

INTRODUCCIÓN

Este documento incluye el avance reportado por los responsables de los proyectos de generación y los auditores de cada uno, con fecha de corte a Agosto de 2015. Respecto al documento publicado en Junio de 2015, se tiene información actualizada de Cucuana, Carlos Lleras Restrepo, El Quimbo, Gecelca 3 y Tasajero 2. Se resalta que aunque la fecha de corte del presente informe es agosto de 2015, a la fecha de publicación de este documento ya se encuentran en operación comercial los proyectos Cucuana, Gecelca 3 y El Quimbo.

Igualmente, se continúa con la actualización del “semáforo de alertas”, para cada uno de los proyectos. Dicha clasificación se realiza en función de la siguiente tabla, donde se contempla el cumplimiento de mínimo dos criterios, para tipificar el proyecto en alguno de los tres colores.

Tabla 1 Criterios de Clasificación Semáforo.

Rojo	Amarillo	Verde
<ul style="list-style-type: none"> ▪ El proyecto presenta un retraso mayor al 30% * respecto a la curva S reportada a la CREG. ▪ Presenta dificultades graves en los licenciamientos ambientales, presencia de conflictos sociales y/o problemas de seguridad que comprometen el desarrollo del proyecto. ▪ No es posible finalizarlo en el cronograma establecido por la Curva S, es decir, no entraría en operación y cumpliría con el inicio de las Obligaciones de Energía en Firme - OEF. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El proyecto presenta un retraso hasta el 30%, respecto a la curva S reportada a la CREG. ▪ El Proyecto no ha iniciado construcción. ▪ Se identifican dificultades en los licenciamientos ambientales, presencia de conflictos sociales y/o problemas de seguridad que pueden aumentar el atraso, sin comprometer el cumplimiento de la fecha de inicio de Obligaciones de Energía en Firme - OEF. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El proyecto se encuentra dentro del cronograma de avance respecto a la curva S reportada a la CREG. ▪ No presenta dificultades por licenciamientos ambientales ni conflictos sociales o de seguridad.

Fuente: UPME

Finalmente, acorde con los avances, alertas y estados establecidos para cada proyecto, se contrasta la proyección de la demanda de energía eléctrica publicada por la UPME, **Julio de 2015**, con la Energía en Firme para el Cargo por Confiability – ENFICC y las Obligaciones de Energía en Firme – OEF que aportan los proyectos de generación actuales y futuros, ello considerando varios escenarios de entrada en operación.

*Se tiene en cuenta que el tiempo estimado de un proyecto para entrar en operación puede ser de 3 a 5 años, es decir, el 30 % es un atraso superior a un año.

1. PROYECTO EL QUIMBO

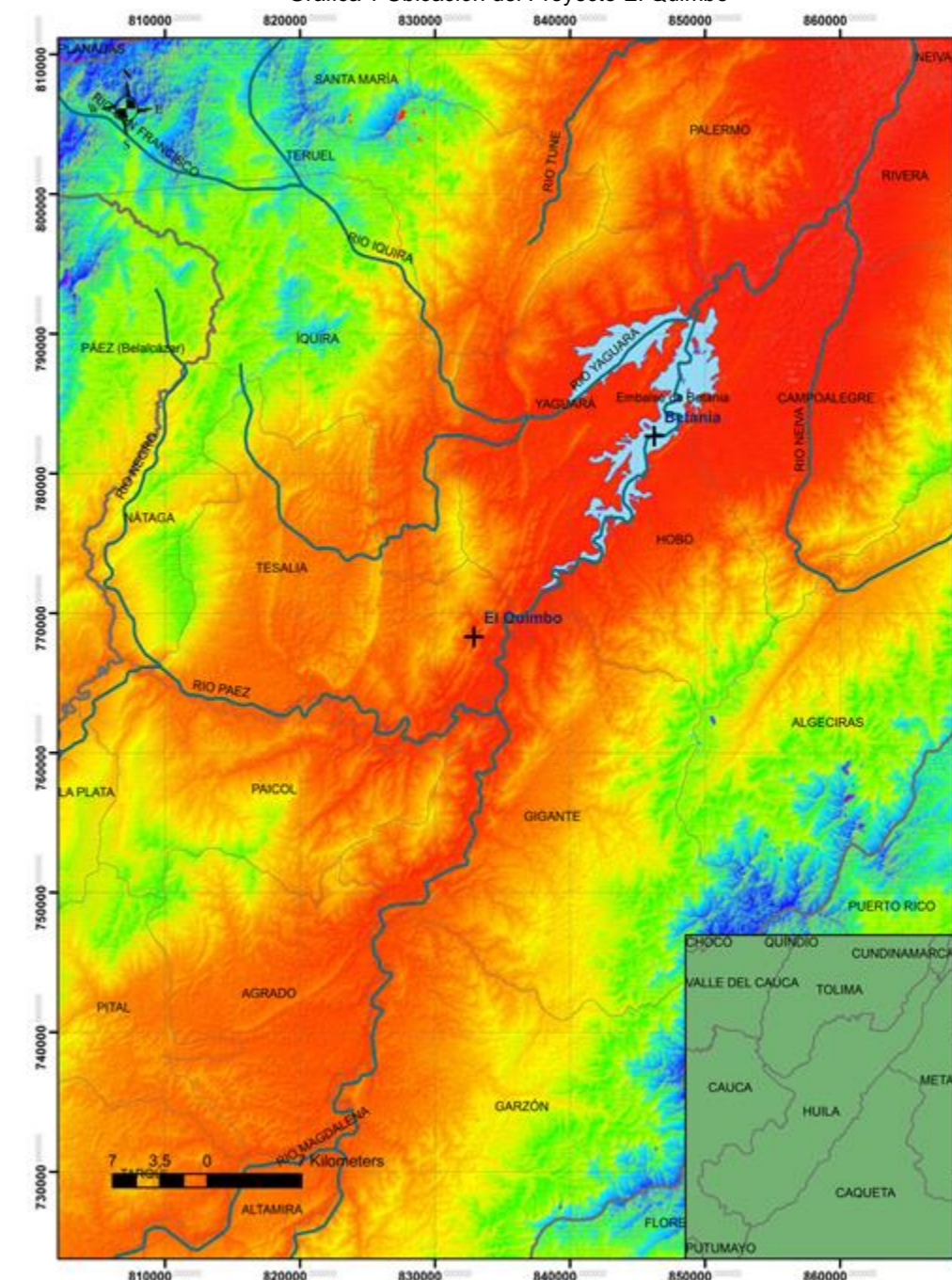
El Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo está localizado al sur del departamento del Huila, entre las cordilleras Central y Oriental, sobre la cuenca alta del río Magdalena, a 70 Km aproximadamente de la ciudad de Neiva, en jurisdicción de los municipios de Garzón, Gigante, Agrado, Paicol, Tesalia, Pital y Altamira. Su presa está ubicada en el llamado estrecho de El Quimbo, aproximadamente 1300 metros aguas arriba de la desembocadura del río Páez en el río Magdalena. El proyecto representa un aprovechamiento a pie de presa con capacidad instalada de 400 MW, con la cual se estima alcanzar una generación media de 2216 GWh/año, con un volumen útil de 2354 hectómetros³, y un área inundada de 8250 hectáreas.

Tabla 2 Principales características del proyecto El Quimbo

Principales Características	
Ubicación	Gigante, Garzón. Huila
Promotor	Emgesa
Capacidad	400 MW
Tecnología	Hidráulica
Obligación de Energía en Firme - OEF	1650 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2014
Fecha Entrada en operación **	Octubre de 2015

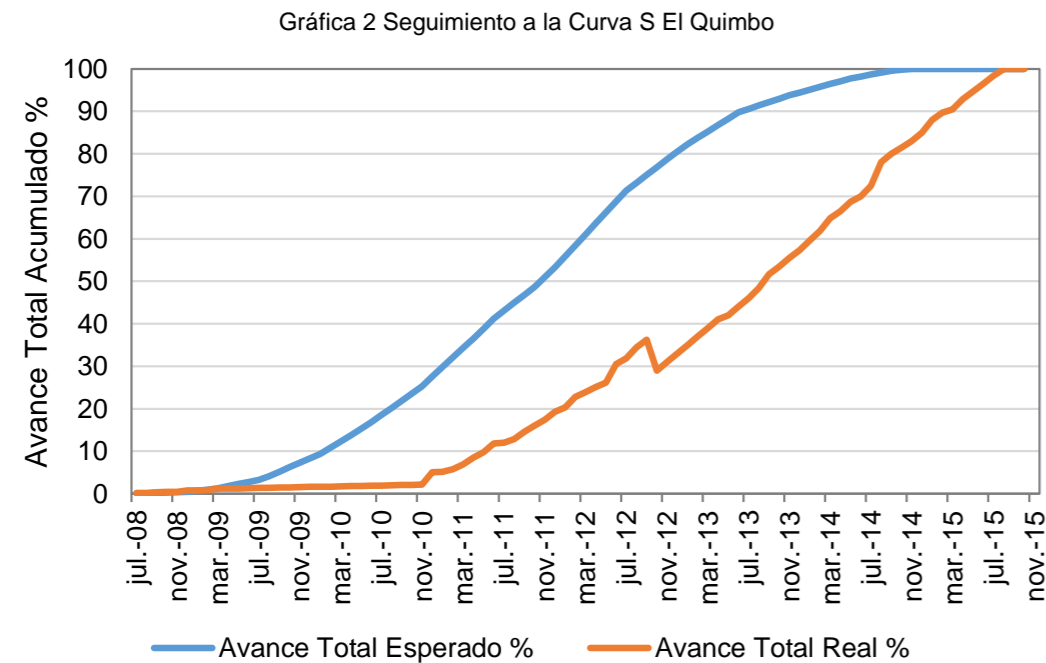
Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del proyecto, Emgesa.

Gráfica 1 Ubicación del Proyecto El Quimbo



** La fecha de entrada en operación se estima con la información presentada en los documentos de auditoría, o en el reporte entregado por cada agente.

Curva S



Fuente: Emgesa. Auditor.

