



■ filial de isa

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Informe CND Dirigido al Consejo Nacional de Operación Documento XM-CND-003

Jueves 12 de enero de 2017

Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

**Dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de
acordar**

**los aspectos técnicos para garantizar que la
operación integrada del Sistema Interconectado
Nacional sea segura, confiable y económica, y ser
el órgano ejecutor del reglamento de operación**

**Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM - CND - 003
Jueves 12 de enero de 2017**

Contenido

1	Situación operativa	Balance 2016 Análisis retraso Ituango Aplicación Res CREG 224
2	Variables en el SIN	Generación y Demanda Hidrología
3	Panorama Energético	Análisis energético de mediano plazo
4	Varios	Indicadores calidad operación Seguimiento proyectos Acuerdo CNO 696



■ filial de isa

SITUACIÓN OPERATIVA

1. Balance 2016
2. Retraso Ituango
3. Aplicación Res CREG 224

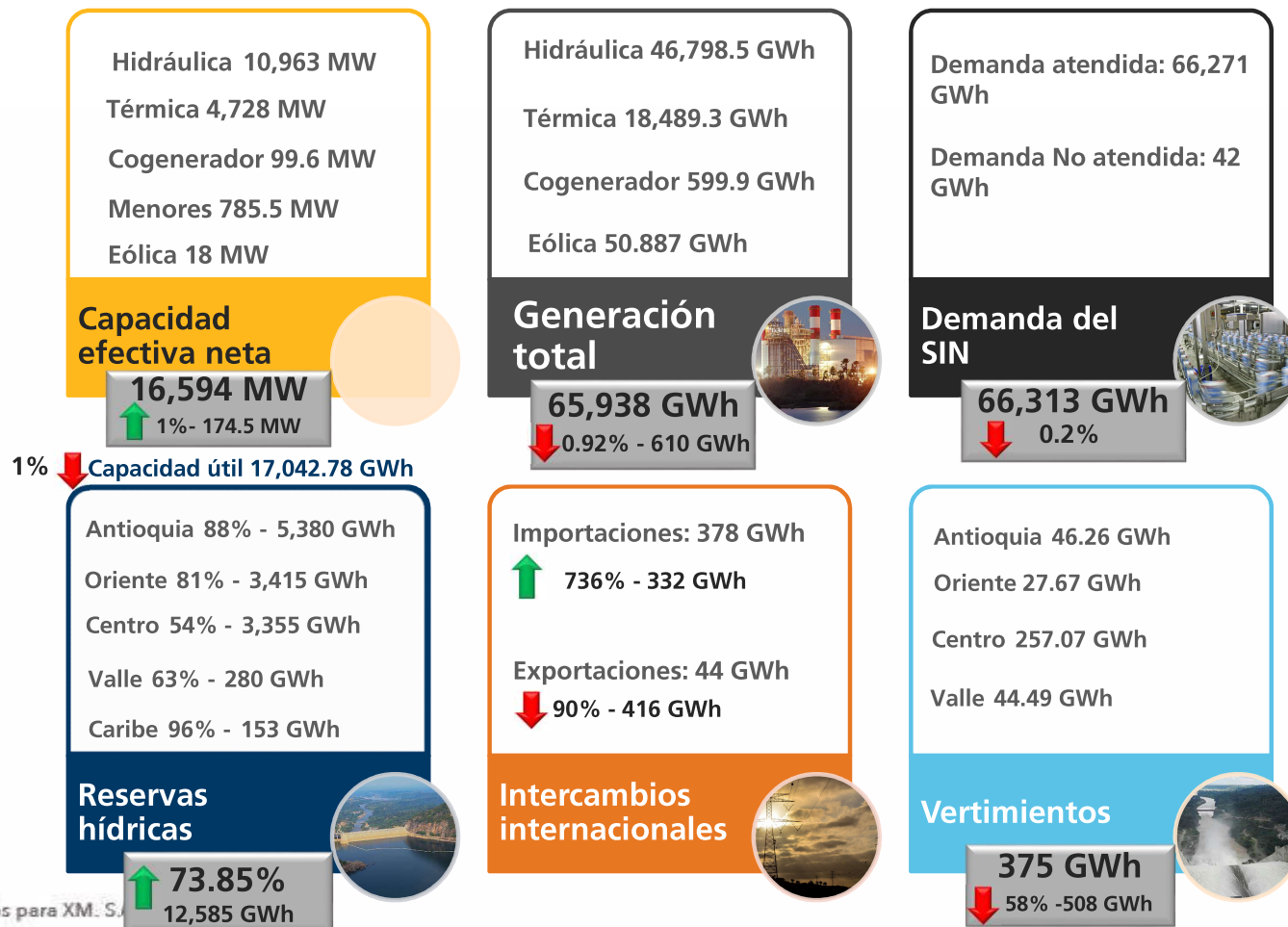


Balance 2016

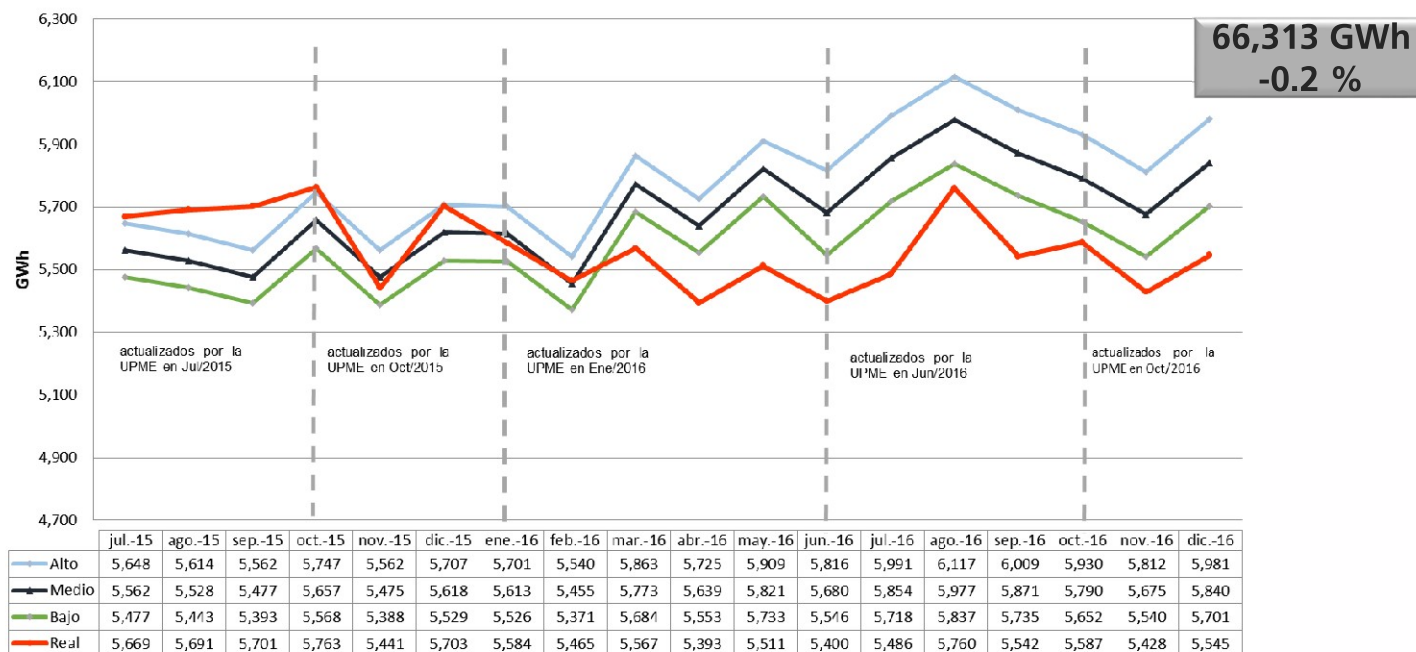


■ filial de isa

Balance variables SIN 2016



Seguimiento de la demanda de energía SIN con Escenarios UPME – Diciembre de 2016

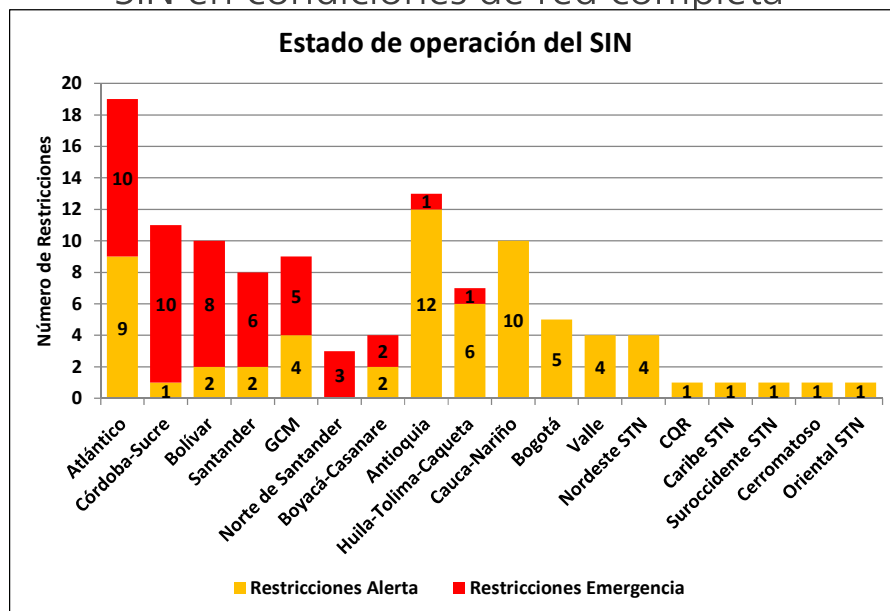


Diciembre finalizó por debajo del escenario bajo de la UPME



Balance Restricciones en el SIN 2016

Actualmente se identifican **112** restricciones en el SIN en condiciones de red completa



Las subáreas Atlántico, Córdoba-Sucre, Bolívar, Santander, GCM, Norte de Santander y Caquetá se encuentran en estado de emergencia puesto que contingencias sencillas provocan desatención de la demanda debido al agotamiento de la red de transmisión y al crecimiento de la demanda.

El retraso en la entrada en operación de los proyectos de expansión junto con el aumento de la generación de seguridad requerida con el crecimiento de la carga y la implementación de medidas operativas que desconectan parcialmente demanda, ha conducido a que se disminuya la confiabilidad de la red.

46 Restricciones en emergencia

Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda (Res. CREG 025 de 1995).

66 Restricciones en alerta

Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (Res. CREG 025 de 1995).



Balance Restricciones en el SIN 2016

Restricciones eliminadas 7

Bajas tensiones en estado normal de operación y ante contingencias sencillas en las subestaciones :

1. El Carmen 66 kV
2. Montería 110 kV
3. El Banco 110 kV



UPME STR 04-2015: Compensaciones capacitivas en El Carmen 66 kV, Montería 110 kV y El Banco 110 kV. FPO: 21 de diciembre de 2016

4. Bajas tensiones en las subestaciones Riohacha y Maicao 110 kV ante contingencias sencillas.



UPME STR 01-2015. Etapas I y II Compensación capacitiva Maicao 15 Mvar. FPO: 16 de diciembre de 2016
Etapa III: Compensaciones capacitivas Riohacha 15 Mvar. FPO: 6 de diciembre de 2016

5. Contingencia sencilla de ATR Ocaña 230/115 kV genera bajas tensiones.



Transformadores Ocaña 2x90 MVA 230/115 kV. FPO: 2 de diciembre de 2016

6. Virginia - Cartago 230 kV / La Rosa - Dosquebradas 115 kV



Proyecto UPME 09 - 201: Reconfiguración Virginia - San Marcos 230 kV en Virginia - Cartago - San Marcos 2 230 kV. FPO: 30 de noviembre de 2016

7. Barranca 1 220/115 kV / Barranca 2 220/115 kV



Conexión transformador provisional Barranca 230/115. FPO: 31 de octubre de 2016

Balance Restricciones en el SIN 2016

Restricciones Mitigadas 6

1. ATR Betania 2 230/115 kV / ATR Betania 1 230/115 kV
2. Contingencias sencillas en Huila-Tolima: Betania – El Bote 115 kV / Betania - Seboruco 115 kV y Betania – Sur 115 kV / Betania - Seboruco 115 kV
3. Prado – Flandes 2 115 kV / Prado – Flandes 1 115 kV
4. Natagaima – Prado 115 kV / El Bote – Tenay 115 kV

Segundo circuito Betania - Ibagué 230 kV. FPO: 22 de diciembre de 2016

Proyecto estructural: Tuluní 230/115 kV, el cual a la fecha no ha entrado en operación. Se espera que entre en operación a finales de enero de 2017.

5. Bajas tensiones en GCM por contingencia de la línea Ocaña – Copey 500 kV. Se requiere programar unidades en Termoguajira para soporte de tensión.

Ampliación subestación Valledupar y compensación de 2x25 Mvar. FPO: 19 de noviembre de 2016

Proyecto estructural: Copey – Cuestecitas 500 kV, el cual tiene fecha de entrada en el año 2019.

6. Bajas tensiones en San Silvestre 115 kV por contingencia sencilla en Barranca – San Silvestre 115 kV

Reconfiguración líneas de la ESSA (BARRANCA - LIZAMA 115 kV y PALENQUE – SAN SILVESTRE 1 115 kV). FPO: 6 de junio de 2016

Proyecto estructural: Palenque 230/115 kV, el cual tiene fecha de entrada en el año 2018.

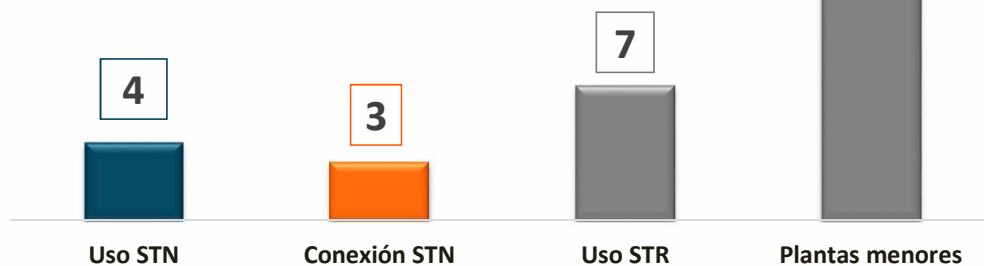
Balance de proyectos 2016



34 proyectos entraron en operación en el año 2016

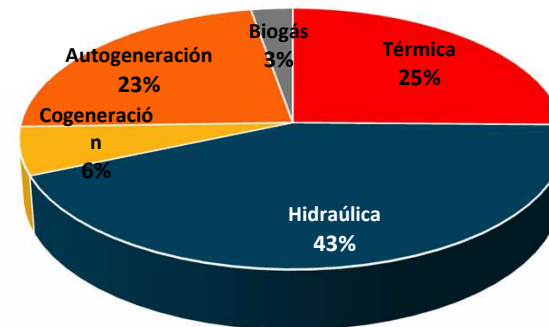


20 proyectos corresponden a plantas menores (incluye cogeneradores y autogeneradores), las cuales agilizaron su entrada en operación durante el fenómeno de El Niño



Proyectos que entraron en operación en el 2016
(Tipo proyecto vs # proyectos)

■ Térmica ■ Hidráulica ■ Cogeneración ■ Autogeneración ■ Biogás



Plantas menores que entraron en operación en el 2016.
(Tecnología vs CEN)

152 MW entraron en operación en el año 2016 correspondientes a plantas menores

Las plantas Termobarranca 1 (12 MW) y Termobarranca 3 (24 MW) que entraron en operación durante el fenómeno del niño se retiraron del mercado el 09/09/2016

Análisis retraso Ituango



■ filial de isa



Objetivo

Presentar los riesgos e impactos identificados sobre el SIN, en caso de presentarse retrasos en la entrada en operación de la generación y/o red asociada al proyecto de expansión Hidroituango.

Riesgos para la atención de la demanda

Confiabilidad

Capacidad de satisfacer las necesidades de energía que tienen los usuarios finales, aún teniendo fallas inesperadas en equipos u otros factores que puedan reducir la cantidad de energía disponible.

Suficiencia

Tener los recursos suficientes para ofrecer a los clientes el suministro continuo de energía eléctrica con el voltaje y la frecuencia adecuada la mayor parte del tiempo posible.

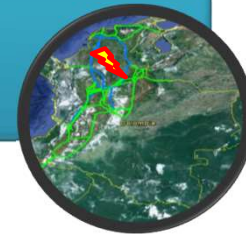


¿Cuál es el impacto de presentarse atrasos en la entrada en operación de Hidroituango?

Tomado de la NERC

Seguridad

Capacidad que tiene el sistema de potencia para soportar perturbaciones repentinas e inesperadas.



¿Cuál es el impacto de presentarse atrasos en la entrada en operación de los proyectos de transmisión asociados a Hidroituango?

Suficiencia

Todos los derechos reservados para XM, S.A. E.S.P.



