

INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE DE 2014

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

INTRODUCCIÓN

Este informe incluye el avance reportado por los proyectos de generación y los informes de auditoría, con fecha de corte a diciembre de 2014. Respecto al documento publicado en octubre de este mismo año, se tiene información actualizada de los proyectos Gecelca 3, Sogamoso, Termonorte, Termotasajero 2, y San Miguel. Para esta versión se excluyó el proyecto Porvenir 2, debido a la pérdida de las Obligaciones de Energía en Firme – OEF, al igual que la incertidumbre de construcción de dicho proyecto por la no consecución de la licencia ambiental. Adicionalmente, se incluye el avance de algunos proyectos que no están asociados con el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, pero que actualmente están en desarrollo y se cuenta con información de sus desarrolladores.

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 los tiempos máximos para la entrada en operación y cumplir con 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, en función de los avances, alertas y estados establecidos para cada proyecto, se contrasta la proyección de la demanda de energía eléctrica más reciente publicada por la UPME, Noviembre de 2014, con la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad – 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.

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 estará ubicada en el llamado estrecho de El Quimbo, aproximadamente 1,300 metros aguas arriba de la desembocadura del río Páez en el río Magdalena. El proyecto será un aprovechamiento a pie de presa con capacidad instalada de 400 MW, con la cual se estima alcanzar una generación media de 2,216 GWh/año, con un embalse que tendrá un volumen útil de 2,354 hectómetros³, y un área inundada de 8,250 hectáreas.

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

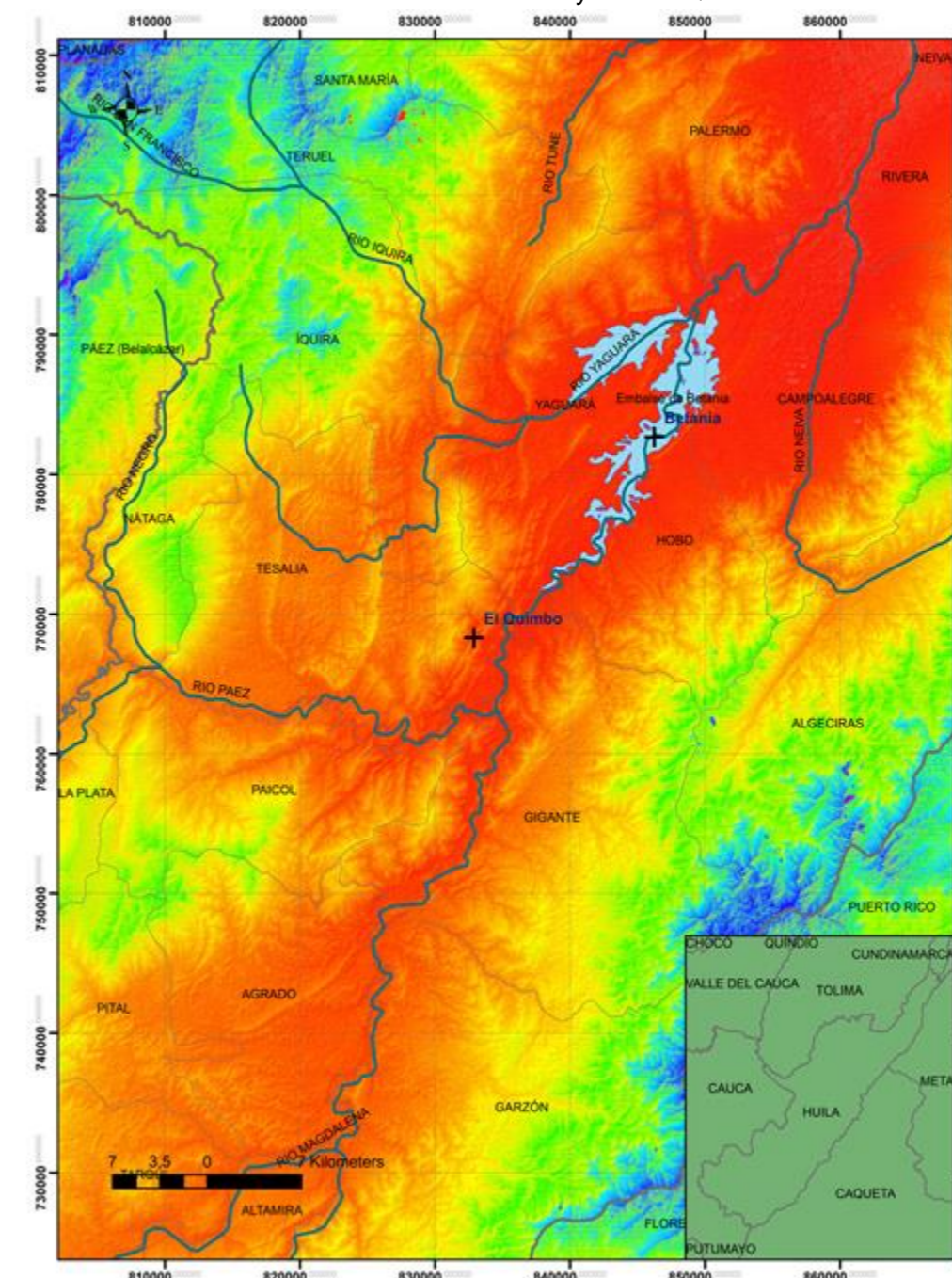
Tabla 2 Principales características del proyecto El Quimbo

Principales Características	
Ubicación	Gigante, Garzón. Huila
Promotor	Emgesa
Capacidad	400 MW
Tecnología	Hidráulica
Obligación de Energía en Firme - OEF	1,650 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2014
Fecha Entrada en operación **	Agosto 2015 (Unidad 1)

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

La fecha de entrada en operación está asociada a la cesión de las Obligaciones de Energía en Firme, vigencia 2014 – 2015, lo cual está enmarcado en la Resolución CREG 114 de 2014.

Gráfica 1 Ubicación del Proyecto El Quimbo



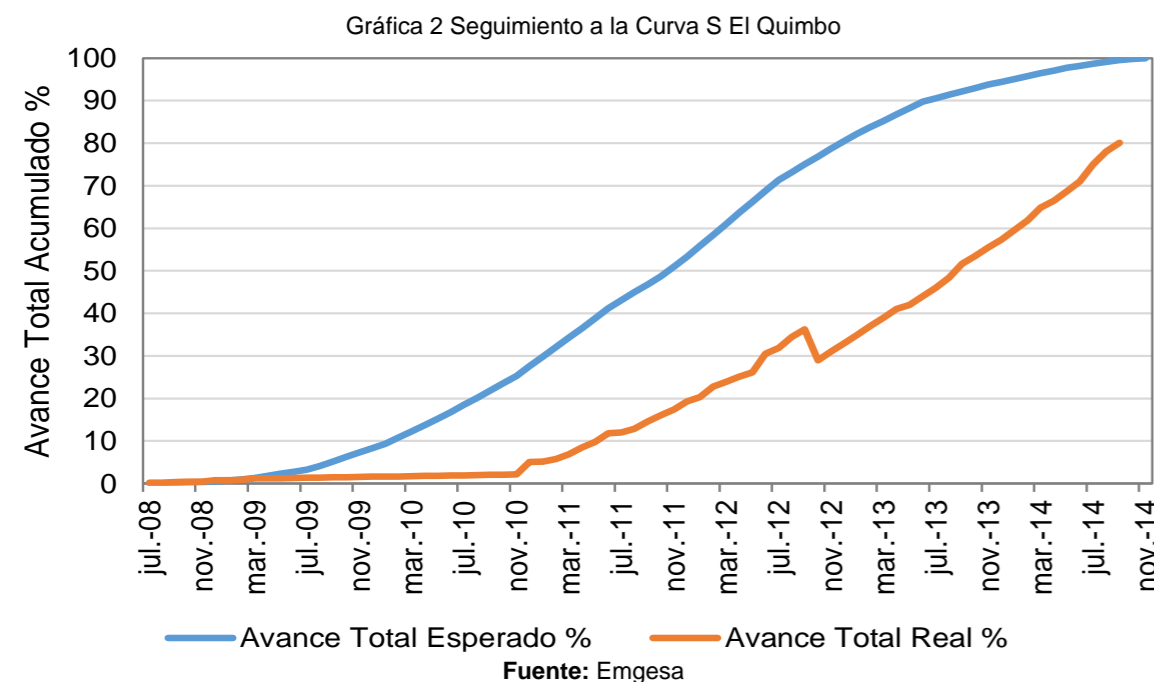
*Se tiene en cuenta que el tiempo estimado de un proyecto para entrar en operación puede ser de 3 a 5 años, es decir, el 30 % es un atraso superior a un año.

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

INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE DE 2014

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Curva S



Avance

- Los avances físicos informados por Emgesa son del 80.1%, frente al 99.55% programado en la curva S reportada a la CREG. Fecha de corte a septiembre 30 de 2014.

Alertas

- Emgesa fue notificada de una sentencia de revisión de Tutela proferida por la Corte Constitucional. La decisión, en contra de Emgesa, ordena revocar siete (7) fallos de tutela, proceder a la compensación de siete (7) personas, y lo que es más grave aún realizar, un nuevo censo.
- El otorgamiento de títulos mineros en la zona del embalse y la presencia de minería ilegal, están afectando el desarrollo del proyecto.
- Retraso en la construcción del dique auxiliar debido a deslizamientos

Estado



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 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