Avance

Se expidió el decreto con fuerza de ley 1979 del 6 de octubre de 2015, que ordena el inicio de la generación de energía, al considerar que con esta permitirá aumentar el caudal del río Magdalena, viabilizando la navegabilidad

Estado

Finalizado. En operación comercial.

2. PROYECTO GECELCA 3

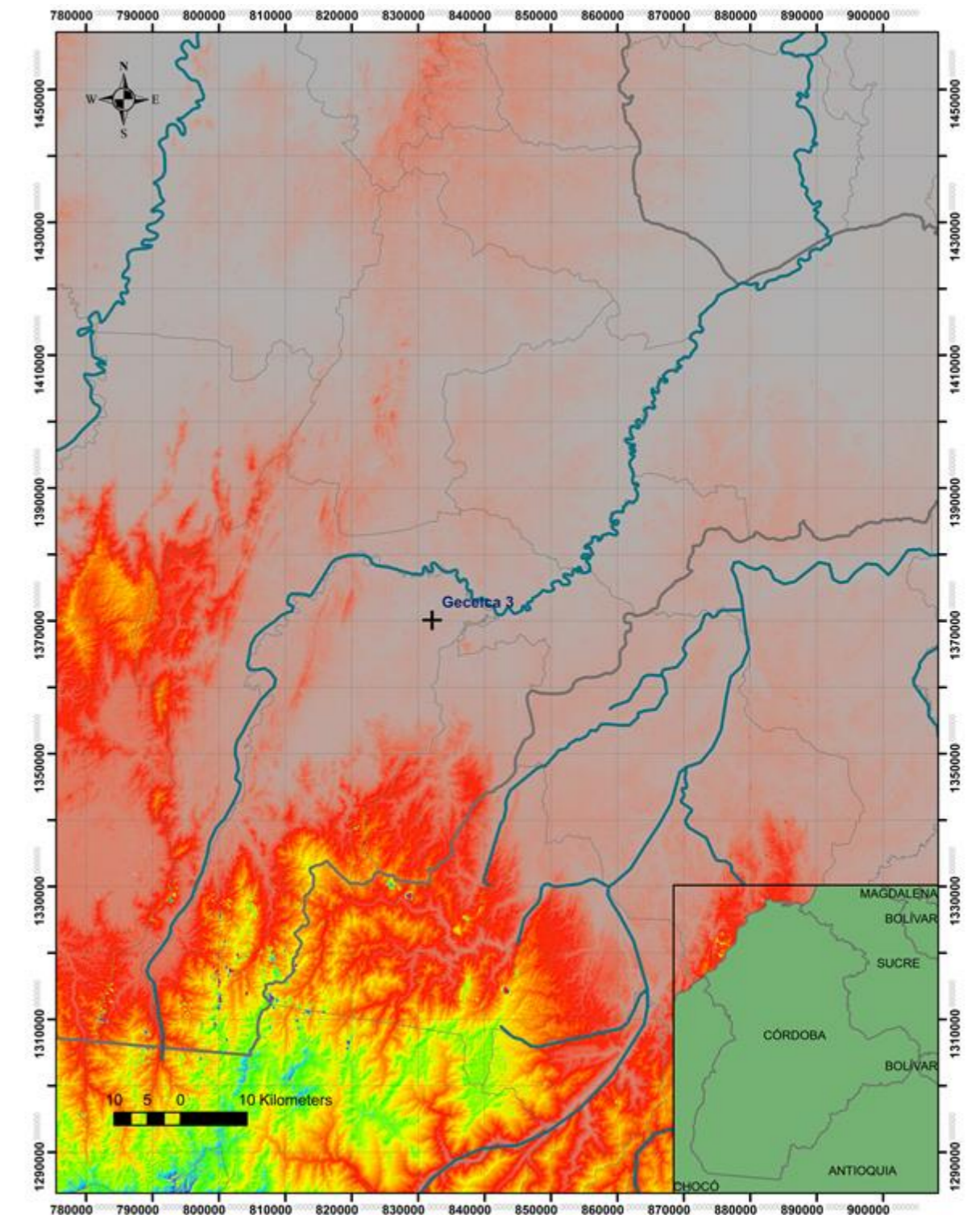
El proyecto Gecelca 3 consiste en la construcción y puesta en operación de una Central térmica con capacidad de 164 MW, con una unidad de carbón y caldera de tecnología de lecho fluidizado. Se localiza en la zona franca de Puerto Libertador en el departamento de Córdoba. El contrato EPC – Llave en mano estructurado para la construcción de la planta, fue suscrito entre Gecelca y el Consorcio CUC-DTC, integrado por la firmas China United Engineering Corporation (CUC) y Dongfang Turbine, ello en diciembre de 2010.

Tabla 3 Principales características del proyecto Gecelca 3

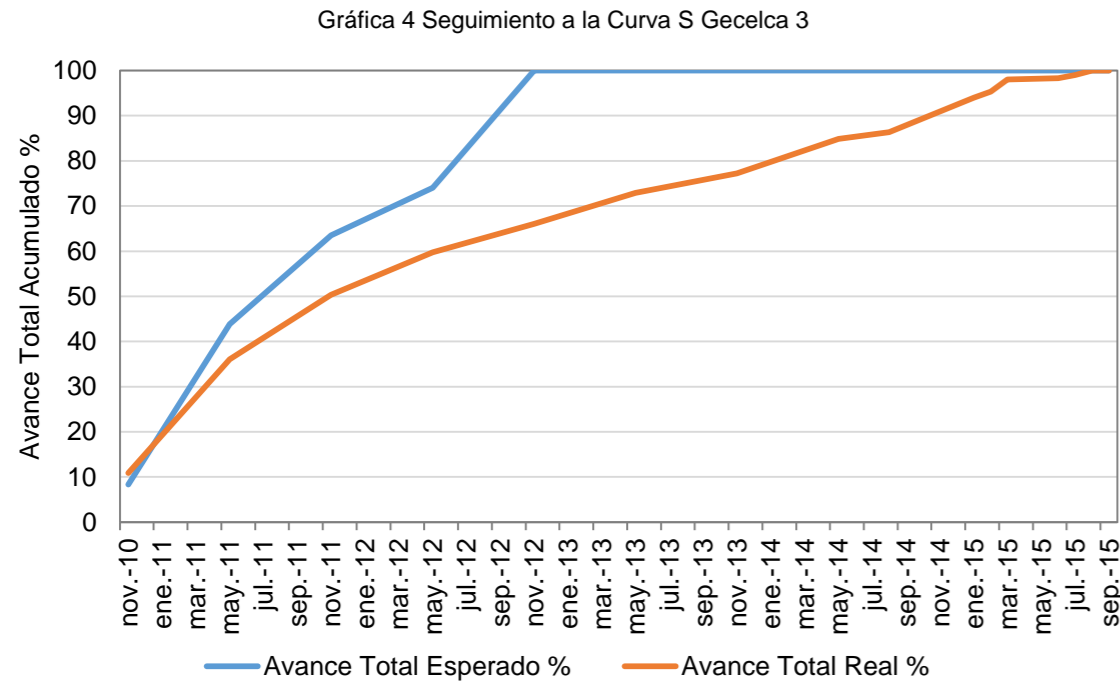
Principales Características	
Ubicación	Puerto Libertador. Córdoba
Promotor	Gecelca
Capacidad	164 MW
Tecnología	Térmica. Carbón
Obligación de Energía en Firme – OEF	1116 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2015
Fecha Entrada en operación**	Septiembre 2015

Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del Proyecto, Gecelca.

Gráfica 3 Ubicación del Proyecto Gecelca 3.



Curva S



Fuente: Auditor, Gecelca S.A E.S.P.

Avance

- De acuerdo con el reporte presentado por el Auditor a 17 de septiembre de 2015, el avance real del proyecto es de 100%; adicionalmente GECELCA 3 fue declarada en operación comercial a partir de las 00:00 horas del mismo día.

Estado

Finalizado. En operación comercial.

3. PROYECTO ITUANGO

El proyecto está situado en el noroccidente del departamento de Antioquia, a 170 kilómetros de la ciudad de Medellín. Ocupa predios de los municipios de Ituango y Briceño, en donde se localizan las obras principales, y de Santafé de Antioquia, Buriticá, Peque, Liborina, Sabanalarga, Toledo, Olaya, San Andrés de Cuerquia, Valdivia y Yarumal, que aportan predios para las diferentes obras del proyecto. La presa estará localizada a unos 8 km aguas abajo del puente de Pescadero, sobre el río Cauca, en la vía a Ituango, inmediatamente aguas arriba de la desembocadura del río Ituango al río Cauca.

Ituango fue incluido en el grupo de Proyectos de Interés Nacional y Estratégico - PINES.