Simulación estocástica

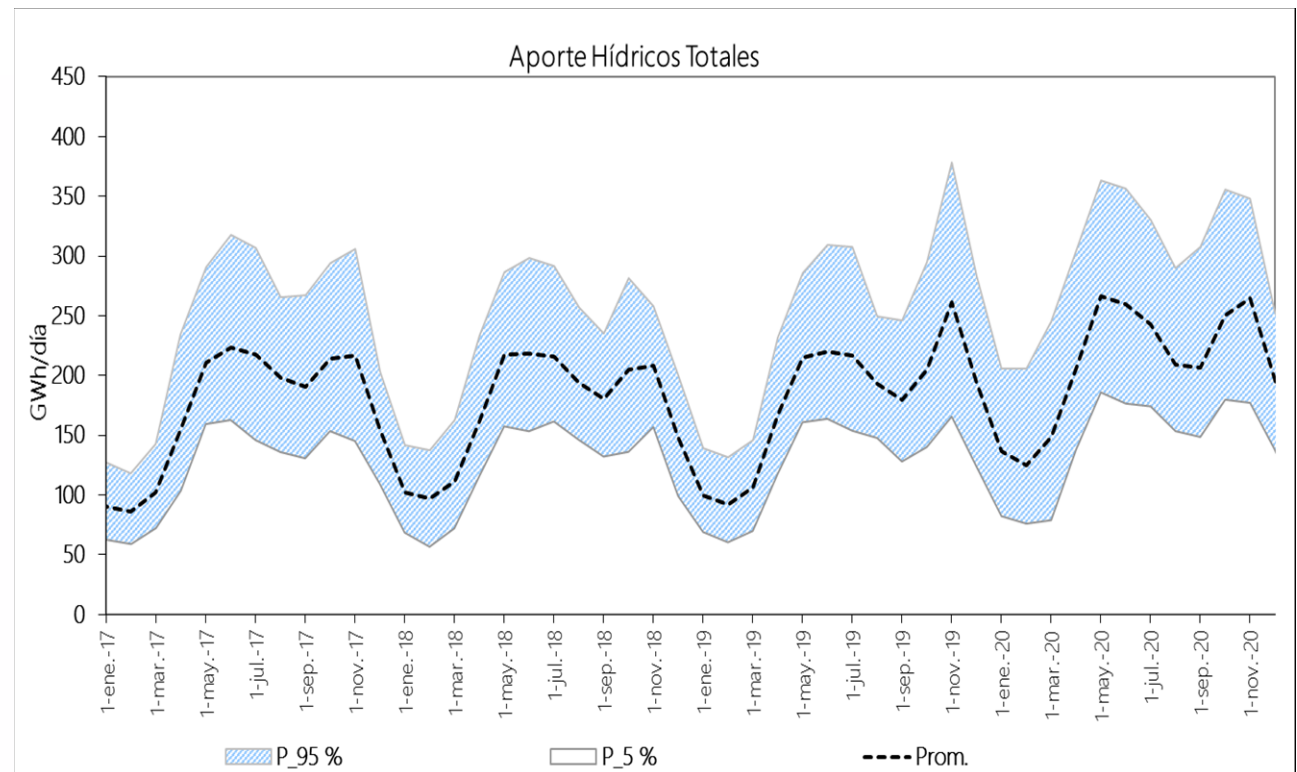
100 Series

Fecha considerada
entrada Unidades de
Ituango

Unidad	Fecha
4 (300 MW)	11/23/2019
3 (300 MW)	02/21/2020
2 (300 MW)	05/27/2020
1 (300 MW)	08/21/2020

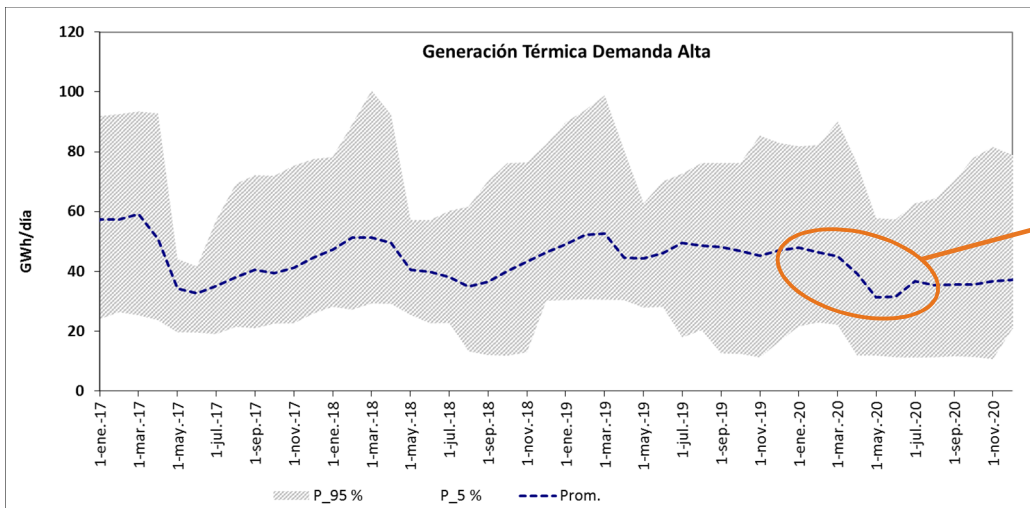
Escenario Alto de
demanda UPME. Rev
oct/2016

Solo se considera la
entrada de Gecelca 3.2 en
el horizonte



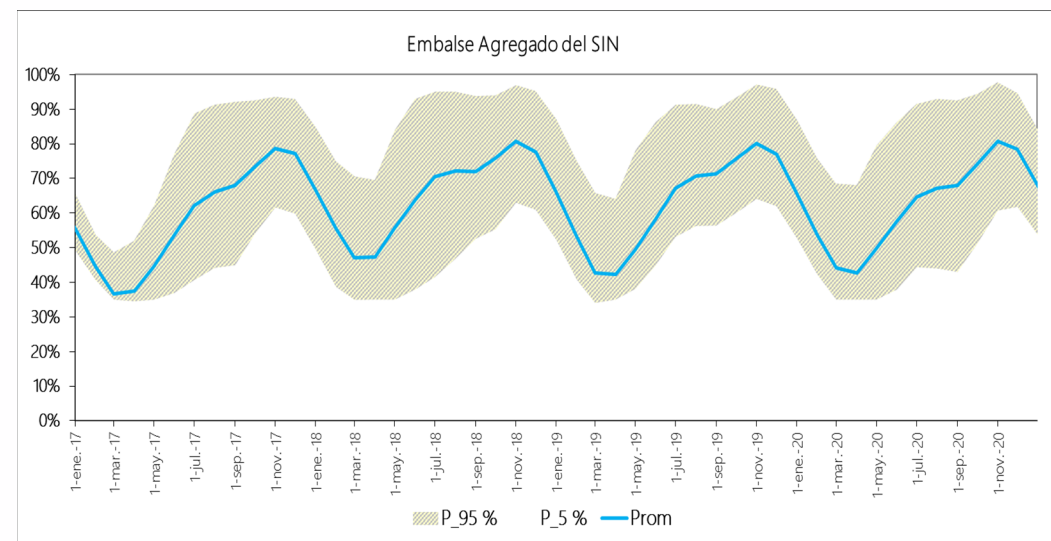
Simulación estocástica

100 Series

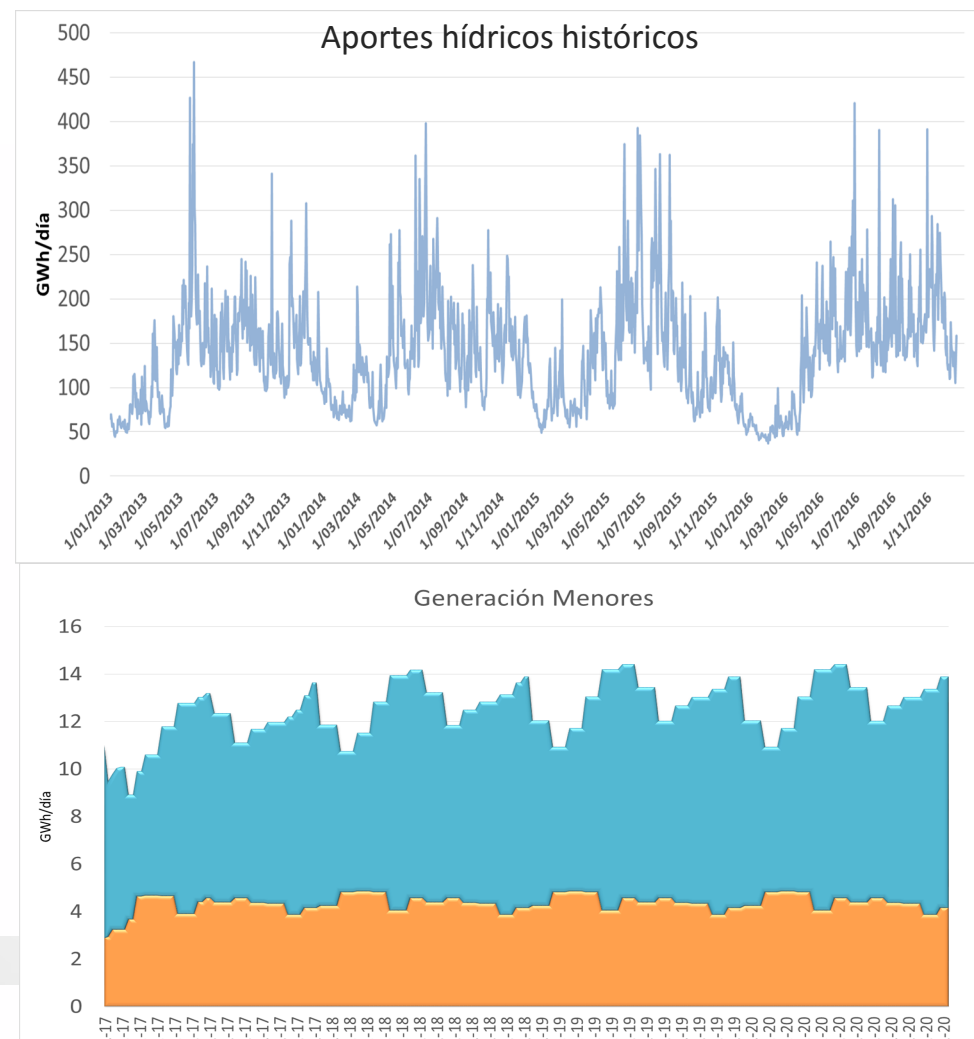
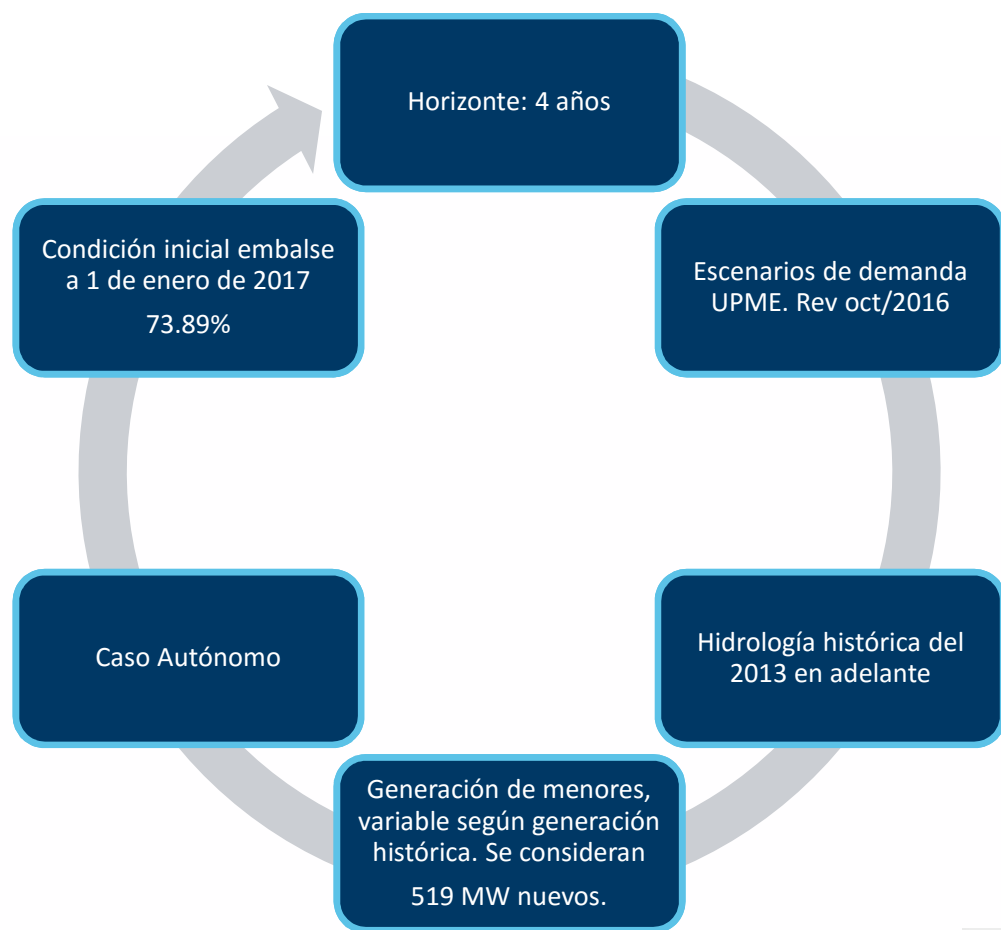


Se observa una disminución en los requerimientos de generación térmica promedio ante la entrada de las unidades de Ituango a comienzos del verano 2019-2020

Los indicadores de confiabilidad del SIN para las simulaciones, tanto con demanda alta como media, muestran una atención satisfactoria de la demanda, en el horizonte considerado.



Supuestos Generales

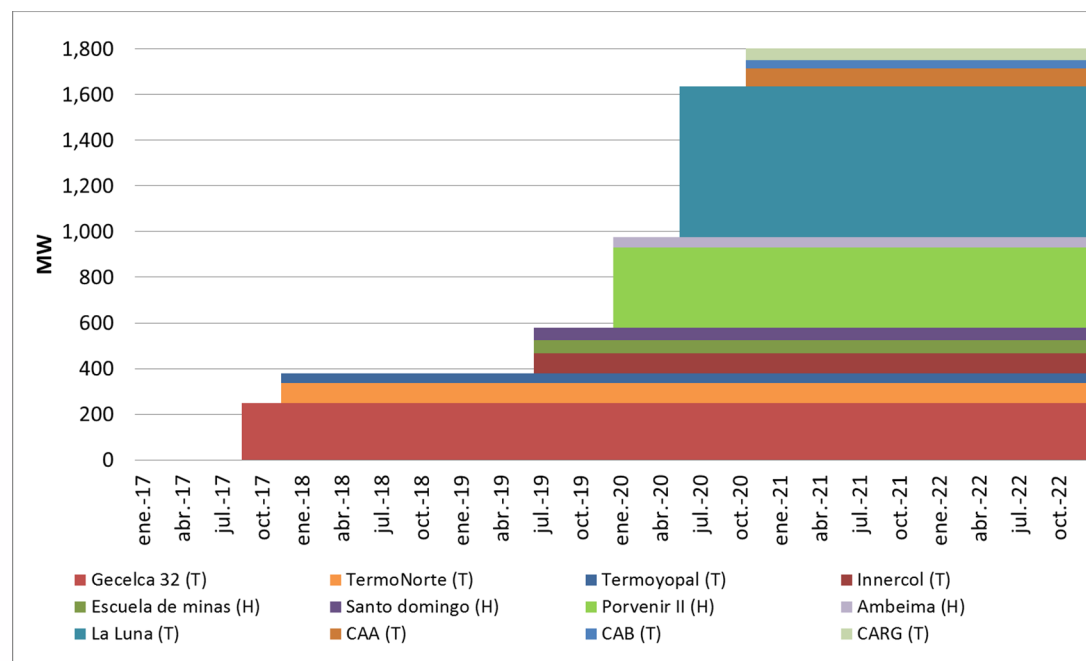


Planeación por escenarios

	Demanda		Proyectos		Fechas Ituango	
	Media	Alta	Gecelca32	Todos	Oficiales	Atraso 1 año
Caso 1	✓		✓		✓	
Caso 2	✓			✓	✓	
Caso 3		✓	✓		✓	
Caso 4		✓		✓	✓	
Caso 5	✓		✓			✓
Caso 6	✓			✓		✓
Caso 7		✓	✓			✓
Caso 8		✓		✓		✓

