



Informe CND Dirigido al Consejo Nacional de Operación Documento XM-CND-10

Jueves 2 de marzo 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 – 10
Jueves 2 de marzo de 2017**

Contenido

-
- | | | |
|---|---------------------|--|
| 1 | Situación operativa | Estado actual del SIN
AGC Guatapé |
| 2 | Variables en el SIN | Indicadores de operación
Hidrología
Generación y Demanda |
| 3 | Panorama Energético | Análisis energético de mediano plazo |
| 4 | Varios | Eventos de tensión y frecuencia 2016
Seguridad Operacional |
-





■ filial de isa

SITUACIÓN OPERATIVA

1. Estado actual del SIN
2. AGC Guatapé



Definiciones generales

Estado de alerta

- 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

Estado de Emergencia

- 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.

Flexibilidad

- Capacidad del sistema para cubrir las restricciones ante contingencia N-1 en diferentes escenarios de generación, permitiendo que los recursos sean despachados de la manera más eficiente y económica. Entre mayor sea la flexibilidad de un sistema, mayor optimización se podrá lograr en el despacho económico.

Seguridad

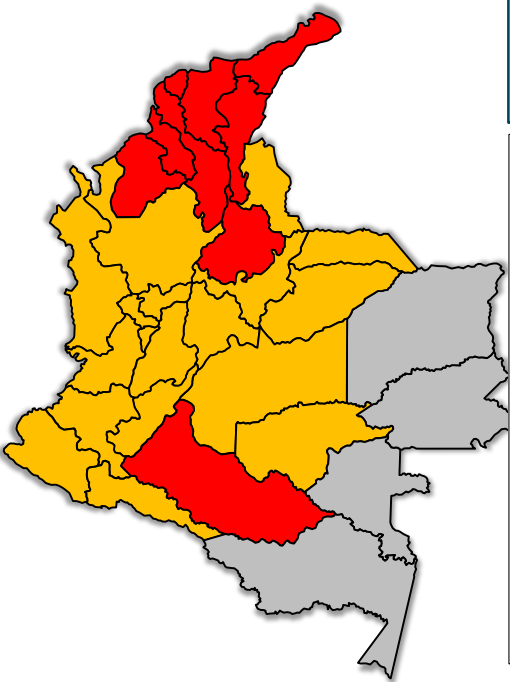
- El indicador de seguridad entrega señales cuando la flexibilidad de un sistema es cero, ya que no existen escenarios de generación posibles en los que se pueda mantener la confiabilidad de la red, por lo que mide la demanda en riesgo. El objetivo del control de la seguridad es mantener el SIN en estado normal, de acuerdo a la capacidad de soportar contingencias y evitar salidas en cascada que pueden conducir a un apagón.

Contingencia crítica

- Se entiende como aquella contingencia que provoca desconexión de carga del SIN, y bajo diferentes condiciones pueden presentar desconexiones preventivas de carga.



Estado actual del SIN – Restricciones en Alerta y Emergencia en red completa

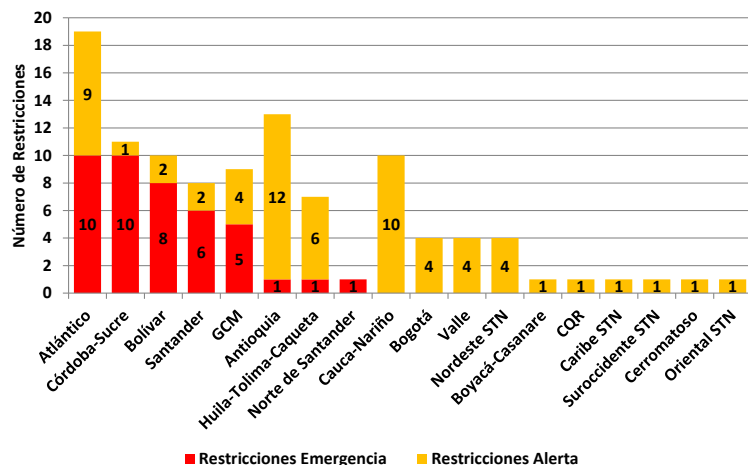


Subáreas en estado de emergencia:

Atlántico, GCM, Bolívar, Córdoba-Sucre, Santander, Caquetá

Restricciones totales: 106
Restricciones alerta: 64
Restricciones emergencia: 42

Estado de operación del SIN



Entre enero y febrero de 2017 entraron los siguientes proyectos:

- Aumento capacidad Paipa – Barbosa 115 kV, actualización factores de distribución y proyecto Sochagota 230/115 kV → Eliminaron tres restricciones asociadas a sobrecargas en el circuito Paipa – Barbosa 115 kV, bajas tensiones por contingencia del mismo y sobrecarga en transformación de Paipa 230/115 kV.
- Transformadores Cuestecitas 6 y 7 220/110 kV → eliminó una restricción asociada a la contingencia en esta transformación.
- Transformador San Mateo 2 230/115 kV → eliminó dos restricciones asociadas a sobrecargas en transformación de San Mateo, Belén 230/115 kV y Belén – Ínsula 115 kV.
- Guavio – Nueva Esperanza 230 kV → eliminó una restricción (Guavio – Reforma 1 y 2 230 kV / Guavio – Circo 1 y 2 230 kV).

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).

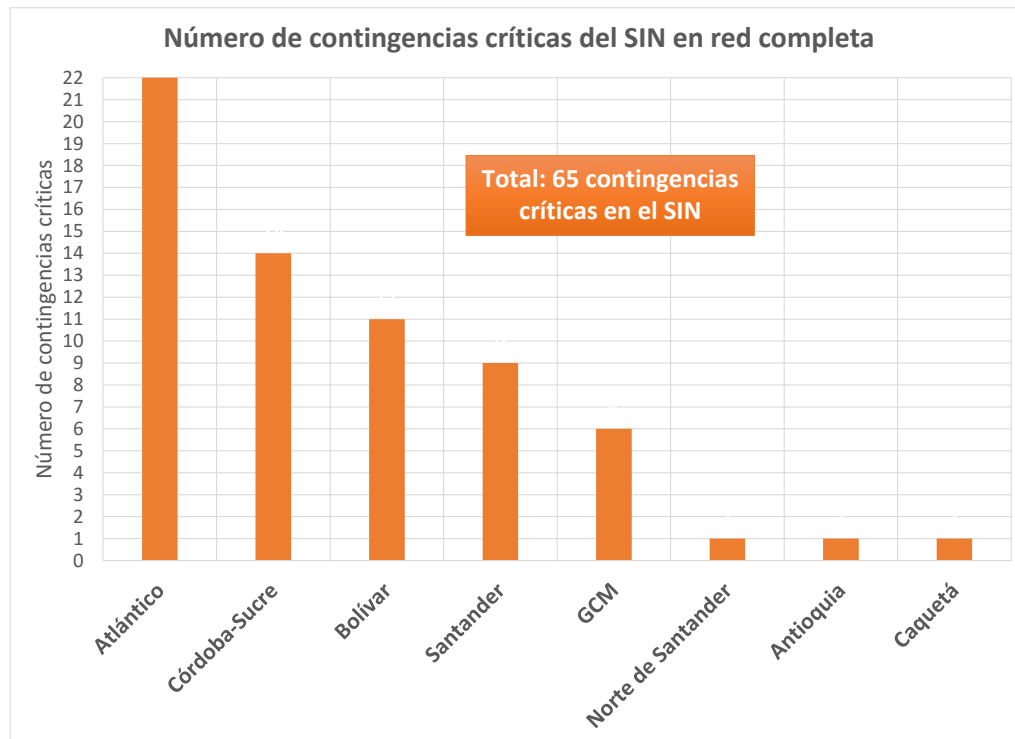
Estado de alerta: Es un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).



Estado actual del SIN – Contingencias críticas en red completa

Entre enero y febrero de 2017 entraron los siguientes proyectos:

- Aumento capacidad Paipa – Barbosa 115 kV, actualización factores de distribución y proyecto Sochagota 230/115 kV → Eliminaron tres restricciones asociadas a sobrecargas en el circuito Paipa – Barbosa 115 kV, bajas tensiones por contingencia del mismo y sobrecarga en transformación de Paipa 230/115 kV.
- Transformadores Cuestecitas 6 y 7 220/110 kV → eliminó una restricción asociada a la contingencia en esta transformación.
- Transformador San Mateo 2 230/115 kV → eliminó dos restricciones asociadas a sobrecargas en transformación de San Mateo, Belén 230/115 kV y Belén – Ínsula 115 kV.
- Guavio – Nueva Esperanza 230 kV → eliminó una restricción (Guavio – Reforma 1 y 2 230 kV / Guavio – Circo 1 y 2 230 kV).

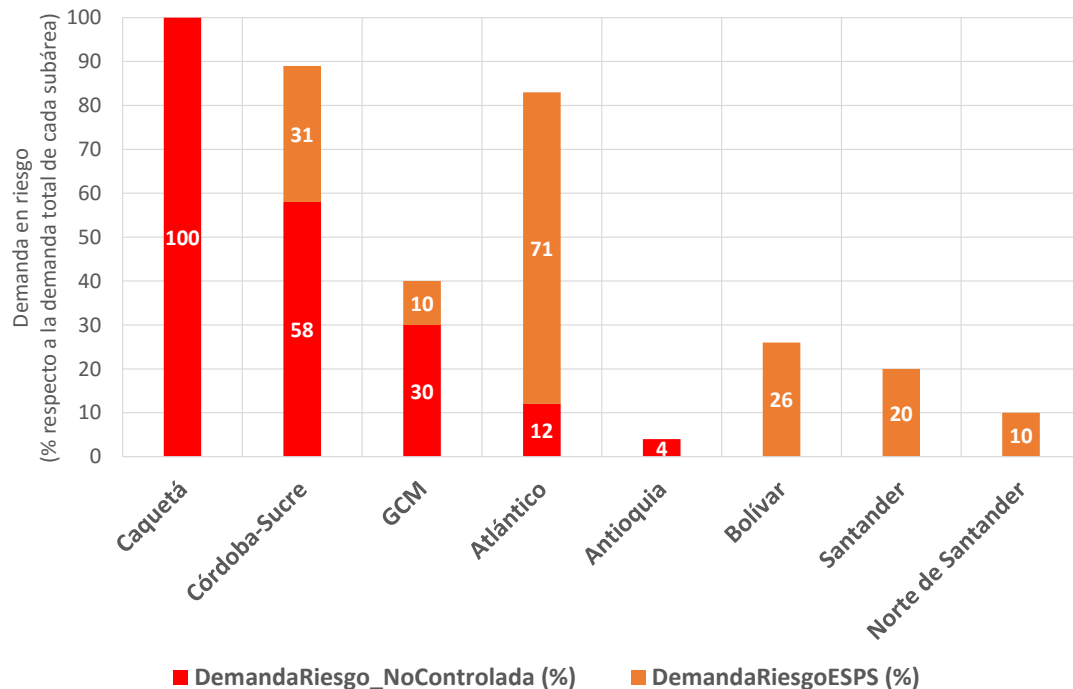


Entre mayor sea el número de contingencias críticas, más probabilidades existe de generar desconexiones de demanda.



Estado actual del SIN – Riesgos de DNA en red completa

Demanda en riesgo en el SIN en red completa (% respecto a la demanda total de cada subárea)



Ya existen varios ESPS que deslastran hasta el 100% de las cargas de las subestaciones, lo que muestra una señal de agotamiento en las medidas en red completa. Ahora bien, en red degradada las condiciones son más críticas.