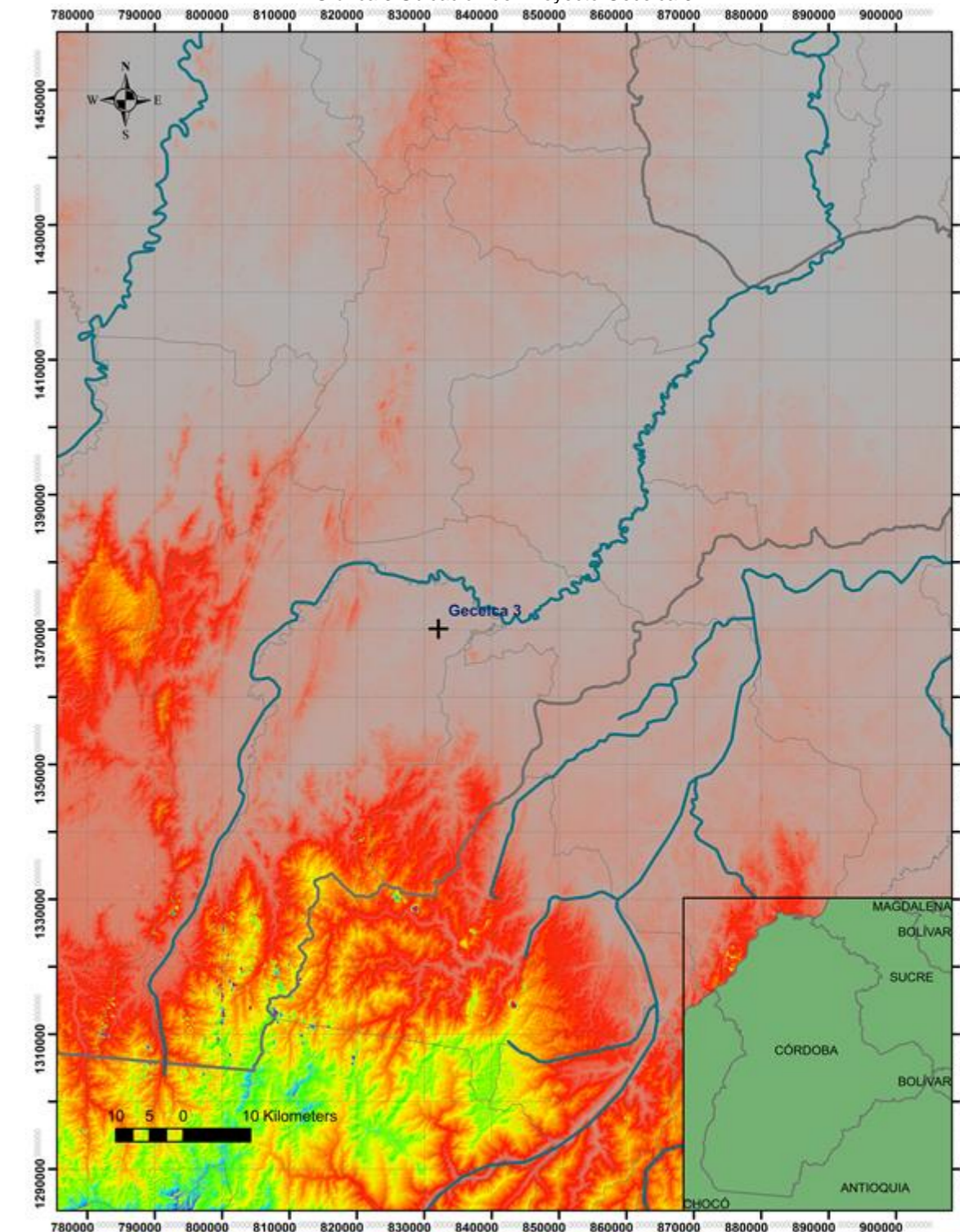
Principales Características	
Ubicación	Puerto Libertador. Córdoba
Promotor	Gecelca
Capacidad	164 MW
Tecnología	Térmica. Carbón
Obligación de Energía en Firme – OEF	1,116 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2015
Fecha Entrada en operación**	Diciembre 2014

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

Teniendo en cuenta el informe de Auditoría No. 9, con fecha de corte 31 de agosto de 2014, como consecuencia de la cesión de las Obligaciones de Energía Firme, la nueva fecha de inicio del período de vigencia de la Obligación de Energía Firme para la planta GECELCA 3, corresponde al 1 de diciembre de 2015, de acuerdo con lo indicado en el artículo 8 de la Resolución CREG 114 de 2014.

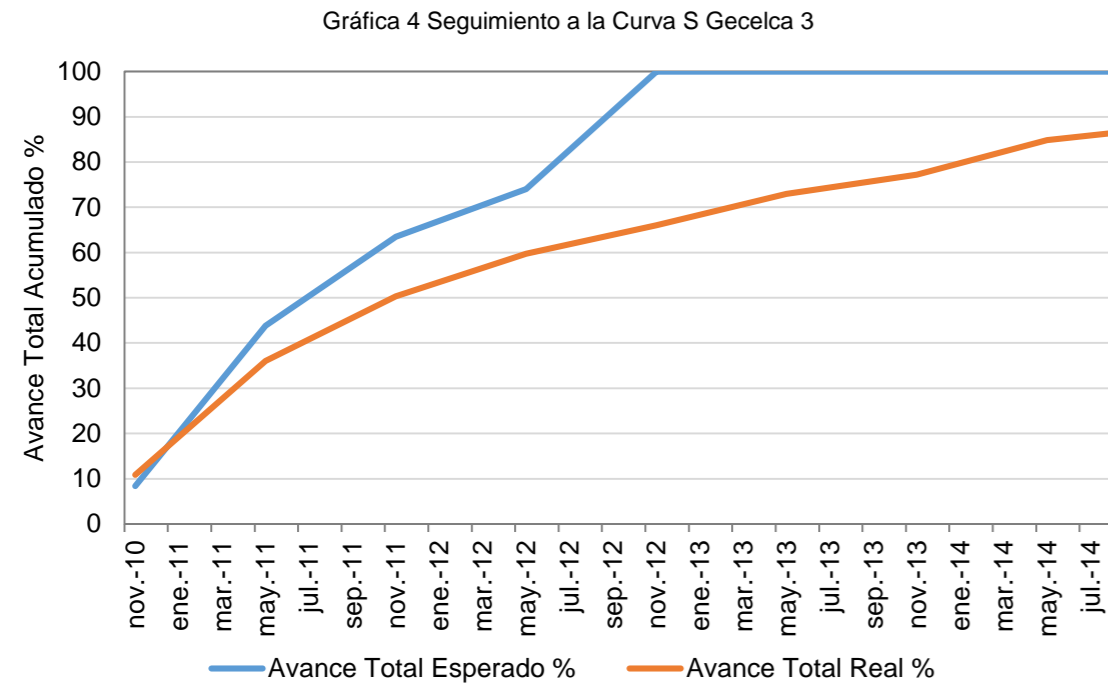
La fecha de entrada en operación está asociada a los estimativos del promotor, que prevé estar listo antes de la nueva fecha de inicio de Obligaciones de Energía en Firme - OEF.

Gráfica 3 Ubicación del Proyecto Gecelca 3.



INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE DE 2014 SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Curva S



Fuente: Auditor proyecto Gecelca 3.

Avance

- El avance real del proyecto es del 86.38%, frente al 100% programado según la curva "S" reportada a la CREG (Informe Auditor a 31 de Agosto de 2014).

Alertas

- Existe riesgo de no finalizar el proyecto para la fecha inicialmente prevista de la Obligación, por lo cual Gecelca se acogió a lo establecido en la resolución CREG 114 de 2014.

Estado



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. En el sitio del proyecto, el río tiene un caudal medio de 1.010 m3/s.

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

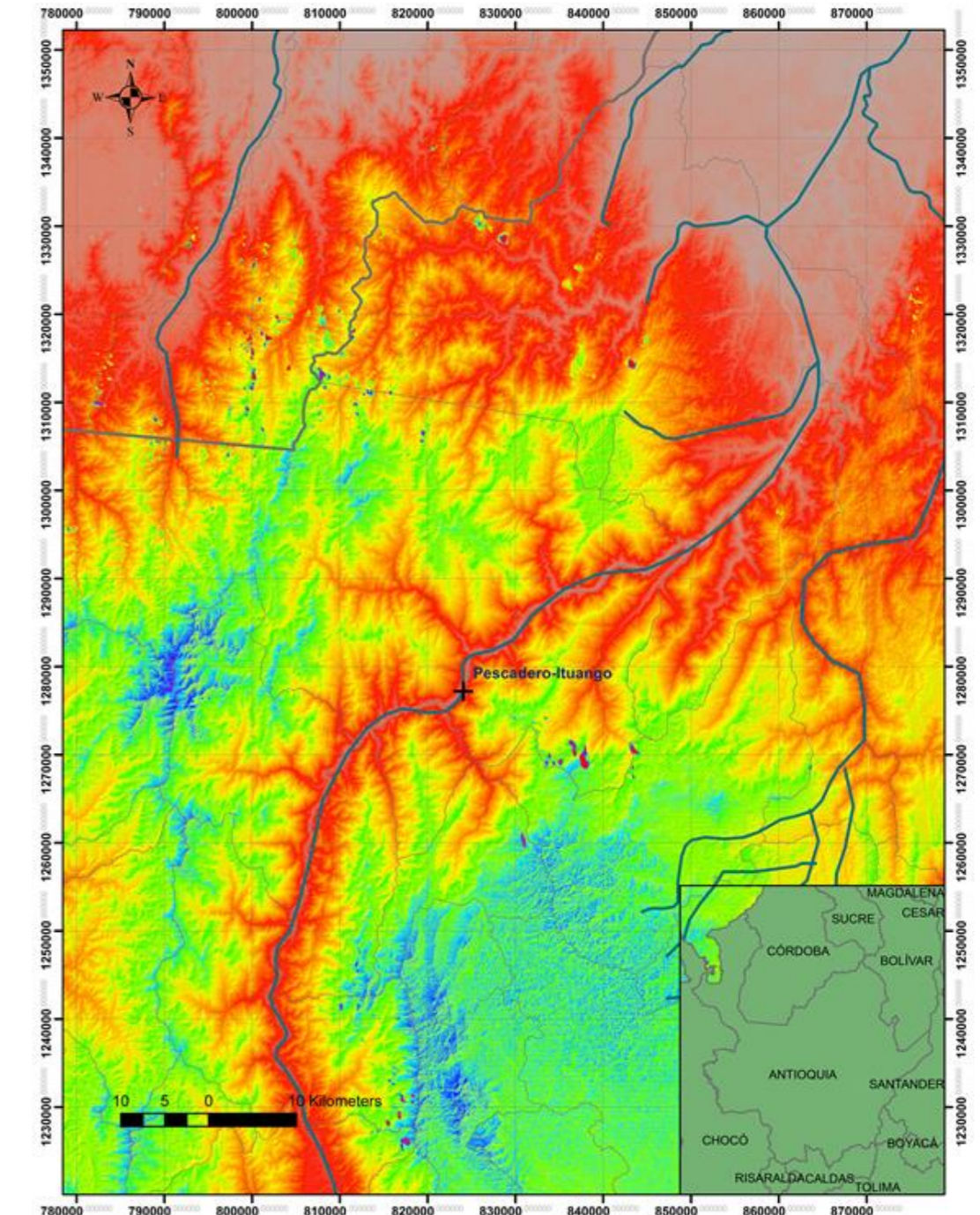
Tabla 4 Principales características del proyecto Ituango

Principales Características	
Ubicación	Ituango, Briceño, Toledo, Buriticá, Peque, Liborina. Antioquia
Promotor	EPM
Capacidad	1,200 MW
Tecnología	Hidráulica
Obligación de Energía en Firme - OEF	4,567 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.

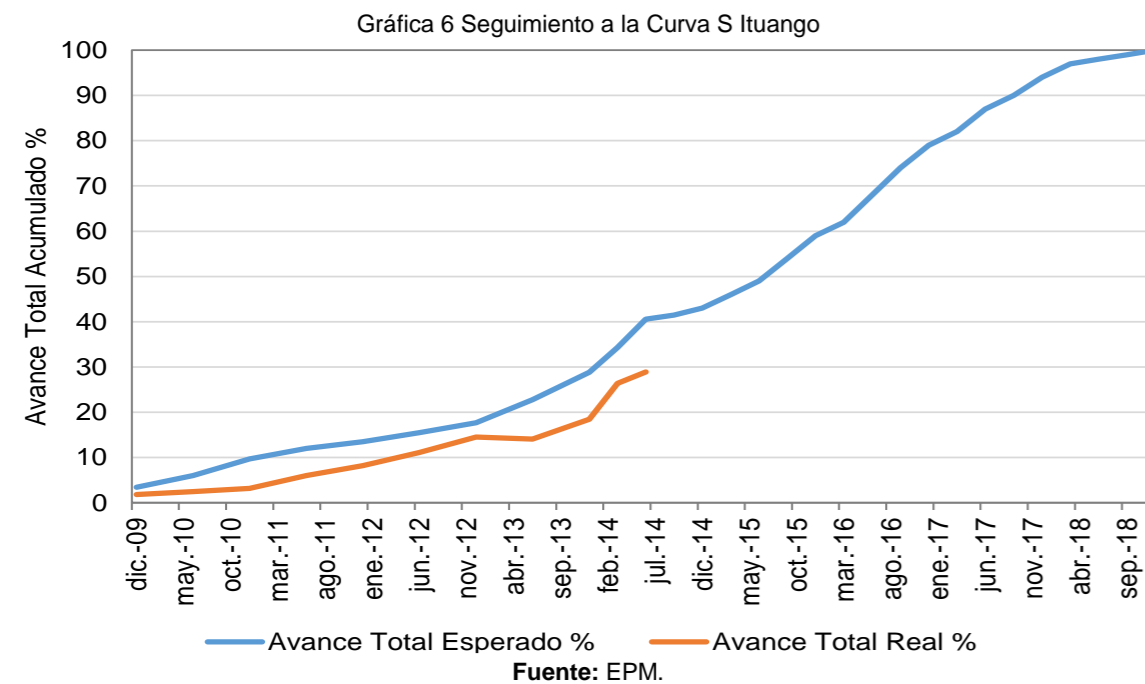
Gráfica 5 Ubicación del Proyecto Ituango



INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE DE 2014

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Curva S.



