

DOCUMENTO DE EVALUACIÓN INTEGRAL A PRESTADORES

PROYECTO HIDROITUANGO

**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
EPM**

OCTUBRE 2021

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE**

Unidad de Monitoreo para Mercados de Energía y Gas

1. DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN

1.1. Criterios evaluados:

- El grado de avance del proyecto Hidroituango, así como el impacto del cronograma de entrada en el cumplimiento de sus obligaciones de energía firme y los contratos de venta de energía del portafolio de generación de EPM.
- El impacto potencial de la falta de generación de los activos que opera EPM en el MEM, (este análisis se enfocará a los activos que están en construcción y tienen responsabilidades adquiridas con el sistema, particularmente el proyecto Hidroituango) en materia de oferta de cantidades y precios de energía para el cubrimiento de la demanda del SIN.

1.2. Marco temporal de evaluación:

- Año 2021

2. DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO

2.1. Información fuente usada:

- Cronogramas e informes de avance de obras incluidas la ruta crítica y estabilización - Solicitado a EPM.
- Matrices y metodologías de riesgo - Solicitado a EPM.
- Pólizas del proyecto - Solicitado a EPM.
- Relación de contratos a largo plazo - Solicitado a EPM.
- Informes de auditoría Hidroituango - Solicitados a XM.
- Visita al proyecto Hidroituango el 15 de julio de 2021 e información complementaria.

2.2. Requerimientos realizados:

- Requerimiento 21 de abril de 2020 con Radicado SSPD 20211001056441.
- Cronogramas e informes de avance de obras incluidas la ruta crítica y estabilización - Solicitado a EPM.
- Matrices y metodologías de riesgo - Solicitado a EPM.
- Pólizas del proyecto - Solicitado a EPM.
- Relación de contratos a largo plazo - Solicitado a EPM.
- Informe de auditoría Hidroituango - Solicitado a XM.
- Visita al proyecto Hidroituango el 15 de julio de 2021 e información complementaria correspondiente a:
 1. Copia de las presentaciones realizadas el 15 de Julio de 2021 en la visita técnica.
 2. Documentos y soportes con los que EPM se acogió a la resolución CREG 194 de 2020.
 3. Relación de seguros y pólizas que cubren el proyecto desde el 30 de abril/2021 hasta hoy. Adjuntar copias de las mismas.
 4. Relación de contratos de respaldo firmados con documentos soporte para el cumplimiento de las OEF mientras se finaliza la construcción de las unidades para las dos obligaciones.
 5. Relación de los pagos y/o anticipos recibidos por concepto de pólizas y/o seguros y/o ajustes técnicos resultado de los siniestros sobre el avance de la obra.
 6. Cronograma parcial de ejecución con ruta crítica para las unidades 1 a 4, responsables del cumplimiento de las OEF asignadas a partir de diciembre de 2021.

7. Descripción de sensores y/o sistemas de medida/monitoreo, indicando cantidad, y cuántos de ellos estaban previstos inicialmente. Así mismo, indicar cuántos de ellos fueron implementados a raíz del evento de inundación de casa de máquinas de 2018, indicando ente experto/asesor/auditor que los requirió.
8. Identificación y explicación de los riesgos jurídicos

2.3. Estado de respuesta de requerimientos:

El prestador entregó la totalidad de la información requerida para el análisis de la Superintendencia.

El prestador suministró la información requerida en los componentes comercial, tarifario, técnico operativo y planes de gestión del riesgo. Esta información fue compartida por EPM de forma temporal en sitio "PEINTEPM2021" y en la Superintendencia en el enlace:

<https://drive.google.com/drive/folders/1VhumW2vFpHRpMNB3B6ValYPpcbqRLPcL>.

Cada equipo descargó y guardó la información para análisis dependiendo del tópico.

2.4. Evaluaciones realizadas:

El proyecto Hidroeléctrico Ituango se encuentra localizado sobre el río Cauca, específicamente al noroccidente del departamento de Antioquia, a 170 km de la ciudad de Medellín, aproximadamente, y ocupa predios de los municipios de Ituango, Briceño, Santafé de Antioquia, Buriticá, Peque, Liborina, Sabanalarga, Toledo, Olaya, San Andrés de Cuerquia, Valdivia y Yarumal. Este proyecto está conformado por una presa de aproximadamente doscientos veinticinco metros (225m) de altura y veinte millones de metros cúbicos (20 Mm³) de volumen, y espera contar con una central subterránea de dos mil cuatrocientos megavatios (2.400 MW) de capacidad instalada, y trece mil ochocientos treinta gigavatios hora (13.830 GW/h) de energía media anual.

El proyecto inició el 8 de junio de 1998, cuando se constituyó la empresa Sociedad Promotora de la Hidroeléctrica Pescadero Ituango – Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P., sociedad anónima de naturaleza mixta, mediante Escritura Pública N° 2309 de 1998 otorgada en la Notaría 18 del Círculo de Medellín, integrada por ISAGEN, el Instituto para el Desarrollo de Antioquia (IDEA), la Empresa Antioqueña de Energía (EADE), el Departamento de Antioquia, la firma de ingeniería INTEGRAL S.A. y la Asociación Colombiana de Ingenieros Constructores (ACIC), Capítulo Antioquia¹. Es importante aclarar que previo a la constitución de Hidroituango, se habían realizado estudios de factibilidad del proyecto durante el período comprendido entre 1979 y 1983, por parte de la firma INTEGRAL S.A., estudios que posteriormente fueron actualizados en el año 1998, con el propósito de redefinir el proyecto.

Posteriormente, la sociedad Hidroituango dio apertura a un proceso público internacional de subasta, con el fin de precalificar a los interesados en postularse como inversionistas, para el desarrollo del proyecto Hidroeléctrico, bajo el esquema BOOMT (Build, Own, Operate, Maintain and Transfer), proceso que no culminó, ya que en el mes de junio de 2010, la Junta Directiva de la sociedad Hidroituango decidió por unanimidad suspenderlo, con el propósito de explorar con Empresas Públicas de Medellín ESP – EPM ESP, otras alternativas de negocio que permitieran el desarrollo del proyecto, por parte de dicha empresa.

¹ Actualmente la composición accionaria de la sociedad Hidroituango, es la siguiente:

- Instituto para el Desarrollo de Antioquia (IDEA), 50,741261%
- Empresas Públicas de Medellín E.S.P., 46,331992%
- Departamento de Antioquia, 2,145808%
- Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC), 0,142780%
- La Nación, 0,077244%
- Financiera Energética Nacional S.A. (FEN), 0,035920%
- Accionistas Minoritarios, 0,524995%

Fue así como, luego de definir los principios de la negociación directa, los términos generales del negocio y la metodología de trabajo, en el mes de septiembre de 2010, los accionistas mayoritarios de la sociedad Hidroituango, el IDEA y EPM, celebraron un acuerdo para establecer los términos y condiciones básicos de la estructura jurídica, económica y financiera para desarrollar el proyecto en cuestión, y en el mes de noviembre, informaron a los seis consorcios interesados en participar, sobre el cierre del proceso en mención debido a la negociación directa que se había realizado entre la sociedad Hidroituango y EPM, producto de la cual, en el mes de octubre la sociedad Hidroituango se escinde², para crear la sociedad EPM Ituango S.A. E.S.P., a quien se encarga de llevar a cabo la construcción del proyecto.

De esta forma, el 30 de marzo de 2011, las sociedades Hidroituango S.A. E.S.P. y EPM Ituango S.A. E.S.P., celebraron un contrato bajo el esquema BOOMT, a través del cual la última se comprometió a construir, poseer, operar, mantener y transferir el proyecto a la sociedad Hidroituango después de 50 años; contrato a través del cual, fueron cedidas³ las Obligaciones de Energía en Firme que habían sido asignadas en el año 2008 a la sociedad Hidroituango, así como cargo por confiabilidad asociado.

No obstante, en julio de 2013 la Asamblea General de accionistas de EPM Ituango⁴ tomó la decisión de disolver y liquidar esta empresa por considerar que ya no era necesaria su existencia y, en consecuencia, procedió a ceder el contrato y por ende el proyecto a EPM ESP, con el propósito de que lo continuara desarrollando de forma directa, asumiendo de esta forma, todas las obligaciones que hasta ese momento se encontraban a cargo de EPM Ituango S.A. E.S.P.

En octubre de 2012 se dio inicio a las excavaciones del proyecto, y el 28 de abril de 2018 se presentó un primer derrumbe en el túnel de desviación, el cual puso en alerta roja a los municipios de Valdivia, Cáceres y Tarazá, ante la posibilidad de que ocurrieran nuevos derrumbes, los cuales en efecto se presentaron en diversas oportunidades, entre ellas, el 30 de abril y el 7 de mayo, ocasionando el cierre del puente Pescadero y el taponamiento total en el túnel de desviación del río Cauca, lo que generó represamiento y disminución del caudal aguas abajo. Ante la ocurrencia de estas situaciones, EPM realizó obras de mitigación, y tomó de igual forma la decisión de inundar el cuarto de máquinas para que el agua fluyera por ese lugar, evitando de esta manera poner en riesgo la estabilidad de la presa y preservando la vida de los habitantes aguas abajo.

Teniendo en cuenta estos antecedentes mencionados, en el presente capítulo se analizan dos aspectos principales asociados al desarrollo del proyecto hidroeléctrico Hidroituango:

El primero, el grado de avance del proyecto, así como el impacto del cronograma de entrada en el cumplimiento de sus obligaciones de energía firme y los contratos de venta de energía del portafolio de generación de EPM.

El segundo, el impacto potencial de la falta de generación de los activos que opera EPM en el MEM, (este análisis se enfocará a los activos que están en construcción y tienen responsabilidades

² Diario "El Mundo" – "Accionistas aprobaron creación de EPM Ituango" Autor: Daniel Rivera Marín. 28 de octubre de 2010. En Asamblea Extraordinaria, los socios de la Sociedad Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P., aprobaron que ésta se escindiera. La sociedad queda dividida: la Sociedad Escidente, dueña de los terrenos y tiene la licencia ambiental; y por otro lado está la Sociedad Beneficiaria, EPM Ituango S.A. E.S.P., la cual opera bajo la forma jurídica de una Empresa de Servicios Públicos Mixta. Bajo esta figura, la Sociedad, firma con EPM el contrato Boomt, que de sus siglas en inglés, significa: financiación, construcción, operación, mantenimiento y usufructo, en cuyas palabras se define el nuevo papel de las Empresas Públicas de Medellín. "EPM Ituango será la responsable, como vehículo de desarrollo, de la financiación, construcción, operación, mantenimiento y la transferencia, dentro de 50 años, a la Sociedad Hidroituango del proyecto", afirmó Jesús Arturo Aristizábal Guevara, director de Energía de EPM.

