



Informe CND

Dirigido al Consejo
Nacional de Operación

Documento XM-CND-061

Jueves 3 de noviembre de 2016



■ filial de isa

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 - 061
Jueves 3 de noviembre de 2016**



Agenda

1

Situación Actual

- Seguimiento plan Huila - Caquetá
- Área Oriental

2

Variables en el SIN

- Generación y Demanda
- Hidrología

3

Panorama Energético

- Análisis energético de mediano plazo

4

Varios

- Indicadores calidad operación
- Acuerdo 518



■ filial de isa

Situación actual



■ filial de isa

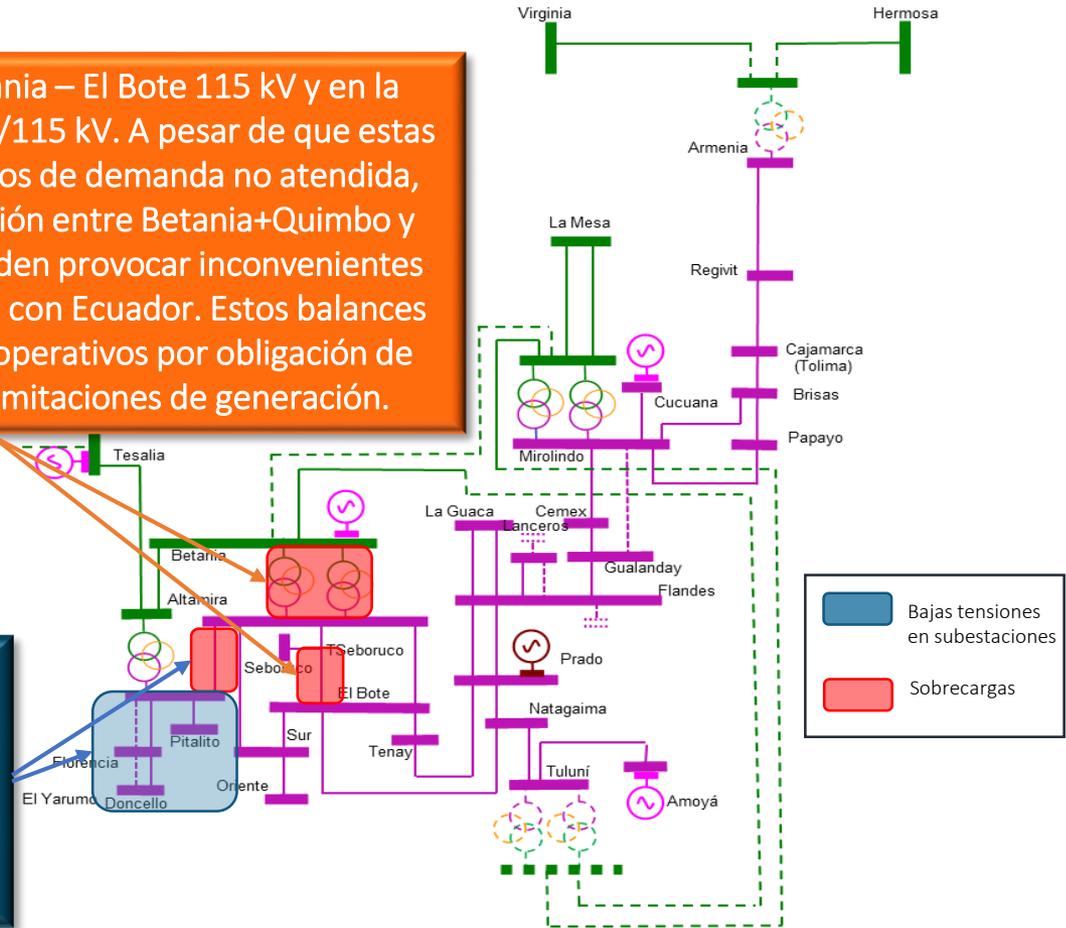
Seguimiento plan Huila - Caquetá

Restricciones de la subárea Huila-Caquetá

Congestión en las líneas Betania – El Bote 115 kV y en la transformación de Betania 230/115 kV. A pesar de que estas restricciones no generan riesgos de demanda no atendida, exigen un balance de generación entre Betania+Quimbo y Prado+Amoyá, e inclusive pueden provocar inconvenientes para el intercambio de energía con Ecuador. Estos balances pueden generar sobrecostos operativos por obligación de generación de seguridad o limitaciones de generación.



No se tienen recursos para cubrir la contingencia en la transformación de Altamira 230/115 kV, la cual generaría DNA de todo Caquetá por sobrecarga no admisible en la línea Betania – Hobo – Altamira 115kV y bajas tensiones en Florencia y Doncello 115 kV.



Se realizó reunión presencial Electrohuila – Electrocaquetá – UPME – XM el 12 de septiembre de 2016 en la Sede de ISA Bogotá para revisar en detalle las restricciones de la subárea Huila-Caquetá y las medidas operativas a implementar. En esta reunión se definió el plan de acción a implementar en la subárea Huila-Caquetá.



■ filial de isa

Plan de acción en la subárea Huila-Caquetá

Acción	Fecha	Responsable	Avances	Estado
Revisar los pronósticos de demanda para ajustarlos	19-09-2016	Electrohuila	XM aclaró dudas a Electrohuila respecto el tema y Electrohuila ajustó pronósticos.	Finalizada
Pronóstico desagregado en las cargas de Florencia y Doncello 115 kV	26-09-2016	Electrocaquetá – XM	Electrohuila realizó actualización de los factores de distribución para considerar pronóstico desagregado entre las cargas de Florencia y Doncello 115 kV, los cuales entraron en vigencia desde el 3 de octubre de 2016.	Finalizada
Reunión Electrohuila-Electrocaquetá para definir plan de acción y medidas operativas a implementar	30-09-2016	Electrohuila - Electrocaquetá	El lunes 26/09/2016 se reunieron Electrocaquetá y Electrohuila para determinar el valor de demanda a deslastrar ante contingencia. En el CO extraordinario realizado el 2-11-2016 Electrocaquetá informó que realizaron todas las acciones pactadas y están pendientes del estudio de Electrohuila. <u>Queda pendiente que los agentes se reúnan y coordinen la acción a implementar (ESPS que deslastre carga ante N-1 ATR Altamira 230/115 kV).</u>	Atrasada
Entrega, reporte y cronograma para la implementación de las medidas operativas propuestas	Fecha inicial 21 -10-16 Fecha actual 15-11-2016	Electrohuila - Electrocaquetá	<u>En el CO extraordinario realizado el 2-11-2016 , Electrohuila y Electrocaquetá se comprometen a enviar el estudio del esquema a XM el 15-11-2016.</u>	Atrasada
Verificar posibilidad de aumento de capacidad de sobrecarga del ATR Betania 1 230/115 kV y definir posible fecha de acción a implementar	22-11-2016	Electrohuila - Intercolombia	Intercolombia informó en el CO extraordinario realizado el 2-11-2016 que están pendientes de unas pruebas de aceite para verificar la viabilidad de la acción. Enviarán carta a XM con la respuesta oficial el 22-11-2016.	En desarrollo

Plan de acción en la subárea Huila-Caquetá

Acción	Fecha	Responsable	Avances	Estado
Verificar posibilidad de aumento de capacidad de sobrecarga del circuito Seboruco – El Bote 115 kV y definir posible fecha de acción a implementar	Fecha inicial 16-09-16 Fecha actual 10-11-2016	Electrohuila	<p>Electrohuila reportó a XM el aumento de la capacidad de sobrecarga del circuito Seboruco - El Bote 115 kV. El cambio de parámetro comenzó a regir a partir de la operación del martes 20 de septiembre de 2016.</p> <p>El 9 de octubre de 2016 se modificó de nuevo la capacidad de sobrecarga de este circuito bajándola de 593 A a 480 A, ya que Electrohuila no ha hecho las actualizaciones pertinentes en protecciones que permitan el aumento reportado anteriormente.</p> <p><u>Está pendiente por Electrohuila la actualización de ajustes y su debido reporte en Station Ware para poder considerar la capacidad de sobrecarga de 593 A.</u></p>	Atrasada
Convocatoria para la ejecución del segundo transformador Altamira 230/115 kV	Pendiente	UPME	<p>UPME informó que esta fecha depende de la respuesta del contrato para verificar las posibilidades de construcción. Este contrato está en proceso de adjudicación.</p> <p><u>Está pendiente que UPME informe la fecha de publicación de la convocatoria.</u></p>	En desarrollo
Convocatoria para la ejecución del segundo corredor Altamira – Florencia – Doncello 115 kV	Pendiente	UPME	<p>UPME informó que esta fecha depende de la respuesta del contrato para verificar las posibilidades de construcción. Este contrato está en proceso de adjudicación.</p> <p><u>Está pendiente que UPME informe la fecha de publicación de la convocatoria.</u></p>	En desarrollo

Plan de acción en la subárea Huila-Caquetá

Acción	Fecha	Responsable	Avances	Estado
Revisión, análisis y definición de expansión estructural para las restricciones de la red del Huila teniendo en cuenta las propuestas del plan de expansión de Electrohuila	Plan preliminar de 2017	UPME	<u>Está pendiente la definición de la obra de expansión estructural por parte de la UPME.</u>	En desarrollo
Revisión modelo eléctrico DigSILENT de XM para tomar medidas respecto a las diferencias con modelo de Electrohuila	30 de septiembre de 2016	XM-Electrohuila	Se han realizado diferentes reuniones, concluyendo que la diferencia más grande presentada entre los dos modelos se debe a una diferencia en los parámetros modelados en la BD de Electrohuila respecto a lo reportado en PARATEC.	Finalizada
Validar diferencias de parámetros entre el modelo eléctrico de Electrohuila y lo reportado en PARATEC	Fecha inicial 30-09-16 Fecha actual 10-11-2016	Electrohuila	Electrohuila está realizando una revisión detallada de los parámetros reportados en PARATEC. <u>Está pendiente que Electrohuila ejecute la acción necesaria: sea modificar los parámetros en su modelo o reportar los parámetros correctos en PARATEC.</u>	Atrasada
Ingreso de compensación capacitiva a nivel de SDL de Caquetá	Pendiente	Electrocaquetá	En el CO 280 realizado el 29 de septiembre, Electrocaquetá quedó con el compromiso de revisar la posibilidad de ingresar compensación capacitiva a nivel de SDL para mejorar las condiciones. En el CO extraordinario del 2-11-2016, Electrocaquetá informó que tienen estudio inicial con posibilidades de instalación para el tercer trimestre del 2017. <u>Está pendiente que Electrocaquetá informe la compensación a ingresar y sus fechas de entrada en operación.</u>	Sin definir fecha

Área Oriental

ACCIONES

- Miércoles 19 de octubre → Se declara CAOP para el área oriental.
- Teleconferencias de seguimiento con agentes y fuerzas militares.
- Seguimiento a recuperación de la infraestructura.
- Miércoles 3 de noviembre → Se levanta la declaración de CAOP.

LÍNEAS	Fecha evento	Fecha Entrada	Empresa
Reforma – Tunal 1 y 2 230 kV	19 octubre 19:00 horas	27 de octubre	EEB
Mesa – Balsillas 230kV Mesa – Noroeste 230 kV	18 octubre 22:10 horas	2 de Noviembre	ITCO
Guavio – Torca 1 y 2 230 kV	11 octubre 20:43 horas	31 de octubre	ITCO