4. PROYECTO SOGAMOSO

El Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso se encuentra localizado en el departamento de Santander, en el cañón donde el río Sogamoso cruza la serranía de La Paz, 75 km aguas arriba de su desembocadura en el río Magdalena, y 62 km aguas abajo de la confluencia de los ríos Suárez y Chicamocha. La presa y el embalse se localizan en jurisdicción de los municipios de Girón, Betulia, Zapatoca, Los Santos y San Vicente de Chucurí. Adicionalmente, tiene asociada diversas construcciones para reemplazar aquellas que se vieron afectadas por la puesta en operación del Proyecto, entre las cuales se destacan: acceso a poblaciones, puentes vehiculares de interconexión para diferentes poblaciones, variantes para líneas de transmisión de energía, y una variante al poliducto de Chimitá – Galán, el cual atraviesa la zona de inundación.

Tabla 5 Principales características del Proyecto Sogamoso

Principales Características	
Ubicación	Betulia. Santander
Promotor	Isagen
Capacidad	820 MW
Tecnología	Hidráulica
Obligación de Energía en Firme – OEF	3,790 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2014
Fecha Entrada en operación**	Diciembre 2014

Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del proyecto e Isagen.

Avance

- De acuerdo con la información reportada por el auditor, el avance con corte a junio de 2014 es del 28.92% frente al 40.6% de avance programado según la curva S. El retraso de 11.8% se distribuye en las siguientes actividades: Construcción de la presa y el vertedero, avance 20.62% de 30.21% programado; Central, 9.87% de 40.13%; túneles de acceso y construcción 77.53% de 100% programado.

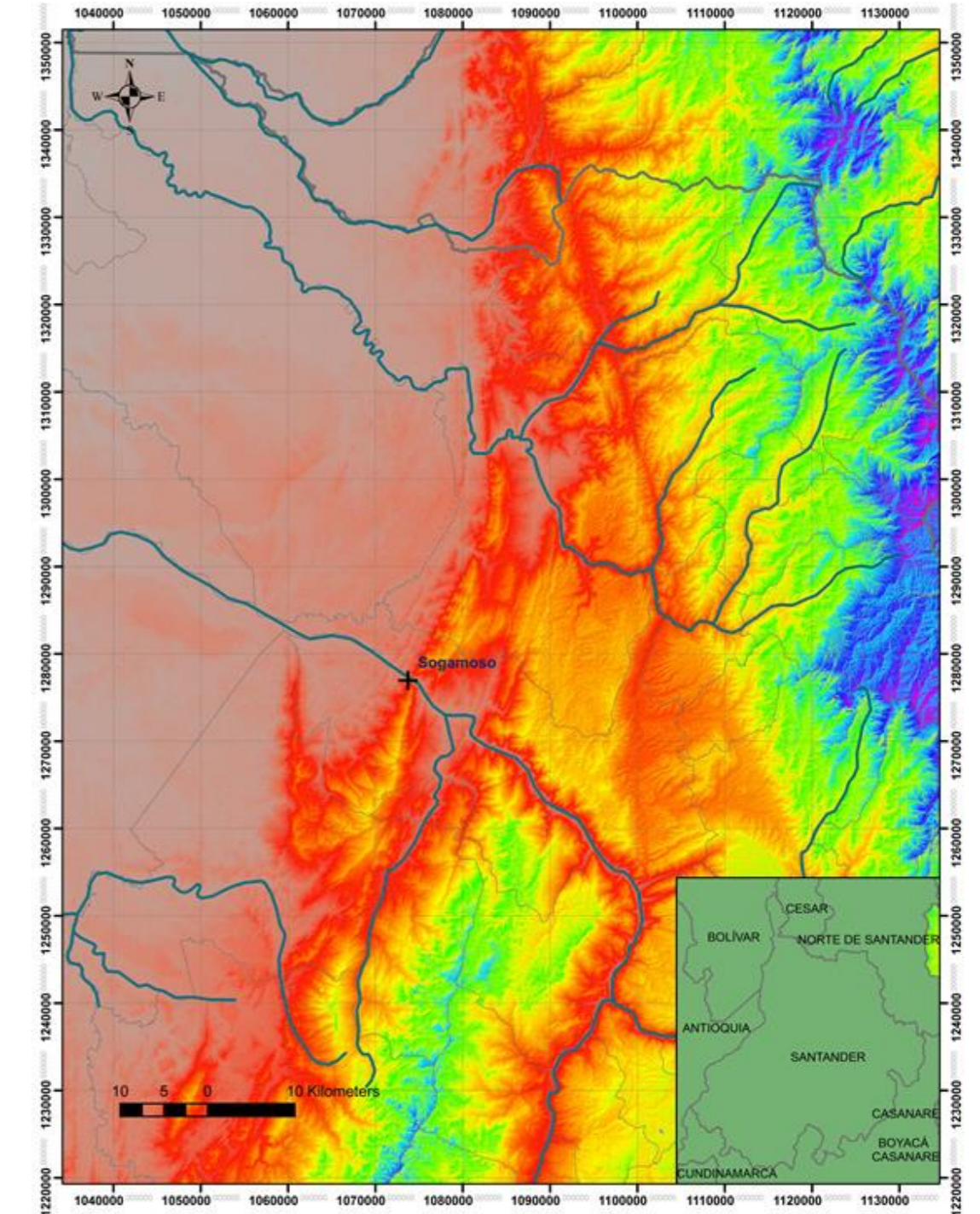
Alertas

- 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

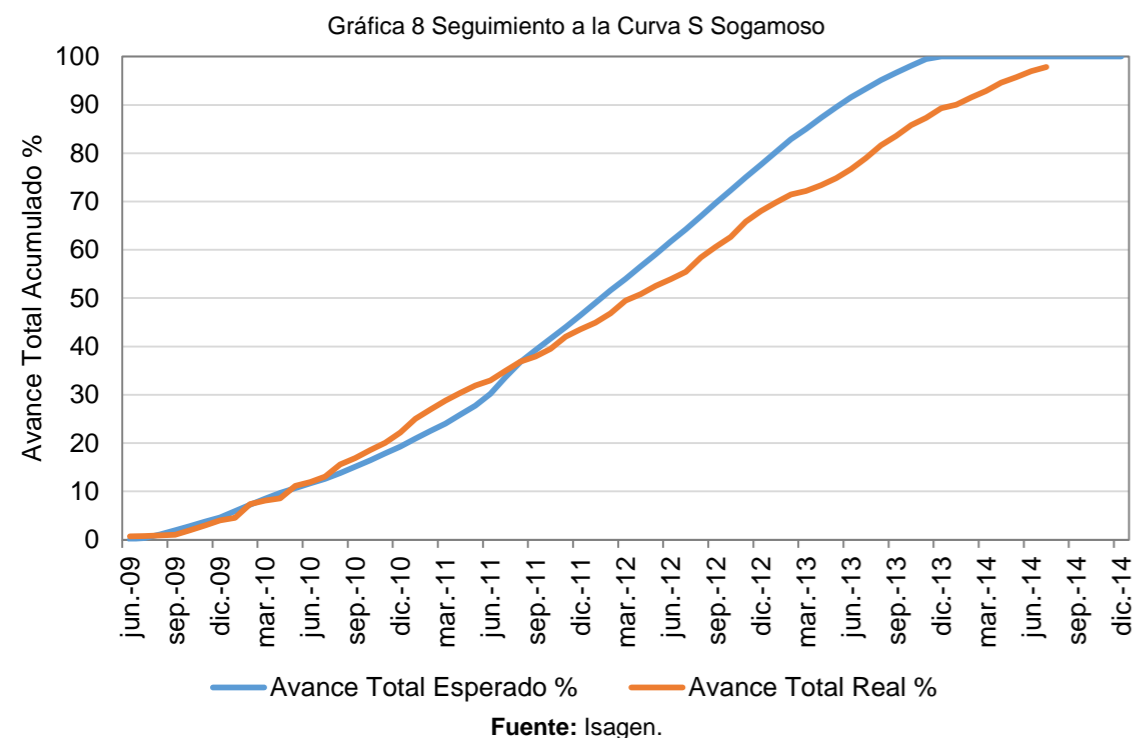


Gráfica 7 Ubicación del proyecto Sogamoso



INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE DE 2014 SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Curva S.



5. PROYECTO TERMONORTE

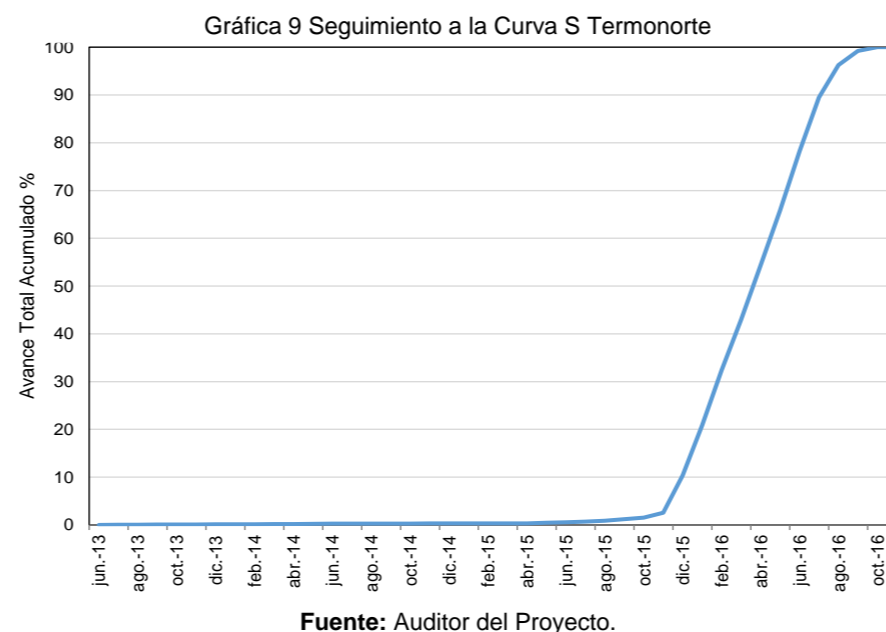
Con relación a las características técnicas, el promotor, Termonorte S.A. E.S.P., solamente ha suministrado la información asociada a su capacidad, 88 MW. A la fecha el proyecto se piensa realizar en cercanías de Santa Marta, a dos kilómetros del peaje de Neguanje, en la salida hacia Riohacha. No obstante, el promotor manifiesta que si se surgen una ubicación que provea mejores beneficios para el proyecto, éste sería trasladado a tal sitio.