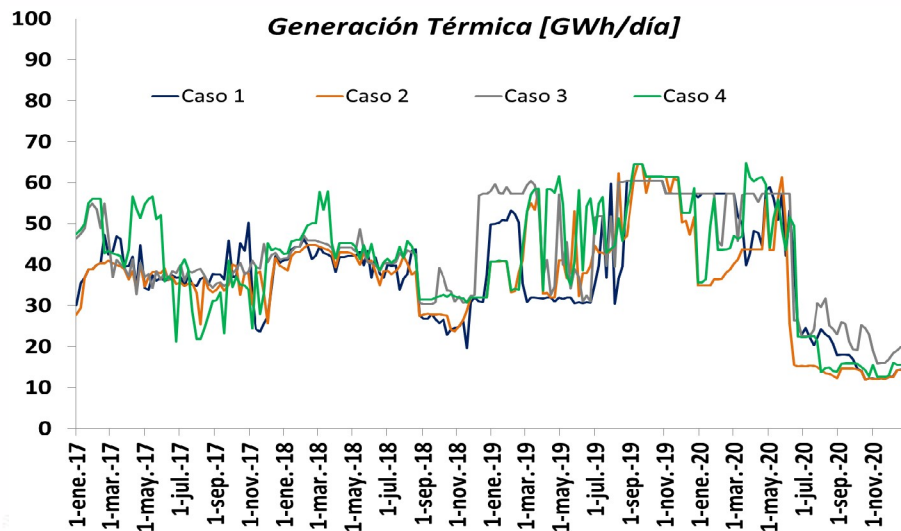
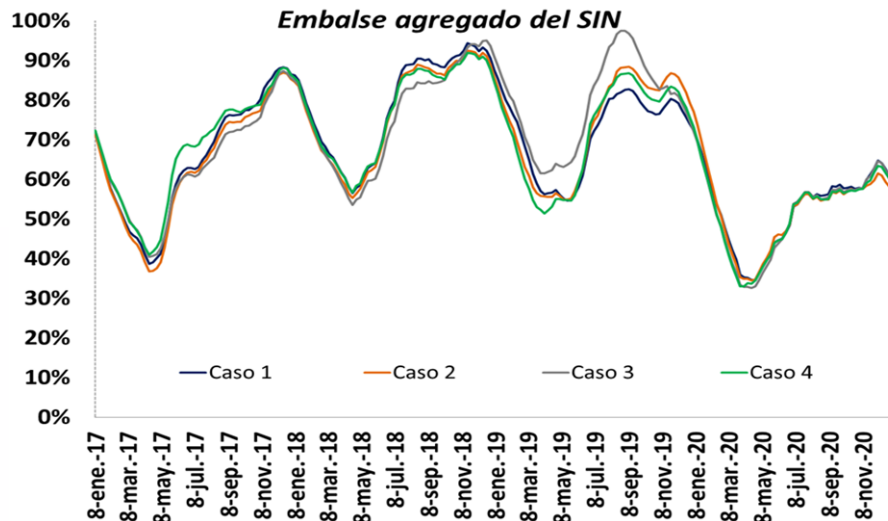
Fecha considerada entrada Unidades de Ituango

Unidad	Fecha oficial	Atraso 1 año
4 (300 MW)	11/23/2018	11/23/2019
3 (300 MW)	02/21/2019	02/21/2020
2 (300 MW)	05/27/2019	05/27/2020
1 (300 MW)	08/21/2019	08/21/2020

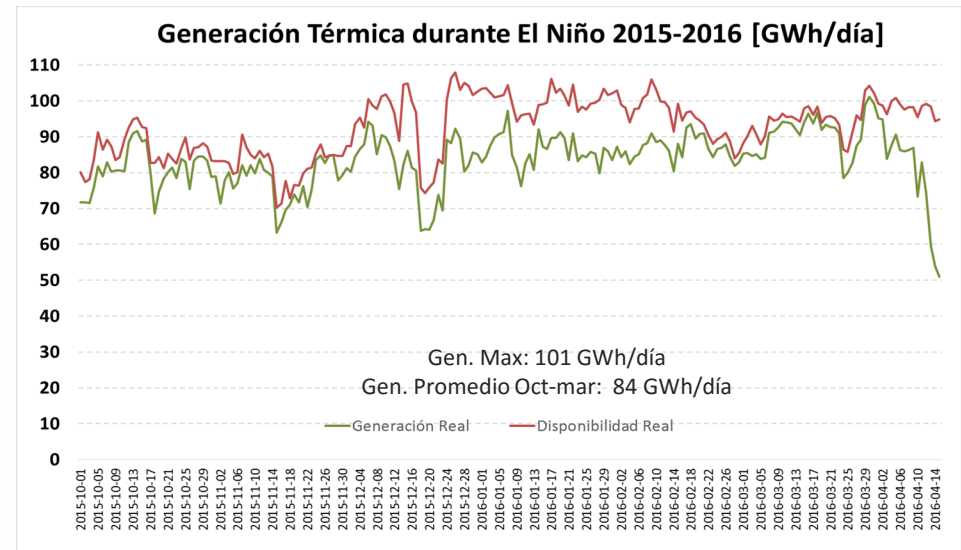


Solo Gecelca 32 y Termonorte tienen asignación de OEF
No se consideran proyectos de generación eólica en el horizonte

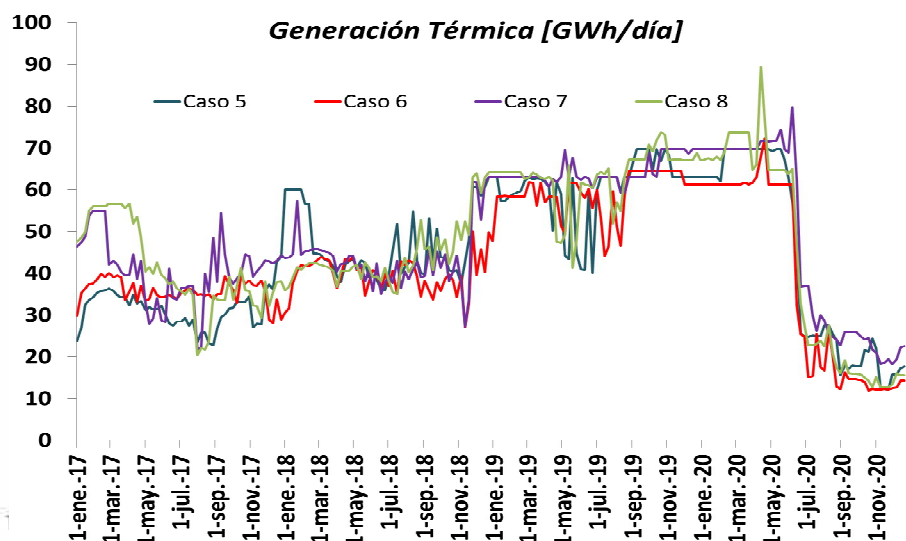
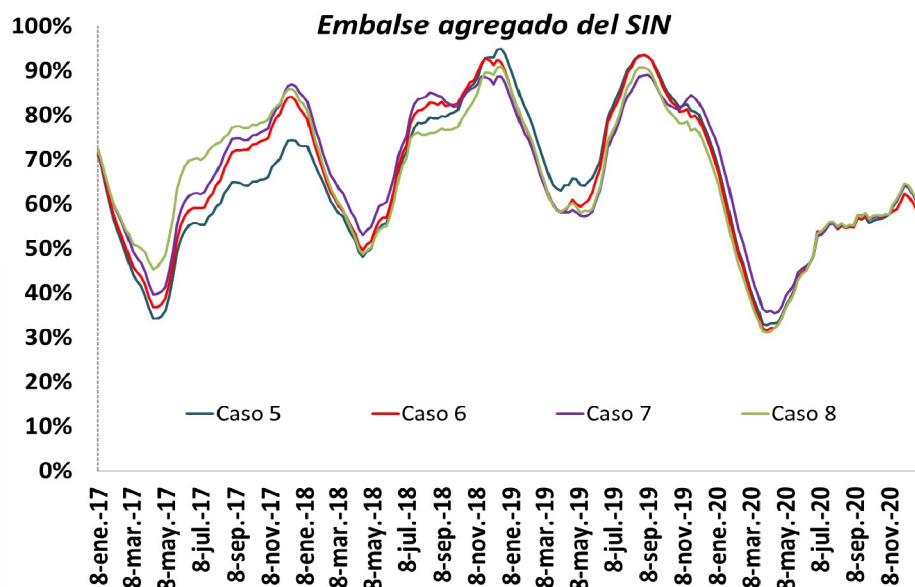
Resultados



	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Térmica promedio verano 2019-2020 [GWh/día]	54	42	56	51
# semanas Térmica > 50 GWh/día consecutivas	29	15	25	18
Embalse al inicio del verano 2019-2020	79%	86%	81%	82%
Embalse promedio abril 2020	35%	35%	33%	34%



Resultados

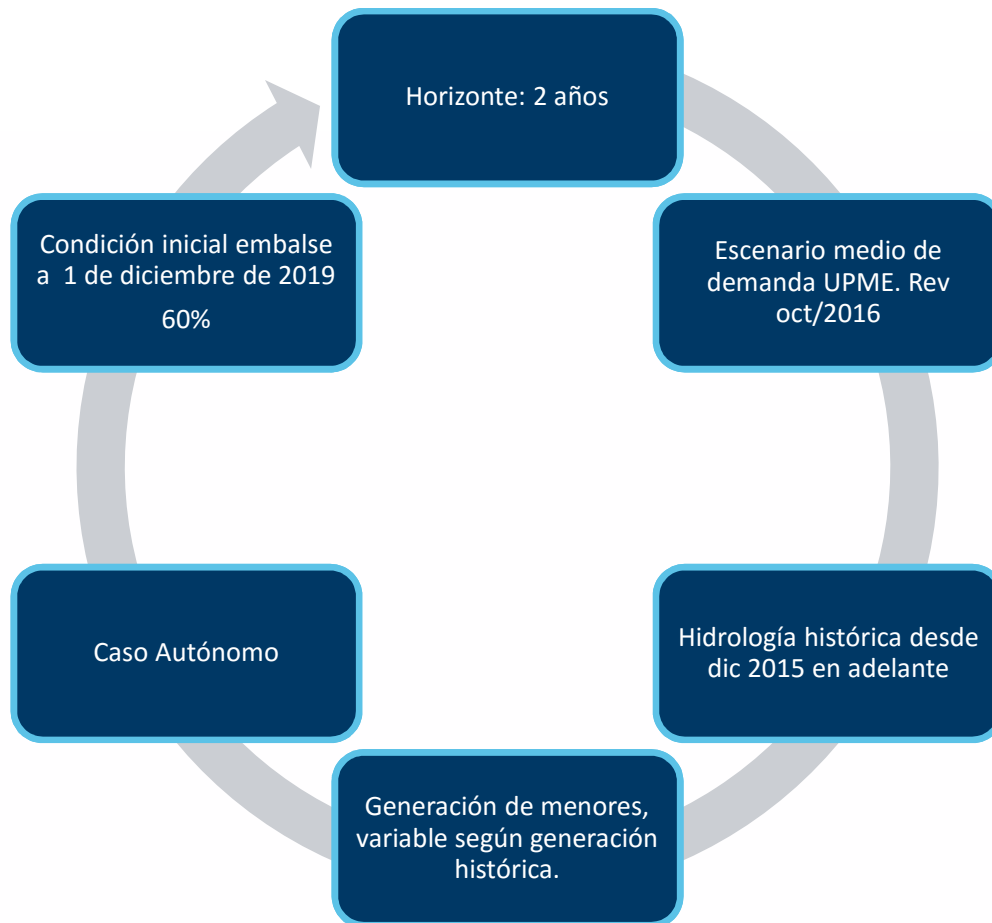


	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8
Térmica promedio verano 2019-2020 [GWh/día]	67	62	70	70
# semanas Térmica > 50 GWh/día consecutivas	50	43	82	54
Embalse al inicio del verano 2019-2020	80%	79%	83%	76%
Embalse promedio abril 2020	33%	33%	36%	32%

Con los pronósticos de demanda indicados por UPME en la revisión de octubre de 2016, los supuestos hidrológicos considerados en este estudio y la información de parámetros y de combustible entregados por los agentes a XM, **no se observan violaciones en criterios de confiabilidad del SIN ante el atraso de un año del proyecto Hidroeléctrico Ituango.**

De presentarse un **evento deficitario en aportes hídricos en el SIN**, tal como el considerado en los supuestos de estos análisis, será necesario realizar un manejo adecuado de los recursos, que permitan atender satisfactoriamente la demanda.

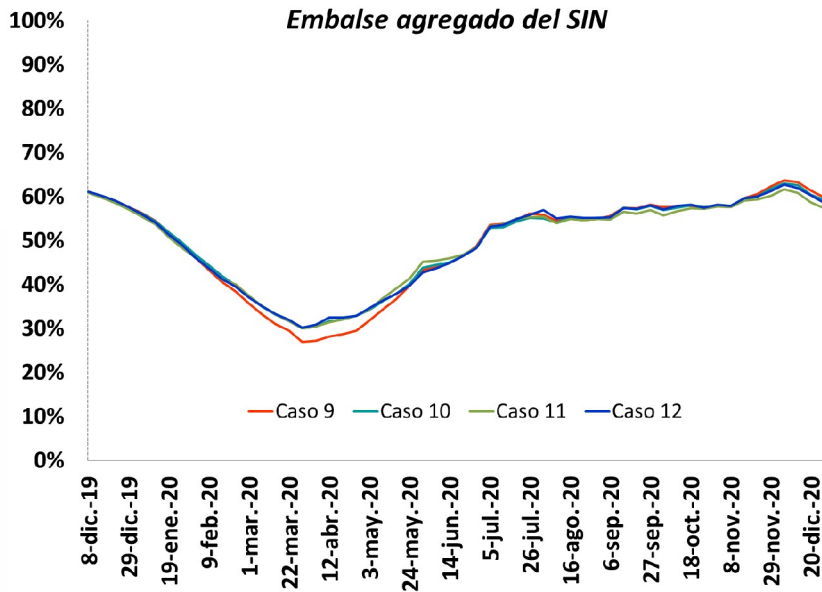
Escenarios adicionales



	Proyectos		Fechas Ituango		
	Gecelca32	Todos	Oficiales	Atraso 1 año	Atraso 18 meses
Caso 9	✓				✓
Caso 10		✓			✓
Caso 11		✓		✓	
Caso 12		✓	✓		

Fecha considerada entrada Unidades de Ituango

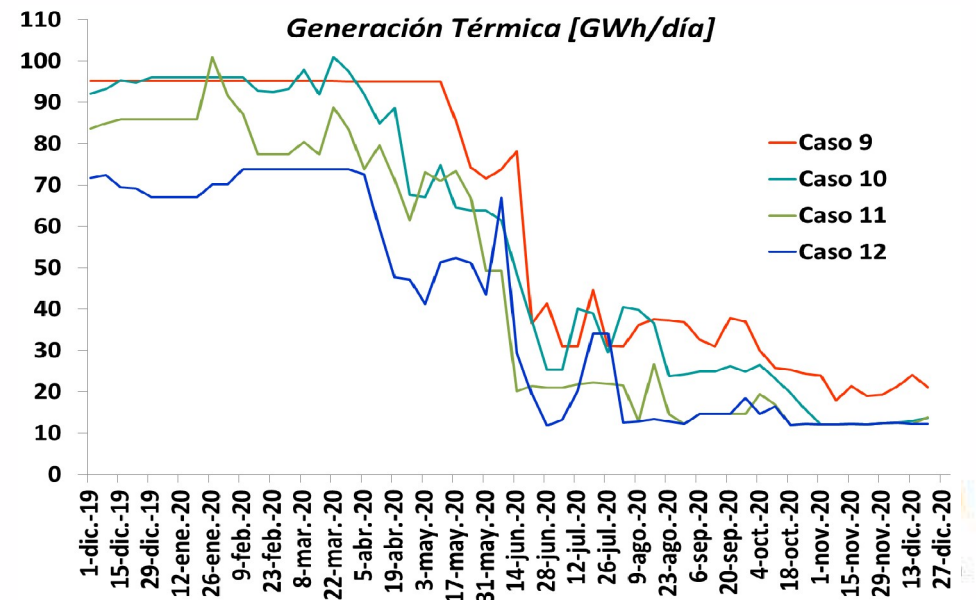
Unidad	Fecha oficial	Atraso 1 año	Atraso 18 meses
4 (300 MW)	11/23/2018	11/23/2019	05/23/2020
3 (300 MW)	02/21/2019	02/21/2020	08/21/2020
2 (300 MW)	05/27/2019	05/27/2020	11/27/2020
1 (300 MW)	08/21/2019	08/21/2020	02/21/2021



Los resultados obtenidos evidencian la importancia del proyecto Hidroeléctrico Ituango para cubrir de forma económica y confiable la demanda. Lo anterior teniendo en cuenta la exigencia y estrés al que se puede ver sometido el sistema ante el atraso de este proyecto.

Escenarios adicionales

No contar con la generación de Ituango para un evento seco, similar al presentado en el 2015-2016, requeriría la máxima generación térmica disponible de forma sostenida (**aprox. 95 GWh/día, según IH**) durante 5 meses consecutivos para lograr el adecuado cubrimiento de la demanda. De contar con la totalidad de Ituango la generación térmica necesaria son aprox. 70 GWh/día. El consumo de gas para la generación térmica, durante el evento seco considerado, varía entre **380 y 460 GBTUD, aproximadamente**, dependiendo de si se cuenta o no con la generación de Ituango.



Seguridad

Todos los derechos reservados para XM, S.A. E.S.P.





