

- Estudio Sectorial -

HIDROITUANGO: GESTIÓN, DECISIONES Y RIESGOS.

1. SUBASTAS DE ENERGÍA EN FIRME 2008.

En junio de 2008 se realizó en el país la primera subasta de energía para proyectos clasificados como Plantas de Generación con Períodos de Construcción Superior al Período de Planeación -GPPS- los cuales poseían como característica el tener un período de construcción superior a cuatro años pero inferior a 10 años, por lo tanto su entrada en operación no podría superar el año 2019.

El proyecto Hidroeléctrico Ituango con 1200 MW de capacidad inicial¹, y perteneciente a la empresa Hidroeléctrica Pescadero Ituango, cumplía con estas características y participó en la subasta donde le fueron asignadas Obligaciones de Energía en Firme -OEF- mediante el Cargo por confiabilidad², comprometiéndose a entregar al sistema, en caso de que sea requerida, cerca de 2.973 Mw-día, a partir de diciembre de 2018 hasta el mes de noviembre de 2038³ con un precio de cierre de 13,998 USD/MWh. Cabe destacar, que los 6 proyectos favorecidos aumentaban la capacidad instalada en 3.011 MW y que el 40% de esa capacidad, sería aportada solo por este activo.

¹ Se consideraba que Ituango podía llegar a tener una capacidad neta de 2400 MW pero en su primera etapa solo se comprometió energía por 1.200 MW.

² Mecanismo adoptado, desde diciembre de 2006, mediante la Resolución 071 de 2006 y ampliado mediante Resolución 061 de 2007 para garantizar la oferta de energía a través de un esquema en el cual a los generadores se les transfiere unos ingresos fijos hasta por 20 años, aparte de los que puedan obtener por cuenta de las ventas de energía incentivando la construcción de nuevas plantas reduciendo el riesgo en la inversión. La asignación se realiza a través de subastas de Obligaciones de Energía Firme (energía que es capaz de entregar un generador durante un año de manera continua en condiciones de baja hidrología). La energía es exigida cuando el precio de bolsa supera un precio un techo denominado precio de escasez el cual se determina de acuerdo a los costos variables asociados al Sistema Interconectado Nacional.

³ Para el proceso de asignación a plantas GPPS realizado en marzo de 2012, al proyecto Ituango les fueron asignadas OEF de 9.541 MW-hora para el periodo del 1° de diciembre de 2021 al 30 de noviembre de 2038 con un precio de cierre de 15,7 USD/MWh.

1.1. Balance de Oferta y Demanda de energía antes de la emergencia declarada en abril de 2018.

Los Informes de la Auditoría al Seguimiento a la Curva S del Proyecto Ituango⁴, desde el año 2010 mostraban un desfase entre la curva S proyectada y la real, lo que constituía un indicio sobre la fecha de entrada en operación que se daría con posterioridad al 1° de diciembre de 2018. Así las proyecciones presentadas por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- en sus planes de expansión contemplan este tipo de eventualidades.

Uno de los análisis incluye escenarios calculados para el periodo 2017 – 2031, determinando esta eventualidad en los proyectos en desarrollo (los proyectos de referencia son Gecelca 3.2., Termonorte e Hidroituango) que no cumplan con la fecha de entrada en operación comparado con la proyección diaria promedio de demanda de energía eléctrica⁵ -con escenarios de crecimiento de la variable alto, medio y bajo-, esto con el fin de establecer en qué punto toda la energía firme del sistema comprometida mediante el cargo por confiabilidad llega a ser apenas suficiente para cubrir la demanda en ese periodo de 15 años.

El caso en el cual se analiza, la no entrada de Hidroituango, calculando solo un año de atraso se concluye que bajo un escenario de demanda alto la energía firme comienza a ser inferior a la demanda a partir de 2020 con demanda alta y para los escenarios medio y bajo a partir de febrero de 2021.

⁴ Requisito obligatorio para participar en las subastas para plantas de generación nuevas, el nombre técnico de estos documentos es Informe de Avance de la Auditoría a la Obligación de Cumplir con la Curva S, con el Cronograma de Construcción de la Planta y la Puesta en Operación de la Hidroeléctrica Ituango.

⁵ La información utilizada es con corte a julio de 2017 la demanda incluye la Energía Firme verificada de las plantas existentes.

2. ESQUEMA EMPRESARIAL Y CONTRATACIÓN PARA EJECUCIÓN DE OBRAS.

2.1. Antecedentes del proyecto.

En el historial encontramos el más remoto antecedente del proyecto, que tiene su origen en el documento denominado “Riqueza Hidráulica de Antioquia 1898 – 2011”⁶, en el que se referencia el proyecto de la hidroeléctrica Ituango. En el año 1962 en una reunión de la Sociedad Antioqueña de Ingenieros y Arquitectos (SAI), es presentado por el autor del documento al Gerente de la época de EPM, en el que se expuso el anteproyecto ubicándolo en el sitio pescadero (Antioquía) con una central de 4.000 megavatios y una presa con una altura de 350 metros, medida que no incluía el adicional necesario para las crecientes denominado embalse muerto⁷.

Con posterioridad en 1969, el Ingeniero José Tejada de la firma Integral a esa fecha (Gerente de Hidroituango en el 2010) presentó un documento llamado “Memorando preliminar sobre la capacidad potencial y posibilidades de desarrollo escalonado del desarrollo hidroeléctrico del Cauca medio” en el cual identificó a Cañafisto e Ituango como los lugares para la realización de la presa. Como resultado de este documento en el año 1971 se realizó un estudio más profundo sobre el posible potencial de este proyecto y arrojando resultados en una proyección de 1.600 megavatios para el proyecto Cañafisto y 3.860 megavatios en Ituango⁸.

En 1998 se constituye la Sociedad Promotora de la Hidroeléctrica Pescadero - Ituango S.A. E.S.P. y en 2006 se suscribieron contratos para determinar la factibilidad técnica, económica y ambiental. En 2008 la sociedad participa en la subasta de energía con este proyecto.

⁶ Autor del documento es el Ingeniero Lucio Chiquito, miembro de la firma consultora Integral.

⁷ Parte destinada al almacenamiento de los sedimentos que trae el río Cauca.

⁸ Fuentes Periódico El Mundo del 20 de mayo de 2018 - Medellín – Colombia. Antecedente de la Historia de Hidroituango. Autor Darío Valencia Restrepo y www.sai.org.co.

2.2. Esquema Empresarial

2.2.1. Sociedad Promotora de la Hidroeléctrica Pescadero – Ituango S.A. E.S.P.

Esta sociedad anónima se crea el 8 de junio de 1998⁹, con el objeto social de realizar el diseño, construcción y explotación de la Central Hidroeléctrica a desarrollar en las siguientes etapas:

1. Primera Etapa:

- Actuar como promotora y actualizar los estudios realizados por ISAGEN en los años 80.
- Determinar la factibilidad final del proyecto mediante la elaboración de estudios complementarios de ingeniería, recreativos, turísticos, ambientales.
- Celebrar los contratos y acuerdos para los anteriores fines así como adelantar la elaboración de documentos, obtención de permisos, licencias y aprobaciones necesarias para el que el proyecto continúe a la siguiente etapa. Entre ellos el convenio con la Gobernación de Antioquía para su participación en ventas de la energía generada.

2. Segunda Etapa:

- Celebrar contratos y acuerdos de ingeniería complementaria.
- Adelantar trámites de licencias y permisos de construcción.
- Obtener el cierre financiero para la construcción del proyecto.