VARIABLES EN EL SIN

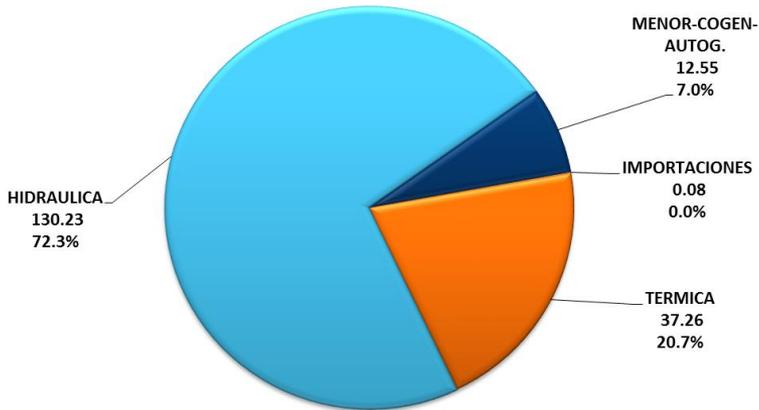
Generación y demanda del SIN Preliminar

Generación en GWh-día en septiembre de 2016



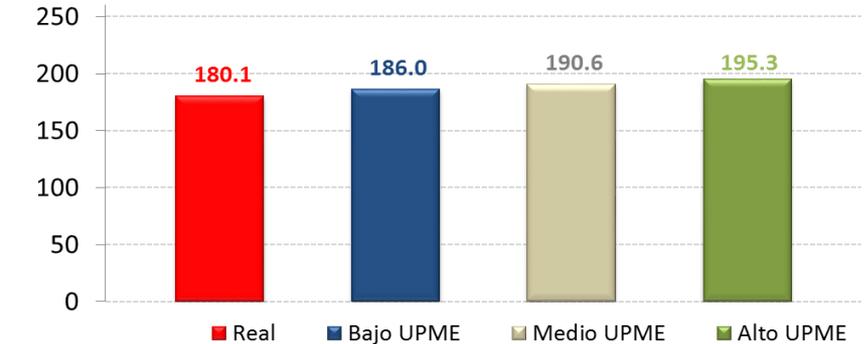
Total 184.75 GWh-día

Generación en GWh-día en octubre de 2016



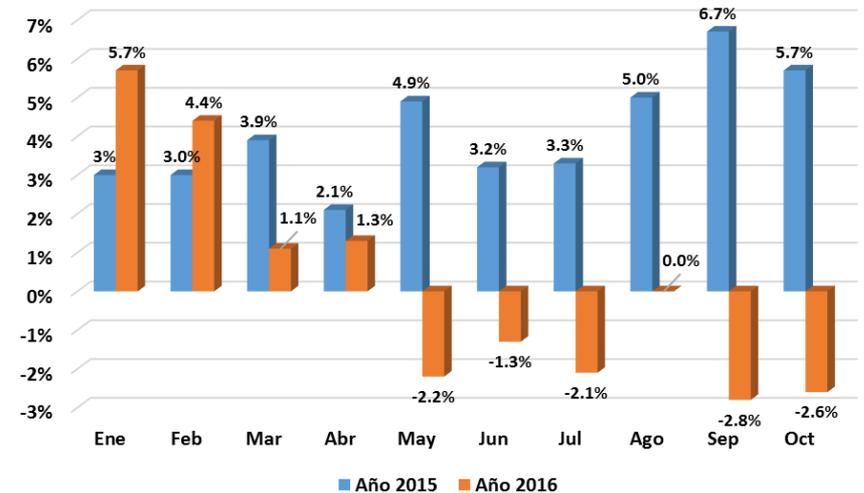
Total 180.1 GWh-día

Demanda promedio día Real vs Escenarios UPME

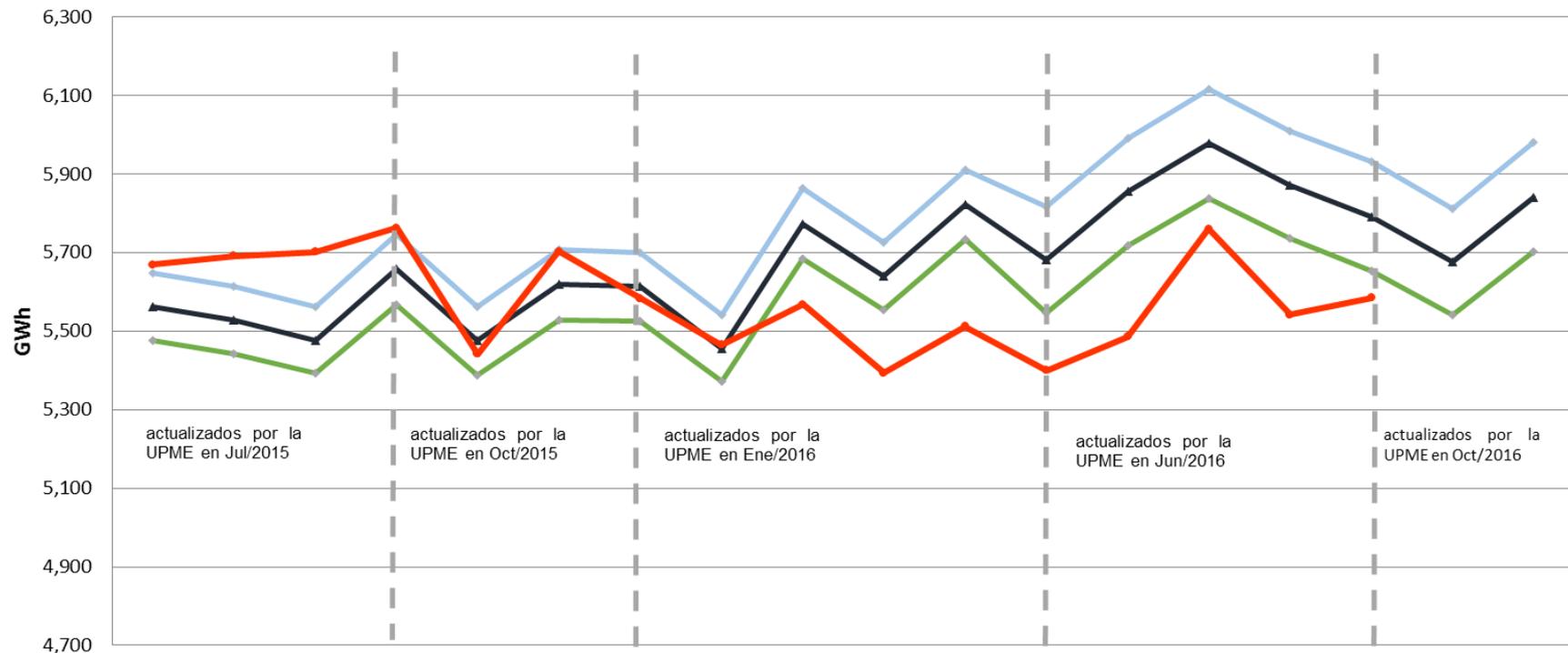


Información PRELIMINAR - hasta octubre 31

Crecimiento mensual de la demanda de energía del SIN

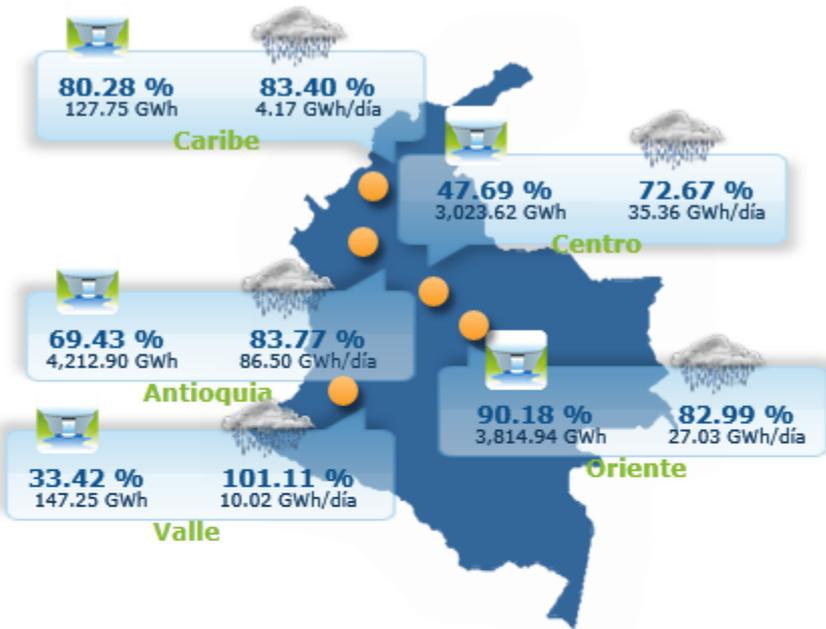


Demanda del SIN y escenarios UPME



	jul.-15	ago.-15	sep.-15	oct.-15	nov.-15	dic.-15	ene.-16	feb.-16	mar.-16	abr.-16	may.-16	jun.-16	jul.-16	ago.-16	sep.-16	oct.-16	nov.-16	dic.-16
Alto	5,648	5,614	5,562	5,747	5,562	5,707	5,701	5,540	5,863	5,725	5,909	5,816	5,991	6,117	6,009	5,930	5,812	5,981
Medio	5,562	5,528	5,477	5,657	5,475	5,618	5,613	5,455	5,773	5,639	5,821	5,680	5,854	5,977	5,871	5,790	5,675	5,840
Bajo	5,477	5,443	5,393	5,568	5,388	5,529	5,526	5,371	5,684	5,553	5,733	5,546	5,718	5,837	5,735	5,652	5,540	5,701
Real	5,669	5,691	5,701	5,763	5,441	5,703	5,584	5,465	5,567	5,393	5,511	5,400	5,486	5,760	5,542	5,584		

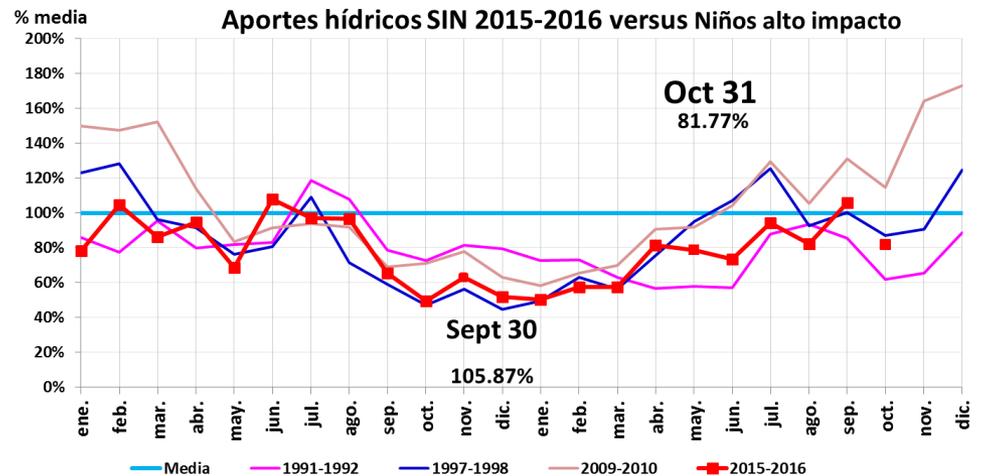
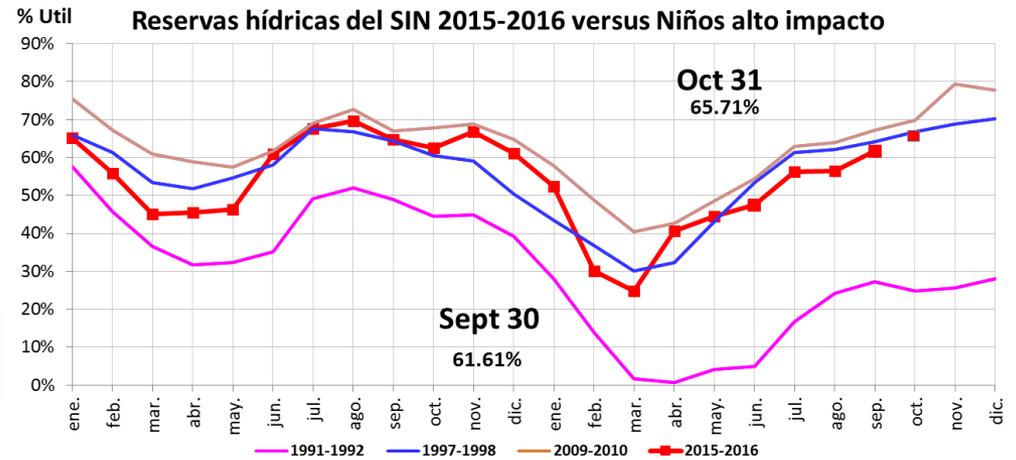
Hidrología en el SIN



Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Haga clic sobre los puntos del mapa para ver más información