Sistema de Transmisión concebido por la entrada de HidroItuango

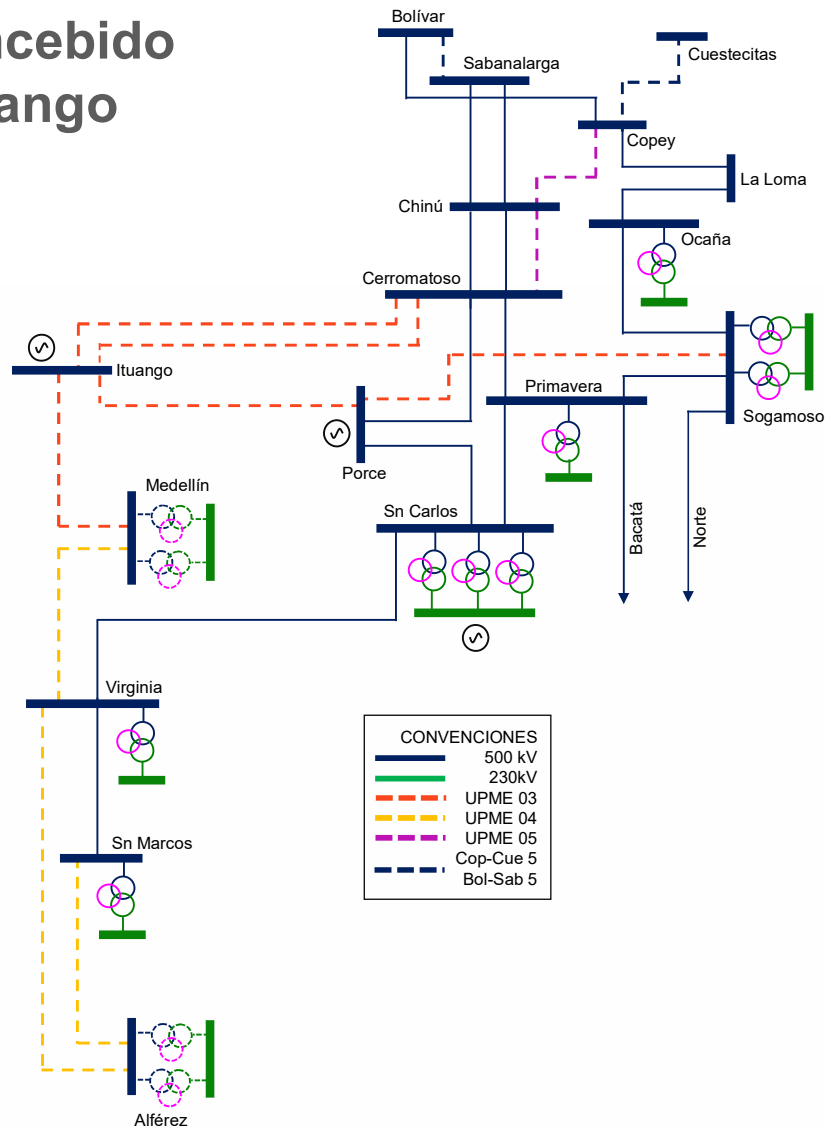
UPME 03 y 05 Impactan directamente el área Caribe

UPME 04 Impacta directamente el área Suroccidental

UPME 03 - 2014
Subestaciones Ituango – Medellín
Adjudicado: ISA
Año entrada: 2018

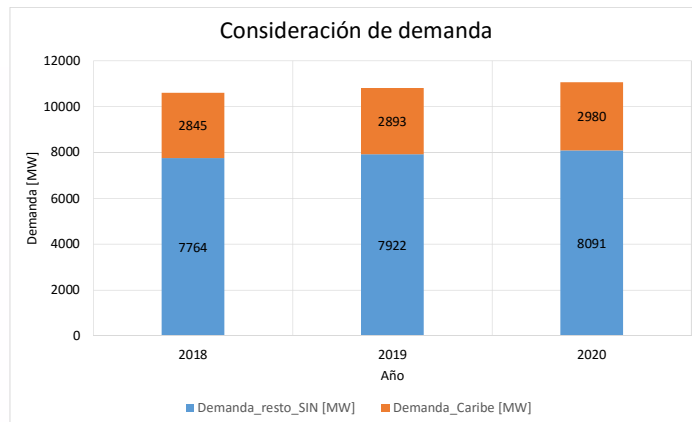
UPME 04 - 2014
Refuerzo Suroccidental 500 kV
Adjudicado: EEB
Año entrada: 2018

UPME 05 - 2014
Refuerzo Caribe 500 kV
Adjudicado: ISA
Año entrada: 2018



Consideraciones análisis de seguridad

❑ Demanda considerada



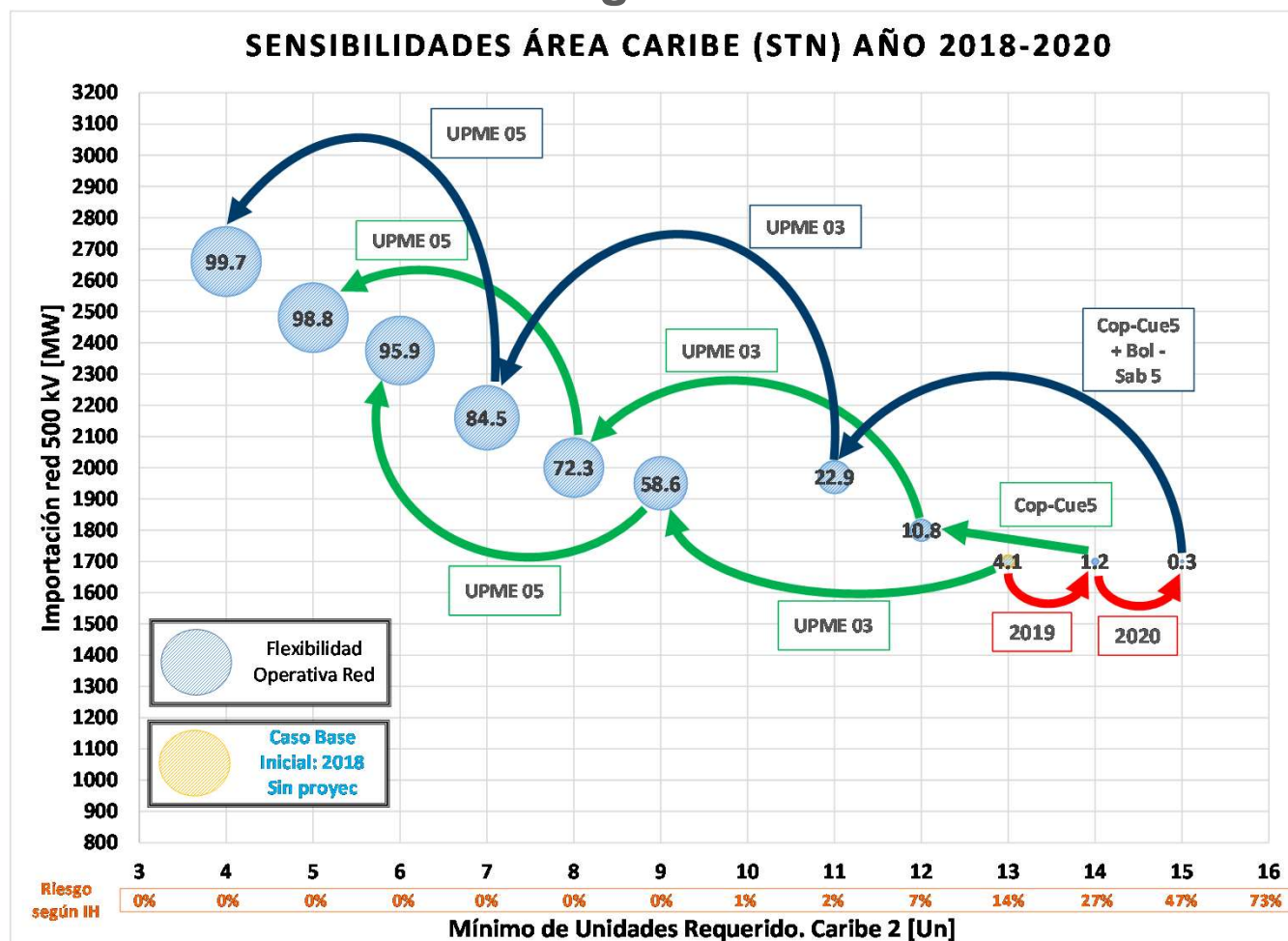
❑ Horizonte de análisis

Se analizan los años 2018, 2019 y 2020 considerando sensibilidades a la puesta en operación de la red de transmisión asociada al proyecto Ituango y a la red de 500 kV adicional en el área Caribe

❑ Proyectos considerados

Se consideran los proyectos de expansión hasta el 2020, excepto los refuerzos de Caribe a 500 kV, a los cuales se les realiza sensibilidades a la puesta en operación

Resultados del Análisis Seguridad



El atraso de obras asociadas de la red de Caribe a 500 kV y algunas a 220 kV incrementa el riesgo de desatención de demanda en el área, dado que la flexibilidad operativa disminuye a 0.3%. La generación La Luna (660 MW), suponiendo que sean 3 unidades con un peso equivalente de 1 c/u, incrementa la flexibilidad operativa al 3.4%

Resultados del Análisis Seguridad – Energía térmica atrapada en el sistema

- ☐ Teniendo en cuenta los proyectos planeados para el 2018, excepto las obras asociadas al proyecto Ituango, se observan atrapamientos de generación térmica alrededor de 10 GWh - día. Las limitaciones por subárea se muestran a continuación:
 - ✓ Caribe 2 (compuesta por Atlántico – GCM – Bolívar): Alrededor de 8 GWh-día.
 - ✓ Antioquia: Alrededor de 2 GWh-día.
- ☐ Se requiere la **puesta en operación de la totalidad de los proyectos** de expansión en el STR y STN **definidos para la subárea Atlántico entre el 2017 – 2018** y adicionalmente, se recomienda analizar la factibilidad de adelantar los proyectos que se tienen planeados para el año 2020 en la subárea Atlántico, para así incrementar la flexibilidad operativa de la subárea y mitigar posibles atrapamientos de generación.
- ☐ Es necesaria la puesta en operación de la red de transmisión que permite evacuar la generación de Ituango.
- ☐ Es necesaria la **puesta en operación de la red de transmisión a nivel de 500 kV** asociada al área Caribe, para disminuir los riesgos en la atención de la demanda según los criterios establecidos en la regulación vigente.

Recomendaciones

- Dado el impacto que representa en el SIN la entrada del proyecto de generación Hidro Ituango y su red asociada, se requiere llevar a cabo seguimientos periódicos de entrada de los diferentes proyectos de generación y transmisión, con el fin de anticipar posibles medidas.
- La entrada en operación de los proyectos de transmisión son fundamentales para evitar atrapamientos de generación de Ituango al resto del sistema. En particular, se recomienda hacer gestión para la entrada oportuna del proyecto UPME 03 – 2014, dado que éste es el que conecta la generación de Ituango al resto del sistema.
- Se recomienda acelerar los procesos de convocatoria para los proyectos del STN definidos en el plan de expansión 2014-2028, Copey - Cuestecitas 500 kV, Copey - Fundación 2 220 kV y en el plan 2015-2029 Bolívar - Sabana 500 kV.
- Ante atrasos en la entrada del proyecto de generación y en caso de que se presenten condiciones deficitarias en aportes a los considerados, se recomienda activar políticas y planes de uso racional y ahorros de energía, realizar ajustes regulatorios que estimulen el ingreso de nuevos recursos de co – y auto – generación, así como, gestionar el máximo valor de importaciones desde Ecuador.
- Ante atrasos en los proyectos de transmisión se recomienda evaluar como medidas de mitigación la instalación de bancos de compensación en el área Caribe y/o baterías. Igualmente, implementar esquemas de respuesta de demanda, que puedan ser usados como mecanismos de seguridad y/o confiabilidad, ayudando a mitigar los posibles atrasos en los proyectos de expansión.
- Se requiere la puesta en operación de la totalidad de los proyectos de expansión en el STR y STN definidos para la subárea Atlántico entre el 2017 – 2018. Adicionalmente, se recomienda analizar la factibilidad de adelantar los proyectos que se tienen planeados para el año 2020 en la subárea Atlántico, para así incrementar la flexibilidad operativa de la subárea y mitigar posibles atrapamientos de generación.

Aplicación Res CREG 224



■ filial de isa



■ filial de isa

VARIABLES DEL SIN

1. Generación
2. Hidrología
3. Demanda



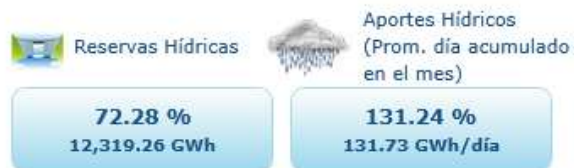
Hidrología del SIN



Sistema Interconectado Nacional (SIN)

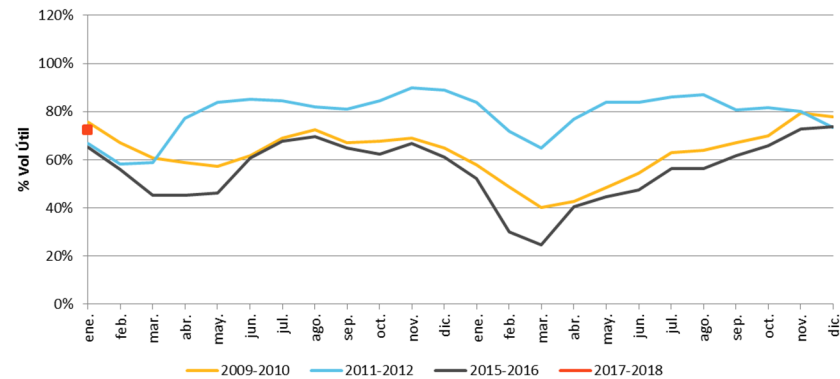
Haga clic sobre los puntos del mapa para ver más información

Wednesday, January 11, 2017

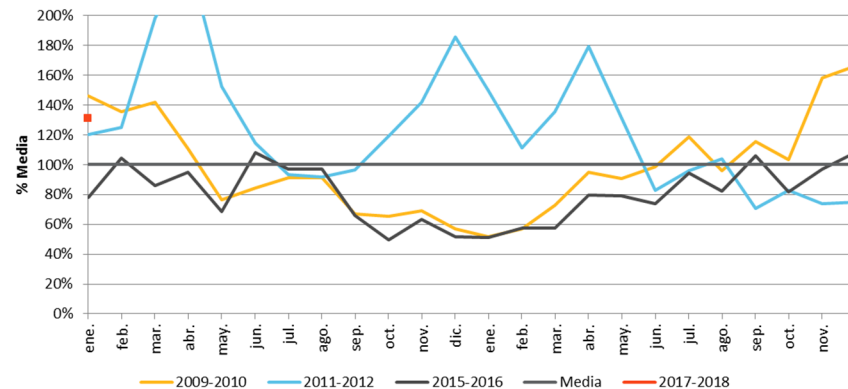


En diciembre, el SIN vertió 159.43 GWh. En lo corrido de enero se ha vertido 48.05 GWh.

Evolución de las reservas del SIN



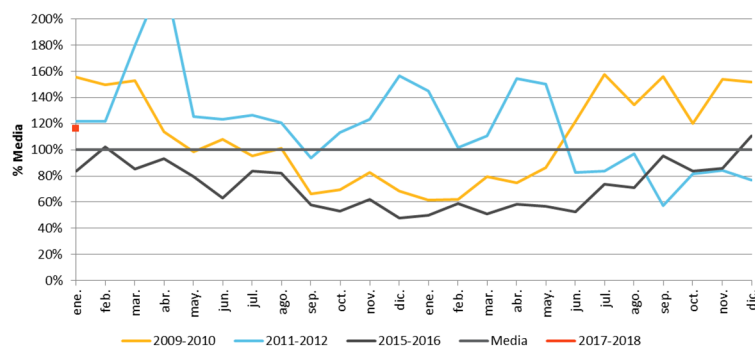
Aportes hídricos del SIN



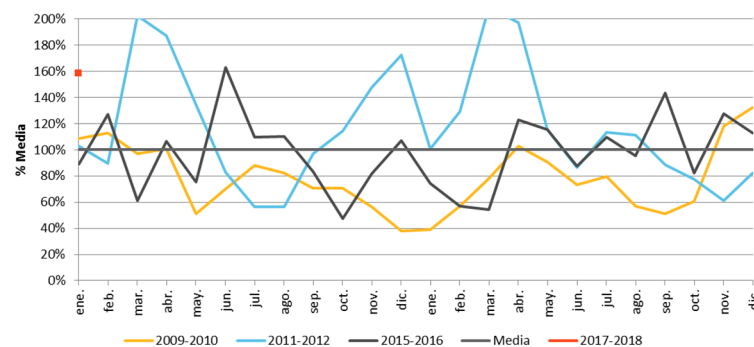
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Aportes por regiones