⁹ Constituida mediante escritura pública No. 2.309 en la Notaria Dieciocho (18) del Circuito Notarial de Medellín. Integrada por la Gobernación de Antioquia, a través del Instituto para el Desarrollo de Antioquia (IDEA), la Empresa Antioqueña de Energía -hoy Empresas Públicas de Medellín (EPM)-, Isagén, Integral y la Asociación Colombiana de Ingenieros Constructores de Antioquia.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

3. Tercera Etapa:

- Se realiza la construcción, operación y mantenimiento del proyecto, así como la comercialización de la energía generada.

En el año 2009 la Gobernación de Antioquía y la Alcaldía de Medellín, compran la mayoría de acciones del proyecto, concretando en cabeza del Instituto para el Desarrollo de Antioquía (IDEA) con el 50,7% por ciento de las acciones y Empresas Públicas de Medellín (EPM) con el 49,3%.

En el 2010, se presenta el primer Informe de auditoría de seguimiento a la curva S¹⁰. La empresa tenía como Gerente del Proyecto a Luis Guillermo Gómez, quien presentó las características del proyecto ante las entidades estatales intervinientes en el mecanismo de las subastas de energía y ante los medios y opinión pública que se plantearon así¹¹:

- Se ubicaría en el norte del Departamento de Antioquía, en jurisdicción de los municipios de Ituango y Briceño, sobre el Río Cauca. Las obras anexas al ocupan territorio de los municipios de Santa Fe de Antioquia, Buriticá, Peque, Liborina, Sabanalarga, Toledo, Olaya, San Andrés de Cuerquia, Valdivia y Yarumal.
- Capacidad instalada: 2.400 megavatios.
- Fecha de entrada de operación: Máximo 30 noviembre de 2018.
- La energía firme anual: 14.060 GWh/año con un factor de planta de 0.66
- Contendría 8 turbinas con potencia nominal de 307 MW cada una.
- La altura de 225 metros desde el lecho del río, con una cota de la corona de 435 metros sobre el nivel del mar, un volumen de 19 millones de m³ e implicaría la inundación de 3.800 hectáreas.

¹⁰ Con corte a 31 de diciembre de 2009.

¹¹ Página 23 y <http://www.eluniversal.com.co/cartagena/economica/hidroituango-proyecto-generator-de-energia-mas-grande-del-pais>.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

- El costo del proyecto se estimó en US\$ 3.000 millones a precios corrientes, con una estructura de financiación 60% de deuda y 40% de patrimonio. El valor es muy bajo por kilovatio instalado a 1.180 dólares.

Para la financiación se analizaron dos alternativas¹²: La primera era un esquema “Fuera de Balance”, en el cual Hidroituango S.A. conseguiría una *sociedad de propósito específico* con independencia legal y financiera denominada Concesionario Operador, que se encargaría de la construcción, financiación y operación del proyecto que luego se lo retornaría en el plazo y condiciones estipuladas. Las ventajas para Hidroituango S.A. radicarían en que transferiría el riesgo al concesionario y a cambio el concesionario le pagaría una prima, con lo cual participaría del flujo de caja generado por la operación de la central eléctrica. En contraposición, la segunda alternativa era una financiación con “Recursos del Balance”, lo que requería una capitalización y recurrir al mercado de capitales asumiendo la gestión que una empresa mixta con capital público debe realizar para la obtención de un empréstito.

Por decisión de la Junta Directiva en pleno, se aprobó la primera opción y se buscó un inversionista para operar bajo un arreglo BOOMT¹³ para que se encargara de la financiación, construcción, mantenimiento, operación y usufructo de la central hidroeléctrica y que la retornara después de un tiempo a los socios. En junio de 2009 se firmó un contrato de asesoría con el BNP Paribas, para estructurar y asesorar la selección del socio que se hizo por un proceso de subasta¹⁴.

Las firmas precalificadas fueron:

1. China Three Gorges Corporation de China.
2. El Consorcio KEPCO, integrado por Korea Electric Power Corporation: Korea Hydro & Nuclear Power Co.; Posco Engineering & Construction; Lotte

¹² Informe de Gestión de la Sociedad Hidroituango 2008. Págs. 18 y 19.

¹³ Build, Operate, Owned, Maintenance and Transfer, por sus siglas en inglés

¹⁴ Informe de Gestión de la Sociedad Hidroituango 2009. Págs. 32 y 33.

- Engineering & Construction; SK Engineering & Construction y Daewoo Engineering Company de Corea.
3. Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A. de Brasil
 4. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ELECTROBRAS de Brasil.
 5. Constructora Norberto Odebrecht S.A. de Brasil
 6. Constructora Andrade Gutiérrez S.A. de Brasil.
 7. Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. de Colombia.

Aún cuando se realizó el proceso de precalificación, la Junta Directiva de Hidroituango en sesión de junio de 2010, decidió de manera unánime suspender el inicio del proceso de la subasta para iniciar un proceso de negociación directa con EPM S.A. E.S.P. para que él financiara, operara, mantuviera y revirtiera la Central¹⁵.

Definido el socio, al proyecto se le atribuyeron ventajas tales como quedar en una zona privilegiada donde las condiciones del cañón permitían que el impacto ambiental y social fuera reducido por la poca población en la zona y la baja utilización en actividades agropecuarias, por requerir un área reducida de inundación y poder tener las obras de infraestructura concentradas y finalmente, porque el valor por cada KW instalado sería bajo.

2.2.2. Escisión Hidroeléctrica Ituango S.A. - EPM Ituango S.A. E.S.P.

Esta figura de la escisión es producto del acuerdo¹⁶ al que llegaron el 10 de septiembre de 2010 los accionistas mayoritarios del proyecto (El Instituto para el Desarrollo de Antioquia, IDEA, y Empresas Públicas de Medellín EPM).

¹⁵ Informe de Gestión de la Sociedad Hidroituango 2010. Pág. 23.

¹⁶ Ver documento aportado por EPM denominado anexo 2.2010-11110 Acuerdo entre IDEA y EPM.

En virtud de este acuerdo el 27 de octubre de 2010, constituida la Asamblea General de Accionistas en sesión extraordinaria, en desarrollo del orden del día, presentó y se acogió la propuesta de escisión del Proyecto Hidroituango S.A. E.S.P¹⁷.

En concreción del acuerdo antes mencionado y la determinación tomada por parte de la Asamblea General de Accionistas, mediante escritura pública¹⁸ debidamente elevado en instrumento público, se protocoliza la escisión que en los efectos prácticos consiste en transferir activos y pasivos del proyecto de Hidroituango S.A. (sociedad escidente) a la nueva sociedad denominada EPM Ituango S.A. E.S.P. (Sociedad beneficiaria), que vendrá a fungir como una sociedad espejo de Hidroituango. Operación ésta considerada necesaria debido a la carencia de capacidad financiera y técnica para ejecutar directamente el proyecto.

2.2.3. Celebración contrato BOOMT entre Hidroeléctrica Ituango S.A. y EPM Ituango S.A. E.S.P.

En el desarrollo del contrato BOOMT se definió que la explotación comercial sería por un lapso de 50 años y que finalizado este término EPM Ituango deberá restituir los terrenos y transferir los demás bienes del proyecto a Hidroituango S.A.

EPM Ituango como vehículo financiero y también con el respaldo técnico de EPM S.A. E.S.P. asumió el compromiso de efectuar las inversiones necesarias para la financiación, construcción, operación, mantenimiento y la entrada en operación comercial de la central hidroeléctrica, lo que se constituye en un contrato de concesión, que acogía las siguientes proyecciones:

- Valor de la obra calculado en US\$ 3.049 millones.
- Entrada en funcionamiento en el 2018.

¹⁷ Acta No. 24 Reunión extraordinaria Asamblea General de Accionistas Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.