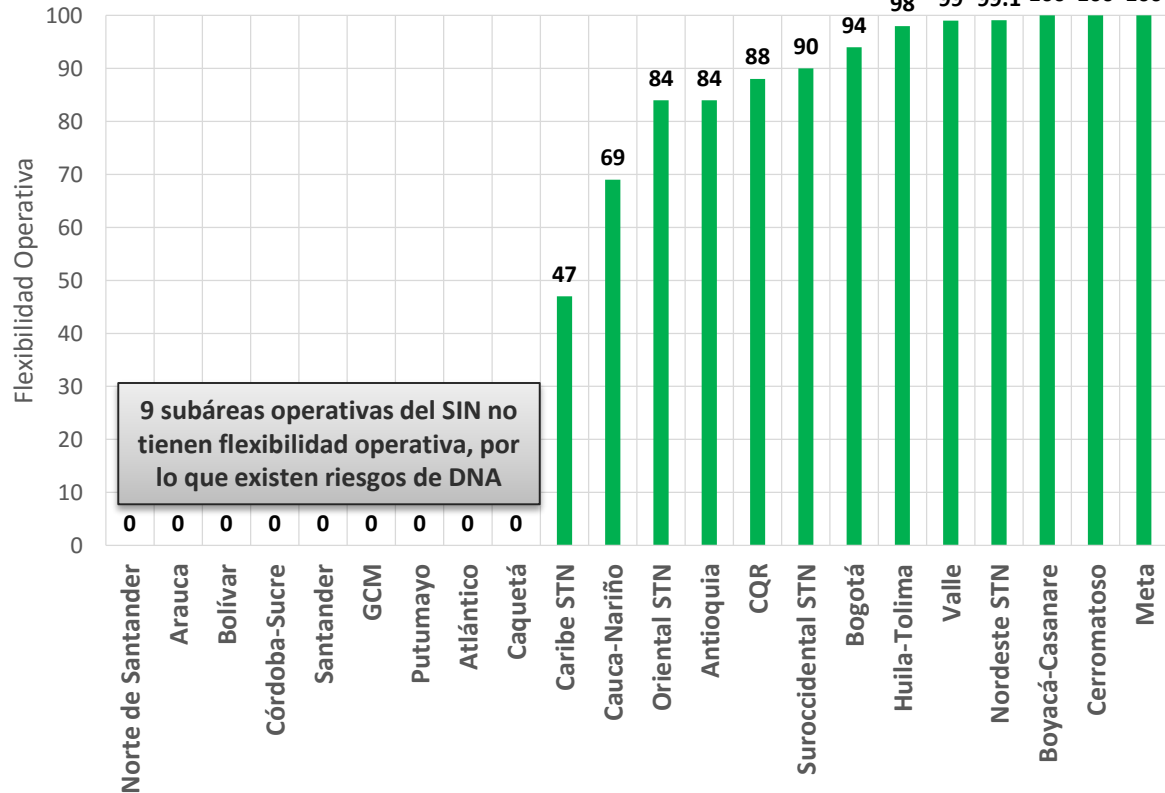
Entre enero y febrero de 2017 entraron los siguientes proyectos:

- Aumento capacidad Paipa – Barbosa 115 kV, actualización factores de distribución y proyecto Sochagota 230/115 kV → Eliminaron tres restricciones asociadas a sobrecargas en el circuito Paipa – Barbosa 115 kV, bajas tensiones por contingencia del mismo y sobrecarga en transformación de Paipa 230/115 kV.
- Transformadores Cuestecitas 6 y 7 220/110 kV → eliminó una restricción asociada a la contingencia en esta transformación.
- Transformador San Mateo 2 230/115 kV → eliminó dos restricciones asociadas a sobrecargas en transformación de San Mateo, Belén 230/115 kV y Belén – Ínsula 115 kV.
- Guavio – Nueva Esperanza 230 kV → eliminó una restricción (Guavio – Reforma 1 y 2 230 kV / Guavio – Circo 1 y 2 230 kV).

- Flexibilidad del 0%, no existe ningún escenario de generación en el cual se puedan cubrir todas las restricciones.
- Medidas operativas implementadas por parte de los OR basadas en desatención de demanda para evitar colapsos descontrolados de demanda.
- Necesidad de definir nuevas medidas operativas y complementar las existentes debido a que el crecimiento de la demanda las vuelve insuficientes.

Estado actual del SIN – Flexibilidad Operativa en red completa

Flexibilidad Operativa del SIN en red completa



- Entró en operación Guavio – Nueva Esperanza 230 kV, eliminando la restricción asociada a Guavio – Reforma 1 y 2 230 kV / Guavio – Circo 1 y 2 230 kV y redujo dos unidades equivalentes para soporte de tensión en el área Oriental. Esta condición implica un aumento en la flexibilidad operativa de STN Oriental.
- Entró el proyecto Sochagota 230/115 kV y obras asociadas, eliminando la restricción de los transformadores de Paipa 230/115 kV y aumentando al 100% la flexibilidad operativa de la subárea Boyacá-Casanare en red completa.

El límite de importación y el mínimo número de unidades tienen gran influencia en la flexibilidad operativa, es por esto que Caribe STN es la zona donde se tiene menor flexibilidad operativa y puede existir una mayor probabilidad de generar sobrecostos operativos o riesgos de desatención de demanda si no se cuenta con los recursos requeridos.



Balance Restricciones en el SIN 2017

Restricciones eliminadas

7

1. Sobrecargas en Paipa – Barbosa 115 kV
2. Bajas tensiones por contingencia Paipa – Barbosa 115 kV

Aumento capacidad Paipa – Barbosa y actualización factores de distribución (2017)

3. Agotamiento en transformación Cuestecitas 220/110 kV

Transformadores Cuestecitas 6 y 7 220/110 kV (2017)

4. Agotamiento transformación San Mateo 230/115 kV

Transformador San Mateo 2 230/115 kV (2017)

5. Agotamiento transformación Belén 230/115 kV

6. Guavio – Reforma 1 y 2 230 kV / Guavio – Circo 1 y 2 230 kV

Guavio – Nueva Esperanza 230 kV (2017)

7. Paipa 1 230/115 kV / Paipa 3 + 2 230/115 kV

Proyecto Sochagota 230/115 kV y obras asociadas en 115 kV (2017)



Balance Restricciones en el SIN 2016-2017

Restricciones Mitigadas **7**

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 (2016)

Proyecto estructural: Tuluní 230/115 kV, el cual a la fecha no ha entrado en operación. Se espera que entre en operación en el 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 (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). (2016)

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

7. Número de unidades equivalentes en Oriental para soporte de tensión (disminución de 2 unidades)

Guavio – Nueva Esperanza 230 kV (2017)

Proyecto estructural: Bacatá – Nueva Esperanza 500 kV (2017) y líneas em 115 kV (2018), Norte 230 kV (2018), Sogamoso–Norte–Nva Esperanza 500 kV (2018) y Virginia – Nueva Esperanza 500 kV (2020).

AGC Guatapé



■ filial de isa

AGC Guatapé

¿Qué ha pasado?

Intermitencias y suspensiones de las unidades de Guatapé cuando presta el servicio de AGC



Situación destacada

En la madrugada del 17 de febrero, al presentarse un incremento considerable del número de bloqueos de las unidades de Guatapé, el CND con el fin de preservar la seguridad y calidad en la operación del sistema, retiró la asignación de AGC a la planta entre los periodos 9 al 15.

¿Qué dice la reglamentación?

Resolución CREG 198 del año 1997

“si durante la operación el CND detecta, que uno o varios de los recursos de regulación, no cumplen los niveles de calidad establecidos, podrá retirar temporalmente el recurso en cuestión del esquema de regulación, mientras se realizan los correctivos necesarios”

Finalmente

La asignación de AGC se restableció a partir del período 16 del 17 de febrero, una vez se realizaron pruebas al sistema.

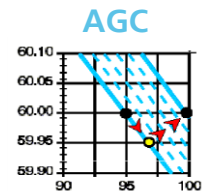


■ filial de isa

AGC Guatapé

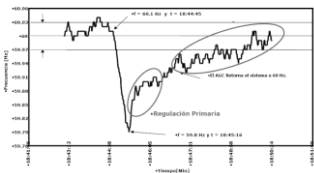
¿Qué se ha hecho?

El día 23 de febrero se realiza reunión entre EPM, XM y Siemens y se identifican una serie de medidas a implementar que podrían mejorar la prestación del servicio de AGC por parte de la planta Guatapé, algunas de estas son implementadas este mismo día.



¡Evento transitorio de frecuencia!

Luego de los cambios realizados por parte de EPM y XM en sus sistemas, al enganchar las unidades para la prestación del servicio en el periodo 23, del 23 de febrero el sistema de control del AGC envía pulsos a la planta que producen el descenso acelerado de la generación de esta, como consecuencia se presenta un evento transitorio de frecuencia.