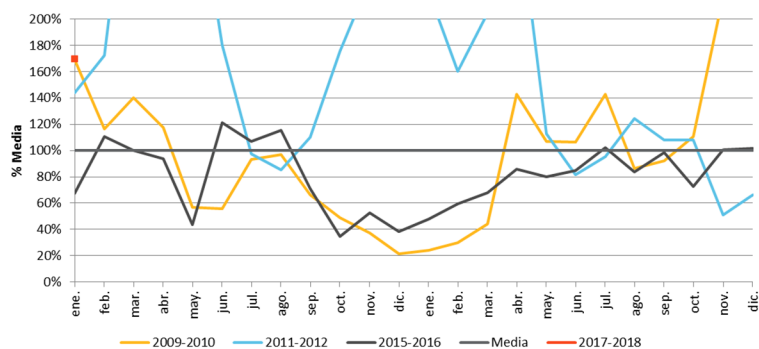
Aportes región ANTIOQUIA



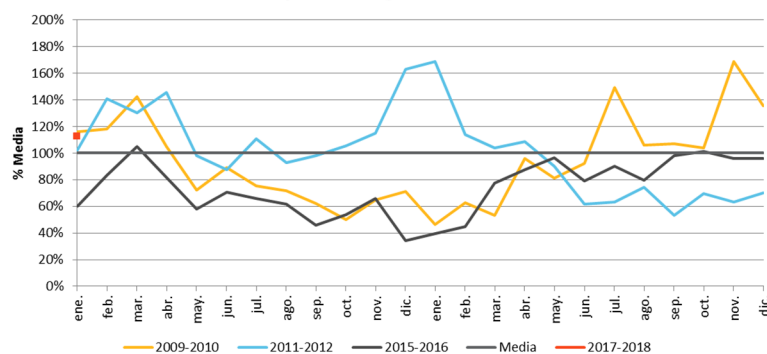
Aportes región ORIENTE



Aportes región CENTRO



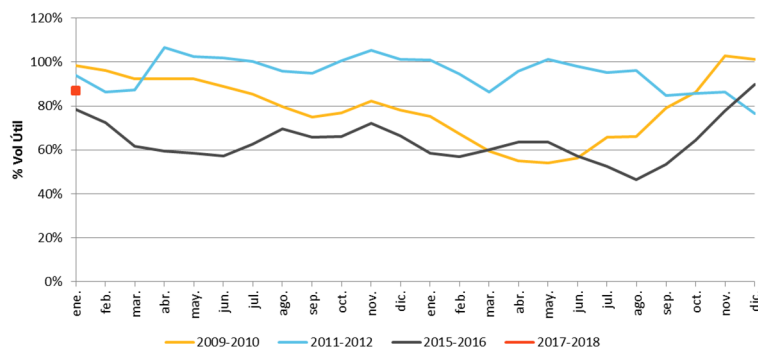
Aportes región VALLE



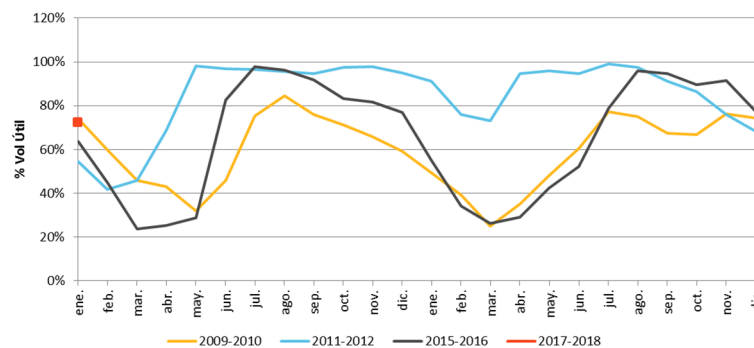


Evolución de embalses

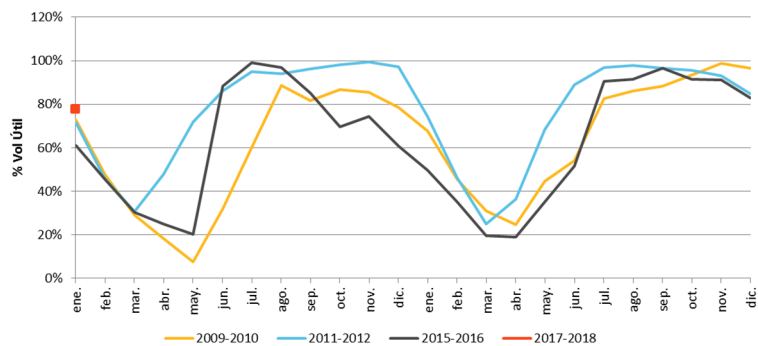
Evolución del embalse PEÑOL



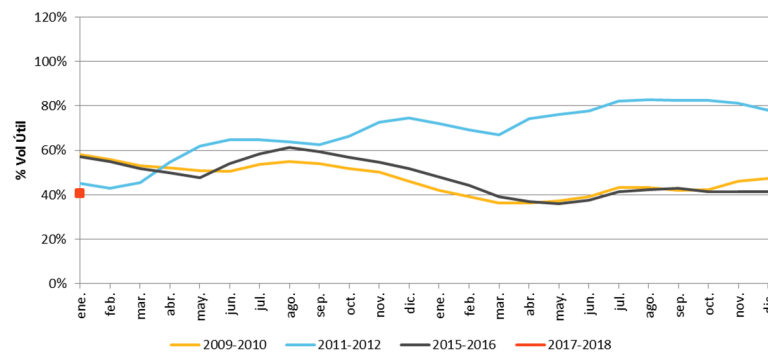
Evolución del embalse GUAVIO



Evolución del embalse ESMERALDA - CHIVOR

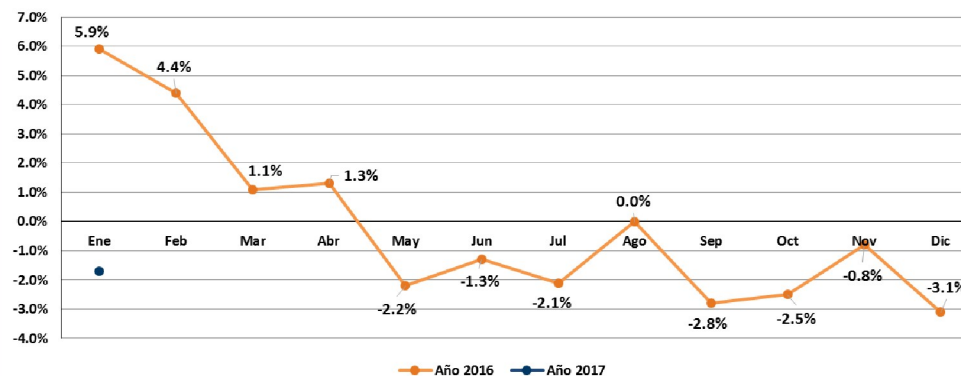


Evolución del embalse AGREGADO BOGOTA

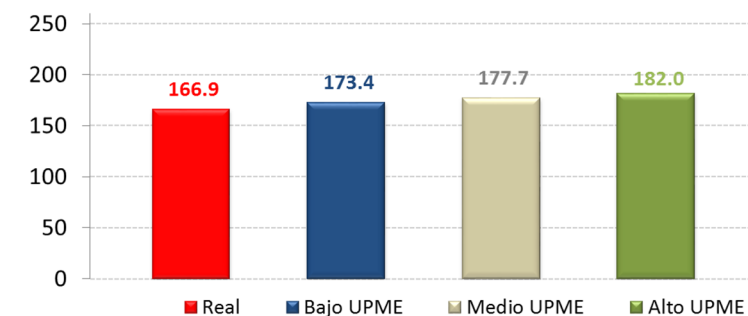


Demanda y Generación

Crecimiento mensual de demanda de energía del SIN años 2016 - 2017 (hasta el 09 de enero)



Demanda promedio día Real vs Escenarios UPME



Información PRELIMINAR - hasta enero 10

Generación en GWh-día al 11 de enero de 2017



Total 167.0 GWh-día





■ filial de isa

PANORAMA ENERGÉTICO

1. Análisis energético de mediano plazo



Supuestos e información básica de las simulaciones

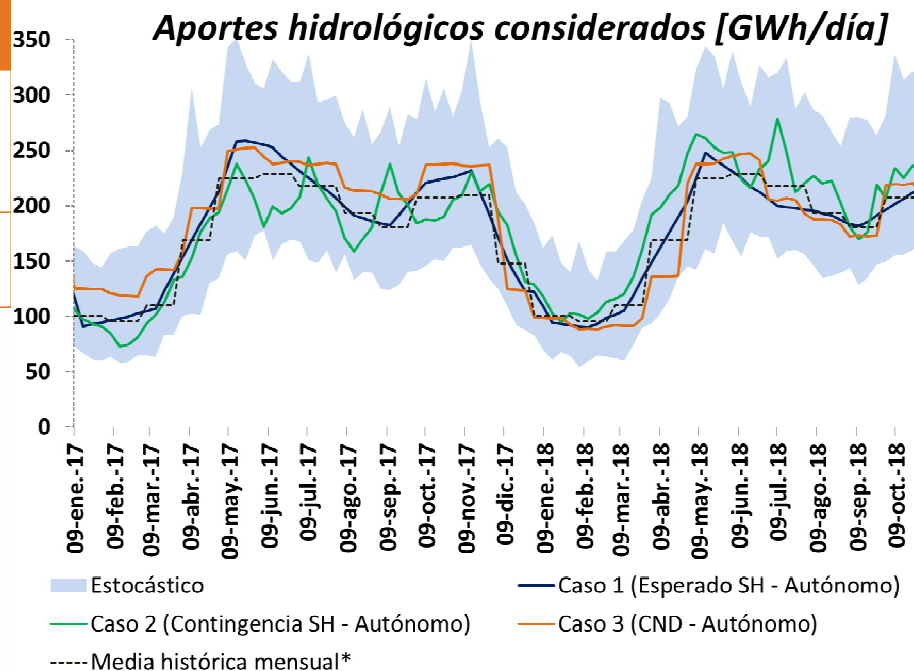
Horizonte	Combustible	Parámetros del SIN	Min.Embalses
☐ 1 año, resolución semanal	☐ Precios UPME (julio 2016) ☐ Contratos reportados por agentes 2016 ☐ Planta regasificadora desde dic/16 (suministro a Tebsa, Termocandelaria y Flores)	☐ PARATEC ☐ Heat Rate + 15% Plantas Gas	☐ Mínimos Operativos
Desbalance hídrico	Ecuador	Demanda	Costos de racionamiento
☐ 14 GWh/día	☐ El Caso 4 y el caso estocástico consideran Ecuador con información de precios indicados por CENACE.	☐ Escenario bajo UPME – Revisión Oct/16	☐ Último Umbral Dic/16.
Proyectos de generación	Mttos Generación		
☐ Gecelca 3.2 - Sept/2017 ☐ Termonorte – Dic/2017	☐ Aprobados, solicitados y en ejecución - SNC a Ene03/2017		

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Escenarios

Hidrología	Tipo de Estudio
Caso 1. Esperado SH	Autónomo
Caso 2. Contingencia SH	
Caso 3. CND	
Caso 4. Esperado SH	Coordinado
Estocástico	

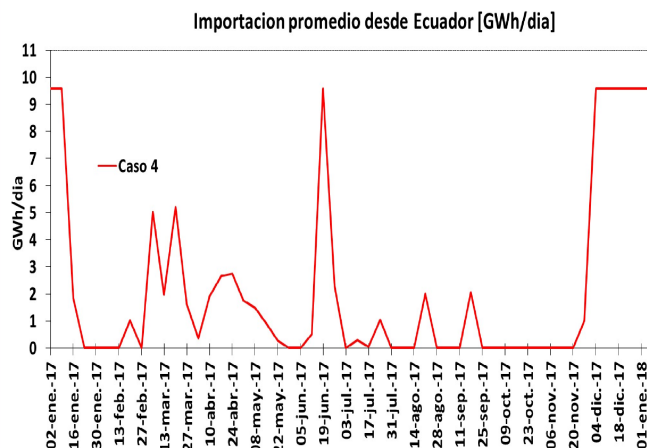
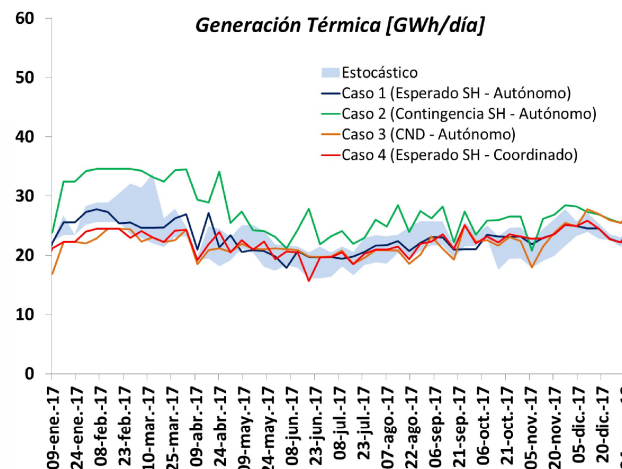
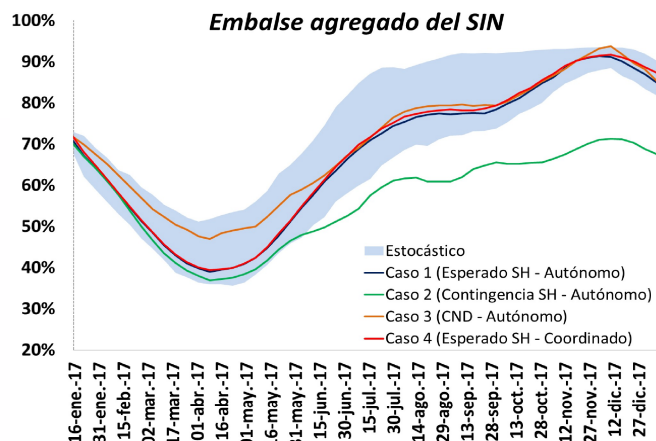


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Media Histórica GWh											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
100.37	95.23	109.8	168.79	224.6	228.87	217.84	193.72	181.06	207.25	210.01	147.99

Todos los derechos reservados para XM. S.A.E.S.P.

Resultados



De acuerdo con el último informe conjunto XM-CENACE diciembre 2016 – diciembre 2017, la máxima cantidad de energía a importar es 9.6 GWh/día, considerando 4 unidades de Coca- Codo Sinclair.

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Conclusiones y recomendaciones

- Todos los casos analizados, incluyendo el estudio estocástico, cumplen con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.
- Considerando que en los modelos de planeamiento energético, las decisiones del primer año dependen de las condiciones de aportes en los años siguientes, se recomienda al SH realizar la revisión del escenario de contingencia para el segundo año, ya que el mismo presenta aportes superiores al escenario esperado del SH, entregando resultados inconsistentes para escenarios denominados "de contingencia".
- De acuerdo con las señales de precios de Ecuador indicadas por CENACE y bajo aportes hídricos como el escenario Esperado del SH, se esperarían semanas en las cuales se activen las importaciones desde Ecuador. Por tanto, es importante hacer un seguimiento a la evolución del intercambio de energía entre Colombia y Ecuador de acuerdo a la entrada de proyectos de generación en el país vecino.
- Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda.
- Hacer un seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión.



■ filial de isa

VARIOS

1. Indicadores calidad operación
2. Seguimiento proyectos Acuerdo CNO 696



Indicadores calidad operación

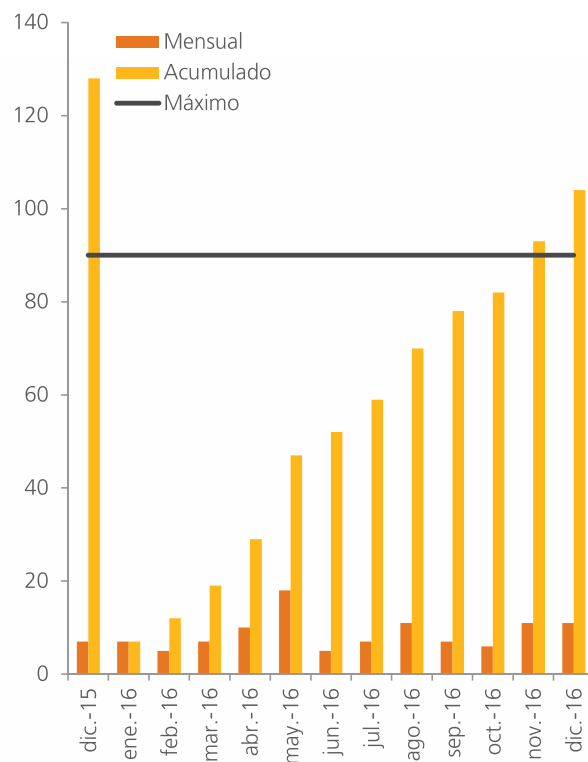


■ filial de isa



Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO

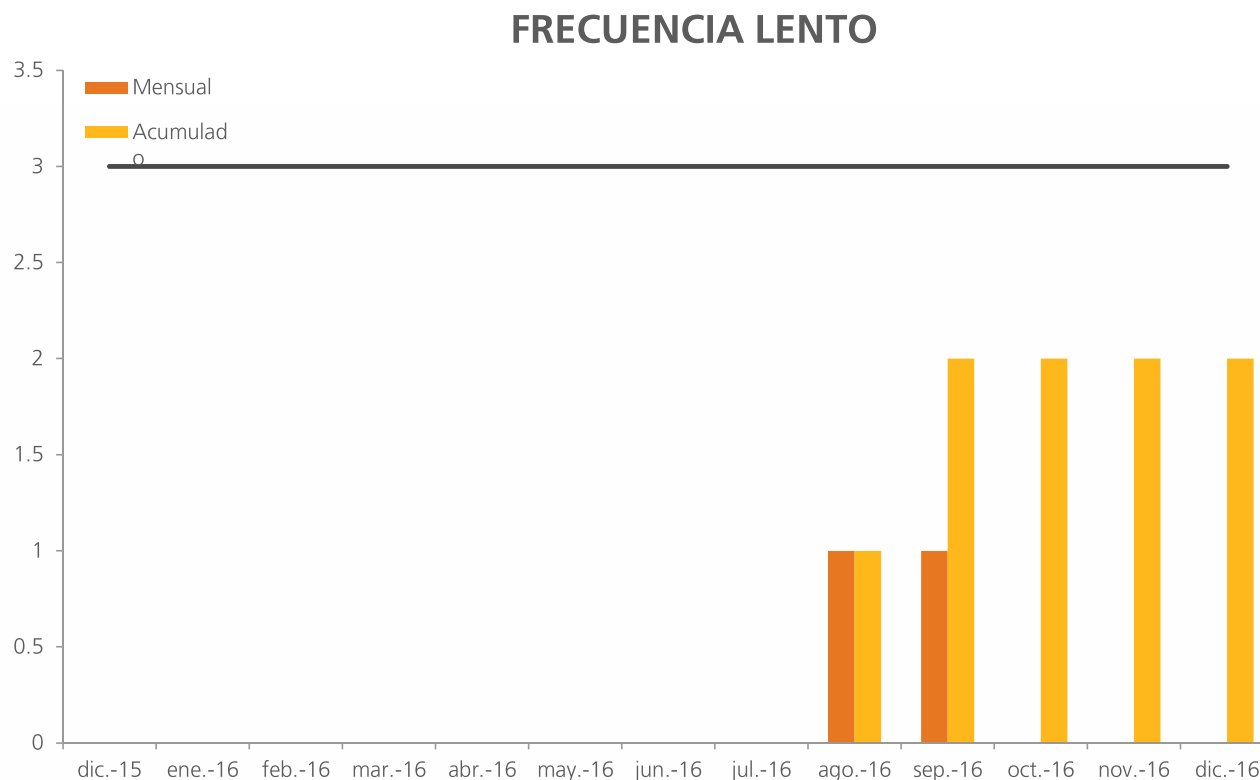


Fecha	Duración	Frecuencia	Descripción
02/12/2016 22:04	6	59.72	Disparo de la Unidad 03 de Sogamoso con 285 MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.72 Hz. El agente reporta falla por bajo nivel de aceite en el regulador hidráulico de la unidad.
03/12/2016 21:44	5	59.73	Disparo de la Unidad 03 de Sogamoso con 280 MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.73 Hz. El agente reporta falla por baja presión en el acumulador del regulador.
03/12/2016 20:00	6	59.69	Disparo de la Unidad 03 de Sogamoso con 280 MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.69 Hz. El agente reporta falla por actuación de protección diferencial de línea 87L.
08/12/2016 10:03	2	59.77	Evento de frecuencia ocasionado por la desconexión de la central hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind en el sistema ecuatoriano con una generación de 165 MW. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.77 Hz con una duración de 2 segundos.
12/12/2016 14:42	1	59.79	Desconexión de la unidad Tasajero 2 con 165 MW. El agente reporta falla en el control del ventilador de tiro forzado. La unidad se encontraba programada en pruebas de rechazo de carga.
15/12/2016 9:53	1	59.79	Desconexión de la unidad GUAVIO 2 con 200 MW. El agente reporta falla en el limite de tensión control frecuencia.
18/12/2016 9:32	9	59.53	Disparo de la unidad 01 de Sogamoso con 270 MW aprox. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.53 Hz
21/12/2016 23:03	6	59.73	Disparo de la unidad 3 de Sogamoso con 219 MW. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento.
21/12/2016 22:49	7	59.69	Disparo de la unidad 2 de Sogamoso con 270 MW. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento.
30/12/2016 2:21	2	59.78	Disparo de la unidad MIEL 2 con 130 MW llevando la frecuencia a un valor mínimo de 59.78 Hz. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.