¹⁸ Escritura pública No. 893 del 23 de marzo de 2011, Notaria Diecisiete (17) del Circuito de Medellín.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

- La empresa es de naturaleza mixta comercial con recursos del orden departamental y participación pública de más del 90% por lo cual se rige por las normas del Estatuto Orgánico del Presupuesto y para adquirir deuda debe contar con apoyo del gobierno nacional¹⁹.
- Celebración de contratos por EPM Ituango para: 1. La Interventoría. 2. La construcción de campamentos. 3. Los túneles de desviación. 4. La construcción de vías (consorcio pescadero I Topc, Mincivil y SP Explanaciones) que ya estaban ejecutándose y 5. La elaboración del Plan de Gestión Social (unión temporal Codesarrollo Universidad Católica del Norte).
- EPM Ituango con las obras principales por LICITACION contrataría la construcción de la presa, construcción de la casa de máquinas, las obras complementarias y la compra de tierras.

Hidroituango al suscribir el contrato BOOMT, cambia su rol a una labor de supervisión, vigilancia y control de las diferentes obligaciones establecidas en el contrato.

A su vez determinaron las partes en este acuerdo de voluntades, que los riesgos son asumidos de la siguiente forma:

“Las partes acordaron la distribución y asignación de los riesgos inherentes a la ejecución del Contrato, de manera, que los efectos económicos de los riesgos que se materialicen durante la Etapa de Construcción sean asumidos por cada parte dependiendo del área de riesgo asignada. Es decir, si son responsabilidad de Hidroituango serán cargados como mayor valor del proyecto, pero si son responsabilidad de EPM, deberán asumir los mayores costos, gastos e indemnizaciones que correspondan²⁰”.

¹⁹ Concepto a favor Plan Maestro del Proyecto- Zona Franca – Contrato de estabilidad jurídica a con la Nación.

²⁰ Informe de seguimiento BOOMT avance general del proyecto – Noviembre 2017. Pág. 69.

Se estableció por parte de Hidroituango como política²¹, hacer uso de mecanismos de monitoreo y control para que en oportunidad se detecten posibles desviaciones en desarrollo del proyecto y como consecuencia se generen alertas a EPM, para que se de la solución correspondiente. Buscando con esto prevenir los riesgos a asumir por parte de Hidroituango y determinar a su vez las áreas de riesgo cubiertos por el Contratista.

2.2.4. Cesión del contrato BOOMT de EPM Ituango a EPM S.A. E.S.P.

El 11 de enero de 2013, en decisión tomada en Asamblea General de Accionistas de EPM Ituango, se aprobó la propuesta de cesión del contrato BOOMT por parte de EPM Ituango a favor de EPM S.A. E.S.P., medida sustentada, entre otros, en la disminución de los impactos negativos surgidos al no haberse conseguido la declaración de zona franca²² para el proyecto y en los beneficios de los que goza EPM en el contrato de estabilidad jurídica celebrado con la Nación.

Las implicaciones de esta cesión contractual se manifiestan, en la disolución de EPM Ituango por sustracción de materia en su objeto social, lo que refleja que EPM tomará y ejecutará directamente la construcción, operación, mantenimiento, explotación y comercialización de la central hidroeléctrica del proyecto Hidroituango, así como la de los demás contratos celebrados para su ejecución.

En desarrollo de esta operación EPM pagaría a EPM Ituango el valor correspondiente a sus activos y una compensación a las inversiones efectuadas, adicionalmente y como quiera que la decisión de cesión del contrato BOOMT no contó con la aprobación de los accionistas minoritarios, EPM indica que los mismos en su mayoría son accionistas de Hidroituango, quienes se beneficiarían económicamente al

²¹ Directrices definidas en el Acuerdo de Accionistas de septiembre 10 de 2010 y plasmadas en el Contrato.

²² Con lo que se pensaba obtener una tarifa del 15% para impuesto de renta y se eliminaba el IVA y los aranceles para equipos importados, y el IVA para el consumo de bienes locales logrando un ahorro cercano a los de US\$ 250 millones en la inversión final.

recibir los réditos producidos por la aceptación del contrato de usufructo²³ de las acciones²⁴.

2.2.5. Generalidades principales de los informes de seguimiento al contrato BOOMT.

Para contextualizar la descripción contenida en los informes allegados por EPM y / o Hidroituango S.A. a este ente de control, es necesario referirnos a la información general y las características del proyecto, adicionalmente a la capacidad instalada.

Así las cosas respecto a la capacidad instalada de la energía en firme del proyecto esperada, se debe tener en cuenta para su realización, las implicaciones para el SIN²⁵ y su ubicación, resaltando que el proyecto sería el más grande e importante del país y que para cumplir con su finalidad , se proyectaron las siguientes obras:

- Desviación temporal del río Cauca.
- La construcción en la parte derecha del río de 2 túneles que se taponarán una vez construida la presa.
- La construcción de un vertedero para prevenir las crecientes del río y lograr evacuar el agua controladamente con cinco (5) compuertas.
- La construcción de un túnel de descarga intermedia que tiene como objetivos el control de llenado del embalse y a su vez garantizar ante cualquier suceso, descargar las aguas debajo de la presa en cumplimiento de 21 m³/s acorde a lo previsto por la autoridad del medio ambiente.

²³ Contrato que permite el derecho de usufructo a EPM Ituango, de modo que adquiera en nombre y representación de Hidroituango los Inmuebles del Proyecto, y constituya las servidumbres que sean necesarias para la ejecución del Proyecto

²⁴ Fuente comunicado del EPM del 11 de enero de 2013 y Acta cesión del 11 de enero de 2013 que falta anexar.

²⁵ SIN: Sistema Interconectado Nacional Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, según lo previsto por el artículo 11 de la Ley 143 de 1994.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

- Construcción de una caverna principal para la casa de máquinas con capacidad de 8 unidades c/u de 300 MV, sala de montaje, sala de control y edificios de oficinas.
- Construcción de una caverna para tres (3) transformadores.
- Construcción de dos (2) cavernas de almenaras, una para cada 4 unidades, con la finalidad que mediante túneles se realice la descarga que retorne el agua al caudal del río aguas abajo.
- Construcción de túneles de conducción para cada una de las 8 unidades de generación, para cada túnel se instalará compuerta de cierre.
- Construcción túnel de acceso a casa de máquinas.
- Construcción túnel de ventilación y salida de emergencia.
- Construcción de pozos de aireación de las almenaras²⁶ y extracción de humos.
- Construcción de vías de acceso y subestación.

Con una visión sobre cuáles eran las obras más importantes proyectadas y planificadas, se relacionarán las mismas, refiriendo lo indicado en los informes correspondiente en desarrollo del contrato y en lo reportado por cada entidad.

Para tener comprensión de algunos de los datos generados en los mismos de conformidad a lo expuesto en los antecedentes y evolución del proyecto, se tiene que una vez celebrado el contrato BOOMT se tenía programado un cronograma que fue modificado anexando un grado de avance al ser cedido totalmente a EPM S.A. E.S.P., punto a tener en cuenta cuando las diferentes entidades hagan esa referencia.

Así las cosas, los atrasos en la ejecución, adelanto de obras y los riesgos latentes en el proyecto fueron evidenciados antes de la emergencia y sobre los mismos hay documentos que se citarán posteriormente.

²⁶ Es un conducto o tanque de oscilación que permite disipar las ondas elásticas generadas por el flujo cuando hay un cierre rápido, puesta en marcha de turbinas o presencia de aire. Tienen como función ,además de disminuir el golpe de ariete, almacenar o distribuir caudal hasta que llegue la desaceleración y acortar el período variable de las ondas

3. CRONOLOGÍA DE LOS EVENTOS DE LA CRISIS.

El informe de seguimiento al cumplimiento de la Curva S con corte a diciembre de 2017, dio reporte de las actividades que presentaban retrasos considerables tales como:

- Presa, vertedero y descargas del embalse, obras con atraso por el inicio de algunas obras con fecha posterior a la programada y para el cual el contratista presentó un programa remedial a ejecutar entre el 29 de agosto de 2017 y 24 de junio de 2018.