Monday, October 31, 2016



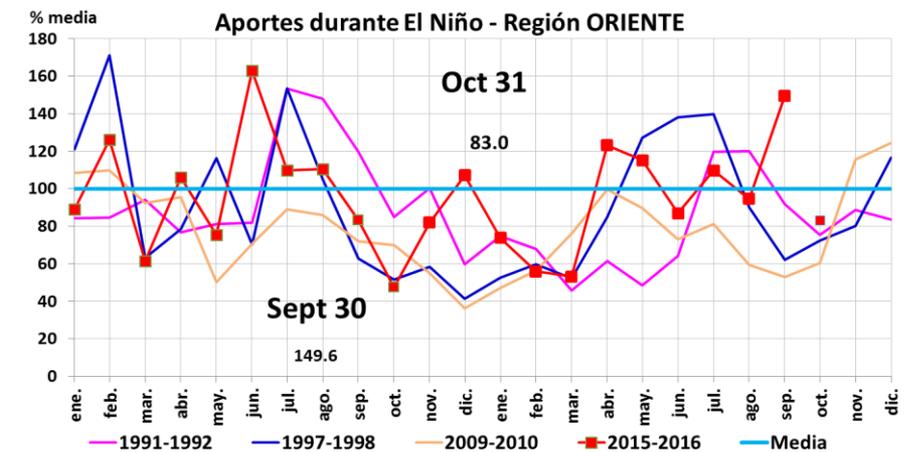
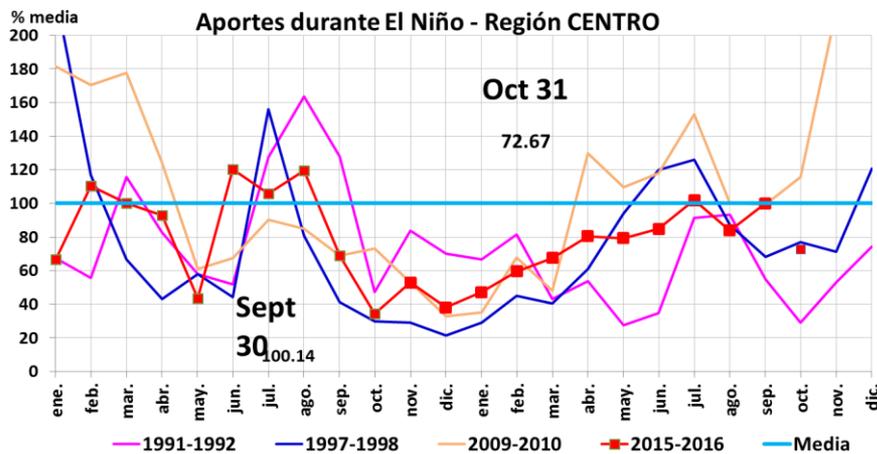
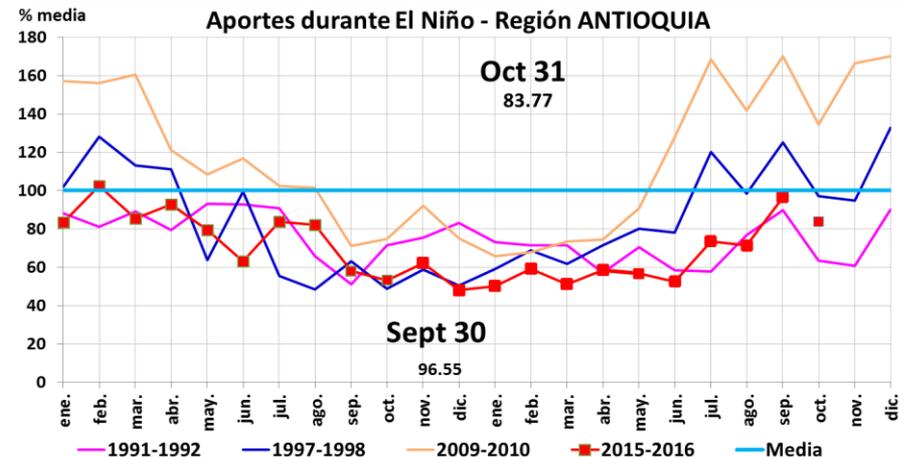
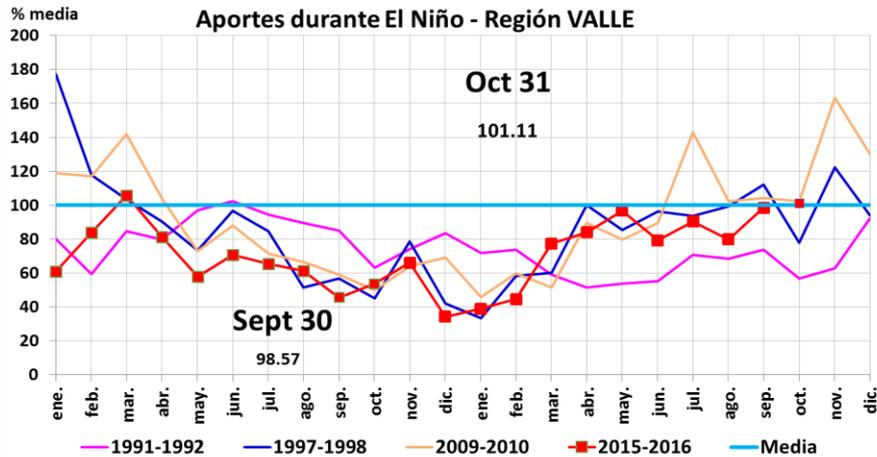
A la fecha, noviembre 2, las reservas están en 65.97% y los aportes al SIN en el 83.21% frente a los históricos.



filial de isa

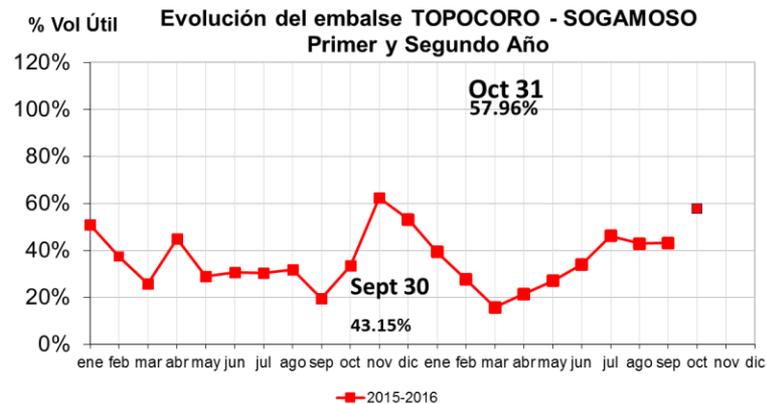
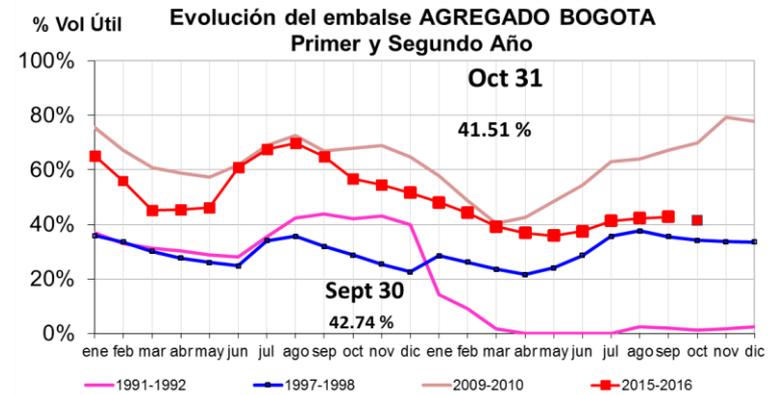
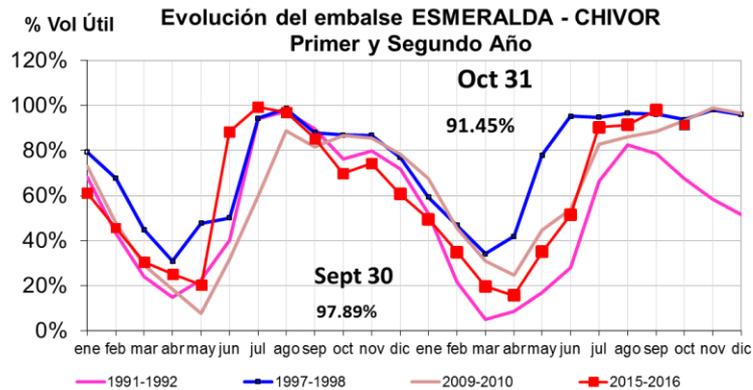
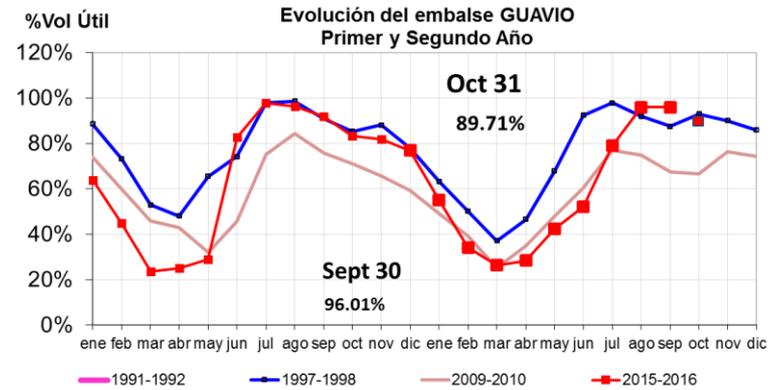
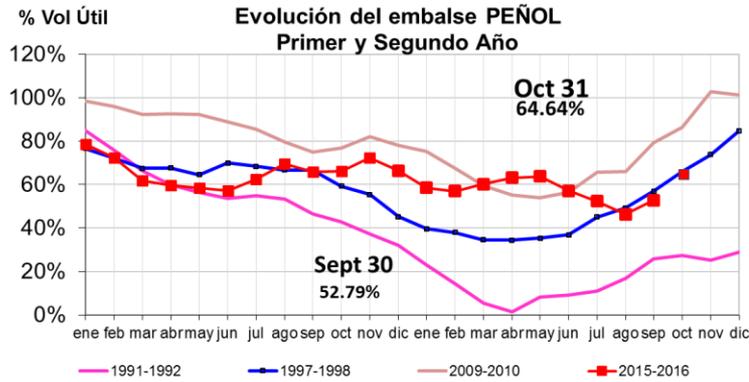
Aportes

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



■ filial de isa

Embalses



Nota: información operativa informada por los agentes



filial de isa

Panorama Energético



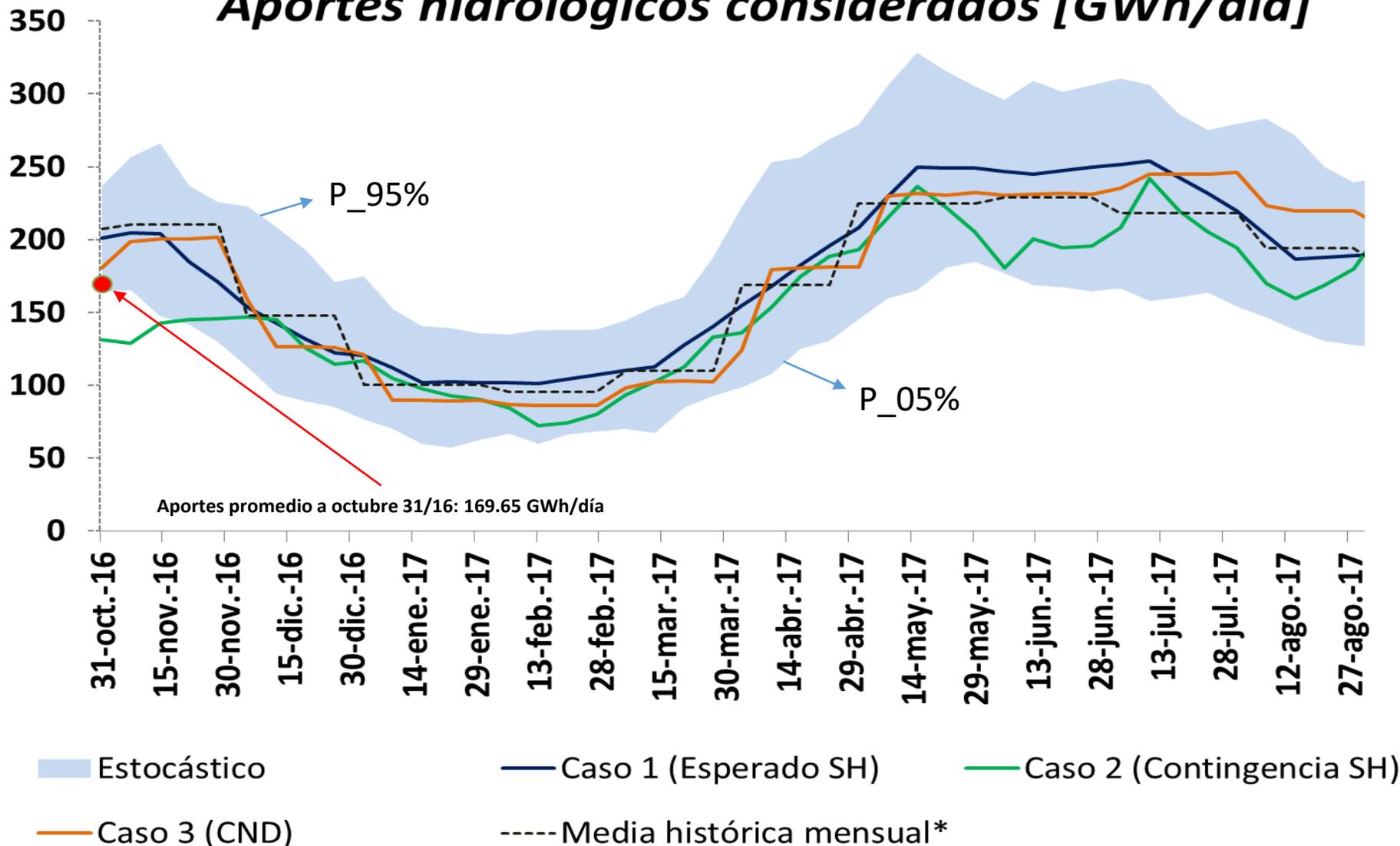
■ filial de isa

Supuestos e información básica de las simulaciones

Variable		Descripción
Horizonte	1 año, resolución semanal	
Combustible	Precios UPME (julio 2016) Contratos reportados por agentes 2016 Planta regasificadora desde dic/16 (suministro a Tebsa, Termocandelaria y Flores)	
Parámetros del SIN	PARATEC – (Heat Rate + 15% Plantas Gas)	
Min.Embalses	Mínimos Operativos	
Desbalance hídrico	14 GWh/día	
Ecuador	El Caso 4. considera Ecuador con información de precios indicados por Cenace.	
Fecha de entrada de generación	Gecelca 3.2: 30 de septiembre de 2017.	
Demanda	Escenario bajo UPME – Revisión Oct/16	
Costos de racionamiento UPME	Último Umbral Oct/16.	
Plantas menores y cogeneradores	10.8 GWh/día en los meses de mayo a noviembre. Para los meses de diciembre a abril 10.8 GWh/día.	
Mttos Generación	Actualizados a Oct31/16	
Simulaciones	Hidrología	
	Tipo de Estudio	
	Estocástico	Autónomo
	Caso1. Esperado SH	
	Caso2. Contingencia SH	
Caso 3. CND		
Caso 4. Esperado SH	Coordinado	