³ Mediante comunicación del 13 de agosto de 2019, enviada al Consejo de Estado, la sociedad Hidroituango manifestó: "A partir de la suscripción del contrato tipo BOOMT el 30 de marzo de 2011, del que hoy es contratista Empresas Públicas de Medellín E.S.P., esta entidad asumió ante la CREG las obligaciones de energía en firme a las que se refiere el punto 1, y les ha dado estricto cumplimiento."

⁴ <https://www.epm.com.co/site/home/sala-de-prensa/noticias-y-novedades/aprobada-disolucion-y-liquidacion-de-epm-ituango>

adquiridas con el sistema particularmente el proyecto Hidroituango) en materia de oferta de cantidades y precios de energía para el cubrimiento de la demanda del SIN.

Para adelantar el análisis, se requirió información tanto a EPM como al Operador del Mercado (XM S.A. E.S.P.) que incluye, entre otras, la siguiente:

- Cronogramas e informes de avance de obras incluidas la ruta crítica y estabilización - Solicitado a EPM.
- Matrices y metodologías de riesgo - Solicitado a EPM.
- Pólizas del proyecto - Solicitado a EPM.
- Relación de contratos a largo plazo - Solicitado a EPM.
- Informe de auditoría Hidroituango - Solicitado a XM.

Finalmente, se realizó una visita de inspección el día 15 de julio de 2021.

2.4.1. Avance del proyecto Hidroituango

Con el fin de analizar el avance del proyecto, se requirió al agente el suministro del cronograma detallado de actividades, incluyendo la ruta crítica. En este sentido en reunión del 28 de abril, EPM presentó el siguiente cronograma general el cual fue ratificado en visita del 15 de julio de 2021:

Tabla 1. Cronograma general Hidroituango

Puesta en operación comercial proyecto Ituango		
Unidades Generadoras	Fecha	Potencia asociada (MW)
Unidad 1	Julio 27 de 2022	300
Unidad 2	Octubre 2 de 2022	300
Unidad 3	Enero 14 de 2023	300
Unidad 4	Septiembre 10 de 2023	300
Unidad 5	Agosto 17 de 2024	300
Unidad 6	Octubre 16 de 2024	300
Unidad 7	Diciembre 15 de 2024	300
Unidad 8	Febrero 13 de 2025	300

Datos: EPM, Reunión 28 de abril de 2021

Según este cronograma general indicado por el agente, los primeros 1200 MW de capacidad instalada estarían en servicio el 10 de septiembre de 2023 y los 1200 MW adicionales para completar la capacidad total estarían disponibles en el sistema el 13 de febrero de 2025.

Teniendo en cuenta lo anterior, se referencia los aspectos más importantes a destacar de: i) informe del auditor con corte a diciembre de 2020, ii) Información remitida por EPM en marzo de 2021, iii) reunión del 28 de abril de 2021 y iv) visita del 15 de julio de 2021 e información complementaria:

Informe del auditor con corte 31 de diciembre de 2020

La auditoría al cronograma de construcción contratada de acuerdo al artículo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006, indica que el avance real del proyecto con corte a 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

- Del 78,49% para las obligaciones de energía firme con IPVO⁵ en diciembre de 2021, con un atraso de 648 días frente al cronograma de construcción.
- Del 80,05% para las obligaciones de energía firme con IPVO en diciembre de 2022, con un atraso de 283 días frente al cronograma de construcción

Es importante indicar que según el cronograma remitido por EPM, las unidades 1 y 2 estarían entrando en operación en julio 27 de 2022 y octubre 2 de 2022; con estas dos plantas el agente podría cubrir sus OEF para el periodo de vigencia comprendido entre el 1 de diciembre de 2021 y el 30 de noviembre de 2038 según lo informado por EPM y validado por el auditor, lo cual se explicará con más detalle en este documento.

Informe del auditor con corte 31 de marzo de 2021

La auditoría entregada el 28 de junio de 2021, indica que el avance real del proyecto con corte a 31 de marzo de 2021 es del 78,93%, frente a un avance declarado por EPM a la CREG de 88,06%

Así mismo, se hace una verificación sobre capacidad instalada operable, que permite a EPM acogerse a la resolución 194 de 2020, indicándose:

(...) En función de los procedimientos de verificación desarrollados al 31 de marzo de 2021, no observamos diferencias frente al resultado de la ENFICC realizado por EPM, es decir, la Capacidad Instalada Operable es de 4.467,60 GWh/año, la cual cubre las OEF asignadas para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2021 y el 30 de noviembre de 2038 que corresponden a 3.482,40 GWh/año.(...)

También se realiza el mismo análisis para la entrada en operación indicándose que:

(...)De acuerdo con nuestros procedimientos de verificación desarrollados al 31 de marzo de 2021, no observamos diferencias frente a la fecha de puesta en operación de la Capacidad Efectiva Neta (10 de septiembre de 2023), la cual, es inferior a los 365 días adicionales al plazo máximo definido en el numeral 2 del artículo 13 del Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad, adoptado con la Resolución CREG 061 de 2007. (...)

Información de EPM remitida en marzo de 2021

En información remitida por EPM en marzo de 2021, y que tenía corte a 31 de enero de 2021, se presentaron una serie de aspectos críticos que permiten entender el poco margen de error que tiene la empresa en la puesta en operación de la planta. Estos aspectos incluyen entre otros:

- a) Avance en presa y obras anexas.
- b) Obras en descarga intermedia.
- c) Cierre del túnel de desviación derecho.
- d) Compuertas y pozos de compuertas 1 a 8.
- e) Tratamientos en zona talud.
- f) Adecuaciones en conducciones superiores y pozos de presión 1 y 2.
- g) Vaciado en concreto en casa de máquinas y rellenos de oquedades.
- h) Trabajos en caverna de transformadores y almenaras.
- i) Montaje de puente grúa.
- j) Recepción de transformadores.

⁵ Inicio del periodo de vigencia de la obligación

- k) Empotrados de turbinas y generadores.
- l) Blindajes en pozos, túneles y sistema caudal ecológico.

Reunión del 28 de abril de 2021

Adicionalmente en dicha reunión EPM indicó que a fecha 31 de marzo de 2021, la obra se encontraba en un avance del 82,3%, este valor es superior al auditado; socializando particularmente el estado de avance respecto de: i) las áreas inspeccionadas y rehabilitadas, ii) trabajos sobre las galerías de construcción, iii) avances en tubos de aspiración de unidades 1 y 2, iv) casa de máquinas, y v) montaje de elevador en pozo inclinado de cables.

Visita al proyecto Hidroituango 15 de julio de 2021

Se realizó una visita al proyecto Hidroituango con el fin de verificar últimos avances del mismo. En dicha visita, se indicó que el avance planeado a junio 30 de 2021, está en un 85,4%, mientras que el auditado, está en 84,1%. Así mismo, se tuvo acceso a las diferentes áreas resaltándose lo siguiente:

- a. Avance de trabajos de infraestructura:
 - En la casa de máquinas, se observa un avance superior al 55% en la construcción del edificio donde estarán emplazadas las unidades 1 y 2 y superior al 70% en las obras de conducción. Es de anotar, que el agente indicó que esta infraestructura debió ser demolida luego de la inundación de la casa de máquinas.
 - El espacio para las unidades 3 y 4 aún se encuentra en fase de reconstrucción de las estructuras de refuerzo, previas a la inyección de la base para los componentes de las unidades generadoras.
 - Refuerzo e inyección de oquedades entre casa de máquinas y almenara, así como inyección de oquedad en zona de unidades 5-8
 - Continuación de obras de estabilización de taludes a ambos costados de la represa para prevenir, controlar y/o disminuir el riesgo ante posibles deslizamientos con un avance de alrededor del 90%.
 - Adaptación temporal del área de las unidades 5-8 como zona de trabajo para el ensamble de las cámaras espiral para las unidades 1 y 2, donde los tubos de aspiración de las dos unidades se encontraron al 100% y el anillo estacionario y cámara espiral estaban con un avance aproximado de 89% y 51% para las unidades 1 y 2 respectivamente.
 - Puesta en sitio de seis transformadores para las unidades uno y dos.
 - Finalización de la presa a cota 435, con la vía vehicular finalizada y en operación.

Tabla 2. Registro fotográfico visita 15 de Julio

Base unidades 1 y 2



Estructura base unidades 3 y 4



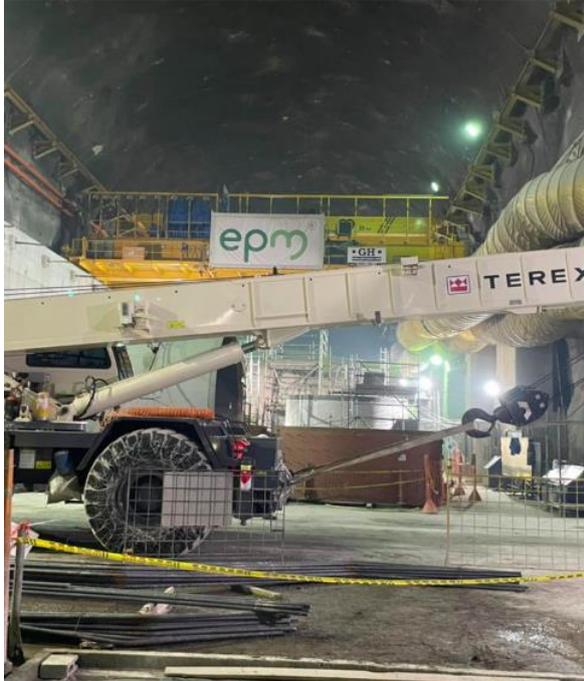
Refuerzo talud zona “Romerito”



Zona de compuertas de descarga



Área zona unidades 5-8 usada temporalmente para ensamble de cámaras espiral



Detalle refuerzos tensores



Centro de monitoreo



Área zona unidades 5-8 y ensamble de espirales



Zona vertedero



Vía sobre la presa, cota 435



b. Centro de monitoreo

El proyecto Hidroituango, cuenta con un centro de monitoreo construido para hacer seguimiento a los sensores desplegados a través de la obra y que permiten verificar aspectos como caudales y estabilidad del terreno entre otros. Así mismo, el agente indicó que se cuenta con un centro de monitoreo de respaldo en Medellín. En total el proyecto cuenta con 1.472 sensores superficiales y 1.689 sensores subterráneos y, adicionalmente, cuenta con monitoreo satelital. Estos sensores incluyen:

- Celdas de carga.
- Extensómetros de posición múltiple.
- Extensómetros magnéticos.
- Piezómetros de cuerda vibrátil.
- Piezómetros de tubo abierto.
- Inclínómetros.
- Puntos de control superficial.
- Prismas.
- Celdas de presión.
- Celdas de asentamiento.