- Costos ambientales y Predios: De estas dos actividades, los predios presentaba una ejecución más baja, debido al poco avance en la adquisición de predios en la zona de influencia del proyecto y nulo para el trazado de la línea de transmisión.

- Conducciones a presión, actividad relacionada con el revestimiento de los túneles y revestimiento de los pozos de presión verticales.

Para la fecha, el proyecto presentaba un avance real del 80,98% lo que generó un desfase de 16 puntos porcentuales al compararlo con el 97,74% de avance proyectado en el cronograma declarado ante la CREG.

La conclusión de la firma auditora sobre el cumplimiento de la disponibilidad de la planta para el 1° de diciembre 2018 para honrar la asignación OEF, fue que una vez verificado el cronograma real, el atraso para el inicio de la operación comercial de las cuatro unidades era de doscientos sesenta y tres días (263) y que la última unidad se activaría el 21 de agosto de 2019 (las unidades ingresarían escalonadamente 1 unidad equivale a 307 MW), lo cual no representaba un incumplimiento grave e insalvable.

Los inconvenientes por los retrasos en diferentes frentes de obras presentes desde el primer informe de auditoría a la Curva S equivalente al 1,61%²⁷, llevó a tomar medidas para culminar el proyecto a tiempo y cumplir con la fecha concertada en la subasta de energía de 2008 y con los compromisos comerciales adquiridos.

El 28 de abril de 2018 se presenta una emergencia por una obstrucción parcial en el túnel de desviación del Río Cauca²⁸, situación que causó represamiento por el aumento del caudal aguas arriba y disminución aguas abajo. Este túnel hace parte del Sistema Auxiliar de Desviación -SAD- y de las obras autorizadas y consiste en *una Galería Auxiliar de Desviación -GAD-adicional de 1.338 metros que se empalmará con el túnel de descarga N° 4 a través del cual, se conducirán las aguas desviadas al río Cauca, complementado las siguientes obras: ataguías, canal de alivio, cámara de compuertas, descarga de fondo, foso de empalme del túnel de desvío con el túnel de descarga, galería de aireación, aumento de la sección de los 1.225 m del túnel de descarga N° 4 y adecuaciones en el portal de salida para garantizar la operación durante el desvío y posteriormente durante la descarga de las aguas turbinadas*²⁹.

Esta tarea era parte de las obras extras aprobadas en las Actas de Modificación Bilateral -AMB- suscritas entre EPM S.A. y el Consorcio CCC Ituango bajo el Contrato Marco para la Realización de la Presa y Obras Anexas³⁰ y que buscaban cumplir el cronograma mediante un plan de trabajo acelerado que corrigiera el atraso en la actividad de desviación y para el manejo del caudal ecológico durante la etapa de llenado del embalse.

²⁷ Los inconvenientes por los retrasos en diferentes frentes de obras presentes desde el primer informe de auditoría a la Curva S equivalente al 1,61%. Esta cifra, aun cuando era un ponderado global y se consideraba el cumplimiento del Hito más próximo que era el Inicio de la desviación y túnel de acceso a casa de máquinas que permitirían la desviación del Río Cauca para comenzar la construcción de la presa, del vertedero y demás obras principales. En informes posteriores se evidenció el retraso progresivo en estas actividades.

²⁸ Tomada de los comunicados publicados por EPM S.A. E.S.P. en su website.

²⁹ Informe de Seguimiento BOOMT. Avance General del Proyecto Marzo 2018. Pág. 22.

³⁰ El contrato para la realización de la obra civil fue adjudicado al Consorcio CCC Ituango el del 28 de Septiembre de 2012, mediante la comunicación 2012003037, Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPM) da orden de inicio anticipada con fecha 01 de Octubre de ese año.

El día 29 de abril, se había logrado superar la obstrucción parcial de la galería auxiliar mediante un destaponamiento natural. Igualmente, se les hizo un llamado a las comunidades para alertar sobre anomalías en el caudal³¹.

El 30 de abril se presenta un nuevo derrumbe en la galería auxiliar ocasionando nuevamente un embalsamiento aguas arriba de la presa. Ya se toman medidas cautelares cerrando el desplazamiento por el puente Pescadero y se conserva el plan de movilidad alternativo, que comprende el uso de las vías internas del proyecto para la movilidad de la comunidad desde y hacia el casco urbano del Municipio de Ituango, en el Norte de Antioquia. La empresa analiza con sus profesionales y contratistas expertos las alternativas para evacuar el agua del túnel de desviación³².

El 7 de mayo, nuevamente se presenta un derrumbe causando un taponamiento total en la galería auxiliar causando represamientos aguas arriba. La empresa EPM y las contratistas estaba a cargo de permitir la descarga controlada del agua.

Uno de los acontecimientos más representativos de la crisis ocurre el 10 de mayo, cuando se decide comenzar a verter por la casa de máquinas, con el fin de evacuar parte del caudal proveniente del río y proteger la estructura. Ya en este punto es inminente el atraso del proyecto de manera indefinida y llega a crearse incertidumbre sobre su culminación.

El 7 de junio se concluyó el vertedero que es la estructura de descarga que permite el paso libre o intervenido de las crecientes del río y su elevación es de 401 metros sobre el nivel del mar y según lo comunicado por EPM con este hito se avanza en la recuperación del control del proyecto³³. El 17 de junio la construcción de la presa alcanza la cota 415 lo que implica disponer de una capacidad de evacuación por el

³¹ Comunicado EPM. Avance informativo No. 3

³² Comunicado No. 4.

³³ Comunicado No 56.

vertedero reduciendo así los riesgos de un posible sobrepaso de la presa³⁴.

4. ANÁLISIS DE LOS RIESGOS ASUMIDOS EN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

La relación que EPM S.A. ha mantenido con el proyecto tiene dos alcances: el inicial es la propiedad accionaria en Hidroitungo cercana al 46%, es decir, que recibiría una rentabilidad como socio una vez la planta estuviera en funcionamiento. Adicionalmente EPM S.A. fue escogido como el inversionista para ejecutar el proyecto y tener el usufructo a la tasa de retorno convenida dejando la renta adicional como ingresos para Hidroitungo.

El retraso en las obras y la respectiva consecuencia de entrar a operar tardíamente, implicaba pérdida de ingresos y aumento en los costos, hechos inconvenientes desde todo punto de vista, es por eso que para mitigar el desfase en la ejecución se implementa el plan de trabajo acelerado en varias actividades, pero en las que se hará hincapié son las relacionadas al Sistema Auxiliar de Desviación SAD por ser el frente de obra en el cual se materializaron riesgos identificados en el seguimiento y por los cuales colapsó el proyecto.

4.1. Acta de modificación relacionada con el SAD.

Para diciembre de 2015, en el desarrollo del convenio entre EPM S.A. y el contratista se identificaron situaciones que estaban impactando negativamente el cumplimiento del cronograma, tales como, la imposibilidad de entrega a tiempo de las vías de acceso, debido a las condiciones geológicas adversas que retrasaron su ejecución y las variaciones importantes en las condiciones geológicas y geomorfológicas de los sitios en los cuales se debía emplazar las obras, que

³⁴ Otro de los temas relevantes, es el estado de la Casa de Máquinas sobre el cual no ha habido novedades.

ameritaron implementar tratamientos de soporte adicional y reubicación de obras imprescindibles para el funcionamiento del sistema de desviación del río Cauca, entre otras. La estacionalidad climática también contaba como una restricción³⁵.

Las medidas correctivas adoptadas fueron parte de las obras aceleradas que implicaban mayores costos pero se consideraban necesarias para disminuir los retrasos en obra. Posteriormente se detectaron problemas en su desarrollo por adelantar actividades sin tener los diseños definitivos.