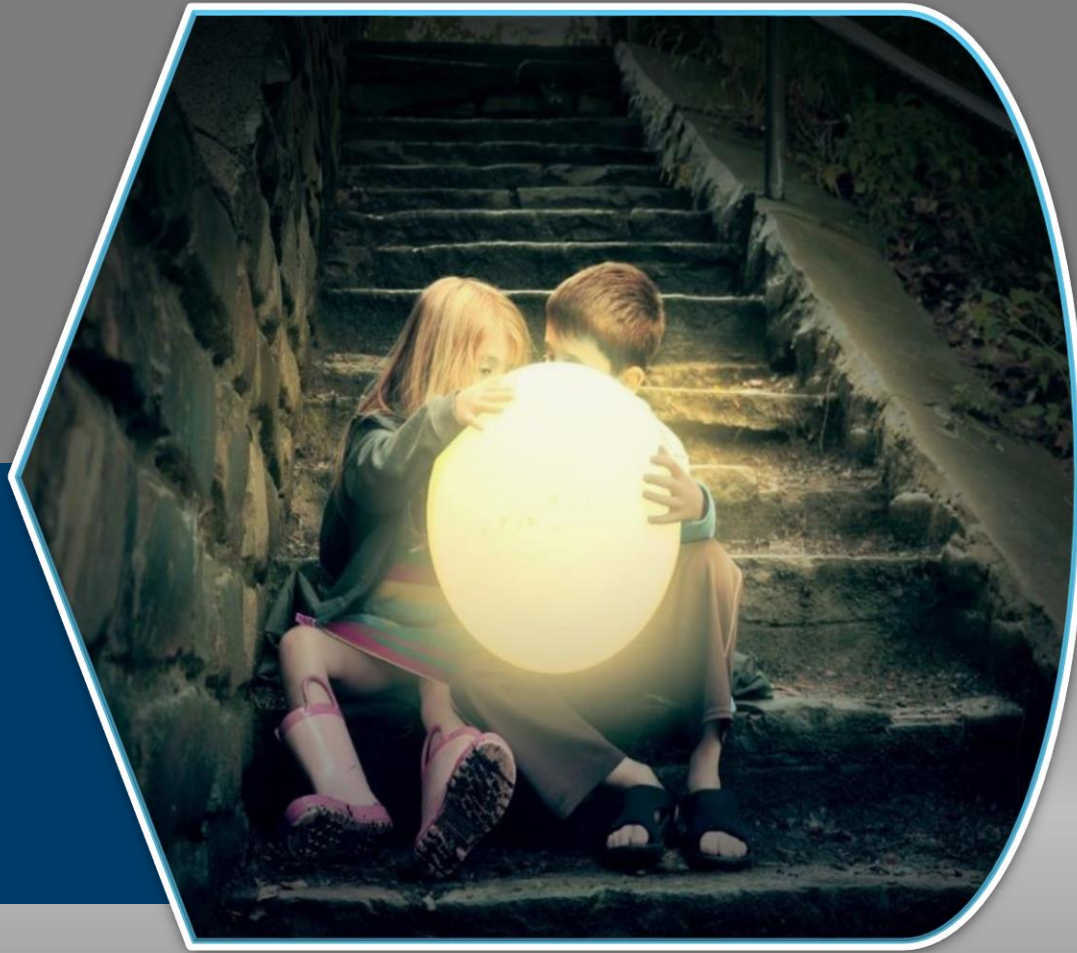




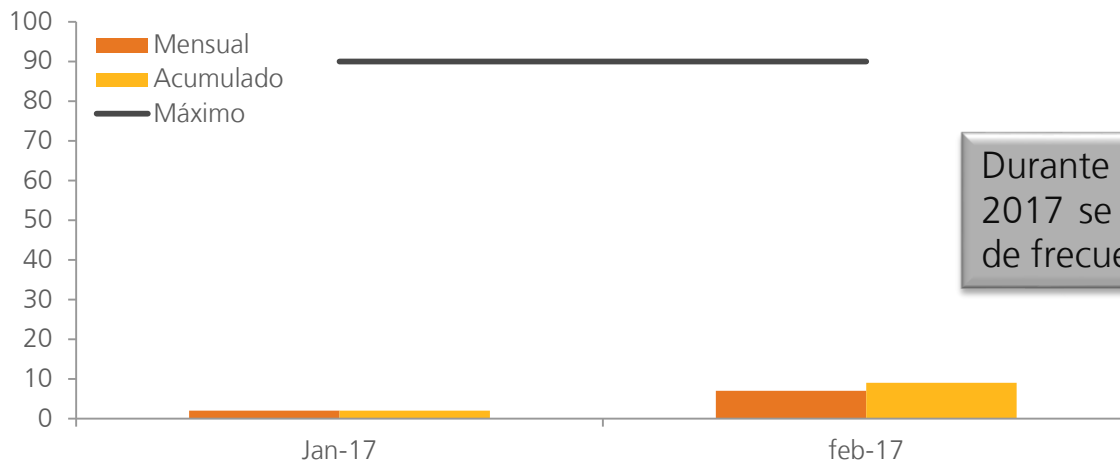
■ filial de isa

Variables en el SIN

1. Indicadores de Operación
2. Hidrología
3. Generación
4. Demanda



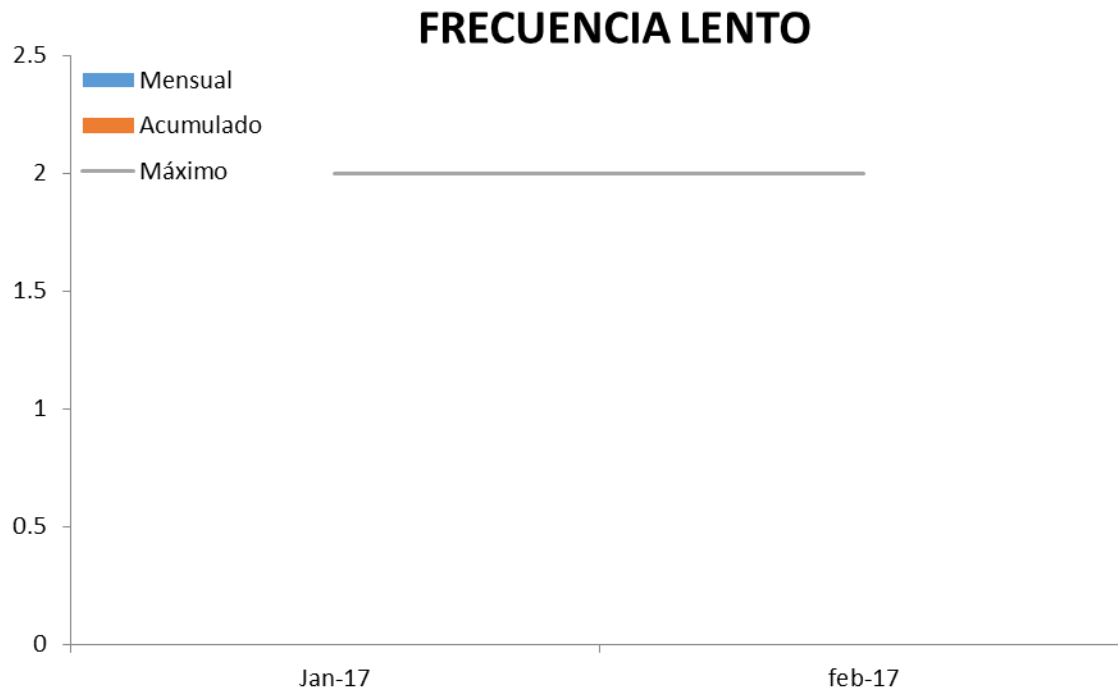
Eventos transitorios de frecuencia



Durante el mes de febrero de 2017 se presentaron 7 eventos de frecuencia transitorios.

Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
09/02/2017 12:51	5	59.72	Transitorio	Evento de frecuencia 59.72 Hz. Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 240 MW, el agente reporta falla en válvula cilíndrica.
11/02/2017 9:31	5	59.73	Transitorio	Desconexión de la unidad 1 de Sogamoso con una potencia de 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.73 Hz. El agente reporta problemas en el cojinete de la turbina.
12/02/2017 9:31	8	59.6	Transitorio	Desconexión de la unidad 1 de Sogamoso con una potencia de 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.60 Hz. El agente reporta falta de lubricación en el cojinete de la turbina.
14/02/2017 15:26	7	59.69	Transitorio	Disparo de la unidad de generación SOGAMOSO 3 con 160 MW. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.69 Hz.
20/02/2017 20:53	2	59.78	Transitorio	Desconexión de la unidad 1 de la central El Quimbo con una potencia de 175 MW. La potencia alcanzó una frecuencia mínima de 59.78 Hz. El recurso se encuentra en pruebas de cargabilidad.
22/02/2017 19:39	8	59.58	Transitorio	Desconexión de las unidades 1 y 2 de la central El Quimbo con una potencia de 343 MW. La potencia alcanzó una frecuencia mínima de 59.58 Hz. El recurso se encuentra en pruebas de cargabilidad.
23/02/2017 22:02	27	59.75	Transitorio	Problemas asociados al control de AGC, generando varias salidas transitorias por fuera del límite inferior de la frecuencia, alcanzando un valor mínimo de 59.75 Hz.

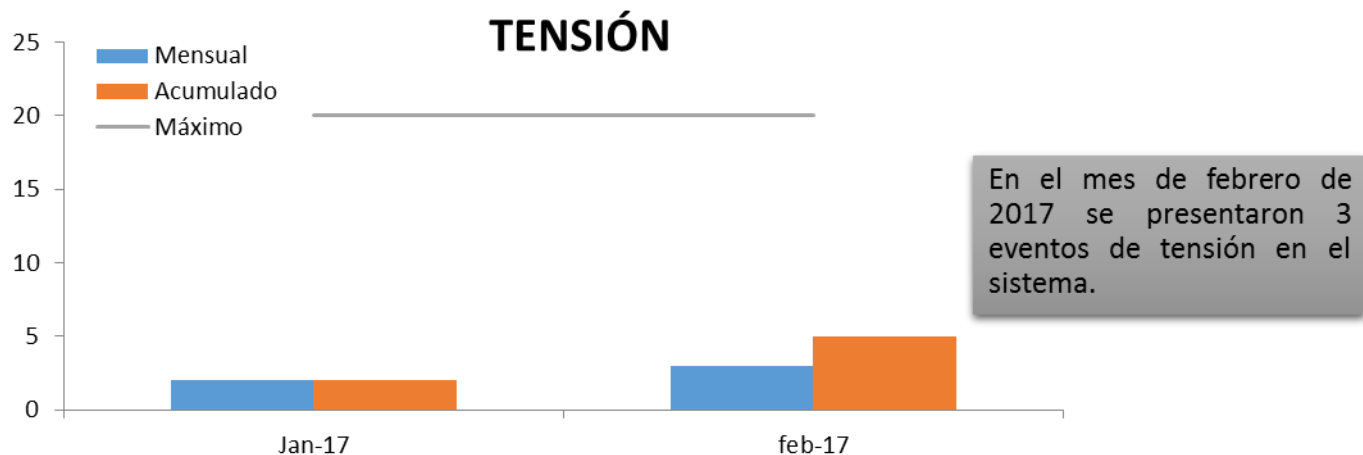
Variaciones de frecuencia lentas



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



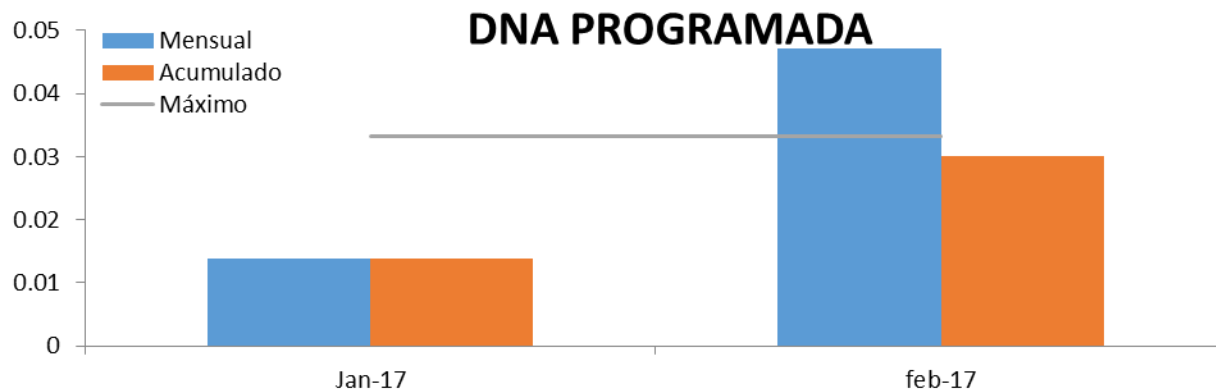
Eventos de tensión fuera de rango



Fecha	Descripción
04/02/2017 20:52	Disparo de todos los interruptores asociados a la barra TERMOFLORES II 220 kV, además del interruptor de corte central 8430 y las bahías de línea 1 y 2 en NUEVA BARRANQUILLA a TERMOFLORES II 220 kV quedando la subestación TERMOFLORES II 220 kV sin tensión. El agente reporta desprendimiento de la templa de la fase B y esta cayó sobre la fase C de la conexión de la unidad de vapor de FLORES IV originando actuación de la diferencial de barra.
21/02/2017 14:52	Apertura de emergencia de la bahía de línea en Samoré a Banadía 230 kV por problemas en seccionador, quedando sin tensión las subestaciones Banadía y Caño Limón 230 kV.
22/02/2017 8:38	Disparo de todos los elementos asociados a la Barra TERMOFLORES II 220 KV. El agente reporta actuación de la diferencial de barras, debido a un error al poner una tierra en la unidad 3 de Termoflores IV.