Los cuales sirven para:

- Monitoreo de caudales.

- Monitoreo de asentamiento natural.
- Monitoreo de desplazamiento a profundidad y en superficie.
- Monitoreo de convergencia geotécnica y deformación a largo plazo mediante tecnologías satelital, radar y lidar.
- Monitoreo a inyecciones y deformaciones en cavernas.
- Monitoreo de filtraciones.

El agente indicó, que las mediciones actuales de filtración en la presa son del orden de 8 litros/segundo. Esto en parte debido a la pantalla instalada, así como a un refuerzo en los extremos de la misma.

c. Estrategias para cumplir el cronograma y garantizar estabilidad de la obra

El agente indicó en la visita, que desde la contingencia de 2018 se han implementado diferentes estrategias que han ayudado a agilizar la terminación de la obra, y que se han dado en respuesta tanto a la contingencia misma, como a otros temas tales como la pandemia por COVID19 y el requerimiento de diferentes partes interesadas, tales como inversionistas, entes multilaterales, entes de control y entes ambientales. Entre las estrategias que se han mencionado, se incluyen:

- Aumento en número y tipo de sensores instalados para la medición continua de la estabilidad de la obra.
- Acceso a obras por los tubos de descarga una vez estabilizada la contingencia de 2018 que han permitido su recuperación.
- Revisión de ductos con robots.
- Designación del ensamblaje e instalación de los elementos de generación tales como espiral, rotor, estator y otros componentes relacionados, al fabricante del rotor.
- Implementación de un sistema de alertas tempranas hacia las comunidades.
- Implementación del centro de control en paralelo, el cual está siendo desarrollado y simulado fuera de las instalaciones, y el cual será trasladado al sitio definitivo cuando sea pertinente.
- Designación de un área dentro de la casa de máquinas para el ensamble en paralelo de componentes tales como los espirales de las unidades 1 y 2 que una vez requeridos, se llevarán a su sitio de instalación usando el puente grúa de 300T.

Riesgos del proyecto Hidroituango:

Dada la complejidad del proyecto, existen múltiples fuentes de riesgo. Por lo mismo, se requirió a EPM la matriz de riesgos del proyecto Hidroituango, así como la metodología de evaluación y seguimiento.

En cuanto a la metodología utilizada, el agente presentó una metodología adaptada de la norma ISO 31000, la cual permite establecer el alcance, contexto y criterios asociados a los riesgos, dándoles unos niveles (extremo, alto, tolerable y aceptable), así como procedimiento de identificación y los controles a definir sobre los mismos. Una vez establecidos los riesgos, se evalúan los controles, los impactos, las probabilidades de ocurrencia y las consecuencias de la materialización de los riesgos. Finalmente, se calcula el nivel de riesgo, se genera la matriz de riesgos correspondiente y se calcula un índice de riesgos cuyo rango se encuentra entre 0 y 1 con niveles como se muestra en la Tabla 3:

Tabla 3. Niveles índices de riesgos

Rango índice de riesgos	Nivel del índice
0 a 0,37	Bajo
0,37 a 0,53	Medio
0,53 a 0,67	Alto
0,67 a 1	Muy Alto

Fuente: Guía Metodológica Gestión Integral de Riesgos EPM

La matriz de riesgo presentada con corte a enero de 2021 por EPM, contiene 27 riesgos detectados clasificados en 4 niveles, de los cuales, 9 se encuentran en riesgo extremo, 10 en riesgo alto, 5 en riesgo tolerable y 1 en aceptable. 2 de los riesgos según la matriz se encuentran superados. Estos son riesgos por oquedades en los pozos 1 y 2, y riesgos por variabilidad climática.

Por su parte, el índice de riesgos calculado (entre 0 y 1), aumentó de 0,647 en febrero de 2020 a 0,677 en marzo de 2020, pasando de nivel alto a muy alto, llegando a un máximo de 0,716 en noviembre 2020 e iniciando una disminución a 0,675 en enero 2021.

Los riesgos más importantes, están relacionados con pérdida o daño de equipos por condiciones de bodegaje, afectaciones de salud a trabajadores (accidentes, afectaciones por la pandemia COVID 19), condiciones relacionadas con infraestructura (recuperación de captaciones, condición del macizo), temas jurídicos (vinculación del proyecto a actuaciones ilegales de grupos guerrilleros), temas financieros (renovación de pólizas) y temas de seguridad (robo o siniestro de equipos).

En cuanto al riesgo por COVID 19, durante la visita de julio 15 de 2021, se estableció que ya se encuentran vacunadas 2000 personas, y se esperaba que a finales de julio se vacunaran 3500 trabajadores más. Además, se indicó que, en término de 2 meses, se esperaba tener vacunado un 85% de la planta.

Por otra parte, el indicador de riesgo general del proyecto a 30 junio de 2021 referenciado por EPM, se encuentra alrededor de 0,717, ya que si bien se han controlado favorablemente riesgos técnicos y de infraestructura, tales como: i) las oquedades entre casa de máquinas y almenara, oquedades entre pozos de presión 1 y 2, ii) inestabilidad de taludes, vertedero y descarga intermedia, EPM observa riesgos legales tales como: i) las decisiones adoptadas por la Contraloría General de la República con el embargo de cuentas de interventores y asesores y ii) el no levantamiento o levantamiento condicionado de la medida preventiva establecida en la Resolución 820 al momento de tener lista la entrada en operación: Alta incertidumbre con los resultados del informe de POYRY⁶ y el concepto final de ANLA.

Cumplimiento de Obligaciones de Energía en firme:

A la planta de generación Hidroituango le han sido adjudicadas obligaciones de energía firme para los siguientes periodos:

⁶ Empresa encargada de hacer el dictamen que debe suministrar información suficiente a la ANLA que le permita tener certeza científica sobre la existencia o no condiciones de riesgo que pueda derivar en impactos sobre el ambiente, por posibles efectos sobre la integralidad de la infraestructura existente en el proyecto, con ocasión de la contingencia iniciada el día 28 de abril de 2018

Tabla 4. Relación de obligaciones de energía en firme asignadas a EPM

Asignación	Fecha de adjudicación	OEF adjudicada	IPVO	Vigencia OEF	Estado actual
1	13 de Junio de 2008	1085 GWh/año	1 Dic 2018	30 Nov 2038	Pérdida de la asignación
2	30 de enero de 2012	3482 GWh/año	1 Dic 2021	30 Nov 2038	Vigente
3	28 Feb 2019	1141 GWh/año	1 Dic 2022	30 Nov 2032	Vigente

A continuación, se presenta el análisis por cada una de las vigencias:

- **Obligaciones con el periodo de vigencia comprendido entre el 1 de diciembre de 2018 y el 30 de noviembre de 2038:**

La primera OEF tenía como fecha de inicio del período de vigencia de la obligación - IPVO el 1 de diciembre de 2018. No obstante, el retraso en las obras no permitió al agente suministrar energía para esta primera asignación, por lo cual, mediante la Resolución CREG 101 de 2019, se declaró el incumplimiento grave e insalvable para la puesta en operación de la planta, al tener más de un año de retraso, de acuerdo con los lineamientos de la Resolución CREG 071 de 2006. Así mismo, mediante Resolución CREG 154 de 2019, se resolvió el recurso de reposición interpuesto por EPM contra dicha resolución, confirmándose el incumplimiento grave e insalvable para la primera asignación de OEF asignada al proyecto Hidroituango. Este incumplimiento conllevó a:

- a) La ejecución de las garantías de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 061 de 2007.
- b) La pérdida de las Obligaciones de Energía Firme asignadas.

Adicional a las consecuencias regulatorias derivadas de la declaratoria del incumplimiento grave e insalvable para la primera asignación de OEF, actualmente, la Superservicios avanza con una investigación administrativa por el presunto incumplimiento regulatorio del prestador al no haber puesto en operación comercial el proyecto el 1 de diciembre de 2018.

- **Obligaciones con el Periodo de vigencia comprendido entre el 1 de diciembre de 2021 y el 30 de noviembre de 2038:**

En el marco de la Resolución CREG 071 de 2006, se indica que la remuneración se paga al agente por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC; en este sentido y teniendo en cuenta el cronograma general presentado por EPM (Tabla 1), es claro que la CEN – Capacidad Efectiva Neta declarada -, estaría disponible para el sistema a partir del 10 de septiembre de 2023, es decir 21 meses después del inicio de este grupo de obligaciones de energía firme. No obstante lo anterior, la CREG expidió la Resolución 194 de 2020, la cual permite que las plantas de generación en construcción puedan cumplir con sus OEF a pesar de no haber alcanzado la CEN.

Desde el punto de vista energético, con una sola unidad de 300 MW en operación, no se alcanzan a cubrir estas obligaciones aun manteniéndola en operación durante 24 horas al día, es decir con un factor de utilización de 1 (relación de la generación real sobre capacidad efectiva neta de cada unidad); no obstante, con dos unidades en operación de 300 MW la planta tendría una capacidad operable que le permitiría cumplir con las OEF aun si no entrara la CEN declarada, siempre y cuando se cuente con un factor de utilización cercano a 70% cada una.