Tabla 6 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



Avance

- Según el informe presentado por la auditoría del proyecto, con corte a 30 de Noviembre de 2014, el avance es 0.109% frente al 0.31% programado en la curva "S" registrada ante la CREG.

Alertas

- El único avance reportado es la selección del sitio para el proyecto. Sin embargo, no se tiene información concreta respecto al combustible principal ni los trámites ambientales.
- Dado que sólo hasta Noviembre del 2014 el promotor del proyecto definió la ubicación de la planta, no se ha podido establecer la conexión de la misma al Sistema Interconectado Nacional – SIN. Adicionalmente, tampoco se ha dado respuesta a los requerimientos de la UPME, respecto a la necesidad de comunicar el punto definitivo de conexión y enviar la actualización del estudio.

Estado



Avance

- El proyecto entró en operación comercial el 20 de diciembre de 2014.

Estado

FINALIZADO



6. 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 2,200 y 1,500 msnm. El proyecto se encuentra localizado en zona rural del municipio de Roncesvalles, departamento de Tolima.

Tendrá una potencia de 55 MW y entregará al sistema interconectado nacional 252 GW-h/año de energía. El salto neto es de 698 m y los caudales de diseño son de 7.0 m³/s para la captación del río Cucuana, y de 2.7 m³/s en la toma para la derivación del río San Marcos.

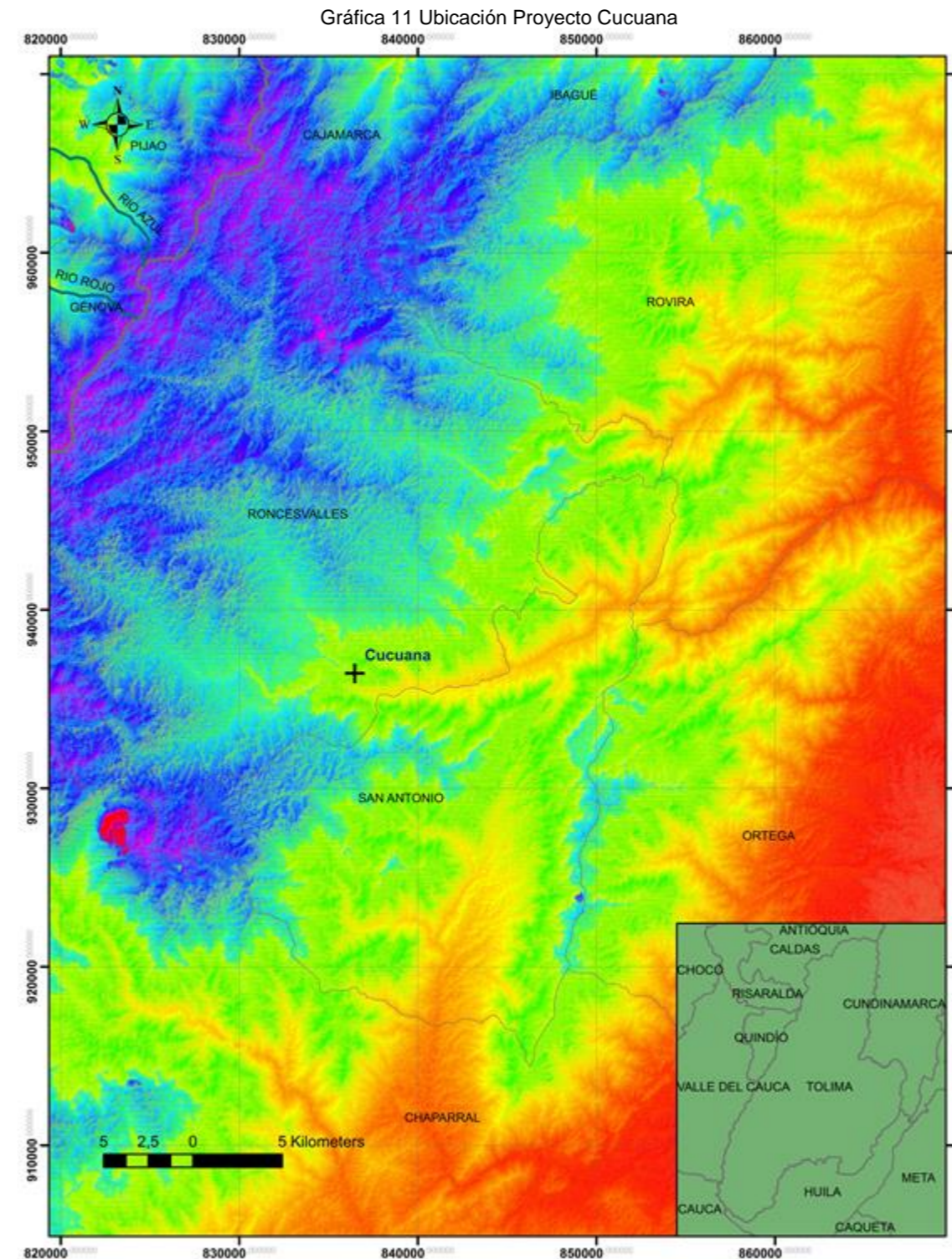
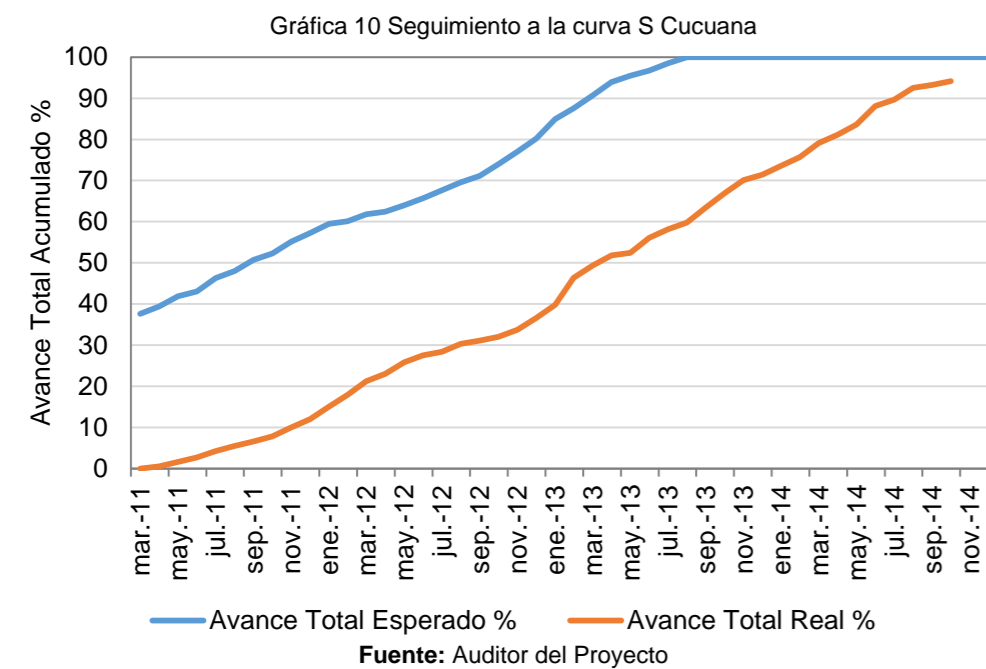
INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE DE 2014 SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Tabla 7 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**	Marzo 2015

Fuente: Informe ejecutivo XM y Auditor del proyecto.

Curva S.



Avance

- Según el informe de EPSA, con corte a octubre de 2014, el proyecto presenta un avance del 94.2% frente al 100% programado en la curva "S" registrada ante la CREG.

Alertas

- EPSA modificó la fecha de entrada en operación comercial, previendo posibles imprevistos al iniciar la operación. La nueva fecha es posterior a la de inicio de OEF, sin embargo, el promotor presentó contratos de respaldo y garantías respectivas.

Estado



7. 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.

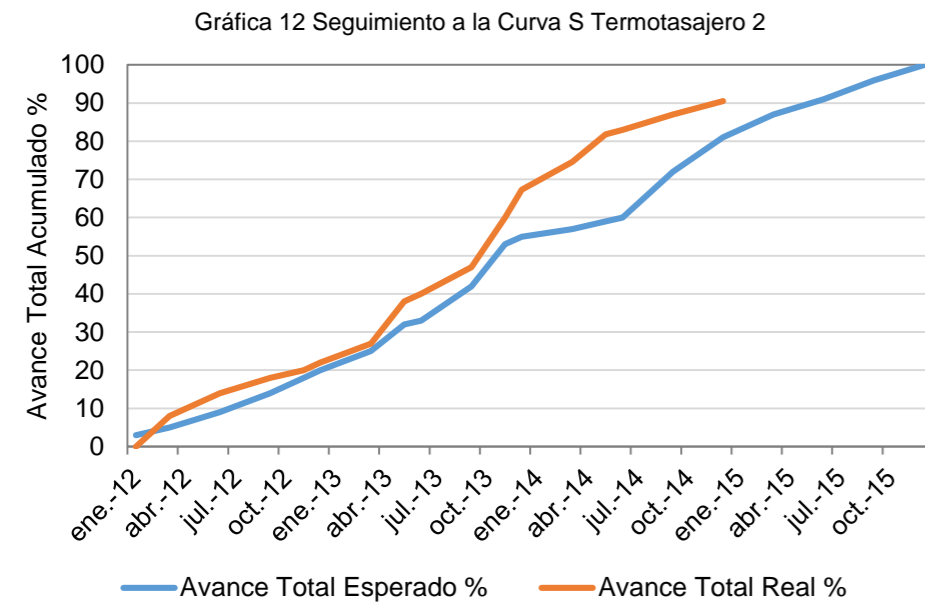
INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE DE 2014 SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Tabla 8 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	1,332 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.

Curva S.

