



**INFORME CND
DIRIGIDO AL CONSEJO
NACIONAL DE OPERACIÓN
Documento XM-CND-034**

Jueves 3 de agosto 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 - 034
Jueves 3 de agosto de 2017**

Contenido

1	Situación operativa	Situación actual SIN Eventos relevantes SIN Mantenimiento con impacto en el SIN Análisis por entrada en operación de 200MW de la Generación Eólica Windpeshi en Cuestecitas 220 kV
2	Variables en el SIN	Hidrología Demanda SIN Generación e importaciones
3	Panorama Energético	Análisis energético de mediano plazo
4	Varios	Seguimiento a las acciones resultantes del análisis eventos en el SIN Indicadores de la operación Indicadores mantenimientos Acuerdo CNO 963

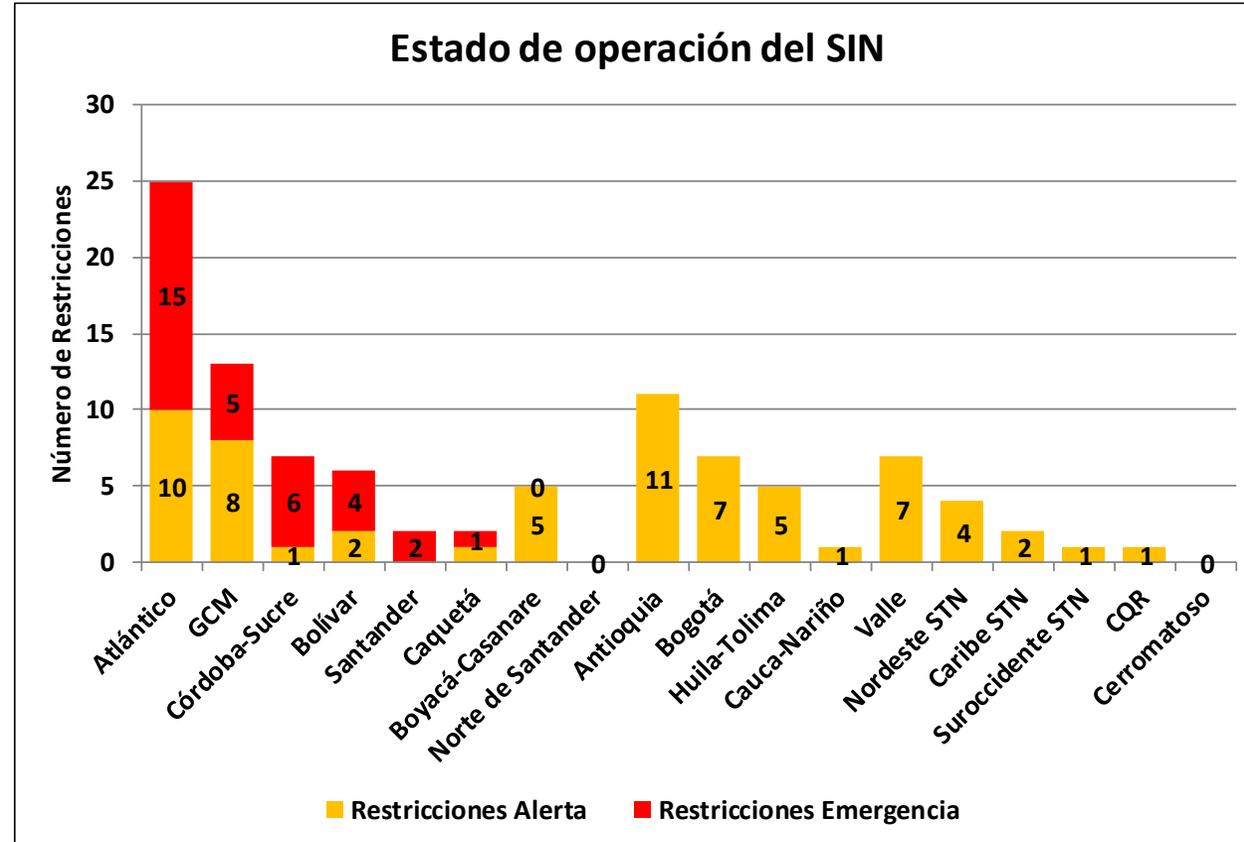
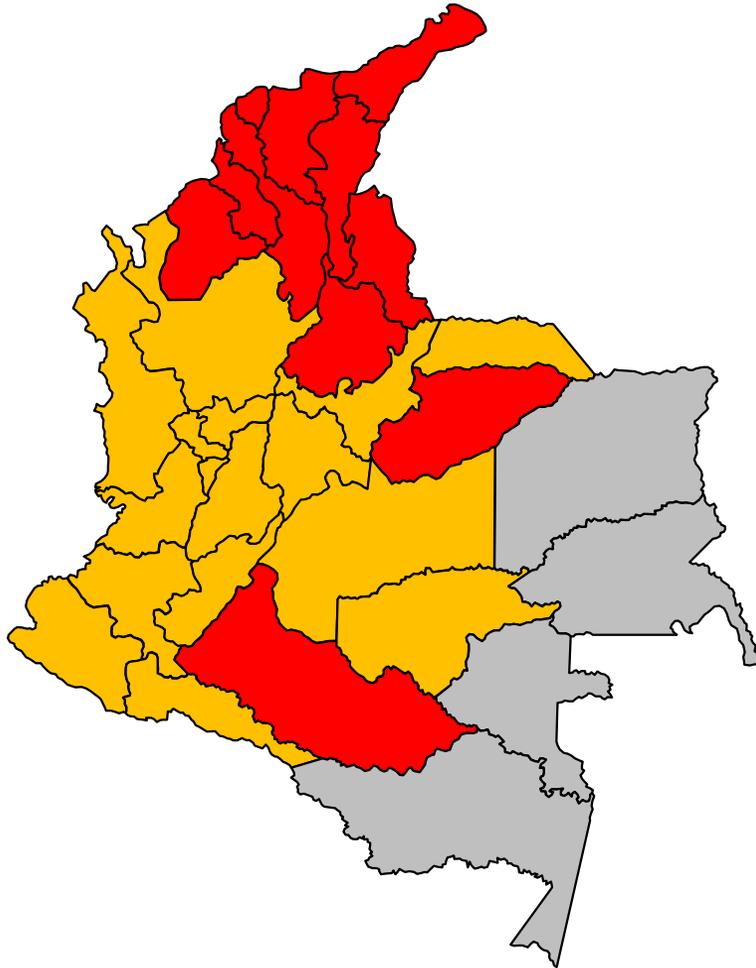
SITUACIÓN OPERATIVA

1. Situación actual del SIN
2. Eventos relevantes del SIN
3. Mantenimientos con impacto en el SIN
4. Análisis por entrada en operación de 200MW de la Generación Eólica Windpeshi en Cuestecitas 220 kV



Situación actual del SIN

Restricciones red completa: alerta y emergencia



Restricciones totales:
 111
 Restricciones alerta: 66
 Restricciones emergencia: 33

Subáreas en estado de emergencia:
 Atlántico, GCM, Bolívar, Córdoba-Sucre, Santander y Caquetá.

Estado de Emergencia: Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda (CREG 025-1995).

Estado de alerta: Es un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

Impacto proyectos que entraron en operación en el segundo trimestre de 2017



Eta III proyecto UPME 01-2008: ATR Nueva Esperanza 450 MVA 500/230 kV, línea Bacatá - Nueva Esperanza 1 500 kV

(12 de mayo de 2017)

Se incrementó el límite de transferencia por Primavera - Bacatá 500 kV (900MW) y se disminuyó una unidad para control de tensiones en el área Oriental.



ATR Nueva Esperanza 450 MVA 500/115/11.4 y líneas reconfiguradas: Nueva Esperanza – Bosa 115 kV, Nueva Esperanza - La Paz 115 kV, Nueva Esperanza – Laguneta 115 kV, Tunal - Veraguas 115 kV, Nueva Esperanza – Muña 115 kV

(1 de julio de 2017)

“Se eliminaron restricciones eléctricas asociadas a contingencias de líneas y se eliminó la necesidad de programar generación de seguridad en PAGUA.



Cambio de transformador de Chivor 230/115 kV de 90 MVA a 150 MVA

(13 de junio de 2017)

“Aumentó la capacidad de transformación”.

Circuito Aguazul - Yopal 115 kV

(25 de julio de 2017)

Aumentó la confiabilidad de la carga de Aguaclara 115 kV y se adicionó un nuevo punto de evacuación para la generación conectada en la barra Termoyopal 115 kV. Mejoró los perfiles de tensión y liberó congestiones en San Antonio-Yopal 115 kV



Segundo circuito Caucasia - Cerromatoso 115 kV

(4 de julio de 2017)

Incrementó la confiabilidad en la S/E Caucasia 115 kV.

Compensación capacitiva Tibú

(22 de junio de 2017)

Mejóro el perfil de tensión en la zona y redujo la cargabilidad de la línea Belén – Ínsula 115 kV ante contingencia del transformador Belén 230/115 kV.

Próximos proyectos a entrar en operación



Bolívar:

- **UPME STR 07-2015. Segundo transformador Bosque 2 150 MVA 220/110/66 kV (Oct 2017).**

Elimina y mitiga restricciones asociadas a la contingencia del transformador 220/66 kV del Bosque, mejorando la seguridad de la red.

- **UPME 06-2013 Caracolí (Sep 2017).**

Se elimina la congestión asociada al corredor Flores - Nueva Barranquilla 220 kV y se mitiga la congestión asociada a los circuitos Tebsa - Sabanalarga 220 kV.

Antioquia:

- **UPME 04-2013: S/E Guayabal 230 kV (Agos 2017)**
- **Dos transformadores Guayabal 230/110 kV de 180 MVA (Agos 2017)**

Mejora la conectividad de los dos extremos del Valle de Aburrá, creando un nuevo punto de conexión al STN con la subestación Guayabal 220 kV, disminuyendo la necesidad de mantener el balance de generación entre el norte y el oriente de Antioquia. Esta condición incrementa la flexibilidad en la operación del área Antioquia al mejorar la conectividad entre el STN y la red de Antioquia 110 kV.

- **Subestación Amalfi 110 kV, línea El Salto - Amalfi 110 kV (Agos 2017)**

Mejora la evacuación de la generación de las PCH que se conectan en el norte del área.

GCM:

- **UPME STR 07-2014 Río Córdoba, transformadores 2x100 MVA 220/110 kV. (Dic 2017)**

Elimina restricciones en transformación de Fundación 220/110 kV y líneas Santa Marta - Gaira 110 kV y Fundación - Río Córdoba 110 kV. Se elimina la necesidad de ESPS para cubrir estas restricciones.

Oriental:

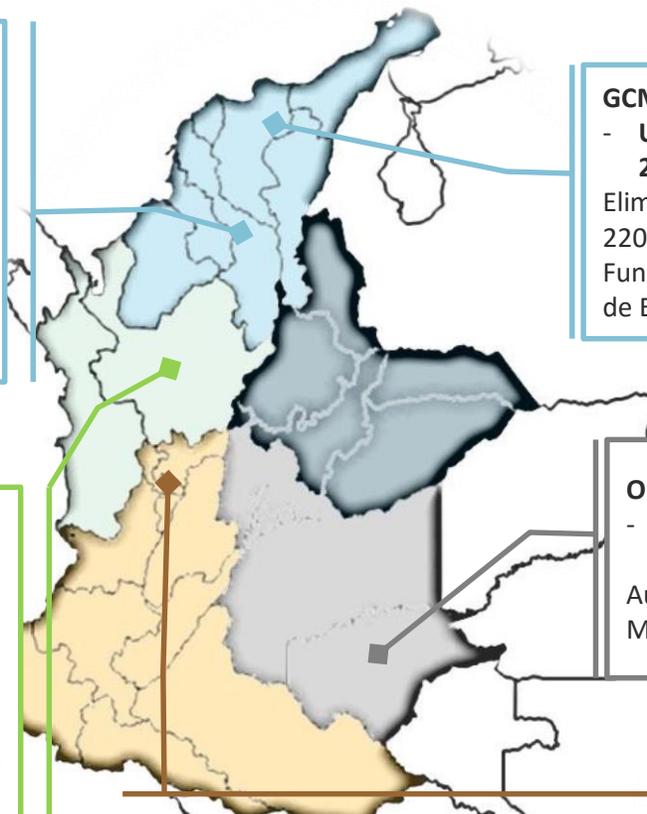
- **Segundo circuito Suria - Puerto López 115 kV (Sep 2017)**

Aumenta la confiabilidad de la demanda de la subárea Meta, la cual actualmente se alimenta de manera radial.

Suroccidente:

- **UPME 02-2009: S/E Armenia 230 kV que reconfigura la línea Hermosa - Virginia 230 kV (Octubre 2017)**
- **Transformador Armenia 150 MVA 230/115 kV (Oct 2017)**

Mitiga las restricciones en transformación 230/115 kV de la subárea, por lo que se reduce la generación de seguridad necesaria a nivel de 115 kV para cubrirlas, aumentando la flexibilidad operativa en un 25%.





Eventos relevantes del SIN



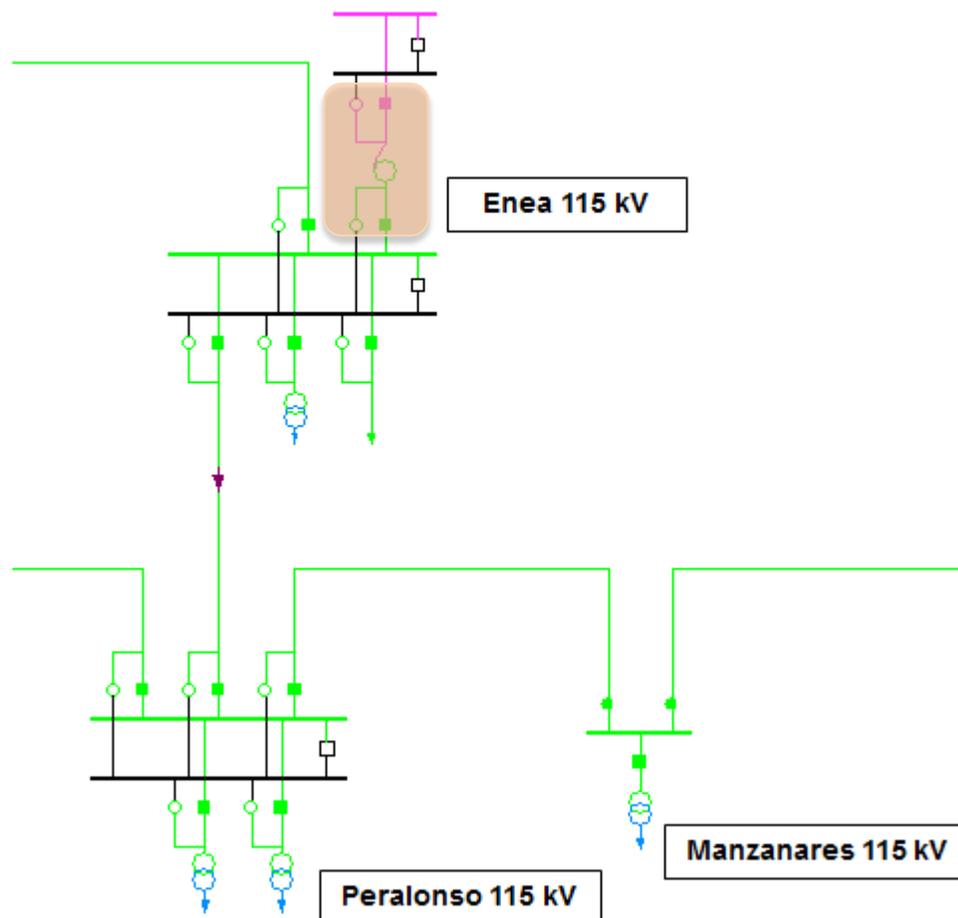
**Evento S/E la Enea 230 kV
13 de julio de 2017**

Evento

Se presenta disparo del transformador de La Enea 230/115 kV.

Normalización

El transformador quedó en servicio nuevamente el 22 de julio.



Causa

Incendio en el transformador de la Enea 230/115 kV, originado por falla en el buje de 115 kV.

Impacto

Como medida preventiva se desenergizó el circuito La Enea - San Felipe 230 kV. Posteriormente se desenergizó la S/E La Enea 115 kV.

Acción

Se realizó gestión con el OR para adelantar acciones sobre la generación NDC que permitieran cumplir con los criterios de seguridad y confiabilidad del área sin afectación de demanda.



Evento S/E La Reforma 115 kV 14 de julio de 2017

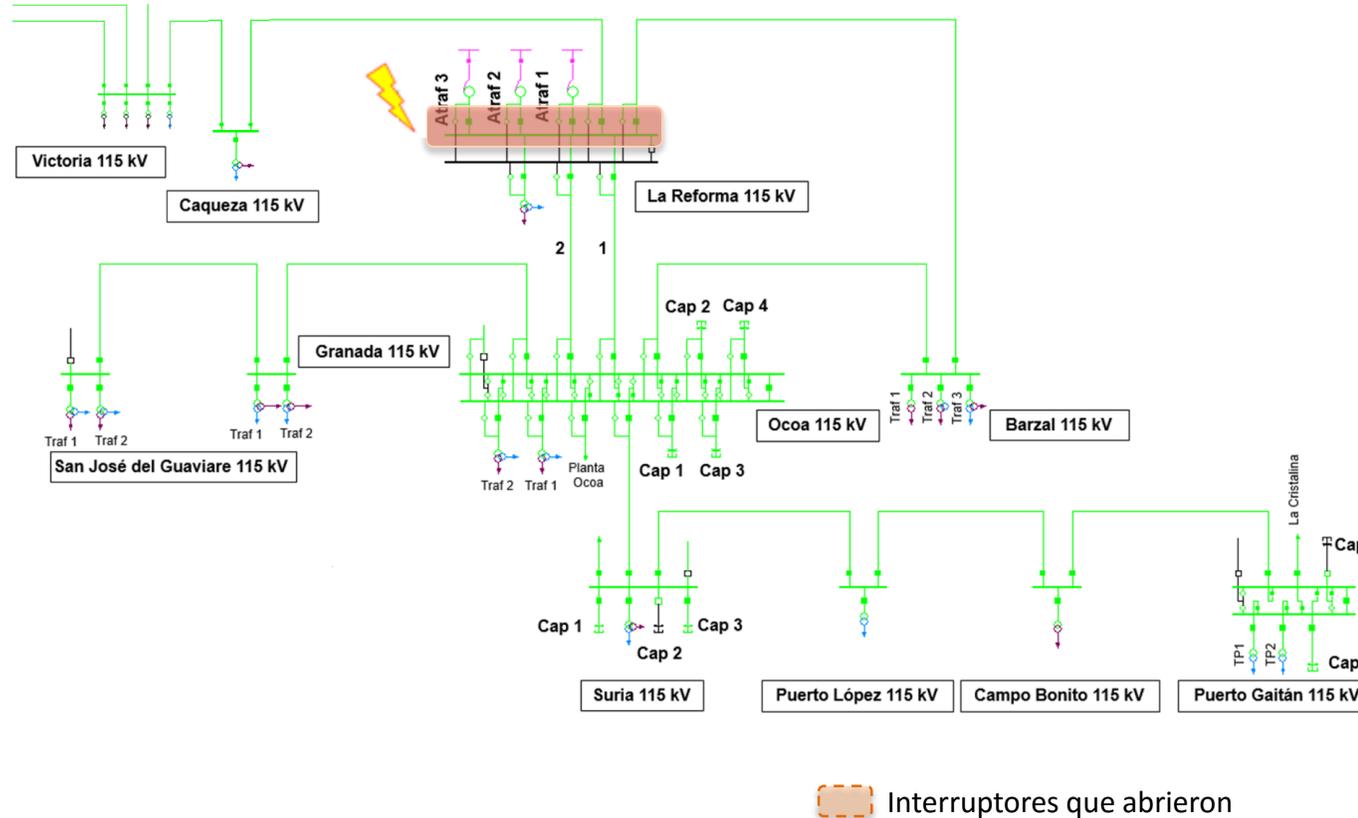
S/E La Reforma 115 kV 14/07/2017 13:41 horas

Evento

Desconexión de todos los elementos asociados a la subestación Reforma 115 kV.

Estado

En revisión.



Causa

Cadena de aisladores rota entre el barra de 115 kV y la BL2 REFORMA A OCOA 115 kV.

Actuación de la protección diferencial de barras.

Impacto

Pérdida de 220 MW de carga en la Subarea Meta.

