

INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta las fechas previstas para entrada en operación de los proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad, se incluye el avance reportado por los responsables de los mismos y/o los auditores de cada uno, con fecha de corte a 30 de junio de 2016. Respecto al documento publicado con corte a abril de 2016, se continúa con el seguimiento a Ituango, Gecelca 3.2 y Termonorte. Asimismo, se incorpora un nuevo informe de avance del proyecto de la Planta de Regasificación de Gas Natural.

Igualmente se presenta 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 de largo plazo más reciente publicada por la UPME (junio 2016), 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.

Otro factor que se debe tener en cuenta para el presente informe en cuanto al desarrollo de los proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad, es la Resolución CREG 122 de 2016, por la cual se convoca a una Subasta de Reconfiguración de Venta para el período 2016-2017, dando la opción de venta a los agentes con OEF para este periodo.

Adicionalmente la Resolución 122 establece: “... los plazos para el cumplimiento de la actualización de garantías y registro de contratos de respaldo previstos en la Resolución CREG 061 de 2007, y las auditorías de plantas de que trata el artículo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006, se suspenderán para las plantas en construcción que tengan OEF para el período 2016-2017 una vez entre en vigencia la presente Resolución”. Lo anterior, sin perjuicio de la certificación del porcentaje de avance del proyecto que pueda requerir el agente propietario o representante del mismo. Se reanuda la contabilización de los plazos y auditorías señaladas en presente artículo diez (10) hábiles siguientes a la etapa de asignación y publicación de la Subasta de Reconfiguración de Venta para el periodo 2016-2017...”

1. 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.

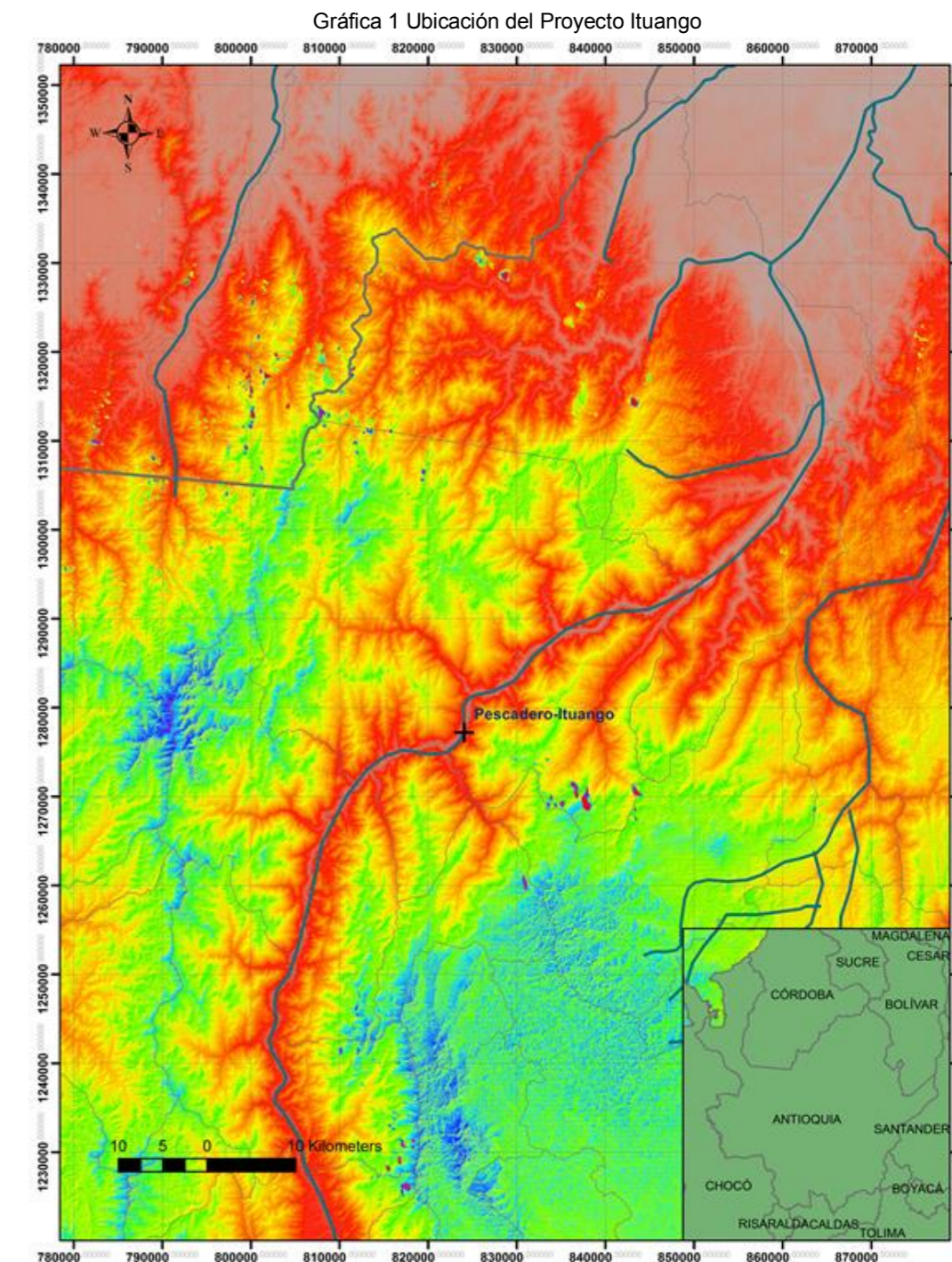
Ituango fue incluido en el grupo de Proyectos de Interés Nacional y Estratégico - PINES.

Tabla 2 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.