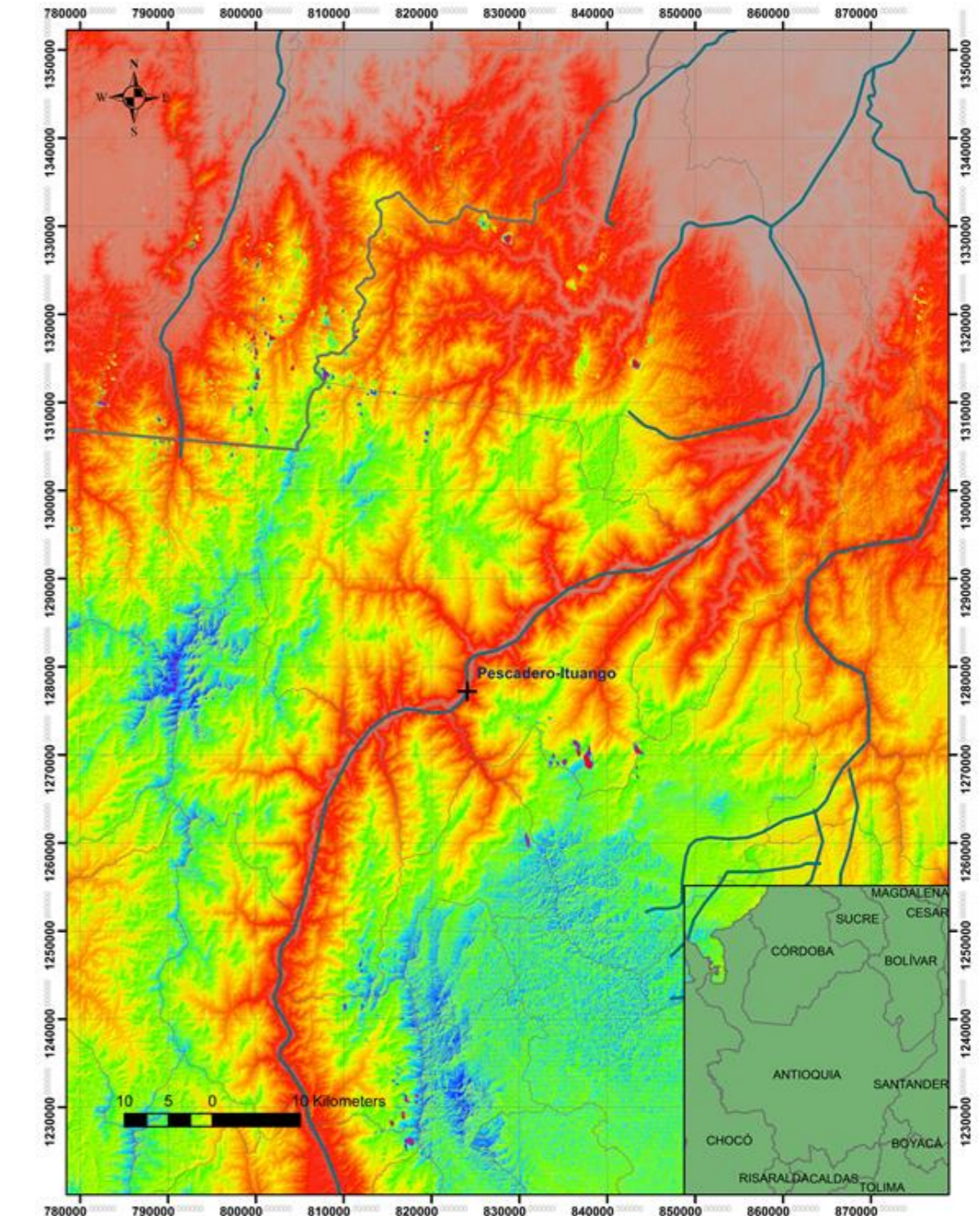
Tabla 4 Principales características del proyecto Ituango

Principales Características	
Ubicación	Ituango, Briceño, Toledo, Buriticá, Peque, Liborina. Antioquia
Promotor	EPM
Capacidad	1200 MW
Tecnología	Hidráulica
Obligación de Energía en Firme - OEF	4567 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2018
Fecha Entrada en operación**	Noviembre 2018 (Unidad 4)

Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del proyecto, EPM.

La fecha de entrada en operación está asociada a los contratos de respaldo y ampliación de garantías por parte del Promotor.

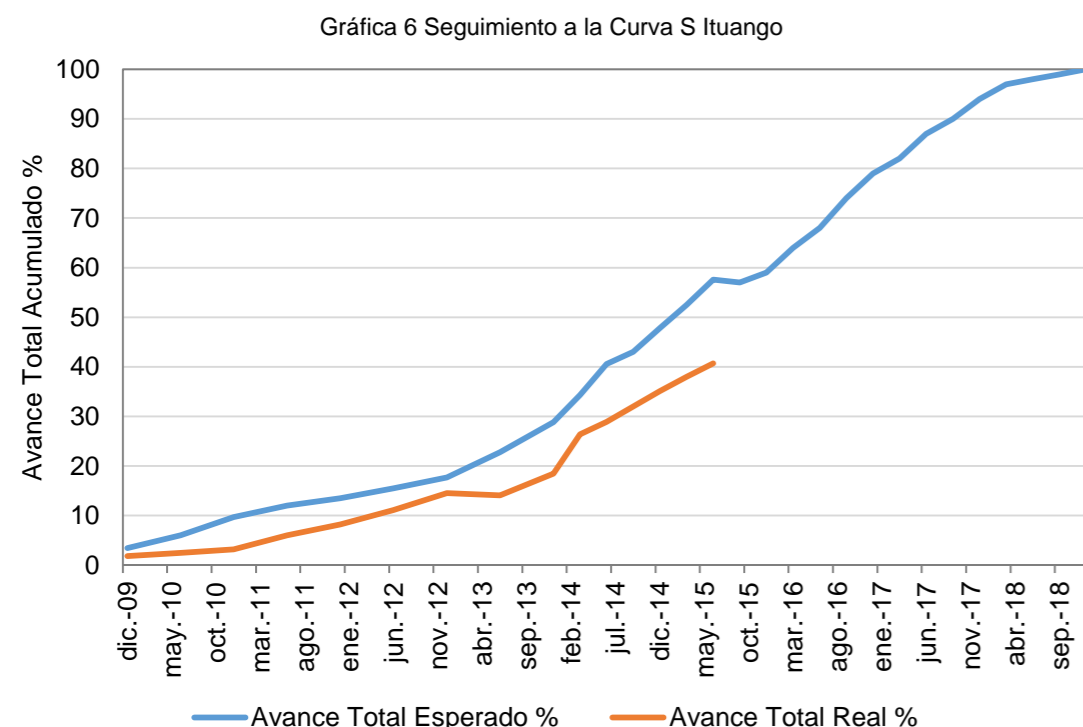
Gráfica 5 Ubicación del Proyecto Ituango



INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – AGOSTO 2015

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Curva S



Fuente: Auditor, EPM.

4. PROYECTO TERMONORTE

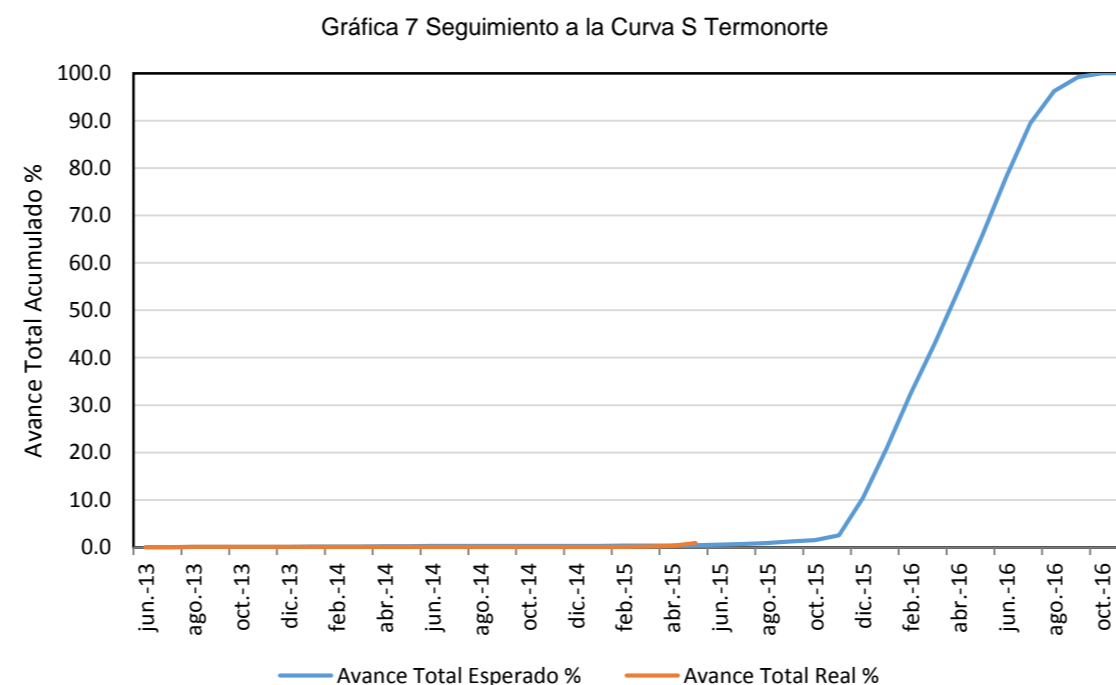
Con relación a las características técnicas, el promotor, Termonorte S.A. E.S.P., solamente ha suministrado la información asociada a su capacidad, 88 MW. A la fecha el proyecto se piensa realizar en cercanías de Santa Marta, a dos kilómetros del peaje de Neguanje, en la salida hacia Riohacha.

Tabla 5 Principales características del Proyecto Termonorte

Principales Características	
Ubicación	Sta. Marta, Magdalena
Promotor	Termonorte
Capacidad	88 MW
Tecnología	Térmica.
Obligación de Energía en Firme - OEF	619 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme – OEF	Diciembre 2017
Fecha Entrada en operación**	Diciembre 2017

Fuente: Informe ejecutivo XM y Auditor del proyecto.

Curva S



Fuente: Auditor del Proyecto.

Avance

- Según el informe presentado por la auditoría del proyecto, con corte a 31 de Mayo de 2015, el avance es del 0.895% frente al 0.46% programado en la curva "S" registrada ante la CREG.

Alertas

- El promotor no ha presentado estudio de conexión a pesar de reiteradas solicitudes de la UPME para hacerlo.
- No se ha conseguido la Licencia Ambiental.
- No se ha producido cierre financiero ni se cuenta con contrato de suministro de combustible.

Estado



Avance

- De acuerdo con la información reportada por el Auditor, el avance real es del 39.87% respecto al 57.64% esperado según la curva S reportada ante la CREG. Fecha de corte a 30 de junio de 2015.

Alertas

- Se presentan retrasos en el inicio de trámites para la modificación de la Licencia Ambiental del proyecto de generación, al igual que conflictos sociales y minería ilegal en la zona de influencia del mismo. El avance se afectó debido a presencia de zonas geológicas inestables en los sitios de captación y plazoleta de compuertas.

Estado



5. PROYECTO CUCUANA

Esta central de generación a filo de agua, consiste en el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de los ríos Cucuana y San Marcos, este último afluente del río Cucuana, entre las cotas 2200 y 1500 msnm. El proyecto se encuentra localizado en zona rural del municipio de Roncesvalles, departamento de Tolima.

