

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 sus auditores, con fecha de corte a 30 de junio de 2017. Respecto al documento publicado con corte a diciembre de 2016, se da continuidad con el seguimiento a Gecelca 3.2, Termonorte e Ituango.

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 el estado de avance y alertas establecidos para cada proyecto, se contrasta la proyección de la demanda de energía eléctrica de largo plazo más reciente publicada por la UPME (octubre 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 considerado 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 de 2016, estableció en el Artículo 5. Transición para plantas en construcción: “... 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 el presente artículo diez (10) hábiles siguientes a la etapa de asignación y publicación de la Subasta de Reconfiguración de Venta para el período 2016-2017...”. Líneas abajo en el recuadro asociado al semáforo del proyecto Gecelca 3.2 se muestran los principales resultados de la subasta.

1. PROYECTO ITUANGO

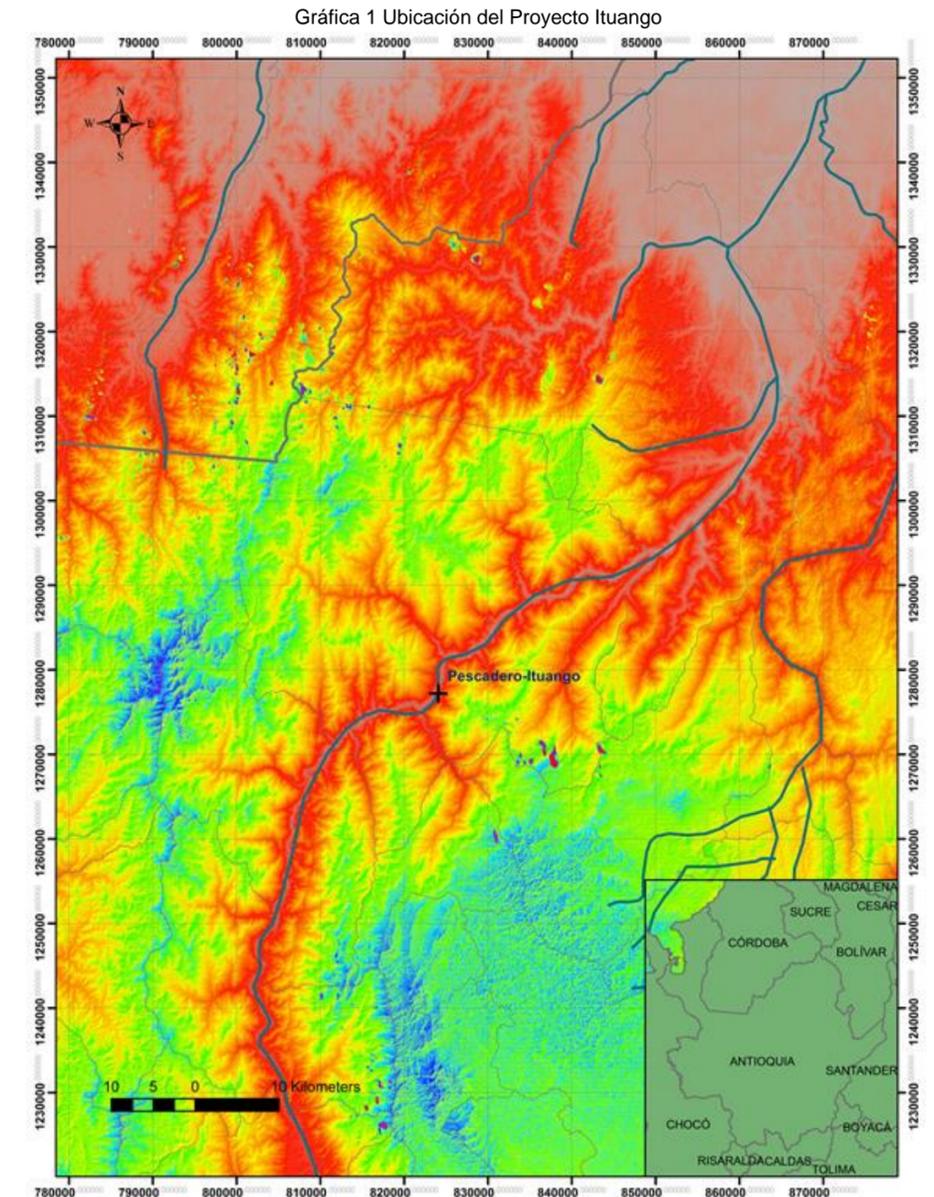
El proyecto está situado en el noroccidente del departamento de Antioquia, a 170 kilómetros de la ciudad de Medellín. Ocupa predios de los municipios de Ituango y Briceño, en donde se localizan las obras principales, y de Santafé de Antioquia, Buriticá, Peque, Liborina, Sabanalarga, Toledo, Olaya, San 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	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.