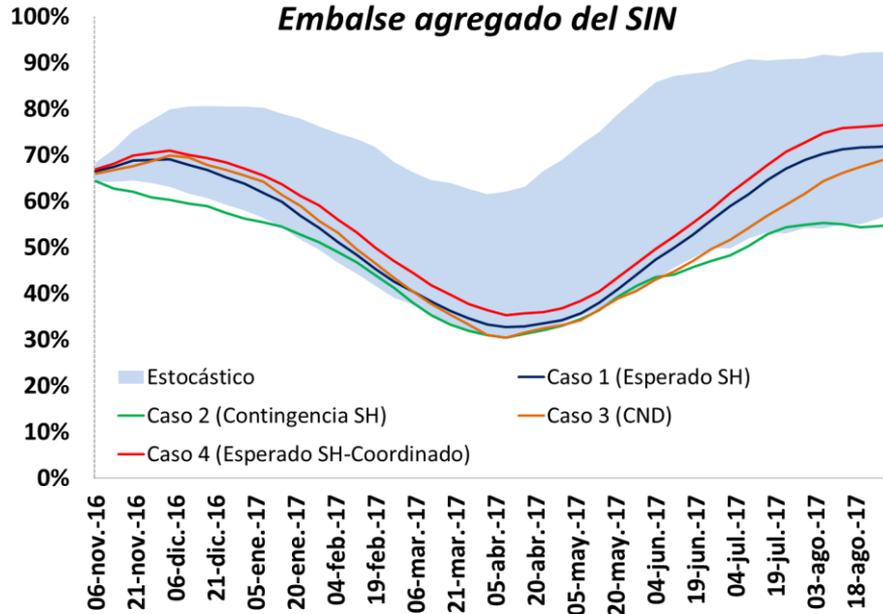
Escenarios Hidrológicos

Aportes hidrológicos considerados [GWh/día]



Resultados

Embalse agregado del SIN

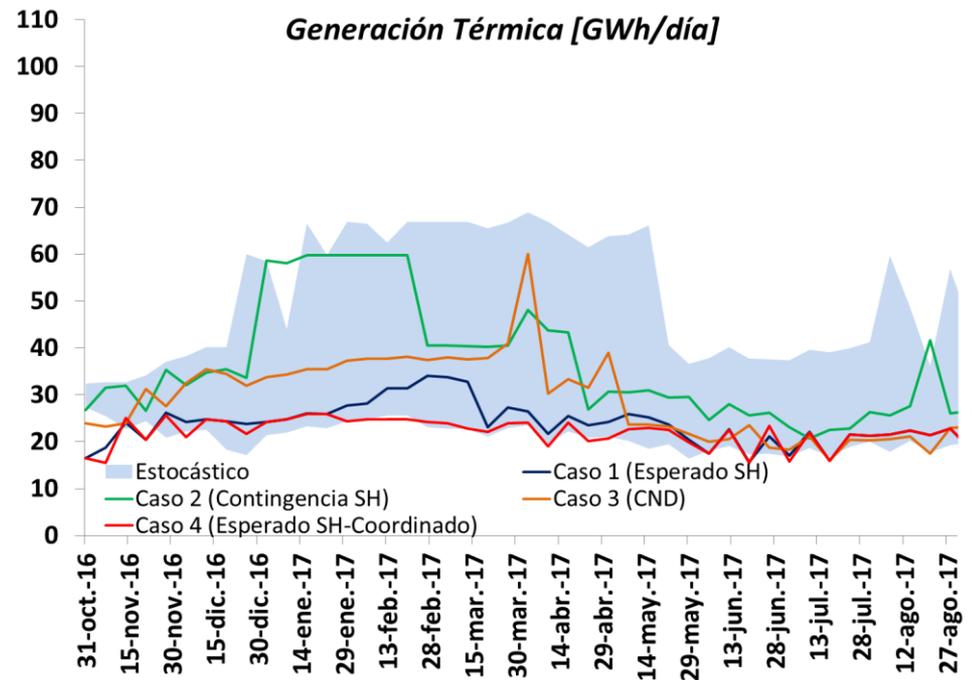


Embalse. Nivel a Nov/16 [%]	
Caso 1	69
Caso 2	61
Caso 3	69
Caso 4	70

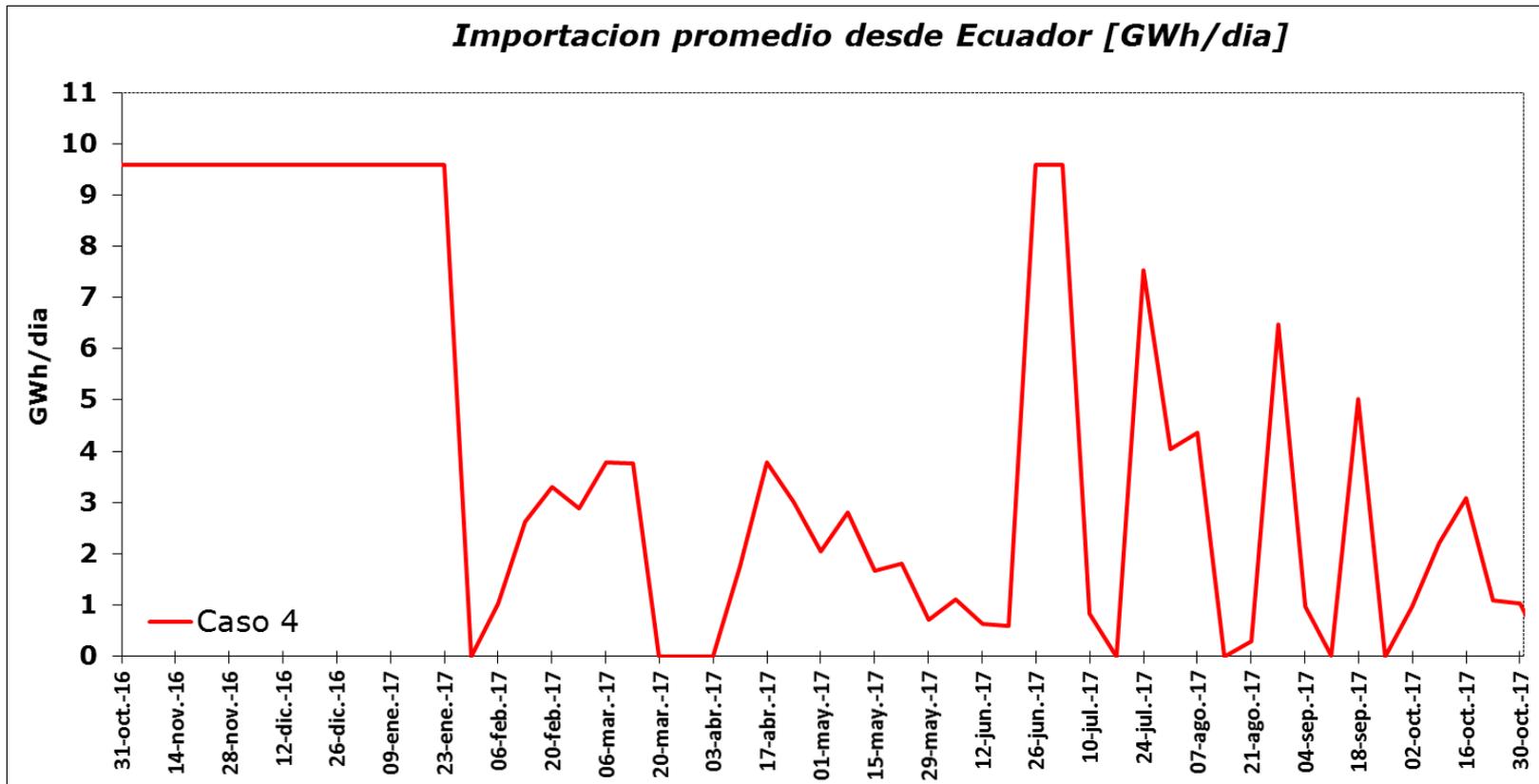
Prom. térmica (nov/16) GWh/día

Caso 1	20
Caso 2	29
Caso 3	26
Caso 4	19

Generación Térmica [GWh/día]



Resultados Caso 4



De acuerdo con el último informe conjunto XM-CENACE diciembre 2015 – diciembre 2016, la máxima cantidad de energía a importar es 9.6 GWh/día, considerando la entrada de 4 unidades de Coca- Codo Sinclair.



Conclusiones

Con el escenario bajo de demanda (UPME Oct/16) e información suministrada por los agentes y los escenarios determinísticos de aportes hídricos analizados, la generación térmica promedio para el mes de noviembre de 2016 se despacha en valores entre 19 y 26 GWh/día para los casos 1, 3 y 4. Para el caso 2, que considera la hidrología Contingencia indicada por el subcomité hidrológico del CNO, se requieren en promedio 29 GWh/día.

Todos los casos analizados, incluyendo el estudio estocástico, cumplen con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.

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.

Recomendaciones

Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se recomienda:

- 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 tanto del SIN como del sector gas.