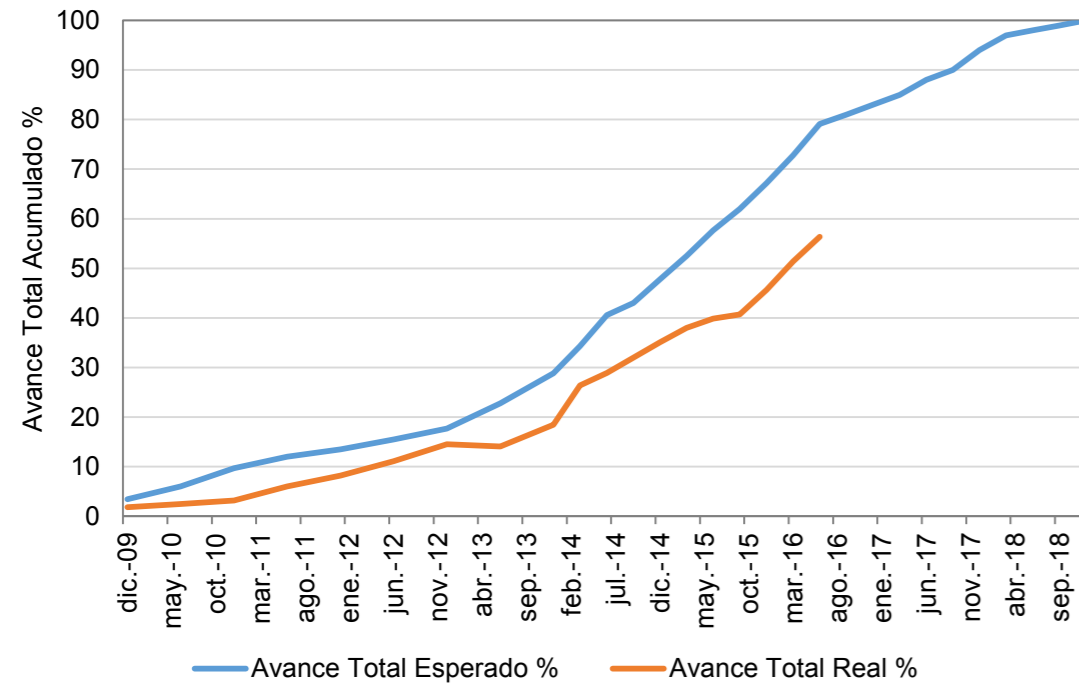
*Se tiene en cuenta que el tiempo estimado de un proyecto para entrar en operación puede ser de 3 a 5 años, es decir, el 30 % es un atraso superior a un año.

INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – JUNIO 2016

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Curva S

Gráfica 2 Seguimiento a la Curva S Ituango



Fuente: EPM.

2. 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 realizará en cercanías de Santa Marta, a dos kilómetros del peaje de Neguanje, en la salida hacia Riohacha.

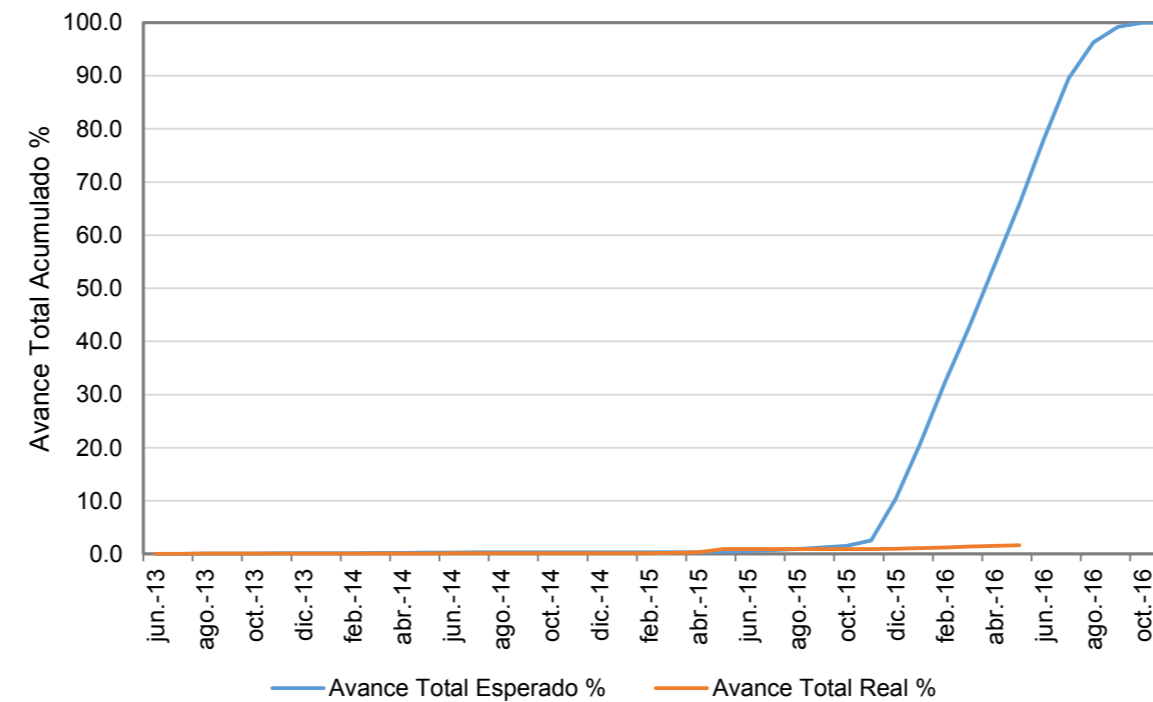
Tabla 3 Principales características del Proyecto Termonorte

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

Gráfica 3 Seguimiento a la Curva S Termonorte



Fuente: Auditor del Proyecto.

Avance

- Según el informe presentado por la auditoría del proyecto, con corte a 31 de mayo de 2016, el avance es del 1.636% frente al 65.82% programado en la curva "S" registrada ante la CREG. Representando un atraso de 64.18 %

- La UPME aprobó el punto de conexión del proyecto a la subestación Termocol 220 kV.

Alertas

- No se ha conseguido la Licencia Ambiental.
- No se ha producido cierre financiero ni se cuenta con contrato de suministro de combustible.
- No está definido el equipamiento del proyecto ya que se desconoce el número de unidades y su capacidad y ni siquiera se cuenta con un plano preliminar de implantación. No se han adelantado actividades de pre-ingeniería.