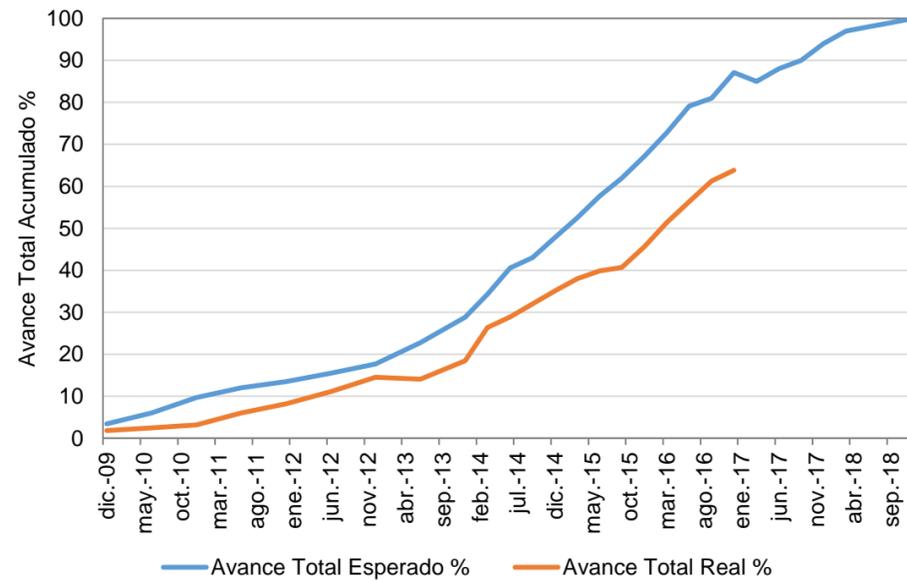
*Se tiene en cuenta que el tiempo estimado de un proyecto para entrar en operación puede ser de 3 a 5 años, es decir, el 30 % es un atraso superior a un año.

INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – JUNIO 2017

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Curva S

Gráfica 2 Seguimiento a la Curva S Ituango



Fuente: EPM y Auditor.

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.