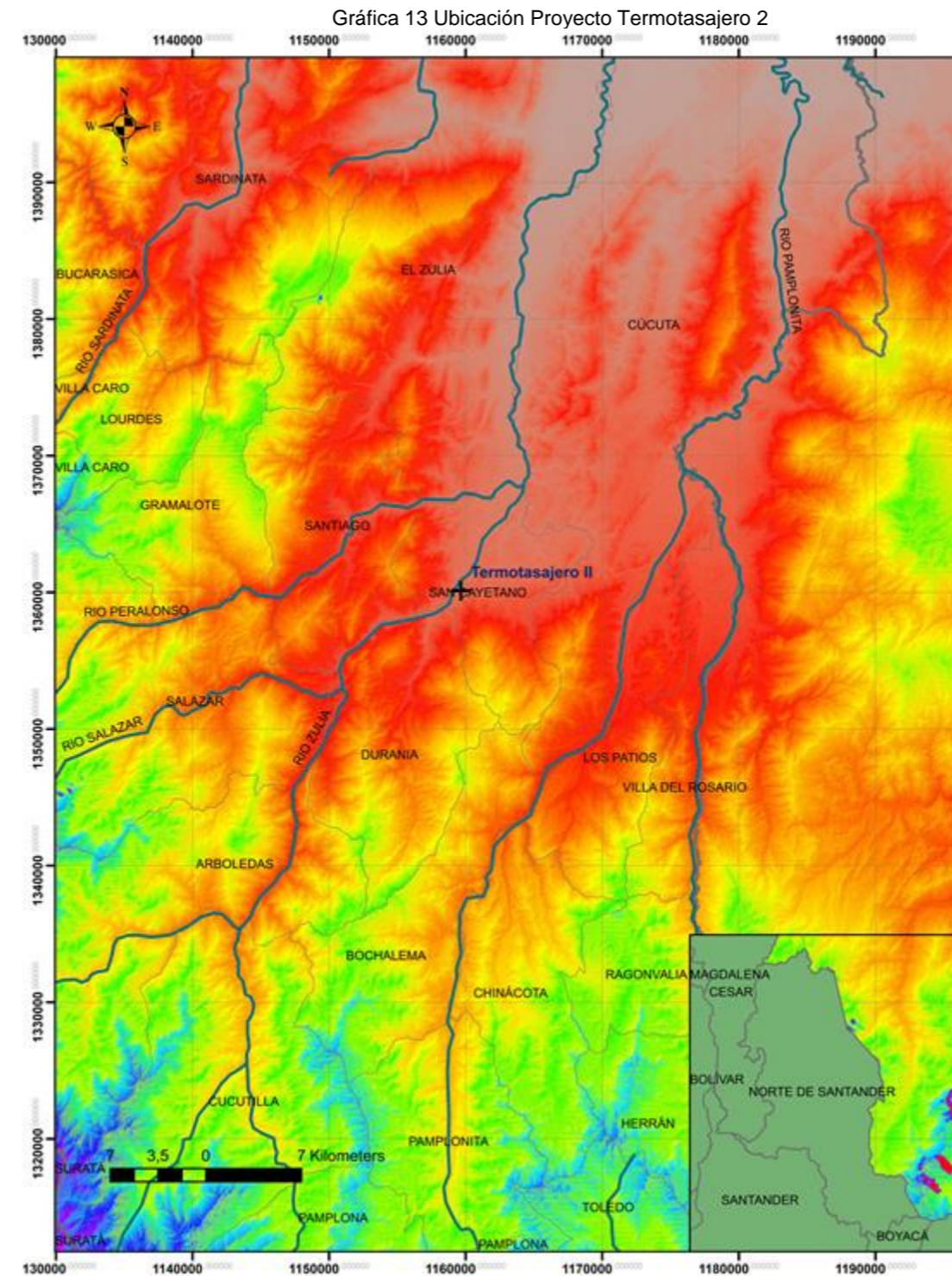


Fuente: Auditor del Proyecto

Avance.

- De acuerdo al informe de auditoría con corte a noviembre 30 de 2014, el avance real del proyecto es de 90.51% frente a 81.0% de avance esperado según la curva S. Es decir, presenta adelanto cercano al 10%.

Estado



8. 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, con caldera de tecnología de lecho fluidizado. Estará localizada 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 carreteable 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 carreteable 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 9 Principales características Proyecto Gecelca 3.2

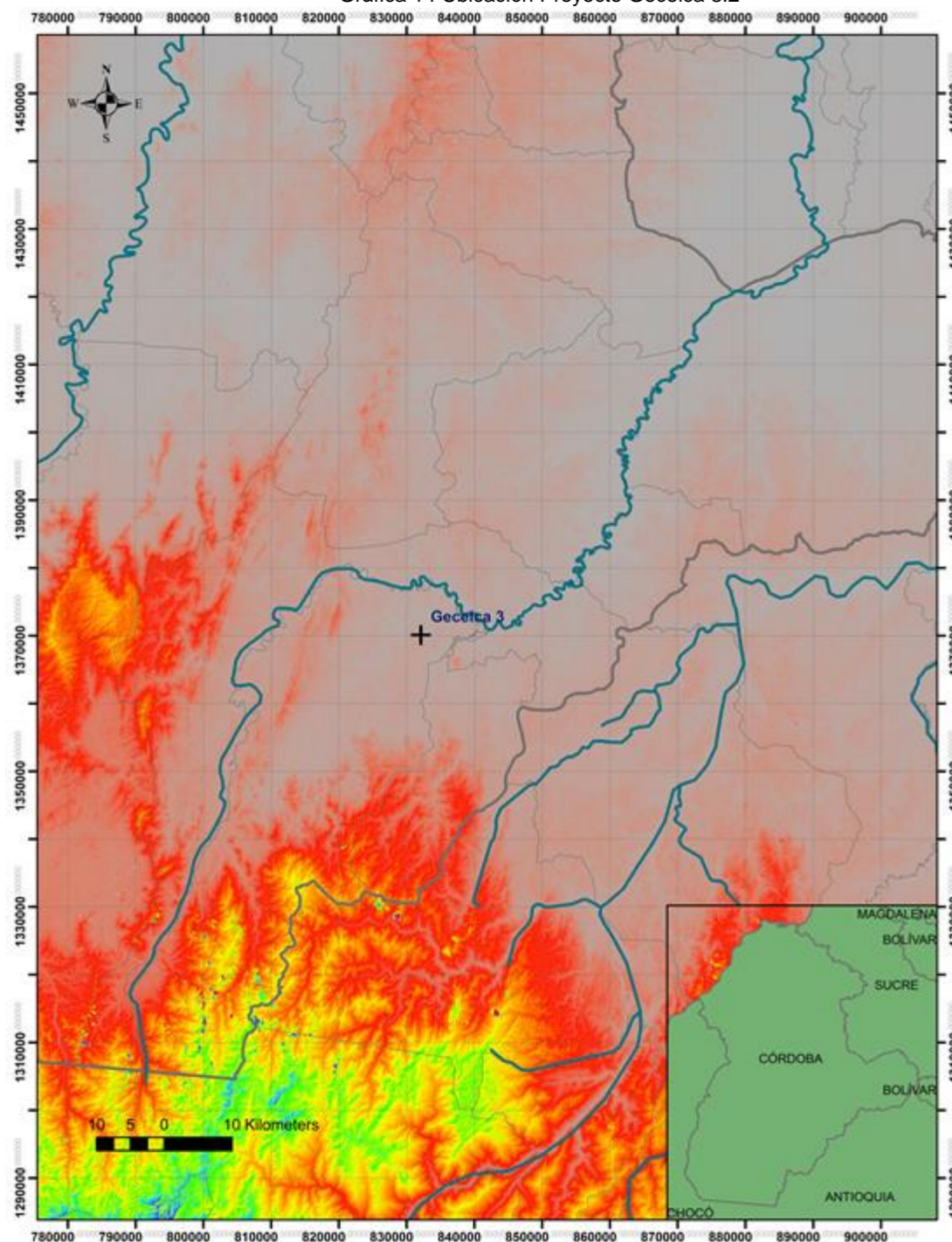
Principales Características	
Ubicación	Puerto Libertador. Córdoba.
Promotor	Gecelca
Capacidad	250 MW
Tecnología	Térmica. Carbón.
Obligación de Energía en Firme - OEF	1,971 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2015
Fecha Entrada en operación**	16 de Diciembre 2015

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

INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE DE 2014

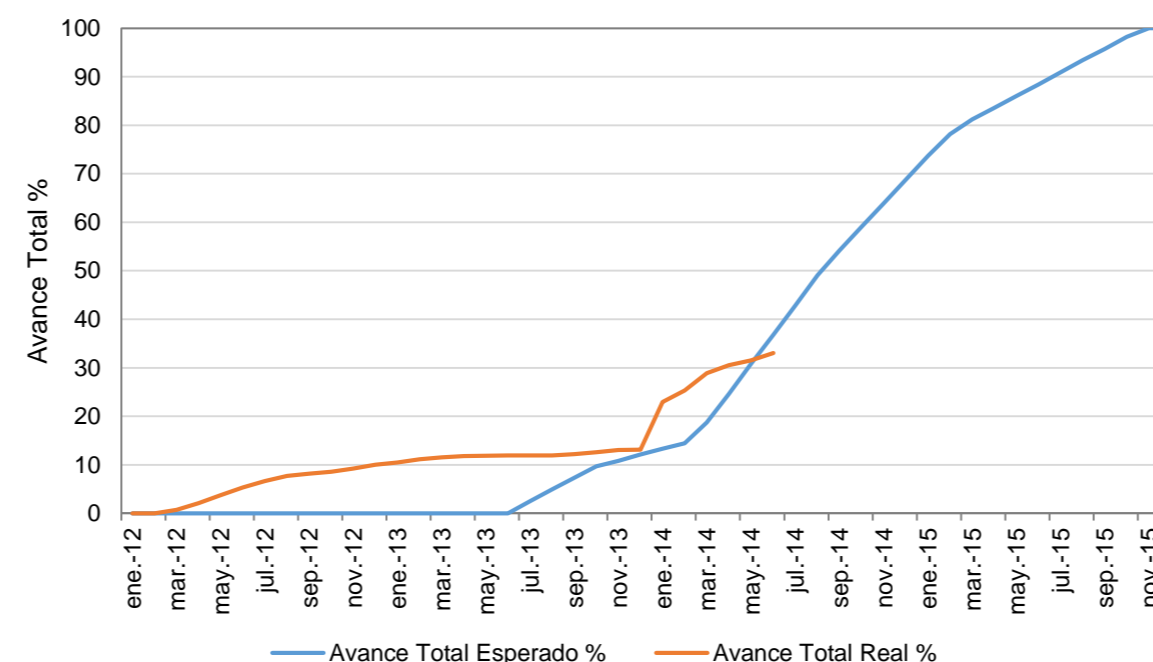
SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Gráfica 14 Ubicación Proyecto Gecelca 3.2



Curva S.

Gráfica 15 Seguimiento a la Curva S Gecelca 3.2



Fuente: GECELCA

Avance

- De acuerdo al informe del auditor radicado en la Upme el 05/08/2014, con fecha de corte a Junio 30 de 2014, el avance real del proyecto es de 33.05% frente al 36.8% de avance programado según la curva "S" reportada a la CREG, con un retraso de 3.75%.

Alertas

- Atrasos identificados en la fabricación de la turbina y caldera. Se presentaron contratos de respaldo y actualización de las garantías.

Estado



9. 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.

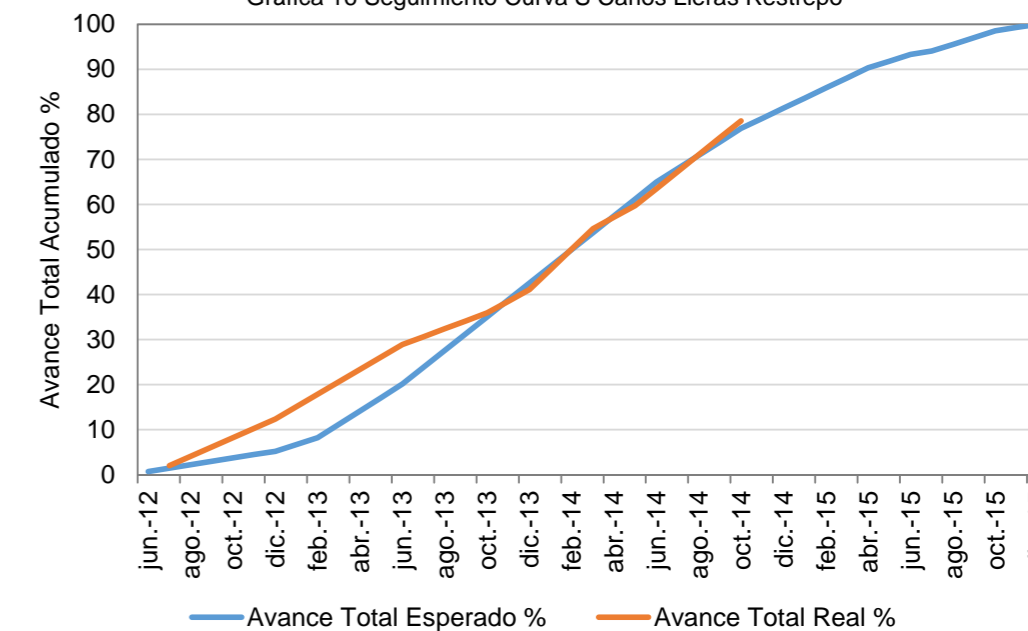
Tabla 10 Principales características Proyecto Carlos Lleras Restrepo

Principales Características	
Ubicación	Barbosa, Santo Domingo. Antioquia.
Promotor	Hidralpor
Capacidad	78 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 16 Seguimiento Curva S Carlos Lleras Restrepo



Fuente: Hidralpor

INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE DE 2014 SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Avance

- Según informe de Hidralpor, el avance del proyecto, con corte a octubre de 2014, es del 78.55%, respecto al 76.87% de la curva S declarada ante la CREG.