Tendrá una potencia de 60 MW y entregará al sistema interconectado nacional 252 GWh/año de energía. El salto neto es de 698 m y los caudales de diseño son de 7 m³/s para la captación del río Cucuana, y de 2,7 m³/s en la toma para la derivación del río San Marcos.

Tabla 6 Principales características del Proyecto Cucuana

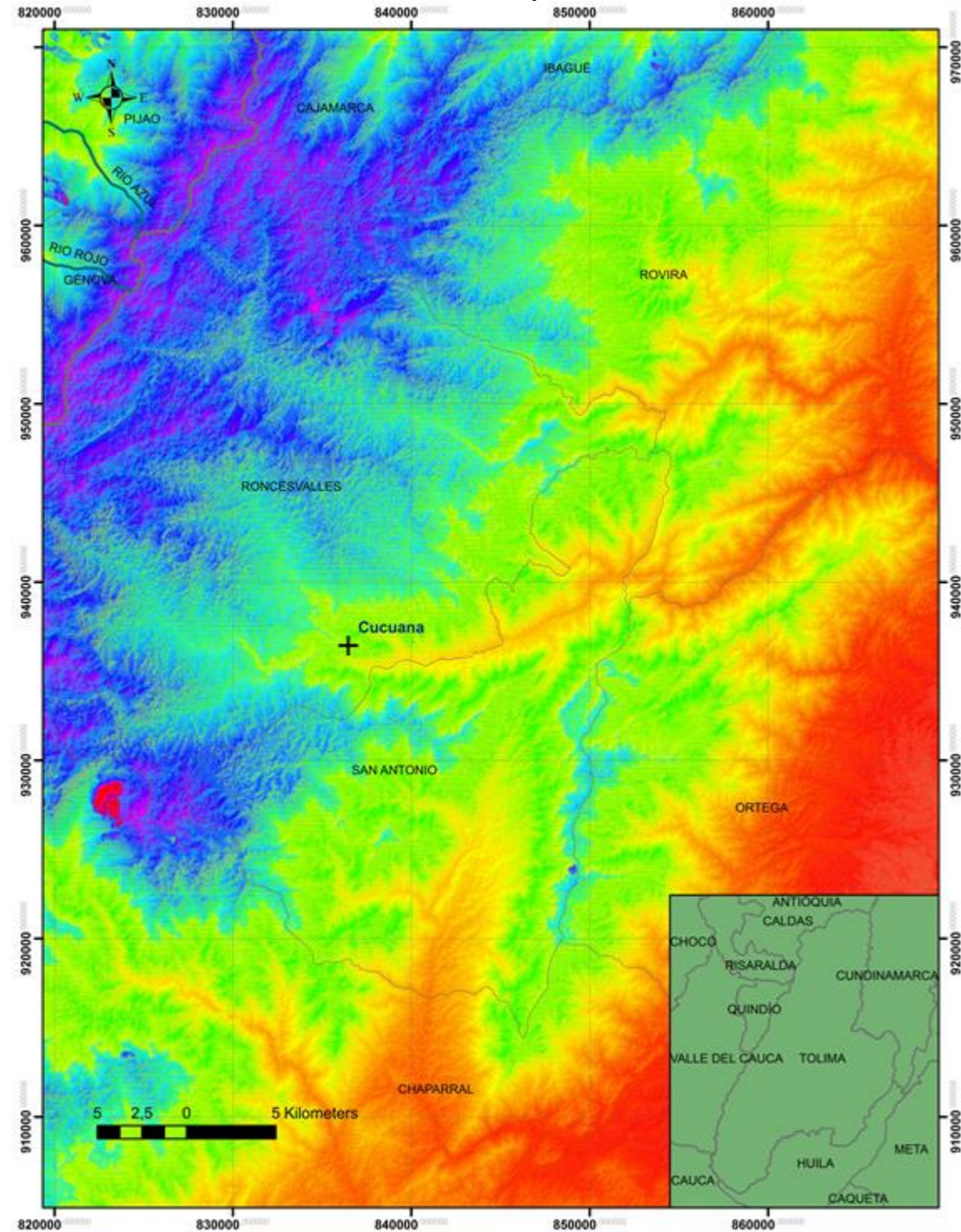
Principales Características	
Ubicación	Roncesvalles. Tolima
Promotor	Epsa
Capacidad	60 MW
Tecnología	Hidráulica
Obligación de Energía en Firme - OEF	50 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2014
Fecha Entrada en operación**	30 de Noviembre 2015

Fuente: Informe ejecutivo XM y Auditor del proyecto.

INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – AGOSTO 2015

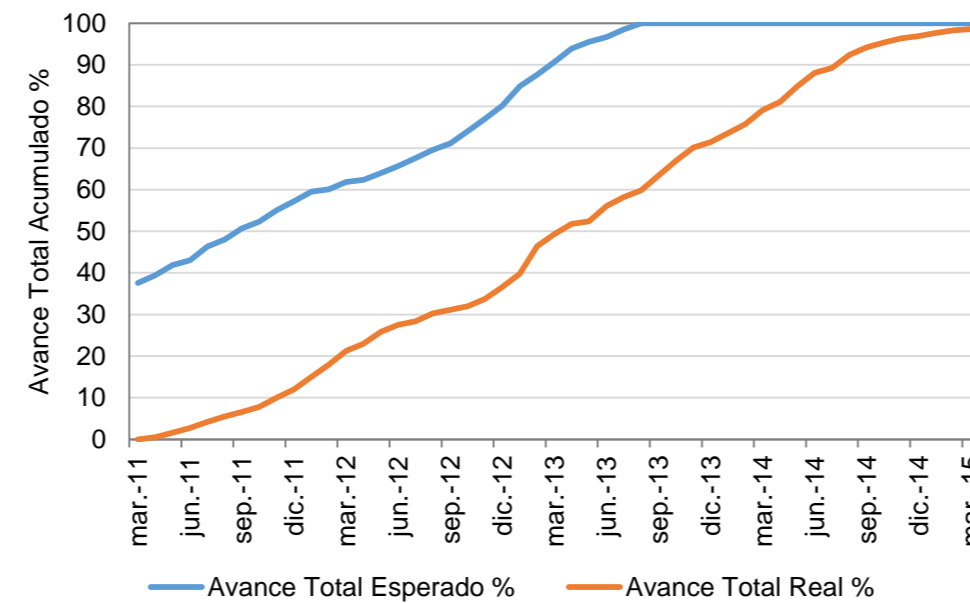
SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Gráfica 8 Ubicación Proyecto Cucuana



Curva S

Gráfica 9 Seguimiento a la curva S Cucuana



Fuente: Auditor del Proyecto, EPSA.

Avance

- La primera unidad entró en operación comercial en agosto de 2015. Según el informe del Auditor, la planta entrará en operación comercial el 30 de noviembre de 2015, previendo imprevistos y afectaciones en los aportes hídricos. El avance con corte a 15 de septiembre de 2015 es de 99.74% respecto al 100% esperado según la curva S reportada ante la CREG

Estado



6. PROYECTO TASAJERO 2

El proyecto consiste en la construcción y puesta en operación de una Central térmica a carbón, con capacidad de 160 MW. Estará localizada en el municipio de San Cayetano, departamento de Norte de Santander, adyacente a Termotasajero 1, a orillas del río Zulia. El acceso a la zona de localización del Proyecto, se hará a través de una vía que desde la ciudad de Cúcuta, a unos 25 km, conduce hasta el municipio de San Cayetano.

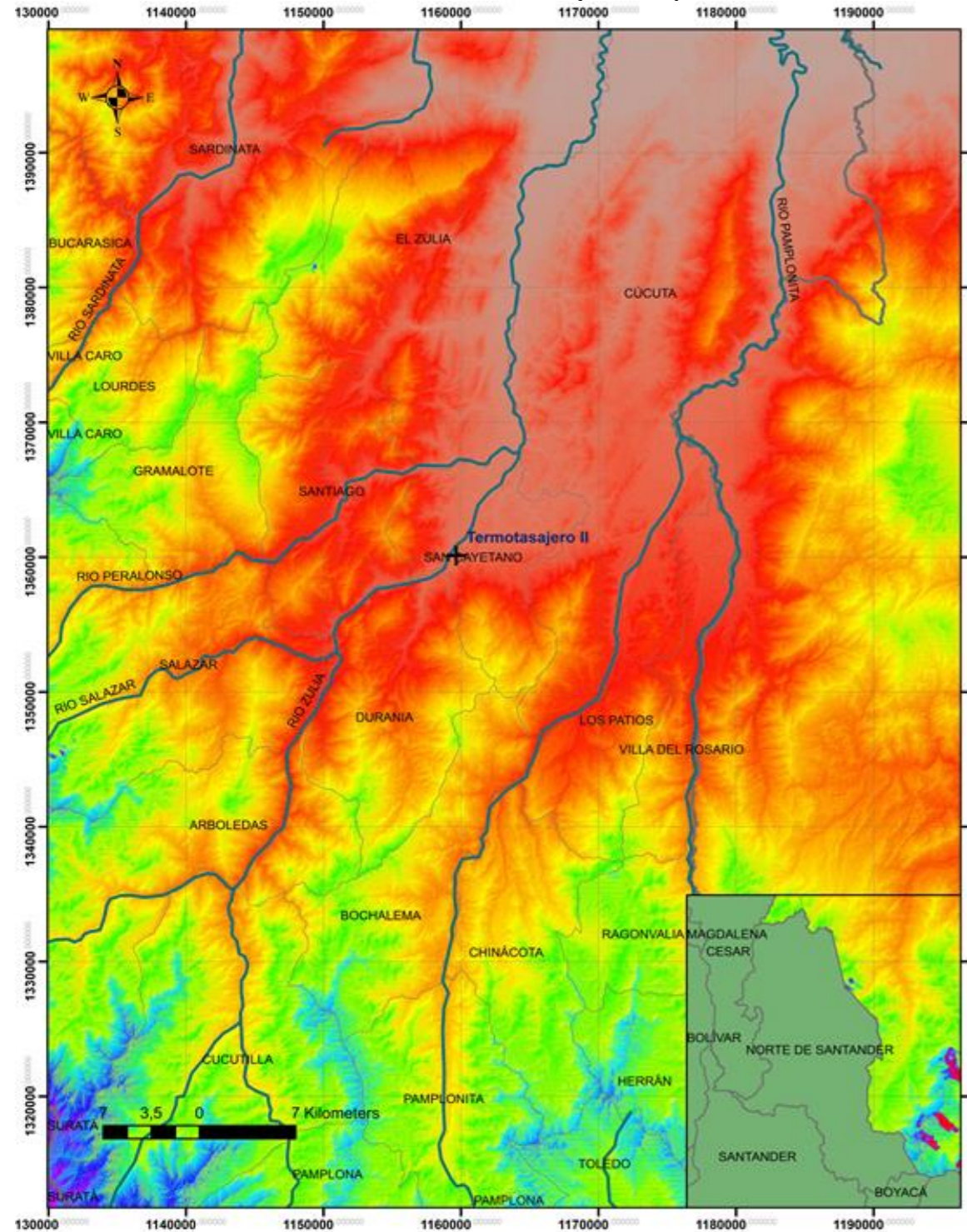
La central cuenta con un sistema cerrado de agua mediante torres de enfriamiento, con un desulfurizador (FGD, Flue-gas desulfurization) para remoción de SOx y con quemadores de baja emisión de NOx. El carbón es el mismo de la zona que alimenta actualmente a Termotasajero 1. El agua requerida por la central térmica durante su construcción y posterior operación será suministrada por Tasajero 1, así como el combustible de arranque.