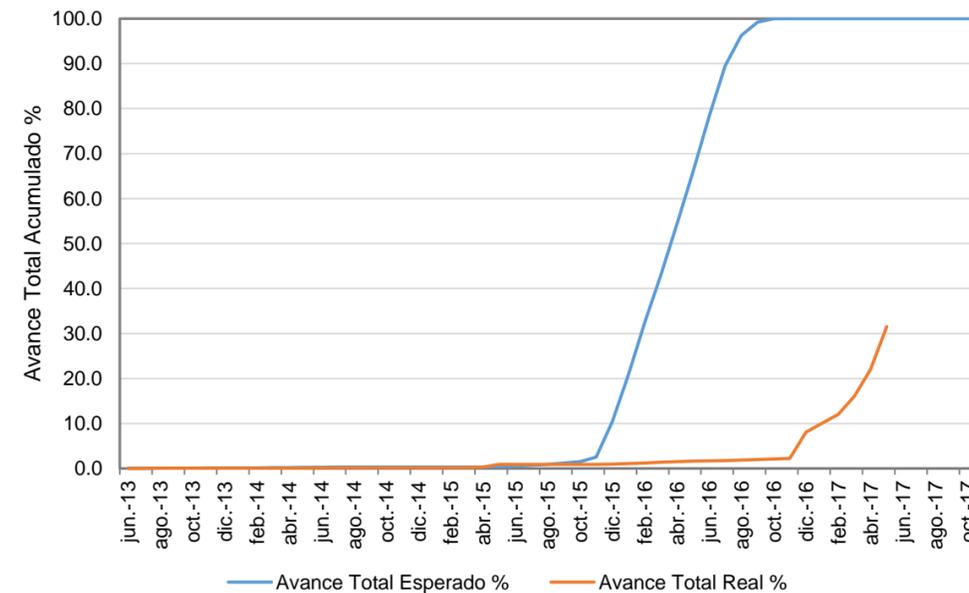
Tabla 3 Principales características del Proyecto Termonorte

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**	28 de Febrero 2018

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 2017, el avance es del 31.52% frente al 100% programado en la curva "S" registrada ante la CREG. Representando un atraso de 68.48%
- La UPME aprobó el punto de conexión del proyecto a la subestación Termocol 220 kV.
- El 2 de diciembre de 2016 se suscribió el contrato EPC para el diseño, suministro y construcción de la planta con Hyundai Heavy Industries Co., Ltd.
- El 6 de diciembre de 2016 se firmó el contrato la firma Tauber Oil Colombia S.A.S., para el suministro de combustóleo pesado.
- Se cuenta con licencia ambiental para el proyecto.
- Se cuenta con la financiación de US\$ 73.000.000 de Goldman, Sachs & Co. LLC.

Estado



Avance

- De acuerdo con la información reportada por el Auditor en marzo de 2017 y con corte a Diciembre 31 2016 el proyecto presenta avance real es del 63.86 % respecto al 87.14 % esperado según la curva S reportada ante la CREG. Lo que representa un atraso de 23.28%