Estado



10. PROYECTO SAN MIGUEL

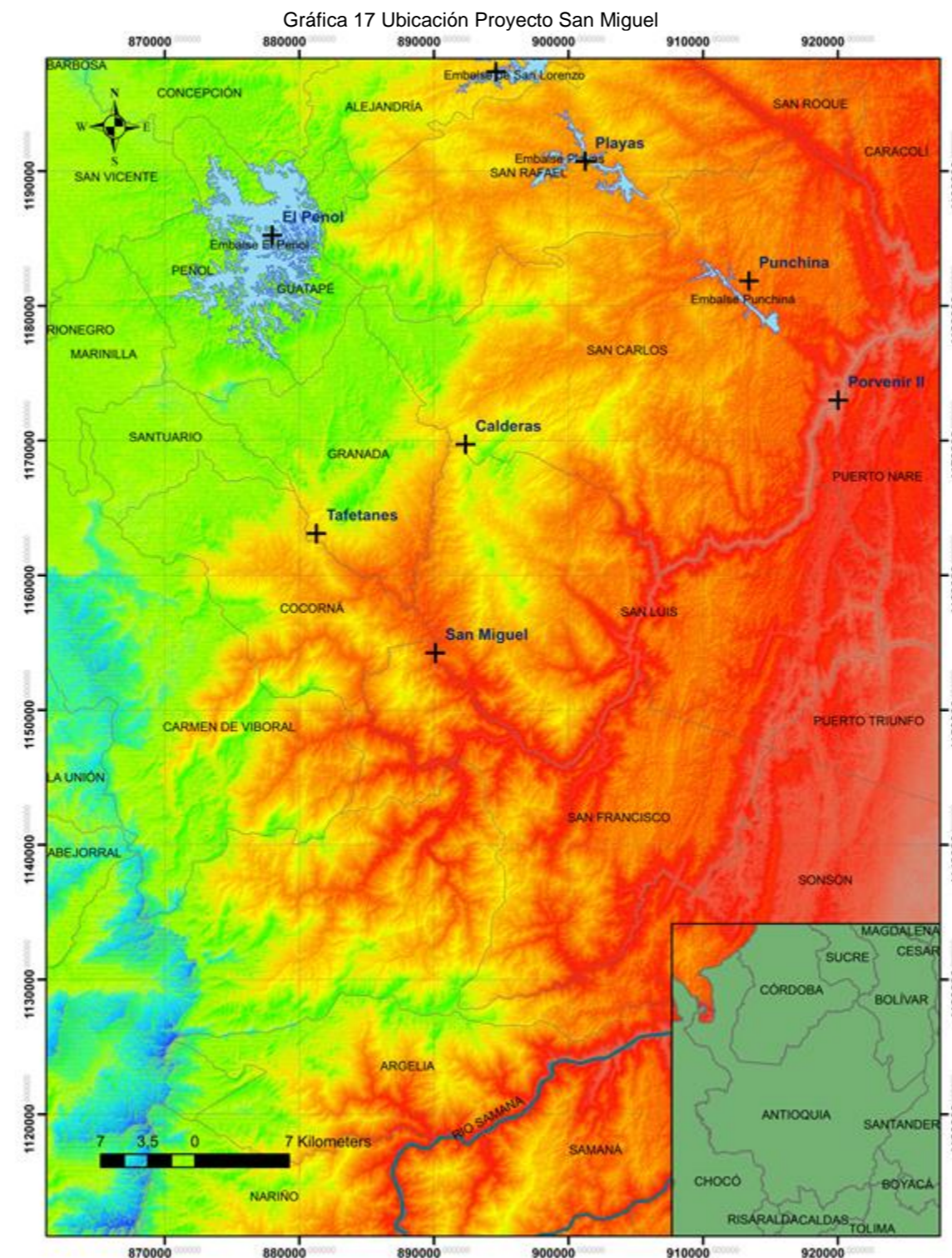
El proyecto consiste en la construcción y puesta en operación de una Central hidroeléctrica a filo de agua con capacidad de 44 MW. Esta central se localiza en el oriente del departamento de Antioquia, entre los municipios de San Luis y San Francisco, a dos horas de la ciudad de Medellín por vía terrestre 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 3.65 km. Cuenta con un túnel superior de baja presión, almenara, con trampa de gravas, pozo y túnel inferior blindado.

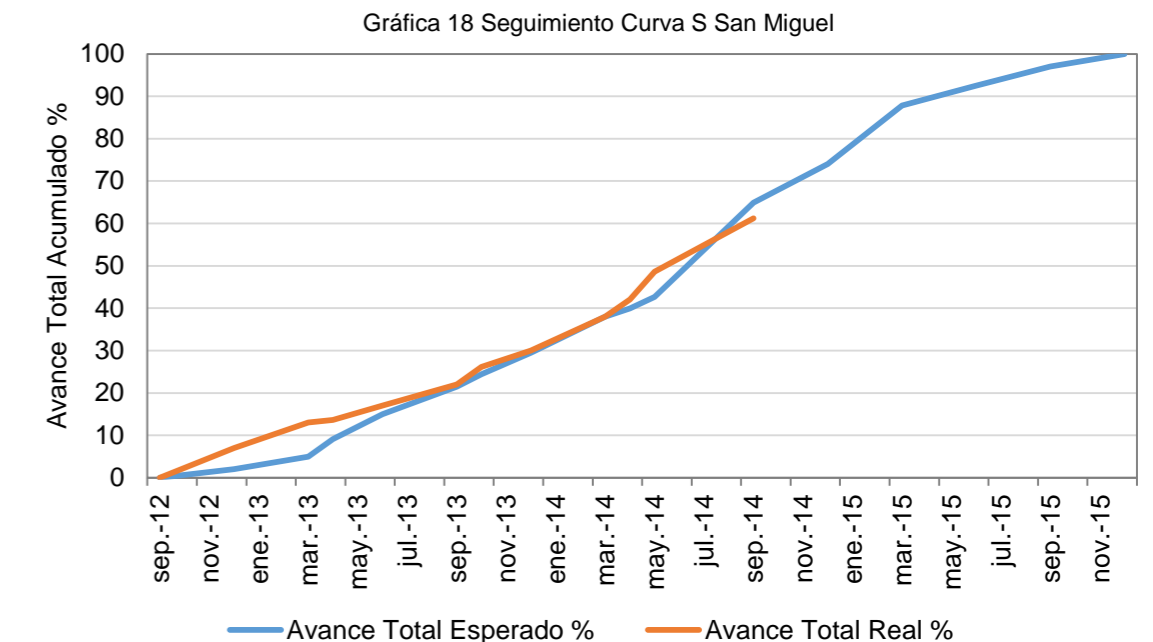
Tabla 11 Características Proyecto San Miguel

Principales Características	
Ubicación	San Luis, San Francisco. Huila
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**	Diciembre 2015

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



Curva S.



Fuente: HMV Ingenieros

Avance

- De acuerdo con la información reportada por el auditor, el proyecto presenta un avance real de 61.23% frente al 64.89% de avance programado, según la curva S declarada ante la CREG. En conclusión, se presenta un atraso de 3.66%.

Alertas

- El atraso se debe al retraso de las actividades asociadas a la construcción del túnel de carga y obras civiles asociadas.

Estado



INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE DE 2014 SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

11. 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 ubicados en diferentes regiones del país.

Tabla 12: Seguimiento a otros proyectos de Generación sin CXC.

Proyecto	Ubicación	Capacidad	Agente	Estado
Bajo Tuluá	Buga Tuluá / Valle del Cauca	20 MW	EPSA	Avance físico de 85.5% con corte a junio de 2014. Se espera que la central esté en operación a finales de diciembre 2014.
Tunjita	Macanal / Boyacá	19.8 MW	AES Chivor	Avance 89.3% con corte a noviembre de 2014.

Fuente: Agentes promotores.

Este ejercicio se realizó para nueve (9) escenarios diferentes, los cuales contemplan un escenario base, escenarios con el atraso de algunos proyectos que adquirieron OEF, y la no ejecución de otro, además de un escenario crítico (ver Tabla 13). El atraso considerado corresponde al máximo atraso permitido por la regulación para mantener la OEF. Todo lo anterior, con el objetivo de brindar señales y advertir posibles situaciones de desabastecimiento.

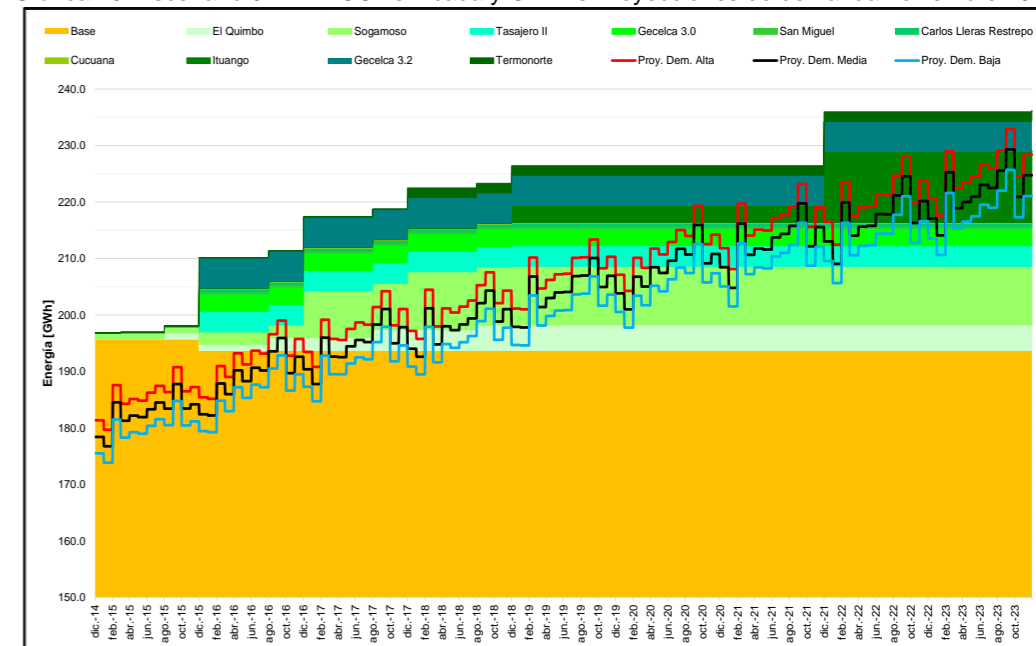
Tabla 13: Escenarios considerados ejercicio de verificación de ENFICC

	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	dic-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	dic-15
Sogamoso	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14	dic-14
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	mar-15	mar-15	mar-15	mar-15	dic-15	mar-15	mar-15	mar-15	dic-15
Ituango	dic-18	dic-18	dic-18	dic-19	dic-18	dic-18	dic-18	dic-18	dic-19
Gecelca 3.2	dic-15	dic-15	dic-16	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-16
Termonorte	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	-	dic-17	-

Fuente de datos: Sistema de información de XM

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 19: Escenario 0 - ENFICC verificada y OEF vs Proyecciones de demanda noviembre 2014



Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME

Fuente de gráfica: UPME

Los demás escenarios utilizan la misma base del primero, con algunas modificaciones.