Porcentaje de DNA Programada

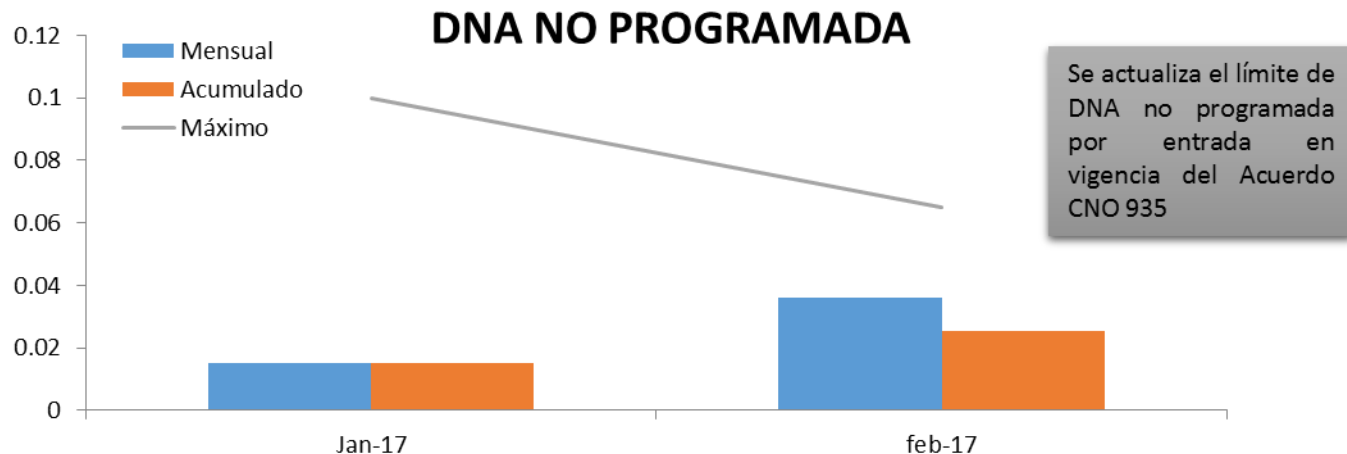


Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de febrero de 2017 2.42 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
26/02/2017 5:01	359.24	Trabajos de las consignaciones C0137845, C0137900 y C0140696 sobre los activos BT TERNERA 3 45 MVA 13.8 kV, BT TERNERA 3 45 MVA 66 kV y BARRA TERNERA 13.8 KV respectivamente.
12/02/2017 5:00	311.68	Demanda no atendida programada por trabajos sobre los activos BL1 VALLEDUPAR A CODAZZI (CESAR) 110 kV y BARRA VALLEDUPAR 110 kV bajo las consignaciones C0140576 y C0140578, respectivamente.
15/02/2017 7:01	305.7	Demanda no atendida programada por trabajos asociados a las consignaciones nacionales: C0136421 (BL1 BANADIA A SARAVERA 34.5 kV), C0136422 (BL1 BANADIA A FORTUL 34.5 kV), C0136600 (BL1 SAMORE A BANADIA 230 kV), C0136607 (BT SAMORE 1 50 MVA 230 kV), C0136608 (SAMORE 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV), C0136609 (SAMORE 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV) y C0136609 BL1 (SAMORE A SAMORE (CARGA) 13.8 kV).
19/02/2017 6:54	245.58	DNA programada por trabajos sobre el activo CHINU - CHINU PLANTA 1 110 kV bajo consignación nacional C0140697.



Porcentaje de DNA No Programada



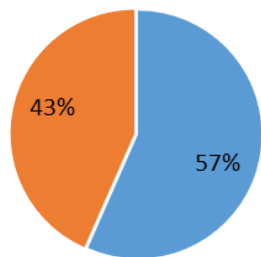
Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de febrero de 2017 1.85 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
22/02/2017 0:00	402.8	Continúa demanda no atendida no programada por desconexión del activo ATR 1 110/34.5/13.8 KV en la subestación LA JAGUA 110 kV.
21/02/2017 10:39	218.53	Demanda no atendida no programada por desconexión de los activos ATR 1 Y 2 110/34.5/13.8 KV en la subestación LA JAGUA 110 kV.
23/02/2017 0:00	191.22	Continúa demanda no atendida no programada por desconexión del activo ATR 1 110/34.5/13.8 KV en la subestación LA JAGUA 110 kV.
21/02/2017 9:15	181.09	Demanda no atendida no programada por desconexión de los activos TRANSFORMADORES REAL DE MINAS 1 y 3 40 MVA 115/34.5 kV.



Demanda No Atendida

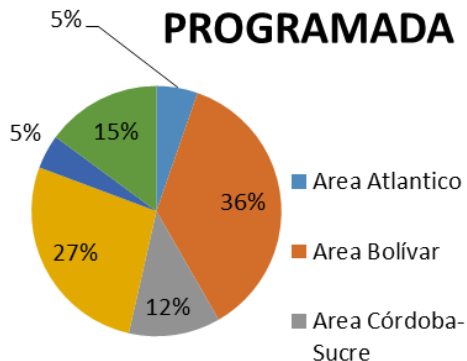
% DNA



■ %
PROGRAMADA

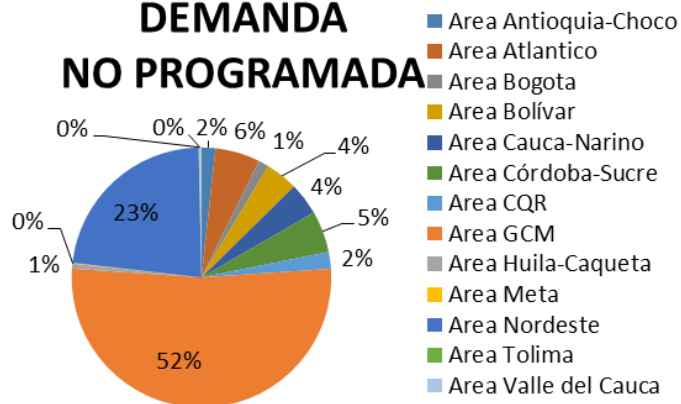
El total de demanda no atendida en febrero fue 4.27 GWh.

DEMANDA PROGRAMADA



Subarea	Mes (MWh)
Area Atlántico	129.2
Area Bolívar	880.39
Area Córdoba-Sucre	287.26
Area GCM	656.9
Area Huila-Caqueta	106.59
Area Nordeste	361.1

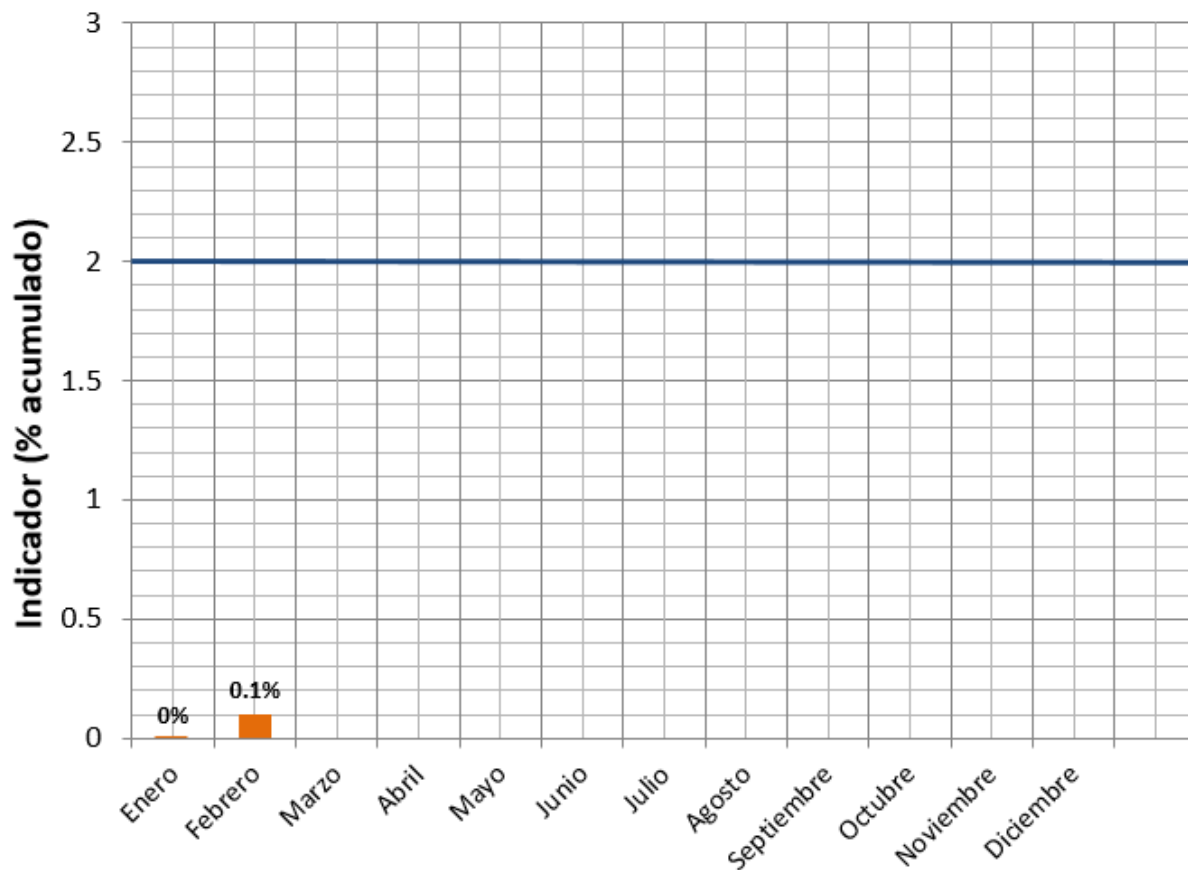
DEMANDA NO PROGRAMADA



Subarea	Mes (MWh)
Area Antioquia-Choco	32.31
Area Atlántico	103.36
Area Bogotá	24.41
Area Bolívar	74.64
Area Cauca-Narino	74.63
Area Córdoba-Sucre	95.86
Area CQR	38.96
Area GCM	967.73
Area Huila-Caqueta	11.61
Area Meta	1.88
Area Nordeste	423.72
Area Tolima	1.47
Area Valle del Cauca	5.02



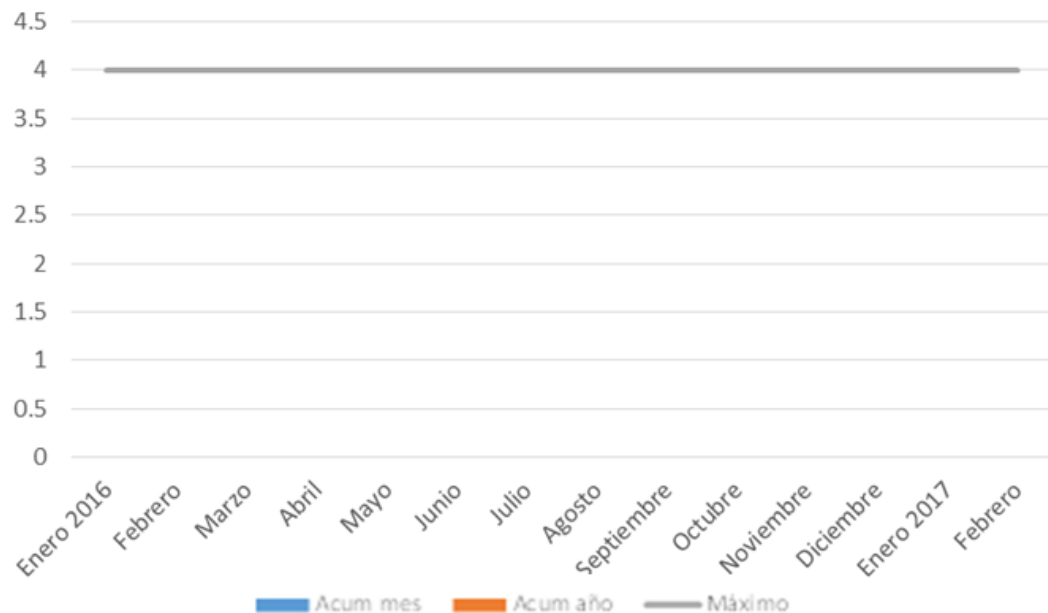
Oscilaciones de muy baja frecuencia



Indicador Calidad del Pronóstico Oficial

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

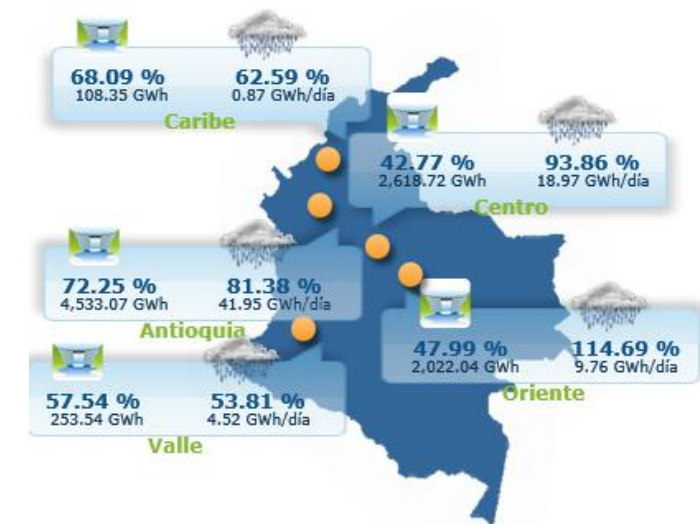
Desviaciones Superiores al 5%



Durante el mes de febrero 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.