Tabla 7 Características principales del Proyecto Termotasajero 2

Principales Características	
Ubicación	San Cayetano. Norte de Santander
Promotor	Termotasajero
Capacidad	160 MW
Tecnología	Térmica. Carbón.
Obligación de Energía en Firme - OEF	1332 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2015
Fecha Entrada en operación**	Diciembre 2015

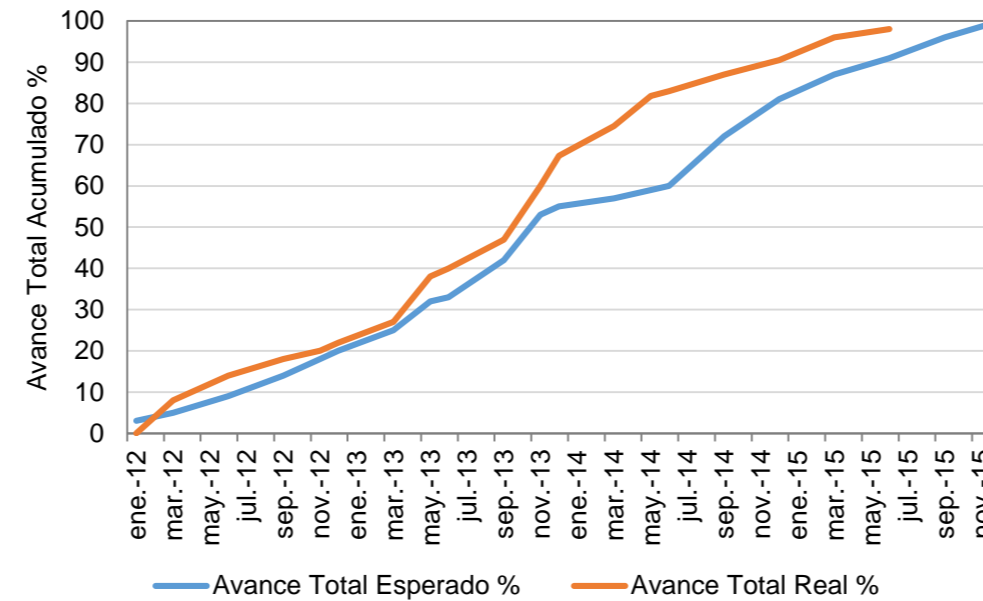
Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del proyecto, Termotasajero.

Gráfica 10 Ubicación del Proyecto Tasajero 2



Curva S

Gráfica 11 Seguimiento a la Curva S Termotasajero 2



Fuente: Auditor del Proyecto, Termotasajero.

Avance.

- De acuerdo al informe de TERMOTASAJERO con corte a Julio 30 de 2015, el avance real del proyecto es del 98.2% y la fecha posible de puesta en operación es el 30 de noviembre de 2015.

Estado



7. PROYECTO GECELCA 3.2

El proyecto consiste en la construcción y puesta en operación de una Central térmica con capacidad de 164 MW, con una unidad a carbón y caldera de tecnología de lecho fluidizado. Estará localizado en el municipio Puerto Libertador, departamento de Córdoba.

El área en donde se desarrollará el proyecto, ha sido concebida como Zona franca permanente especial-ZFPE. El acceso se hará a través de una vía que desde el municipio de Montelíbano conduce hasta el municipio de Puerto Libertador. A 18 km de Montelíbano, en el sitio denominado “La Balastrea”, se deriva un carretable que conduce al corregimiento de “Pica Pica” aproximadamente a 8 km de este punto, sitio en el cual está ubicado el lote del proyecto. De acuerdo a lo informado por Gecelca, el tramo carretable entre “La Balastrea” y la Central será readecuado por esta entidad, para lo cual se ensanchará, pavimentará y reconstruirá el puente sobre la quebrada San Pedro.

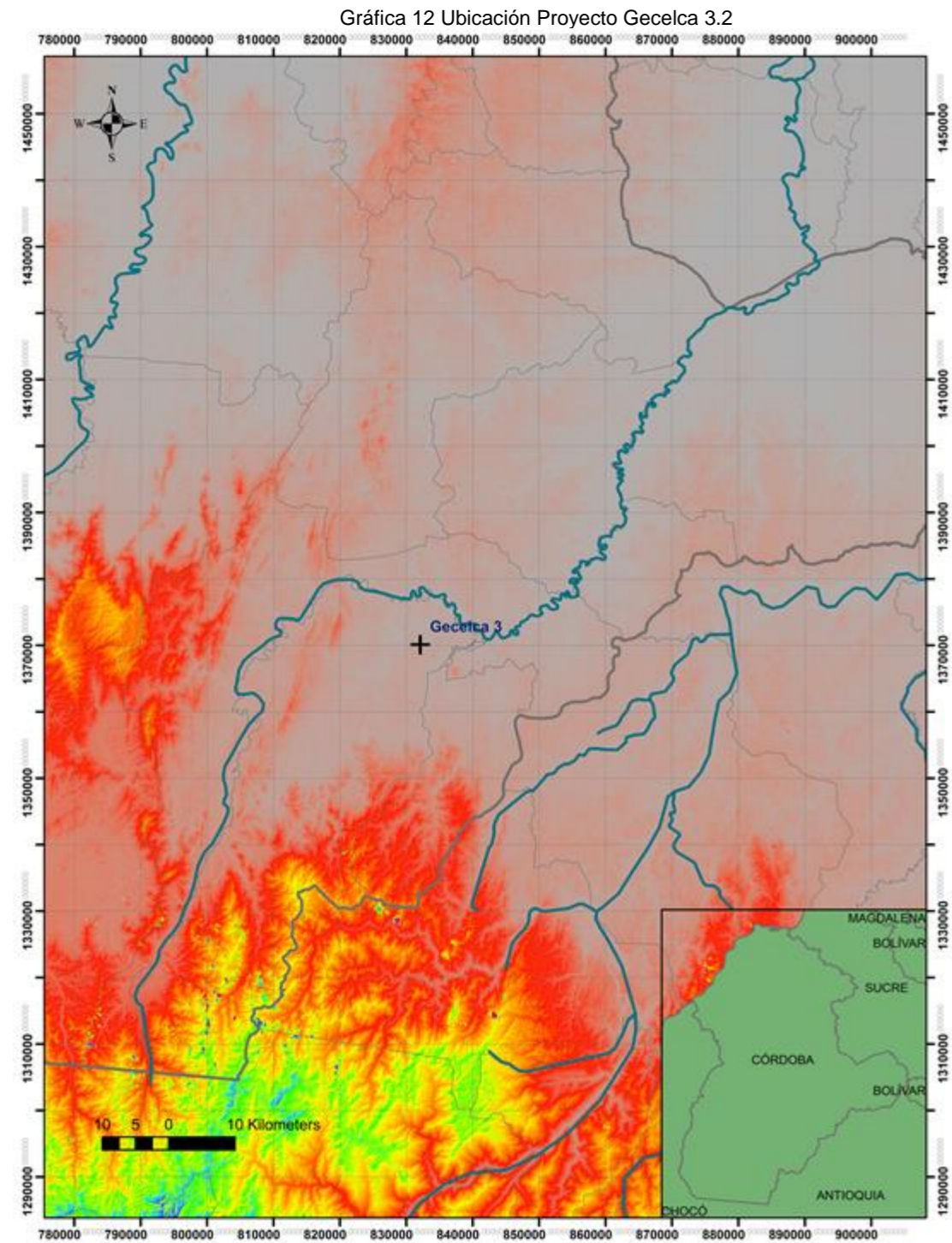
Tabla 8 Principales características Proyecto Gecelca 3.2

Principales Características	
Ubicación	Puerto Libertador. Córdoba.
Promotor	Gecelca
Capacidad	250 MW
Tecnología	Térmica. Carbón.
Obligación de Energía en Firme - OEF	1971 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2015
Fecha Entrada en operación**	21 de Octubre de 2016

Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del proyecto y Gecelca.