Estado



Avance

- De acuerdo con la información reportada por el auditor del proyecto con corte a 30 de junio de 2016, el avance real es del 55.10% respecto al 79.1 % esperado según la curva S reportada ante la CREG.

Alertas

- El avance se afectó debido a presencia de zonas geológicas inestables en los sitios de presa, plazoleta de compuertas y casa de máquinas.

Estado



3. PROYECTO GECELCA 3.2

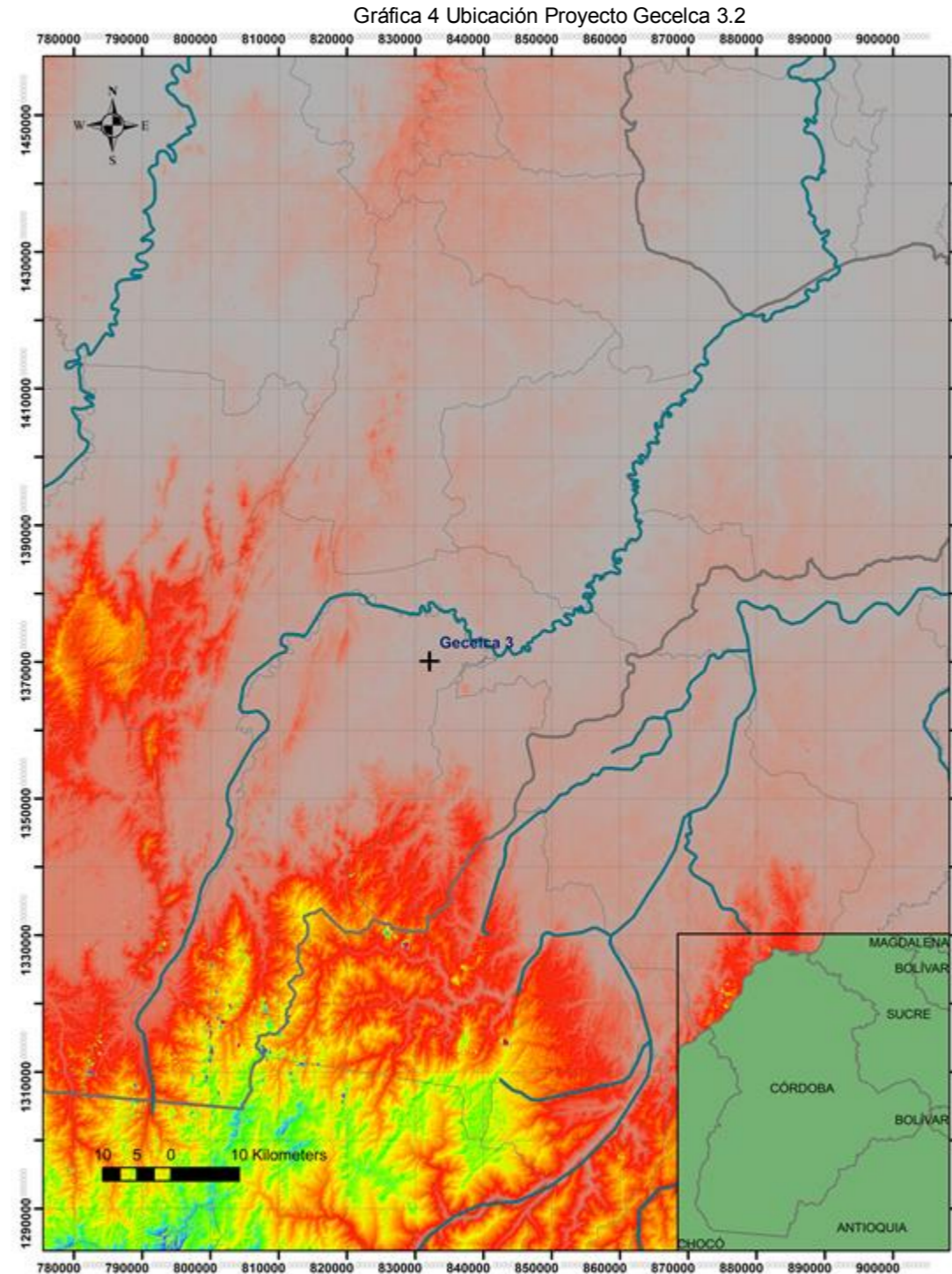
El proyecto consiste en la construcción y puesta en operación de una Central térmica con capacidad efectiva neta de 250 MW, con una unidad de vapor operada en el ciclo Rankine regenerativo. Estará localizado en el municipio Puerto Libertador, departamento de Córdoba.

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 4 Principales características Proyecto Gecelca 3.2

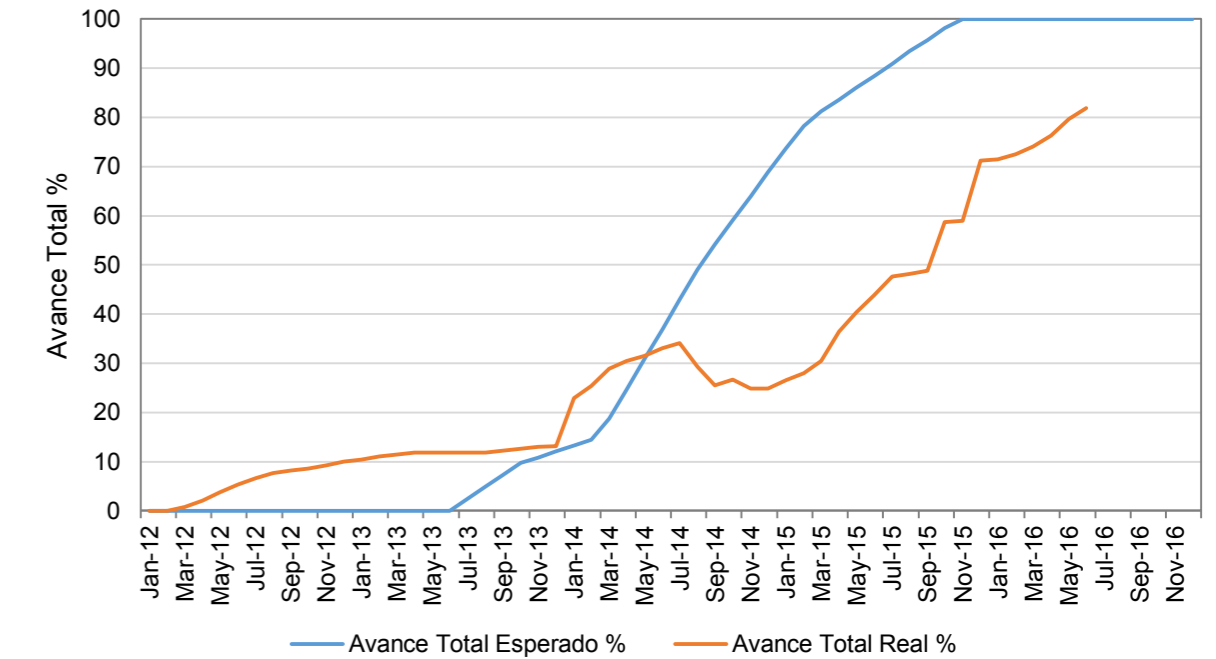
Principales Características	
Ubicación	Puerto Libertador. Córdoba.
Promotor	Gecelca
Capacidad	250 MW
Tecnología	Térmica. Carbón.
Obligación de Energía en Firme - OEF	1971 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2015
Fecha Entrada en operación**	11 de Noviembre de 2016