En este sentido, durante la visita realizada el 15 de julio, el agente indicó que se acogió a la Resolución 194 de 2020⁷. Dado que la segunda unidad comenzaría a generar en octubre de 2022, según lo informado por EPM, se podría dar cumplimiento a estas obligaciones de energía en firme bajo las consideraciones indicadas anteriormente, siempre y cuando se mantengan los respectivos contratos de respaldo de acuerdo a la regulación vigente entre el 1 de diciembre de 2021 y la fecha en que las dos primeras unidades inicien a operar. En caso de no hacerlo, o se den incumplimientos regulatorios, la CREG deberá iniciar el proceso administrativo correspondiente.

En la reunión técnica realizada con EPM del 28 de abril de 2021, el agente indicó que una vez inicie la vigencia de cumplimiento de sus OEF, va a cumplir sus OEF con la participación de contratos de respaldo mostrada en la Tabla 5, hasta la entrada del proyecto con la capacidad instalada operable sea suficiente para cumplir las OEF.

Tabla 5 Distribución de contratos de respaldo para cubrimiento de la segunda asignación OEF relacionadas a Hidroituango

Agente vendedor	Porcentaje sobre total OEF
Gecelca	0,5%
Smarten	0,4%
EPM	25,1%
Celsia	18,5%
Isagen	18,4%
Chivor	13,4%
Emgesa	6,6%
Chec	5,9%
Urra	4,2%
Julia RD	3,8%
Sochagota	3,1%

Datos: EPM, Reunión 28 de abril de 2021

Es de resaltar, que se está incluyendo un porcentaje de 4.2% proveniente del esquema de demanda desconectable voluntaria – DDV definida como anillo de seguridad en la Resolución CREG 071 de 2006 con las empresas Julia RD y Smarten.

Al respecto, el informe de Auditoria del cronograma de construcción de la planta, para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2020 y el 31 de diciembre de 2020, indicó:

“(...) no observamos diferencias frente al atraso de 648 días estimado por EPM, entre la fecha de la puesta en operación comercial de la planta y la Fecha de Inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación (IPVO) declarada por EPM ante la CREG y que corresponde al 1 de diciembre de 2021. Por consiguiente, teniendo en cuenta los 648 días de atraso, observamos que se cumple el criterio para establecer un incumplimiento grave e insalvable al 31 de diciembre de 2020. (...)”

Sin embargo, el auditor también indica:

“(...) Teniendo en cuenta que el atraso estimado por EPM es mayor a 365 días, en el numeral 2.4. de este informe presentamos los resultados de la verificación realizada a lo establecido en el artículo 3 de la Resolución CREG 194 de 2020. (...)”

⁷ Por la cual se define una opción para plantas en construcción con OEF asignadas que al Inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación (IPVO), no alcanzan la capacidad efectiva neta (CEN) declarada.

En este sentido el numeral 2.4 del informe estableció:

“(…) Verificación de la fecha de entrada en operación comercial de la capacidad instalada operable De acuerdo con lo establecido en el artículo 3 de la Resolución CREG 194 de 2020, “(…) los informes de auditoría de las plantas en construcción, de que trata el numeral 1.5 del anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006, en caso de que el atraso sea mayor a un año deberán incluir (...) si la planta tendrá capacidad instalada operable, entendida como capacidad que puede entrar en operación comercial, a más tardar dentro del plazo definido en el numeral 2 del artículo 13 del Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad, adoptado con la Resolución CREG 061 de 2007 (...)”, entendiéndose dicho plazo como el “(…) incumplimiento Calificado de Cronograma, que implique que la puesta en operación de la planta o unidad de generación ocurrirá en un plazo inferior a un (1) año, contado a partir del IPVO (...)”.

“(…)De acuerdo con lo expresado por la administración de EPM, la Capacidad Instalada Operable (CIO) para el proyecto denominado planta hidráulica PESCADERO ITUANGO, corresponde a la fecha de entrada de las unidades de generación 1 y 2, la cual, corresponde al 27 de julio y el 2 de octubre de 2022, respectivamente.

Teniendo en cuenta las fechas mencionadas en el párrafo anterior, EPM determinó al 31 de diciembre de 2020, que la desviación en días de la fecha de entrada en operación de la capacidad instalada operable frente a la fecha de Inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación (en adelante IPVO) es de 305 días. En función de los procedimientos de verificación desarrollados al 31 de diciembre de 2020, no observamos diferencias frente al atraso indicado por EPM de 305 días, es decir, la fecha de puesta en operación de la capacidad instalada operable sería el 2 de octubre de 2022.

Verificación de la ENFICC correspondiente a la capacidad instalada operable De acuerdo con lo establecido en el artículo 3 de la Resolución CREG 194 de 2020, donde establece que, “(…) los informes de auditoría de las plantas en construcción, de que trata el numeral 1.5 del anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006, en caso de que el atraso sea mayor a un año deberán incluir (...) si se tendrá la capacidad instalada operable definida en el literal a, determinar su valor, y si la ENFICC correspondiente a dicha capacidad cubre las OEF asignadas (...)”.

Teniendo en cuenta que al 31 de diciembre de 2020, la fecha de puesta en operación de la capacidad instalada operable es el 2 de octubre de 2022, y de acuerdo con la metodología y el modelo para el cálculo de la ENFICC establecido en la Circular CREG 097 de 2018 denominado modelo HIDENFICC V4.2, así como, los parámetros reportados por el gestor del proyecto de la planta hidráulica PESCADERO ITUANGO en la última subasta en la que participó, la administración de EPM, calculó que las dos unidades de generación pueden asegurar una ENFICC de 4.467,60 GWh/año, cubriendo las OEF asignadas para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2021 y el 30 de noviembre de 2038 que corresponden a 3.482,40 GWh/año.

En función de los procedimientos de verificación desarrollados al 31 de diciembre de 2020, no observamos diferencias frente al cálculo de la ENFICC realizado por EPM, es decir, la CIO es de 4.467,60 GWh/año. (...)

(...)” – subrayado propio

- **Obligaciones con el Periodo de vigencia comprendido entre el 1 de diciembre de 2022 y el 30 de noviembre de 2023:**

La tercera asignación, tiene una IPVO desde diciembre 2022, con una energía de 1.141 GWh-año. Esto, sumado a los 3.482GWh-año implica que, desde esta fecha, el agente tendrá asignadas a Hidroituango unas obligaciones de energía firme de 4.623 GWh-año.

Desde el punto de vista energético, dado que para esta fecha (1 de diciembre de 2022) según lo informado por el agente, Ituango contaría con 2 unidades, dicha capacidad no alcanzaría para cumplir con la totalidad de las OEFs asignadas, lo cual se lograría con la entrada de la tercera unidad cuya fecha indicada es enero de 2023 siempre y cuando el factor de utilización esté por encima del 58% para las tres unidades; no obstante se aclara que la entrada de la Capacidad Efectiva Neta declarada se daría según lo informado por EPM en septiembre de 2023, lo cual sería un tiempo inferior a un atraso de 365 días para estas obligaciones.

Adicionalmente, en la entrevista técnica realizada a EPM del 28 de abril de 2021, el agente indicó que una vez inicie la vigencia de cumplimiento de sus OEF, va a cumplir sus OEF con la participación de contratos de respaldo mostrada en la Tabla 6 hasta la entrada del proyecto con la capacidad instalada operable sea suficiente para cumplir las OEF o fecha de entrada de su Capacidad Efectiva Neta declarada, según sea la decisión del agente y dando cumplimiento regulatorio de la Resolución CREG 194 de 2020 en relación a estas OEF.

Tabla 6 Distribución de contratos de respaldo para cubrimiento de la tercera asignación de OEF relacionadas a Hidroituango

Agente vendedor	Porcentaje sobre total OEF
Beam Energy	1%
Smarten	1,5%
EPM	51%
Celsia	21,8%
Chivor	10,1%
Codensa	0,7%
Chec	6,8%
Urra	4,4%
Julia RD	1,4%
Termonorte	1,2%

Datos: EPM, Reunión 28 de abril de 2021

Es de resaltar, que el promedio de factor de utilización de todas las plantas del sistema se encuentra alrededor de 46% desde 2019. Sin embargo, hay plantas que cuentan con factores de utilización promedio cercanos al 58%. Así mismo, las plantas similares han tenido factores de utilización mayores a 75%, especialmente en periodos de invierno, y significativamente menores (ej. 29-39%) en periodos secos o si no entran en mérito. Por lo mismo, los escenarios de factor de utilización planteados son posibles.

Al respecto, el informe de Auditoria que comprende el periodo entre el 1 de julio de 2020 y el 31 de diciembre de 2020, indicó:

“(…) no observamos diferencias frente al atraso de 283 días estimado por EPM, entre la fecha de la puesta en operación comercial de la planta y la Fecha de Inicio del Periodo de Vigencia de la obligación (IPVO) declarada por EPM ante la CREG y que corresponde al 1 de diciembre de 2022. Por consiguiente, teniendo en cuenta los 283 días de atraso no observamos que se cumple el criterio para establecer un incumplimiento grave e insalvable al 31 de diciembre de 2020. (...)”

Aspectos adicionales relacionados con la Resolución 194 de 2020:

Durante la visita realizada a la planta Hidroituango se requirió al agente los soportes respectivos que demuestran que el mismo se acogió efectivamente a la Resolución CREG 194 de 2020. Los soportes incluyen:

- Comunicación 20210130080211 del 10 de mayo de 2021 dirigida a XM, enviando el formulario destinado por el ASIC.
- Certificado de existencia y representación legal y Decreto 0281 de 2021 de la Alcaldía de Medellín donde se realiza el nombramiento del gerente general de EPM.
- Formato establecido por la ASIC diligenciado donde el agente se acoge a la opción establecida en la Resolución 194 de 2021.
- Comunicación 202144010170-1 del 11 de mayo de 2021 por parte de XM donde se expresa el cumplimiento por parte del agente EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. de los requisitos para acogerse a la opción establecida en la Resolución CREG 194 de 2021.