Varios

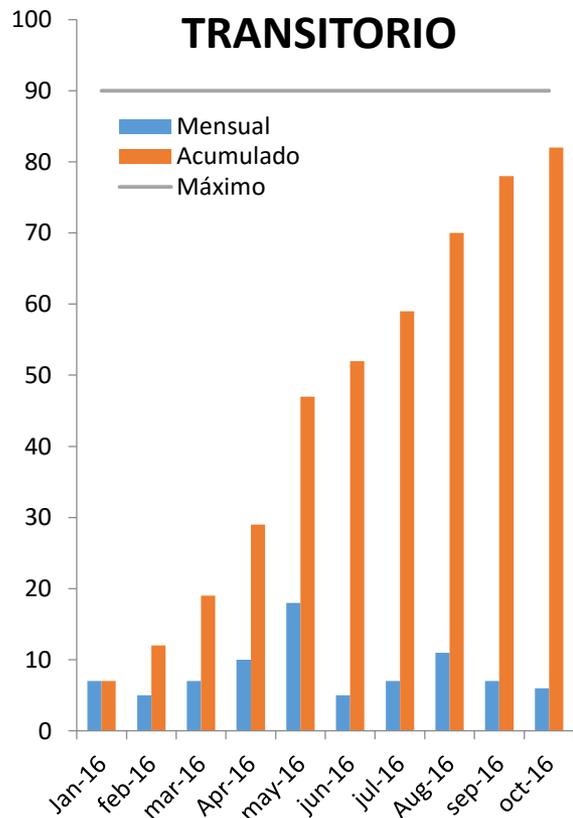


■ filial de isa

Indicadores calidad operación

Eventos transitorios de frecuencia

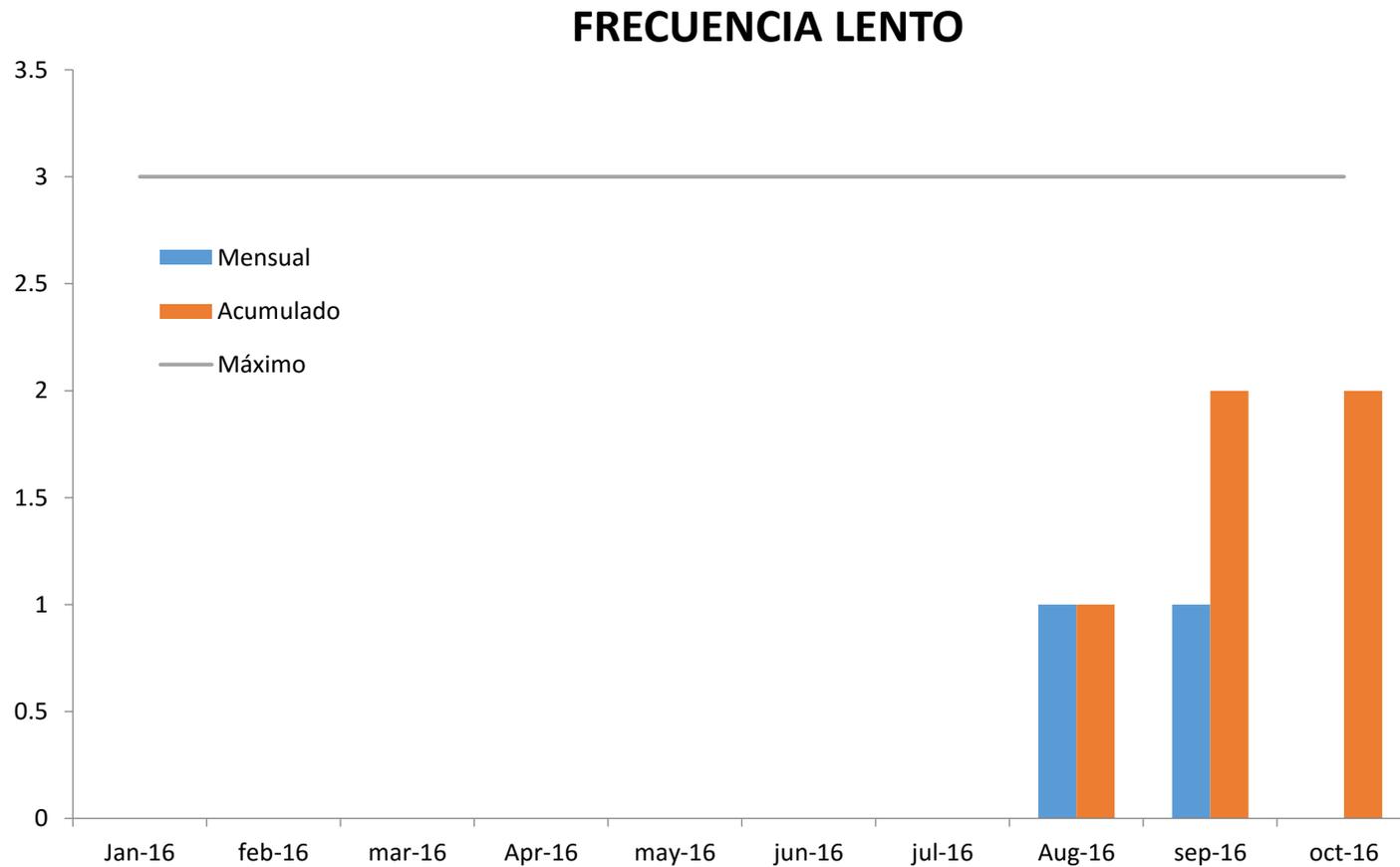
FRECUENCIA TRANSITORIO



Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
06/10/2016 15:42	2	60.22	Transitorio	Desconexión de las líneas LA REFORMA - OCOA 1 y 2 a 115 kV, y BARZAL - LA REFORMA 1 115 kV. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.22 Hz con una duración de 2 segundos. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.
16/10/2016 23:26	1	59.79	Transitorio	La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz por salida de 187 MW de generación en la planta Coca Codo Sinclair en el sistema ecuatoriano.
17/10/2016 20:08	2	59.78	Transitorio	Disparo de las unidades 3, 4, 5 y 6 de GUADALUPE 3 con 180 MW. El agente no reporta causa. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.78 Hz.
19/10/2016 21:56	2	60.2	Transitorio	Se presenta recierre de las líneas GUATAPÉ - ENVIGADO 230 kV y GUATAPÉ - ORIENTE 230 kV, haciendo que la frecuencia alcance un valor de 60.204 Hz. Sin presentarse DNA en el sistema. Causa sin aclarar
20/10/2016 11:43	1	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de El Quimbo con 185 MW. El recurso se encontraba en pruebas autorizadas.
20/10/2016 13:09	2	60.35	Transitorio	Desconexión de los circuitos JAMONDINO - POMASQUI 1, 2, 3 y 4 230 KV haciendo que la frecuencia subiera a 60,35 Hz y posteriormente bajara a 59,7 Hz. La causa del evento en una falla en el sistema Ecuatoriano.

Durante el mes de Octubre de 2016 se presentaron 6 eventos de frecuencia transitorios, alcanzando un total de 82 eventos en lo corrido del año. En ninguno de los eventos de frecuencia transitorio se presentó actuación del EDAC.

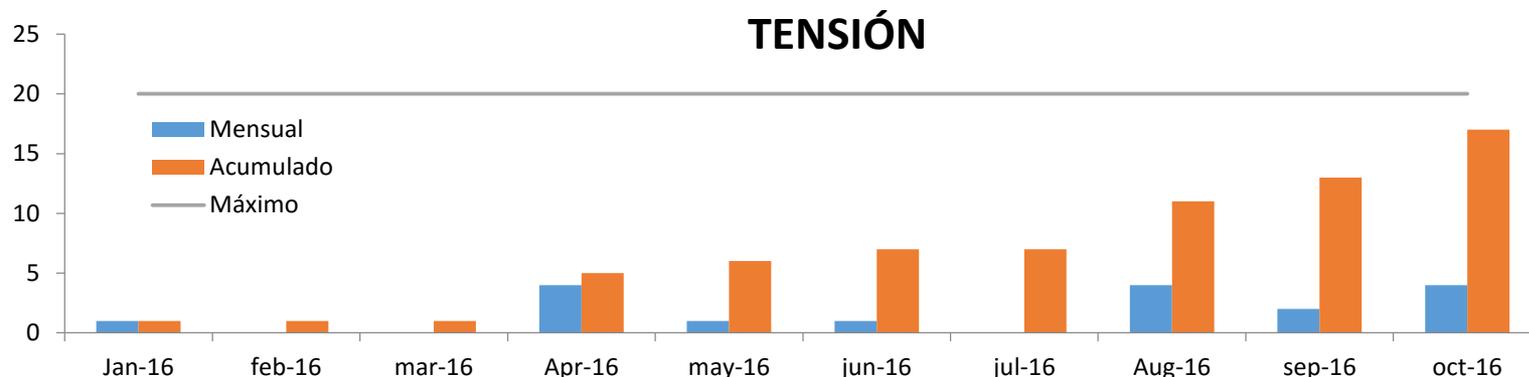
Variaciones de frecuencia lentas



Durante el mes de Octubre de 2016 no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema.



Eventos de tensión fuera de rango



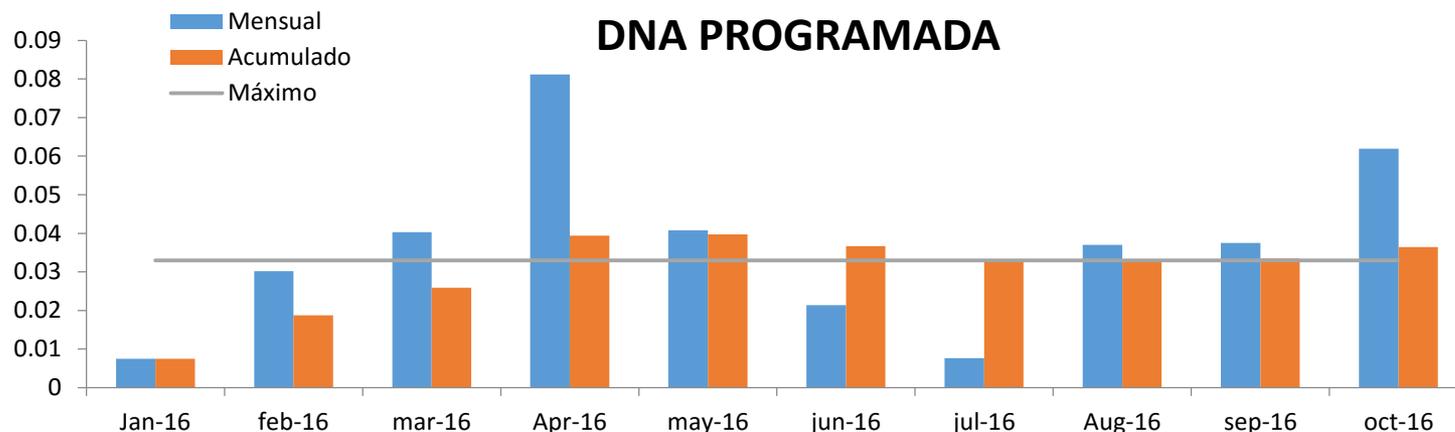
Fecha	Descripción
21/10/2016 17:29	A las 17:29 horas se presenta disparo en ambos extremos de los circuitos GUAVIO - LA REFORMA 1 y 2 230 kV quedando sin tensión las subestaciones a nivel de 230 KV de LA REFORMA y a nivel de 115 KV de LA REFORMA, OCOA, GRANADA, GUAVIARE, BARZAL, SURIA, PUERTO LOPEZ, CAMPO BONITO y PUERTO GAITÁN. Se presenta entonces Demanda No Atendida en los departamentos del Meta y Guaviare. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.
27/10/2016 19:15	Disparo de las líneas ENVIGADO - GUATAPÉ 220 kV, ENVIGADO - ORIENTE 220 kV, ENVIGADO - OCCIDENTE 220 KV y las bahías de transformación BT ENVIGADO AUTF1 180 MVA 220 kV y BT ENVIGADO AUTF2 180 MVA 220 kV.
30/10/2016 9:07	Desconexión de las líneas BELÉN (CÚCUTA) - TASAJERO 1 230 kV y BELÉN (CÚCUTA) - SAN MATEO (CÚCUTA) 1 230 kV, ocasionando evento de tensión en la subestación BELÉN 230 kV. Al momento del evento se ejecutaban trabajos bajo la consignación nacional C0138889 sobre el activo BELÉN (CÚCUTA) 1 150 MVA 230/115/13.8 KV. El agente reporta como causa del evento disparo trasferido a los extremos remotos de la subestación BELÉN 230 kV por los trabajos asociados a la consignación C0138889, estos riesgos de disparo no se encontraban contemplados en la consignación.
31/10/2016 1:42	Apertura por emergencia de la bahía de línea en LOS PALOS hacia TOLEDO 230 kV quedando sin tensión las subestaciones a 230 kV TOLEDO, SAMORÉ, BANADÍA y CAÑO LIMÓN. El agente reporta incendio en gabinete de la bahía.

En el mes de Octubre se presentaron 4 eventos de tensión en el sistema, teniendo un acumulado en el año de 17 eventos.



■ filial de isa

Porcentaje de DNA Programada

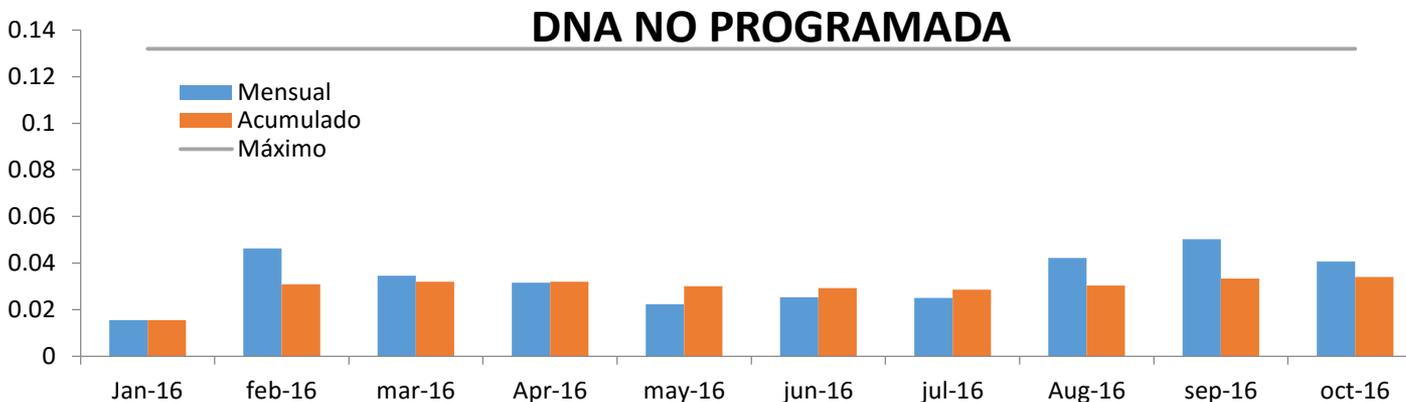


Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de Octubre 3424.62 MWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
23/10/2016 4:55	857	DNA programada por trabajos asociados a las consignaciones nacionales C0139006, C0139013, C0139014 y C0139011 sobre los activos EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV, EL PASO - EL COPEY 1 110 KV, EL PASO - EL BANCO 1 110 KV Y BL1 EL PASO A EL COPEY 110 KV respectivamente.
09/10/2016 4:31	409.2	DNA programada por trabajos asociados a las consignaciones nacionales C0138453, C0138586, C0138588 y C0138589 sobre los activos CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 KV, BL1 CUESTECITAS A RIOHACHA 110 KV, BT CUESTECITAS 1 100 MVA 110 KV y BT CUESTECITAS 3 25 MVA 110 KV respectivamente.
23/10/2016 7:38	366.5	DNA programada por trabajos asociados a la consignación nacional C0130479 y C0138791 sobre los activos MODULO OCAÑA DIFERENCIAL BARRAS 230 KV y BARRA OCAÑA 115 KV respectivamente.
21/10/2016 7:00	317.1	Trabajos de las consignaciones C0123830 y C0134599 sobre los activos BL1 BALSILLAS A FACATATIVA 115 KV y BALSILLAS - FACATATIVA 1 115 KV.