Evento transitorio de frecuencia con valor máximo de 60.22 Hz



Mantenimientos con impacto en el SIN

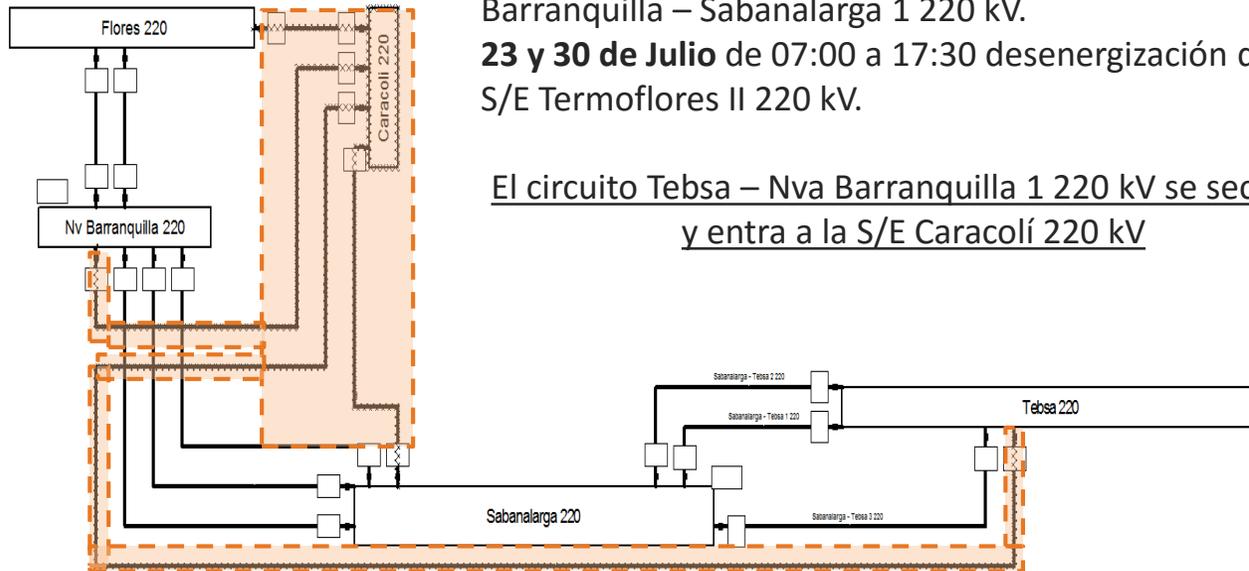
Proyecto Caracolí 220 kV



02 de Julio apertura de 04:00 a 16:00 horas de los circuitos Tebsa – Sabanalarga 1, 2 y 3 220 kV y Nueva Barranquilla – Sabanalarga 1 220 kV.

23 y 30 de Julio de 07:00 a 17:30 desenergización de la S/E Termoflores II 220 kV.

El circuito Tebsa – Nva Barranquilla 1 220 kV se secciona y entra a la S/E Caracolí 220 kV



 Nuevos activos

Acciones tomadas

- ✓ Solicitud máxima disponibilidad en la generación de Atlántico.
- ✓ Programación de mínimos y máximos en la generación de Atlántico.
- ✓ Aislamiento del SIN del área Atlántico en caso de presentarse indisponibilidad de los circuitos Sabana – Nueva Barranquilla 2 y 3 220 kV.
- ✓ Afectación de demanda en caso de presentarse indisponibilidad de los circuitos Flores - Nueva Barranquilla 1 y 2 220 kV.
- ✓ Posible afectación de demanda ante contingencia en los enlaces de 500 kV que conectan el área Caribe con el interior del país.
- ✓ Ante contingencias N – 1 hay posible actuación de los esquemas suplementarios, afectando demanda del área.

De acuerdo a la Resolución MME 40731 el proyecto Caracolí 220 kV tiene hasta el 05 de Agosto de 2017 para entrar en Operación.



Análisis por entrada en operación de 200MW de la Generación Eólica Windpeshi en Cuestecitas 220 kV

Consideraciones y supuestos



- Se considera que los aerogeneradores cuentan con capacidad de regulación dinámica de frecuencia y de voltaje.
- Se considera que las nuevas unidades de generación cuentan con una adecuada soportabilidad a condiciones transitorias de alto y bajo voltaje (HVRT y LVRT), incluyendo el aporte rápido de potencia reactiva durante eventos. Los valores de ajuste de estas funciones de protección deben ser acordadas entre ENEL y el CND.
- Se considera un modelo genérico para el aerogenerador y sus sistemas de control y protección para el DIgSILENT Power Factory.

HVRT: High Voltage Ride Through

LVRT: Low Voltage Ride Through

Resultados de los análisis



- Para cubrir la N-1 de Guajira - Santa Marta 2 a 220 kV (sobrecarga el circuito Termocol - Santa Marta 220 kV) se puede presentar atrapamiento de generación en GCM lo que podría limitar la importación desde Venezuela o la generación de Windpeshi, para lo cual ENEL propone la implementación de un Esquema de Desconexión Automática de Generación (EDAG) que desconecte parte de su generación ante la ocurrencia de este evento, para de esta manera evitar el atrapamiento de generación.
- El esquema suplementario propuesto debe ser presentado ante los comités del CNO y cumplir los lineamientos del acuerdo CNO 913. [i) Propuesta y Diseño conceptual, ii) Diseño detallado, implementación y pruebas y iii) Mantenimiento y Operación].

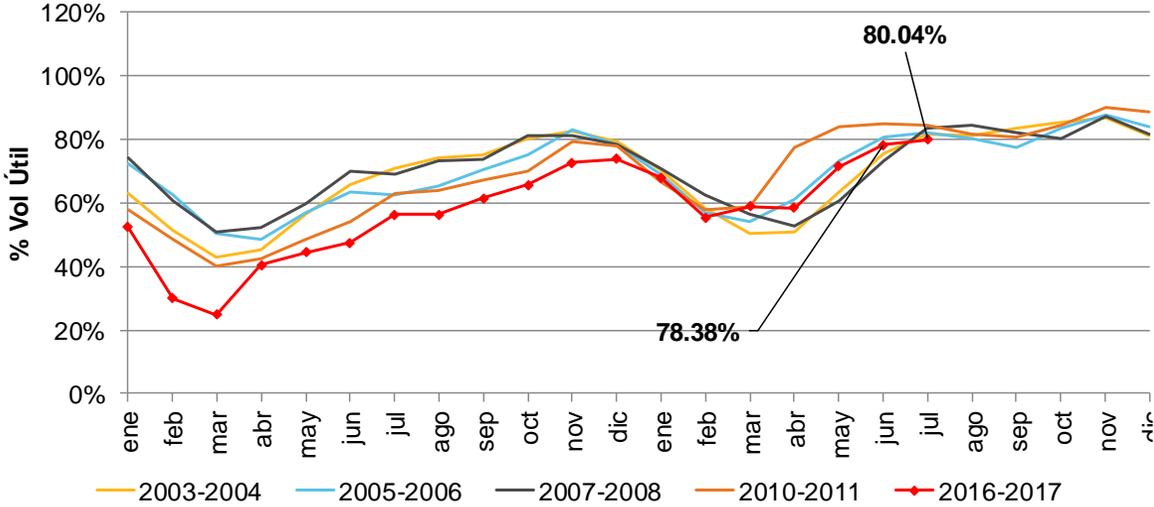
VARIABLES DEL SIN

1. Hidrología
2. Generación
3. Demanda
4. Importaciones

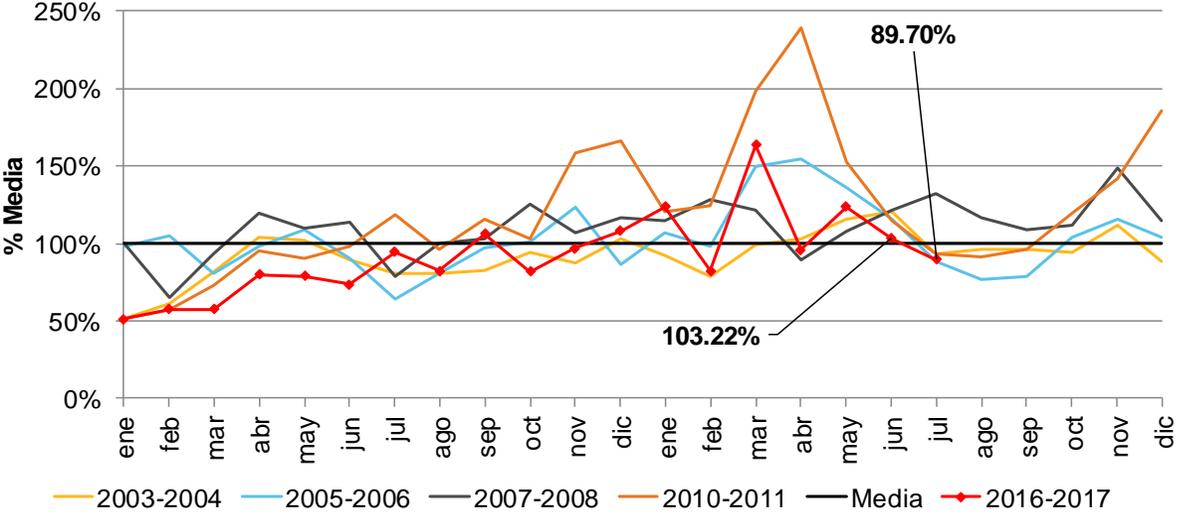
Hidrología del SIN



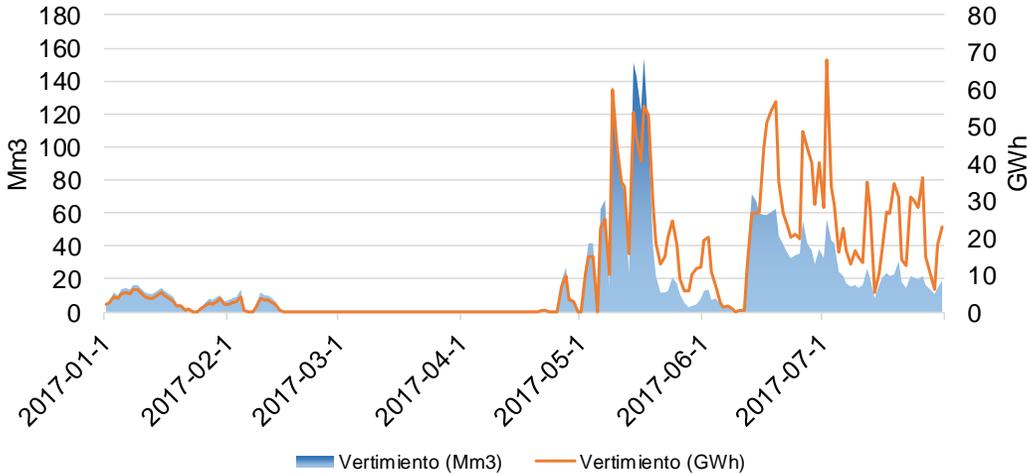
Reservas hídricas



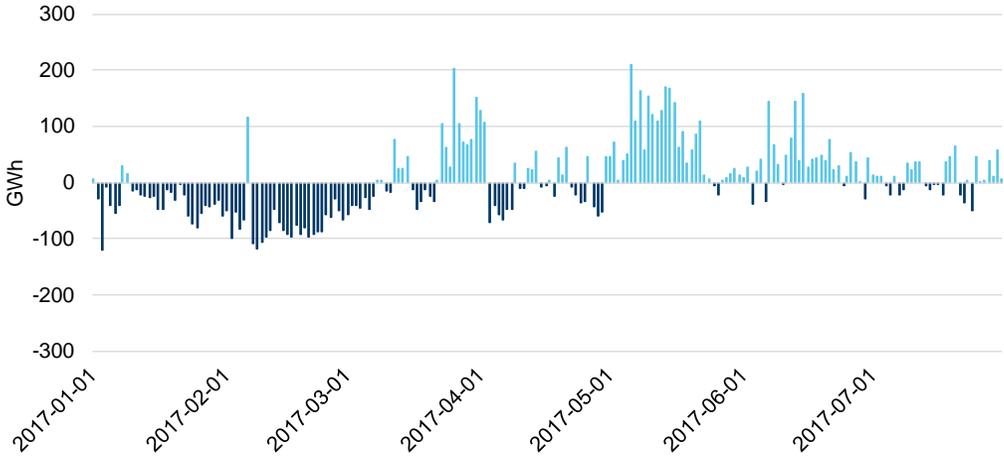
Aportes hídricos



Vertimientos



Tasa de embalsamiento



Hidrología por regiones

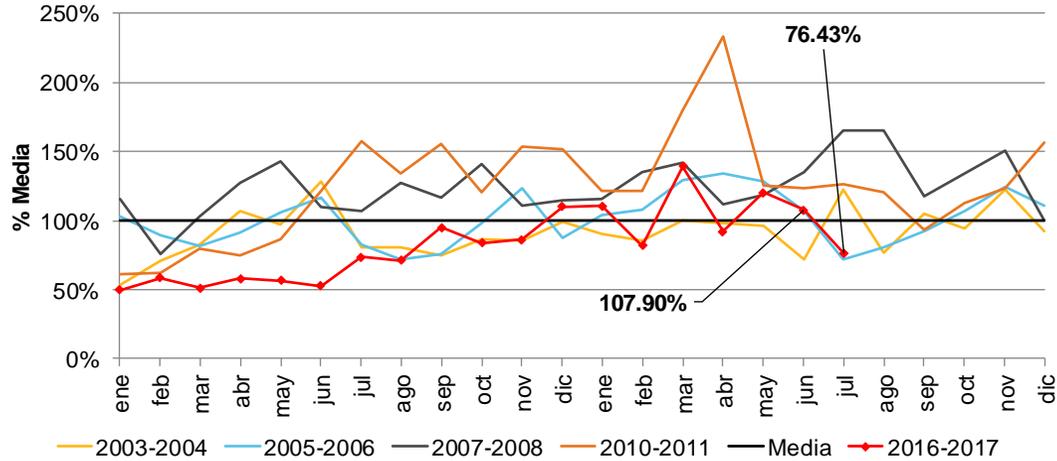


Fecha	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Volumen útil diario (%)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Media histórica de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2017-07-31	Colombia	17,196.12	13,763.48	80.0%	9.04	683.03	222.93	199.97	89.7%	-10.3%
2017-07-31	Antioquia	6,267.18	5,698.50	90.9%	-12.82	399.14	75.57	57.76	76.4%	-23.6%
2017-07-31	Centro	6,109.44	3,522.38	57.7%	6.61	22.72	50.28	53.97	107.3%	7.3%
2017-07-31	Oriente	4,225.85	4,012.95	95.0%	15.61	261.17	73.82	64.79	87.8%	-12.2%
2017-07-31	Valle	440.65	393.40	89.3%	-0.52	0.00	6.98	6.79	97.3%	-2.7%
2017-07-31	Caribe	153.01	136.26	89.1%	0.16	0.00	5.18	6.67	128.8%	28.8%

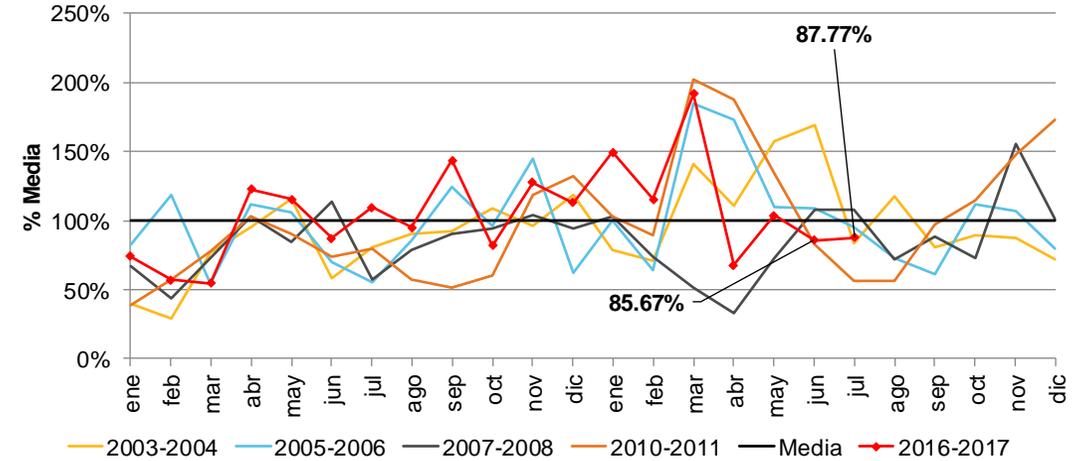
Aportes por regiones



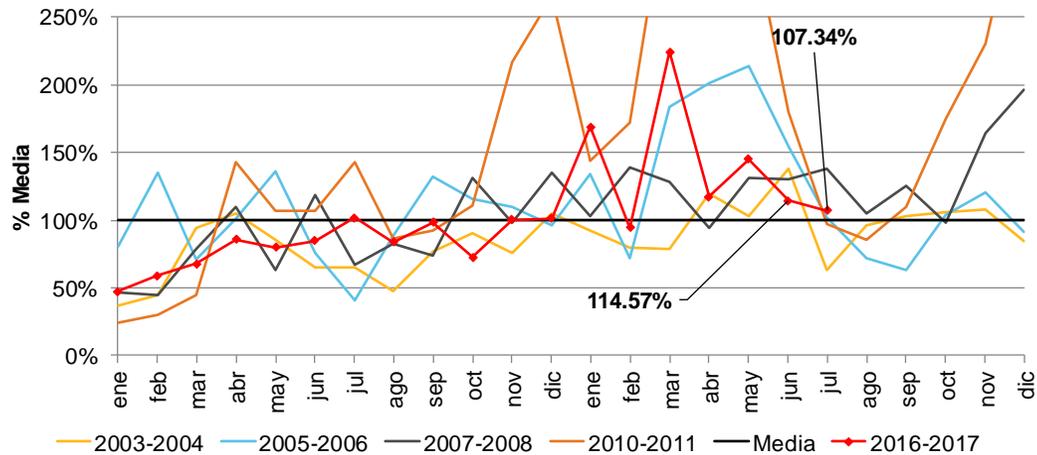
Antioquia



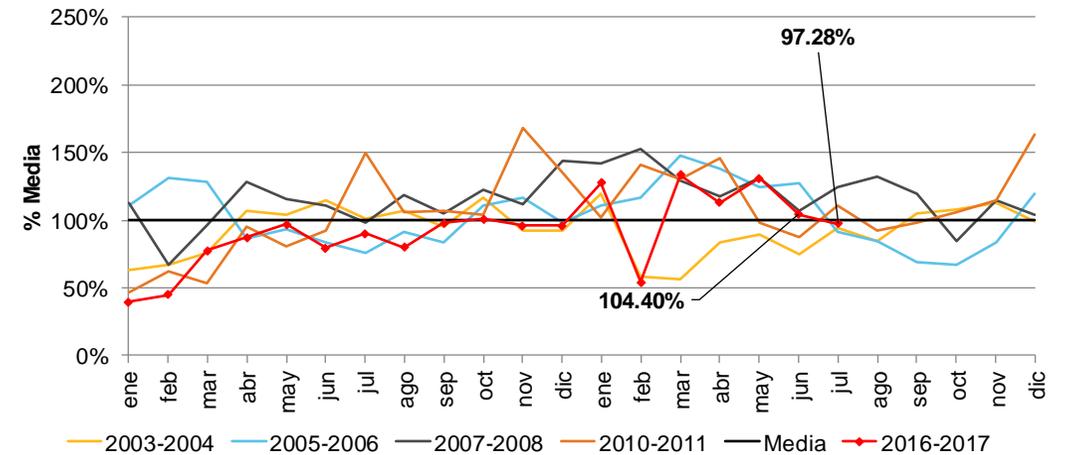
Oriente



Centro



Valle



Estado de los embalses

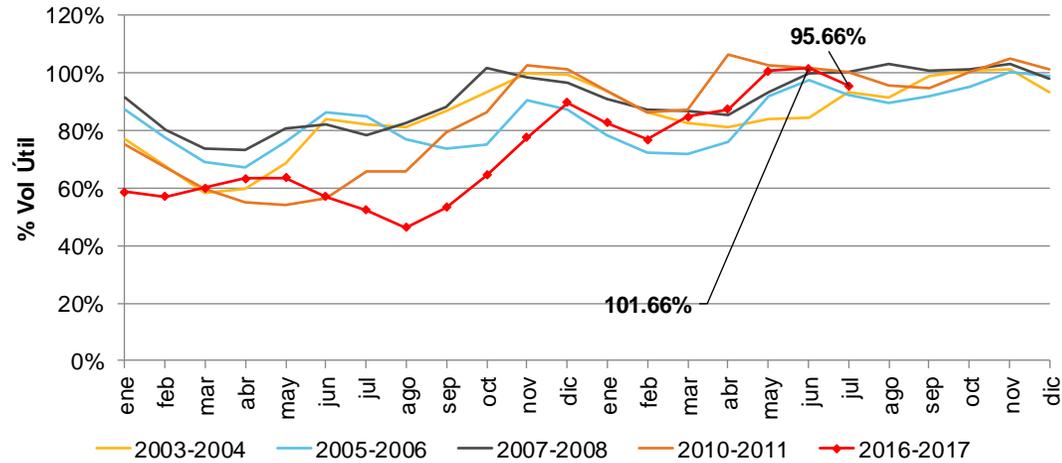


Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Volumen útil diario (%)
2017-07-31	Agregado SIN	Colombia	17,196.12	13,763.48	9.04	683.03	80.0%
2017-07-31	Peñol	Antioquia	4,242.90	4,058.78	-8.29	6.66	95.7%
2017-07-31	Agregado Bogotá	Centro	3,775.53	1,668.80	3.37	0.00	44.2%
2017-07-31	Guavio	Oriente	2,095.06	2,053.26	0.66	253.32	98.0%
2017-07-31	Esmeralda	Oriente	1,126.59	1,071.52	11.33	7.85	95.1%
2017-07-31	El Quimbo	Centro	1,095.63	674.49	3.03	0.00	61.6%
2017-07-31	Chuza	Oriente	1,004.20	888.17	3.62	0.00	88.4%
2017-07-31	Topocoro	Centro	998.89	951.33	-1.46	22.72	95.2%
2017-07-31	Riogrande II	Antioquia	541.50	360.26	-3.28	0.00	66.5%
2017-07-31	San Lorenzo	Antioquia	442.71	433.65	-0.78	10.87	98.0%
2017-07-31	Miraflores	Antioquia	308.57	210.18	-0.44	0.00	68.1%
2017-07-31	Amani	Antioquia	243.02	220.98	0.00	0.00	90.9%
2017-07-31	Calima	Valle	216.19	214.17	0.05	0.00	99.1%
2017-07-31	Salvajina	Valle	190.60	165.73	-0.40	0.00	87.0%
2017-07-31	Urrá	Caribe	153.01	136.26	0.16	0.00	89.1%
2017-07-31	Porce II	Antioquia	133.54	110.50	0.46	0.00	82.7%
2017-07-31	Betania	Centro	124.96	112.86	1.42	0.00	90.3%
2017-07-31	Porce III	Antioquia	115.68	66.31	0.24	0.00	57.3%
2017-07-31	Playas	Antioquia	95.90	110.15	0.02	138.24	114.9%
2017-07-31	Punchiná	Antioquia	73.39	74.75	0.00	242.66	101.9%
2017-07-31	Troneras	Antioquia	69.97	52.94	-0.76	0.71	75.7%
2017-07-31	Muña	Centro	57.60	57.60	0.25	0.00	100.0%
2017-07-31	Prado	Centro	56.83	57.31	0.00	0.00	100.8%
2017-07-31	Alto Anchicayá	Valle	33.86	13.50	-0.18	0.00	39.9%