Es de resaltar, que esta última comunicación por parte de XM, expresa lo siguiente:

“.. De igual manera el agente presentó, en el plazo establecido en la Resolución CREG 194 de 2020, la actualización de las respectivas garantías financieras y los contratos de respaldo para el proyecto PESCADERO ITUANGO con vigencia comprendida entre el 1 de diciembre de 2021 y el 30 de noviembre de 2038.

En este sentido, nos permitimos informar que el agente generador, EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P., representante del proyecto de generación PESCADERO ITUANGO, cumplió con los requisitos exigidos para acogerse a la opción establecida en la Resolución CREG 194 de 2020 para la planta en mención con vigencia de asignaciones de Obligaciones de Energía Firme -OEF- comprendida entre el 1 de diciembre de 2021 y el 30 de noviembre de 2038.”

Contratos a mediano - largo plazo:

Con el fin de establecer potenciales riesgos frente al cumplimiento futuro de contratos de venta de energía por parte del agente dados los retrasos de Hidroituango, se requirió una relación de dichos contratos y se verificó si la capacidad de generación por el factor de utilización promedio del agente para los años 2020 y 2021, podría cubrir dichas obligaciones.

De este análisis se concluye que a partir del ingreso al sistema de Hidroituango en el cronograma estipulado, el agente contaría con por lo menos un 17% de excedentes de capacidad de generación con un factor de utilización promedio, lo que le permitiría honrar sus ventas en contratos en el corto y mediano plazo.

En contraste, de no entrar Hidroituango en el cronograma establecido, el agente podría tener un déficit cercano a un 12,5% frente a sus obligaciones contractuales en cuanto a ventas de energía a partir de 2023, lo que implicaría que el agente tendría que adquirir dicha energía en bolsa, incluso en una eventual situación de escasez esta condición de posible déficit se podría aumentar.

Aspectos Adicionales del Informe del auditor:

Adicionalmente a lo manifestado por el auditor en relación a las OEF, se indica que potenciales eventos contingentes que impacten le entrada en operación oportuna del proyecto, no han sido cuantificados en tiempo, ni proyectados en la curva S declarada.

Así mismo, se resaltan en la auditoría, aspectos de posible impacto futuro, como son la evaluación del impacto de la contingencia generada desde el 28 de abril de 2018, la renovación de contratistas del Consorcio Generación Ituango y del Consorcio CCC Ituango, Impacto del COVID19, trabajos en boca toma, y caudal remanente.

Pólizas del proyecto:

Frente al cubrimiento de los riesgos, se requirió a EPM la relación de pólizas indicando su descripción, vigencias, tipo de póliza, monto de cobertura, y compañía aseguradora; así como la copia de las mismas con sus anexos, clausulados o endosos, asociadas directa o indirectamente al proyecto Hidroituango, incluyendo, pero no limitadas a pólizas sobre: infraestructura y obra civil, cumplimiento de obligaciones de energía firme y/o contratos de suministro de energía, activos, bienes y enseres, cumplimiento y resultado de ingeniería, responsabilidad civil, multi-riesgo, etc.

En respuesta a esto, EPM envió en fecha 30 de abril la relación de pólizas solicitadas, incluyendo las pólizas todo riesgo para asegurar directamente el proyecto, pólizas de garantía de obligaciones de energía firme, pólizas de subcontratistas, civil-extracontractual, entre otras.

Es de resaltar que, a la fecha de recepción de los documentos, se encontraron pólizas que cubren el desarrollo del proyecto, incluida la puesta en operación del mismo y de responsabilidad civil con las modificaciones pertinentes. Así mismo, EPM indicó que, debido a los siniestros derivados de la contingencia de 2018, la póliza de responsabilidad civil no pudo ser renovada, por lo cual cubren este riesgo con una nueva póliza con otra compañía aseguradora, tal como se muestra en la *Tabla 7*:

Tabla 7. Pólizas de responsabilidad civil proyecto Hidroituango⁸

Tipo de póliza	Cobertura	Monto asegurado	Fecha inicio	Fecha final
Responsabilidad civil inicial	Predios, Laborales y operaciones por 50.000.000.000 de Pesos	50.000.000.000,00 pesos (evento y en el agregado para el periodo)	15 de abril de 2011	24 de Junio de 2019
Responsabilidad civil nuevo asegurador	- Responsabilidad en predios y por operaciones: 2.5 Millones de dólares - Responsabilidad del empleador: 2 Millones de dólares	USD 2.500.000 ,00	15 de marzo de 2020	15 de marzo de 2021

⁸ Las pólizas relacionadas tienen como tomador y asegurado a EPM y como beneficiario, cualquier tercero afectado.

Tipo de póliza	Cobertura	Monto asegurado	Fecha inicio	Fecha final
	- Responsabilidad civil extracontractual cruzada: 2.5 Millones de dólares - R.C. Por daños causados con vehículos al servicio: 2 Millones de dólares - Gastos médicos: 100,000 USD			
Responsabilidad civil nuevo asegurador final (renovación)	- Responsabilidad en predios y por operaciones: 5 Millones de dólares - Responsabilidad del empleador: 2 Millones de dólares - Responsabilidad civil extracontractual cruzada: 5 Millones de dólares - R.C. Por daños causados con vehículos al servicio: 2 Millones de dólares - Gastos médicos: 100,000 USD	USD 5.000.000 ,00	23 de marzo de 2021	23 de marzo de 2022

Las siguientes figuras presentan el alcance de estas pólizas:

Figura 1 Cobertura de póliza de responsabilidad civil inicial del proyecto

INFORMACION DE LA POLIZA									
FECHA DE EXPEDICION			VIGENCIA POLIZA						
DIA	MES	AÑO	INICIACION	HORA	DIA	MES	AÑO	No. DIAS	TERMINACION
28	6	2011		00:00	15	4	2011	2992	
				00:00	23	6	2019		
PARTICIPACION DE INTERMEDIARIOS									
ACTIVIDAD			: PLANTA GENERADORA DE ENERGIA						
DIRECCION DEL RIESGO			: CARRERA 43 A NO. 1 A SUR 143						
DEPARTAMENTO			: ANTIOQUIA						
CIUDAD			: MEDELLIN						
COBERTURAS				VALOR ASEGURADO					
P.L.O.: PREDIOS LABORES Y OPERACIONES				\$	50.000.000.000,00		\$	50.000.000.000,00	



Figura 2. Responsabilidad civil, póliza nuevo asegurador

COBERTURAS DE LA PÓLIZA				
COBERTURA	VLR. ASEGURADO	VLR. MOVIMIENTO		
* RESPONSABILIDAD EN PREDIOS Y POR OPERACIONES	2.500.000	2.500.000		
* RESPONSABILIDAD DEL EMPLEADOR	2.000.000	0		
* RESPONSABILIDAD CIVIL EXTRA CONTRACTUAL CRUZADA	2.500.000	0		
* R.C. POR DAÑOS CAUSADOS CON VEHÍCULOS AL SERVICIO DEL ASEGURADO	2.000.000	0		
* GASTOS MÉDICOS	100.000	0		
VIGENCIA DEL MOVIMIENTO				
DESDE	HASTA	NÚMERO DÍAS	PRIMA	
15-MAR-2020	15-MAR-2021	365		
VIGENCIA DEL SEGURO				
DESDE	HASTA	NÚMERO DE RIESGOS VIGENTES	VALOR ASEGURADO	VAL
15-MAR-2020	15-MAR-2021	1	US\$2.500.000,00	
DOCUMENTO DE: POLIZA NUEVA				

Figura 3. Renovación póliza periodo 2021 a 2022

COBERTURAS DE LA PÓLIZA				
COBERTURA	VLR. ASEGURADO	VLR. MOVIMIENTO	% INDICE VARIABLE	
RESPONSABILIDAD EN PREDIOS Y POR OPERACIONES	5.000.000	5.000.000	0	
RESPONSABILIDAD DEL EMPLEADOR	2.000.000	0	0	
RESPONSABILIDAD CIVIL EXTRA CONTRACTUAL CRUZADA	5.000.000	0	0	
R.C. POR DAÑOS CAUSADOS CON VEHÍCULOS AL SERVICIO	2.000.000	0	0	
GASTOS MÉDICOS	100.000	0	0	
VIGENCIA DEL MOVIMIENTO				
DESDE	HASTA	NÚMERO DÍAS	PRIMA DEL RIESGO	
23-MAR-2021	23-MAR-2022	365		
VALOR DEL RIESGO EN LETRAS				
VIGENCIA DEL SEGURO				
DESDE	HASTA	NÚMERO DE RIESGOS VIGENTES	VALOR ASEGURADO	VALOR
23-MAR-2021	23-MAR-2022		US\$5.000.000,00	
DOCUMENTO DE: RENOVACION DE POLIZA				
DEDUCIBLES				
RESPONSABILIDAD CIVIL EXTRA CONTRACTUAL CRUZADA: Mínimo US\$ 100000.				
RESPONSABILIDAD EN PREDIOS Y POR OPERACIONES: Mínimo US\$ 100000.				
GASTOS MÉDICOS: Mínimo US\$ 100000.				
RESPONSABILIDAD DEL EMPLEADOR: Mínimo US\$ 100000.				
R.C. POR DAÑOS CAUSADOS CON VEHÍCULOS AL SERVICIO DEL ASEGURADO: Mínimo US\$ 100000.				

De lo anterior, se observa que el valor asegurado desde 2020 es inferior a lo inicialmente asegurado. Actualmente, el proyecto cuenta con un valor asegurado de USD 5 millones de dólares, lo cual

equivale a un 38% del valor inicialmente asegurado, asumiendo la tasa de cambio del 31 de julio de 2021 de \$3.868,88. Es de resaltar, que a fecha 1 de septiembre de 2021, EPM indicó que:

“Esta situación se origina en las dificultades de obtener términos de aseguramiento para el riesgo de responsabilidad desde el año 2020 tanto en el mercado de seguros local como en los mercados de reaseguro.

EPM continúa trabajando con los corredores de seguros y reaseguros en buscar una capa en exceso que permita mejorar el límite asegurado para este riesgo. Es importante indicar que en las pólizas emitidas por SURAMERICANA en 2020 y 2021 no se ha registrado ningún evento o siniestro conocido a la fecha.”.