Porcentaje de DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de Octubre 2250.41 MWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
07/10/2016 0:00	485.55	Continúa DNA por indisponibilidad del transformador CHAMBACU 1 50 MVA 66/13.8 KV.
06/10/2016 14:08	298.17	Demanda no atendida por desconexión del transformador CHAMBACU 1 50 MVA 66/13.8 KV. El agente reporta falla por el nivel de tensión de 13.8 kv.
21/10/2016 17:29	187.83	A las 17:29 horas se presenta disparo en ambos extremos de los circuitos GUAVIO - LA REFORMA 1 y 2 230 kV quedando sin tensión las subestaciones a nivel de 230 KV de LA REFORMA y a nivel de 115 KV de LA REFORMA, OCOA, GRANADA, GUAVIARE, BARZAL, SURIA, PUERTO LOPEZ, CAMPO BONITO y PUERTO GAITÁN. Se presenta entonces Demanda No Atendida en los departamentos del Meta y Guaviare. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.
06/10/2016 15:42	137.72	Demanda no atendida por desconexión de las líneas LA REFORMA - OCOA 1 y 2 a 115 kv, y BARZAL - LA REFORMA 1 115 kv. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.22 Hz con una duración de 2 segundos. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.

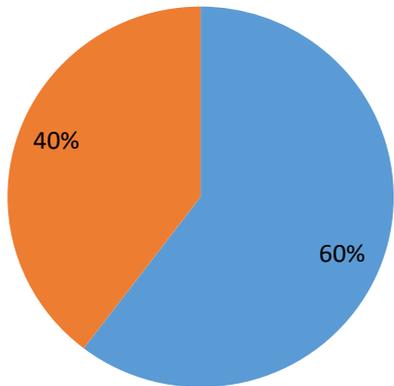


■ filial de isa

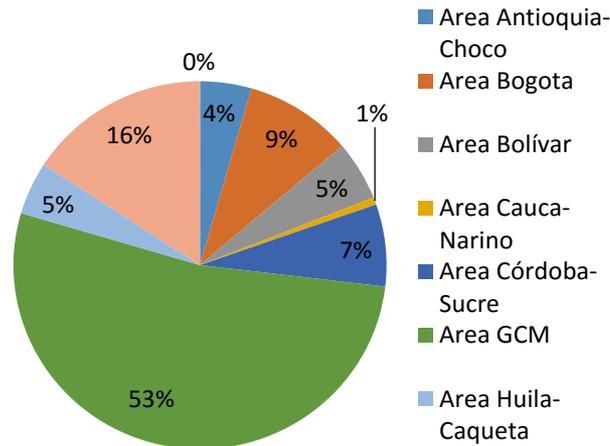
Demanda No Atendida

% DNA

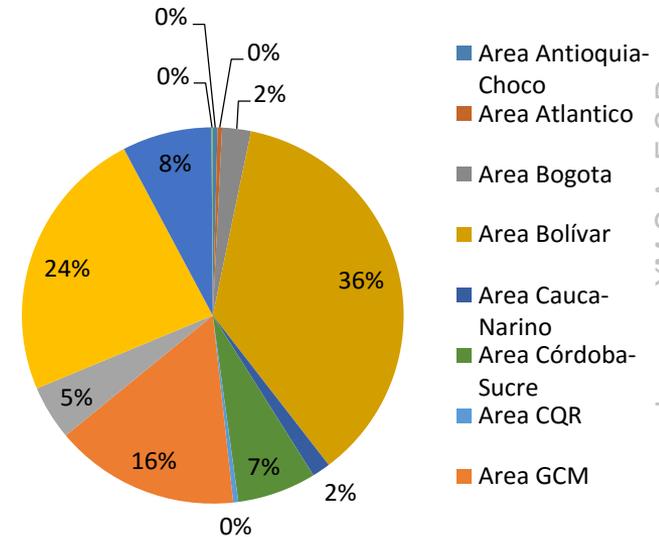
- % PROGRAMADA
- % NO PROGRAMADA



DEMANDA PROGRAMADA



DEMANDA NO PROGRAMADA

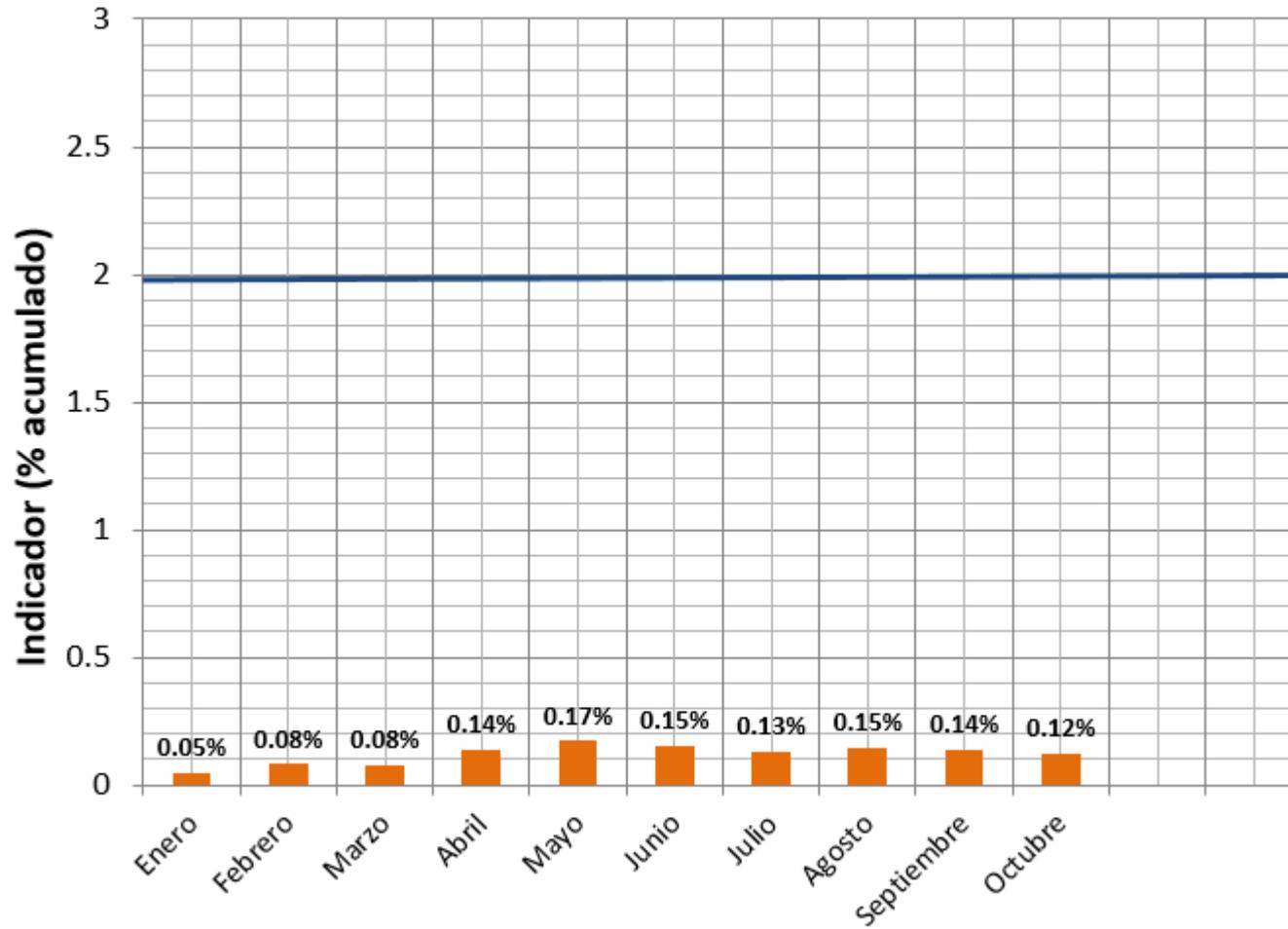


El total de demanda no atendida en Octubre fue 5.67 GWh.

Subarea	Mes (MWh)
Area Antioquia-Choco	152.33
Area Bogota	319.8
Area Bolívar	178.89
Area Cauca-Narino	21.9
Area Córdoba-Sucre	247.03
Area GCM	1804.66
Area Huila-Caqueta	159.1
Area Nordeste	539.54
Area Tolima	1.37

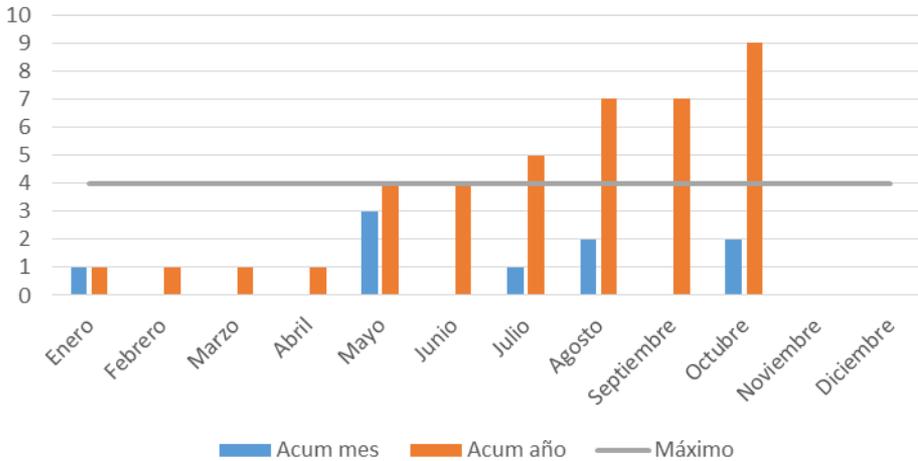
Subarea	Mes (MWh)
Area Antioquia-Choco	9.1
Area Atlantico	8.5
Area Bogota	54.79
Area Bolívar	818.99
Area Cauca-Narino	34.92
Area Córdoba-Sucre	150.66
Area CQR	9.67
Area GCM	353.46
Area Huila-Caqueta	105.04
Area Meta	531.89
Area Nordeste	170.87
Area Tolima	2.52

Indicador Acumulado Oscilaciones de muy baja frecuencia

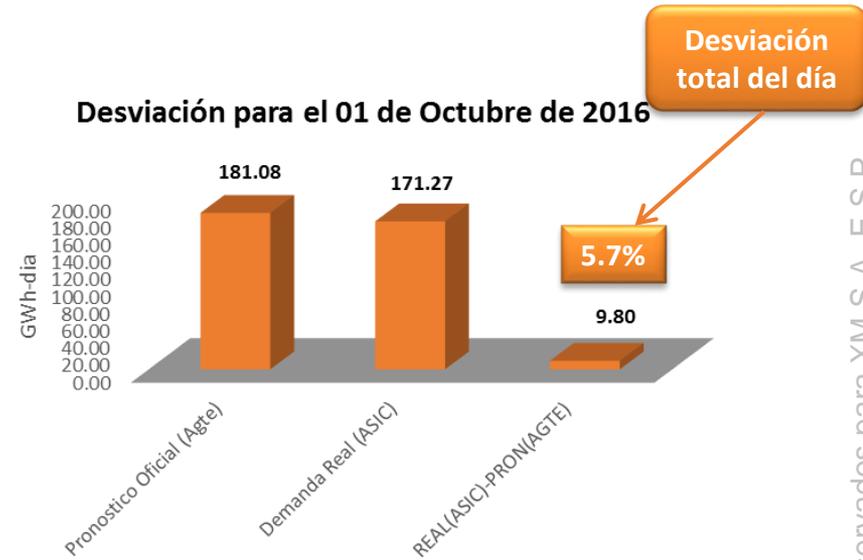


Indicador Calidad del Pronóstico Oficial Demanda Real (ASIC) Vs Pronóstico Oficial (AGTE) - SIN

Desviaciones Superiores al 5%

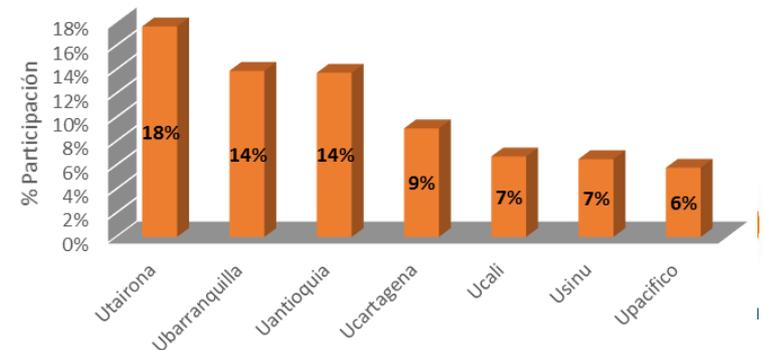


Desviación para el 01 de Octubre de 2016



Durante el mes de octubre de 2016 se han presentado dos días (01 y 02) en los cuales la demanda real estuvo desviada en un valor superior al 5% respecto al pronóstico oficial de demanda de energía.