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

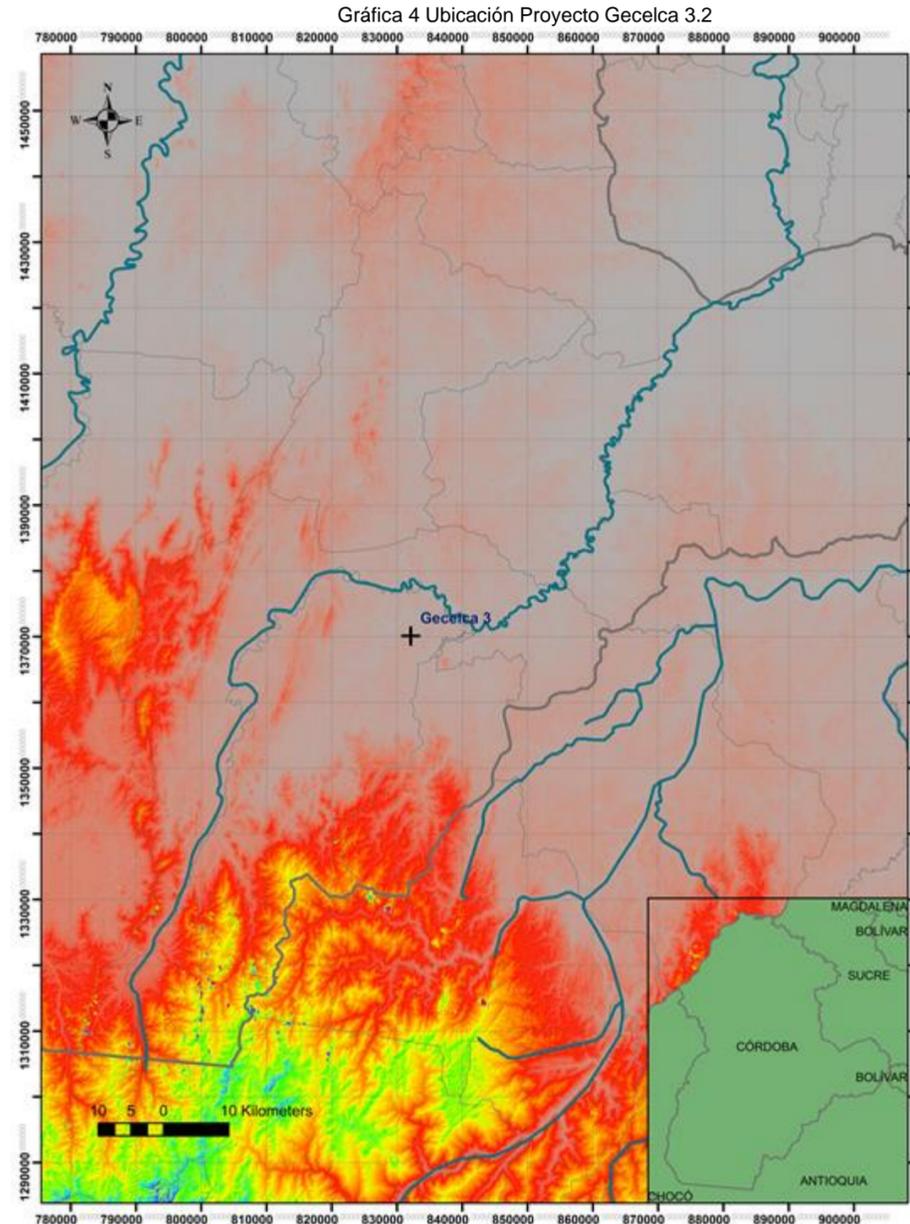
El proyecto consiste en la construcción y puesta en operación de una Central térmica con capacidad efectiva neta de 250 MW, con una unidad de vapor operada en el ciclo Rankine regenerativo. Estará localizado en el municipio Puerto Libertador, departamento de Córdoba.

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 Balastrera”, 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 Balastrera” y la Central será readecuado por esta entidad, se ensanchará, pavimentará y reconstruirá el puente sobre la quebrada San Pedro.

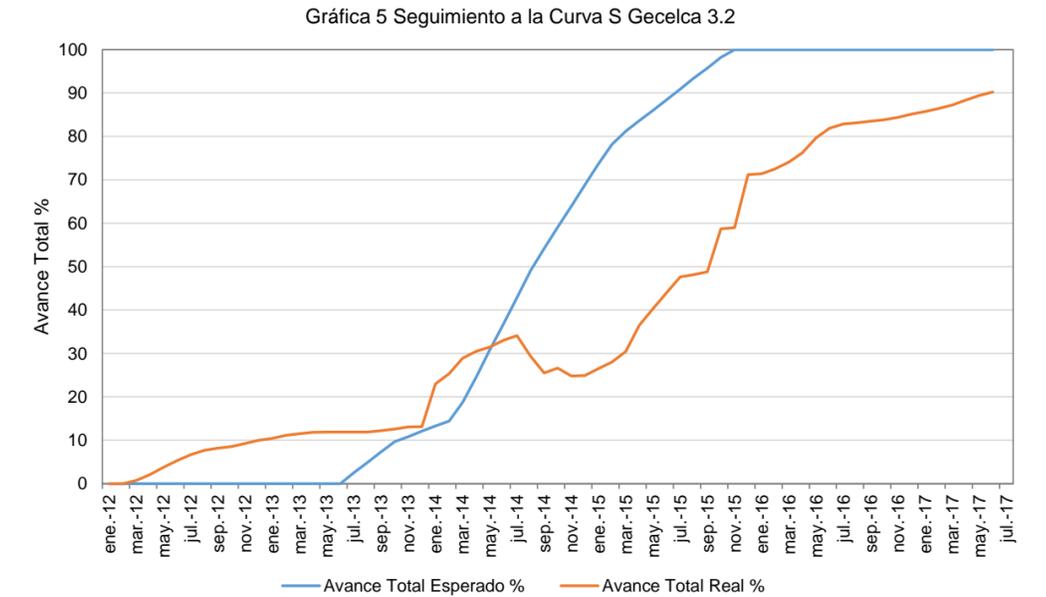
Tabla 4 Principales características Proyecto Gecelca 3.2