Durante el mes de diciembre de 2016 se presentaron 11 eventos de frecuencia transitorios, alcanzando un total de 104 eventos en el año. Se presentan los eventos del mes.



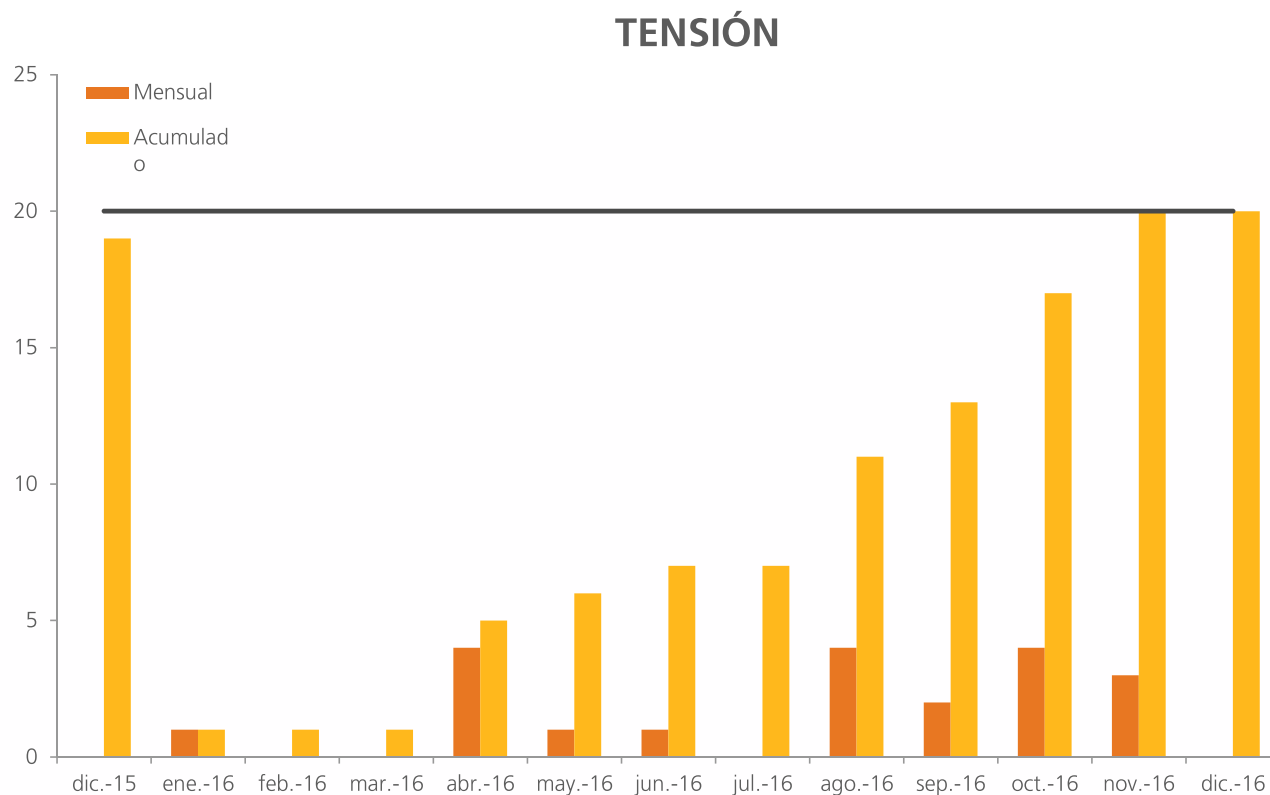
Variaciones de frecuencia lentas



Durante el mes de diciembre de 2016 no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema. Para un total acumulado en el año de 2 eventos.

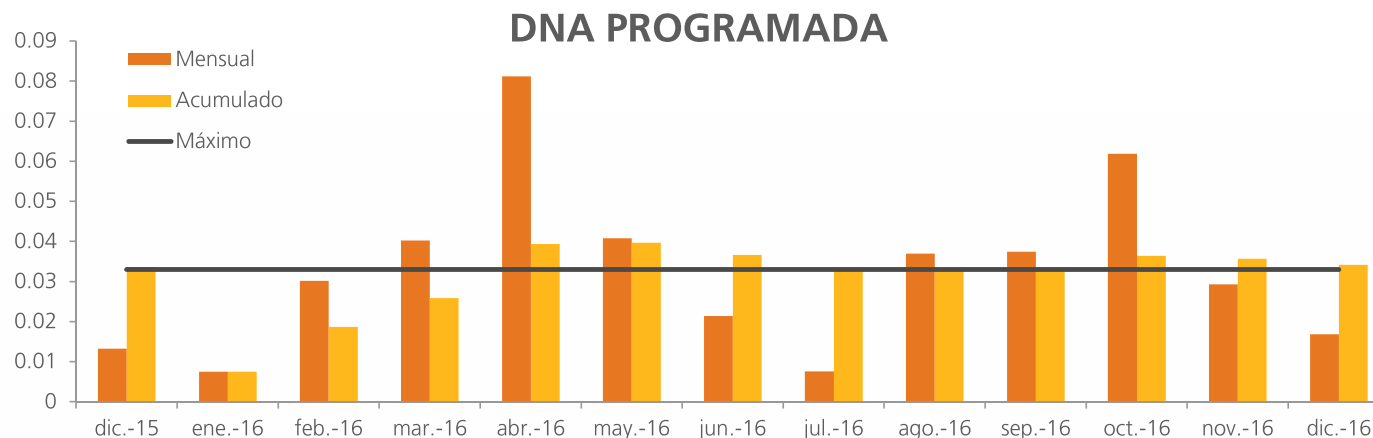


Eventos de tensión fuera de rango



En el mes de diciembre no se presentaron eventos de tensión en el sistema, teniendo un total acumulado en el año de 20 eventos.

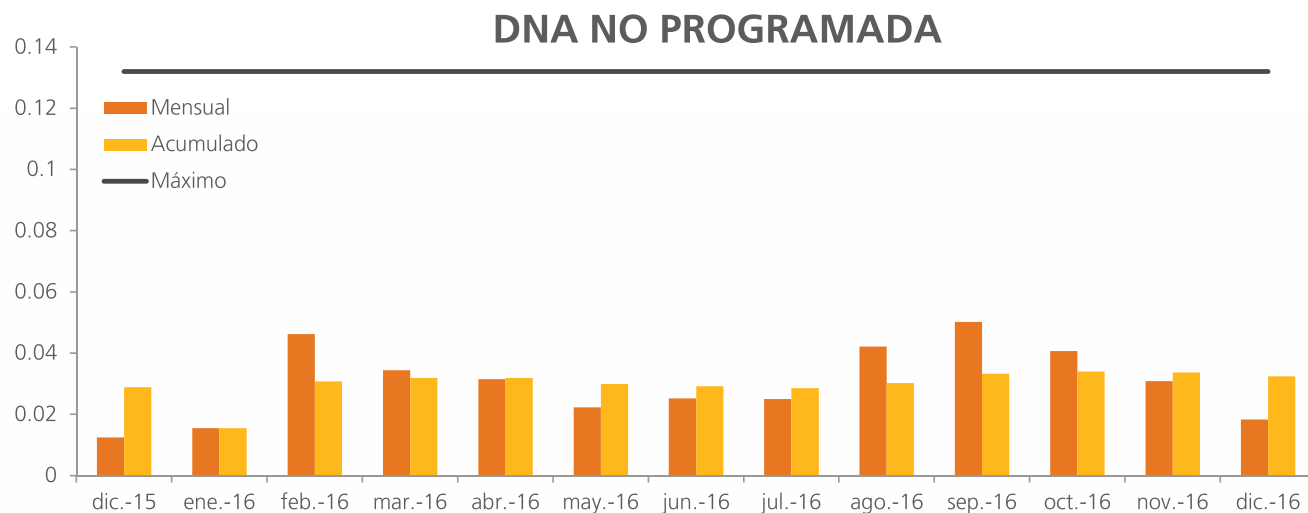
Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de diciembre 0.93 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
11/12/2016 7:22	249.29	Trabajos de las consignaciones nacionales C0135137 y C0139738 sobre los activos BARRA MONTERÍA 110 kV y CHINU - MONTERÍA 1 110 kV respectivamente.
10/12/2016 5:37	192.07	Demanda no atendida por trabajos bajo la consignación nacional C0139576 sobre el activo CUESTECITAS - MAICAO 1 110 kV.
05/12/2016 8:21	129.45	Demanda no atendida programada por trabajos de la consignación nacional C0135138 sobre el activo BARRA EL CARMEN 66 kV.
05/12/2016 7:03	129.26	Demanda no atendida programada por trabajos de la consignación nacional C0135136 sobre el activo BARRA EL BANCO 110 kV.
04/12/2016 6:20	127.1	DNA por trabajos de la consignación nacional C0134541 sobre el activo SABANALARGA - SALAMINA (MAGDALENA) 110 kV.

Porcentaje de DNA No Programada

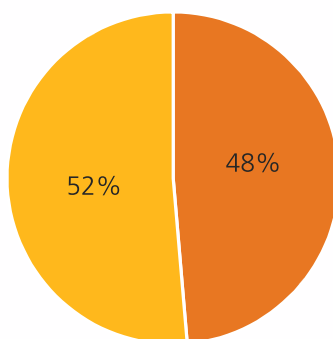


Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de diciembre 1.01 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
08/12/2016 19:32	273.07	Disparo del circuito OCOA - SURIA 115 kV, Quedando sin tensión las subestaciones SURIA, PUERTO LOPEZ, CAMPO BONITO y PUERTO GAITÁN 115 kV. El agente reporta actuación de protección distancia a 10.5 km desde OCOA, causada por fase reventada del circuito.
09/12/2016 9:29	182.24	Demanda no atendida no programada por desconexión de los activos JAMONDINO - JUNÍN 115 kV y JUNÍN - BUCHELLY 115 kV. El agente no reporta causa del evento.
30/12/2016 16:42	180.75	Demanda no atendida por indisponibilidad de los activos CHINU - SINCÉ 110 kV y BL SINCÉ A MAGANGUÉ 110 kV, quedando sin tensión las subestaciones SINCÉ, MAGANGUÉ y MOMPOX 110 kV.

Demanda No Atendida

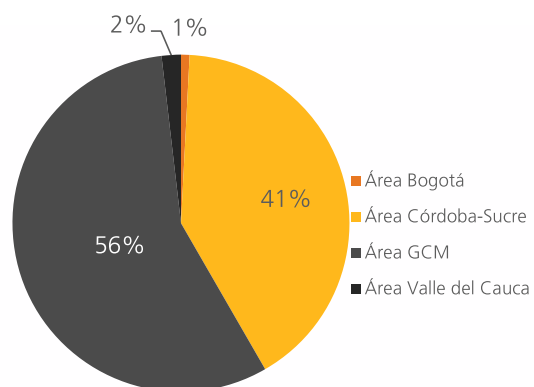
% DNA



■ % PROGRAMADA
■ % NO PROGRAMADA

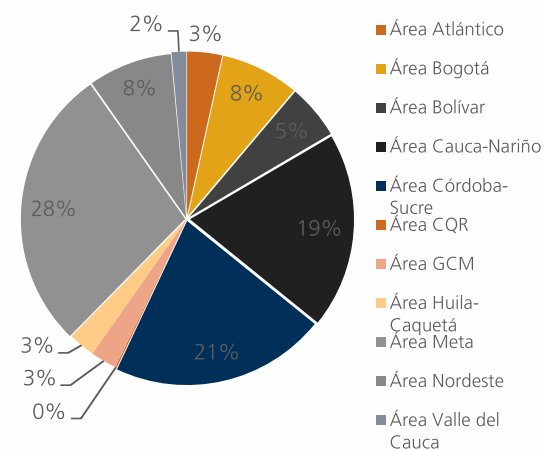
El total de demanda no atendida en Diciembre fue 1.94 GWh.

DEMANDA PROGRAMADA



Subarea	Mes (MWh)
Área Bogotá	7.50
Área Córdoba-Sucre	378.74
Área GCM	523.68
Área Valle del Cauca	17.03

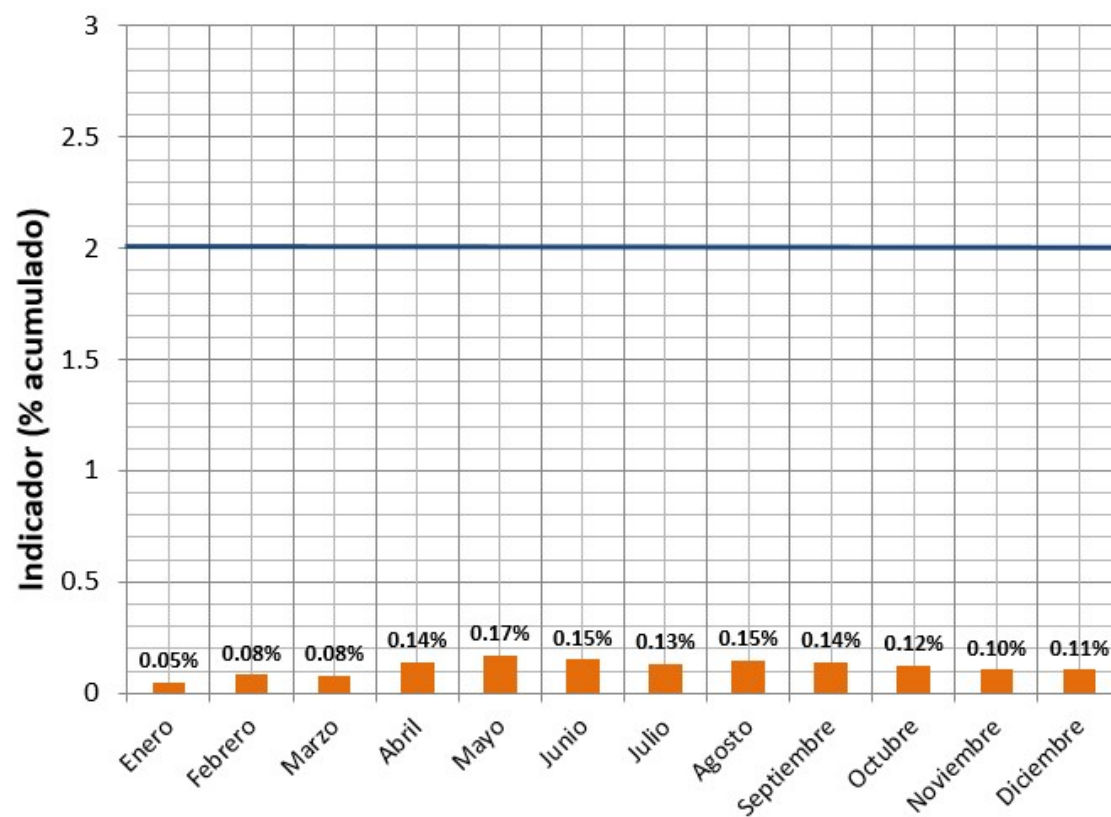
DEMANDA NO PROGRAMADA



Subarea	Mes (MWh)
Área Atlántico	34.75
Área Bogotá	77.88
Área Bolívar	54.36
Área Cauca-Nariño	194.24
Área Córdoba-Sucre	214.03
Área CQR	1.08
Área GCM	26.40
Área Huila-Caquetá	26.42
Área Meta	281.27
Área Nordeste	83.53