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



Curva S

Gráfica 5 Seguimiento a la Curva S Gecelca 3.2



Fuente: Auditor del Proyecto

Avance

- De acuerdo al informe del Auditor, el avance del proyecto es del 81.91% frente al 100% programado según la curva S declarada ante la CREG, con fecha de corte a 30 de junio de 2016. Atraso del 18.09%.
- En la Subasta de Reconfiguración de Venta para la vigencia diciembre 2016 a noviembre 2017, GECELCA adquirió 5.241.095 kWh-día. Puesto que las OEF del proyecto ascienden a 5.400.000 kWh-día, el faltante, o sea 158.905 kWh-día fueron cedidos por GECELCA a AES Chivor & Cía SCA ESP mediante contrato registrado ante el ASIC.

Alertas

- Los principales atrasos del proyecto se presentan en las obras civiles y en el montaje de los equipo.

Estado



4. PROYECTO PLANTA REGASIFICADORA

La planta de regasificación de gas natural importado está representada por los agentes TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P., con la planta TEBSA, TERMOCANDELARIA con las plantas TERMOCANDELARIA 1 y TERMOCANDELARIA 2, y ZONA FRANCA CELSIA con la Planta FLORES I. El proyecto contempla la construcción de una terminal de regasificación en Cartagena, para abastecer a las centrales generadoras locales. La iniciativa consta de dos fases. La primera contempla la construcción de instalaciones marítimas, incluido el puerto, muelle, tubería de conexión y una unidad flotante de almacenamiento y regasificación con 170000 m³ de almacenamiento y 400 Mpc/día de capacidad de regasificación, respectivamente. La segunda fase considera la construcción de instalaciones de regasificación, almacenamiento y licuefacción.

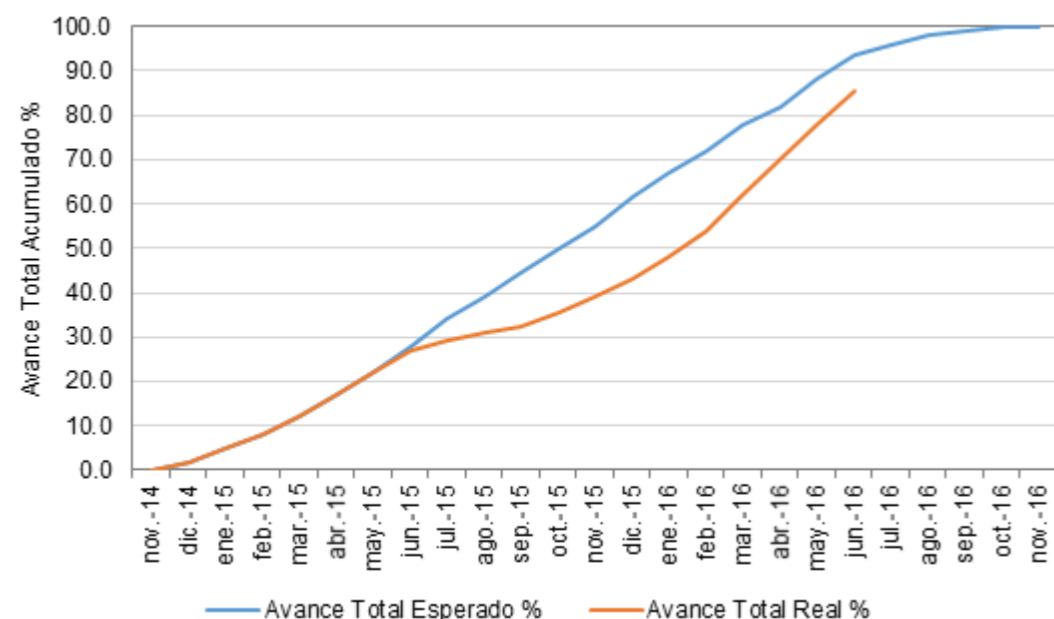
Tabla 5 Características Proyecto Planta de Regasificación

Principales Características	
Ubicación	Cartagena, Bolivar
Tipo de proyecto	Costa adentro, GNL, Midstream
Capacidad del Proyecto	400 Mpc / día GNL
Fecha Entrada en operación**	Diciembre 2016

Fuente: UPME, Auditor del proyecto.

Curva S

Gráfica 6 Seguimiento Curva S Aproximada Planta Regasificadora GNL.



Fuente: UPME a partir de información suministrada por Auditor.

Avance

- De acuerdo al informe de avance entregado por el Auditor, con fecha de corte a 15 de junio de 2016, el proyecto presenta un avance verificado de 85.46% de 93.66% esperado según la curva S declarada ante la CREG.