Hidrología del SIN

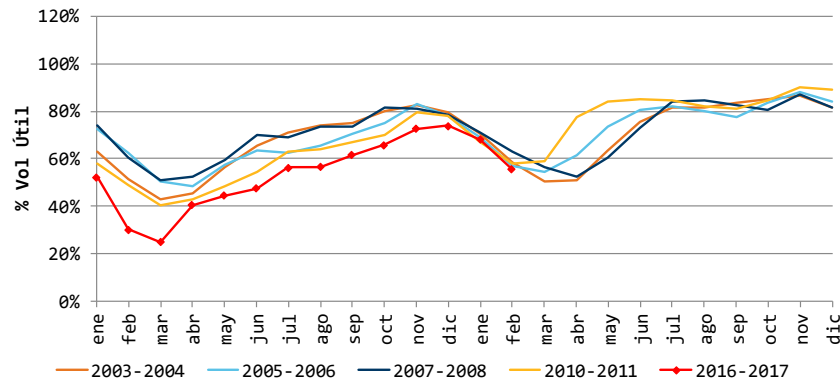


Sistema Interconectado Nacional (SIN)

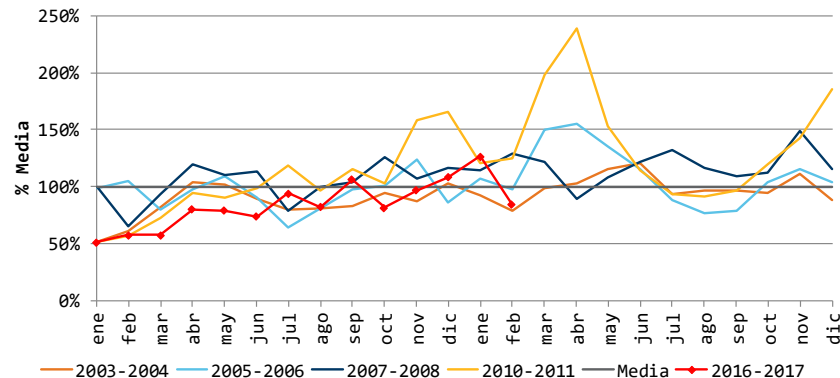


Datos al 28 de febrero

Reservas hídricas

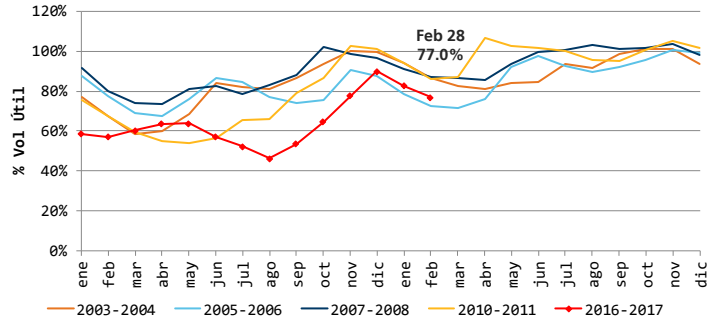


Aportes hídricos

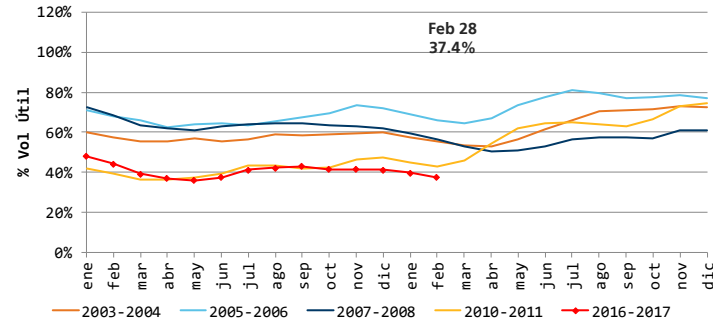


Evolución principales embalses

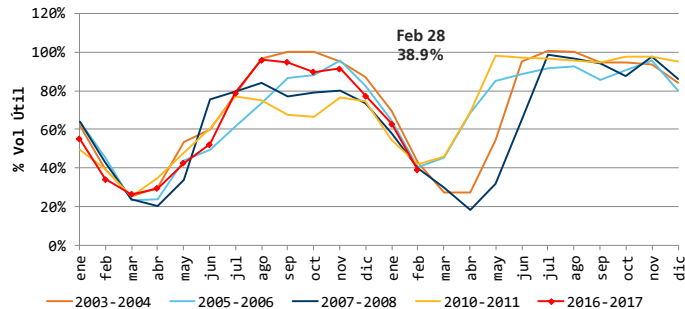
PEÑOL



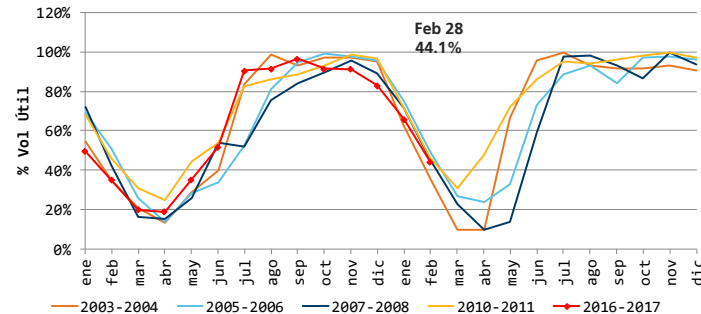
AGREGADO BOGOTÁ



GUAVIO



ESMERALDA - CHIVOR



Datos al 28 de febrero

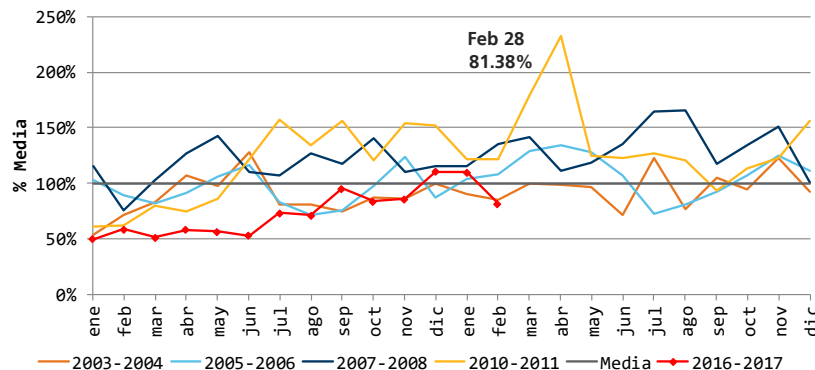
Estado actual de los embalses

Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Volumen útil diario (%)
2017-02-28	Agregado SIN		17,210.05	9,535.72	55.4%
2017-02-28	Peñol	Antioqui	4,246.76	3,268.05	77.0%
2017-02-28	Agregado Bogotá	Centro	3,775.53	1,410.84	37.4%
2017-02-28	Guavio	Oriente	2,082.75	810.93	38.9%
2017-02-28	Esmeralda	Oriente	1,126.76	496.35	44.1%
2017-02-28	El Quimbo	Centro	1,107.91	475.70	42.9%
2017-02-28	Chuza	Oriente	1,004.20	714.76	71.2%
2017-02-28	Topocoro	Centro	998.89	554.35	55.5%
2017-02-28	Riogrande II	Antioqui	541.96	302.95	55.9%
2017-02-28	San Lorenzo	Antioqui	443.03	281.15	63.5%
2017-02-28	Miraflores	Antioqui	308.62	203.38	65.9%
2017-02-28	Amani	Antioqui	245.45	190.75	77.7%
2017-02-28	Calima	Valle	216.19	152.40	70.5%
2017-02-28	Salvajina	Valle	190.60	94.43	49.5%
2017-02-28	Urrá	Caribe	159.14	108.35	68.1%
2017-02-28	Porce II	Antioqui	133.54	79.40	59.5%
2017-02-28	Betania	Centro	125.42	94.66	75.5%
2017-02-28	Porce III	Antioqui	115.68	72.73	62.9%
2017-02-28	Playas	Antioqui	95.96	71.91	74.9%
2017-02-28	Punchiná	Antioqui	73.40	25.44	34.7%
2017-02-28	Troneras	Antioqui	69.98	37.34	53.4%
2017-02-28	Muña	Centro	57.60	44.11	76.6%
2017-02-28	Prado	Centro	56.83	39.05	68.7%
2017-02-28	Alto Anchicayá	Valle	33.86	6.71	19.8%