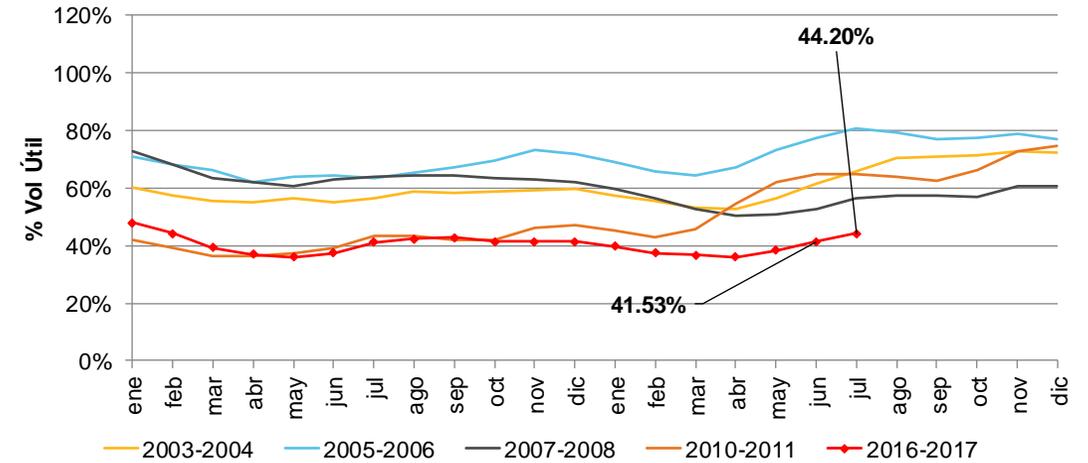
Evolución de principales embalses



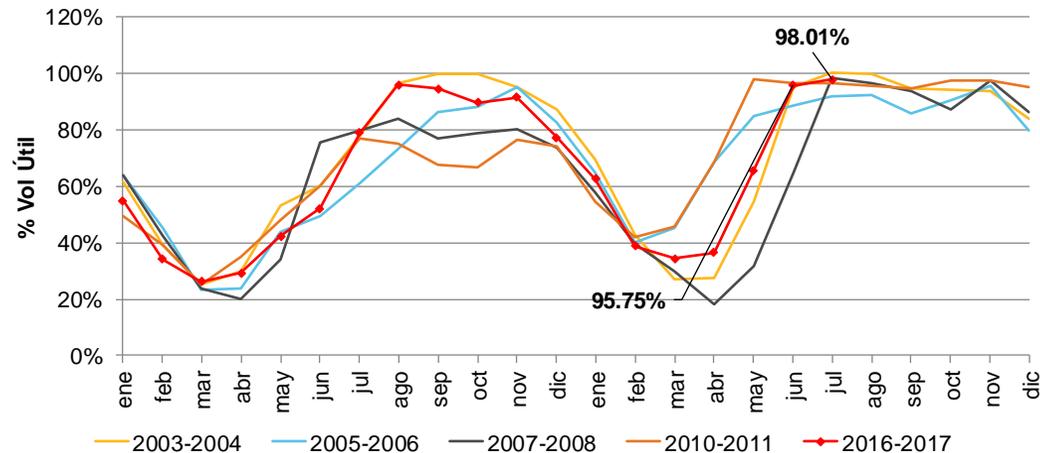
Peñol



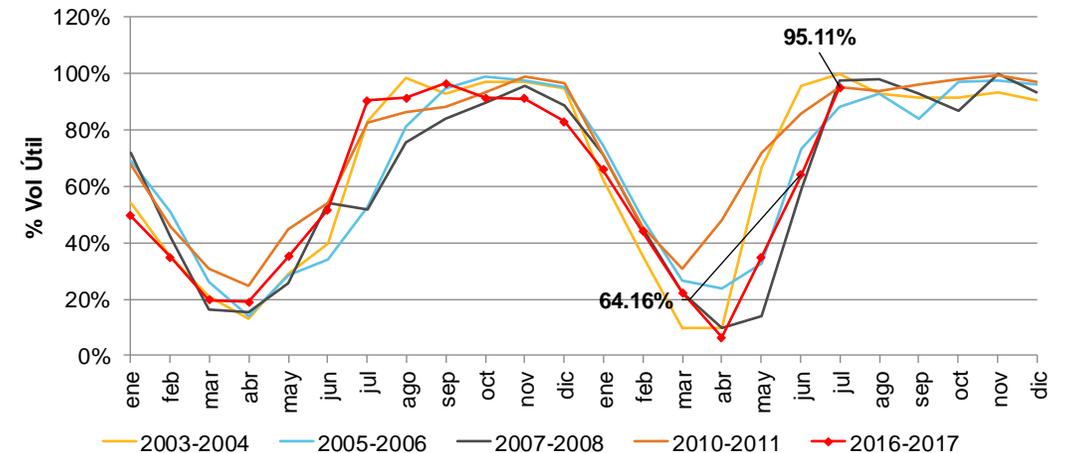
Agregado Bogotá



Guavio



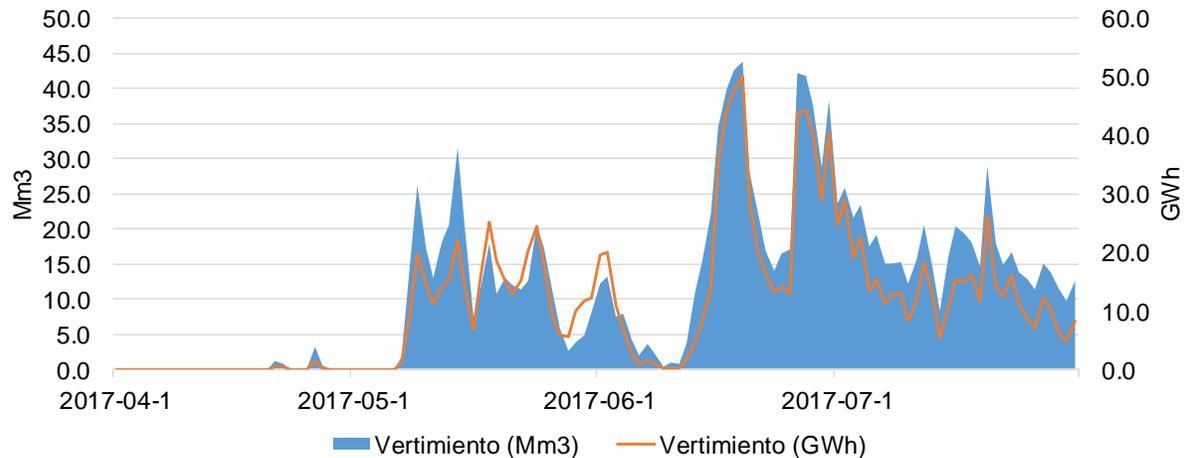
Esmeralda - Chivor



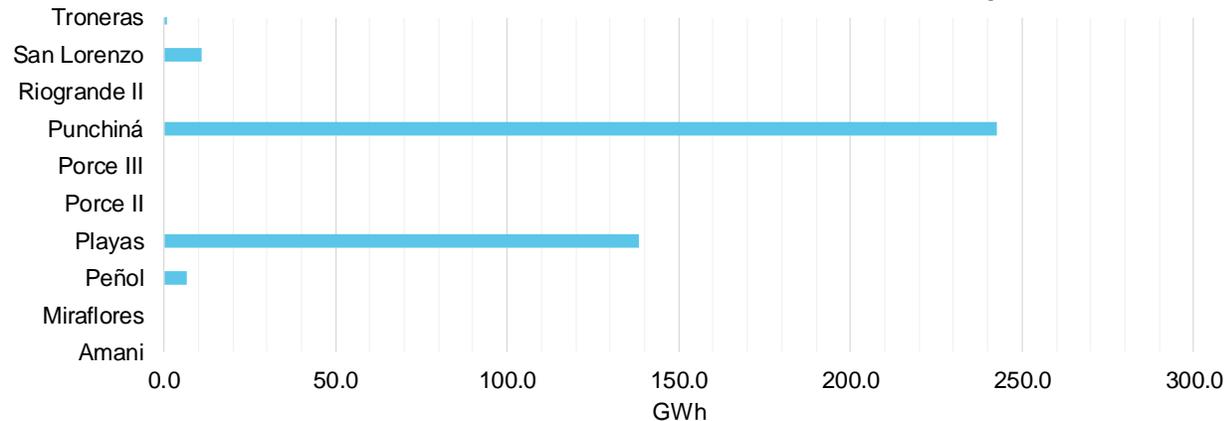
Vertimientos por regiones



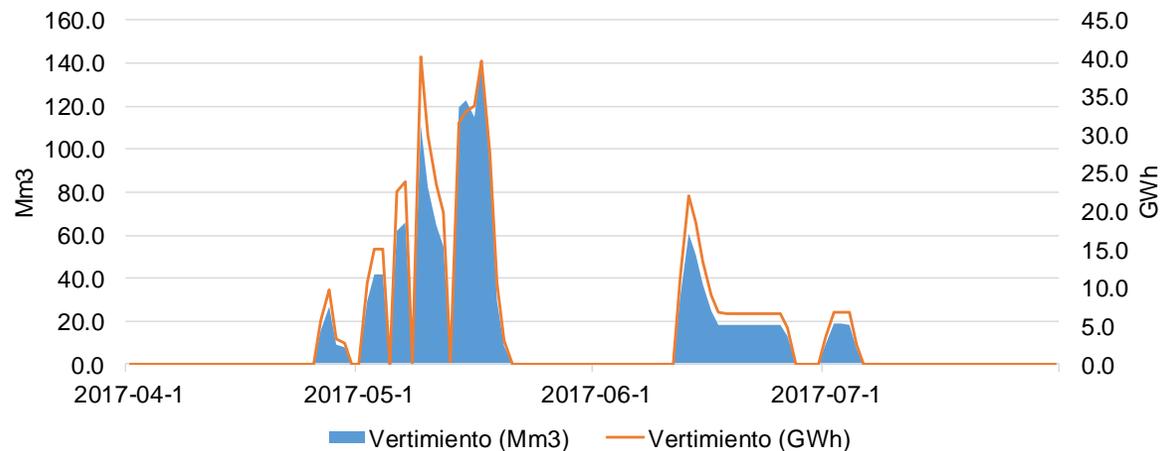
Antioquia



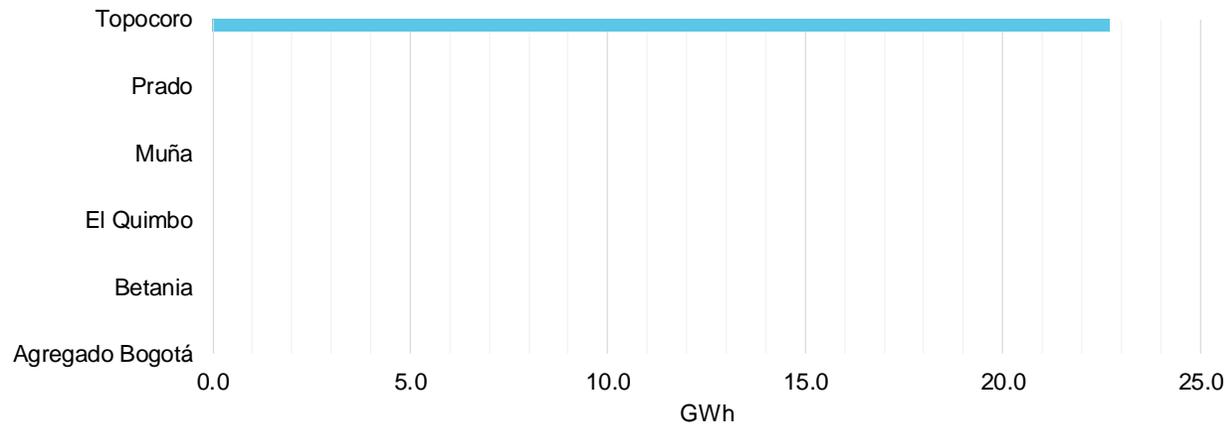
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Antioquia



Centro



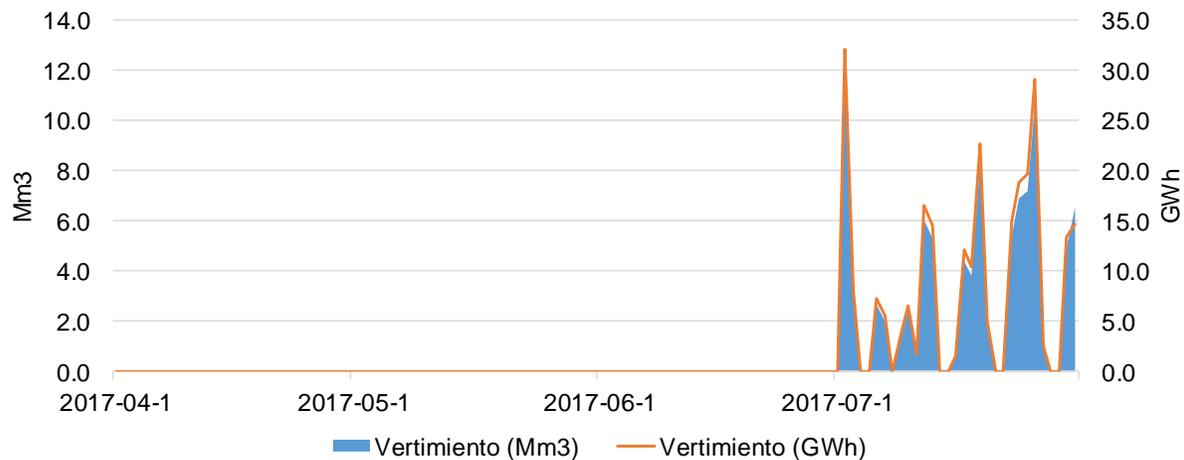
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Centro



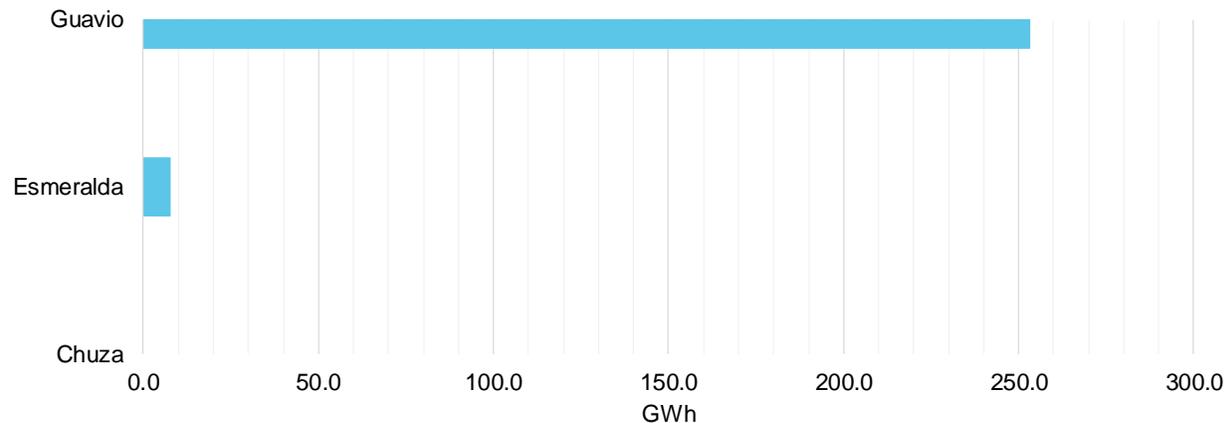
Vertimientos por regiones



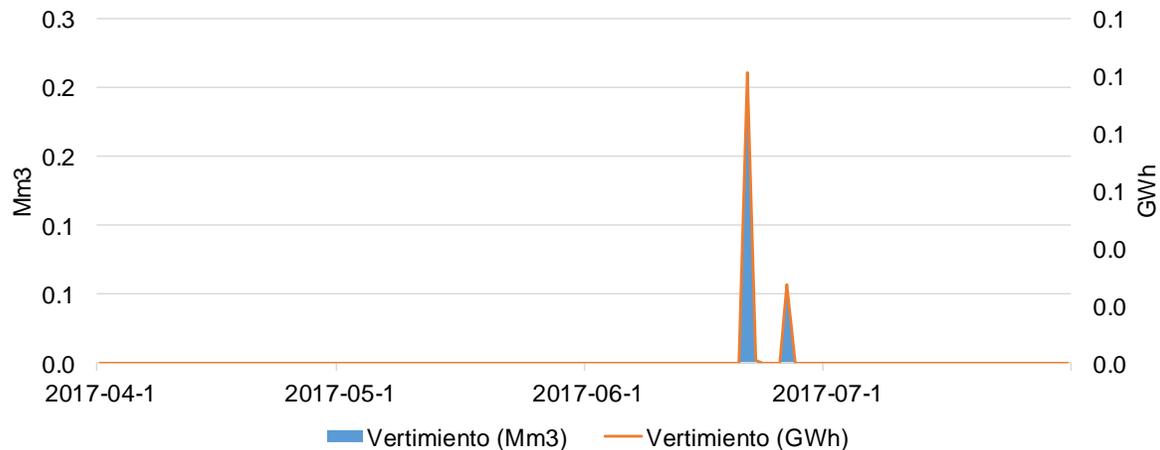
Oriente



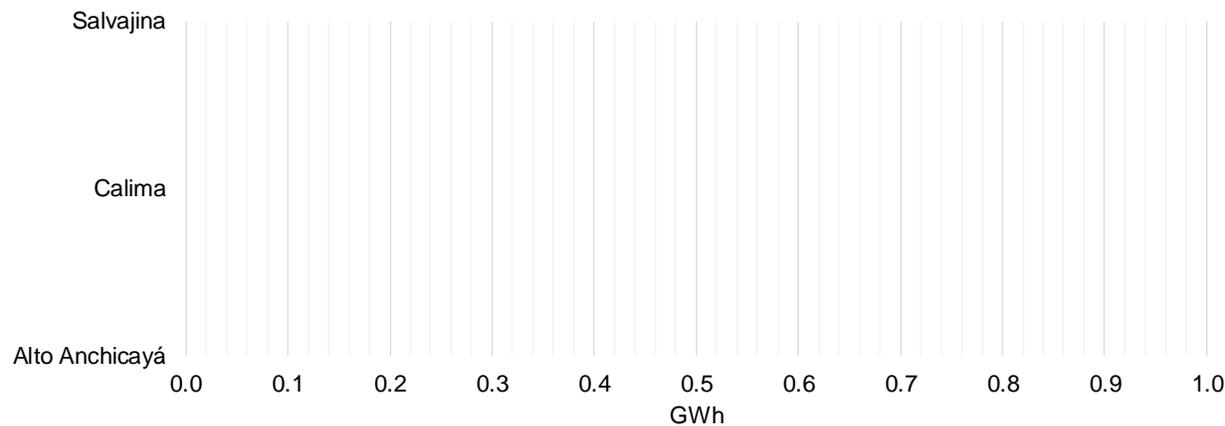
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Oriente