UCPs con mayor porcentaje de participación en la desviación



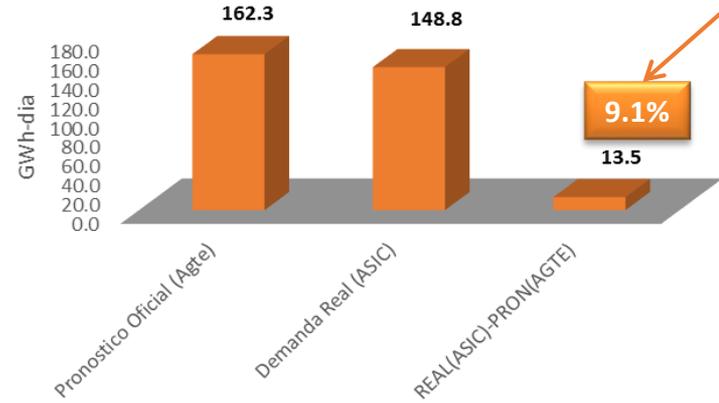
*información tomada hasta el 29 de octubre de 2016

Indicador Calidad del Pronóstico Oficial Demanda Real (ASIC) Vs Pronóstico Oficial (AGTE) - SIN

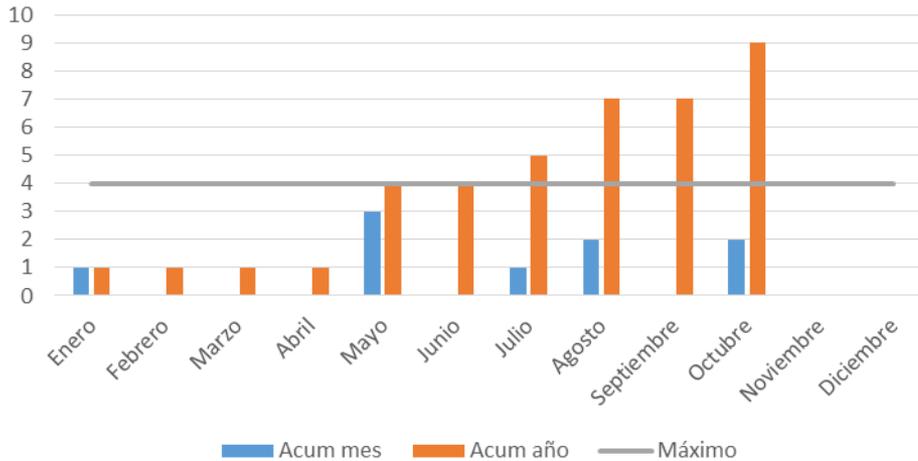
Día 2 de octubre

Desviación para el 02 de octubre de 2016

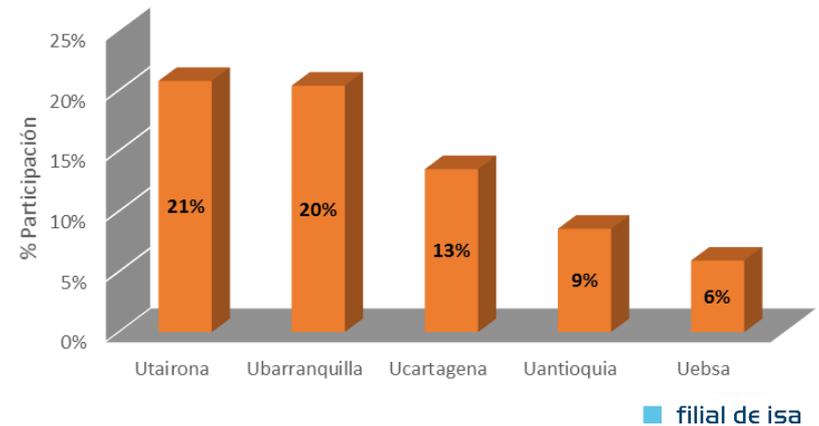
Desviación total del día



Desviaciones Superiores al 5%



UCPs con mayor porcentaje de participación en la desviación

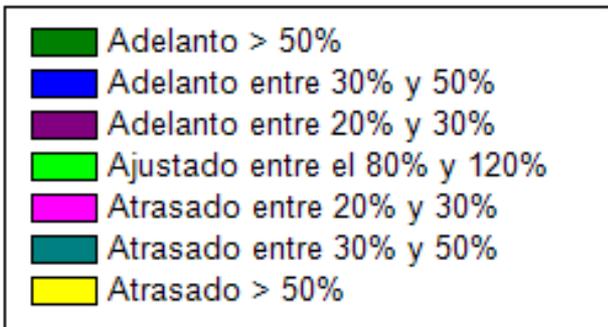
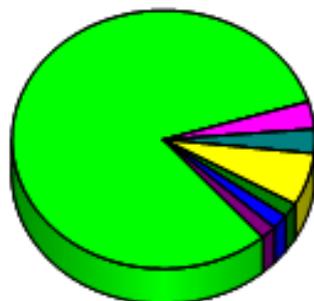


*información tomada hasta el 29 de octubre de 2016

Acuerdo 518

Porcentaje de Adelanto y Atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan

Desde: 01/04/2016 Hasta: 30/09/2016 Resolución: Semestre



Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	1.77
Adelanto entre 20% y 30%	1.67
Adelanto entre 30% y 50%	1.87
Ajustado entre el 80% y 120%	81.59
Atrasado > 50%	6.59
Atrasado entre 20% y 30%	3.44
Atrasado entre 30% y 50%	3.05

Quando la duración de las desconexiones está entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas.

Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada.

Se entiende que hay atraso de las desconexiones cuando su duración es superior al 120% de la programada.



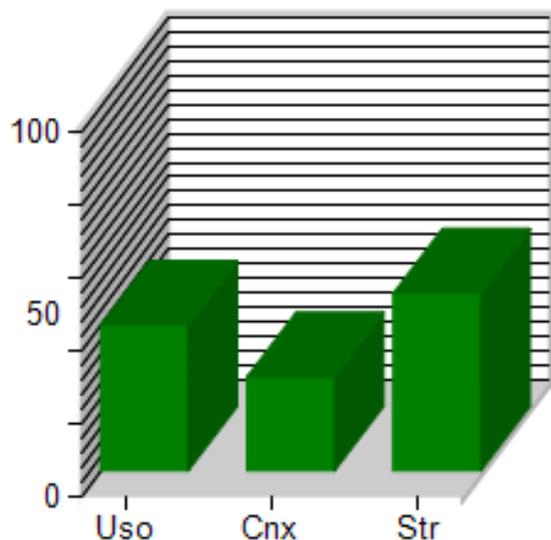
Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan

Desde: 01/04/2016

Hasta: 30/09/2016

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Activo	Porcentaje	Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	25.81	88	341
Str	48.84	1011	2070
Uso	40.07	361	901

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.



■ filial de isa

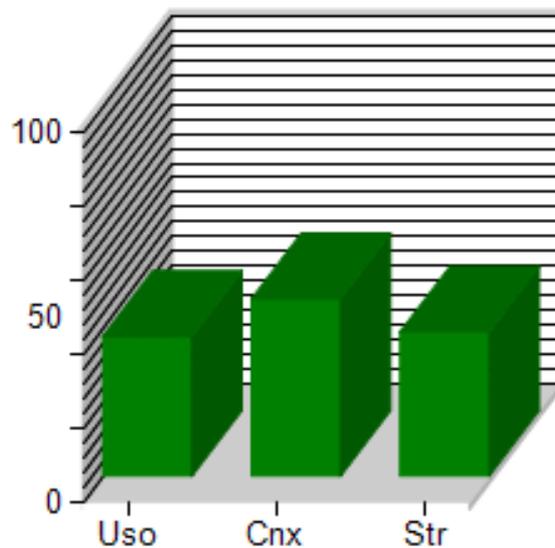
Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan

Desde: 01/04/2016

Hasta: 30/09/2016

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	48.09	164	341
Str	39.08	809	2070
Uso	37.85	341	901

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.



■ filial de isa

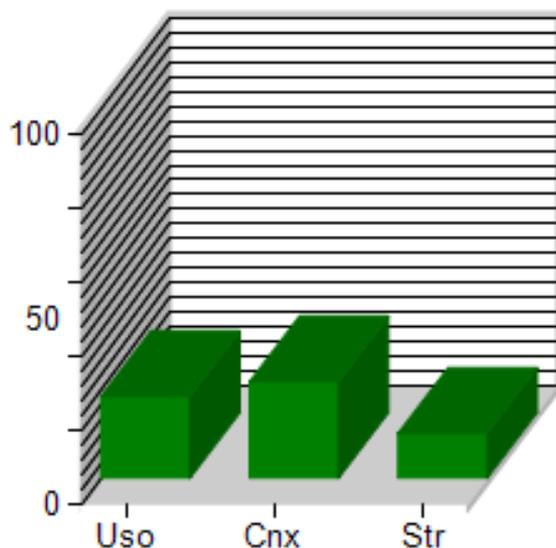
Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia

Desde: 01/04/2016

Hasta: 30/09/2016

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	26.1	89	341
Str	12.08	250	2070
Uso	22.09	199	901

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.



■ filial de isa

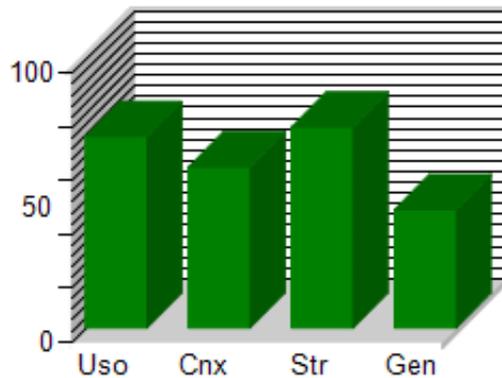
Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento

Desde: 01/04/2016

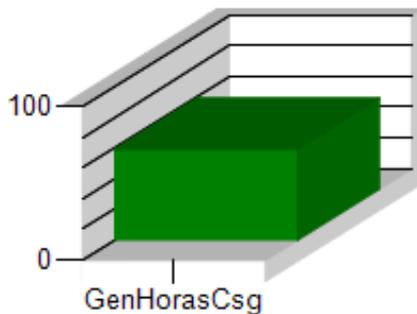
Hasta: 30/09/2016

Resolución: Semestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	71.34	356	499
Cnx	60	87	145
Str	74.93	1004	1340
Gen	44.14	113	256



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	59.05	19849	33615

Para los generadores se considera como fecha de corte el día 20 de cada mes.

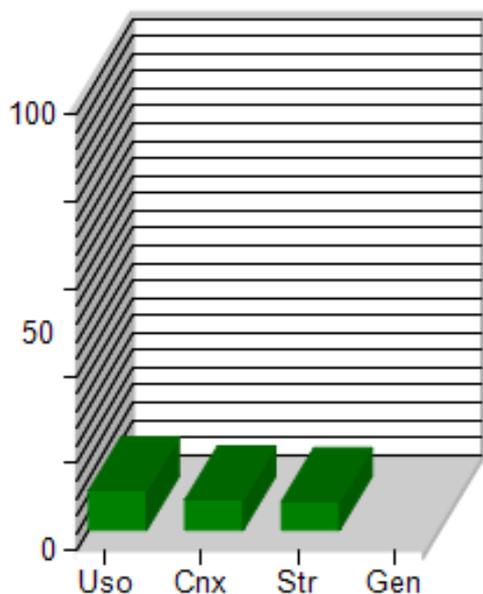


Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND

Desde: 01/04/2016

Hasta: 30/09/2016

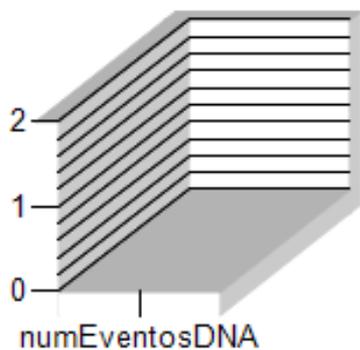
Resolución: Semestral



Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	9.02	45	499
Cnx	6.9	10	145
Str	6.49	87	1340
Gen	0	0	256

Número de eventos no previstos que ocasionen DNA ocurridos en la ejecución de consignaciones

Desde: 01/04/2016 Hasta: 30/09/2016 Resolución: Semestral



Cod CSG	Eventos	Activo Principal	Agente Operador
---------	---------	------------------	-----------------