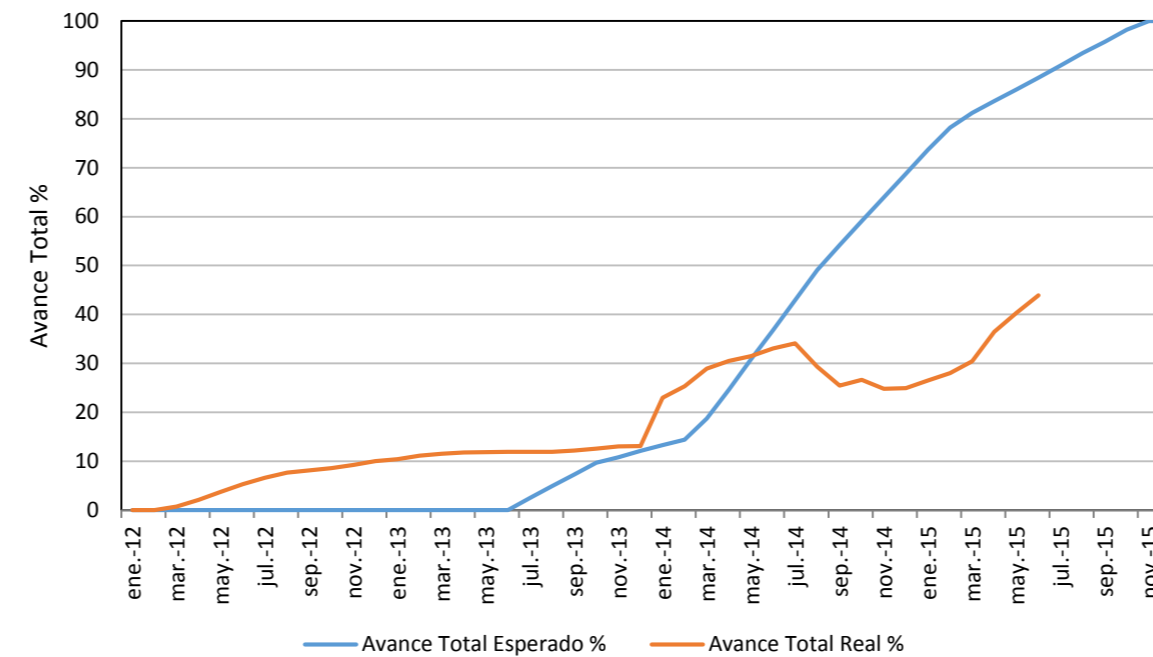
INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – AGOSTO 2015

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN



Curva S

Gráfica 13 Seguimiento a la Curva S Gecelca 3.2



Fuente: Auditor

Avance

- De acuerdo al informe del Auditor, el avance del proyecto es del 43.93% frente al 88.4% programado según la curva S declarada ante la CREG. Fecha de corte a Junio 30 de 2015. En conclusión, se presenta un atraso del 44.47%.
- Según información reportada por GECELCA, el avance es del 49%, frente al 88.4% programado según la curva S declarada ante la CREG, presentándose un atraso del 39.4%. Fecha de corte a 26 de junio de 2015.

Alertas

- Se presenta diferencia de criterios entre las normas chinas y las colombianas en cuanto a requerimientos de seguridad, generando retrasos de casi 9 meses en el proyecto.

Estado



8. PROYECTO CARLOS LLERAS RESTREPO

El proyecto hidroeléctrico se encuentra ubicado en jurisdicción de los municipios de Barbosa y Santo Domingo en el departamento de Antioquia. Consiste en una planta con capacidad instalada de 78.2 MW, caudal de diseño de 75 m³/s y un salto bruto de 130.3 m.

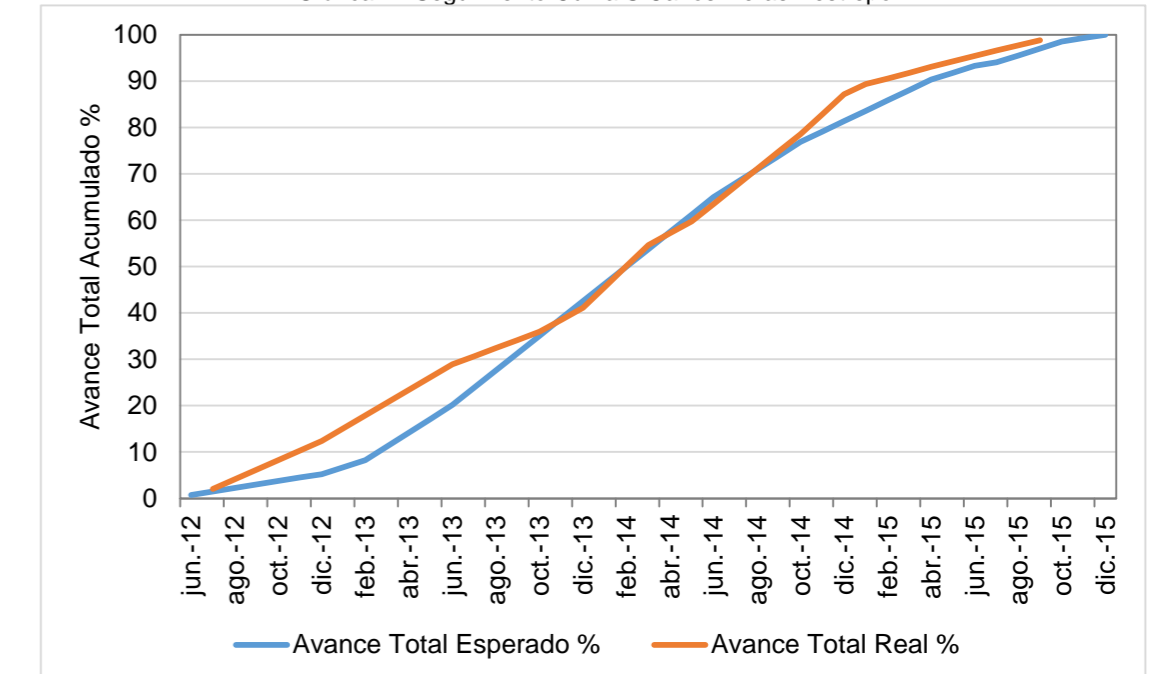
Tabla 9 Principales características Proyecto Carlos Lleras Restrepo

Principales Características	
Ubicación	Barbosa, Santo Domingo, Antioquia.
Promotor	Hidralpor
Capacidad	78.2 MW
Tecnología	Hidráulica
Obligación de Energía en Firme - OEF	200 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme – OEF	Diciembre 2015
Fecha de entrada en operación **	Diciembre 2015

Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del proyecto, Hidralpor.

Curva S

Gráfica 14 Seguimiento Curva S Carlos Lleras Restrepo



Fuente: Hidralpor, Auditor del Proyecto.

INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – AGOSTO 2015

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Avance

- Según informe de Hidralpor, el avance del proyecto, con corte a 30 de septiembre de 2015, es del 98.79% respecto al 97.01% programado según de la curva S declarada ante la CREG. Es decir, se presenta adelanto del 1.78% en el cronograma del proyecto.

Estado

9. PROYECTO SAN MIGUEL

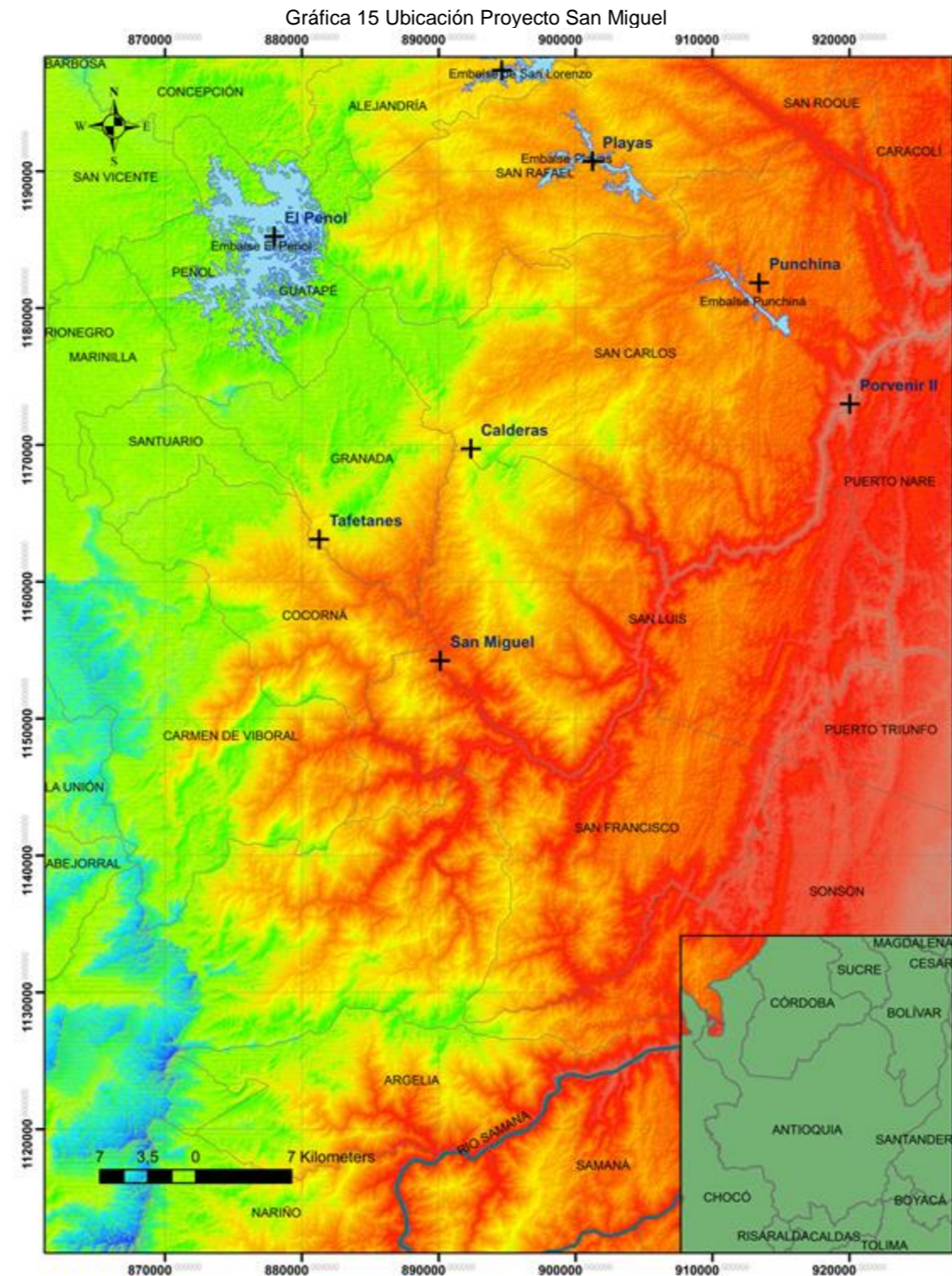
El proyecto consiste en la construcción y puesta en operación de una Central hidroeléctrica a filo de agua con capacidad de 42 MW. Esta central se localiza en el oriente del departamento de Antioquia, entre los municipios de San Luis y San Francisco, a dos horas de la ciudad de Medellín por vía terrestre sobre el río Calderas.