4.2. Seguimiento realizado por Hidroituango S.A. y alertas señaladas en la matriz de Riesgo.

Respecto al desarrollo del proyecto y el cumplimiento del cronograma declarado ante la CREG, los informes presentados por esta empresa en razón del seguimiento al proyecto insigne se tienen los siguientes datos relevantes tomados de los documentos:

- Informe de Seguimiento y Verificación Contrato BOOMT - Primer trimestre de 2017 (enero – marzo), Numeral 3 denominado cronograma (Pág. 3), expone lo siguiente respecto al cronograma:

A marzo de 2017 las obras principales se encuentran con un atraso de 4,68% que equivale más o menos a 2,5 meses.

La ruta crítica del proyecto se encuentra por el Sistema Auxiliar de Desviación, pues está previsto iniciar operación entre julio y agosto de 2.017 y hoy estas obras se encuentran atrasadas como mínimo un mes.

³⁵ Acta de Modificación Bilateral No. 15 del 22 de diciembre de 2015.

De no poder hacerse el cierre del túnel izquierdo en las fechas previstas, se tendría que esperar hasta el próximo verano de enero-febrero de 2018 para realizar el desvío del río, lo que atrasaría los tapones de los túneles de desvío actuales y como consecuencia el llenado del embalse.

También se tiene atraso en los siguientes frentes de obra, que necesariamente afectan el programa de construcción: excavación de estribos de la presa, excavación vertedero, concretos del vertedero, pozos de presión 1 a 8 (sección completa), blindaje túneles inferiores 1 a 8, concretos caverna transformadores 1 a 8, cárcamo de salida de cables (subestación), pozo salida de cables (concretos), concreto túneles aspiración 1 a 8, solera túnel de descarga 1 y 2 y concretos estructuras salida 1 a 4.

- Informe de seguimiento segundo trimestre de 2017 (abril – junio) denominado **VERIFICACIÓN Y SEGUIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES CONTENIDAS EN EL CONTRATO BOOMT**, expone lo siguiente:

1. Sistema Auxiliar de Desviación SAD

La desviación inicial del río Cauca, realizada en febrero 17 de 2014, fue implementada sin compuertas de cierre por decisión unilateral de EPM, esto implicó la imposibilidad de construir la descarga de fondo necesaria para garantizar el caudal ecológico durante el llenado del embalse. Como consecuencia, también por decisión unilateral de EPM, se ordenó el diseño y construcción de un tercer túnel de desvío denominado Galería Auxiliar de Desviación (GAD), complementado con todas las obras requeridas para el nuevo Sistema Auxiliar de Desviación (SAD), tales como: (i) obras subterráneas: ventana de aceleración, galerías de acceso, galerías de construcción, cámara de compuertas de la desviación, cámara de compuertas de la descarga de fondo, ampliación del túnel de descarga No. 4 y la estructura de salida para habilitarlo para la desviación y (ii) obras exteriores: portales de entrada y salida de la desviación,

canal de alivio, tratamiento de taludes, vías industriales de acceso, canal de derivación de la quebrada Sucre y cunetas.

Sustentados en la Matriz de Riesgos, la Dirección Técnica considera que Hidroituango no debe asumir el riesgo por eventos geológicos que puedan presentarse durante la construcción y operación de la SAD, por las siguientes razones:

(i) En la Matriz de Riesgos está asignada el área de riesgo geológico a Hidroituango, pero siempre y cuando correspondan a condiciones geotécnicas no previstas en los estudios geológicos y diseños que afecten la ejecución del proyecto.

(ii) EPM decidió unilateralmente poner en operación el primer desvío sin compuertas de control y, por ende, la imposibilidad de construir la descarga de fondo como estaba prevista en los diseños y parámetros técnicos originales.

(iii) La SAD no estaba contemplada en los diseños ni en los estudios geológicos entregados a EPM como parámetros técnicos en la suscripción del contrato.

(iv) La construcción de la SAD (inicialmente un tercer túnel) también fue decisión unilateral de EPM, no solamente para construir la descarga de fondo a fin de garantizar el caudal ecológico durante el llenado del embalse en cumplimiento de la licencia ambiental, sino como obra requerida para taponar los túneles de desviación actuales.

(v) Hidroituango desconoce el alcance de los estudios e investigaciones geológicas, como también los parámetros geotécnicos, hidráulicos, ambientales y estructurales con los que fueron realizados los diseños de las obras subterráneas y exteriores de la SAD.

(vi) Consecuentemente, Hidroituango no puede asumir los costos por variación de los tipos de terrenos en las obras subterráneas pactados entre EPM y el Consorcio

CCCI mediante AMB15, como tampoco puede asumir los costos de las reparaciones por eventos geológicos que se han presentado durante las excavaciones del canal de alivio y que han afectado la estabilidad, pues estaría asumiendo el riesgo de unos diseños e investigaciones geológicas que desconoce.

A pesar, de que las partes están de acuerdo en que todas las obras y estructuras que conforman la SAD deben ser incluidas en el BOOMT como Parámetro Técnico, de manera que hagan parte integral del proyecto, no implica la asunción del riesgo por parte de Hidroituango. Lo que sí es relevante en este acuerdo, es que faculta a la firma auditora GAE para que incluya este nuevo frente de trabajo en la Auditoría de Costos.

La inclusión de la SAD en el BOOMT, tampoco implica que las glosas vigentes de los túneles de desviación iniciales sean condonadas, tema que está pendiente de discutir con EPM; al respecto, esta Dirección Técnica presentó los argumentos en documento de junio de 2014 entregado a la gerencia de la Sociedad y compartido con EPM para su correspondiente análisis.

Finalmente, esta Dirección Técnica considera que por el desconocimiento que tiene de las investigaciones, estudios y diseños de las obras de la SAD, Hidroituango debe presentar una alerta temprana a EPM antes de iniciarse la operación de la nueva desviación; lo anterior, para precaver situaciones futuras que le sean imputadas a la Sociedad, tales como los efectos programáticos y de sobrecostos por daños o por atraso en la entrada en operación comercial de la central.

La ruta crítica del proyecto se encuentra por las obras de conducción, cuyas estructuras principales presentan los siguientes atrasos: (i) concretos de las estructuras de captación 1 a 8: -10,6 % y (ii) revestimiento en concreto de los pozos de compuertas 1 a 8: - 44,8 %

- Informe de seguimiento – Cuarto trimestre de 2017 (Octubre – Diciembre 2017) denominado VERIFICACIÓN Y SEGUIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES CONTENIDAS EN EL CONTRATO BOOMT, indica lo siguiente respecto a los retrasos:

Frente	Programado	Ejecutado	Desfase
Construcción de la presa y obras anexas	88,66 %	80,13 %	- 8,53 %
Llenos de la presa (ruta crítica)	87,69 %	86,09 %	- 1,60 %
Vertedero y obras anexas	91,21 %	89,14 %	- 2,07 %
Descarga intermedia (ruta crítica)	93,40 %	73,30 %	- 20,30 %
Conducción	87,68 %	85,69 %	- 2,01 %
Pozos de compuertas (ruta crítica)	80,26 %	70,17 %	- 10,09 %

Fuente: Hidroituango

En este sentido, dadas las consecuencias que el incumplimiento de las actividades de ruta crítica podían acarrear para la entrada oportuna de la primera etapa del proyecto en las fechas acordadas con el consorcio CCCI en el Plan de Aceleración y, por ende, en el BOOMT, se le requirió a EPM para informar a la Sociedad sobre la implementación de los correctivos necesarios para recuperar los atrasos.