Principales Características	
Ubicación	Puerto Libertador. Córdoba.
Promotor	Gecelca
Capacidad	250 MW
Tecnología	Térmica. Carbón.
Obligación de Energía en Firme - OEF	1,971 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2015
Fecha Entrada en operación**	30 de noviembre 2017

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



Curva S



Fuente: Auditor del Proyecto

Avance

- De acuerdo al informe del Auditor, el avance del proyecto es del 90.25% frente al 100% programado según la curva S declarada ante la CREG, con fecha de corte a 30 de junio de 2017. Atraso del 9.75%.
- 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 (2,94%) fueron cedidos por GECELCA a AES Chivor & Cía SCA ESP mediante contrato registrado ante el ASIC.
- De acuerdo con lo anterior, GECELCA 3.2 asumirá las OEF a partir de diciembre de 2017.

Alertas

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

Estado



INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – JUNIO 2017

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

4. ENFICC VERIFICADA Y OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME.

A continuación se presenta la comparación entre la proyección diaria promedio de demanda de energía eléctrica, revisión febrero de 2017, y la Energía Firme de las plantas existentes (ENFICC verificada junio de 2017), 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.

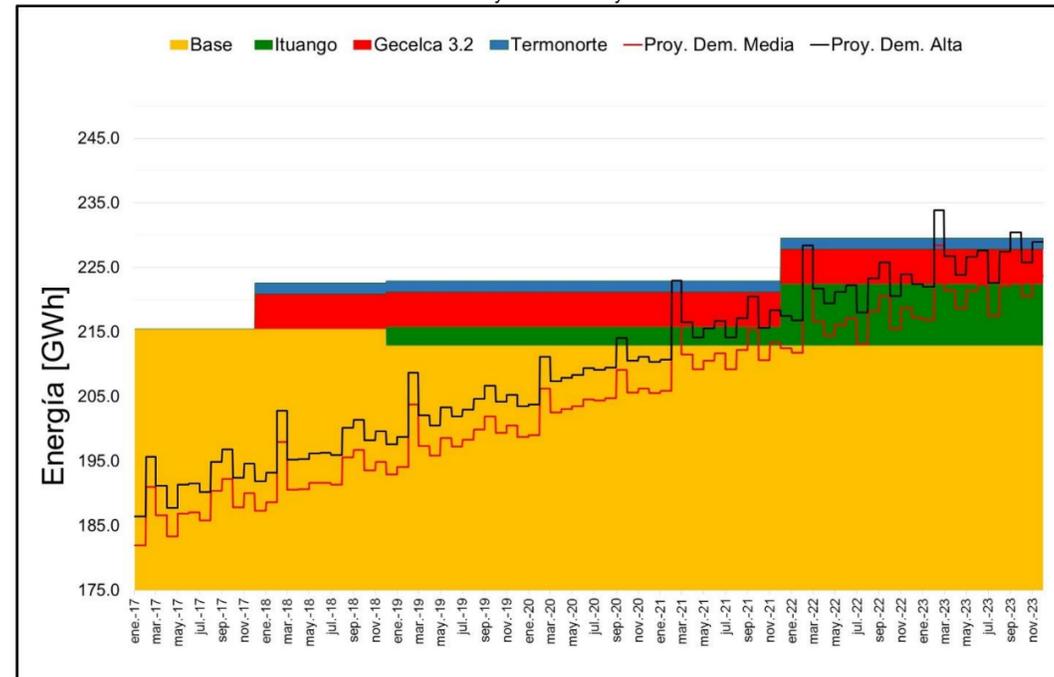
Tabla 5 Escenarios considerados ejercicio de verificación de ENFICC

