que termine la actuación imponiendo la ejecución de la garantía, siempre habrá la posibilidad de, por la vía judicial, ante el contencioso administrativo, de buscar que se desmonte esa ejecución. O sea que estamos hablando de unos periodos relativamente largos entre el momento en que se dé el eventual incumplimiento y la ejecución de la misma.

**Andrea Foronda:** "¿Esta posible ejecución de garantías podría hacer que sobrepasen sus *covenant* de deuda a largo plazo EBITDA?"

**Jorge Yepes:** Más que *covenant*, mencionar que el grado del cumplimiento, sobre todo septiembre, estemos dentro de los límites del techo que EPM tiene, recordemos que es 3.5 veces de largo plazo de EBITDA. Tenemos un resultado en septiembre, en los que ese *covenant* estamos, incluso, por debajo de 2.5 veces, por lo tanto, pues, en el evento, pues, que cogiéramos, realmente no probable, pero debido a un escenario extremo, que se requiriera llegar a tomar recursos de financiación para afrontar que este tipo de contingencia, implicaría llegar a niveles que, de todas maneras, el resto de estimaciones no superan el techo de 3.5 veces.

Otro punto a reflexionar acá es que el único crédito que EPM tiene vigente hoy en día con ese nivel, 3.5 veces deuda a largo plazo de EBITDA, es con una entidad de fomento asiática, el AIIB, el cual termina su periodo de repago en septiembre de 2023. Por lo tanto, si este evento se diera hacia finales de 2023, dado el los periodos que tomaría la acción administrativa de la CREG, implicaría, pues, que ya ese crédito estaría repagado y no sería un compromiso contractual de EPM. Los otros compromisos contractuales en términos de *covenants*, tenemos básicamente deuda neta EBITDA en un nivel de cuatro veces, por lo tanto, pues es bastante improbable llegar a superarlo.

**Andrea Foronda:** "¿Hay otro camino adelante para seguir intentando autorizar la venta de la participación de EPM en UNE o ya es definitivo que no se va a poder?"

**Martha Durán:** Bueno, para nosotros es muy importante lograr esta autorización. La presentación del acuerdo municipal ante el Concejo es de voluntad de la administración municipal, no de EPM, pero por parte nuestra, creo que el análisis que hemos hecho durante este año de la valoración de la empresa y del sector de telecomunicaciones nos hace llegar a la conclusión de que sí podríamos seguir insistiendo en lograr esta autorización de la venta de la participación de EPM en UNE en el próximo año.

Para nosotros es muy importante lograr esta autorización y seguramente iremos... conversaremos con la administración municipal para insistir en la venta.

**Andrea Foronda:** Siguiendo pregunta. "¿Cuánto podría llegar a ser el efecto por el deterioro de UNE y por el deterioro de cartera por el pacto tarifario?"

**Martha Durán:** Bueno, el efecto del deterioro de UNE de este año lo hemos venido analizando, como ya lo mencioné, y dadas las condiciones que hemos analizado en el mercado de las telecomunicaciones, el incremento del costo del capital y la posibilidad de la venta en esta vigencia, hemos analizado y vemos que puede haber un deterioro cercano a 1 billón de pesos. Y el deterioro de cartera por el pacto tarifario lo vemos en el grupo, no solamente EPM, sino nuestras demás filiales de energía, por un valor cercano a los 280,000 millones de pesos que, pues obviamente, son cifras significativas que impactarán nuestro resultado de fin de año.

**Andrea Foronda:** Continuamos. "¿Cuál es el impacto de todos esos cambios regulatorios en los ingresos y el margen EBITDA de la compañía?"

**Martha Durán:** Fue la misma respuesta que ya di en el punto anterior. Y, bueno, y ya tendríamos que esperar el cierre a ver cuál es el impacto final a diciembre de 2022.

**Andrea Foronda:** Bueno, damos en este momento por concluida la sesión de preguntas y respuestas. Cedo nuevamente la palabra a la vicepresidenta Martha Durán para los comentarios de cierre.

**Martha Durán:** Bueno, nuevamente agradecerles a todos la participación en esta teleconferencia. Esperamos haber aprehendido la mayor parte de todas las inquietudes, haber abarcado la mayor parte de los temas de interés. Y, bueno, los esperamos en una próxima oportunidad.

Muchas gracias a todos.

**Andrea Foronda:** Gracias a todos por su participación. Damos por finalizado el evento del día de hoy. Les recuerdo, si desean escuchar nuevamente esta conferencia, podrán ingresar en los próximos días a la página web de EPM, donde estará disponible: [www.epm.com.co](http://www.epm.com.co),

en la sección de Inversionistas. Gracias por su atención, en este momento ya pueden desconectarse.