12. ENFICC VERIFICADA Y OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME.

A continuación se presenta la comparación entre la proyección de demanda de energía eléctrica diaria promedio, revisión noviembre de 2014, y la Energía Firme de las plantas existentes (ENFICC verificada) agregada, con las obligaciones de las centrales nuevas resultado de las subastas del cargo por confiabilidad.

No se considera las centrales Porce IV, Miel II, Termocol, Porvenir II ni Ambeima, ya que son proyectos que perdieron sus Obligaciones de Energía Firme – OEF. Asimismo, se tuvo en cuenta las fechas de entrada en operación reportadas recientemente.

El primer caso corresponde al Escenario base (ver Gráfica 19). Este considera la ENFICC verificada y la Obligación de Energía Firme de todos los proyectos en las fechas de entrada en operación establecidas.

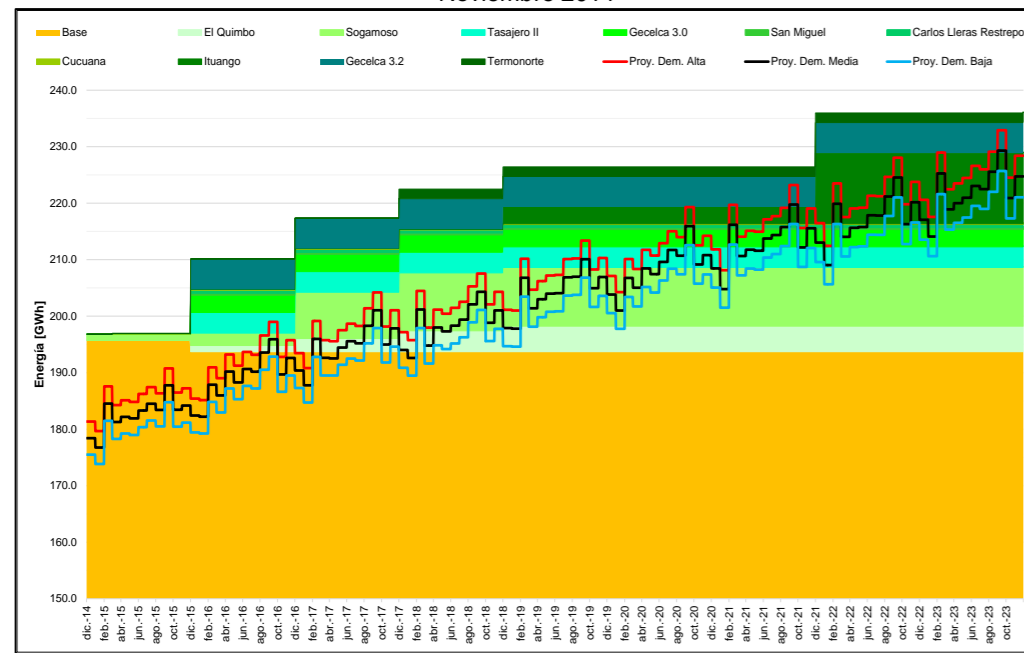
INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE DE 2014 SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

En la Gráfica 20 se presenta el Escenario 1, el cual considera un atraso en la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico El Quimbo de acuerdo a lo presentado en la Tabla 13.

En la Gráfica 21 se presenta el Escenario 2, el cual toma como referencia el escenario base y un atraso en la entrada en operación del proyecto Gecelca 3.2.

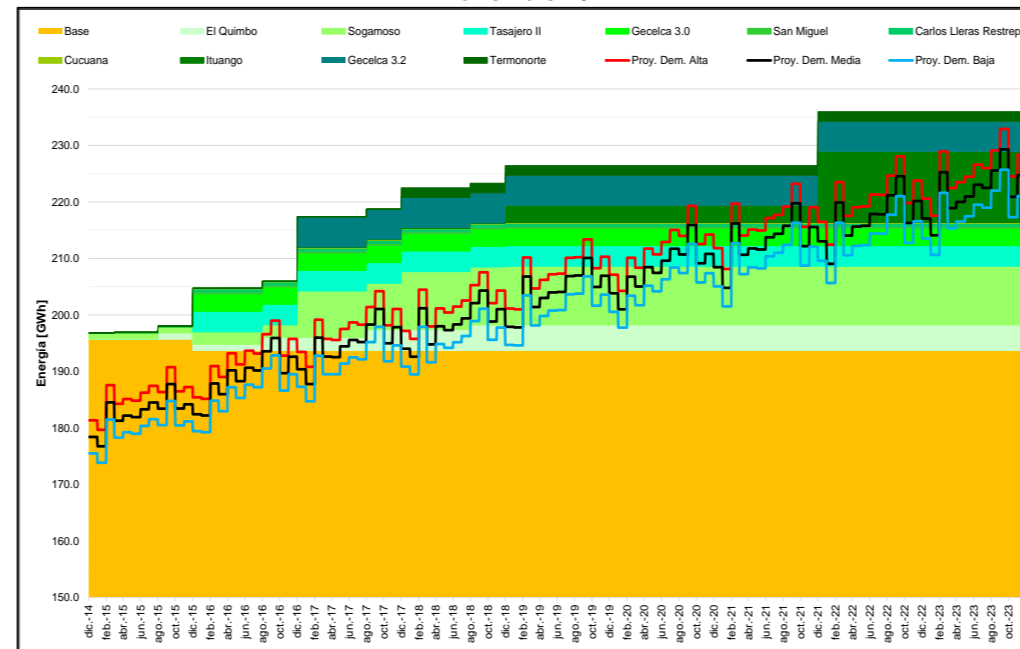
En la Gráfica 22 se presenta el Escenario 3, el cual toma como referencia el escenario base, y además tiene dentro de sus consideraciones el atraso en la entrada en operación de la central hidroeléctrica Ituango.

Gráfica 20: Escenario 1 - ENFICC verificada y OEF con atraso de El Quimbo vs Proyecciones de demanda Noviembre 2014



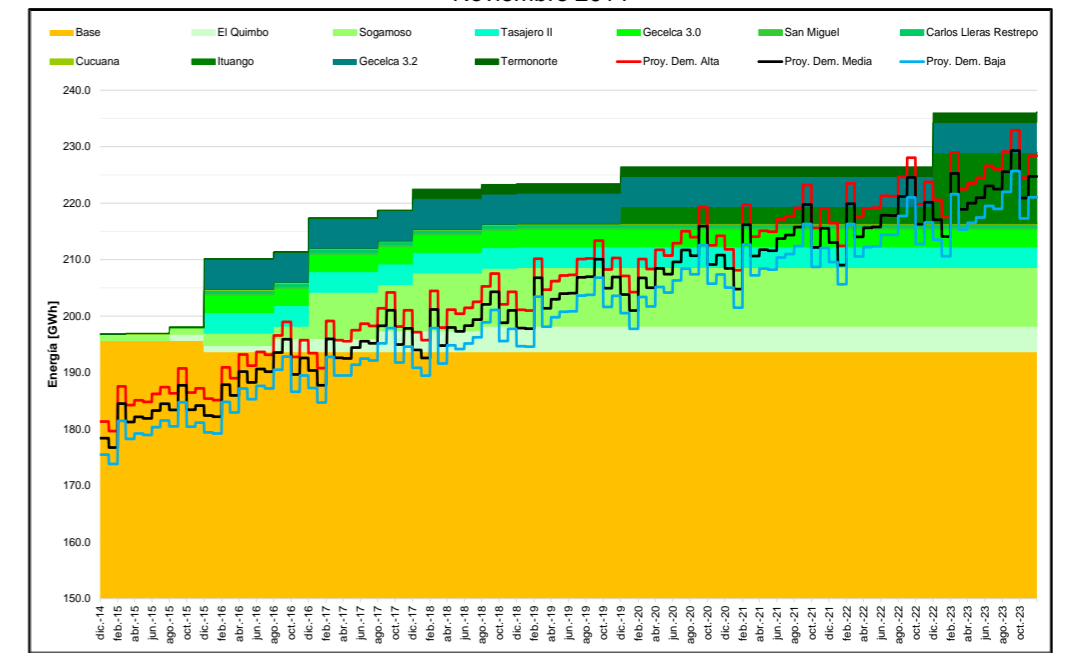
Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 21: Escenario 2 - ENFICC verificada y OEF con atraso de Gecelca 3.2 vs Proyecciones de demanda Noviembre 2014



Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 22: Escenario 3 - ENFICC verificada y OEF con atraso de Ituango vs Proyecciones de demanda Noviembre 2014



Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME
 Fuente de gráfica: UPME

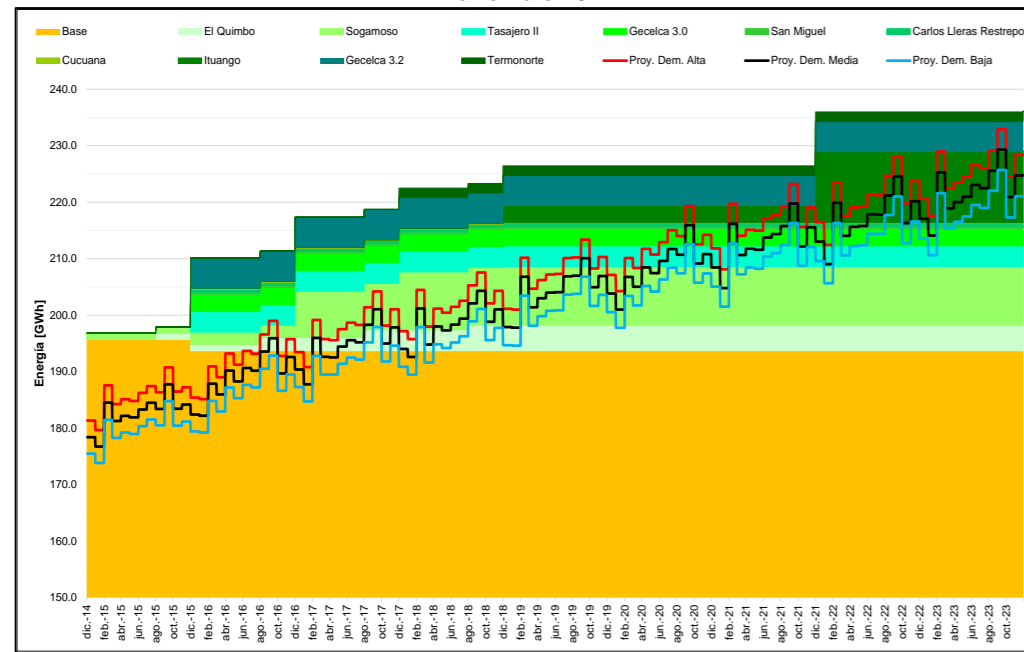
INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE DE 2014 SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

El Escenario 4 parte del escenario base, con un atraso en la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Cucuana. Este escenario es presentado en la Gráfica 23.