	Escenario 0	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
ENFICC Verificada	Incluida	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, además de un escenario crítico (ver Tabla 5). 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 6). Este considera la ENFICC verificada y las Obligaciones de Energía Firme de todos los proyectos en las fechas establecidas.

Gráfica 6 Escenario 0 - ENFICC verificada y OEF vs Proyecciones de demanda Febrero 2017



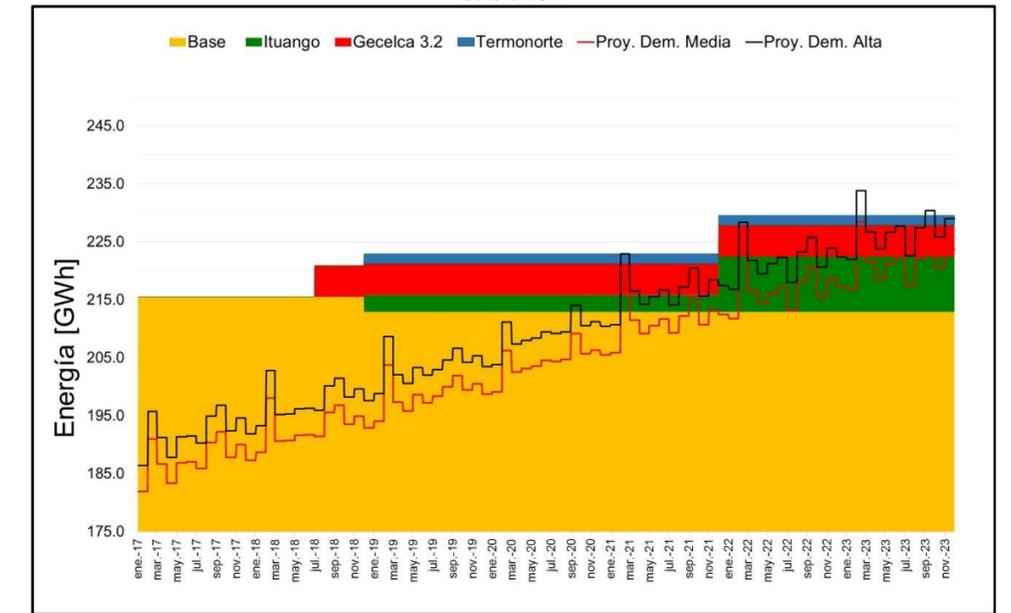
Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME
Fuente de gráfica: UPME

Se puede verificar que en este escenario se comprometería la atención de la demanda en febrero del año 2023, bajo el escenario de proyección alto de la demanda de febrero de 2017.

En la Gráfica 7 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 5.

Se puede verificar que en este escenario se comprometería la atención de la demanda en febrero del año 2023, bajo el escenario de proyección alto de la demanda de febrero de 2017.

Gráfica 7 Escenario 1 - ENFICC verificada y OEF con atraso de Gecelca 3.2. vs Proyecciones de demanda febrero 2017