Es de anotar, que como resultado de la visita realizada el 15 de Julio de 2021, se requirió al agente la relación de pagos y/o anticipos recibidos por parte de la aseguradora, relacionadas con el evento de inundación de 2018. Dicha relación presenta unos pagos recibidos por parte del asegurador de USD 250 millones, por concepto de daños emergentes en obras civiles, y por \$17.134 millones, por otros conceptos relacionados a la póliza civil extracontractual, resaltándose que estos valores no son totales y se encuentran pendientes revisiones y ajustes técnicos sobre las pólizas. El primero de septiembre de 2021, EPM indicó que el pasado 31 de agosto de 2021, la aseguradora realizó un nuevo pago por USD 100 millones, también por daños emergentes.

Por otro lado, el alcance de la primera póliza del proyecto no fue conseguido en el mercado bajo las mismas condiciones iniciales, por lo que el agente ha realizado con el segundo asegurador una adquisición de varias pólizas que agregadas, se asemejan en alcance a la inicial.

Se resalta, que una de las pólizas ampara la puesta en operación comercial del 90% de la primera unidad a más tardar el 30 de septiembre de 2023, para lo cual se requiere que el proyecto de transmisión que conecta el proyecto al SIN entre al menos el 30 de junio de 2023. Este proyecto ya está culminado, por lo que queda pendiente la interconexión de EPM una vez completados los trabajos de interconexión de transformadores en 2022.

En relación a las pólizas de los subcontratistas principales relacionados con el proyecto, las mismas se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 8. Pólizas principales de subcontratistas⁹

Tipo de póliza	Amparo	Monto asegurado (pesos)	Fecha inicio amparos	Fecha final amparos
Póliza consorcio C.C.C Ituango de Cumplimiento del contrato, pago de prestaciones y estabilidad de obra	Cumplimiento	\$ 94.000.000.000,00	1-Oct-2012	1-Oct-2017
	Estabilidad de obra	\$ 170.000.000.000,00	1-Oct-2012	1-Oct-2015
	Pago de salarios y prestaciones sociales	\$ 16.000.000.000,00	1-Oct-2012	1-Oct-2017
Modificación final Póliza consorcio C.C.C	Cumplimiento	\$ 199.837.996.322,08	12-04-2021	01-Mar-2022
	Estabilidad de obra	\$ 361.409.142.284,61	31-Dic -2021	31-Dic-2024
	Pago de salarios y prestaciones sociales	\$ 34.014.978.097,38	01-01-2021	31-Dic-2024

⁹ Para estas pólizas, Empresas públicas de Medellín es el asegurado/beneficiario. Cada consorcio es tomador de sus pólizas

Tipo de póliza	Amparo	Monto asegurado (pesos)	Fecha inicio amparos	Fecha final amparos
Ituango. Cumplimiento del contrato, pago de prestaciones y estabilidad de obra				
Póliza consorcio generación Ituango Cumplimiento del contrato, pago de prestaciones y estabilidad de obra y buen manejo anticipo	Buen manejo anticipo	\$ 2.208.856.392,00	1-Nov-2014	15-May-2019
	Calidad del servicio	\$ 6.878.535.975,00	2-Jun-2015	15-May-2019
	Cumplimiento del contrato	\$ 13.757.071.950,00	2-Jun-2015	15-May-2019
	Pago de salarios y prestaciones sociales	\$ 3.439.267.987,50	2-Jun-2015	14-Abr-2022
Modificación Póliza consorcio generación Ituango Cumplimiento del contrato, pago de prestaciones y estabilidad de obra y buen manejo anticipo	Buen manejo anticipo	\$ 2.208.856.392,00	27-Jun-2019	01-Sep-2020
	Calidad del servicio	\$ 21.725.831.212,00	01-Sep-2020	01-Mar-2022
	Cumplimiento del contrato	\$ 43.451.662.425,00	01-Sep-2020	01-Mar-2022
	Pago de salarios, prestaciones sociales e indemnizaciones laborales	\$ 10.862.915.606,25	01-Sep-2020	31-Dic-2024
Póliza consorcio interventor	Calidad del servicio	\$ 11.729.603.133,10	11-Jul-2011	11-Jul-2016
	Cumplimiento del contrato	\$ 23.459.206.266,20	11-Jul-2011	11-Jul-2016
	Pago de salarios, indemnizaciones laborales y prestaciones sociales	\$ 5.864.801.566,55	11-Jul-2011	11-Jul-2016
Última modificación Póliza consorcio interventor	Calidad del servicio	\$ 31.374.907.846,30	18-Nov-2020	02-Mar-2022
	Cumplimiento del contrato	\$ 62.749.815.692,60	18-Nov-2020	02-Mar-2022
	Pago de salarios, indemnizaciones laborales y prestaciones sociales	\$ 15.687.453.923,15	18-Nov-2020	31-Dic-2024

Fuente: Pólizas remitidas por EPM

Dando alcance a las pólizas recibidas del proyecto, durante la visita de julio 15 de 2021, se requirió al agente sobre las pólizas vigentes desde abril 30 de 2021, a lo cual el agente suministró varias pólizas

soporte, que complementan, renuevan y/o extienden el alcance de las pólizas iniciales, en línea con la extensión en tiempo del proyecto.

Tabla 9. Relación de pólizas del proyecto, que lo aseguran posterior a abril 30 de 2021¹⁰

Tipo de póliza	Monto asegurado	Fecha inicio amparos	Fecha final amparos
Todo riesgo	USD 400 Millones	25-03-2021	10-09-2023
Todo riesgo montaje	USD 50 Millones	25-03-2021	12-02-2025
Transporte automático de mercancías	USD 30 Millones para varias coberturas, incluida nacional, urbana, importaciones entre otras	24-03-2021	23-03-2022
Todo riesgo obras terminadas, maquinaria y equipos	USD 50 Millones	24-03-2021	24-03-2022
Exceso todo riesgo obras civiles terminadas	USD 50 Millones	24/03/2021	24/03/2022
Responsabilidad civil daños a terceros	USD 5 Millones	23-03-2021	23-03-2022

Fuente: Pólizas remitidas por EPM

Observaciones sobre el cronograma del proyecto:

Como primera medida, es importante y oportuno resaltar, que el cronograma como se pudo constatar, tiene un margen muy estrecho ante posibles fallas e imprevistos, y cualquier desviación del mismo, generará un retraso en la entrada en operación, así como en el cumplimiento de las Obligaciones de Energía en Firme asignadas. Desde esta óptica, el riesgo de la no entrada del proyecto en la fecha indicada por EPM, es bastante alto, con el consecuente impacto en el mercado de energía mayorista.

Por otro lado, EPM indicó que viene realizando las gestiones de seguimiento al cronograma de manera continua, con el ánimo de minimizar y/o mitigar los riesgos que se puedan presentar en esta etapa de la construcción, y que se han realizado los esfuerzos y estrategias para acotar y consolidar el proyecto dentro del cronograma establecido, frente a las circunstancias del mismo.

Frente al cronograma general del proyecto es importante resaltar que, según lo confirmado por EPM en la mesa técnica, el cronograma inicial preveía la entrada en operación de la primera unidad de 300MW en diciembre de 2018, seguida de una unidad adicional cada 3 meses, hasta completar 1200MW.

En este sentido, se tiene que el tiempo de construcción previsto inicialmente por el agente desde la asignación inicial hasta la entrada de la primera unidad, fue de 10 años, y para la segunda asignación, fue de 13 años.

¹⁰ Para estas pólizas, el tomador es EPM. El Beneficiario/asegurado es EPM

Así mismo, la Resolución CREG 101 de 2019, presenta argumentos dados por EPM para la no declaración de incumplimiento grave e insalvable relacionados con las obligaciones de energía en firme con IPVO en diciembre de 2018. Dentro de estos, se resalta la comparación de rendimientos entre las plantas Guavio, Chivor e Hidroituango, indicándose que al proyecto Hidroituango se le está exigiendo un rendimiento de construcción mucho más alto de 120 MW/año, mientras que otros proyectos como los mencionados han tenido un rendimiento de construcción mucho más bajo de 82 MW/año.

Por lo mismo, es importante resaltar, que la relación entre estos rendimientos implica un 46% de mayor rendimiento esperado en la construcción del proyecto Hidroituango, lo cual implicaría una disrupción importante en las técnicas de construcción comparadas contra los proyectos Guavio y Chivor. Es por esto, que se puede concluir que el agente pudo haber asumido un riesgo mucho más alto al presentarse a la primera subasta en 2008, y que, no tuvo las previsiones necesarias para cubrir potenciales retrasos como efectivamente ocurrió, con el impacto correspondiente en el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

No obstante, lo anterior, es de anotar, que el agente, mediante las previsiones a través de las pólizas todo riesgo sobre el proyecto, ha podido solventar en parte las pérdidas relacionadas con el evento de 2018, reduciendo el impacto del mismo.

Durante la visita del 15 de julio de 2015, se indicó por parte del agente, que la estructura base para las unidades 3 y 4 podría estar finalizándose en aproximadamente 5 meses en concordancia con el cronograma, con lo cual, la base para la instalación de las cámaras espiral y demás elementos de dichas unidades se encontraría en el rango de tiempo especificado y auditado. Dado que el agente se acogió a la Resolución CREG 194 de 2020, se requirió al mismo un cronograma parcial para la puesta en operación de las unidades 1 a 4, las cuales se ubicarán en la zona norte de la casa de máquinas. En el mismo, se observa que la estabilización de la casa de máquinas está programada a finalizar en diciembre 15 de 2021. Este hito es importante frente al potencial levantamiento de la Resolución 820 de 2018 emitida por la Agencia Nacional de Licencias Ambientales que requiere a EPM estabilizar la obra civil.

Dentro del cronograma parcial entregado, se observan varias actividades críticas, relacionadas principalmente con las adecuaciones y montaje de los tubos de aspiración, tales como montaje de compuertas y compuestos de los tubos de aspiración, montaje de los tubos y hormigonado de los mismos. Aunque el cronograma no incluye los trabajos en bocatomas para las unidades 1 y 2, es claro de la visita que dichos trabajos son prioritarios para la entrada en operación dentro de los tiempos previstos.