Para acceder a las obras del proyecto, se aprovechará la vía de acceso a la vereda El Pescado del municipio de San Luis. Posteriormente, se construirán cuatro vías de acceso hacia los sitios de las obras. De la captación el agua pasa a un desarenador de 6 cámaras. Las bocatomas para el desarenador son laterales. La conducción es mediante un túnel de 365 km. Cuenta con un túnel superior de baja presión, almenara, con trampa de gravas, pozo y túnel inferior blindado.

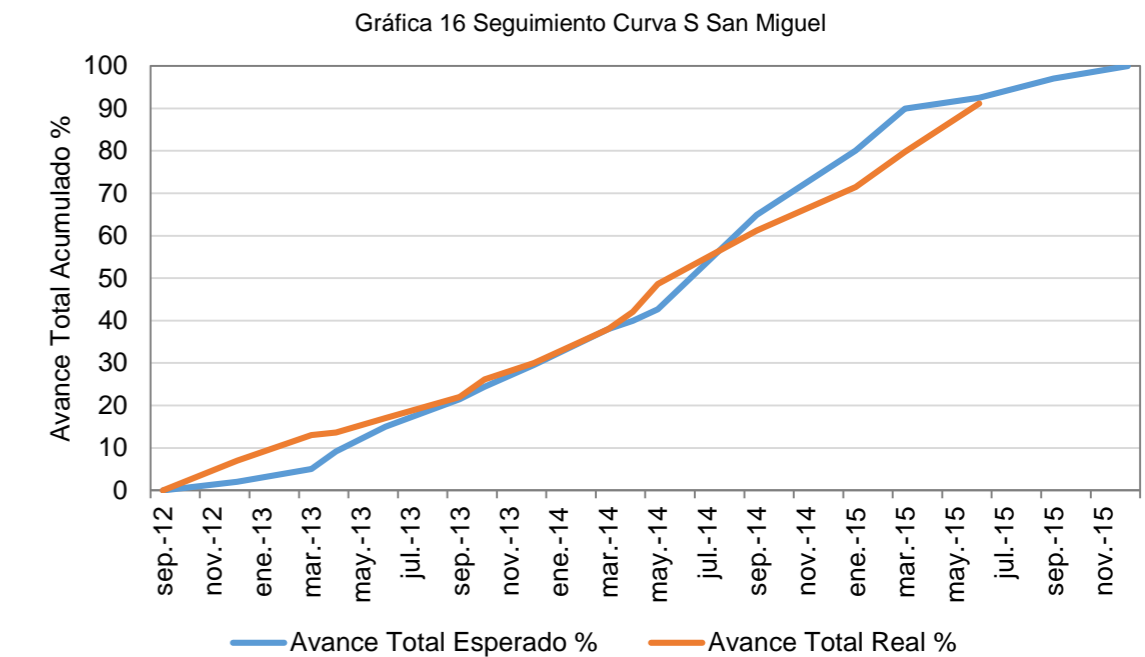
Tabla 10 Características Proyecto San Miguel

Principales Características	
Ubicación	San Luis, San Francisco. Antioquia
Promotor	HMV Ingenieros.
Capacidad	42 MW
Tecnología	Hidráulica
Obligación de Energía en Firme - OEF	123 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme – OEF	Diciembre 2015
Fecha Entrada en operación**	Octubre 2015

Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del proyecto y HMV Ingenieros.



Curva S



Fuente: HMV Ingenieros, Auditor.

Avance

- De acuerdo con la información reportada por HMV, el proyecto presenta un avance real del 91.15% frente al 94.46% de avance programado, según la curva S declarada ante la CREG. En conclusión, se presenta un atraso del 3.3%. Fecha de corte 30 de junio de 2015.

Alertas

- El atraso se debe al retraso de las actividades asociadas a los montajes electromecánicos.

Estado

INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – AGOSTO 2015

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

10. OTROS PROYECTOS

Para el presente informe de avance, se incluye el estado de algunos proyectos que no tienen asignadas Obligaciones de Energía en Firme, pero se encuentran en construcción o han sido finalizados recientemente. Estos proyectos corresponden a desarrollos hidroeléctricos de PCH ubicadas en diferentes regiones del país.

Tabla 11 Seguimiento a otros proyectos de Generación sin CXC.

Proyecto	Ubicación	Capacidad	Agente	Estado
Tunjita	Macanal / Boyacá	19.8 MW	AES Chivor	Chivor ha decidido suspender los trabajos civiles del túnel de conducción desde mayo hasta diciembre de 2015, con el fin de permitir el flujo de agua libre por el túnel y asegurar así la llegada de agua adicional para el embalse "La Esmeralda"
Fecha estimada de entrada en operación Junio de 2016.				

Fuente: Agentes promotores.

11. ENFICC VERIFICADA Y OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME.

A continuación se presenta la comparación entre la proyección diaria promedio de demanda de energía eléctrica, revisión **Julio de 2015**, y la Energía Firme de las plantas existentes (ENFICC verificada), incluyendo las obligaciones de las centrales nuevas resultado de las subastas del cargo por confiabilidad. Lo anterior no considera las centrales Porce IV, Miel II, Termocol, Ambeima y Porvenir II, ya que son proyectos que perdieron sus obligaciones de Energía Firme-OEF. Asimismo se tuvo en cuenta las fechas de entrada en operación reportadas en el momento que se empezó a formular el Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029.

Este ejercicio se realizó para nueve (9) escenarios, los cuales contemplan un escenario base de referencia, que tiene en cuenta las Obligaciones de Energía en Firme-OEF de todas las plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad. Así mismo, se plantean escenarios de atraso para aquellos proyectos, que según él informa de seguimiento que realiza la UPME, tienen dificultades (ver Tabla 12). Todos los escenarios prevén un atraso máximo de un año, sin la posibilidad de ceder las Obligaciones de Energía en Firme. Todo lo anterior con el objetivo de brindar señales y advertir posibles situaciones de desabastecimiento.

Es importante mencionar que los atrasos asumidos desplazan la Energía en Firme según los meses estipulados, y que parte de la Energía en Firme no se puede respaldar con una sola unidad de generación.

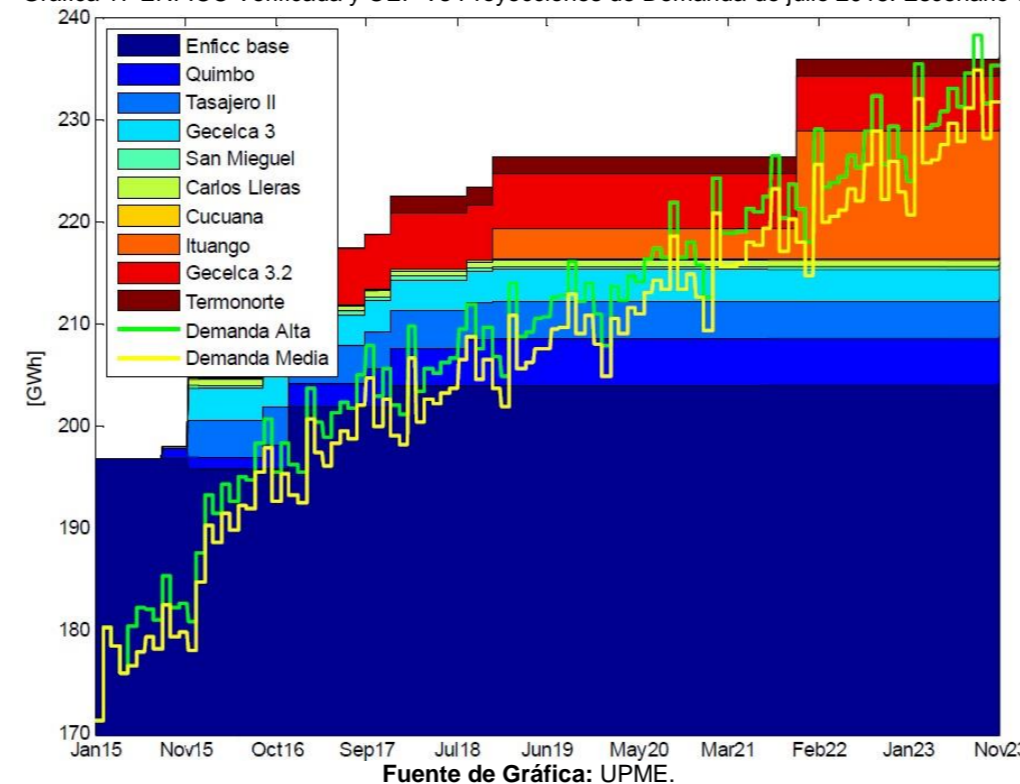
Tabla 12 Escenarios considerados ejercicio de verificación de ENFICC.

	Escenario 0	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 8
ENFICC Verificada	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida
El Quimbo	ago-15	ago-16	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-16
Tasajero II	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15
Gecelca 3.0	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15
San Miguel	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-16	dic-15	dic-15	dic-16
Carlos Lleras Restrepo	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-16	dic-16
Cucuana	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-16	ago-15	ago-15	ago-15	ago-16
Ituango	dic-18	dic-18	dic-18	dic-19	dic-18	dic-18	dic-18	dic-18	dic-19
Gecelca 3.2	jul-16	jul-16	jul-17	jul-16	jul-16	jul-16	jul-16	jul-16	jul-17
Termonorte	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	-	dic-17	-

Fuente de tabla: UPME.