Las conclusiones de los informes fueron:

- Conforme lo reseñado en este informe de seguimiento del IV trimestre de 2017, la Dirección Técnica considera que se debe solicitar a EPM las siguientes aclaraciones y entrega de los correspondientes documentos que las soporten.
- Aclaremos, que algunas de estas solicitudes ya se han enviado a EPM, pero a la fecha de elaboración del presente informe, la Sociedad no ha obtenido las correspondientes respuestas:

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

3. Diferencia entre el plazo total del contrato No. CT-2012-000036 suscrito con el Consorcio CCCI y el plazo con el cual se está controlando el programa de ejecución de las obras principales.
 4. Programas remediales y correctivos para poner al día las actividades de ruta crítica que se encuentran atrasadas, de manera que no afecte el llenado del embalse ni ponga en riesgo la entrada en operación de la central en las fechas definidas.
- 5. COSTOS PARA EL SECTOR.**

5.1. Análisis presupuestal del proyecto

El Informe de Gestión de Hidroituango S.A. de 2017³⁶ muestra que el presupuesto total de inversión que se estimó para el proyecto, equivalía a \$ 9,5 billones³⁷, esta cifra incluía los gastos, costos de financiación, imprevistos e Inversión Social Adicional y los costos adicionales por las obras que tuvieron que ser reprogramadas para garantizar el cumplimiento del cronograma.

La actualización del presupuesto a junio de 2018, estima que el valor de la realización del proyecto esté en el orden de los \$ 11,44 billones con una estructura de 38% recursos propios y 62% de deuda. Cabe agregar que la mayor parte de la responsabilidad de recursos está concentrada en EPM S.A. Esta cifra puede ser fortuita, ya que aún es anticipado dimensionar la magnitud del siniestro si se tiene en cuenta los costos emergentes, tales como ejecuciones de garantías, costos de financiación, requerimientos presupuestales para culminar el proyecto etc.

³⁶ Página 44.

³⁷ Estimación realizada por Integral S.A.

Ante este panorama EPM S.A. ha anunciado la venta de activos hasta por USD 4 millones de dólares para tener recursos que le permitan el desarrollo de su plan de inversiones. La decisión la tomó la Junta Directiva de EPM, este 31 de julio de 2018³⁸.

5.2. Riesgo de desabastecimiento según escenarios de la UPME y comportamiento de los costos marginales de los energéticos por la no entrada del proyecto.

La indisponibilidad de Hidroituango genera una recomposición de la matriz energética ya que se deben viabilizar soluciones en las que se incluye aumentar la generación térmica la cual ostenta costos mayores, en tarifas en emisiones y en subsidios.

5.2.1. Variaciones en los costos marginales en la demanda de energía.

El indicador del costo marginal de la demanda, tiene como objetivo reflejar el costo de generación de energía necesaria para atender la demanda teniendo en cuenta los costos y capacidades de generación de diferentes fuentes de energía y tecnologías de generación junto con sus indicadores de confiabilidad, siendo utilizadas de la manera más óptima. En pocas palabras este indicador muestra el costo de generación estimado por MW/hora/mes de la planta más cara que despacharía energía para cubrir la demanda del mercado. El término costos, se utiliza para estimaciones, y serían equivalentes a precios cuando sean reales.

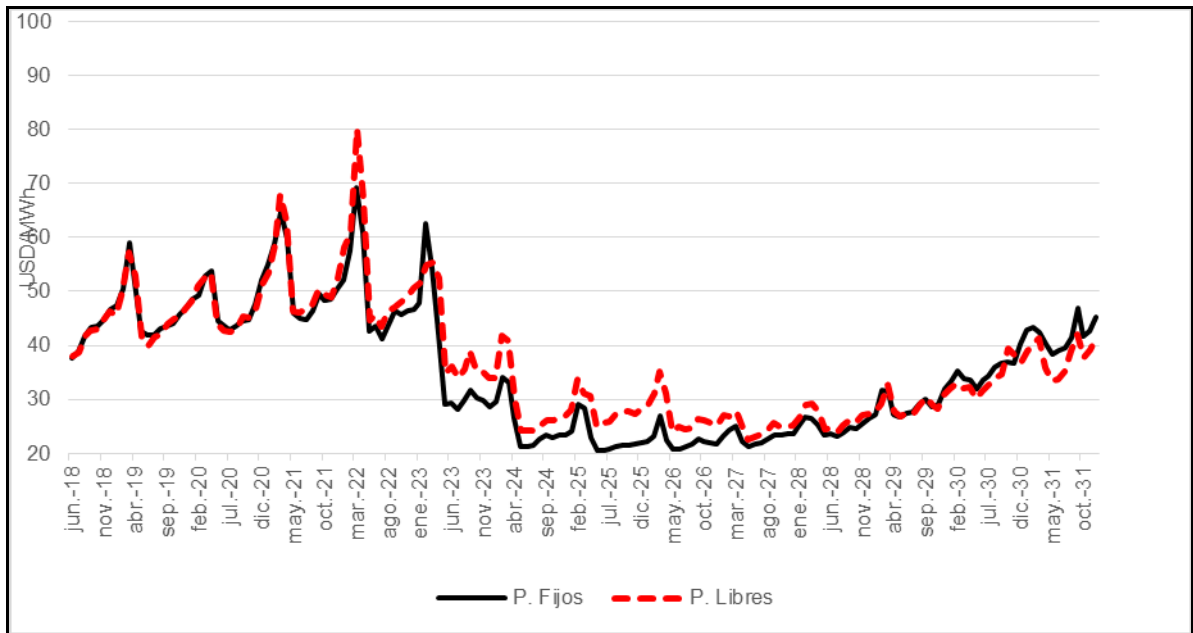
Los análisis presentados a continuación se realizan para un periodo de 13,5 años de junio del 2018 a diciembre 2031 basado en información presentada por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- y teniendo en cuenta los problemas presentados en Hidroituango. Se presentarán dos escenarios, el primero bajo el

³⁸ <https://www.epm.com.co/site/home/sala-de-prensa/noticias-y-novedades/proceso-de-venta-de-activos-de-epm-cuestionario-de-preguntas-y-respuestas>

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

supuesto de un atraso en la entrada de Hidroituango de 5 años y el segundo suponiendo la no entrada del proyecto.

Gráfico 1: Comportamiento del costo marginal con 5 años de atraso.



Fuente: UPME

La gráfica muestra el comportamiento del costo marginal dividido en proyectos fijos que son aquellos que cuentan con Licencia Ambiental y conexión aprobada y proyectos libres seleccionados por el sistema como óptimo por su costo. Teniendo en cuenta la información anterior, se toma como base el precio de 37,91 USD/Mwh-mes para junio de 2018 proyectos libres y 37,66 USD/Mwh-mes para proyectos fijos.