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

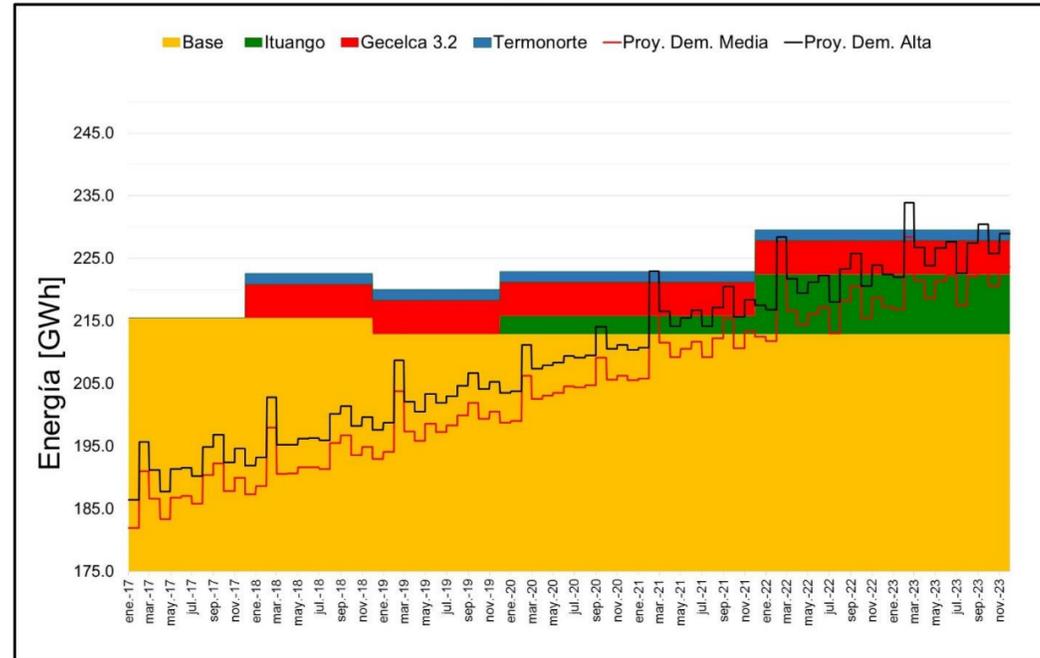
En la Gráfica 8 se presenta el Escenario 2, el cual toma como referencia el escenario base y un atraso en la entrada en operación del proyecto Ituango.

Se puede verificar que en este escenario se comprometería la atención de la demanda en febrero de 2023, bajo el escenario de proyección alto de la demanda de febrero de 2017.

INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – JUNIO 2017

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Gráfica 8: Escenario 2 - ENFICC verificada y OEF con atraso de Ituango vs Proyecciones de demanda febrero 2017