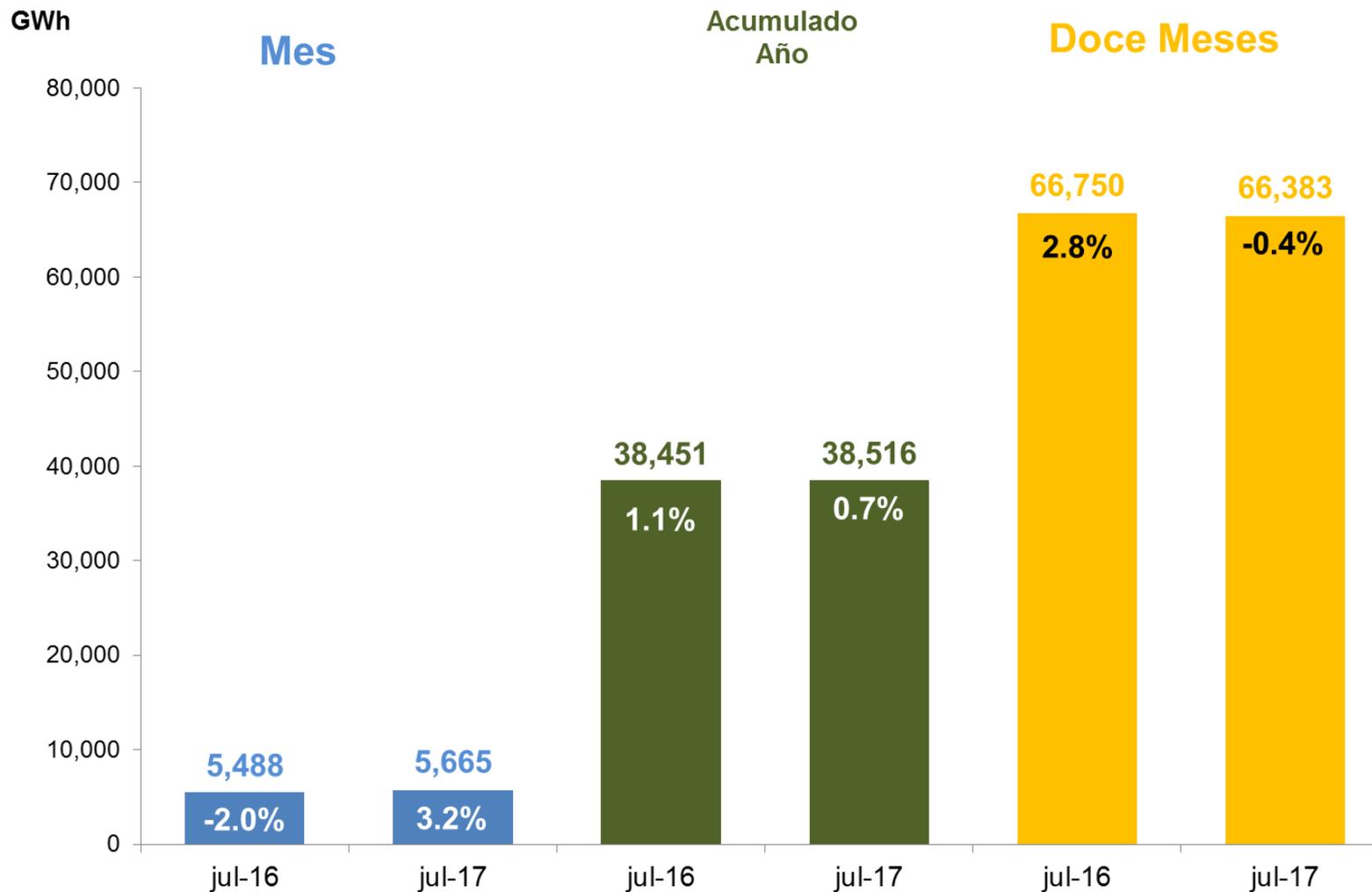
Valle



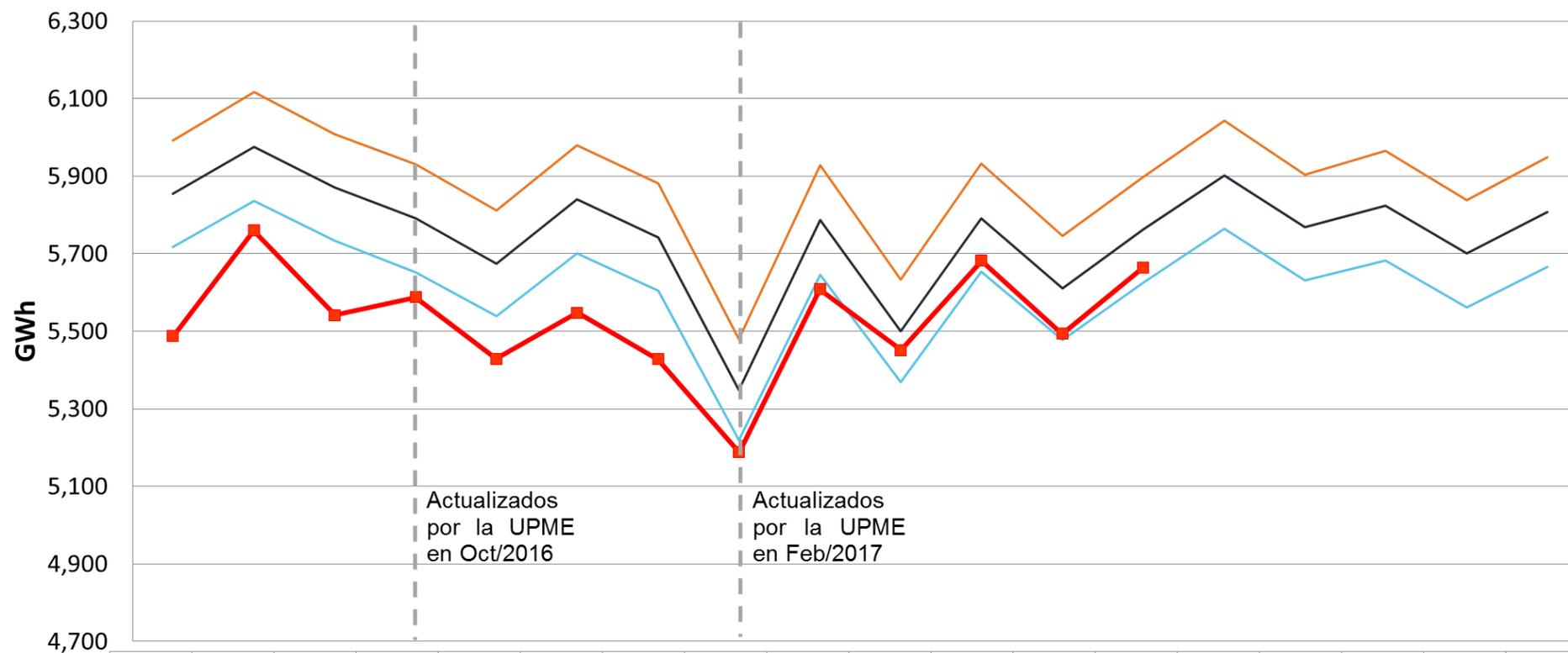
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Valle



Demanda de energía del SIN – julio 2017



Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Julio 2017



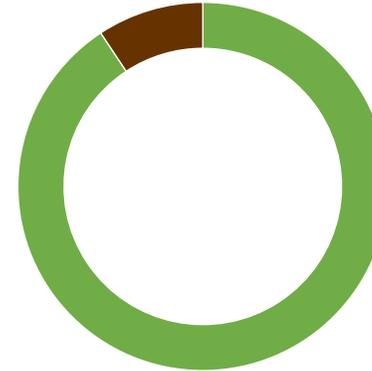
	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17
— Alto	5,991	6,117	6,009	5,930	5,812	5,981	5,882	5,480	5,928	5,634	5,932	5,747	5,898	6,042	5,905	5,965	5,839	5,948
— Medio	5,854	5,977	5,871	5,790	5,675	5,840	5,742	5,349	5,786	5,501	5,792	5,611	5,761	5,903	5,768	5,823	5,700	5,807
— Bajo	5,718	5,837	5,735	5,652	5,540	5,701	5,604	5,219	5,645	5,369	5,653	5,477	5,626	5,764	5,632	5,682	5,562	5,667
— Real	5,487	5,760	5,542	5,587	5,428	5,548	5,428	5,188	5,608	5,451	5,682	5,493	5,665					

Generación promedio diaria en GWh-día

Total 182.3 GWh-día

■ Renovable
165.3
90.7%

■ No renovable
17.0
9.3%

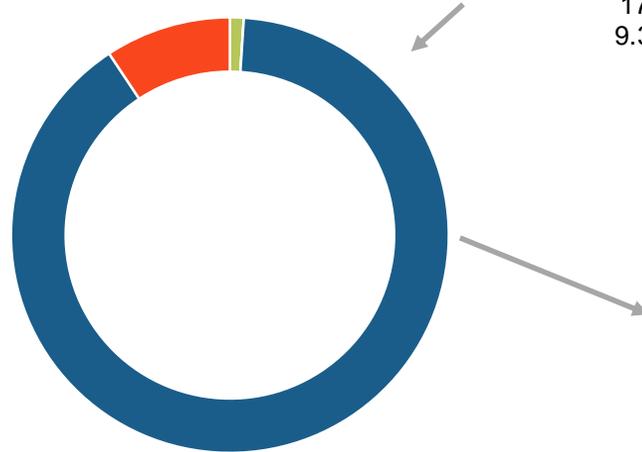


■ Biomasa, 1.9, 1.0%

■ Eolica, 0.0, 0.0%

■ Hidraulica, 163.5, 89.7%

■ Combustible fosil, 17.0, 9.3%



■ Bagazo, 1.8, 1.0%

■ Biogas, 0.0, 0.0%

■ Eolica, 0.0, 0.0%

■ Embalse, 144.0, 79.0%

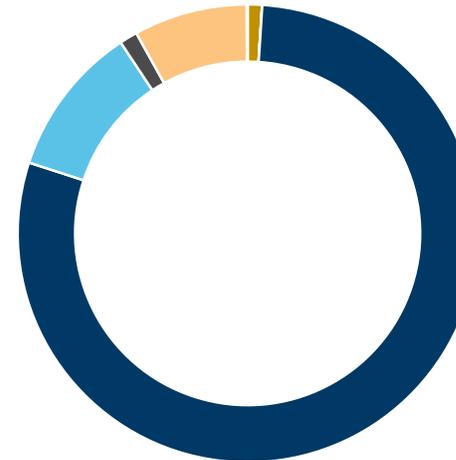
■ Filo de agua, 19.5, 10.7%

■ Carbón, 2.3, 1.3%

■ Gas, 14.6, 8.0%

■ Líquidos, 0.1, 0.1%

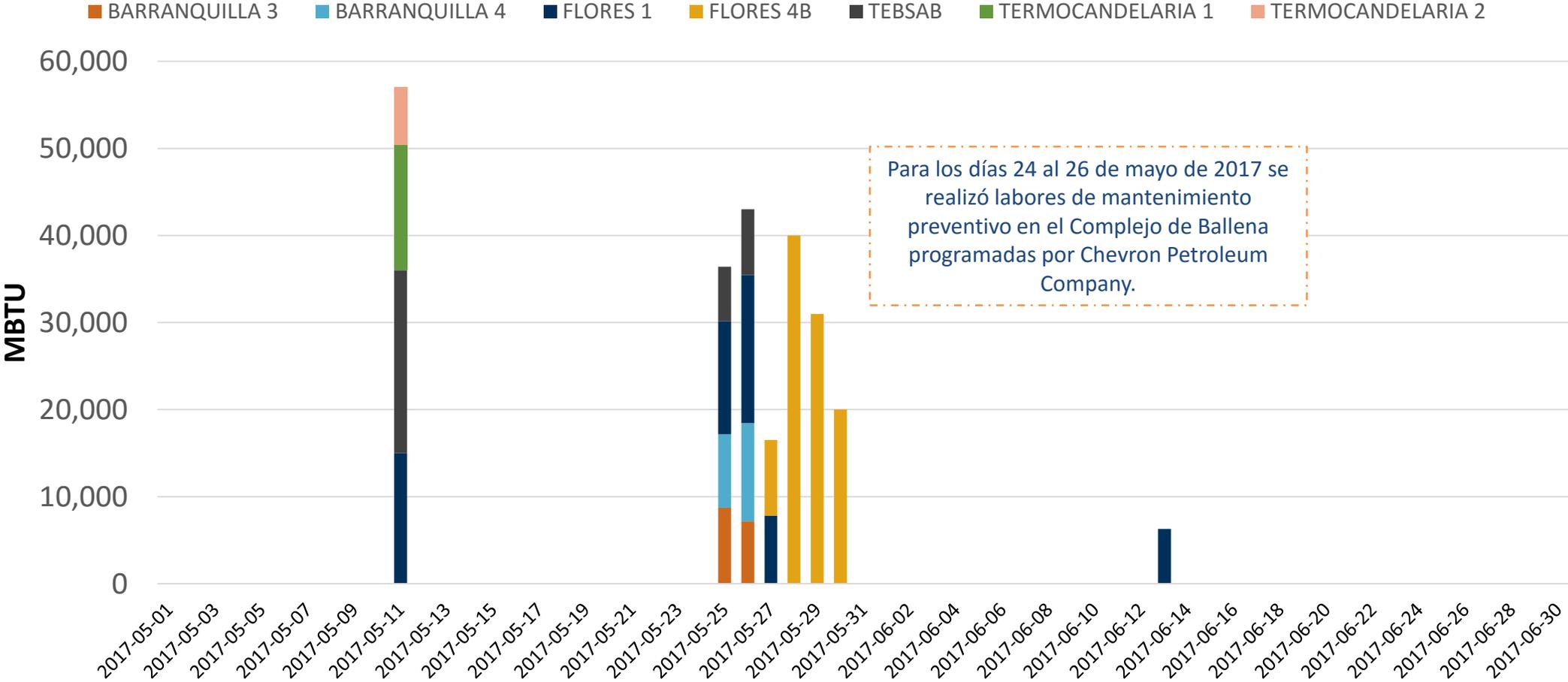
■ Mezcla, 0.0, 0.0%



La generación por combustible se clasifica según el registro correspondiente al combustible principal de la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 31 de julio de 2017



Consumo Gas importado



Generación promedio por tipo de recurso natural en GWh-día



Total	Generación desde jun-01-2017 hasta jun-30-2017 (GWh-día)	Generación desde jul-01-2017 hasta jul-31-2017 (GWh-día)	Variación de generación (%)
SIN	182.87	182.29	↓ -0.32%

Tipo de recurso natural	Generación desde jun-01-2017 hasta jun-30-2017 (GWh-día)	Generación desde jul-01-2017 hasta jul-31-2017 (GWh-día)	Participación a jul-31-2017 (%)	Variación de generación (%)
No renovable	18.18	16.96	9.31%	↓ -6.72%
Renovable	164.69	165.33	90.69%	↑ 0.39%

Renovable

No renovable

Tipo fuente de energía	Generación desde jun-01-2017 hasta jun-30-2017 (GWh-día)	Generación desde jul-01-2017 hasta jul-31-2017 (GWh-día)	Participación a jul-31-2017 (%)	Variación de generación (%)
Biomasa	1.43	1.86	1.12%	↑ 29.66%
Eólica	0.01	0.00	0.00%	↓ -100.00%
Hidráulica	163.25	163.47	98.88%	↑ 0.14%

Tipo fuente de energía	Generación desde jun-01-2017 hasta jun-30-2017 (GWh-día)	Generación desde jul-01-2017 hasta jul-31-2017 (GWh-día)	Participación a jul-31-2017 (%)	Variación de generación (%)
Combustible fósil	18.18	16.96	100.00%	↓ -6.72%

Detalle de fuente de energía por subtipo

Subtipo	Generación desde jun-01-2017 hasta jun-30-2017 (GWh-día)	Generación desde jul-01-2017 hasta jul-31-2017 (GWh-día)	Participación a jul-31-2017 (%)	Variación de generación (%)
Bagazo	1.41	1.83	1.11%	↑ 30.07%
Biogas	0.02	0.03	0.02%	↑ 6.02%
Eólica	0.01	0.00	0.00%	↓ -100.00%
Embalse	140.17	143.99	87.09%	↑ 2.72%
Filo de agua	23.08	19.49	11.79%	↓ -15.56%

Detalle de fuente de energía por subtipo

Subtipo	Generación desde jun-01-2017 hasta jun-30-2017 (GWh-día)	Generación desde jul-01-2017 hasta jul-31-2017 (GWh-día)	Participación a jul-31-2017 (%)	Variación de generación (%)
Carbón	3.52	2.30	13.55%	↓ -34.64%
Gas	14.49	14.55	85.78%	↑ 0.42%
Líquidos	0.18	0.11	0.68%	↓ -35.64%
Mezcla	0.00	0.00	0.00%	

Generación promedio por tipo de despacho en GWh-día



Total	Generación desde jun-01-2017 hasta jun-30-2017 (GWh-día)	Generación desde jul-01-2017 hasta jul-31-2017 (GWh-día)	Variación de generación (%)
SIN	182.87	182.29	↓ -0.32%

Tipo de despacho	Generación desde jun-01-2017 hasta jun-30-2017 (GWh-día)	Generación desde jul-01-2017 hasta jul-31-2017 (GWh-día)	Participación a jul-31-2017 (%)	Variación de generación (%)
DC	167.71	168.50	92.43% ↑	0.47%
ND	15.17	13.79	7.57% ↓	-9.07%

Despachado centralmente -DC-

No despachado centralmente -ND-

Tipo fuente de energía	Generación desde jun-01-2017 hasta jun-30-2017 (GWh-día)	Generación desde jul-01-2017 hasta jul-31-2017 (GWh-día)	Participación a jul-31-2017 (%)	Variación de generación (%)
Combustible fósil	16.38	15.36	9.11% ↓	-6.26%
Hidráulica	151.32	153.15	90.89% ↑	1.20%

Tipo fuente de energía	Generación desde jun-01-2017 hasta jun-30-2017 (GWh-día)	Generación desde jul-01-2017 hasta jul-31-2017 (GWh-día)	Participación a jul-31-2017 (%)	Variación de generación (%)
Combustible fósil	1.80	1.61	11.66% ↓	-10.84%
Biomasa	1.43	1.86	13.45% ↑	29.66%
Eólica	0.01	0.00	0.00% ↓	-100.00%
Hidráulica	11.93	10.33	74.89% ↓	-13.39%

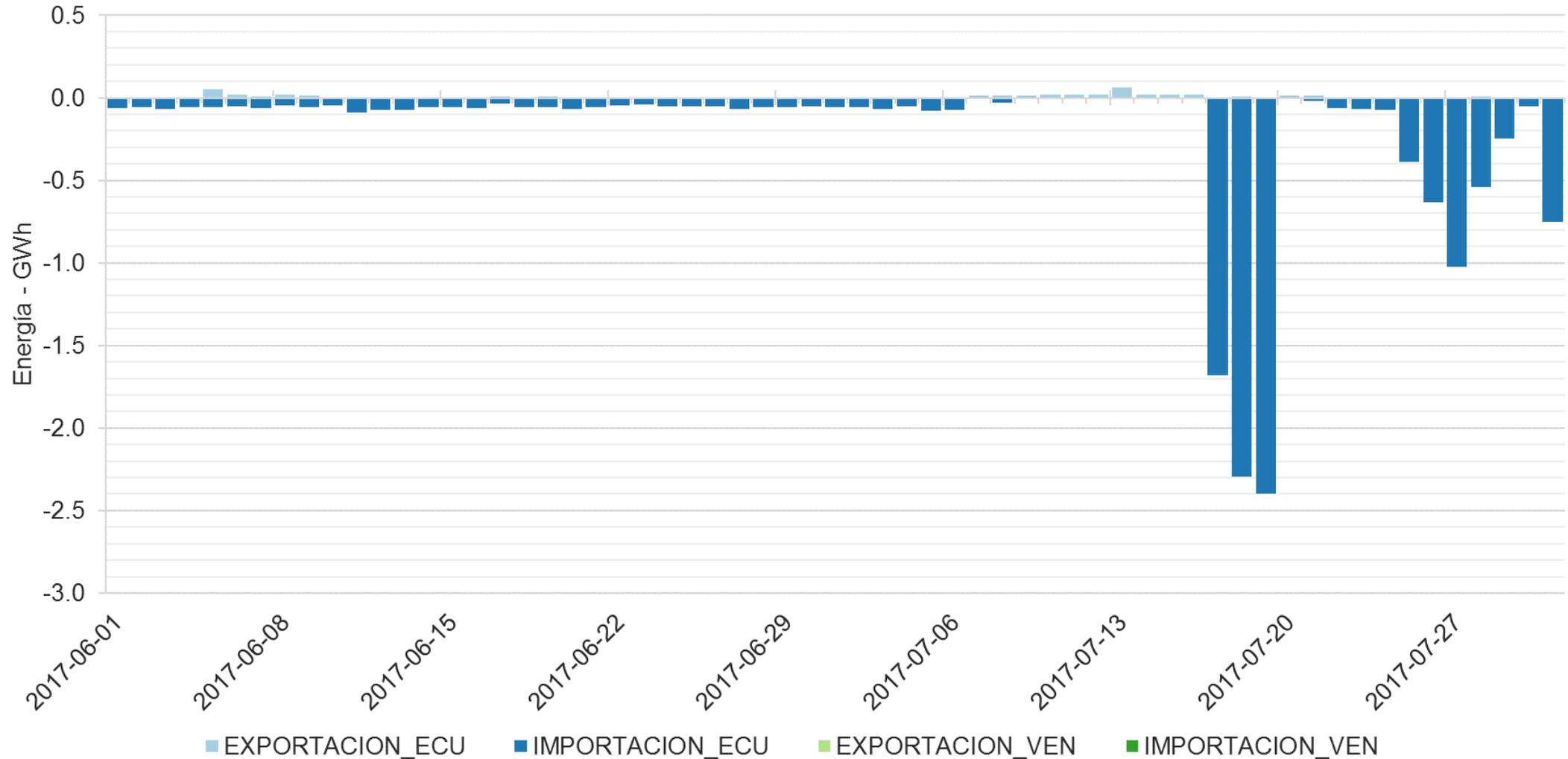
Detalle de fuente de energía por subtipo

Detalle de fuente de energía por subtipo

Subtipo	Generación desde jun-01-2017 hasta jun-30-2017 (GWh-día)	Generación desde jul-01-2017 hasta jul-31-2017 (GWh-día)	Participación a jul-31-2017 (%)	Variación de generación (%)
Carbón	3.51	2.28	1.36% ↓	-34.89%
Gas	12.69	12.96	7.69% ↑	2.06%
Líquidos	0.18	0.11	0.07% ↓	-35.64%
Mezcla	0.00	0.00	0.00%	
Embalse	140.17	143.99	85.45% ↑	2.72%
Filo de agua	11.15	9.16	5.43% ↓	-17.88%

Subtipo	Generación desde jun-01-2017 hasta jun-30-2017 (GWh-día)	Generación desde jul-01-2017 hasta jul-31-2017 (GWh-día)	Participación a jul-31-2017 (%)	Variación de generación (%)
Carbón	0.01	0.01	0.10% ↑	71.21%
Gas	1.80	1.59	11.56% ↓	-11.21%
Bagazo	1.41	1.83	13.26% ↑	30.07%
Biogas	0.02	0.03	0.19% ↑	6.02%
Eólica	0.01	0.00	0.00% ↓	-100.00%
Filo de agua	11.93	10.33	74.89% ↓	-13.39%

Importaciones y exportaciones de energía





PANORAMA ENERGÉTICO

1. Análisis energético de mediano plazo

Supuestos



Horizonte 2 años, resolución semanal

Demanda Escenario medio de la UPME (Act Feb/17).