El atraso de la entrada de Hidroituango en el sistema eléctrico genera los siguientes efectos en el costo marginal:

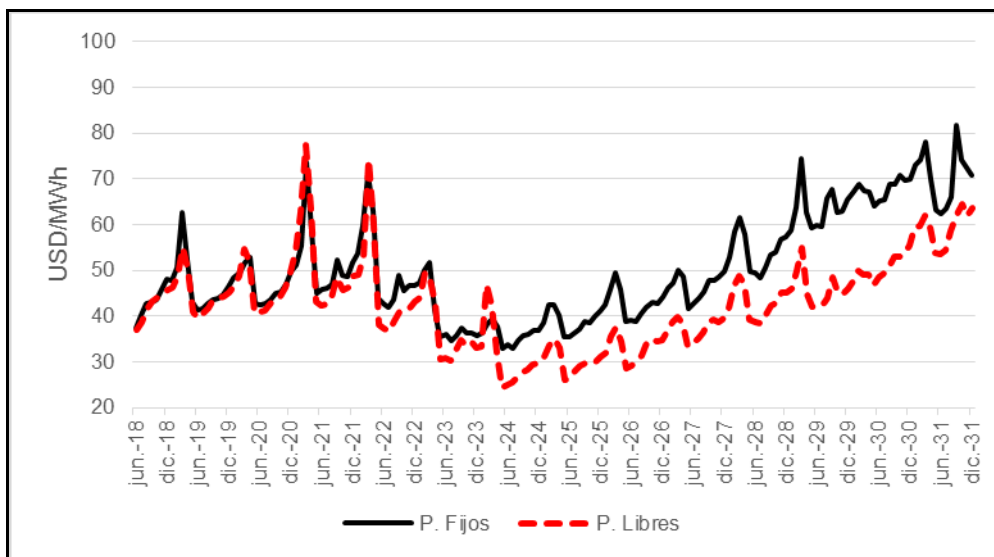
DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

- Del año 2018 al primer semestre del año 2023, se presenta un incremento escalonado del costo con picos variables cuyo precio máximo se alcanzaría en marzo de 2022 y es de 80,11 USD/MWh para los proyectos fijos y de 69,14 USD/MWh para los libres lo que corresponde a un incremento del 211% comparado con junio de 2018 e incrementos entre el 150 – 179% para el primer semestre de 2021.

- Se estima que entre el segundo semestre 2026 y primer semestre 2024 se presentaría la entrada de Hidroituango junto con la entrada de plantas de regasificación, y parques eólicos, lo cual generaría una baja en los costos llegando a 24,18 USD/Mwh-mes en mayo de 2024 para proyectos fijos y para proyectos libres el punto más bajo es de 21,28 USD/Mwh-mes lo que correspondería al 64% del costo de junio 2018.

- Entre el 2024 y 2031 se presenta un incremento moderado en los costos para cerrar 2031 con un costo de 41,49 USD/Mwh-mes proyectos libres y 45,28 USD/Mwh-mes proyectos fijos, el cual se encontraría un 109% comparado con junio de 2018.

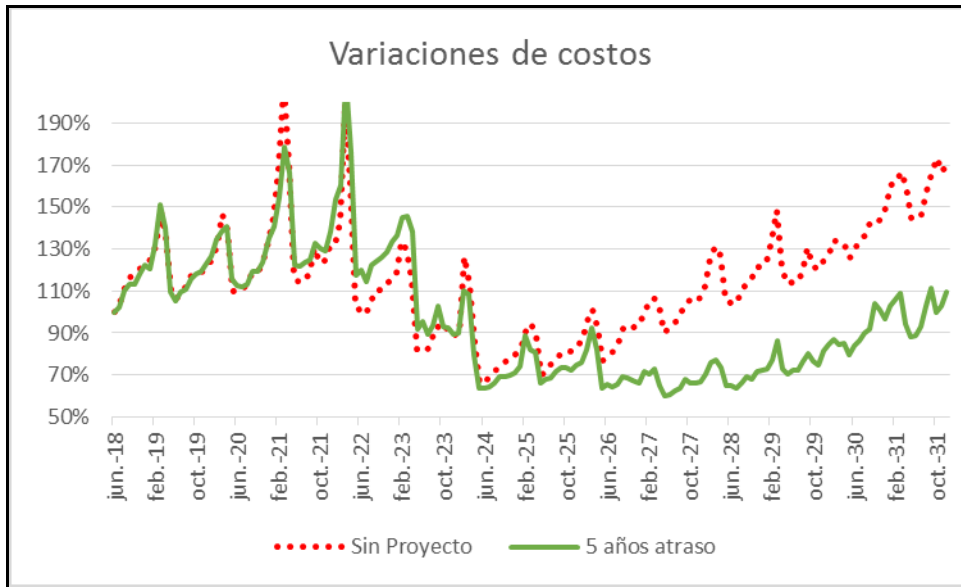
Gráfico 2: Comportamiento del costo marginal sin Hidroituango.



Fuente: UPME

- Del 2018 al 1er semestre de 2023 al igual que el escenario anterior se presenta un incremento escalonado del costo con picos variables, cuyo precio máximo de 77,47 USD/Mwh-mes para proyectos libres, se alcanzaría en marzo de 2021 y para proyectos fijos es de 73,55 USD/Mwh-mes, lo que corresponde a un incremento del 209% comparado con junio 2018 e incrementos entre el 160 – 200% en el 2022.
- Se estima que entre el segundo semestre 2024 y primer semestre 2026 se presentaría la entrada de las plantas de regasificación, y parques eólicos, lo cual genera una caída en los costos pero en una menor proporción que con Hidroituango. El costo más bajo se alcanzaría en mayo 2024 24,51 USD/Mwh-mes en proyectos libres y 32,92 en fijos lo que correspondería al 66% del costo de junio 2018.
- Entre el 2024 y 2031 es donde más impacto genera la ausencia de Hidroituango. Se presentan incrementos en los costos para cerrar 2031 con un costo de 63,55 USD/Mwh-mes proyectos libres y 70,73 USD/Mwh-mes proyectos fijos, el cual se encontraría en 171% vs junio 2018.
- A partir de 2024 la diferencia entre los proyectos fijos y los libres se amplía mostrando una pérdida de eficiencia en costos marginales.

Gráfico 3: Variaciones de costos



Fuente: CGR

A pesar de que el atraso en la entrada del proyecto de Hidroituango ejerce una presión al alza en los costos marginales de la demanda de energía entre 2018-2023 estos se alivian entre el 2023 -2024 junto con la entrada de proyectos de regasificación y energía eólica situando los costos por debajo de junio de 2018 y manteniéndolos bajos hasta el 2031. En el caso de no entrar el proyecto de Hidroituango, no hay mucha variación entre el 2018 - 2023; en el 2023 se presentaría una baja en los costos por la entrada de los otros proyectos pero a partir del 2026 se presenta un incremento importante en los costos los cuales alcanzan niveles del 2018 en el 2027 y para el 2031 los costos cierran en 171% frente a los de junio 2018.

Dado que estos costos se ven reflejados en la tarifa de energía, se espera que en el largo plazo esta se vea incrementada en ausencia del proyecto Hidroituango. Al haber una recomposición de la canasta energética orientándose hacia la generación térmica que es más costosa pero firme y hacia las energías renovables que no garantiza el suministro continuo, lo que generaría un impacto en la tarifa con tendencia al alza.

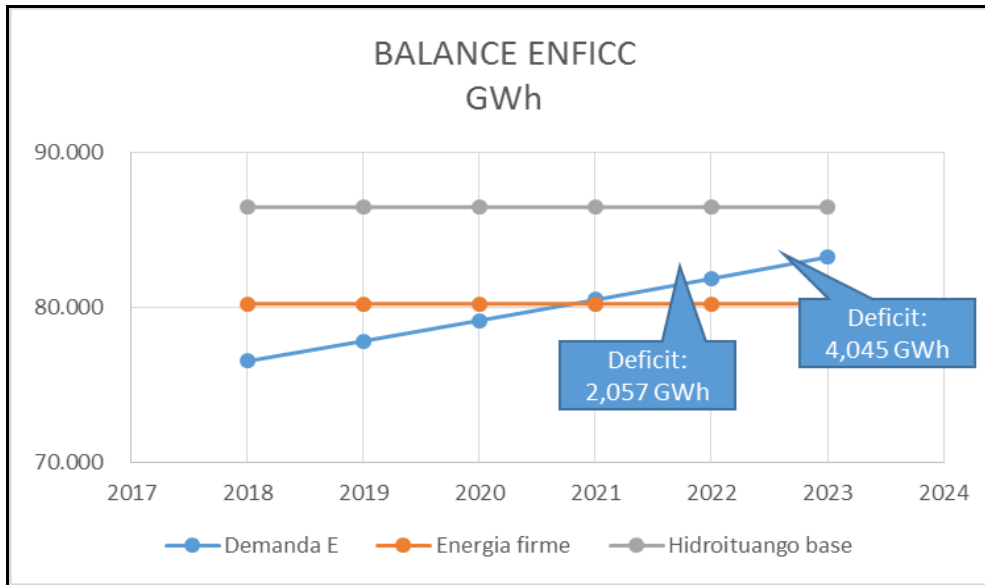
5.2.2. Riesgo de desabastecimiento desde la regulación.