Estado

El proyecto cuenta con un atraso de 351 días con respecto al inicio del periodo de vigencia de las obligaciones (1 de diciembre de 2015)

Según lo establecido en el literal a. del artículo 2º de la resolución CREG 071 de 2014, se considera incumplimiento grave o insalvable cuando haya incumplimiento del cronograma de construcción, que implique que la puesta en operación de la infraestructura de importación ocurrirá en un plazo superior a dos años contados a partir del IPVO (Inicio del Periodo de Vigencia de las Obligaciones).

5. 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 6 Seguimiento a otros proyectos de Generación sin CXC.

Proyecto	Ubicación	Capacidad	Agente	Estado
Tunjita	Macanal / Boyacá	19.8 MW	AES Chivor	AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P., declaró en operación comercial la central de generación TUNJITA de 19.7 MW, a partir de las 12:00 horas del 30 de junio de 2016.

Fuente: Agentes promotores.

6. ENFICC VERIFICADA Y OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME.

A continuación se presenta la comparación entre la proyección diaria promedio de demanda de energía eléctrica, revisión junio 2016, y la Energía Firme de las plantas existentes (ENFICC verificada), agregada con las obligaciones de las centrales nuevas (cargo por confiabilidad).

Lo anterior no 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 tuvieron en cuenta las fechas de entrada en operación reportadas recientemente, las cuales se listan en los informes de seguimiento a los proyectos de generación, que periódicamente publica la Unidad.

Tabla 7: Escenarios considerados ejercicio de verificación de ENFICC

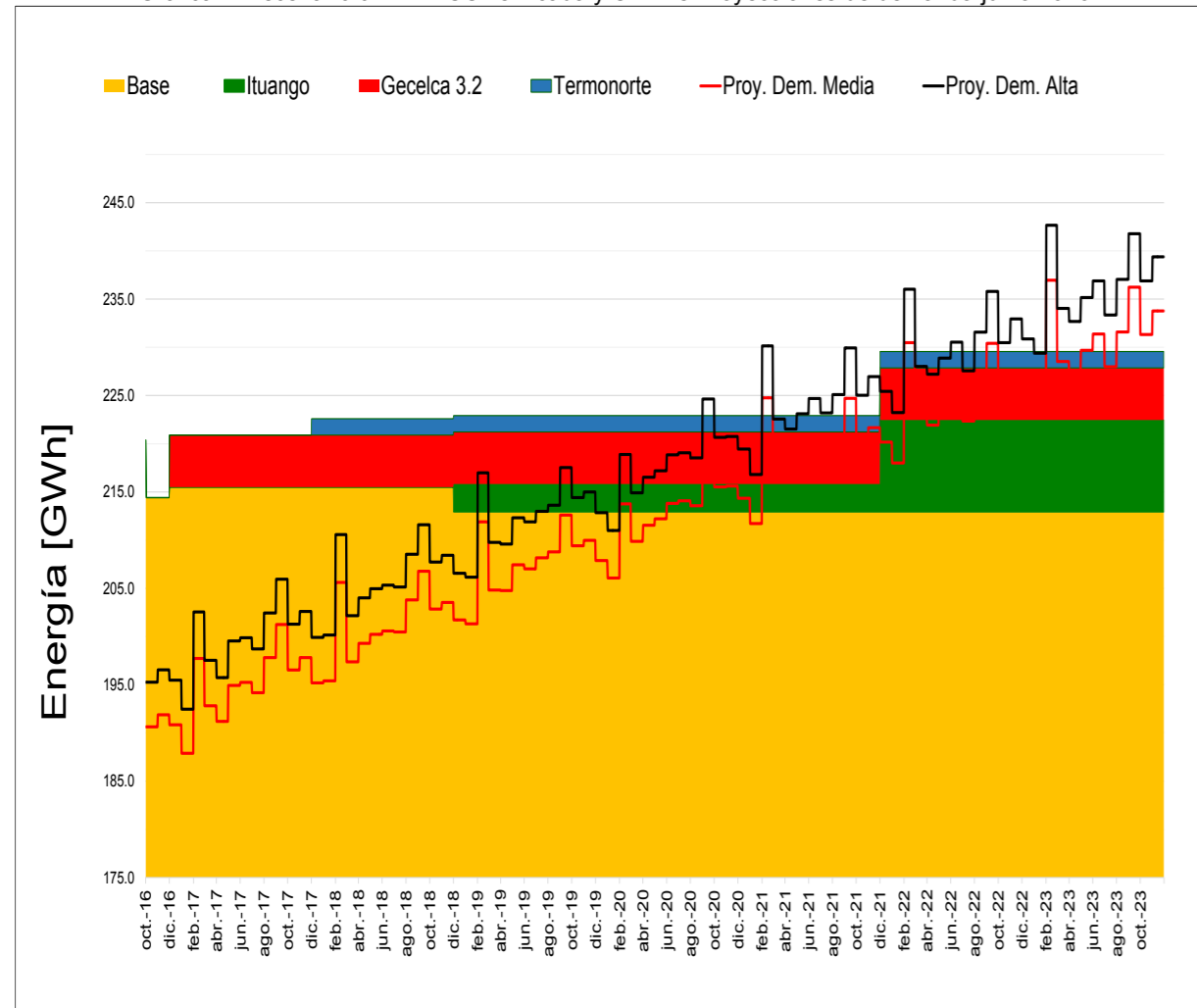
	Escenario 0	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
	ENFICC Verificada	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida
Ituango	dic-18	dic-18	dic-19	dic-18	dic-19
Gecelca 3.2	nov-16	jul-17	nov-16	nov-16	jul-17
Termonorte	dic-17	dic-17	dic-17	-	-

Fuente de datos: Sistema de información de XM
Fuente de tabla: UPME

Este ejercicio se realizó para cinco (5) escenarios diferentes, los cuales contemplan un escenario base, escenarios con el atraso de algunos proyectos que adquirieron OEF, y la no ejecución de otro (ver Tabla 7). El atraso considerado corresponde al máximo atraso permitido para mantener la OEF, asumiendo que las mismas no se pueden ceder. Todo lo anterior con el objetivo de brindar señales y advertir posibles situaciones de desabastecimiento.