Parámetros del SIN - PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas Gas

Costos de racionamiento Último Umbral UPME Julio/17.

Condición Inicial Embalse 80.19%

Desbalance hídrico 14 GWh/día

Mttos Generación Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC
Ago/17 - Jul/18

Mín. Embalses MOI*, MAX(MOS*, NEP) Res.Semana
*Publicación 30 de abril de 2016

Interc. Internacionales 3 Casos autónomos y un caso considerado importación desde Ecuador.

Combustible Precios: UPME
Disponibilidad reportada por agentes

Otros Se considera la central playas indisponible hasta 31/12/2017

Proyectos con asignación de OEF	CEN (MW)	Fecha de entrada
Gecelca 3.2	273	Nov/2017
Termonorte	88	Feb/2018
Ituango	300	Nov/ 2018
	300	Feb/2019
	300	May/2019
	300	Ago/2019

Supuestos – Sensibilidad de proyectos



Se considera un caso, con la entrada en operación de todos los proyectos de generación con y sin OEF que tienen concepto de la UPME.

Para las plantas con FRNC se considera precio 0

La información de radiación para las plantas solares se toma de bases de datos de NREL.

La información de velocidad de viento para las plantas eólicas se toma de información suministrada por los promotores de los proyectos, complementando con información de bases de datos de MERRA.

Fecha	H	T	PCH	S	E	Total [MW]
Ago/17			10	9.9		19.9
Nov/17		330				330
Dic/17		40	86.65	29.3		156
Ene/18			1.4			1.4
Feb/18		88				88
Mar/18				9.9		9.9
May/18				19.9		19.9
Jun/18			4.9			4.9
Sep/18				9.9		9.9
Nov/18	300		44.6	70		414.6
Dic/18			57.4	170		227
Ene/19					32	32
Feb/19	300					300
May/19	300					300
Total	900	458	205	319	32	1914

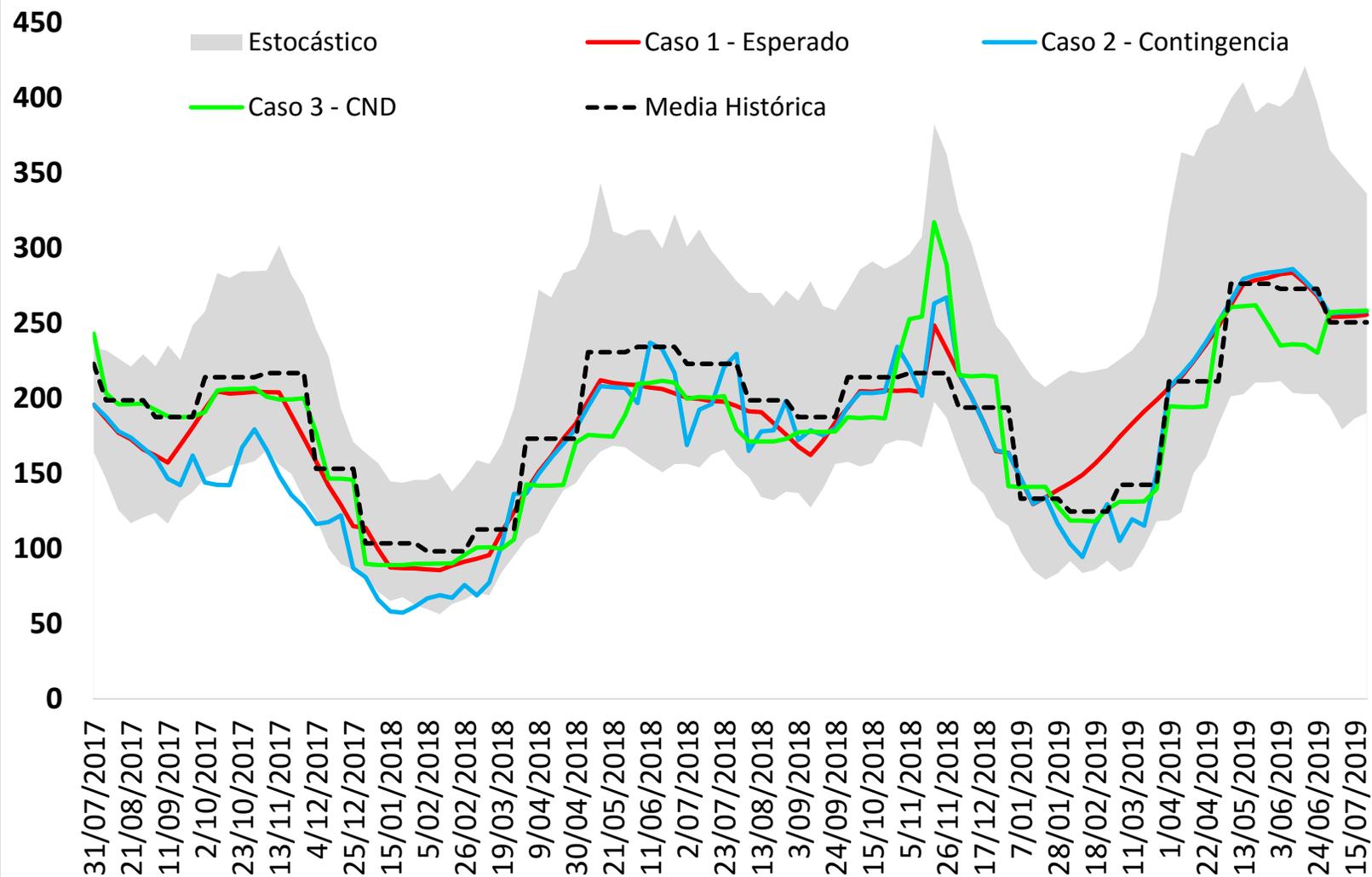
Panorama Energético Mediano Plazo



Resumen Casos

Caso	Hidrología	Estudio	Proyectos Generación
Caso 1	Esperado SH	Autónomo	Con OEF
Caso 2	Contingencia SH		
Caso 3	CND		
Estocástico 100 Series			
Caso 4	Esperado SH	Con importación desde Ecuador	Con y sin OEF
Caso 5		Autónomo	

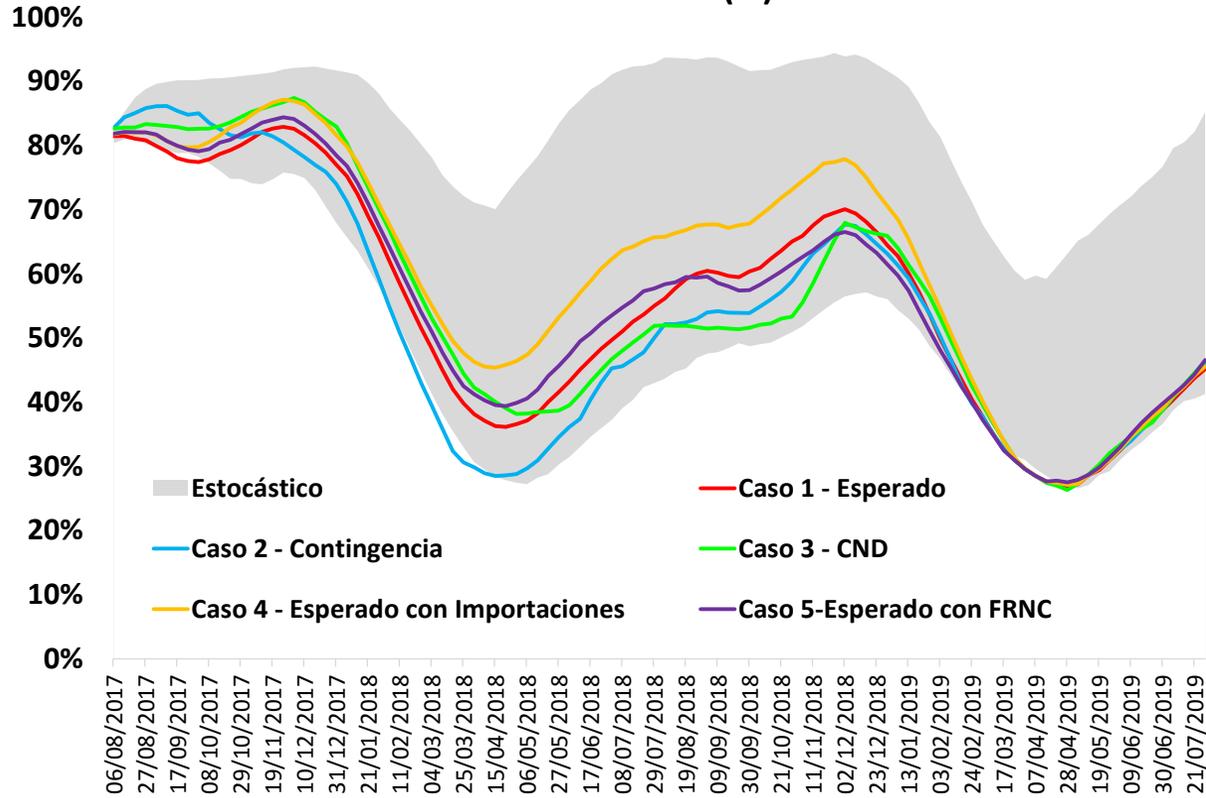
Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



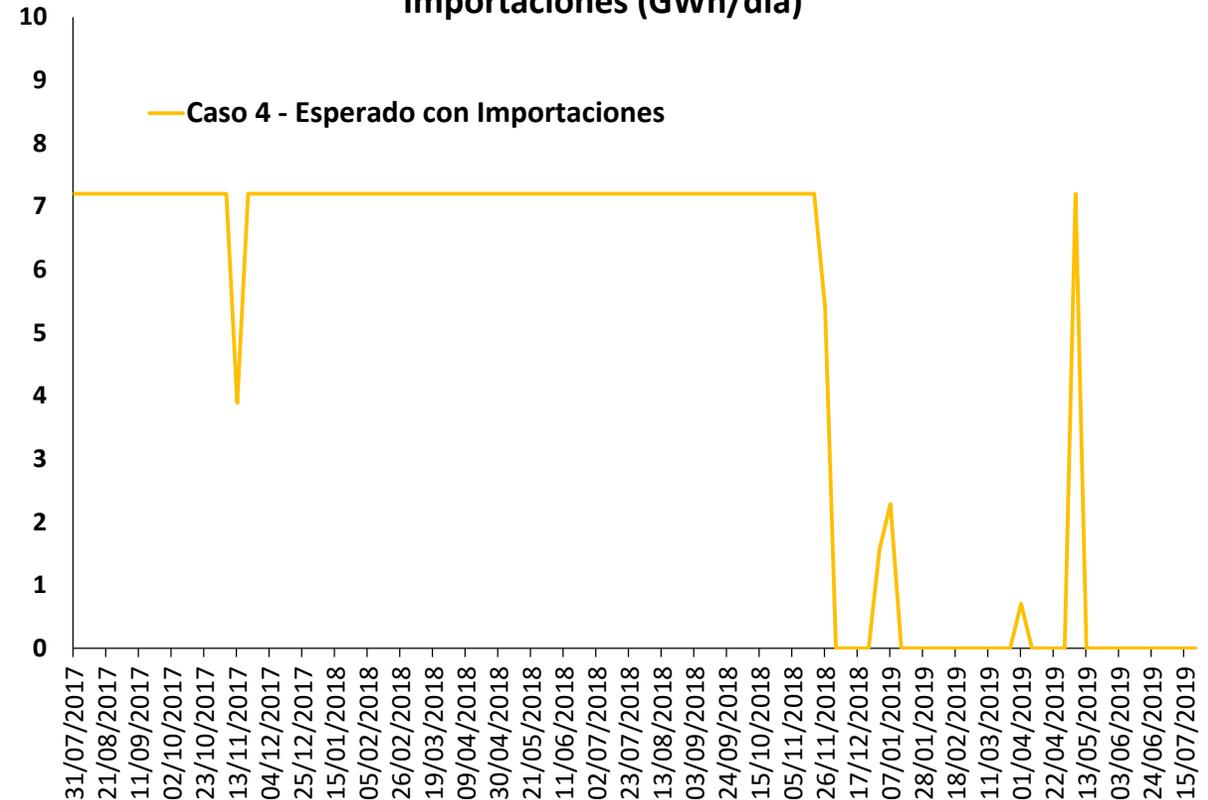
Panorama Energético Mediano Plazo



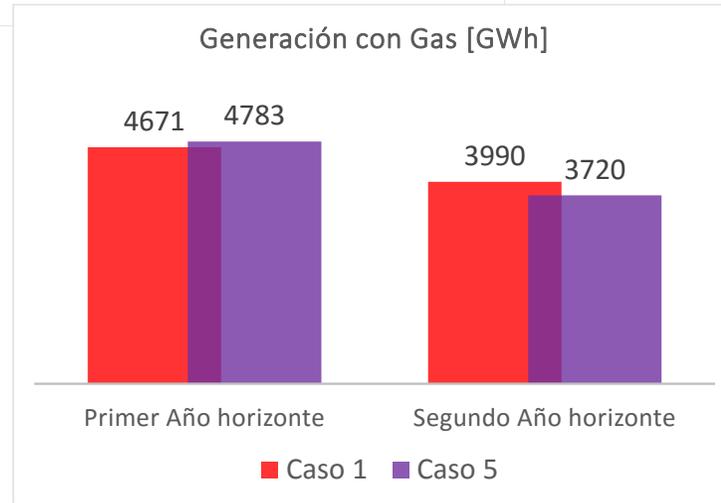
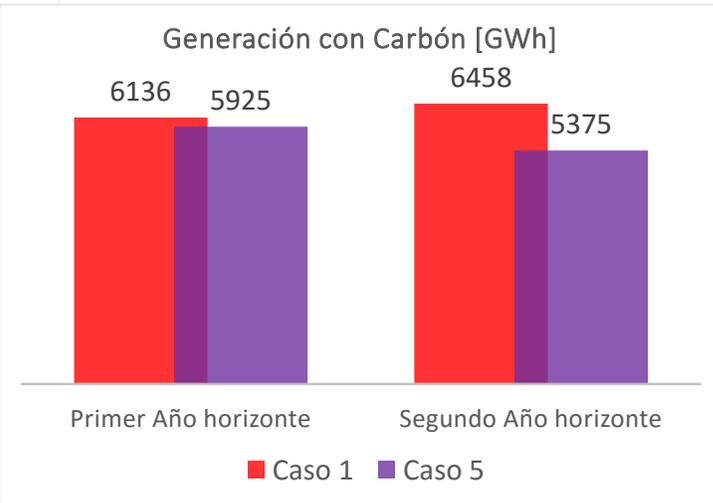
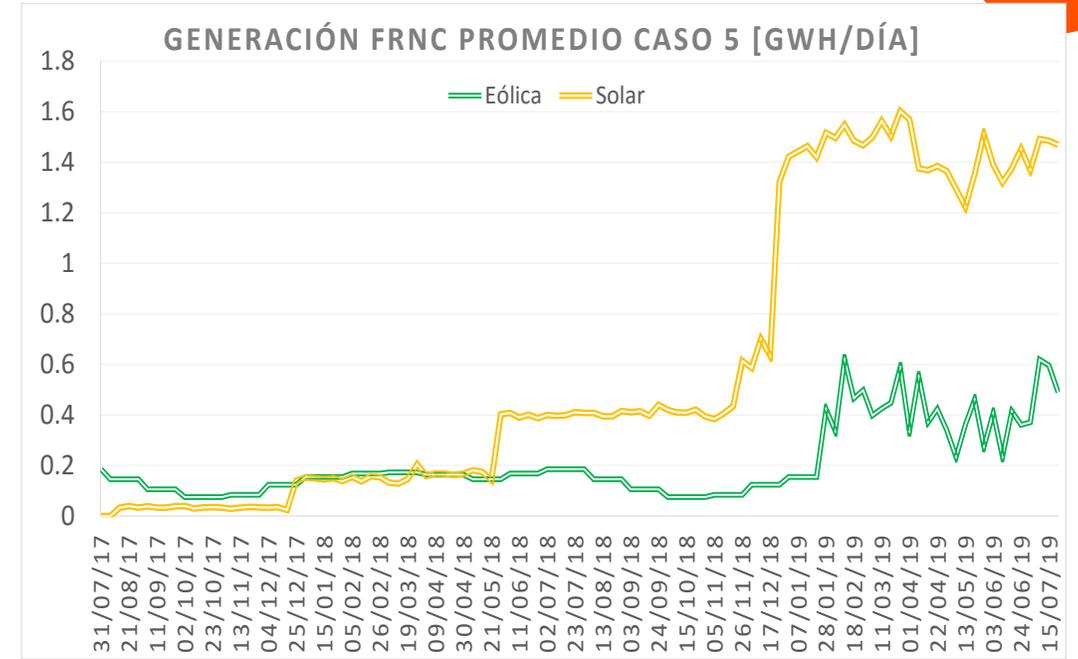
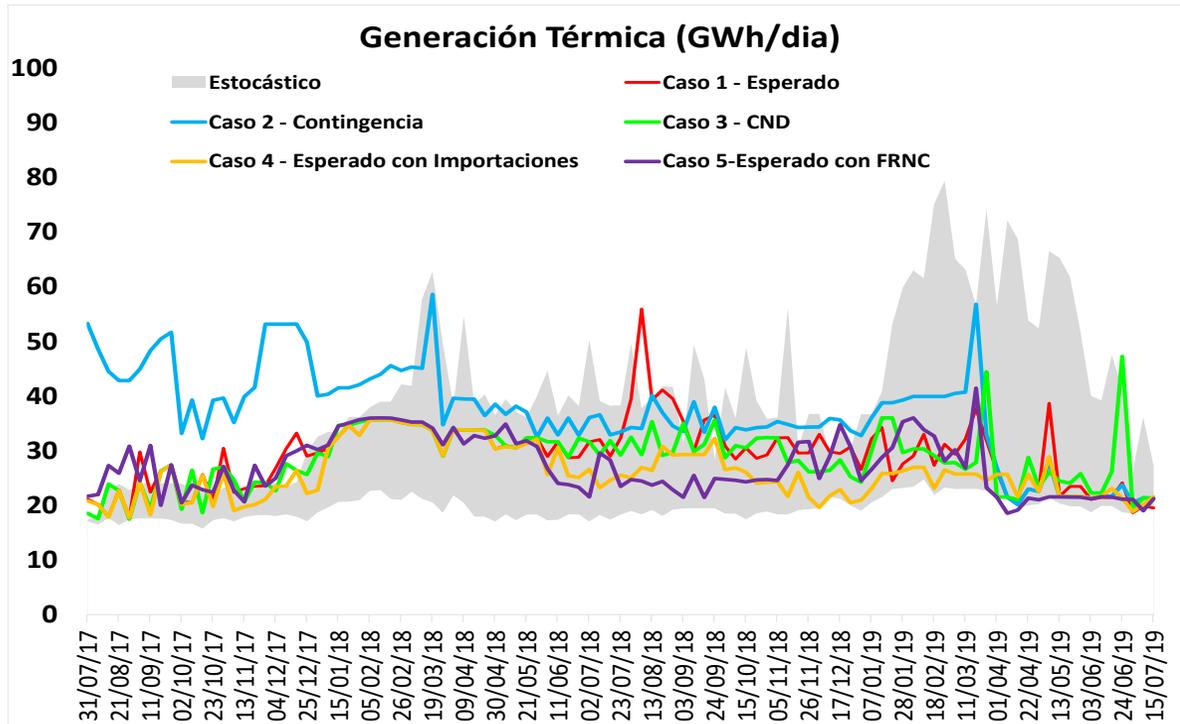
Embalse del SIN (%)



Importaciones (GWh/día)



Panorama Energético Mediano Plazo



Con la entrada de todos los proyectos de generación considerados, se observa, para el caso de hidrología del SH, una reducción en la generación térmica principalmente con Carbón. La generación con Gas no se ve altamente diferenciada con la entrada de los nuevos proyectos de generación, principalmente por el cubrimiento de seguridad en el área Caribe, situación que será mitigada con la entrada del proyecto Refuerzo Caribe 500 kv.

Conclusiones y recomendaciones



1. Con el nivel del embalse agregado actual y las expectativas de aportes consideradas, el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.
2. Ante el escenario más deficitario de aportes hidricos, el embalse agregado, puede descender hasta valores del orden de 29% en el verano 2017-2018 y 26% en el verano 2018-2019, considerando valores de generación térmica por debajo de los 50 GWh/día.
3. Según el escenario de FRNC planteado, la contribución promedio de las FRNC para el primer año es aproximadamente 0.3 GWh/día, alcanzando valores al final del horizonte mayores a 2 GWh/día.
4. Con la incertidumbre en los escenarios de FRNC y generación distribuida en el SIN, así como el impacto del ingreso de nuevas tecnologías en el sistema, es importante contar con una base de datos única para el manejo de la información de los nuevos proyectos y las fuentes primarias de información requeridas para los diferentes análisis; entre otras, al menos con la siguiente información:
 - Localización geográfica del proyecto
 - Características de parámetros básicos
 - Contar con información de mediciones en los puntos geográficos de los proyectos.