2.4.2. Impacto del retraso en la entrada del proyecto Hidroituango

Con el fin de desarrollar el segundo aspecto analizado, se identificó la necesidad de contar con un modelo que permitiera evaluar desde el punto de vista de costos de operación del sistema la no entrada o indisponibilidad de las unidades de generación de Hidroituango, considerando el bloque de energía equivalente a la OEF inicial (que tenía fecha de inicio de obligación el 1 de diciembre de 2018 y sobre la que se ejecutaron garantías). Es decir, se evalúa el escenario de qué habría ocurrido (hipotéticamente y bajo distintos supuestos explicados en este documento) si la primera fase de Hidroituango hubiera entrado en operación cuando era esperado. A continuación, se presenta la información de las OEF que se asignaron a Hidroituango y que son objeto de este análisis.

Tabla 10 Vigencia de OEF del proyecto Hidroituango objeto de este informe

	Vigencia	Energía diaria	Energía anual
OEF 1	1 dic. 2018	2.97 GWh	1085 GWh

Fuente: información XM

Para evaluar el impacto hipotético de la no entrada de la OEF 1, se desarrolló el modelo matemático y de optimización del predespacho ideal, definido en la Resolución CREG 062 de 2000, modificado por la Resolución CREG 051 de 2009, en el cual “*El CND encontrará para las veinticuatro (24) horas del Despacho, sin tener en cuenta las inflexibilidades de las unidades y/o plantas de generación y sin considerar las Restricciones del SIN*” y que está definido como:

$$\min \sum_t \sum_i (P_{of_{it}} \times Q_{it}) + Par_{it}$$

sujeto a:

$$D_t \leq \sum_i Q_{it} \quad \forall t$$

Donde, i indexa a los generadores, t indexa las horas del día, P_{of} es el precio de oferta a la bolsa de energía, Par es el precio de arranque-parada, Q es la disponibilidad declarada, y D es la demanda. A partir de esta formulación se tiene una aproximación al despacho económico del sistema, y mediante el costo marginal de operación, se tiene el recurso que en el predespacho ideal realiza la operación marginal del sistema. Se resalta que el costo marginal de operación del predespacho ideal no es igual al precio de bolsa que se obtiene en el despacho ideal, pero funciona como métrica para establecer la eficiencia operativa del sistema eléctrico.

Bajo esa premisa, se calculó el costo marginal de operación del sistema para los escenarios con y sin la planta Hidroituango, y finalmente se comparó la eficiencia operativa del sistema. Con el fin de incluir la entrada en operación de la planta Hidroituango en el predespacho ideal, se consideraron los siguientes supuestos:

- La planta entregaría su OEF diaria y ésta se descuenta directamente de la demanda horaria (ver restricción de demanda en el problema de optimización).
- No se hacen supuestos ni sobre la oferta de precio ni sobre la disponibilidad declarada de la planta. Así, dependiendo del periodo analizado se considera en el modelo la energía diaria proveniente de la OEF declarada en la Tabla 10.
- Los otros agentes mantendrían su disponibilidad y ofertas con y sin la entrada de Hidroituango.

La aplicación del modelo del predespacho ideal se realiza de la siguiente manera:

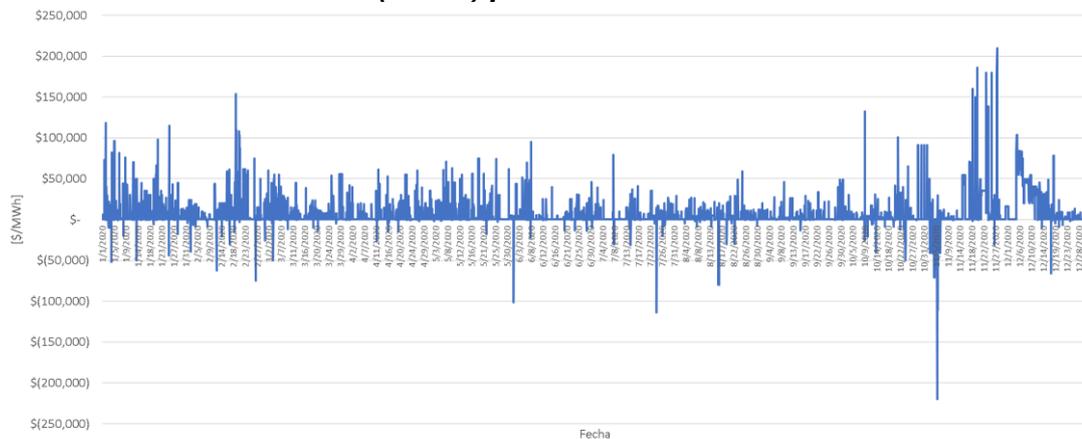
Se realiza un análisis retrospectivo desde el 1 de enero de 2020 hasta el 31 de mayo de 2021, la cual toma como insumos los datos reales de precios de oferta y disponibilidad declarada, así como la estimación de demanda utilizada. De esta forma, se evalúa desde un escenario conservador el impacto hipotético de la no entrada de Hidroituango para el año 2020 y 2021.

A continuación, se presentan los principales resultados.

- 1 de enero de 2020 a 31 de diciembre de 2020

La Figura 4 muestra la diferencia entre el costo marginal de operación del predespacho ideal sin y con Hidroituango (OEF 1), para el año 2020. En esta figura, una diferencia positiva indica que el costo marginal de operación es mayor cuando no se cuenta con la OEF 1 de Hidroituango, mientras que un valor negativo indica que el costo marginal de operación es mayor cuando el sistema cuenta con la OEF 1 de Hidroituango. Así las cosas, se observa que la diferencia entre los dos costos marginales de operación es mayoritariamente positiva en el periodo de análisis y, por lo tanto, el sistema tendría una disminución del costo marginal de operación al contar con la OEF 1 de Hidroituango. Específicamente, de las 8.784 horas analizadas, 1.928 horas tuvieron un impacto positivo (disminución del costo marginal de operación), mientras que 142 horas tuvieron un impacto negativo (aumento del costo marginal de operación) por la consideración de la OEF 1 de Hidroituango.

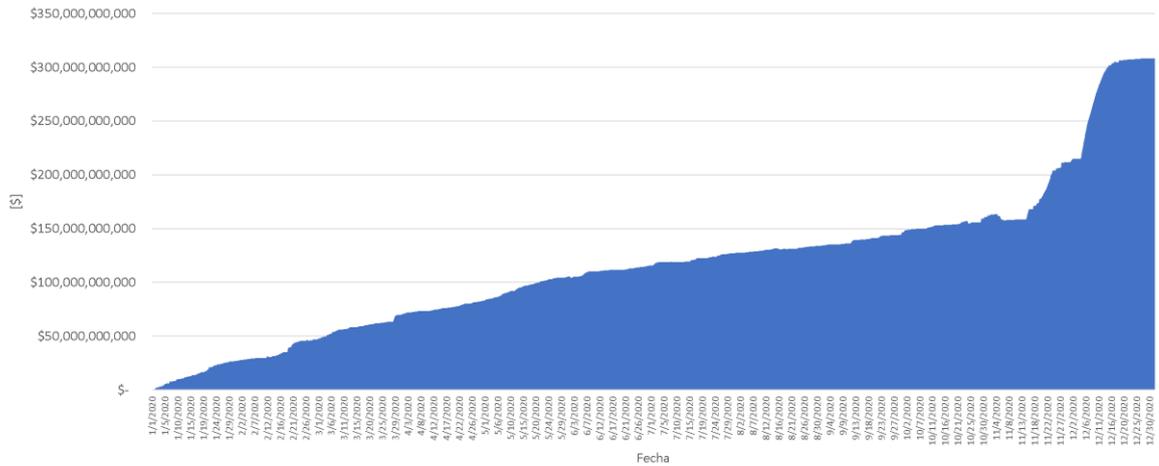
Figura 4. Diferencia entre el costo marginal de operación sin Hidroituango y con Hidroituango (OEF 1) para el año 2020



Fuente: Cálculos propios

La Figura 5 muestra la diferencia (caso sin Hidroituango menos caso con Hidroituango) del costo de operación hipotético acumulado para el periodo de análisis. El costo de operación hipotético se obtiene a partir de la multiplicación del costo marginal de operación con la demanda total del sistema. Un valor positivo en la Figura 5 indica que es más costosa la operación hipotética del sistema si no se cuenta con la OEF 1 de Hidroituango. En la figura se observa que desde el primer día de análisis se tiene una diferencia positiva de los costos operativos y que, al acumularse día a día, éstos van creciendo constantemente hasta el final del periodo de análisis. Al final del periodo de análisis, se tiene que la diferencia acumulada de los costos operativos del sistema para el año 2020 es de \$308.325.024.570. Este valor muestra que hipotéticamente, y considerando los supuestos descritos en el documento, si la OEF 1 de Hidroituango hubiera estado disponible en el año 2020, la operación del sistema habría sido más eficiente en un 1,68% aproximadamente.

Figura 5. Diferencia acumulada entre el costo de operación sin Hidroituango y con Hidroituango (OEF 1) para el año 2020.