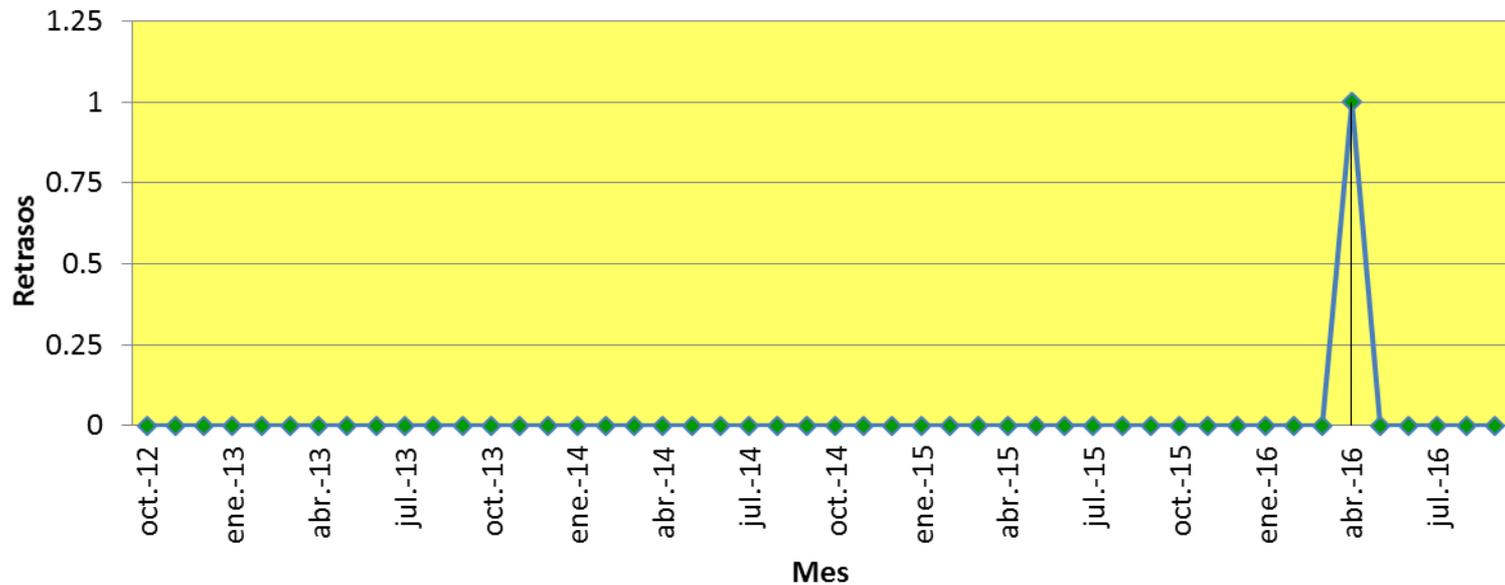
Total: 0



■ filial de isa

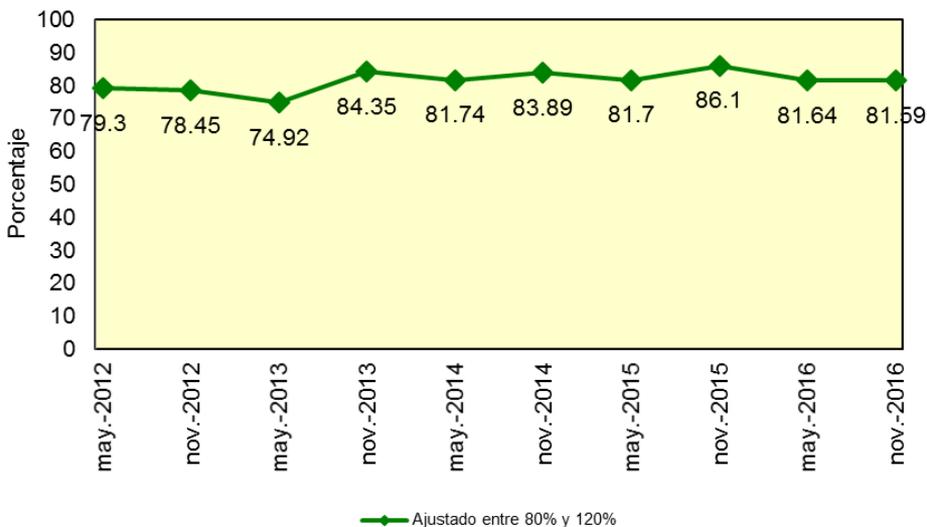
Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.

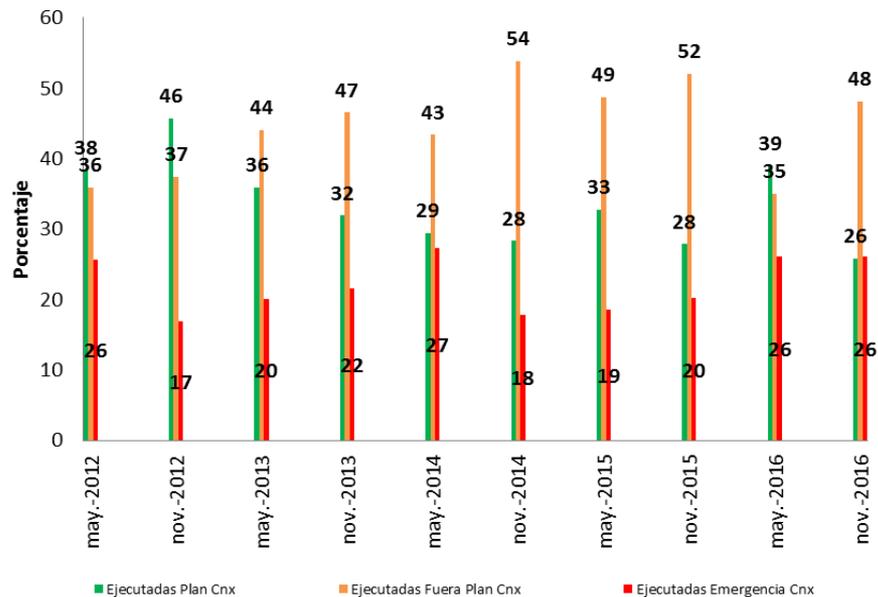


Historia Indicadores Acuerdo 518

Quando la duración de la desconexión esta entreel 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas



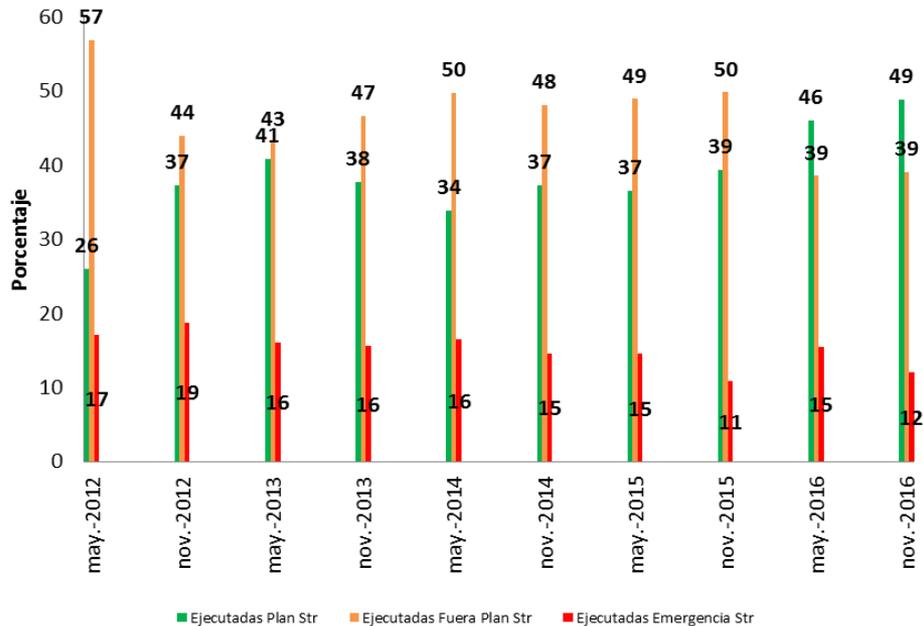
Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



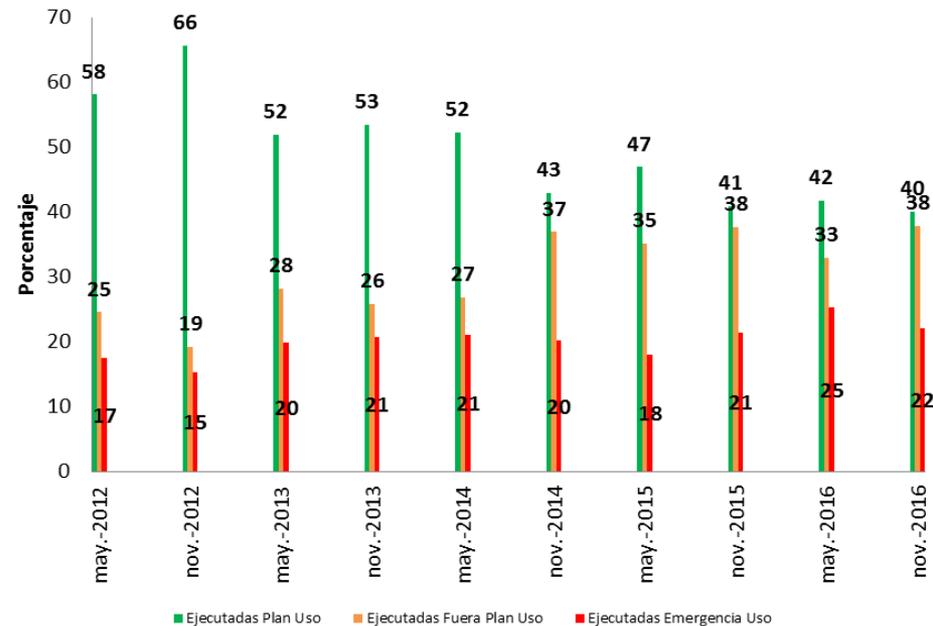
filial de isa

Historia Indicadores Acuerdo 518

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



Indicadores Acuerdo 518

En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 81.59%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 81,64%, se mantuvo estable.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 25.81%, 48.84% y 40.07% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 38.91%, 45.98% y 41.77%, evidenciándose un aumento en el indicador para los activos de STR y una disminución en el indicador para los activos de conexión y uso.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera de plan corresponde a 48.09%, 39.08% y 37.85% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 34.95%, 38.54% y 32.91%, evidenciándose un aumento en el indicador para los activos de conexión, STR y uso.



Indicadores Acuerdo 518

- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por Emergencia corresponde a 26.1%, 12.08% y 22.09% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 26.14%, 15.49% y 25.32%, evidenciándose una disminución en el indicador en los activos de conexión, STR y uso.
- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 6.49 % y 9.02% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango de 2.60 % y 10.17%, por tanto se aprecia una disminución en el indicador.
- ✓ Con respecto a las 3312 consignaciones ejecutadas en este semestre, se evidencia un aumento con respecto a las 2759 consignaciones ejecutadas en el semestre anterior.





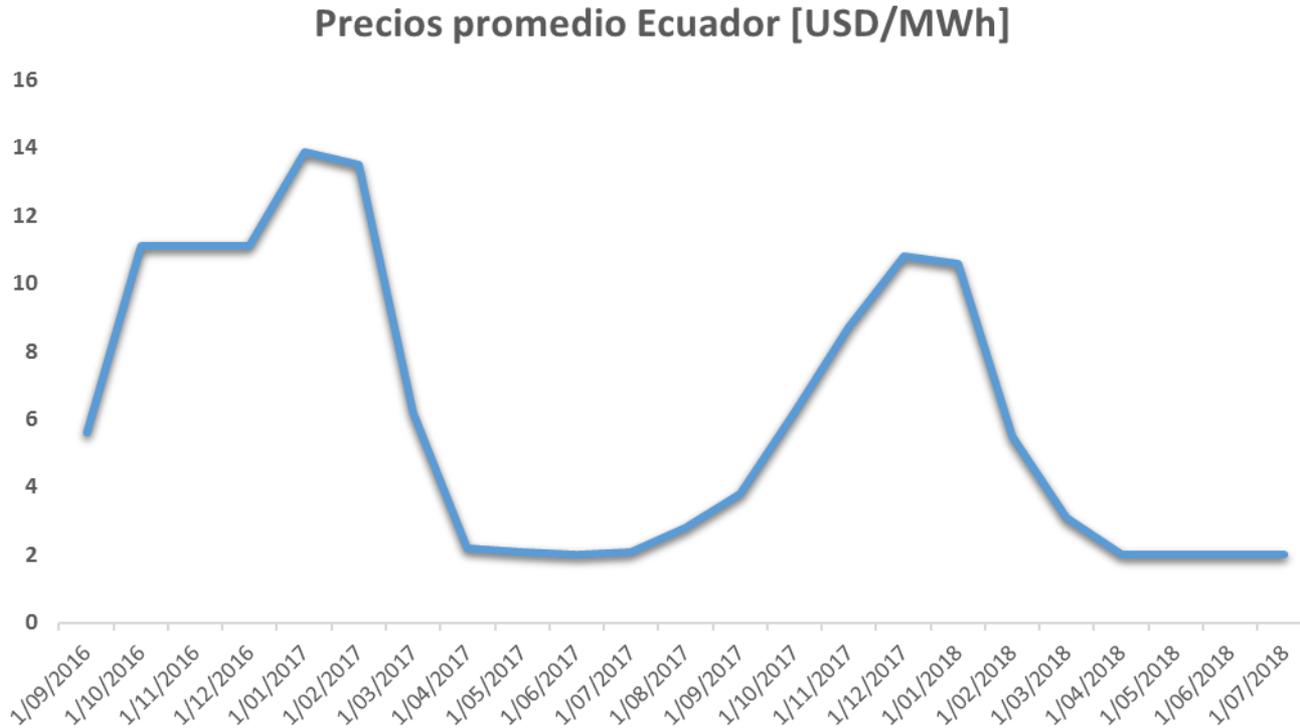
■ filial de isa

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



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

Expectativas de precios estimados de energía en Ecuador



Fuente: Información reportada por Cenace en reunión bilateral el 29 de agosto de 2016.