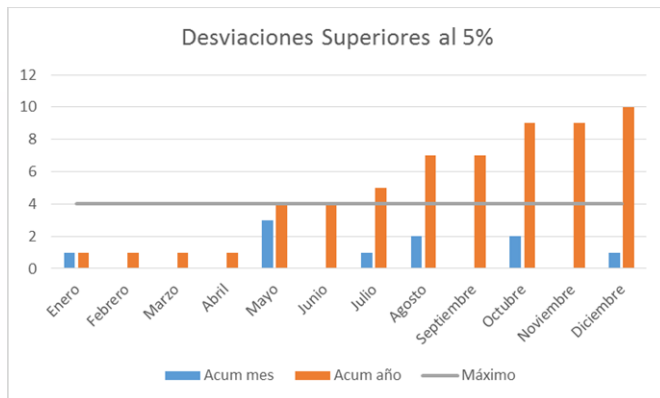
Indicador Acumulado Oscilaciones de muy baja frecuencia



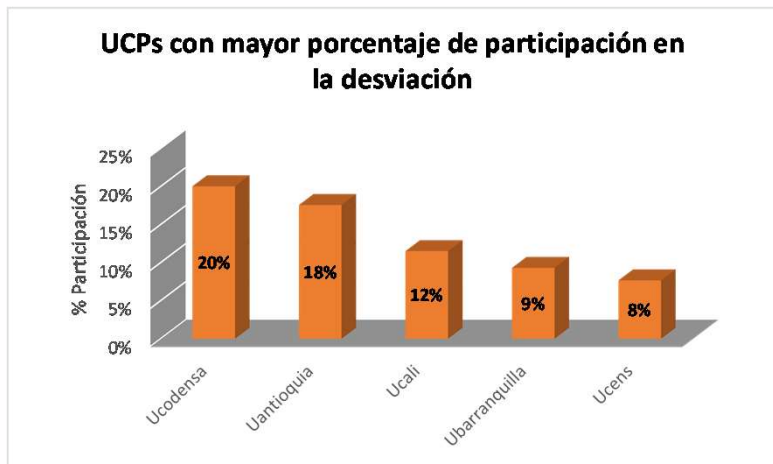


Indicador Calidad del Pronóstico Oficial

Demanda Real (ASIC) Vs Pronóstico Oficial (AGTE) - SIN



Durante el mes de Diciembre de 2016 se presentó 1 día (30) para el cual la demanda real estuvo desviada en un valor superior al 5% respecto al pronóstico oficial de demanda de energía.



Seguimiento proyectos Acuerdo CNO 696





Proyectos Convocatoria: STN

ETAPA

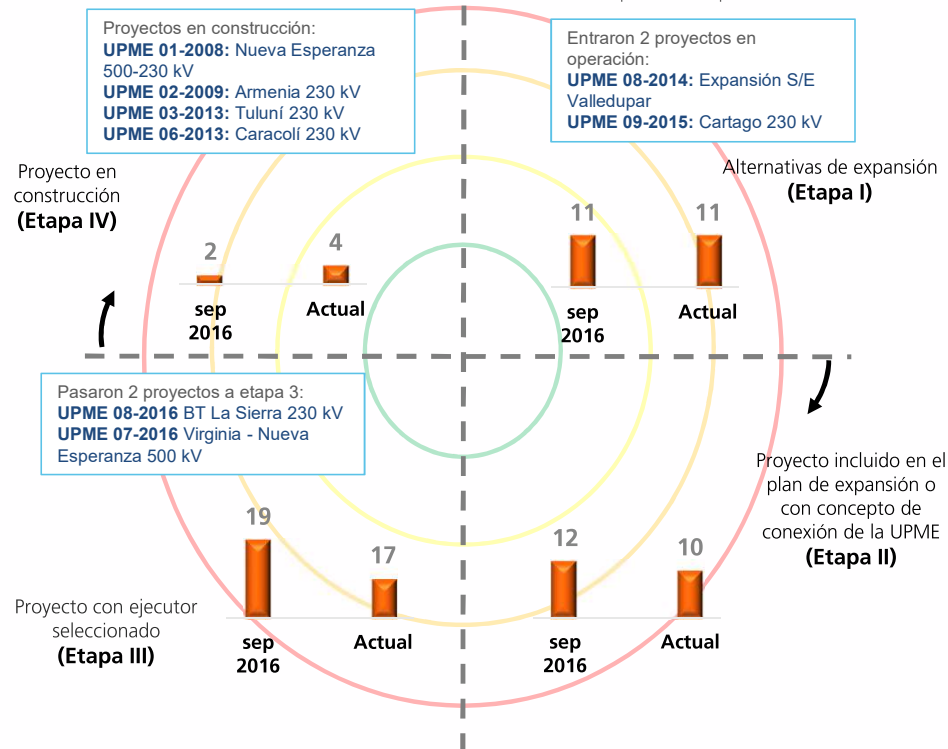
Estado en el que se encuentra el proyecto

Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior

FPO: Fecha de puesta en operación

¿Cuántos proyectos por convocatoria STN se tienen actualmente?

31



Proyectos Convocatoria: STN

NIVEL

Avance del proyecto respecto al cronograma establecido.

Proyectos que presentan retrasos en la FPO (Niveles 2, 3 y 4)

¿Cuántos proyectos
presentan retrasos en
la FPO?

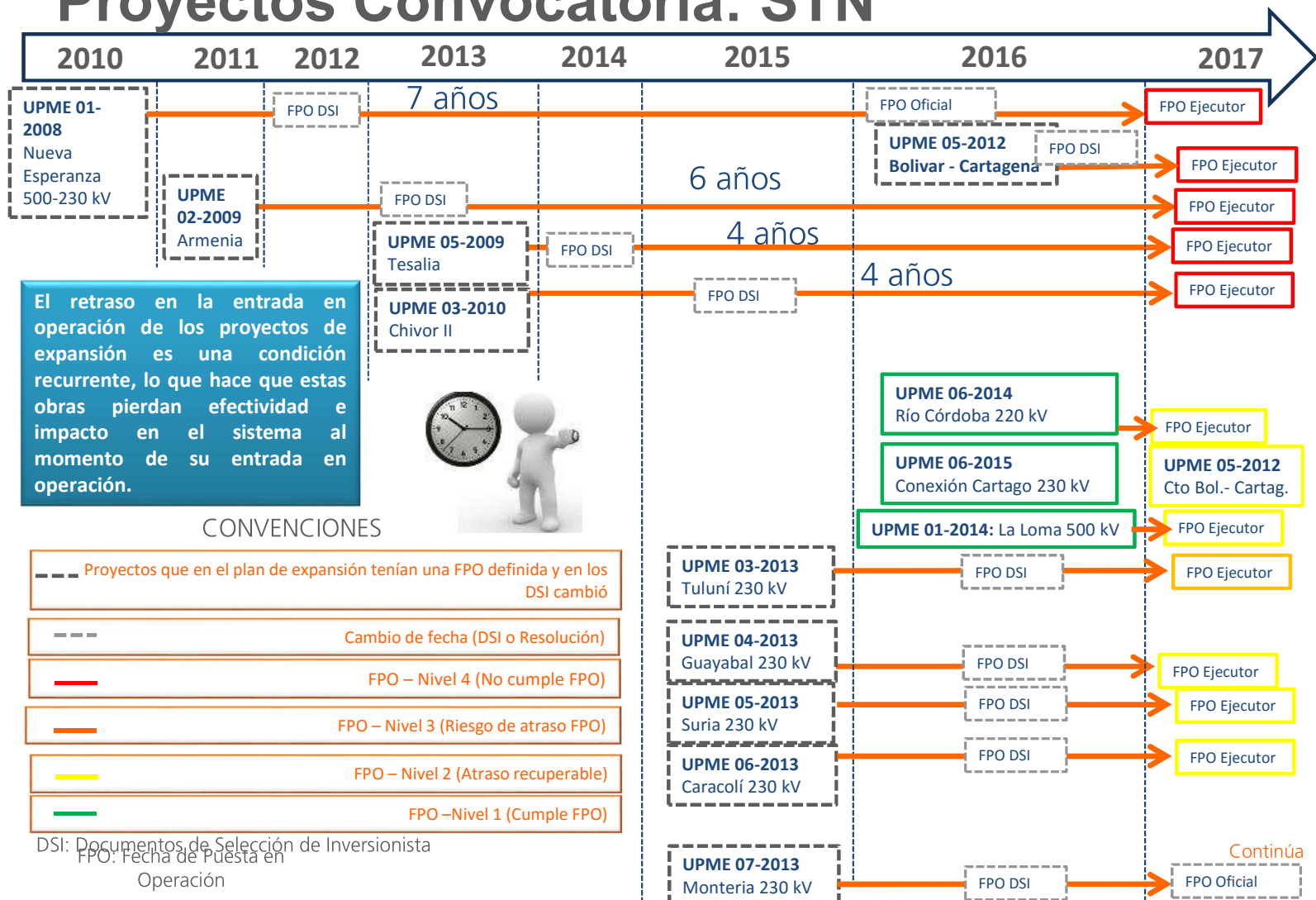
13



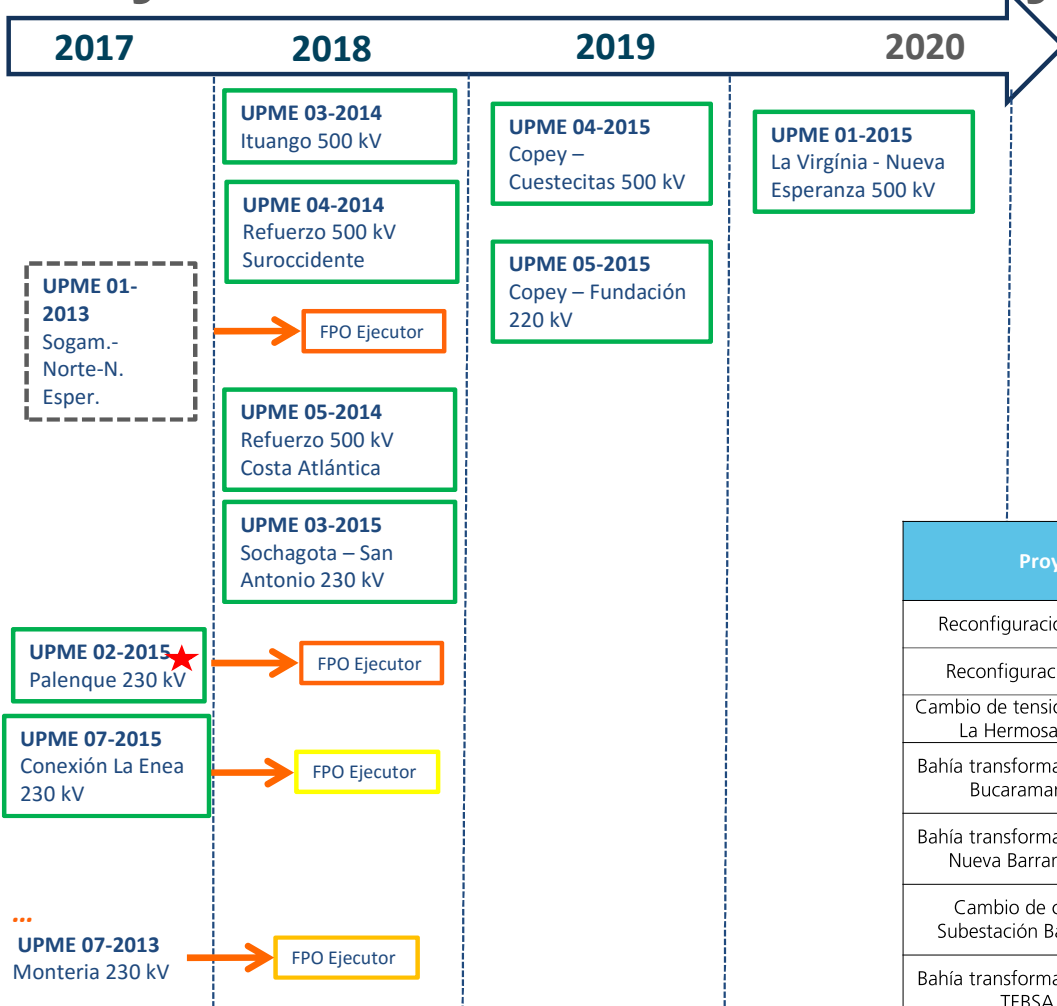
Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO* anterior prevista por el ejecutor	FPO Actual prevista por el ejecutor
UPME 01-2008	Nueva Esperanza 500 kV	4	2016-12-31	2017-03-31
UPME 02-2009	Armenia	4	2016-12-31	2017-04-17
UPME 03-2010	Chivor II	4	2017-12-30	2018-01-30
UPME 05-2009	Tesalia (etapa II)	4	2017-07-30	2017-09-30
UPME 03-2013	Tuluní 230 kV	4	2017-01-31	2017-07-30
UPME 05-2013	Suria 230 kV	3	2017-08-30	2017-11-30
UPME 07-2013	Montería 230 kV	3	2017-11-30	2018-03-30
UPME 01-2013	Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 230 kV	3	2018-08-30	2018-05-30
UPME 01-2014	La Loma 500 kV	3	2017-11-30	Igual a la anterior
UPME 05-2012	Bolívar - Cartagena	2	2017-10-31	2017-12-31
UPME 06-2013	Caracolí 230 kV	2	2017-05-30	2017-08-30
UPME 04-2013	Guayabal 230 kV	2	2017-05-30	Igual a la anterior
UPME 06-2014	Río Córdoba 230 kV	2	2017-09-07	2017-09-30

*Acuerdo CNO 670: La FPO de los proyectos que se utilizará para hacer seguimiento en la Etapa 2, 3 y 4 será la definida en el Plan de Expansión del SIN elaborado por la UPME. Si la FPO del proyecto es reprogramada, ésta última no se verá reflejada en el radar de seguimiento (...)

Proyectos Convocatoria: STN



Proyectos STN: Convocatoria y Ampliación



¿Cuántos proyectos del STN son por ampliación?

7

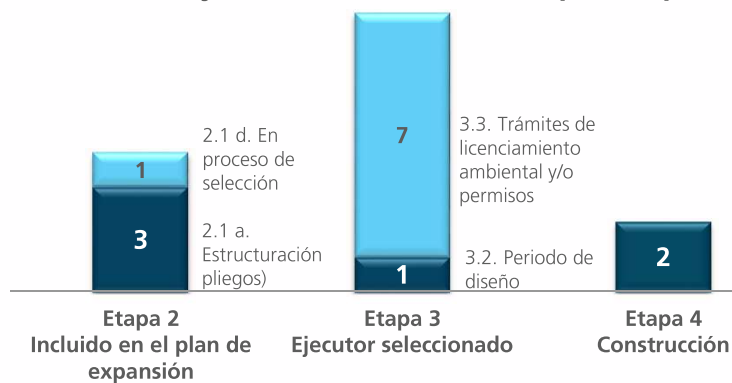
Proyecto	Nivel	FPO prevista por el ejecutor anterior
Reconfiguración Caño Limón	4	Sin reporte
Reconfiguración S/E Bacatá	1	Sin reporte
Cambio de tensión a 230 kV Línea La Hermosa - Esmeralda	1	2017-07-31
Bahía transformación Subestación Bucaramanga 230 kV	1	2017-12-30
Bahía transformación Subestación Nueva Barranquilla 220 Kv	1	2018-11-30
Cambio de configuración Subestación Barranca 230 kV	1	2019-12-30
Bahía transformación Subestación TEBSA 220 kV	1	Sin reporte

Proyectos Convocatoria: STR

¿Cuántos proyectos por convocatoria STR se tienen actualmente?