El Escenario 5 considera el escenario base y atraso en la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico San Miguel. Este escenario es presentado en la Gráfica 24.

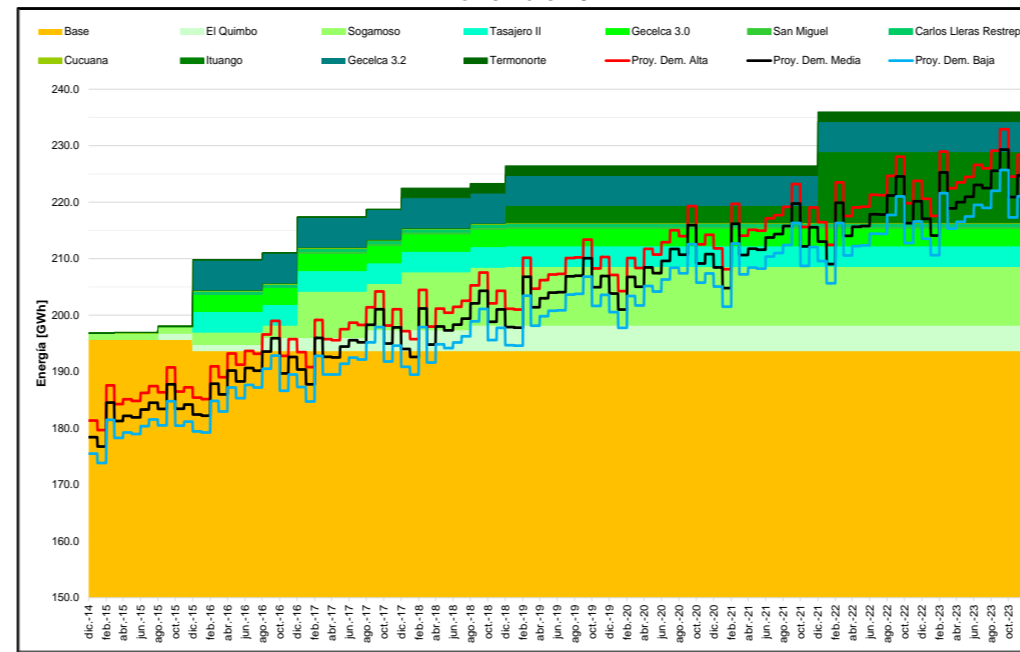
En la Gráfica 25 se presenta el Escenario 6, considera el escenario base y la no entrada en operación de Termonorte, dado el estado en que se encuentra el proyecto, donde aún no se ha definido la tecnología de las unidades generadoras (tipo de combustible).

Gráfica 23: Escenario 4 - ENFICC verificada y OEF con atraso de Cucuana vs Proyecciones de demanda Noviembre 2014



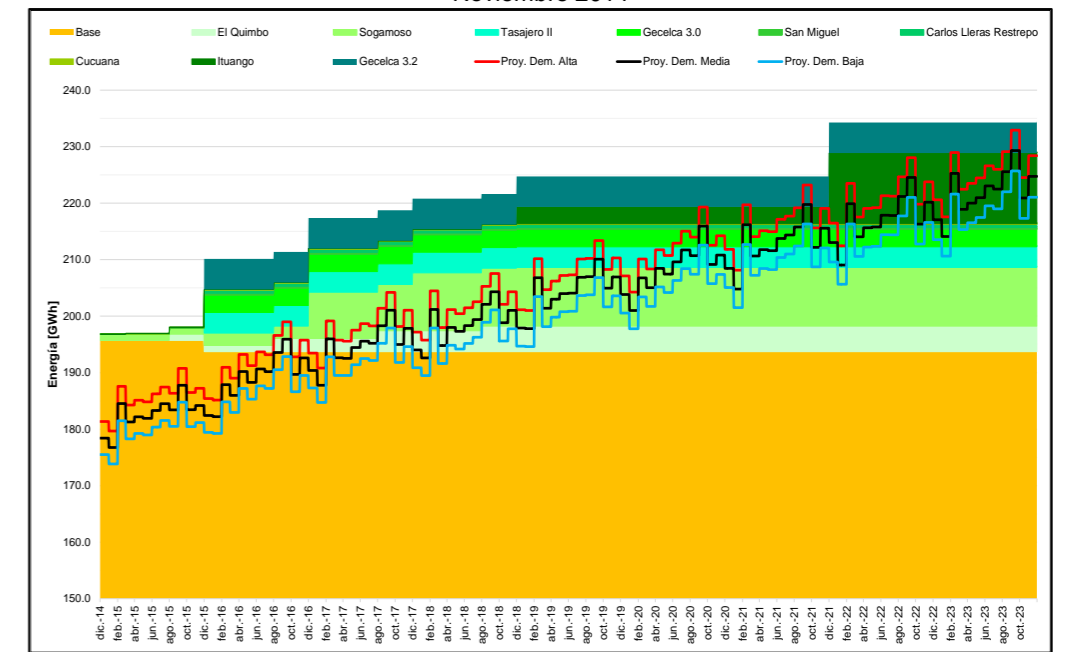
Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 24: Escenario 5 - ENFICC verificada y OEF con atraso de San Miguel vs Proyecciones de demanda Noviembre 2014



Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 25: Escenario 6 - ENFICC verificada y OEF sin incluir Termonorte vs Proyecciones de demanda Noviembre 2014

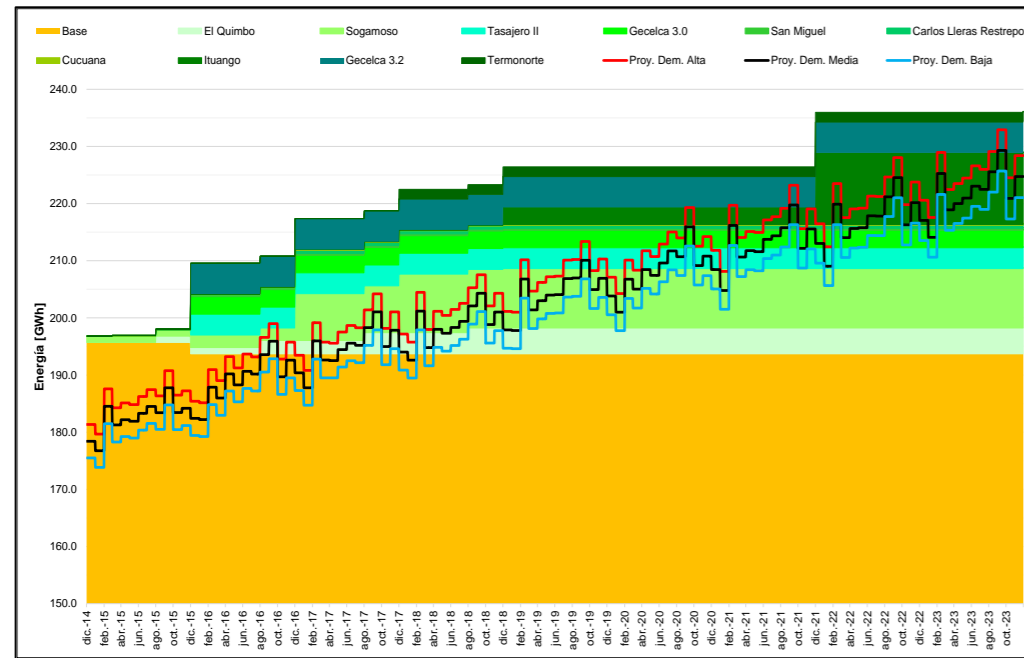


Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME
 Fuente de gráfica: UPME

INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE DE 2014 SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

En la Gráfica 26 se presenta el Escenario 7 el cual contempla el escenario base, considerando un atraso en la entrada en operación del proyecto Carlos Lleras Restrepo.

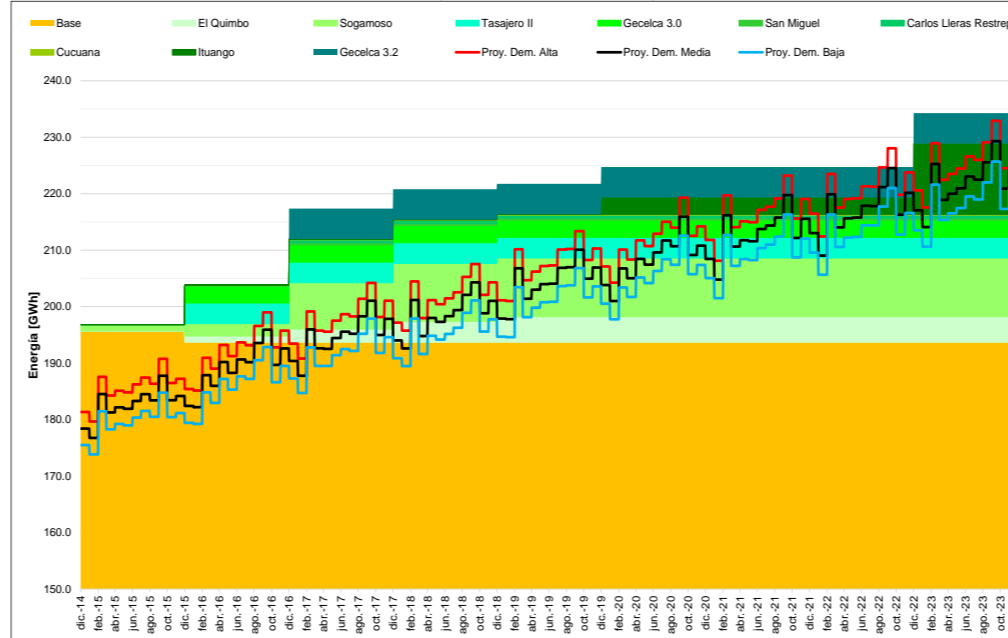
Gráfica 26: Escenario 7 - ENFICC verificada y OEF con atraso de San Miguel vs Proyecciones de demanda Noviembre 2014



Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME
 Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 27 se presenta el Escenario 8, el cual contempla una combinación de los escenarios de atraso máximo en todos los proyectos, adicionalmente, considera la no entrada del proyecto Termanorte.

Gráfica 27: Escenario 8 - ENFICC verificada y OEF crítico vs Proyecciones de demanda Noviembre 2014



Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME
 Fuente de gráfica: UPME

Asimismo, al analizar el Escenario 8, se encuentra que en los meses de agosto y septiembre de 2022 la proyección de demanda Alta supera el valor agregado de la Enficc Verificada y las Obligaciones de Energía Firme.

REFERENCIAS

- UPME, **Revisión de proyecciones de demanda – Noviembre de 2014**. Consultado: Diciembre de 2014
- XM S.A. E.S.P, **Sistema de información**. Consultado: Diciembre de 2014

Las gráficas anteriores relacionan, para cada escenario, la Energía Firme verificada y la Obligación de Energía Firme, comparadas con la proyección de demanda de energía eléctrica, escenarios de crecimientos Alto, Medio y Bajo, de las proyecciones publicadas por la Upme en noviembre de 2014. Destacándose que ante el atraso del proyecto hidroeléctrico Ituango, bajo el supuesto establecido (1 año), se comprometería la atención de la demanda en el mes de septiembre del año 2022.