El primer caso corresponde al Escenario base (ver Gráfica 7). Este considera la ENFICC verificada y las Obligaciones de Energía Firme de todos los proyectos en las fechas establecidas. Bajo estas consideraciones, la atención de la demanda puede verse comprometida en septiembre de 2020 para el escenario alto de las proyecciones publicadas en junio de 2016.

Gráfica 7: Escenario 0 - ENFICC verificada y OEF vs Proyecciones de demanda junio 2016

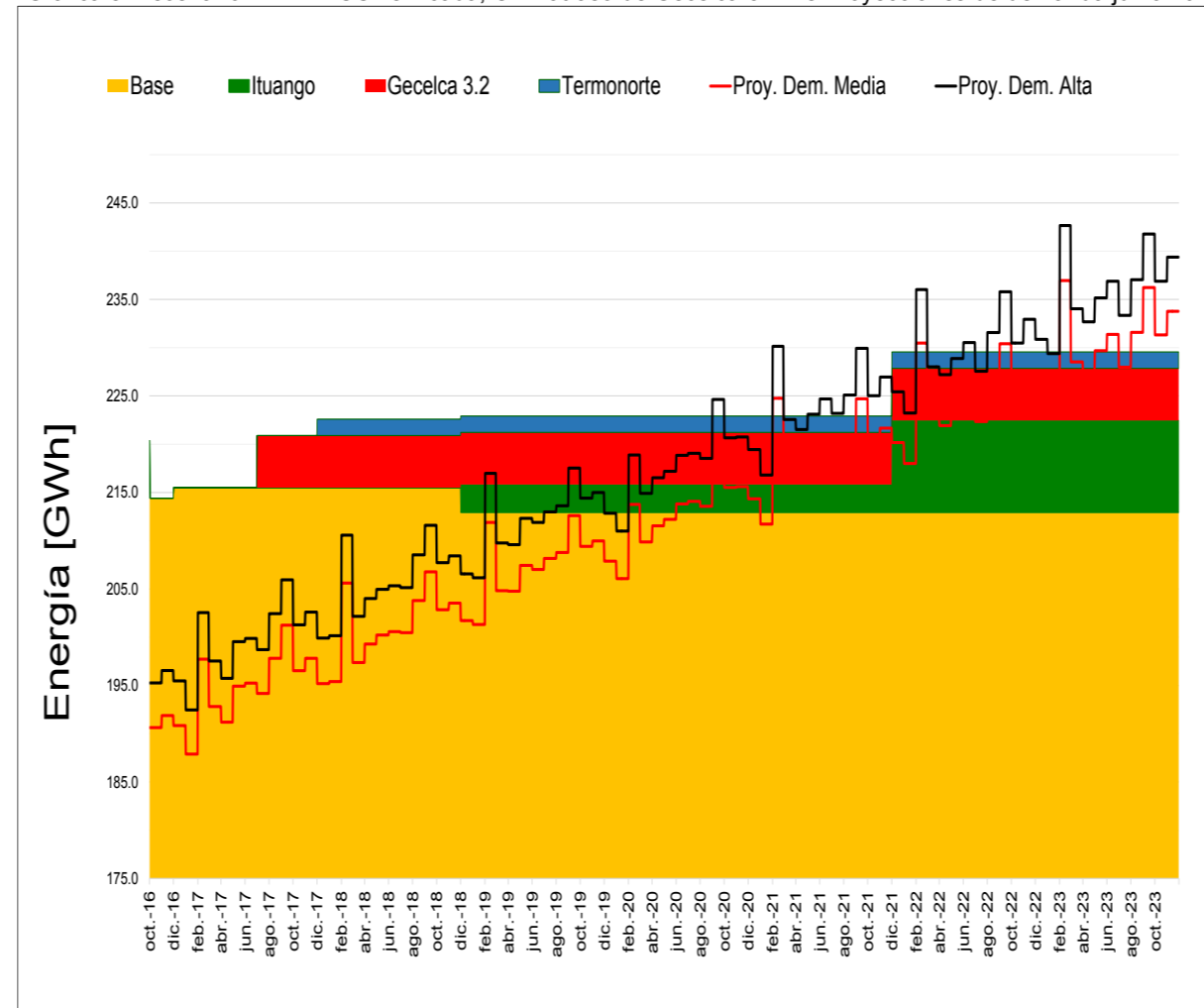


Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME
 Fuente de gráfica: UPME

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

En la Gráfica 8 se presenta el Escenario 1, el cual considera un atraso en la entrada en operación del proyecto carboeléctrico Gecelca 3.2 de acuerdo a lo presentado en la Tabla 7.