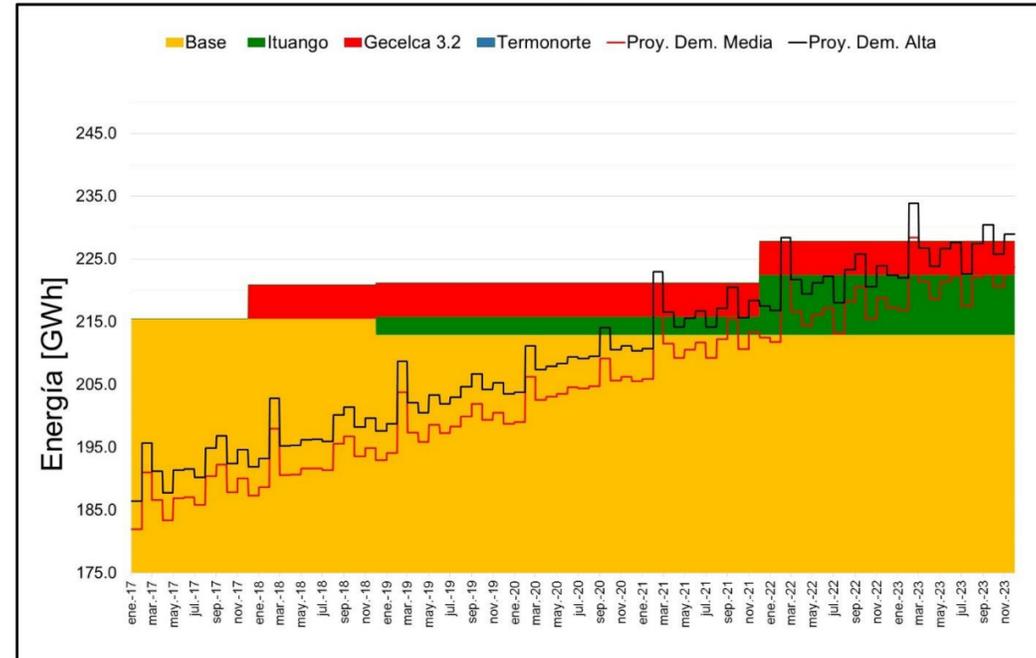


Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME
 Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 9 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.

Se puede verificar que en este escenario se comprometería la atención de la demanda en febrero del año 2023, bajo el escenario de proyección alto de la demanda de febrero de 2017.

Gráfica 9 Escenario 3 - ENFICC verificada y OEF con no entrada de Termonorte vs Proyecciones de demanda febrero 2017

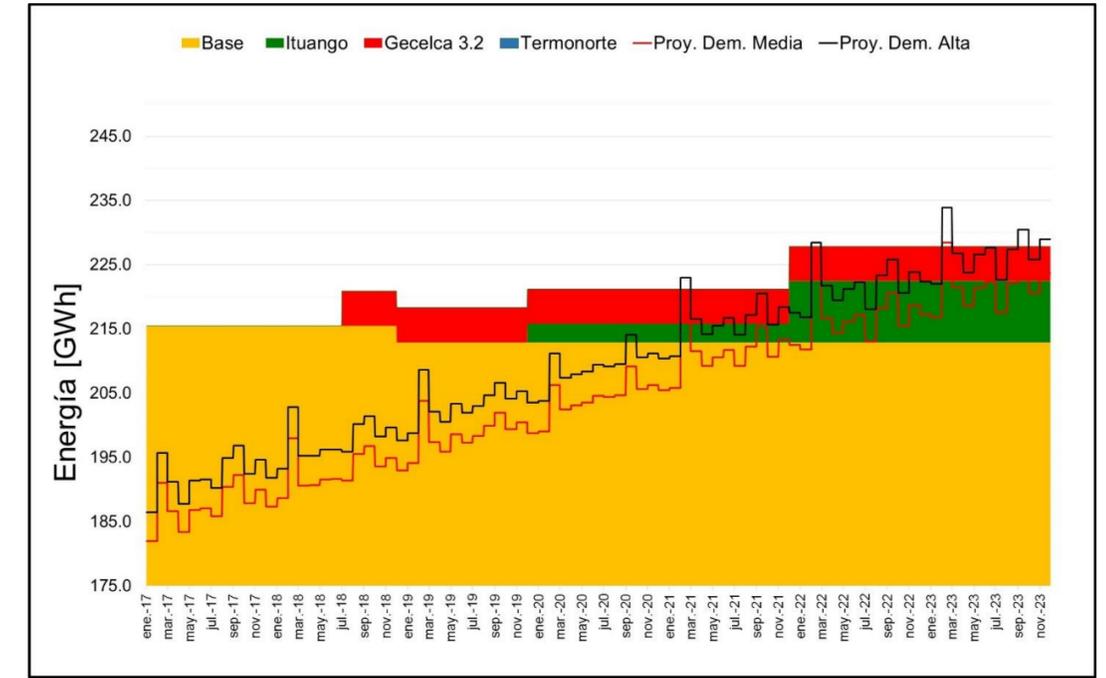


Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME
 Fuente de gráfica: UPME

El Escenario 4 contempla una combinación de todas las posibilidades de atraso. Este escenario es presentado en la Gráfica 10.

Se puede verificar que en este escenario se comprometería la atención de la demanda en febrero del año 2021, bajo el escenario de proyección alto de la demanda de febrero de 2017.

Gráfica 10: Escenario 4 - ENFICC verificada y OEF crítico vs Proyecciones de demanda febrero 2017



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