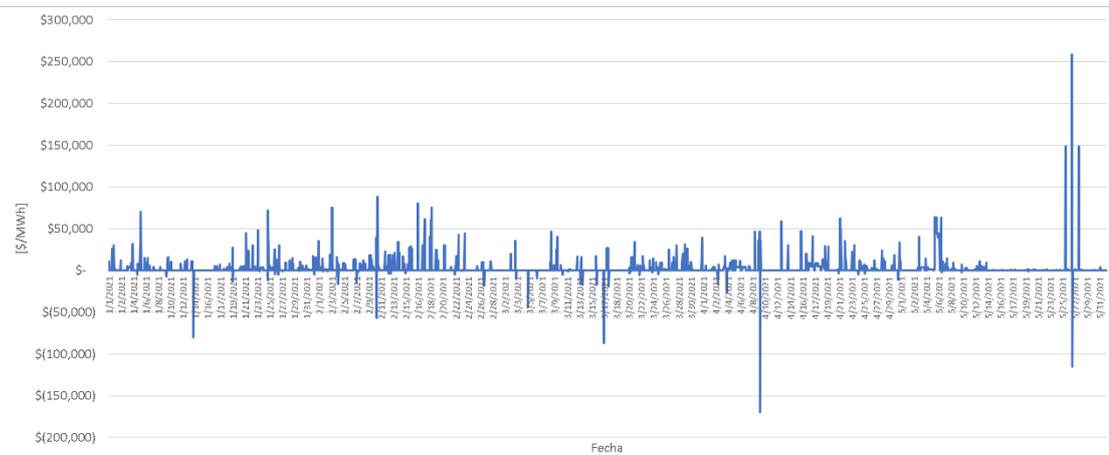


Fuente: Cálculos propios

- 1 de enero de 2021 a 31 de mayo de 2021

La Figura 6 muestra la diferencia entre el costo marginal de operación del predespacho ideal sin y con Hidroituango (OEF 1), para el año 2021 (hasta el 31 de mayo). A partir de los resultados, se observa que la diferencia entre los dos costos marginales de operación es mayoritariamente positiva en el periodo de análisis y, por lo tanto, el sistema tendría una disminución del costo marginal de operación al contar con la OEF 1 de Hidroituango. Específicamente, de las 3624 horas analizadas, 697 horas tuvieron un impacto positivo (disminución del costo marginal de operación), mientras que 64 horas tuvieron un impacto negativo (aumento del costo marginal de operación) por la consideración de la OEF 1 de Hidroituango.

Figura 6. Diferencia entre el costo marginal de operación sin Hidroituango y con Hidroituango (OEF 1) para el año 2021.



Fuente: Cálculos propios

La Figura 7 muestra la diferencia (caso sin Hidroitungo menos caso con Hidroitungo) del costo de operación hipotético acumulado para el periodo de análisis. En la figura se observa que desde el primer día de análisis se tiene una diferencia positiva de los costos operativos, y que, al acumularse día a día, éstos van creciendo constantemente hasta el final del periodo de análisis. Al final del periodo, se tiene que la diferencia acumulada de los costos operativos para el año 2021 es de \$61.062.121.084 pesos. Este valor muestra que hipotéticamente, y considerando los supuestos descritos en el documento, si la OEF 1 de Hidroitungo hubiera estado disponible en el año 2021, la operación del sistema habría sido más eficiente en un 1,15% aproximadamente.

Figura 7. Diferencia acumulada entre el costo de operación sin Hidroituango y con Hidroituango (OEF 1) para el año 2021.

Fuente: Cálculos propios

La Tabla 11 presenta el resumen de los resultados obtenidos en la aplicación del modelo de predespacho ideal a los diferentes escenarios definidos en este documento. La tabla muestra que en caso de que la OEF 1 de Hidroituango hubiera estado disponible para el sistema a partir del año 2020, el costo operativo habría presentado una eficiencia de 1,68% para el año 2020 y de 1,15% para el año 2021.

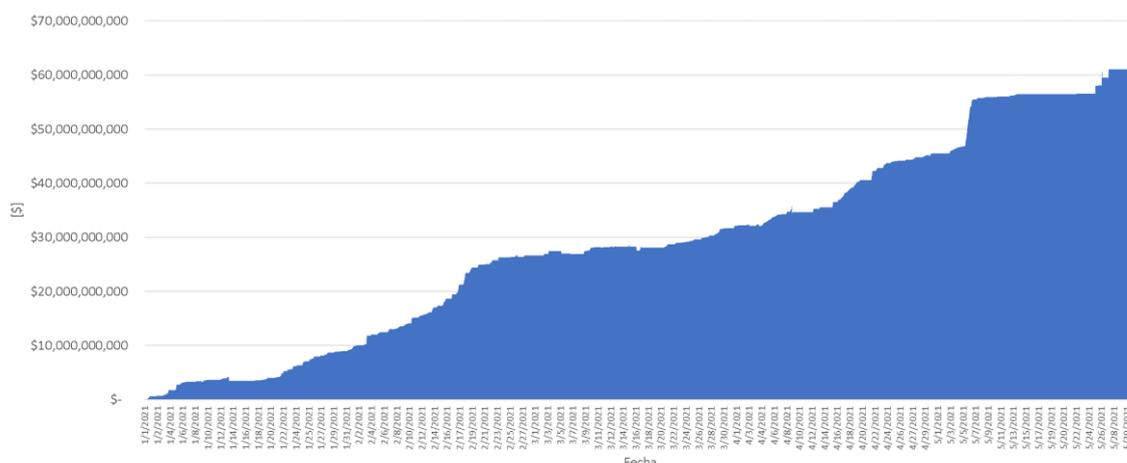


Tabla 11 Resumen de resultados del análisis de impacto de entrada y retraso de las OEF de Hidroituango

Periodo	Diferencia de costo operacional	Mejora de eficiencia (%)
2020	\$308,325,024,570	1.68%
2021	\$61,062,121,084	1.15%

Fuente: Cálculos propios

A partir del análisis planteado en este documento, con base en el modelo explicado anteriormente, se encuentra que, en un caso hipotético y considerando los supuestos operativos del predespacho ideal para el año 2020 y 2021, el impacto de la no entrada de Hidroituango en el sistema eléctrico fue negativo. Se resalta que la diferencia de costo operacional total por \$369 mil millones de pesos no es absoluta, y que obedece a los supuestos utilizados en el análisis, pero que ofrece un orden de magnitud del potencial impacto que tuvo el no cumplimiento del primer bloque de OEF de Hidroituango en relación al posible costo de operación del sistema. Así mismo, los resultados expresados en este documento pueden mostrar de forma relativa el panorama que se tendría ante un potencial retraso del segundo bloque de OEF del proyecto Hidroituango.

Impacto de la no entrada de Hidroituango en el Índice de oferta residual:

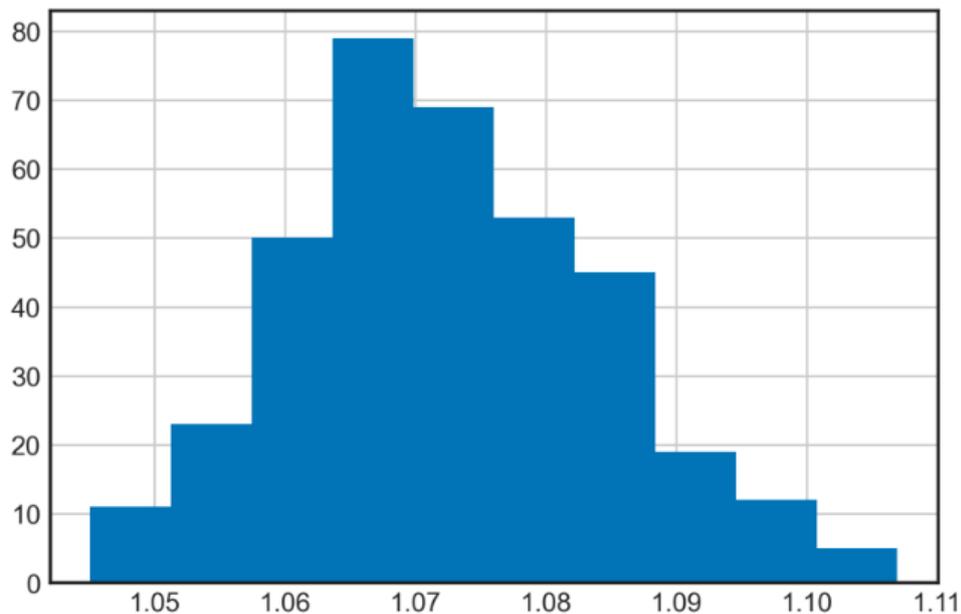
El indicador de oferta residual IOR permite analizar el potencial de los agentes del mercado para asumir una posición dominante por dependencia de la demanda del sistema frente a un agente en particular, calculándose el mismo como la oferta residual. Dado que Hidroituango debía iniciar

operación en diciembre de 2018, y se tenía previsto que al menos 1200MW se encontraran disponibles a finales de 2019, se realizó un análisis sobre el impacto que tendría la entrada de esta planta en el cronograma inicialmente previsto.

Para lo mismo, se calculó el IOR mínimo diario con Hidroituango, adicionando la disponibilidad diaria de la planta (1200 MW), a la disponibilidad total diaria del sistema, y calculando el nuevo IOR mínimo diario, en el periodo comprendido entre el 1 de noviembre de 2020 al 31 de diciembre de 2020. Es de resaltar, que durante estos meses el volumen útil y disponibilidad del sistema es usualmente el más alto del año, y por lo mismo, se puede adicionar la potencia completa entregada por Hidroituango haciendo el análisis en condiciones comparables contra otros agentes.

Una vez establecido el IOR con Hidroituango, se estableció la relación entre el IOR con Hidroituango y el IOR sin Hidroituango. Como conclusión de este análisis, se tiene que el IOR con Hidroituango aumentaría entre un 5% y un 10% para los agentes del sistema, como se muestra en la Figura 8, es decir se disminuiría la dependencia de la demanda de agentes específicos. También es de resaltar que, dado que algunas plantas se encontraban en mantenimiento a finales de 2020, este análisis se repitió con los datos del mes de diciembre de 2019, obteniéndose un aumento del IOR con Hidroituango para todos los agentes, entre un 5% y un 8%.

Figura 8 Histograma relación IOR con Hidroituango sobre IOR real



Fuente: Cálculos propios

3. ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS:

3.1. Medidas recomendadas que pudiera ser oportuno o pertinente aplicar

1. Seguimiento al avance del cronograma del proyecto mediante requerimientos al agente y análisis de la Auditorías asociadas.
2. Seguimiento a la actualización oportuna de las pólizas y mecanismos de respaldo que brinden cobertura al proyecto.

3. Seguimiento a los impactos comerciales para la empresa de cualquier retraso adicional del proyecto que le genere déficit para cumplir con los contratos de venta de energía y que deba cubrir con bolsa.
4. Seguimiento al cumplimiento regulatorio del agente en el desarrollo del proyecto.

4. RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN

4.1. Responsable general

Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible

4.2. Equipo de evaluación

Unidad de Monitoreo de Mercados de Energía y Gas

5. ANEXOS: N/A