Dado que la información de velocidad de vientos considerada en los análisis tienen carácter confidencial, la base de datos de los estudios energéticos que se presenten con esta información no podrá ser publicada por XM.

VARIOS

1. Seguimiento a las acciones resultantes de análisis de eventos en el SIN
2. Indicadores de la operación
3. Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963

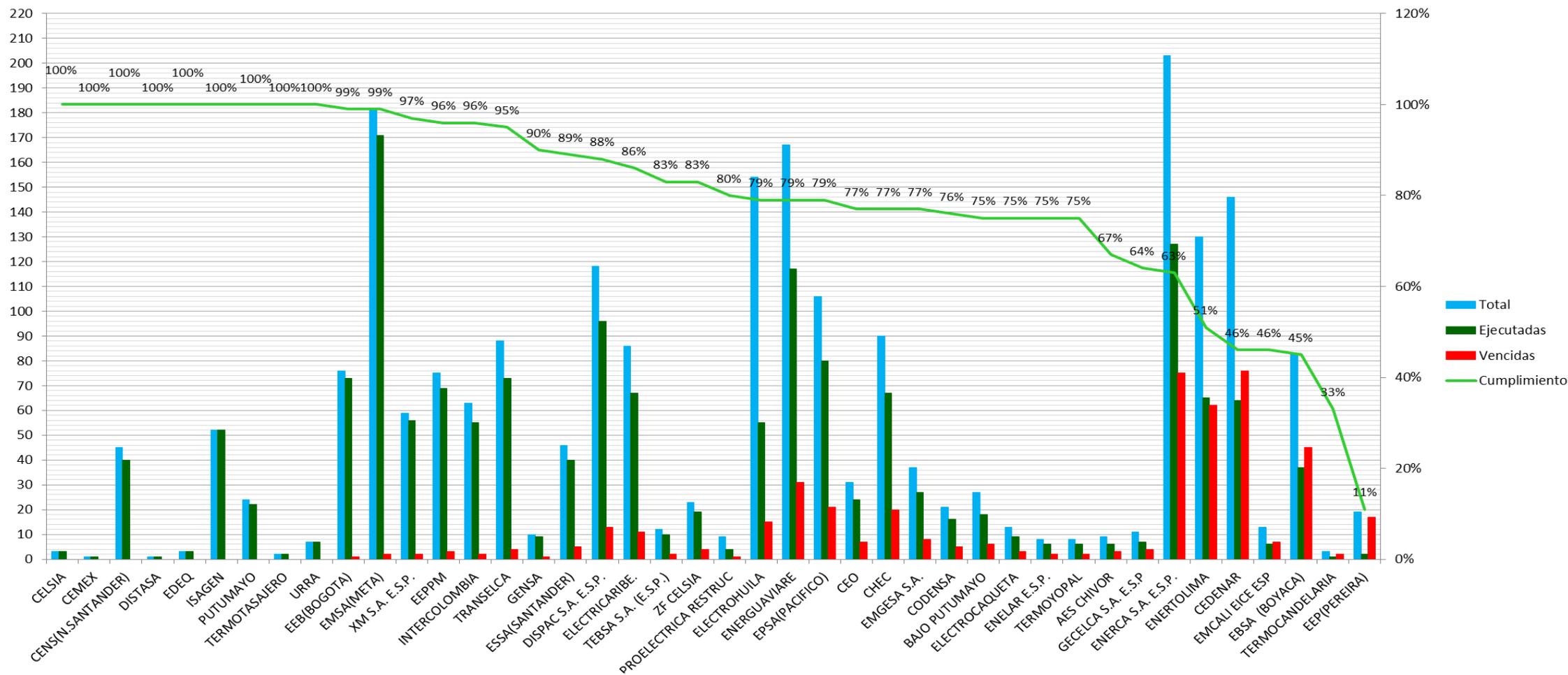


Seguimiento a las acciones resultantes del análisis eventos en el SIN

Gestión de cierre de acciones resultante de los Análisis de Eventos



Porcentaje de Cumplimiento respecto a las acciones vencidas
Actualizado a Agosto 02 de 2017



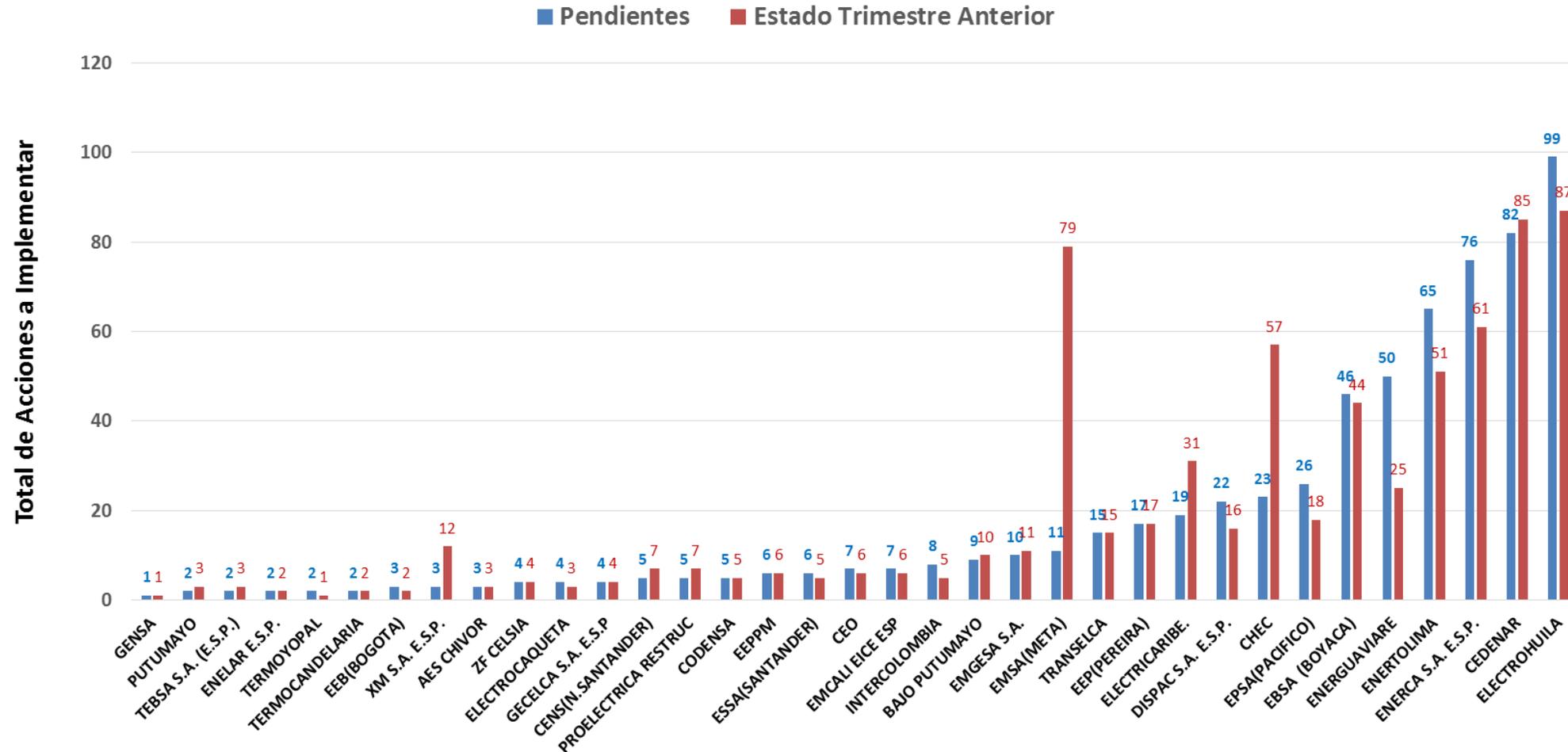
Información actualizada a Agosto 02 de 2017

Es necesario que las empresas realicen gestión oportunamente sobre las acciones con el fin de minimizar los riesgos sobre la demanda

Estado de acciones a implementar



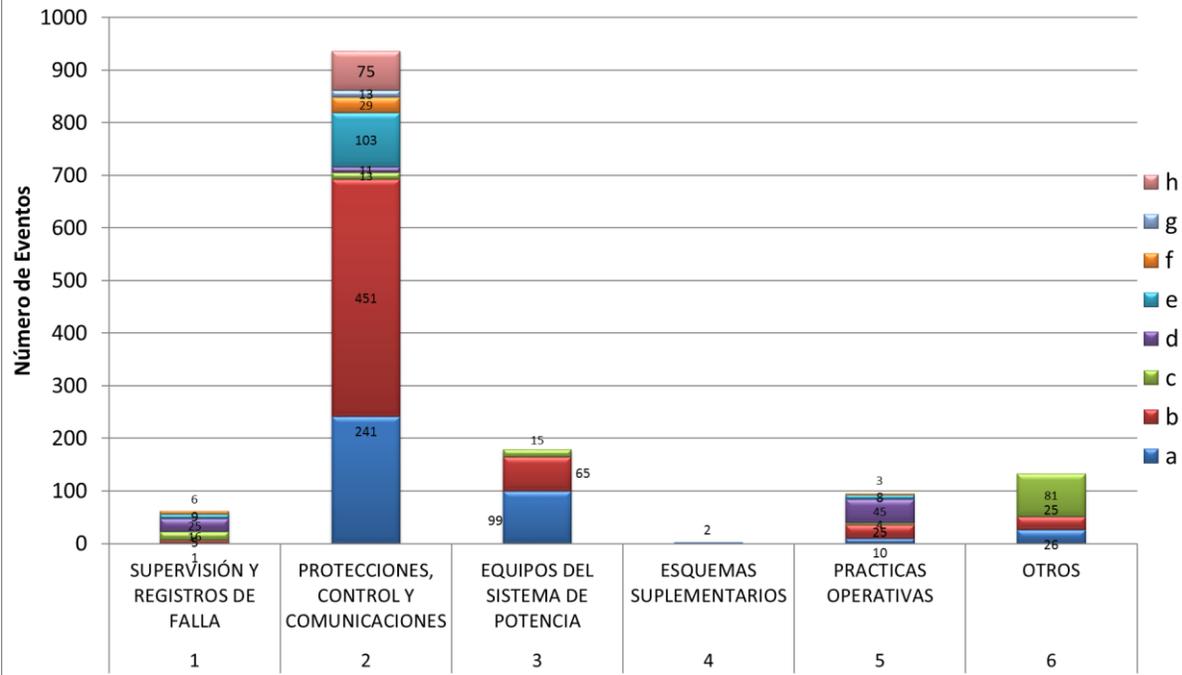
Estado de Acciones a Implementar por Empresa - Incluye recurrencias



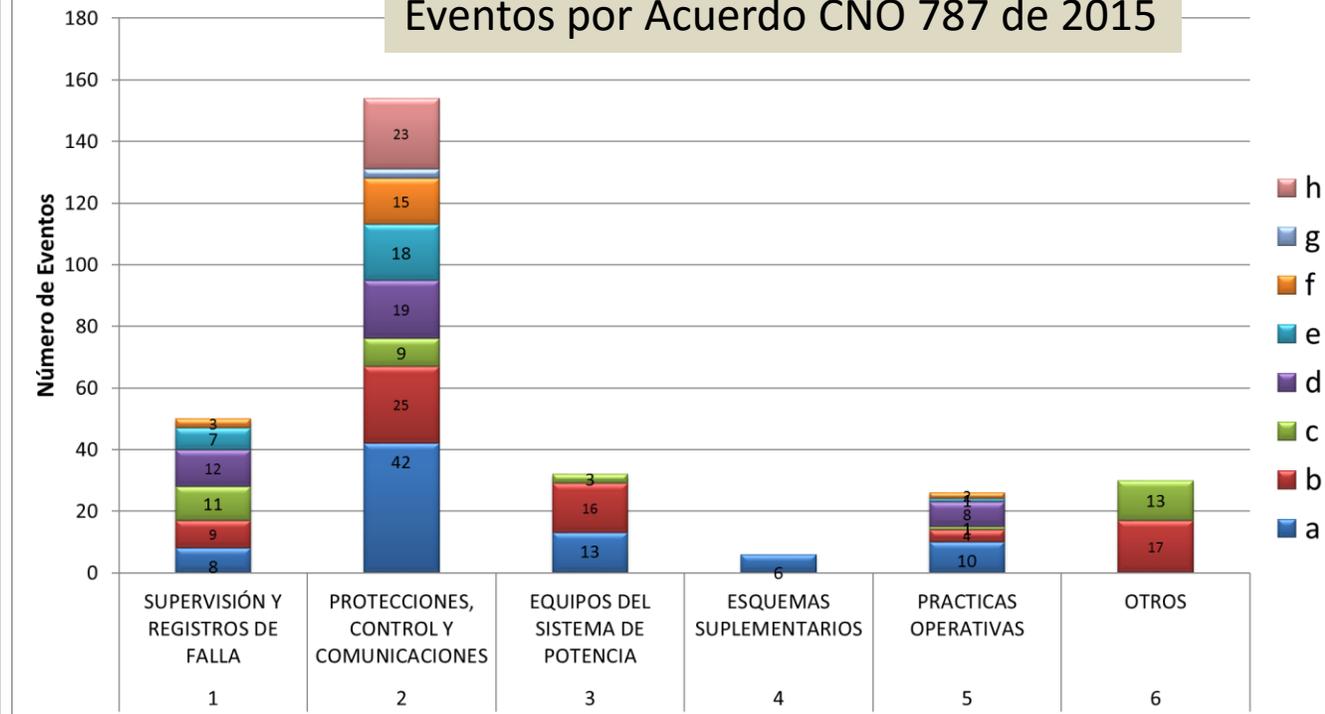
Clasificación de Acciones y Recomendaciones Pendientes



Eventos por Resolución CREG 93-94



Eventos por Acuerdo CNO 787 de 2015

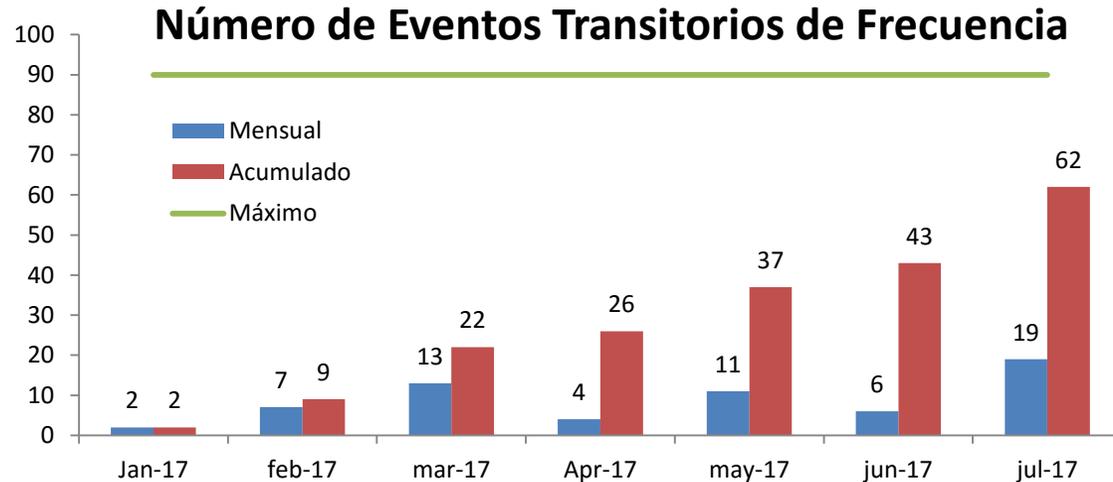


El mayor número de pendientes de cierre se debe a acciones asociados a Protecciones, Control y Comunicaciones



Indicadores de la operación

Eventos transitorios de frecuencia



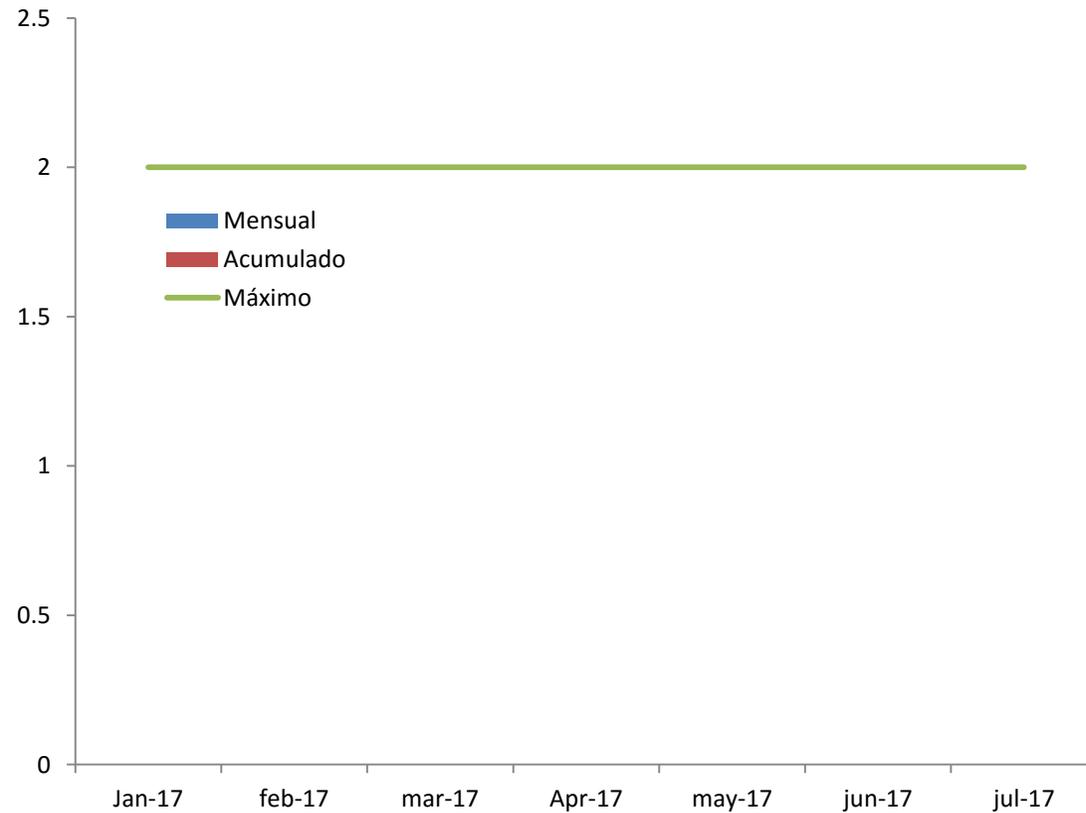
Durante el mes de julio de 2017 se presentaron 19 eventos de frecuencia transitorios sin actuación del EDAC.

Fecha	Duración [s]	Frecuencia [Hz]	Descripción
04/07/2017 14:41	5	59.74	Disparo de la unidad de generación El Quimbo 2 con 180 MW. El agente reporta falla en el sistema de excitación.
05/07/2017 8:52	3	59.77	Desconexión de la unidad de generación El Quimbo 1 con 165 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.77 Hz. El agente reporta falla en válvula esférica.
05/07/2017 20:45	3	59.78	Disparo de la unidad de generación 3 de PORCE III con 150 MW. El agente reporta posible falla en el regulador de velocidad.
06/07/2017 12:00	4	59.69	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 266 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.69 HZ. El agente no reporta causa de evento.
06/07/2017 16:44	6	59.68	Disparo de la unidad de generación 3 de Sogamoso con 273 MW. El agente reporta falla de comunicación en servicios auxiliares de la turbina.
07/07/2017 5:22	1	59.79	Disparo de la unidad EL QUIMBO 2 con 180 MW. El agente reporta falla en la excitación.