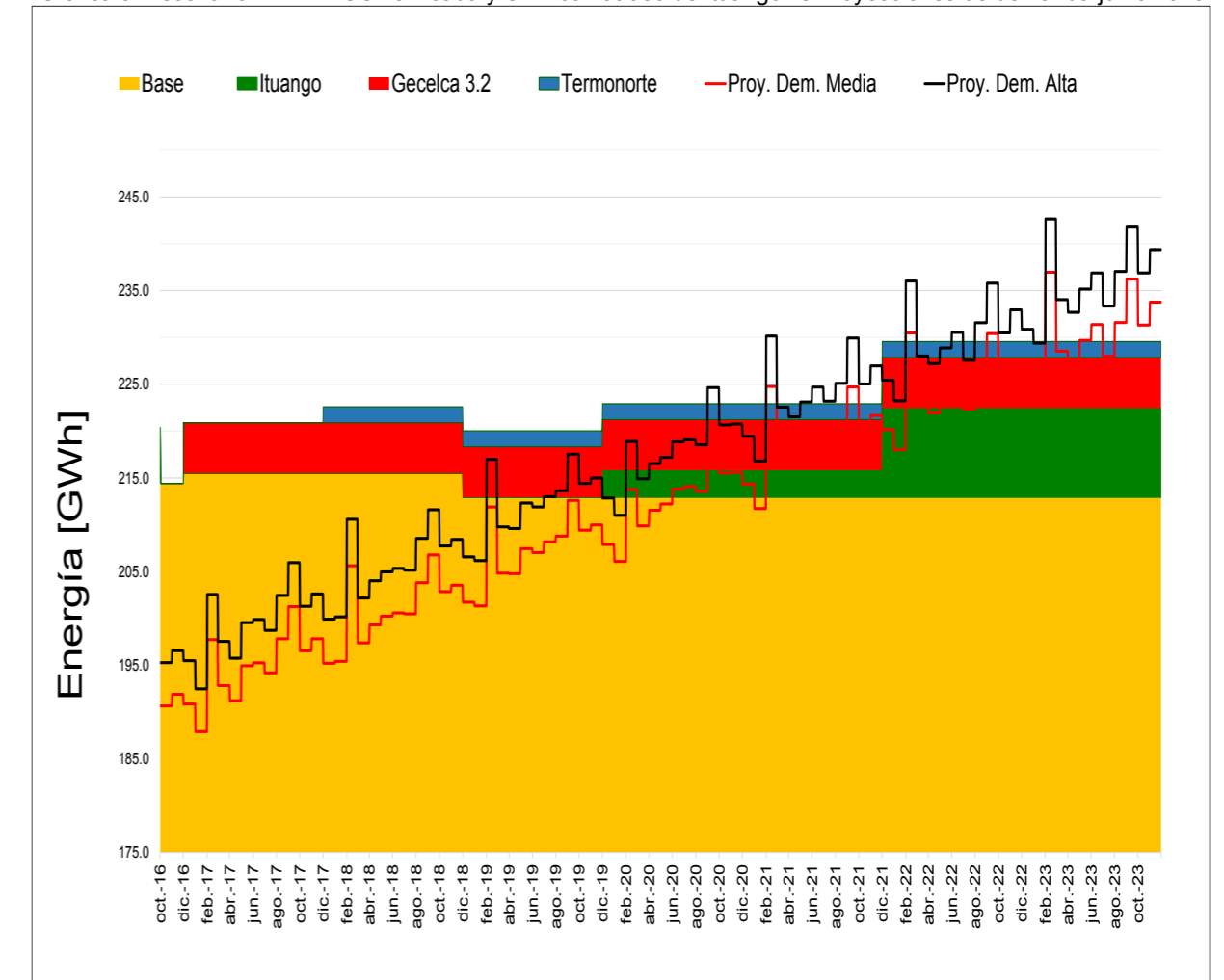
Gráfica 8: Escenario 1 - ENFICC verificada, OEF atraso de Gecelca 3.2. vs Proyecciones de demanda junio 2016



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

En la Gráfica 9 se presenta el Escenario 2, el cual toma como referencia el escenario base y un atraso en la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Ituango.

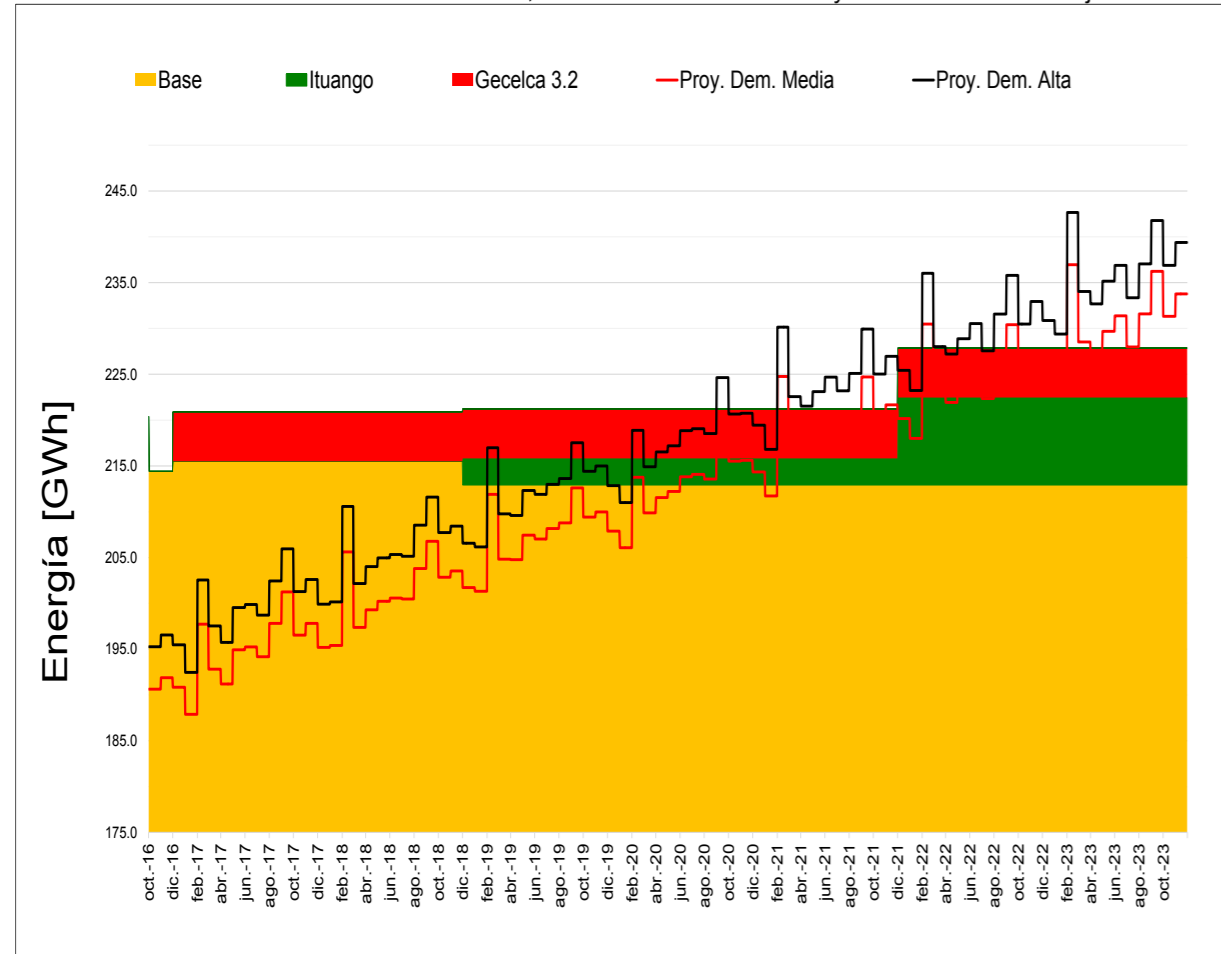
Gráfica 9: Escenario 2 - ENFICC verificada y OEF con atraso de Ituango vs Proyecciones de demanda junio 2016