14

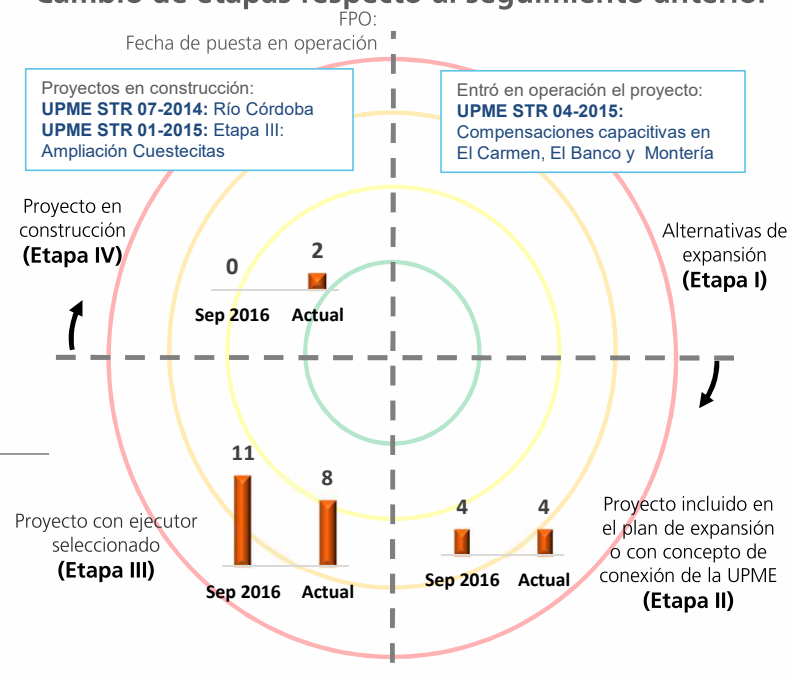
Proyectos convocatoria STR por etapa



Proyectos convocatoria STR etapa 2

#	Convocatoria	Proyecto	FPO
1	UPME STR 14-2015	Atlántico 1. Línea Termoflores – Centro por ductos existentes.	Nov -17
2	UPME STR 15 - 2015	Atlántico 2. Línea Termoflores – Oasis, subestación Magdalena, subestación Estadio y obras asociadas y ampliación en Tebsa	Nov-18
3	UPME STR 2016	(Bolívar 3) Subestación La Marina y líneas asociadas	Nov-18
4	UPME STR 04-2016	Anillo La Guajira Nueva Línea Maicao – Riohacha Nueva Línea Riohacha – Cuestecitas	nov-18

Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior



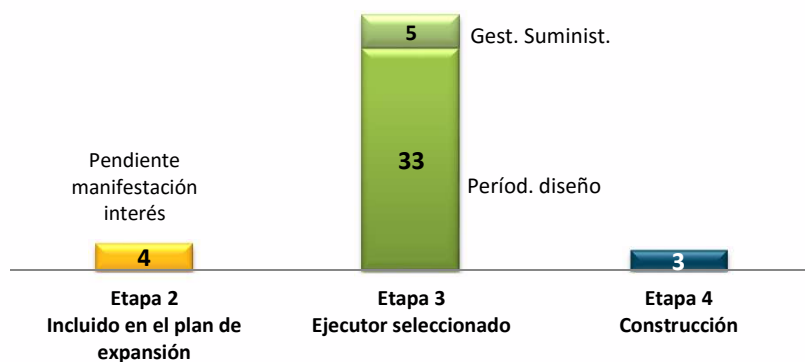
Proyectos STR

¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento?

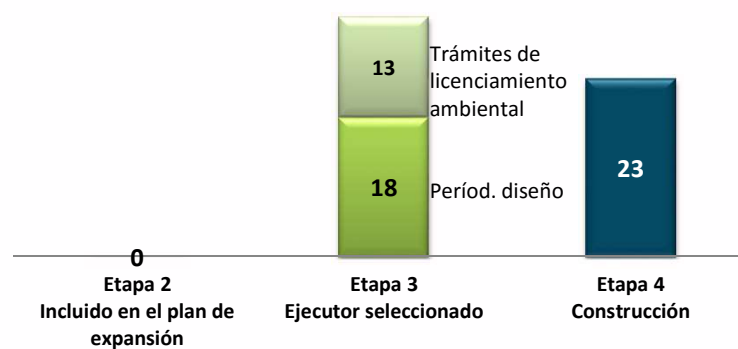
99



Proyectos STR en cronograma por etapa



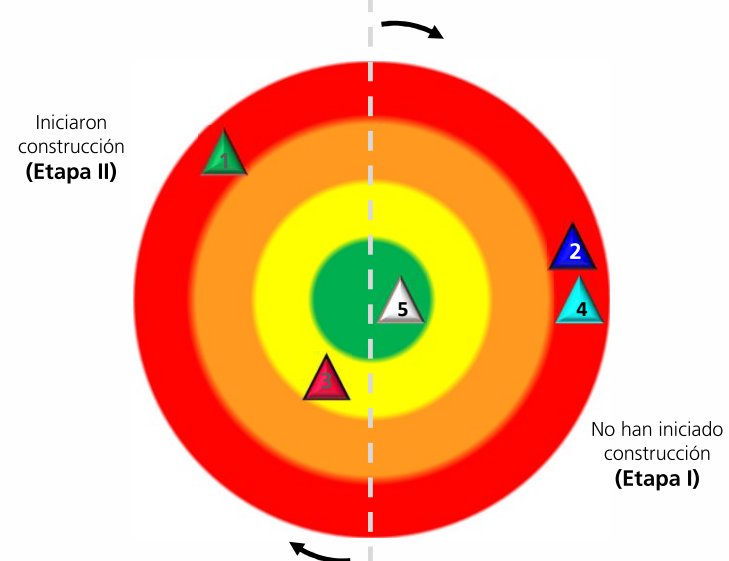
Proyectos atrasados STR por etapa



Proyectos Generación

N°	PROYECTO	AGENTE	Reporte noviembre de 2016		
			Fecha posible de puesta en operación oficial (DD/MM/YYYY)	Fecha posible de puesta en operación (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)
1	Gecelca 3.2	GECELCA S.A. E.S.P.	Diciembre 1 de 2015	31/07/2017	83.33%
2	Termoyopal	TERMOYOPAL GENERACIÓN 2 S.A.S. ESP	N/A	31/12/2017	7.00%
3	Ituango	EPM S.A. E.S.P.	Diciembre 1 de 2018	30/11/2018	61.80%
4	Ambeima	GENERADORA UNIÓN S.A.S.	N/A	30/01/2020	5.00%
5	Porvenir	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA S.A.S.	N/A	2022	No reportaron información

Proyectos de generación



Nota: El avance del proyecto reportado por los agentes generadores está medido respecto al cronograma actual del proyecto.



Se muestra el retraso real respecto a la fecha asignada de obligación de energía firme.



 filial de isa

Calle 12 Sur No. 18 - 168 Bloque 2
PBX: (574) 3172244 - Fax: (574) 3170989
Medellín Colombia.



@XM_filial_ISA

Todos los derechos reservados para XM. S.A.E.S.P

**Situación
Operativa**

Anexos balance

Proyectos que entraron en operación en el 2016

USO STN

Item	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
1	Segundo circuito Betania – Ibagué 230 kV	22/12/2016	ISA
2	Proyecto UPME 09 – 2015 Conexión de la subestación Cartago 230 kV al circuito LA VIRGINIA – SAN MARCOS 230 Kv	30/11/2016	ISA
3	Proyecto UPME 08 – 2014: Ampliación subestación Valledupar 220 kV	19/11/2016	ISA
4	Etapas I proyecto UPME 01-2008 Nueva Esperanza 230 kV: líneas NUEVA ESPERANZA – PARAISO 1 y 2 230 kV, NUEVA ESPERANZA – SAN MATEO 1 230 kV y CIRCO – NUEVA ESPERANZA 1 230 kV	30/05/2016	EPM

Conexión STN

Item	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
1	Transformadores 2 y 3 en la subestación Ocaña: OCAÑA 2 90 MVA 230/115 kV y OCAÑA 3 90 MVA 230/115 kV	02/12/2016	CENS
2	Conexión provisional en Barranca: transformador BARRANCA 3 90 MVA 230/115 kV	31/10/2016	ESSA
3	Subestación Magdalena medio (Ecopetrol) 220 kV.	24/02/2016	EPM

USO STR

Item	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
1	UPME STR 04-2015 - Compensaciones Capacitivas en El Carmen, El Banco y Montería.	21/12/2016	CONSORCIO ELÉCTRICO DEL CARIBE
2	UPME STR 01-2015. Etapa I: Compensación de 15 Mvar en las subestaciones Riohacha 110 kV y Maicao 110 kV	06/12/2016 16/12/2016	EPSA
3	Ampliación subestación Nueva Cospique 110 kV	15/11/2016	ELECTRICARIBE
4	Ampliación subestación Caucasia 110 kV e instalación de 2 transformadores 60 MVA 110/44 kV	07/10/2016 30/09/2016	EPM
5	Subestación Juan Mina 110 kV y activos asociados	01/07/2016	ELECTRICARIBE
6	Subestación Campobonito 115 kV y activos asociados	11/06/2016	EMSA
7	Reconfiguración de la línea Barranca - Palenque 115 kV en Barranca - Lizama 115 kV y Lizama - Palenque 115 kV.	06/06/2016	ESSA

Proyectos que entraron en operación en el 2016

Plantas menores (incluye cogeneradores y autogeneradores)

Item	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto	Tipo	CEN
1	Magallo 5.7 MW	22/12/2016	EPM	Hidráulica	5.7
2	PCH Coello 3x1.2 MW	10/12/2016	ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	Hidráulica	3.6
3	Cogenerador Ingenio Risaralda 5 MW. Aumento de capacidad efectiva neta a 15 MW. Normalización de la conexión en la subestación La Virginia (CHEC) 33 kV	24/09/2016	INGENIO RISARALDA S.A.	Cogenerador	5
4	PCH Morro Azul 19.9 MW	10/09/2016	RISARALDA ENERGÍA	Hidráulica	19.9
5	PCH Tunjita 19.7 MW	30/06/2016	AES CHIVOR	Hidráulica	19.7
6	PCH Tequendama	25/06/2016	ENERCO	Biogás	2.25
7	PCH El Cocuyo 0.7 MW	20/05/2016	El Cocuyo S.A.S E.S.P	Hidráulica	0.7
8	Planta Biogás Doña Juana 1.7 MW	29/04/2016	BIOGÁS DOÑA JUANA S.A. E.S.P.	Biogás	1.7
9	PCH La Frisolería 0.5 MW	29/04/2016	CHEC	Hidráulica	0.5
10	PCH Guavio 9.9 MW	27/04/2016	EMGESA	Hidráulica	9.9
11	Autogenerador reficar 9.9 MW	26/04/2016	EMGESA	Autogenerador	9.9
12	PCH Porce III	25/04/2016	EPM	Hidráulica	1.8
13	Autogeneración Yaguarito 1.6 MW. Conectado al SDL de EMSA	22/03/2016	EMSA	Autogenerador	1.6
14	Planta Termobarranca 1 12 MW	20/03/2016	EPM	Térmica	12
15	Planta Termobarranca 3 24 MW	20/03/2016	EPM	Térmica	24
16	Autogenerador Argos Yumbo 9.9 MW	20/03/2016	EPSA	Autogenerador	9.9
17	Autogenerador Unibol de 1.1 MW	20/03/2016	ESPACIO PRODUCTIVO S.A.S. E.S.P .	Autogenerador	1.1
18	Cogenerador ingenio Manuelita de 3.5 MW	17/03/2016	EPSA	Cogenerador	3.5
19	Autogenerador Argos Cartagena 9.9 MW	15/03/2016	EPSA	Autogenerador	9.9
20	Termobolívar 9.7 MW	04/03/2016	GENERSA	Térmica	9.7



■ filial de isa



ANEXOS seguimiento proyectos

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Proyectos del STN en etapa I y II

1. Análisis las alternativas de expansión identificados por la UPME que permitirán eliminar las restricciones eléctricas u operativas

ÁREA / SUB ÁREA	RESTRICCIÓN	ETAPA	ESTADO	OBSERVACIONES	Fecha preliminar (Estimada)
Antioquia	Atención radial de la demanda desde el ATR Urabá 220/110 kV	1.1	Pendiente aclaración por parte OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2017
Casanare	Agotamiento en la red a 115 kV	1.2	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2015
Arauca	Atención radial de la demanda	1.1	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2017
Suroccidental - Valle	Sobrecargas en estado estacionario; se observan sobrecargas del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV	1.1	Análizado por la UPME. Pendiente aclaraciones por parte del OR		2017
Nariño	Agotamiento de la red a 115 kV de Cauca - Nariño	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2015
	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Cauca	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Tolima – Huila - Caquetá	Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda	1.1	En análisis UPME		2017
Putumayo	Atención Radial de la demanda	1.1	Conceptuado 2 TRF Mocoa 220/115 kV - 50 MVA		2017
Meta	Atención radial de la demanda San José del Guaviare.	1.2	Conceptuado eliminación de radialidad hasta Granada		2017

2. Listado de proyectos del STR

#	Proyectos del STN en etapa II	FPO
1	Línea Copey – Cuestecitas 500 kV	nov-19
2	Línea Copey – Fundación 220 kV	nov-19
3	Segundo transformador de Ocaña 360 MVA 500/230 kV	jun-20
4	Subestación San Juan 220 kV	ago-20
5	Subestación El Río 220 kV	nov-20
6	Línea Sabanalarga - Bolívar 500 kV y segundo transformador Bolívar 450 MVA 500/220 kV	nov-20
7	Nuevo corredor Chinú - Toluviéjo – Bolívar 220 kV, con nueva subestación Toluviéjo 220 kV	nov-20
8	Subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV . Reconfigura la línea Ancón Sur – Esmeralda 220 kV	nov-20
9	Subestación San Lorenzo 230 kV. Reconfigura la línea San Carlos - Esmeralda	nov-20
10	Obras incorporación de energías renovables en La Guajira	nov-22

Anexos retraso de ituango

Todos los derechos reservados para XM, S.A.E.S.P.



UPME 03. Subestaciones Ituango – Medellín 500 kV (ITCO – agosto 2018)

Trasmisión

- Subestación Ituango 500 kV
- Dos (2) líneas independientes a 500 kV, desde Ituango 500 kV a Cerromatoso 500 kV (100 km cada una)
- Línea a 500 kV desde la subestación Ituango 500 kV hasta la subestación Porce III 500 kV (80 km)
- Línea a 500 kV desde la subestación Porce III 500 kV hasta la subestación Sogamoso 500 kV (200 km)
- Subestación Medellín 500 kV (Katíos 500 kV)
- Subestación Medellín 230 kV (Katíos 230 kV)
- Línea 500 kV desde la subestación Ituango 500 kV hasta la subestación Medellín 500 kV (130 km)
- Dos (2) autotransformadores en la subestación Medellín 500/230 kV
- Línea 230 kV desde la subestación Medellín 230 kV y hasta la subestación Ancón 230 kV (10 km)
- Línea doble circuito de 230 kV desde la subestación Medellín 230 kV hasta el punto de intersección de la línea Occidente – Ancón Sur 230 kV (10 km)

UPME 04. Refuerzo Suroccidental 500 kV (EEB – septiembre 2018)

Trasmisión

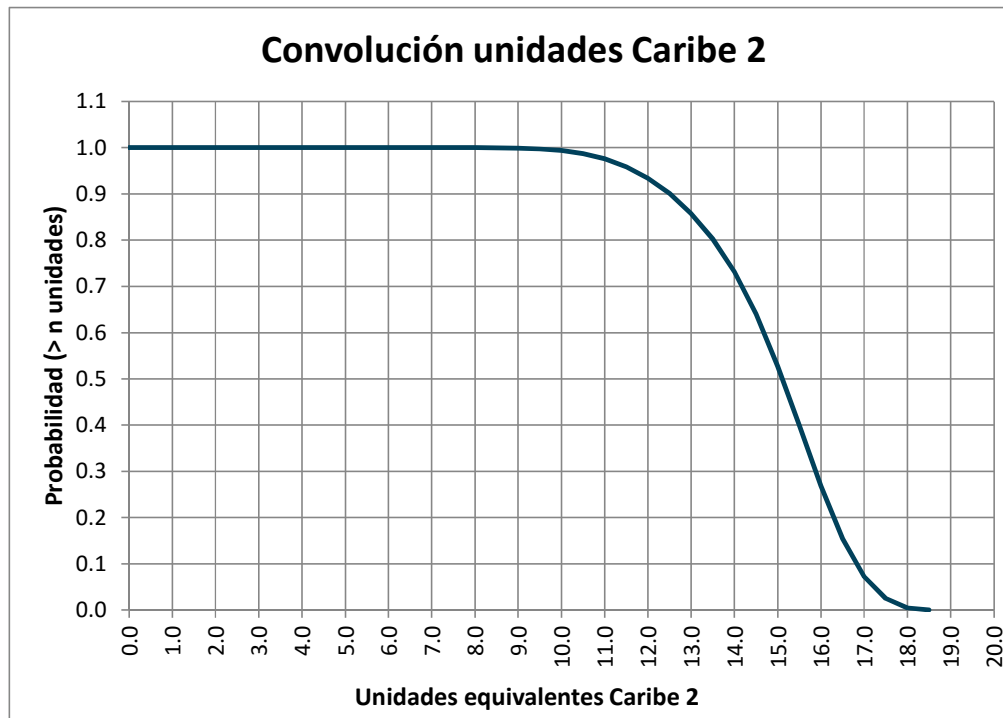
- Línea 500 kV desde la subestación Medellín 500 kV hasta la subestación Virginia 500 kV (170 km)
- Subestación Alférez 500 kV
- Línea 500 kV desde la subestación Virginia 500 kV hasta la subestación Alférez 500 kV (200 km)
- Dos (2) transformadores 500/230 kV en la subestación Alférez
- Línea doble circuito de 230 kV desde la subestación Alférez 230 kV hasta el punto de intersección de la línea existente Juanchito – Pance 230 kV (2 km)
- Línea de 500 kV desde la subestación Alférez 500 kV hasta la subestación San Marcos 500 kV (35 km)

UPME 05. Refuerzo Caribe 500 kV (ITCO – agosto 2018)

Trasmisión

- Línea 500 kV desde la subestación Cerromatoso 500 kV hasta la subestación Chinú 500 kV (132 km)
- Línea 500 kV desde la subestación Chinú 500 kV hasta la subestación Copey 500 kV (200 km).

Probabilidad unidades equivalentes Caribe 2



El atraso de las obras a 500 kV asociadas a la red de Caribe (UPME 03, UPME 05, Copey – Cuestecitas 500 kV, Bolívar – Sabanalarga 500 kV y obras asociadas) incrementa el riesgo de desatención de demanda en el área, dado que la flexibilidad operativa disminuye al 0.3% en el 2020

Si no entra ningún proyecto de expansión, en el año 2020 se tendría un riesgo del 47% de no disponer de unidades para soporte de tensión