Eventos transitorios de frecuencia

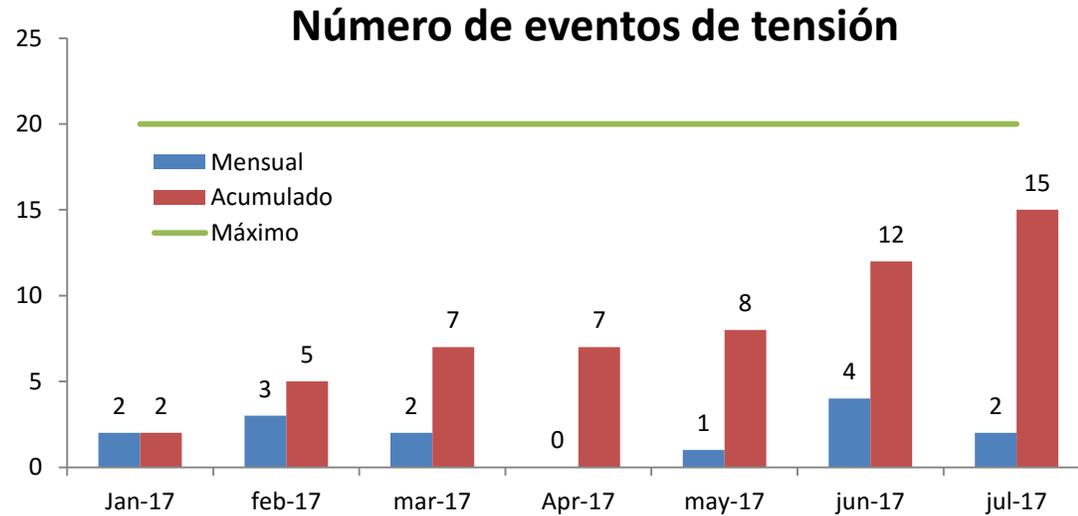
Fecha	Duración [s]	Frecuencia [Hz]	Descripción
09/07/2017 8:39	5	59.72	Disparo de la unidad EL QUIMBO 2 con 180 MW. El agente reporta falla en tablero de excitación.
13/07/2017 4:28	5	59.74	Disparo de la unidad EL QUIMBO 1 con 180 MW. El agente reporta falla en canal de comunicaciones.
14/07/2017 13:41	2	60.22	Disparo de todos los elementos asociados a la barra REFORMA 115 kV, se pierden alrededor de 220 MW de carga llevando la frecuencia a un valor máximo de 60.22 Hz. El agente reporta cadena de aisladores rota entre el barra y la BL2 REFORMA A OCOA 115 kV y actuación de protección diferencial de barras.
15/07/2017 14:19	2	59.77	Desconexión de la unidad 4 de San Carlos con 157 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.77 Hz. El agente no reporta causa del evento.
18/07/2017 11:08	4	59.74	Disparo de la unidad 02 de Guavio con 200MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.74 Hz. El agente reporta disparo transferido de casa de maquinas.
21/07/2017 7:16	4	59.76	Dispara unidad 1 de EL QUIMBO con 180 MW. El agente reporta falla en sello de la turbina.
24/07/2017 21:13	3	57.76	Dispara unidad 1 de EL QUIMBO con 180 MW. El agente reporta perdida de servicios auxiliares.
24/07/2017 23:49	2	59.79	Disparo unidad 1 EL QUIMBO con 180 MW. El agente reporta se encontraba haciendo ajustes de señales en válvula cilíndrica
28/07/2017 16:10	7	59.59	Dispara unidades 1 y 2 de EL QUIMBO con 360 MW. El agente no reporta causa.
28/07/2017 23:42	2	59.78	Disparo de la unidad QUIMBO 2 con 165 MW llevando la frecuencia a un valor mínimo de 59.78 Hz. El agente reporta falla en válvula cilíndrica.
29/07/2017 7:51	5	59.72	Disparo de la unidad QUIMBO 1 con 180 MW llevando la frecuencia a un valor mínimo de 59.72 Hz. El agente no reporta causa.
29/07/2017 9:37	4	59.75	Disparo de la unidad de generación 2 en EL QUIMBO con 180 MW. El agente no reporta causa.
31/07/2017 8:04	4	59.75	Disparo de la unidad de generación 3 en PORCE 3 con 175 MW. El agente no reporta causa.

Número de Eventos Lentos de Frecuencia



Durante el mes de julio de 2017 no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema.

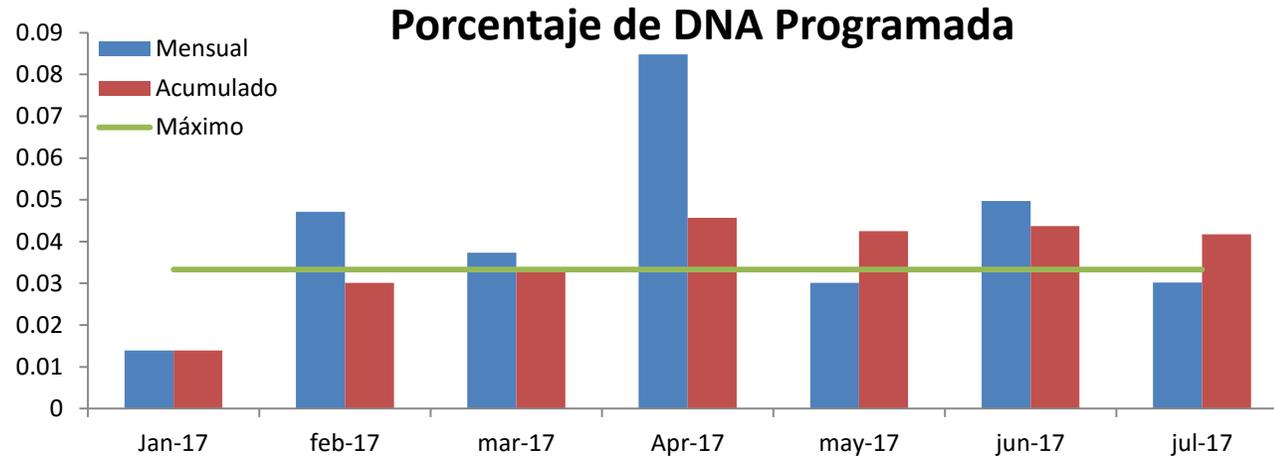
Eventos de tensión fuera de rango



Durante el mes de julio de 2017 se presentaron 2 eventos de tensión en el sistema.

Fecha	Descripción	Causa
03/07/2017 3:00	Desconexión de todos los elementos asociados a la subestación SALVAJINA 230 kV. El agente reporta error en cableado que hacia que permaneciera arrancada la protección 50BF de la BL1 SALVAJINA A PANCE 230 kV. No se presenta DNA debido a que se encontraba anillado por 34.5 kV.	Evento STN
03/07/2017 3:38	Desconexión de todos los elementos asociados a la subestación SALVAJINA 230 kV. El agente reporta error en cableado que hacia que permaneciera arrancada la protección 50BF de la BL1 SALVAJINA A PANCE 230 kV, queda en revisión esta bahía. No se presenta DNA debido a que se encontraba anillado por 34.5 kV.	Evento STN

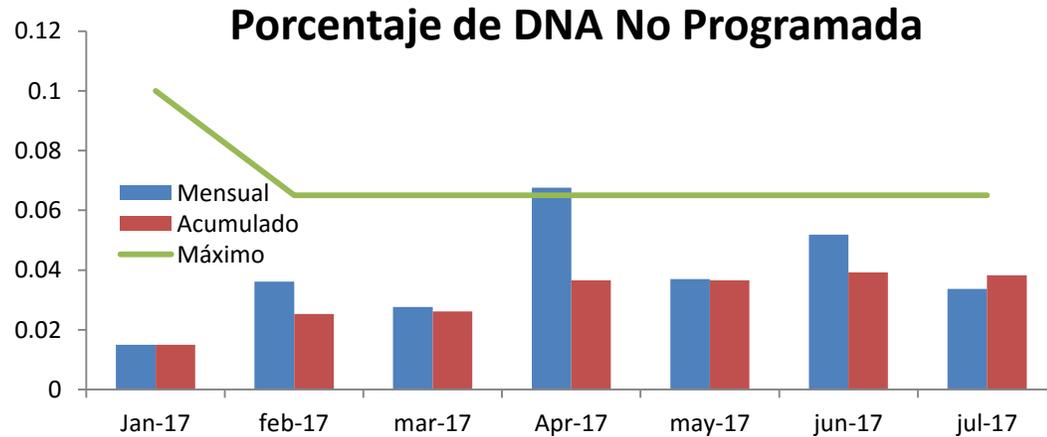
Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de julio de 2017 1.70 GWh. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
30/07/2017 4:04	884.5	Trabajos asociados a la consignación nacional C0145939, sobre el transformador EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV.
23/07/2017 7:03	140	Trabajos de las consignaciones nacionales C0142630 y C0145609 sobre los activos BOSTON - CHINU 1 110 KV y BT BOSTON 1 60 MVA 110 KV respectivamente.
22/07/2017 5:12	96	Demanda no atendida debido a los trabajos de la consignación nacional C0145701 sobre el activo BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kv.
30/07/2017 5:17	79.3	Trabajos asociados a las consignaciones nacionales C0142660, sobre BT PUERTO WILCHES 1 20 MVA 115 KV y la C0146039, sobre línea BARRANCA - PUERTO WILCHES 1 115 KV.
05/07/2017 6:14	69.12	Trabajos de la consignación nacional C0145829 sobre el activo BT AGUACLARA 20 MVA 115 KV.

Porcentaje de DNA No Programada

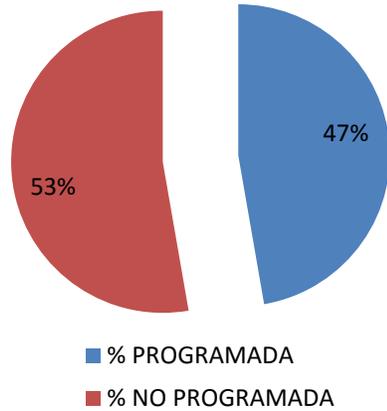


Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de julio de 2017 1.89 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
14/07/2017 13:41	436.03	El agente reporta cadena de aisladores rota entre el barra y la BL2 REFORMA A OCOA 115 kV y actuación de protección diferencial de barras.
07/07/2017 20:15	295.49	Demanda no atendida no programada en la S/E Unión 34.5 kV. Indisponibilidad de la bahía de transformación por 34.5 kV (Transformador 110/34.5 kV).
23/07/2017 5:00	107.2	Demanda no atendida en MOCOCA por trabajos de mantenimiento a nivel de 34.5 kV.
10/07/2017 20:30	96.86	Disparo del circuito TERNERA - VILLA ESTRELLA 66 kV. El agente reporta actuación de protección distancia zona 1.
14/07/2017 21:12	94.08	Disparo del circuito TERNERA - VILLA ESTRELLA 110 KV. El agente reporta descargas atmosféricas.
08/07/2017 0:00	72.92	Demanda no atendida no programada en la S/E Unión 34.5 kV. Indisponibilidad de la bahía de transformación por 34.5 kV (Transformador 110/34.5 kV).
03/07/2017 10:46	68.18	Demanda no atendida no programada por desconexión de todos los elementos asociados a la subestación Flores 34.5 kV. El agente reporta como causa del evento daño en interruptor de cliente industrial.

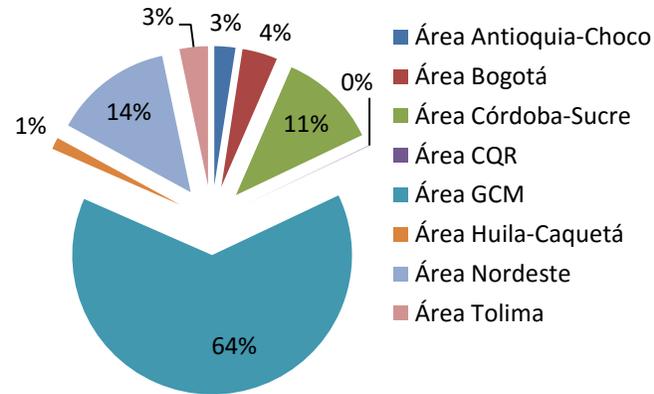
Demanda No Atendida

% DNA



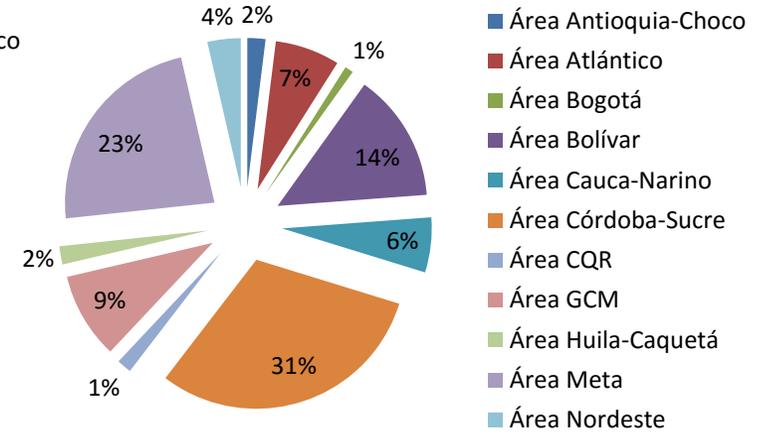
El total de demanda no atendida en julio fue 3.59 GWh.

DEMANDA PROGRAMADA



Subárea	Mes (MWh)
Área Antioquia-Chocó	41.3
Área Bogotá	69.12
Área Córdoba-Sucre	193.8
Área CQR	0.75
Área GCM	1081.13
Área Huila-Caquetá	23.17
Área Nordeste	233.64
Área Tolima	55.83

DEMANDA NO PROGRAMADA



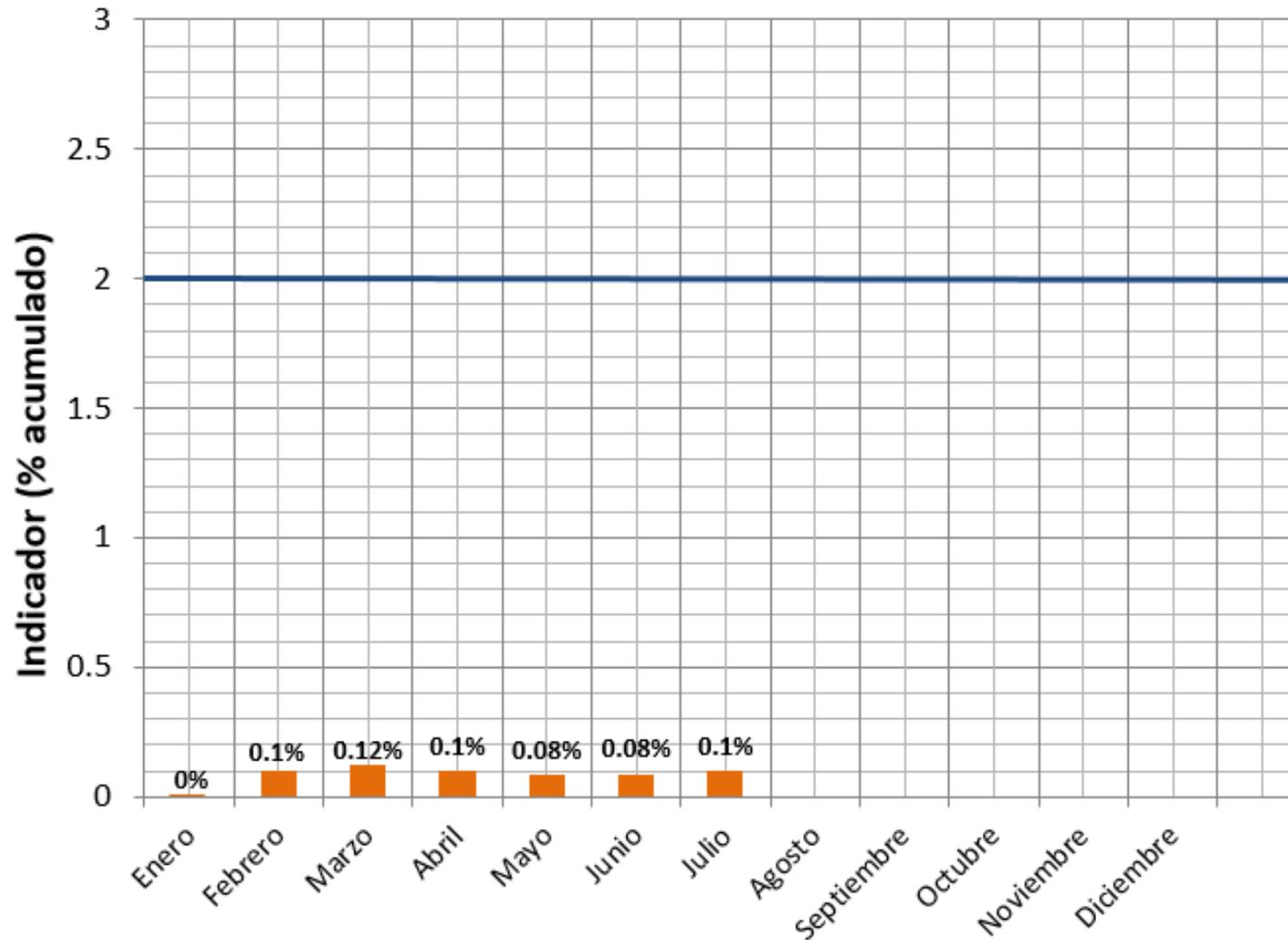
Subárea	Mes (MWh)
Área Antioquia-Chocó	37.05
Área Atlántico	132.52
Área Bogotá	17.3
Área Bolívar	264.2
Área Cauca-Narino	112.96
Área Córdoba-Sucre	580.39
Área CQR	30.03
Área GCM	177.08
Área Huila-Caquetá	37.37
Área Meta	437.58
Área Nordeste	68.16

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



Durante el mes de Julio de 2017 no se presentaron días para los cuales la demanda real estuvo desviada en un valor superior al 5% respecto al pronóstico oficial de demanda de energía.

Acumulado Oscilaciones de muy baja frecuencia





Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963 (Seguimiento Semestral)

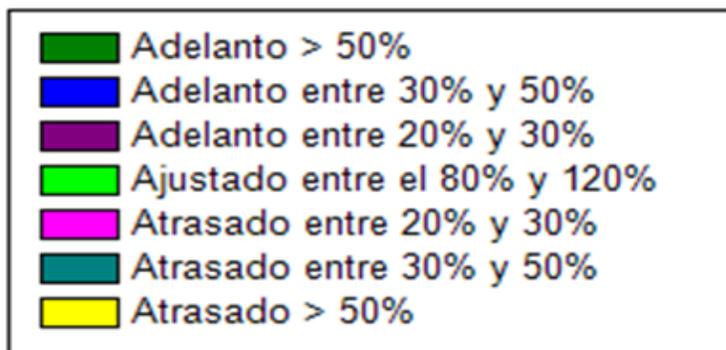
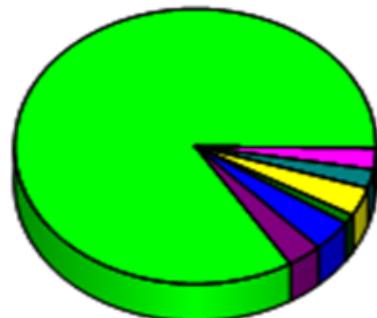
Porcentaje de Adelanto y Atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan



Desde: 01/01/2017

Hasta: 30/06/2017

Resolución: Semestre



Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	1.1
Adelanto entre 20% y 30%	3.1
Adelanto entre 30% y 50%	3.7
Ajustado entre el 80% y 120%	83.9
Atrasado > 50%	3.4
Atrasado entre 20% y 30%	2.5
Atrasado entre 30% y 50%	2.2

Cuando 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

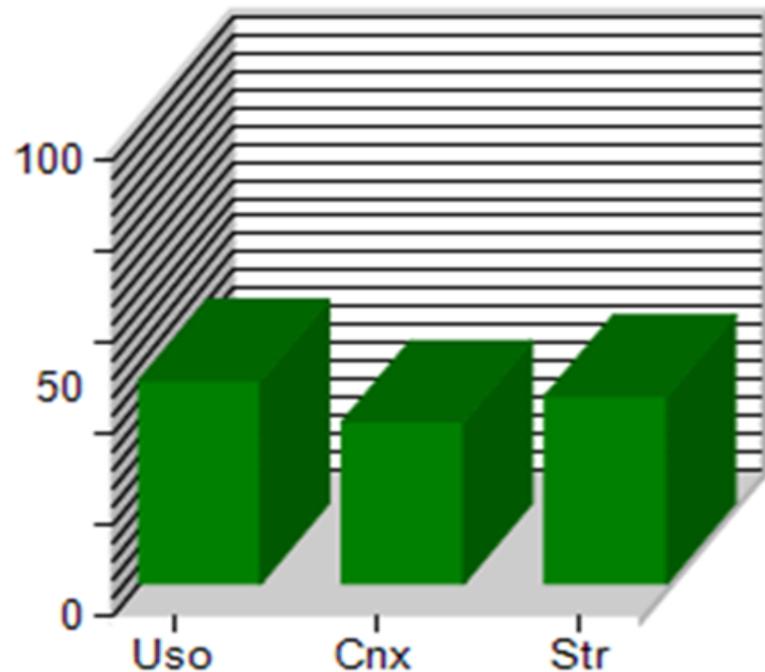


Desde: 01/01/2017

Hasta: 30/06/2017

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Activo	Porcentaje	Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	35.59	126	354
Str	41.26	862	2089
Uso	44.69	379	848

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

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan

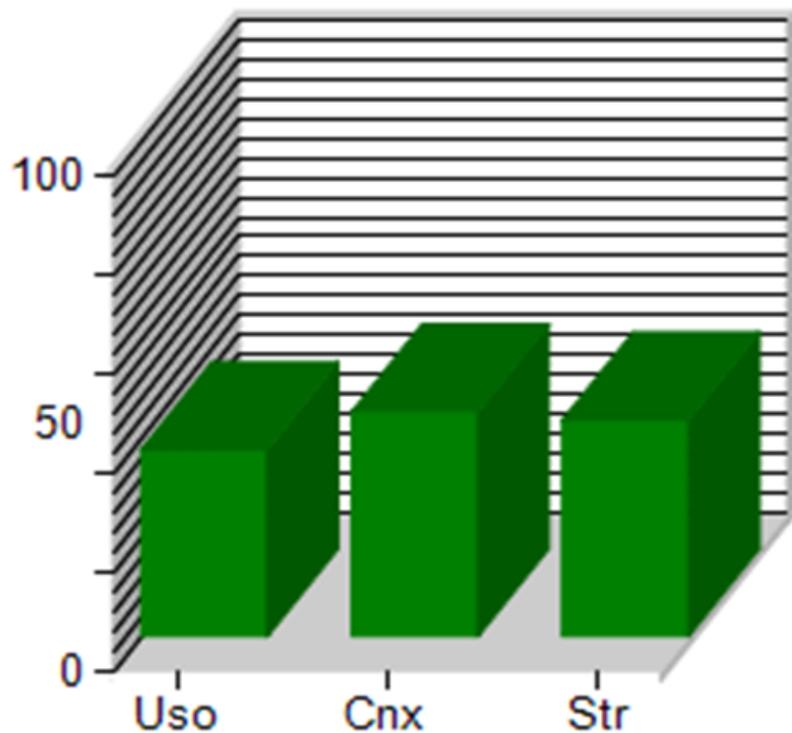


Desde: 01/01/2017

Hasta: 30/06/2017

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	45.48	161	354
Str	43.75	914	2089
Uso	37.74	320	848