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

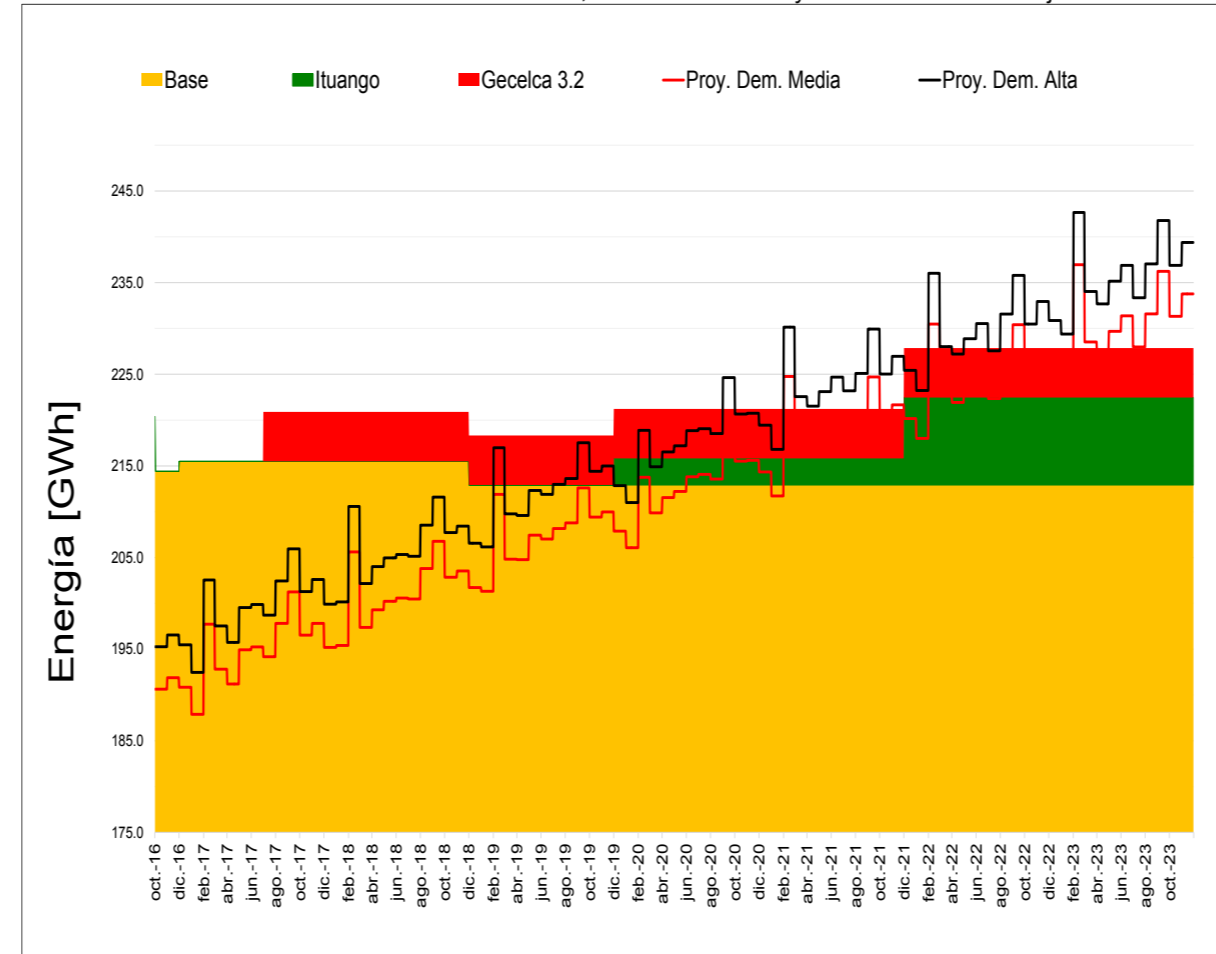
En la Gráfica 10 se presenta el Escenario 3, el cual toma como referencia el escenario base, y además tiene dentro de sus consideraciones la no entrada del proyecto Termonorte.

Gráfica 10: Escenario 3 - ENFICC verificada, OEF sin Termonorte vs Proyecciones de demanda junio 2016



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

Gráfica 11: Escenario 4 - ENFICC verificada, OEF Crítico vs Proyecciones de demanda junio 2016



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

El escenario 3, ante la no entrada de Termonorte, se presenta riesgo de atender la demanda para septiembre de 2020, teniendo en cuenta el escenario alto de las proyecciones publicadas en junio de 2016.

El escenario 4 (atraso todos los proyectos y no entrada de Termonorte) es crítico, presenta el máximo número de meses con desbalance entre oferta de energía en firme y demanda de energía eléctrica, mostrando para demanda alta 36 meses de desbalance y para demanda media 15 meses.

Finalmente la gráfica 11 presenta el escenario 4, es decir el caso crítico, el cual considera todos los atrasos de forma simultánea y la no entrada de TermoNorte.

En la Tabla 8 se describe el número de meses en que se ve comprometida la atención de la demanda, de acuerdo a los escenarios planteados (atrasos en FPO de proyectos) y para los escenarios de proyección de la demanda alto y medio (revisión junio 2016).

Tabla 8 Número de casos con desabastecimiento de la demanda

Escenario	Demanda Alta	Demanda Media
0 - base	28	11
1 - Gecelca 32	28	11
2 - Ituango	29	11
3 - Sin Termonorte	34	14
4 - Crítico	36	15

Fuente: UPME