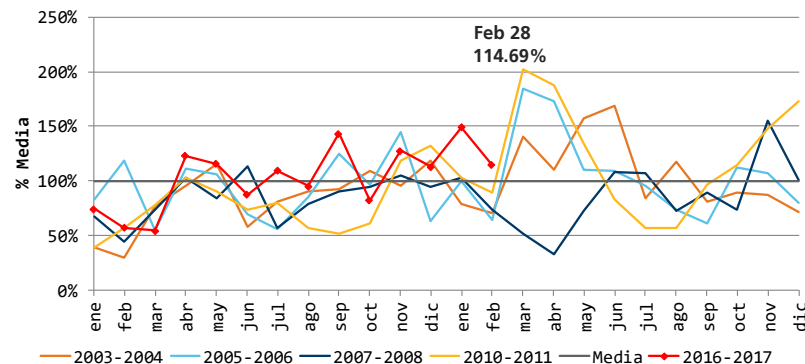


Aportes por regiones

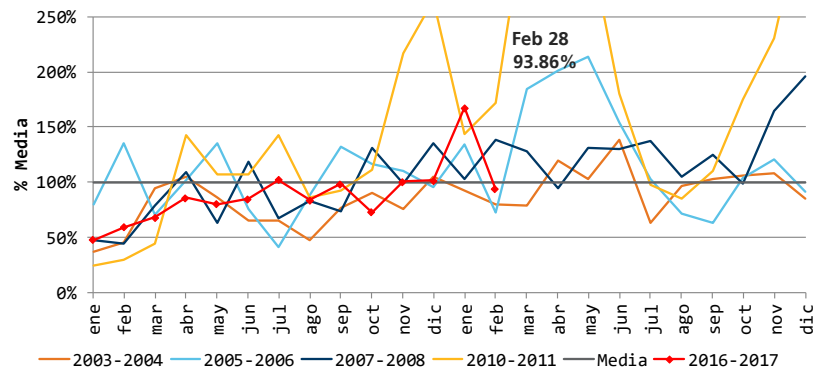
ANTIOQUIA



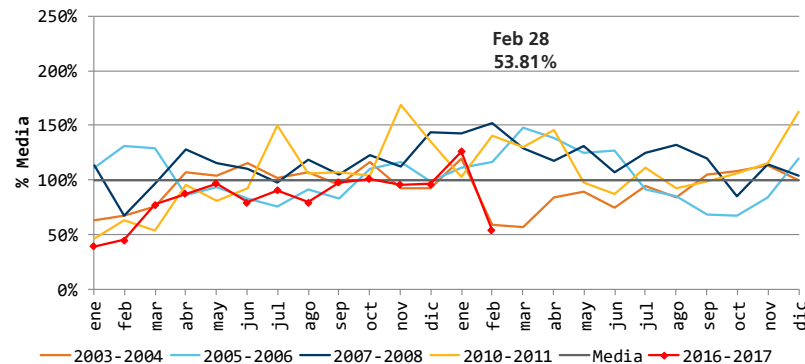
ORIENTE



CENTRO



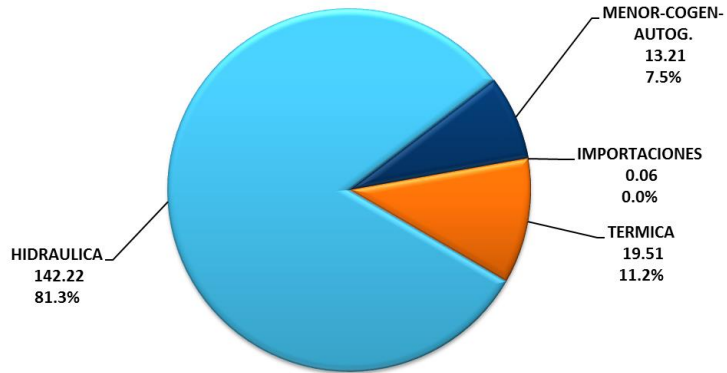
VALLE



Generación

Enero

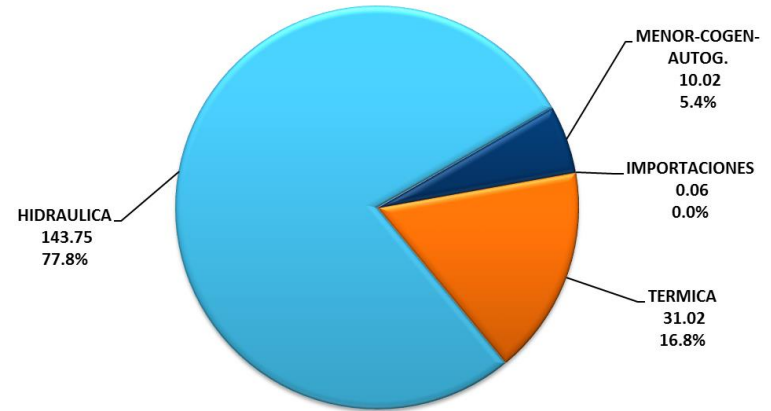
Generación GWh-día en enero de 2017



Total 175.0 GWh-día

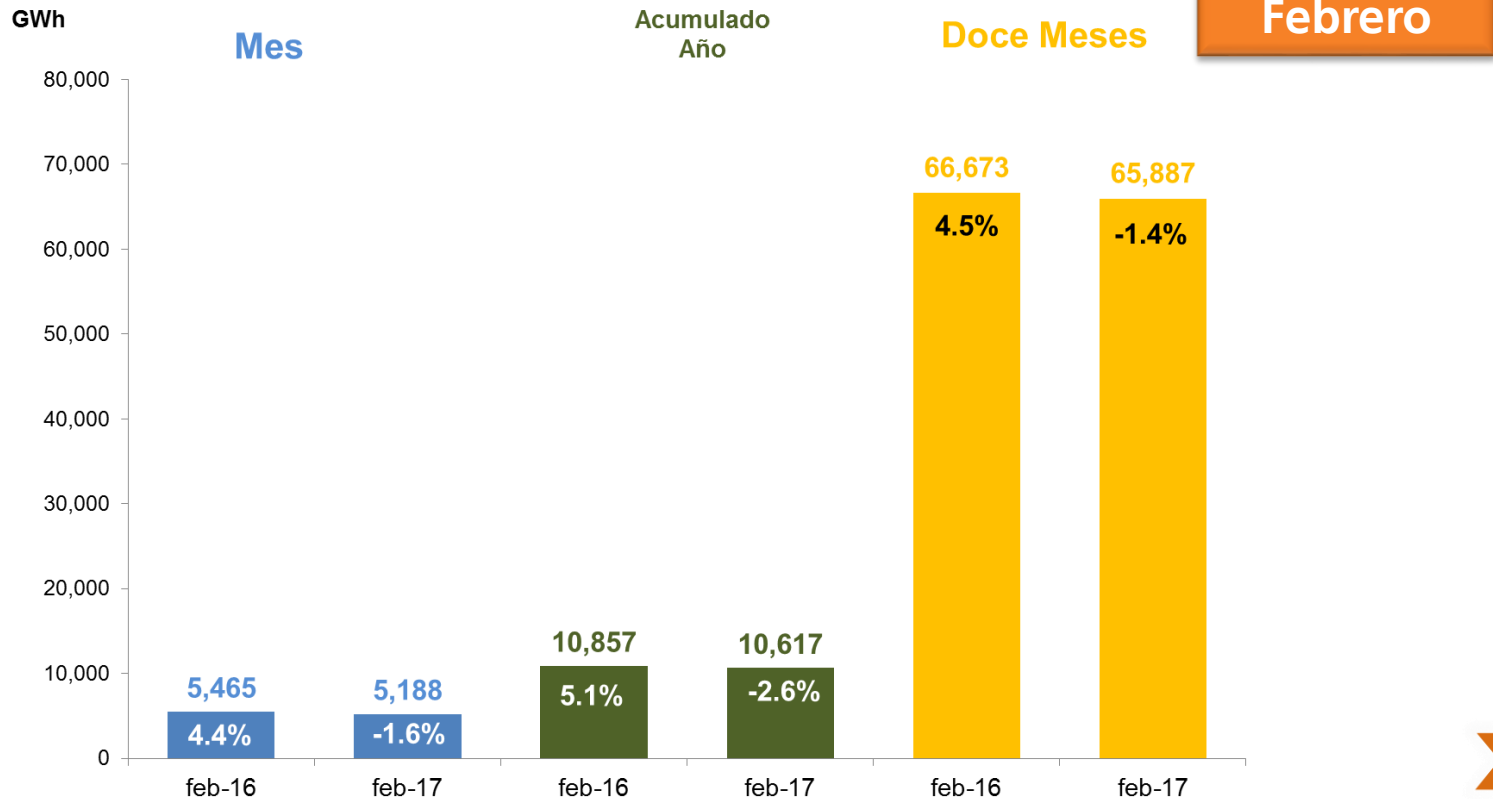
Febrero

Generación en GWh-día en febrero de 2017



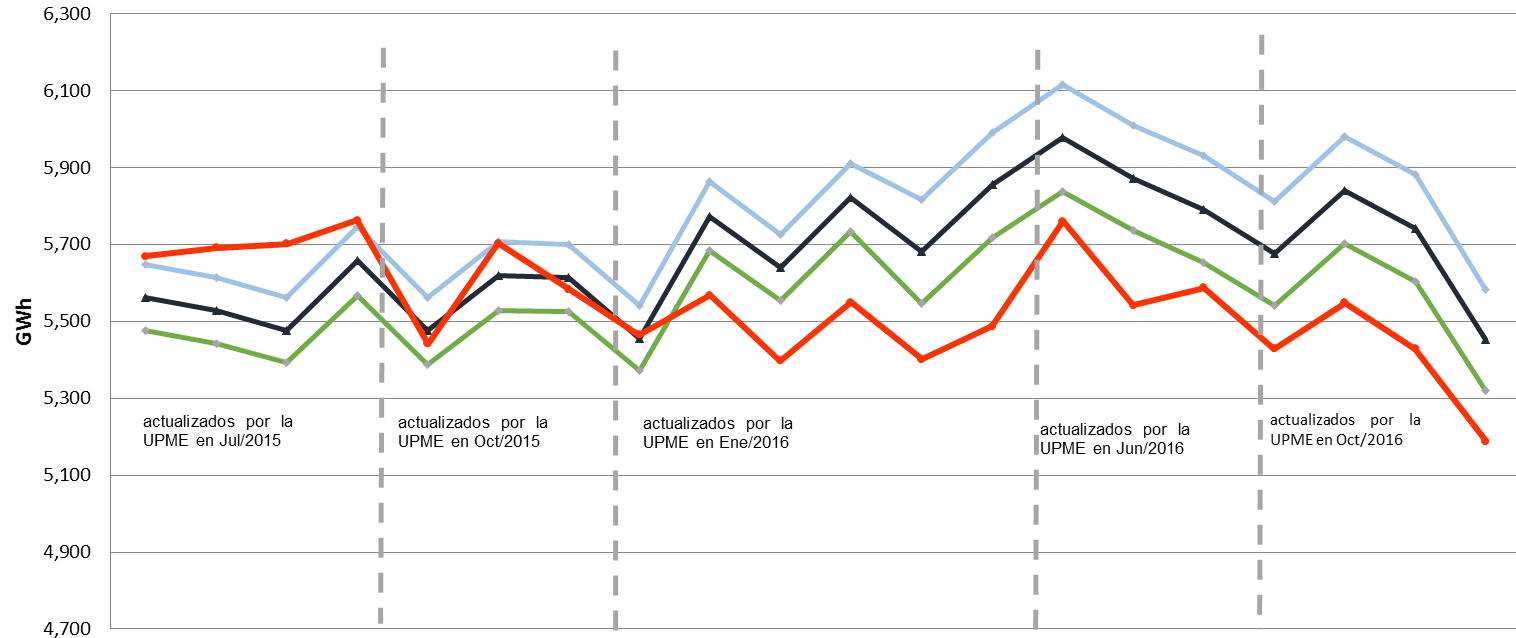
Total 184.8 GWh-día

Demanda (preliminar)



Demanda (preliminar) Comparado con escenarios UPME

Febrero



	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	ene.-17	feb.-17
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	5,882	5,583
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	5,742	5,451
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	5,604	5,321
Real	5,669	5,691	5,701	5,763	5,441	5,703	5,584	5,465	5,567	5,397	5,550	5,401	5,487	5,760	5,542	5,587	5,428	5,548	5,428	5,188



filial de isa



■ filial de isa

PANORAMA ENERGÉTICO

1. Análisis energético de mediano plazo



Supuestos e información básica de las simulaciones

Horizonte

- 2 años, resolución semanal

Condición Inicial Embalse

- A 27 de febrero: 56.09%

Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas Gas

Desbalance hídrico

- 14 GWh/día

Ecuador

- No se consideran intercambios con Ecuador

Demanda

- Escenario bajo UPME – Revisión Oct/16

Costos de racionamiento

- Último Umbral Feb/17.

Mttos Generación

- Aprobados, solicitados y en ejecución - SNC Feb 2017 - Ene 2018

Mín. Embalses

- Mínimos Operativo Inferior: MOI*
- Mínimos Operativo Superior: MAX(MOS*, NEP)

Combustible

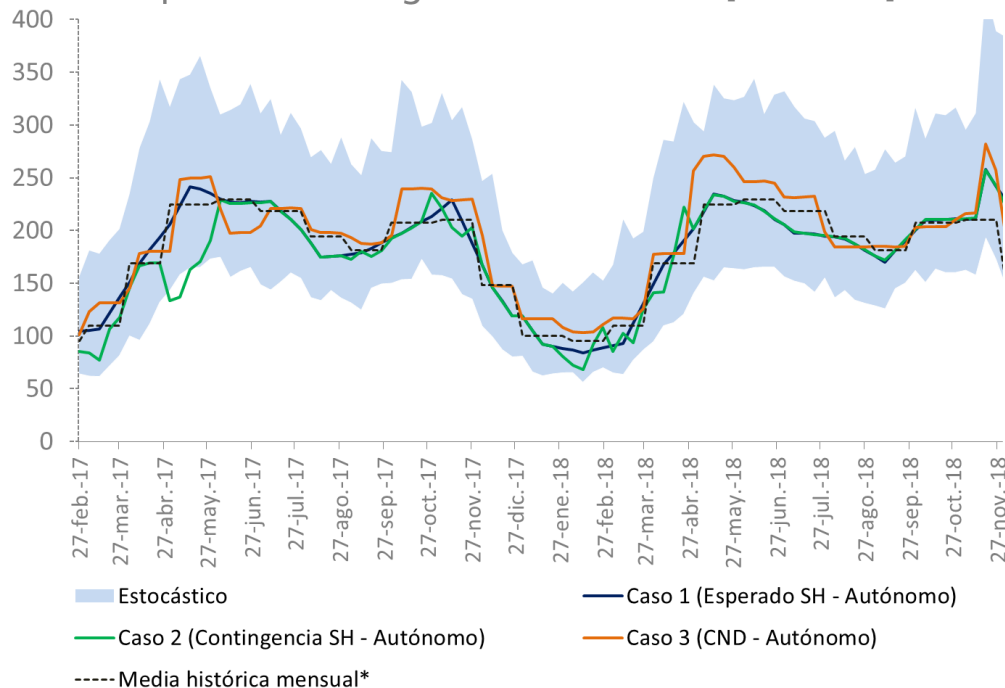
- Precios UPME (julio 2016)
- Contratos reportados por agentes en 2016
- Planta regasificadora