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

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia

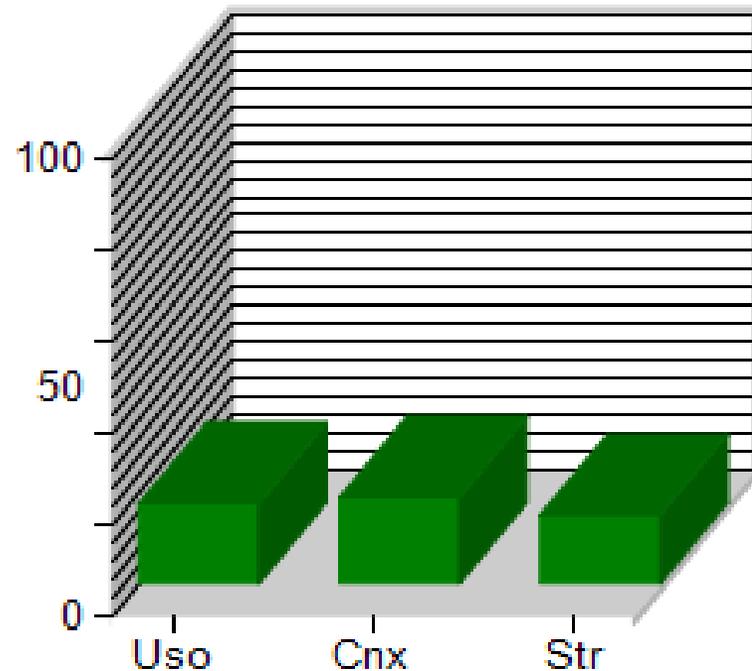


Desde: 01/01/2017

Hasta: 30/06/2017

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	18.93	67	354
Str	14.98	313	2089
Uso	17.57	149	848

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

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento

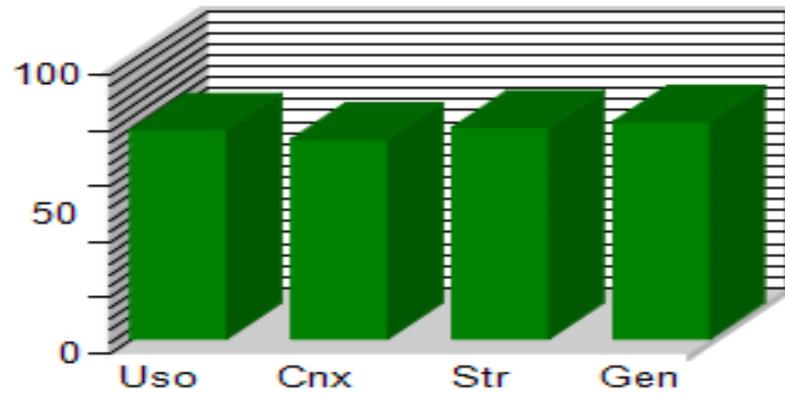


Desde: 01/01/2017

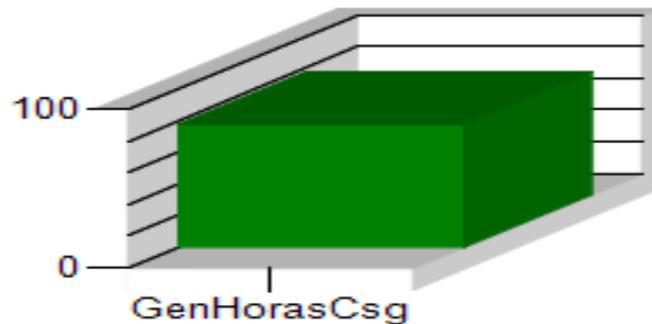
Hasta: 30/06/2017

Resolución: Semestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	75.41	371	492
Cnx	72	126	175
Str	76.36	859	1125
Gen	78.35	152	194



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	77.4	14242	18400

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

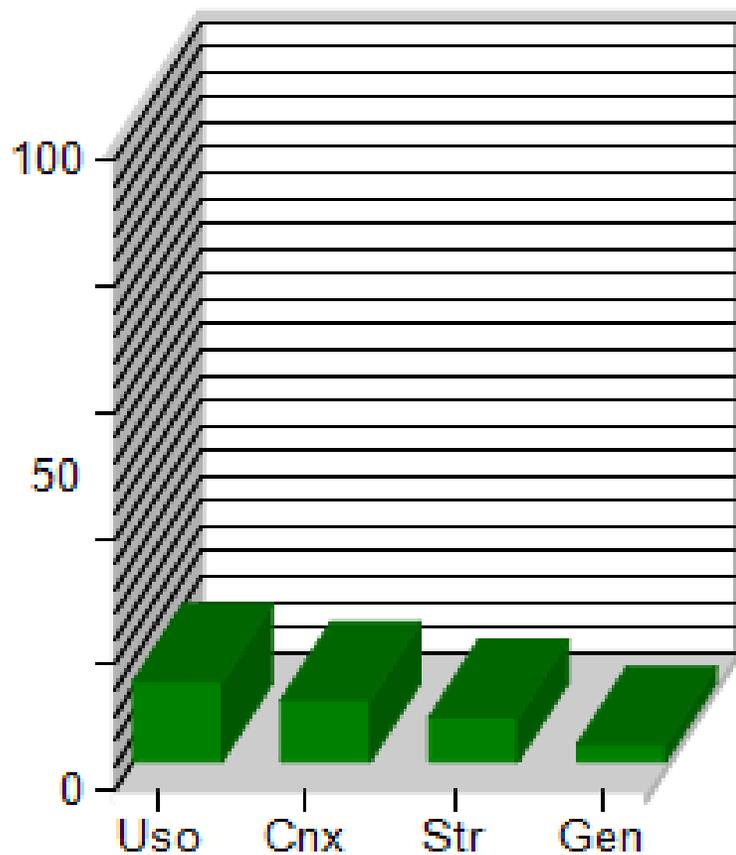
Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND



Desde: 01/01/2017

Hasta: 30/06/2017

Resolución: Semestral

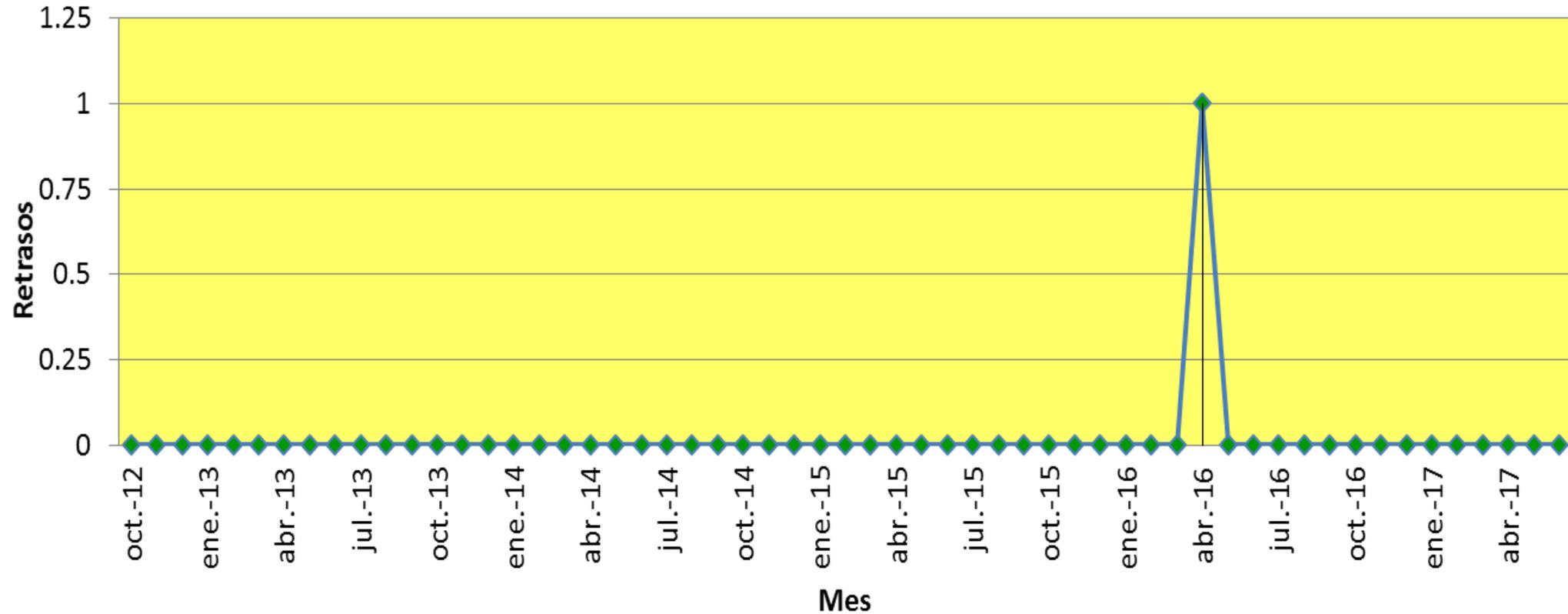


Activo	Índice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	12.6	62	492
Cnx	9.71	17	175
Str	6.93	78	1125
Gen	2.58	5	194



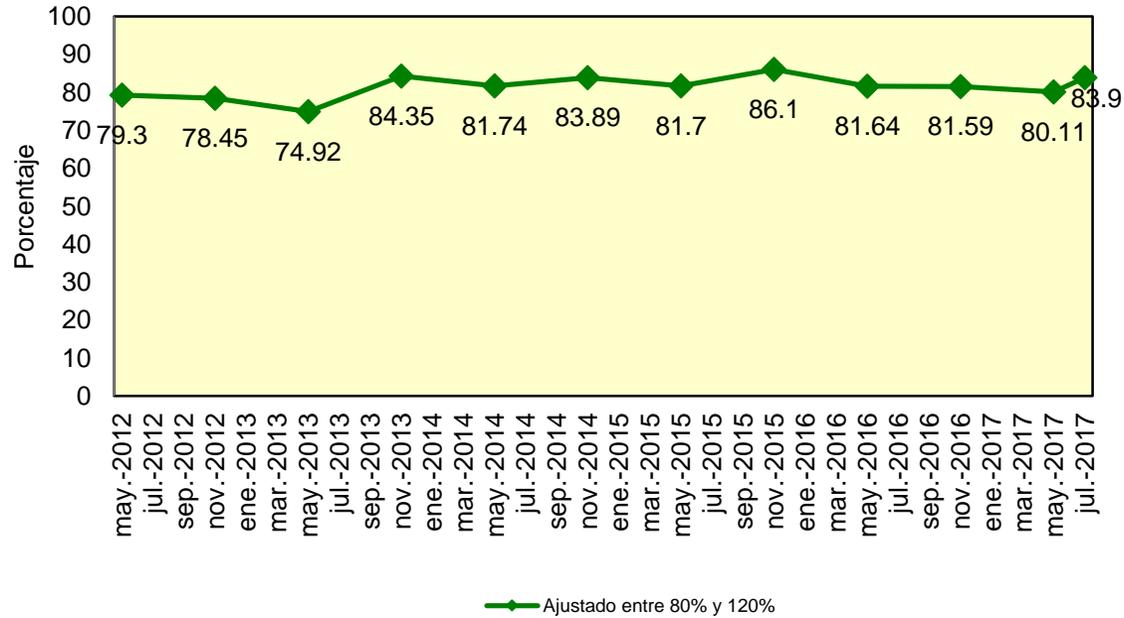
Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

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

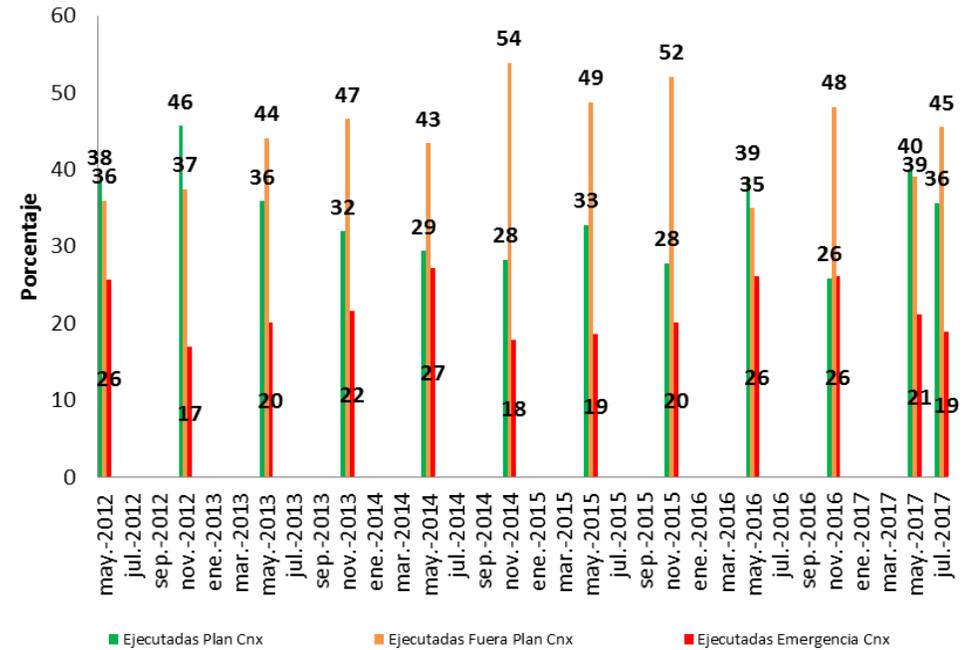


Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

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



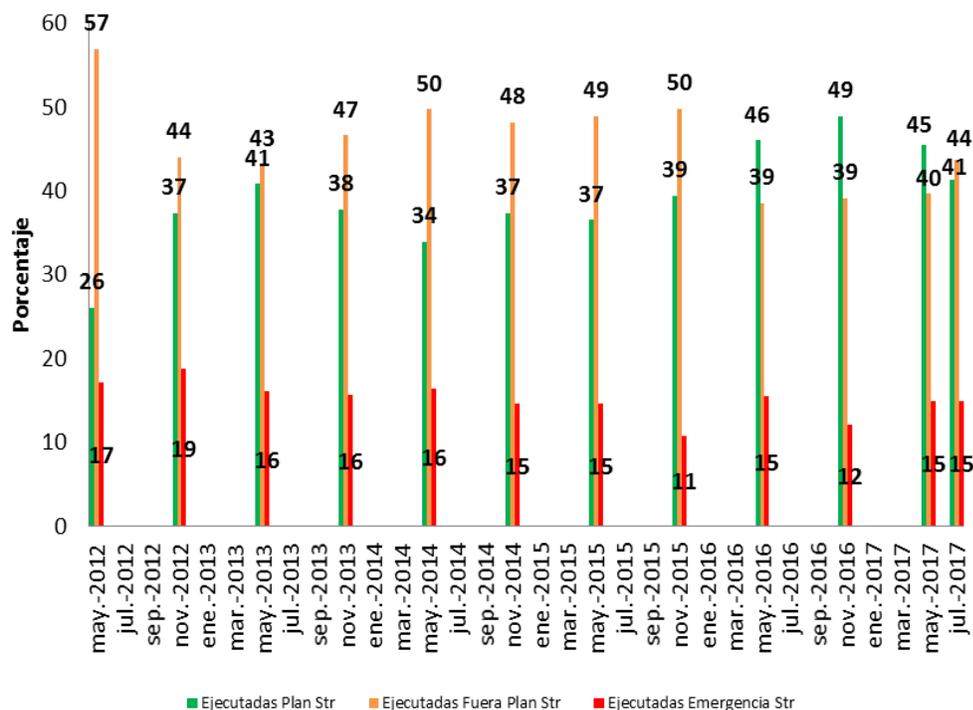
Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



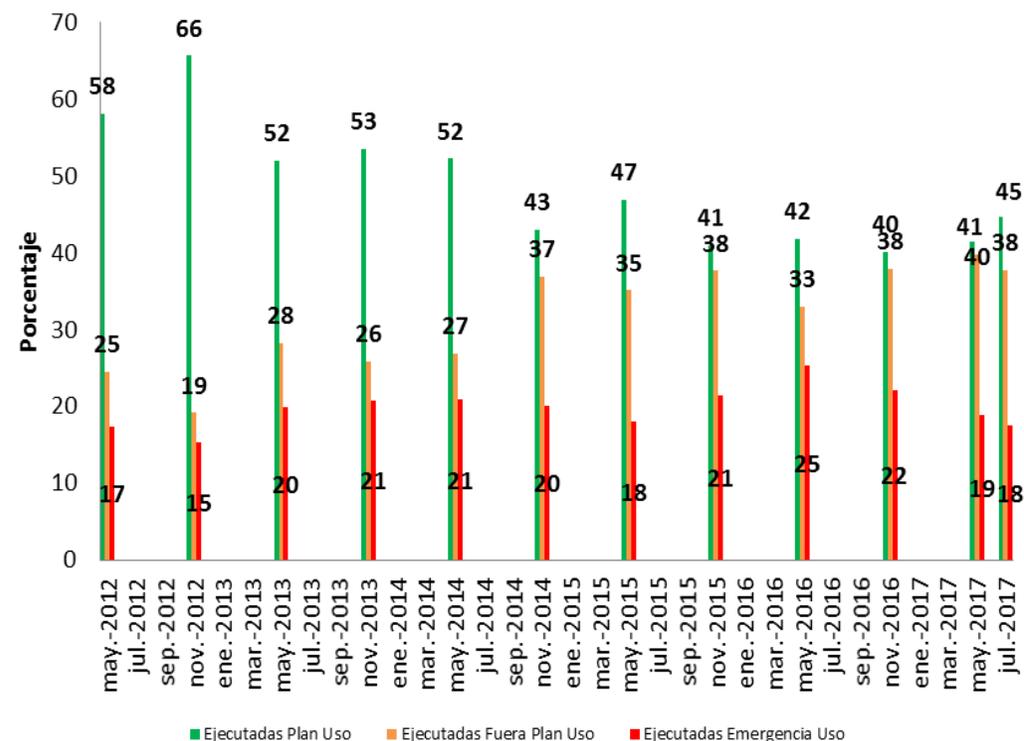
Historia Indicadores Acuerdo CNO 963



Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



Indicadores Acuerdo CNO 963



En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 83.9%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 80,11%, evidenciándose un aumento pero el indicador se mantiene en el rango en el cual se considera que la duración de las desconexiones estuvieron ajustadas.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 35.59%, 41.26% y 44.69% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 39.89%, 45.42% y 41.45%, evidenciándose una disminución en los indicadores para los activos conexión y STR y un aumento en el indicador para los activos de uso.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera de plan corresponde a 45.48%, 43.75% y 37.74% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 39.03%, 39.61% y 39.76%, evidenciándose un aumento en los indicadores para los activos de conexión y STR y una disminución en el indicador para los activos de uso.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por Emergencia corresponde a 18.93%, 14.98% y 17.57% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 21.08%, 14.98% y 18.79%, evidenciándose una disminución en los indicadores de los activos de conexión y uso.



Indicadores Acuerdo CNO 963

- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 2.58 % y 12.6% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango de 1.49 % y 16.67%, por tanto se aprecia una disminución en el indicador.
- ✓ Con respecto a las 3291 consignaciones ejecutadas en este semestre, se evidencia un aumento con respecto a las 3052 consignaciones ejecutadas en el semestre anterior.



Calle 12 sur 18 - 168 Bloque 2
PBX (57 4) 317 2244 - FAX (57 4) 317 0989
@XM_filial_ISA
Medellín - Colombia

una empresa ISA

Clasificación de acciones pendientes de eventos



1. SUPERVISIÓN, SOE Y REGISTROS DE FALLA	3. EQUIPOS DEL SISTEMA DE POTENCIA
a. Falta de registradores de falla (STN)	a. Problemas de operación de equipos de potencia
b. Desajuste de la fecha y/o de la hora de los equipos para el	b. Limitaciones asociadas a los equipos.
c. Falta de Supervisión de la operación en tiempo real (SCADA)	c. Limitaciones asociados a la operación del sistema de potencia
d. Falta de Señales de SOE según Acuerdo CNO 646	4. ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS
e. Problemas de operación del registrador de falla	Problemas de operación de los Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema (ESPS)
f. Problemas de conexión en el sistema de registro de fallas	5. PRACTICAS OPERATIVAS
g. Falta de SOE	a. Maniobras durante mantenimientos
h. Resolución y/o desajuste de la estampa de tiempo del SOE	b. Procedimientos de restablecimiento
2. PROTECCIONES, CONTROL Y COMUNICACIONES	c. Maniobras durante operación normal
a. Problemas de ajuste de alcances y tiempos de las protecciones	d. Prácticas de mantenimiento preventivo
b. Problemas de coordinación de protecciones, en el STR o en activos de conexión al STR, (sobrecorrientes y distancias)	e. Procedimientos de mantenimiento correctivo
c. Problemas de coordinación de protecciones, en el STN o en activos de conexión al STN, (sobrecorrientes y distancias)	f. Información de entrada para ejecución de mantenimientos desactualizada
d. Problemas de canal de telecomunicaciones.	6. INFORMACIÓN
e. Limitación y/o problemas de equipos (p.e, omisión de disparo)	a. Reporte de información incompleta/errada en la base de datos de protecciones (STATIONWARE)
f. Operación inadecuada de recierres	b. Problemas que no pueden ser clasificados por falta de información
g. Esquema de protección insuficiente	c. Suministro de información incompleta/errada para el análisis del evento
h. Problemas de conexión en el sistema de control y protección	7. OTROS
i. Problemas de operación asociados a protecciones diferenciales	a. Problemas de desbalances de corriente por fases
j. Problemas de operación asociados a esquemas de sobre y baja tensión	