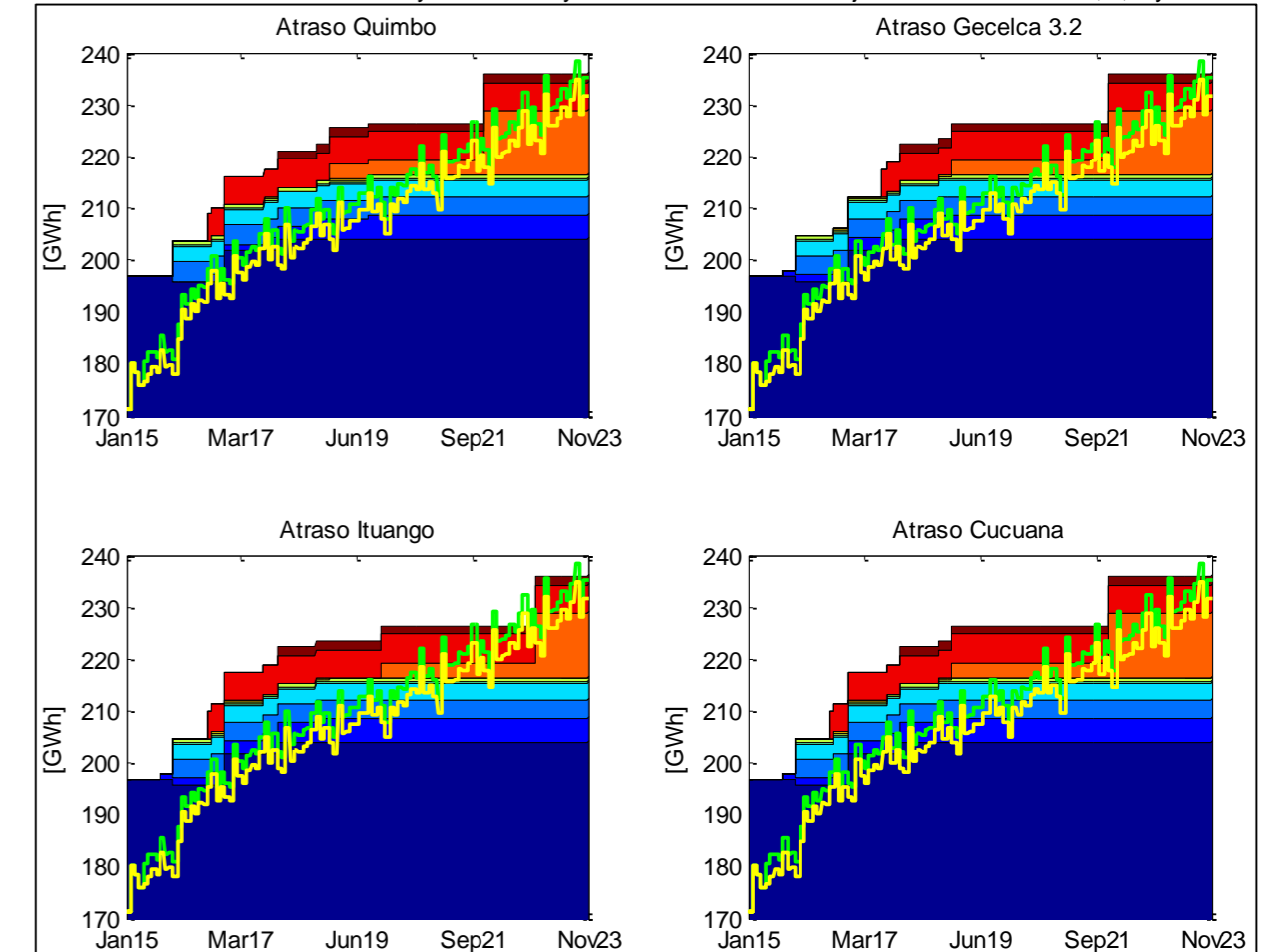
El primer caso corresponde al escenario base, Gráfica 17, el cual considera las fechas de entrada en operación de los proyectos, según sus compromisos de Energía Firme. Los atrasos individuales de Quimbo, Gecelca 3.2, Ituango y Cucuana, se observan en la Gráfica 18.

Gráfica 17 ENFICC Verificada y OEF Vs Proyecciones de Demanda de julio 2015. Escenario 0.



Fuente de Gráfica: UPME.

Gráfica 18 ENFICC Verificada y OEF Vs Proyecciones de Demanda de julio 2015. Escenario 1, 2, 3 y 4.

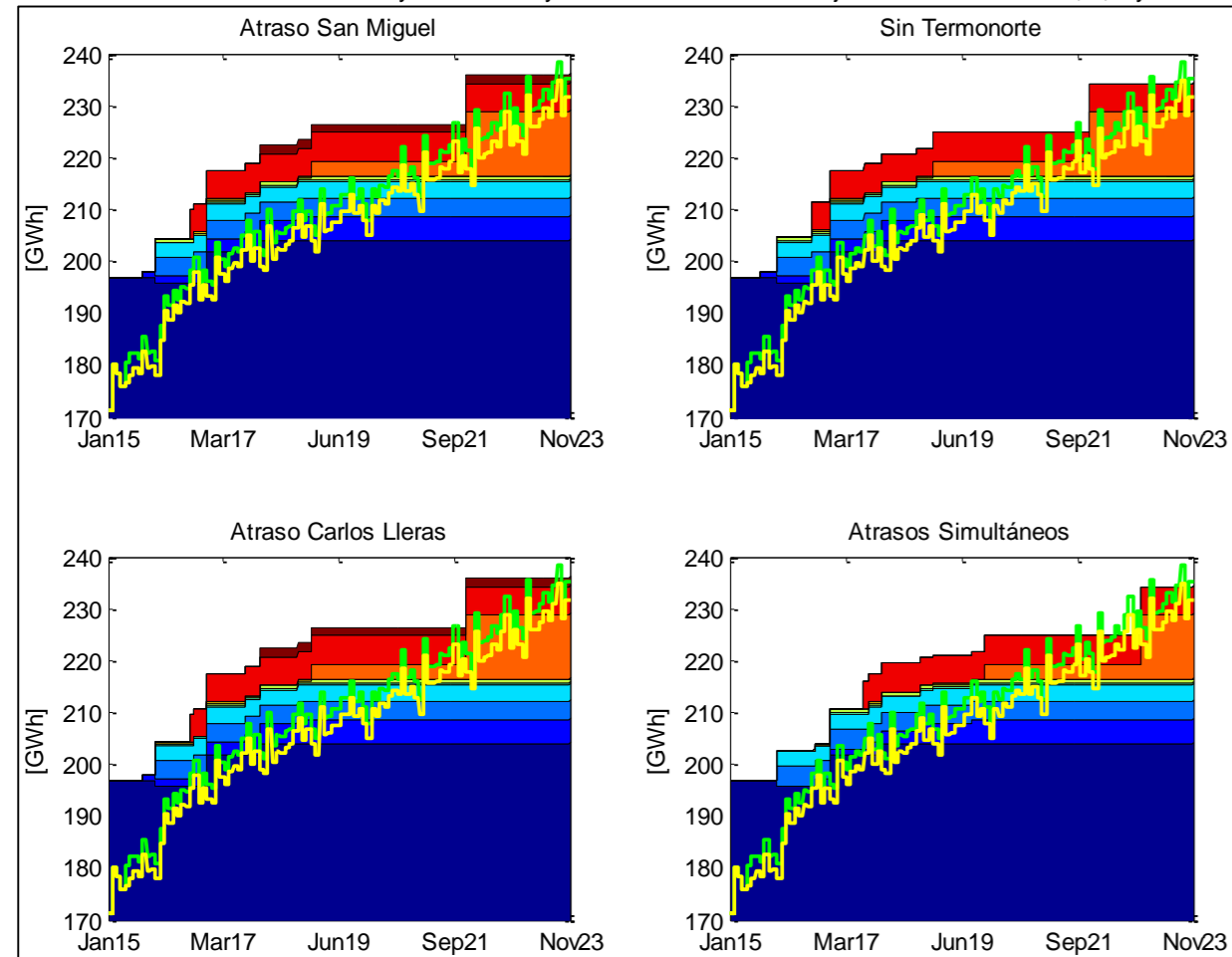


Fuente de Gráfica: UPME.

Los escenarios que contemplan atraso para San Miguel, Termonorte y Carlos Lleras, así como el caso crítico (atrasos simultáneos), se describen en la Gráfica 19.

INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – AGOSTO 2015 SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Gráfica 19 ENFICC Verificada y OEF Vs Proyecciones de Demanda de julio 2015. Escenario 5, 6, 7 y 8.



Fuente de Gráfica: UPME.

Resultados

En el caso base se observa una reducción de la ENFICC verificada a partir de diciembre de 2015, ello producto del cambio en la declaración del combustible para respaldar la Energía en Firme (sustitución de gas natural por combustibles líquidos). Adicionalmente, se comprometería la atención de la demanda en septiembre de 2021, bajo un escenario de demanda alta. Por otro lado, si bien para los escenarios 1, 2, 4, 5, y 7, atrasos independientes de los proyectos El Quimbo, Gecelca 3.2, Cucuana, San Miguel y Carlos Lleras, se ve que la ENFICC y la OEF son inferiores a la proyección de la demanda, escenario alto, ello a partir de septiembre de 2021, esto no es atribuible a dichos atrasos. Es decir, el balance para dichos casos es similar al del escenario base, en el momento donde se evidencia el déficit.

Para el escenario 3, atraso de Ituango, se comprometería la atención de la demanda a partir de septiembre de 2021, considerando el escenario de demanda alta. Bajo el escenario medio, la proyección de demanda supera las OEF y la ENFICC agregada en septiembre de 2022.

En el escenario 6, no ejecución de Termonorte, se comprometería la atención de la demanda en septiembre de 2021, contemplando el escenario de demanda alta, y en septiembre de 2023 considerando demanda media.

Finalmente, para el escenario 8 la demanda estaría en riesgo a partir de septiembre de 2021. Si bien no hay un cambio significativo en la fecha, el déficit es ostensiblemente mayor.

REFERENCIAS

UPME, Revisión de proyecciones de demanda – **Julio 2015**.