Proyectos de generación

- Gecelca 3.2 - Sept/2017 – 250 MW
- Termoyopal 3 – Dic/2017 – 40 MW
- Termonorte – Dic/2017 – 88 MW
- Ituango – 1U Nov/2018 – 300 MW
2 U Feb/2019 – 300 MW

Escenarios Hidrológicos

Aportes hidrológicos considerados [GWh/día]

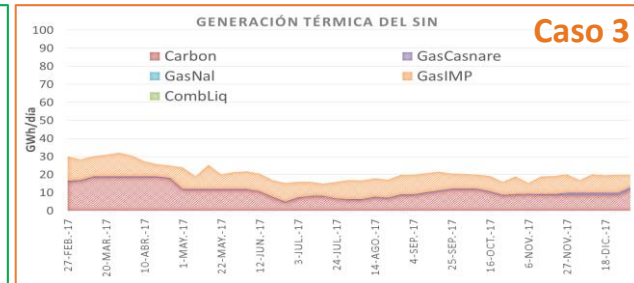
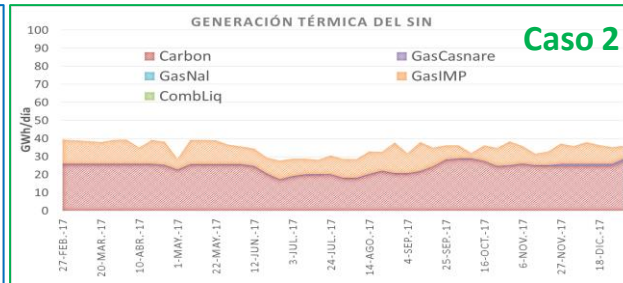
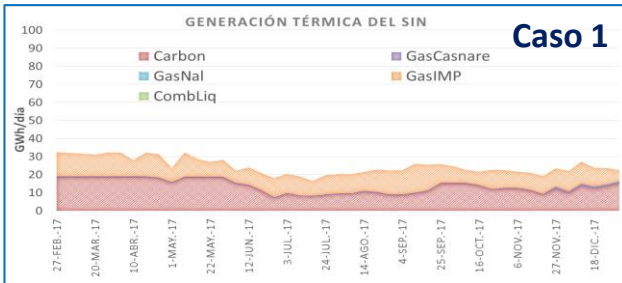
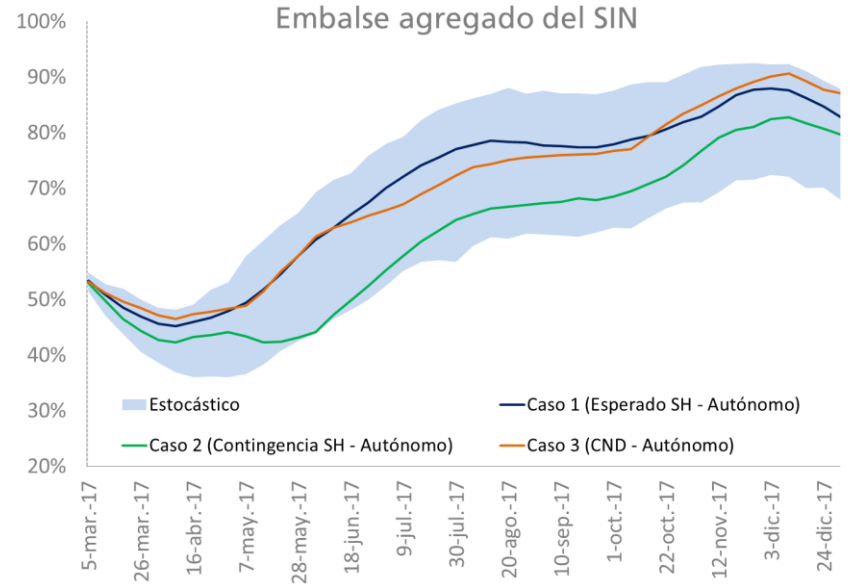
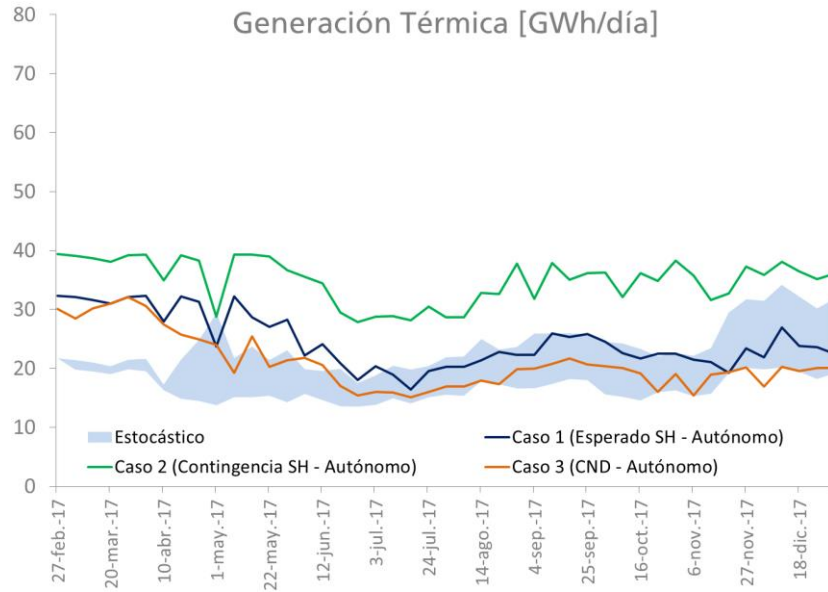


Hidrología	Modo Operativo
Caso1. Esperado SH	Autónomo
Caso2. Contingencia SH	
Caso 3. CND	
Estocástico	

Media Histórica GWh

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
100.35	95.22	109.75	168.65	224.5	228.76	217.71	193.65	181.01	207.11	209.86	147.91

Resultados



Conclusiones y recomendaciones

- Con la información y escenarios considerados, todos los casos analizados, incluyendo el estudio estocástico, cumplen con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.
- De acuerdo con la información suministrada por los agentes, los aportes hídricos considerados y el escenario bajo de demanda indicado por UPME en octubre de 2016, se observa una generación térmica entre 20 y 40 GWh/día durante 2017, donde el 50% de la energía indicada se genera con carbón, seguido de gas importado .
- 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 confiables y segura de la demanda. Asimismo, hacer un seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN.