La CREG en su documento D-050-18, denominado Subasta cargo por confiabilidad 2022 – 2023 de 16 de junio de 2018, estima un escenario con atrasos en la entrada al sistema de las nuevas plantas. Frente a la situación del proyecto Hidrotuango, la información con la que hace el análisis, es el informe de auditoría, radicado E – 2018-0022598 con corte al 31 de diciembre de 2017, en el cual se determinó un atraso de 263 días, según se ha manifestado el Administrador del Sistema de Intercambio Comercial - ASIC,- ya se encuentra cubierto con un anillo de seguridad. Por lo que con esta información se podía suponer una entrada para el final de la vigencia 2018 – 2019.

Sin embargo, los eventos recientes en el proyecto permiten prever la posibilidad de atrasos adicionales en la entrada del proyecto Ituango, y su evolución aún no permite tener certeza de la dimensión de los mismos. De hecho no es claro que para la fecha de la siguiente auditoría semestral, que se iniciará en julio de 2018, se tenga información certera de la fecha de entrada.

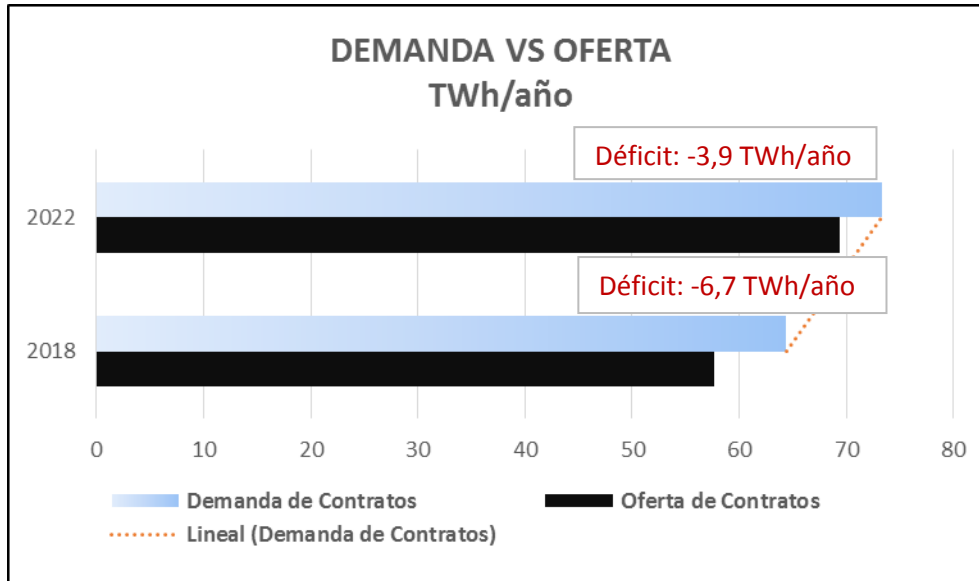
Las implicaciones de la no entrada de Hidrotuango para el mercado es que para el periodo 2020 - 2021 el incumplimiento ya implicaría vulnerabilidad para el sistema. Si este atraso sigue vigente entre 2021 – 2022, el sistema ya presentaría un déficit, el cual se incrementaría si no alcanzara a operar para el periodo 2022 y 2023.

Gráfico 4: Oferta de energía firme y crecimiento de la demanda



La situación de déficit podría adelantarse ante un eventual fenómeno de El Niño entre el 2020 y 2021, lo cual disminuiría la confiabilidad por la alta dependencia a la generación hidráulica. El déficit de energía en firme sería de 2.057 GWh-año. Adicionalmente, se calcula que entre 2022 y 2023 el déficit llegaría a 4.045 GWh-año, a partir de este periodo se requiere la entrada de la energía base de Hidroituango para cubrir la demanda y eliminar el riesgo de la discontinuidad en el suministro de energía.

Gráfico 5: Oferta vs demanda en contratos de largo plazo.



Fuente: EPM

La oferta en contratos de largo plazo en el año 2018, teniendo en cuenta solo las plantas hidráulicas y la de generación con carbón es equivalente a 57.7 TW/h/año y es insuficiente para cubrir una demanda 64,4/TWh año, este déficit es de 6,7 TWh/año. El escenario del año 2022, indica que este déficit disminuiría a 4,3 TWh/año si se llega a contar con la energía de la central de Hidroituango, el déficit que hoy es de 9%, bajaría a un 6%. Debe tenerse en cuenta que se cuenta con generación con combustibles y el mercado de energía, pero ya en estas instancias los costos aumentan por lo que se pierde eficiencia.

6. CONCLUSIONES.

Las subastas para proyectos nuevos realizadas en el 2008 y en 2012, tuvieron el propósito de garantizar energía firme en el largo plazo y salvo algunos casos, ha permitido aumentar la capacidad instalada y la disponibilidad de energía firme generada por equipos de mayor eficiencia. Se destaca que Hidroituango es el activo con mayor proyección ya que con 2.400 MW no tendría un equivalente en el país representando el 17% de la capacidad neta. El riesgo de que no se pueda culminar su construcción implicaría un aumento en los costos de generación y un retroceso en la política de energías renovables y de disminución de emisiones.

Para EPM S.A. E.S.P. el éxito de este proyecto representaría la consolidación como la empresa generadora más grande del país. La participación de EPM como socia y como inversionista le implicó grandes riesgos que le impusieron el reto de cumplir con la entrada en operación en diciembre de este año, para así cumplir con los compromisos adquiridos tanto en el esquema del Cargo por Confiabilidad como en el mercado de energía mayorista. La premura para cumplir con un cronograma irrealizable la llevo a asumir los riesgos operativos que sumados a las condiciones de campo dio como resultado una emergencia que incluso pone en riesgo su culminación.

Para asumir los costos de esta emergencia y poder poner en marcha sus inversiones, EPM S.A. ha decidido poner en venta activos hasta por USD 4 millones de dólares. Hay que considerar también que hay recursos invertidos que pertenecen al orden departamental y que los costos de esta emergencia pueden ser mayores a los inicialmente calculados.

La entrada tardía del proyecto, implica un aumento en los costos marginales pero así mismo tienden a bajar y estabilizarse en el largo plazo. La no entrada en operación implica un inminente aumento en los costos variables y en la tarifa. Este hecho hace que haya una disminución en la competitividad y presiona la necesidad de recursos de la Nación para cubrir el aumento en el esquema deficitario de los subsidios para pago por menores tarifas.

La oferta energética colombiana tiene una alta dependencia de la generación hidráulica, por lo tanto durante la ocurrencia del Fenómeno de El Niño el margen de confiabilidad se reduce, por lo tanto si no se puede contar la energía que nos proporcionaría Hidroituango, la situación de déficit podría adelantarse ante un eventual verano extremo entre el 2020 y 2021, la confiabilidad se vería disminuida por la disminución de los embalses. Estaríamos ante un déficit de energía en firme de 2.057 GWh-año. Adicionalmente, se calcula que entre 2022 y 2023 el déficit de energía en firme sería de 4.045 GWh-año.

Otra consecuencia que podría presentarse, es el aumento de la percepción de riesgos para emprender nuevos proyectos por parte de los inversionistas, lo que puede comprometer la seguridad energética en el mediano y largo plazo y hacer que el esquema de incentivos actual para la expansión en generación sea más costoso.