■ filial de isa

VARIOS

1. Eventos de tensión y frecuencia 2016
2. Seguridad Operacional

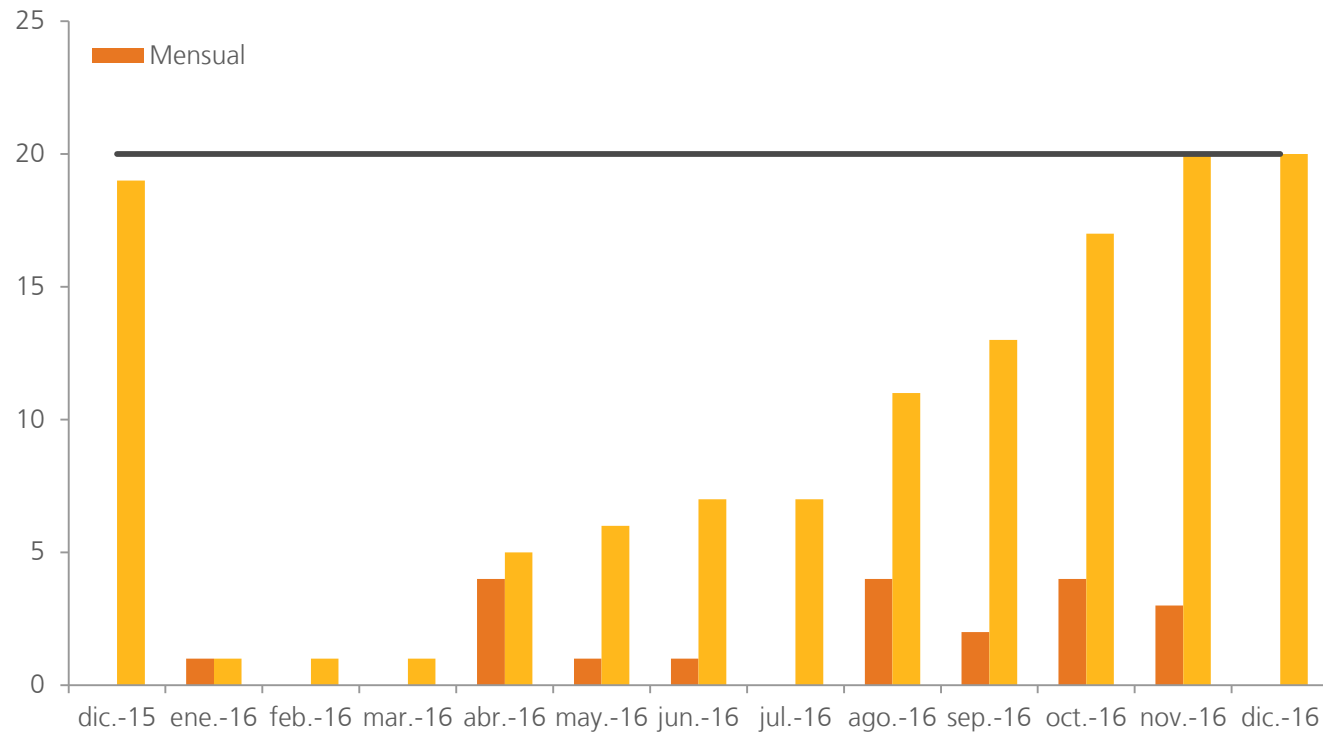


Eventos de tensión y frecuencia 2016

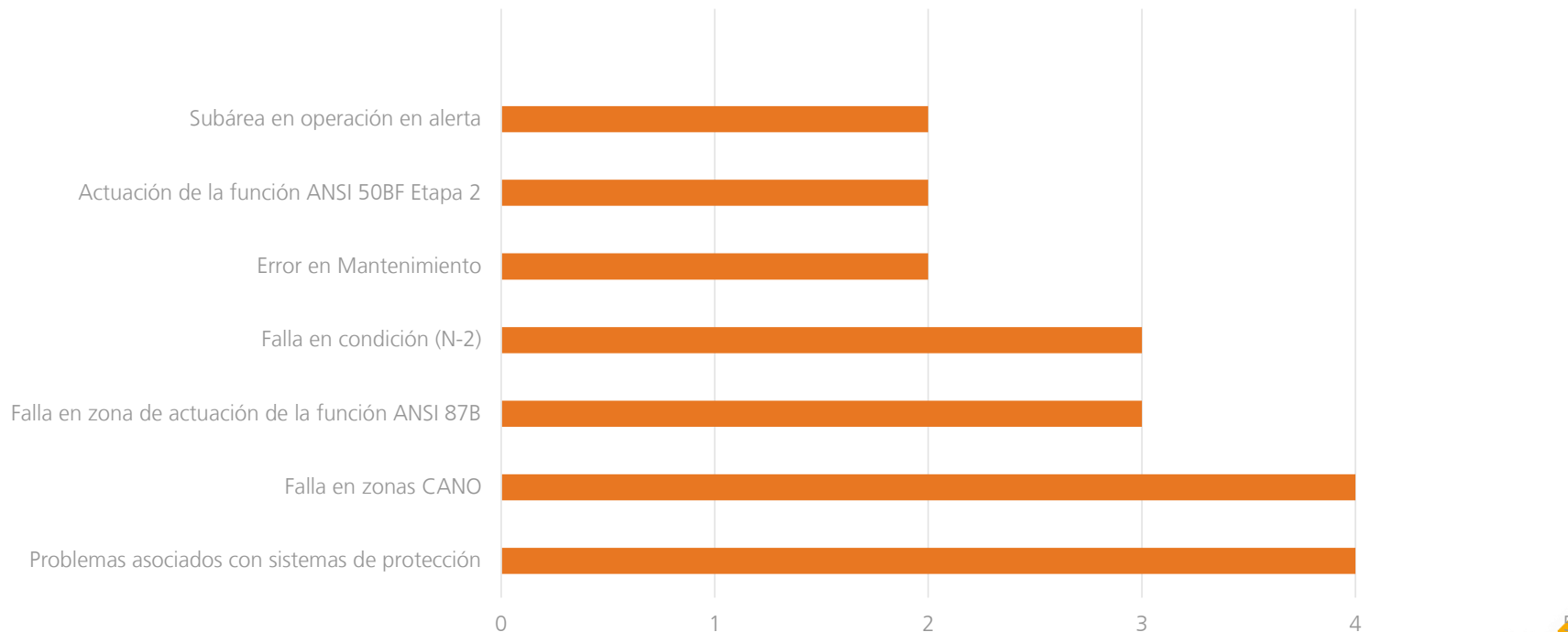


■ filial de isa

Eventos de tensión fuera de rango 2016



Causas eventos de tensión fuera de rango 2016

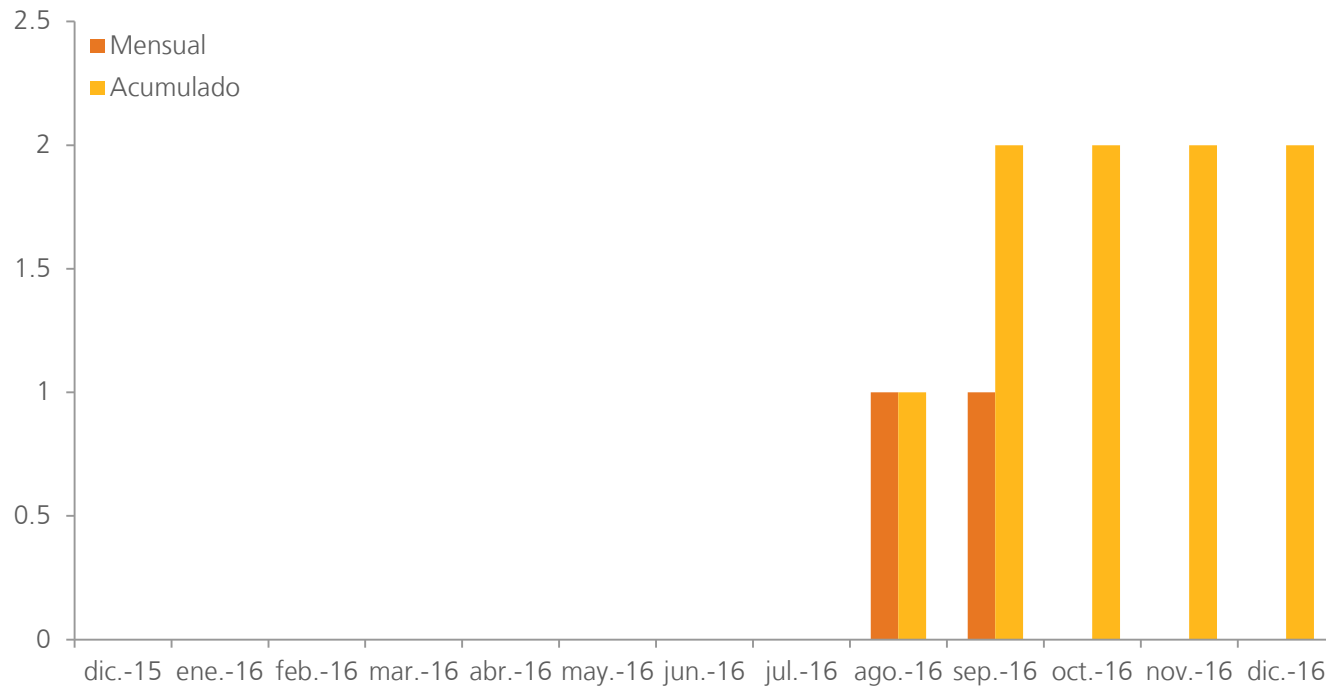


Acciones ejecutadas

- Revisión, calibración y pruebas a los SSAA de varias centrales de generación.
- Reajuste de parámetros y validación de coordinación de protecciones para líneas de transmisión.
- Revisión, corrección y pruebas a los módulos de maniobra de la central Guavio (seccionadores e interruptores) e incorporación de mejores prácticas de mantenimiento para estos equipos.
- Modificación de los ajustes del esquema de separación de áreas Colombia – Ecuador.
- Ejecución de actividades de mantenimiento a interruptores de potencia.



Eventos lentos de frecuencia 2016



Acciones ejecutadas

- Revisión, calibración y pruebas servicios auxiliares el Quimbo, pruebas de conmutación de alimentación de cargadores y pruebas de autonomía de los bancos de batería.
- Inyecciones secundarias para verificar operación por bajo voltaje de los interruptores encargados de realizar transferencia automática para las fuentes de respaldo y modificación de ajuste de protecciones de la conmutación por baja tensión a (400V) de los interruptores de Servicios auxiliares. Porce III.
- Análisis y percepción de riesgos operativos, revisión a los procedimientos y consignas.
- Mejorar selectividad de los sistemas, cuando se interviene el tablero de interruptores del sistema de corriente continua. Marzo de 2017.
- Analizar con Intercolombia y con los nuevos agentes que se conecten al nodo Chivor, la posibilidad de separar los servicios de corriente continua entre la planta y subestación.



Seguridad Operacional

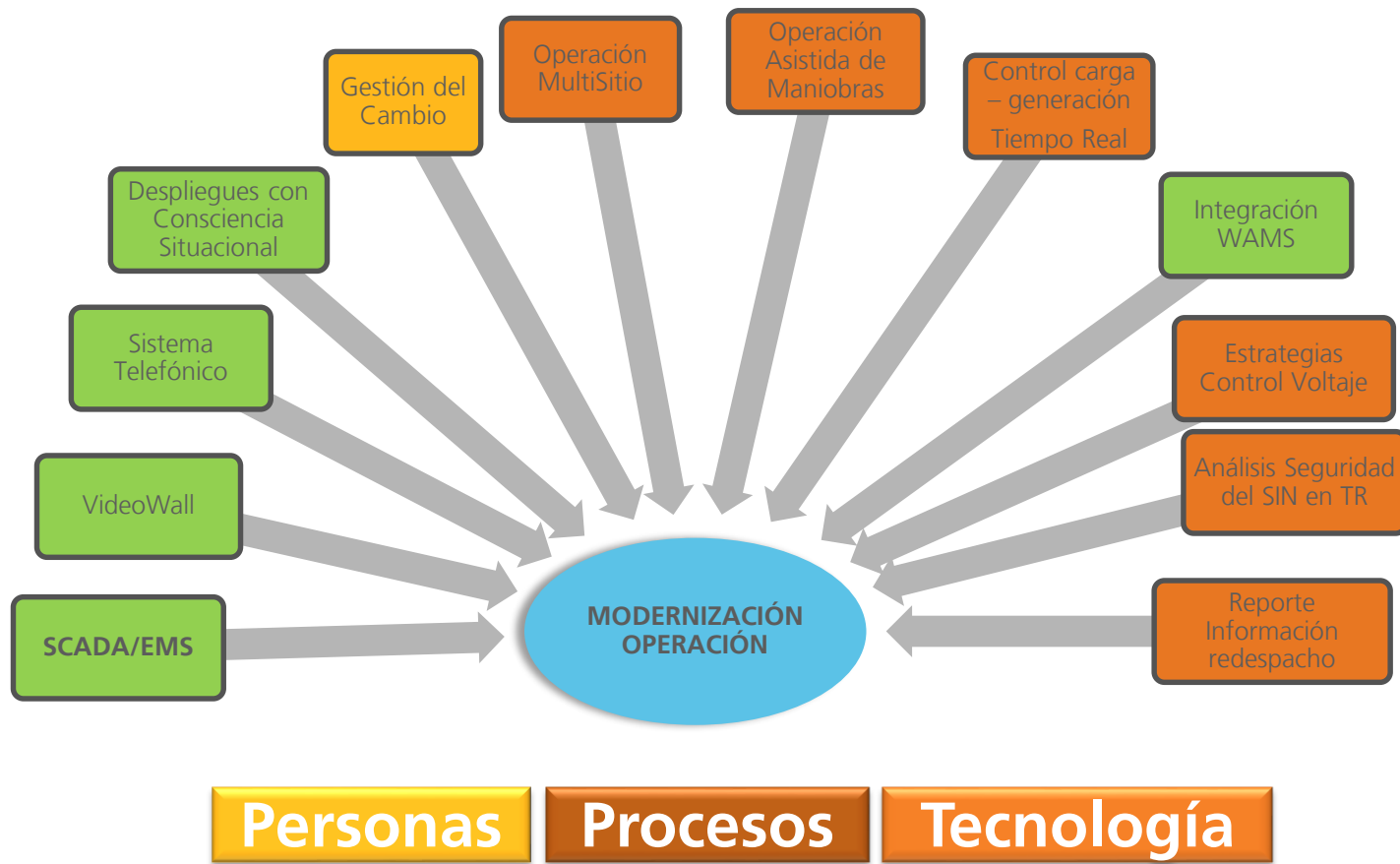


¿Qué es Seguridad Operacional?

“En XM, se entiende la seguridad operacional como un sistema de gestión que vela por que el riesgo de afectación de las actividades de operación se reduzca y mantenga en un nivel aceptable, o por debajo del mismo, por medio de un proceso continuo de identificación y gestión de riesgos, considerando cuatro pilares fundamentales: entorno, procesos, tecnología y personas”



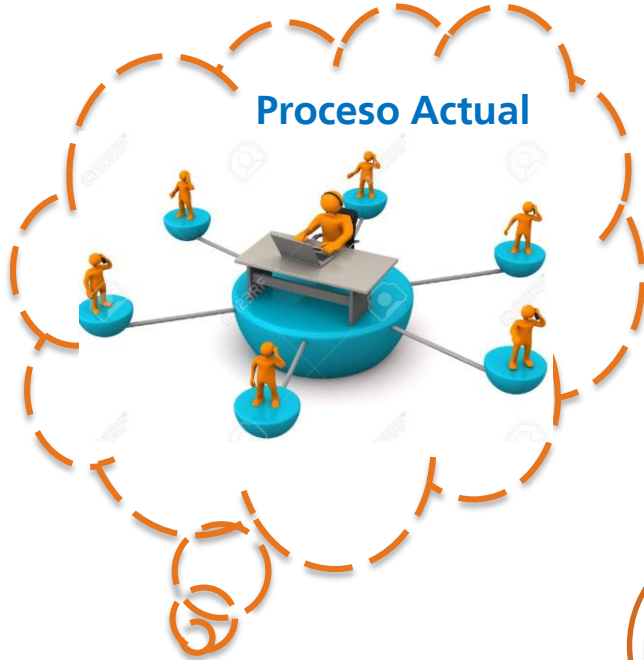
Mejoramiento procesos Operación XM



Reporte información redespacho

Modulo del Redespacho en el CNDnet

Proceso Actual



Prepararnos para el futuro cercano: Energías renovables, mayor volumen de solicitudes de redespacho.



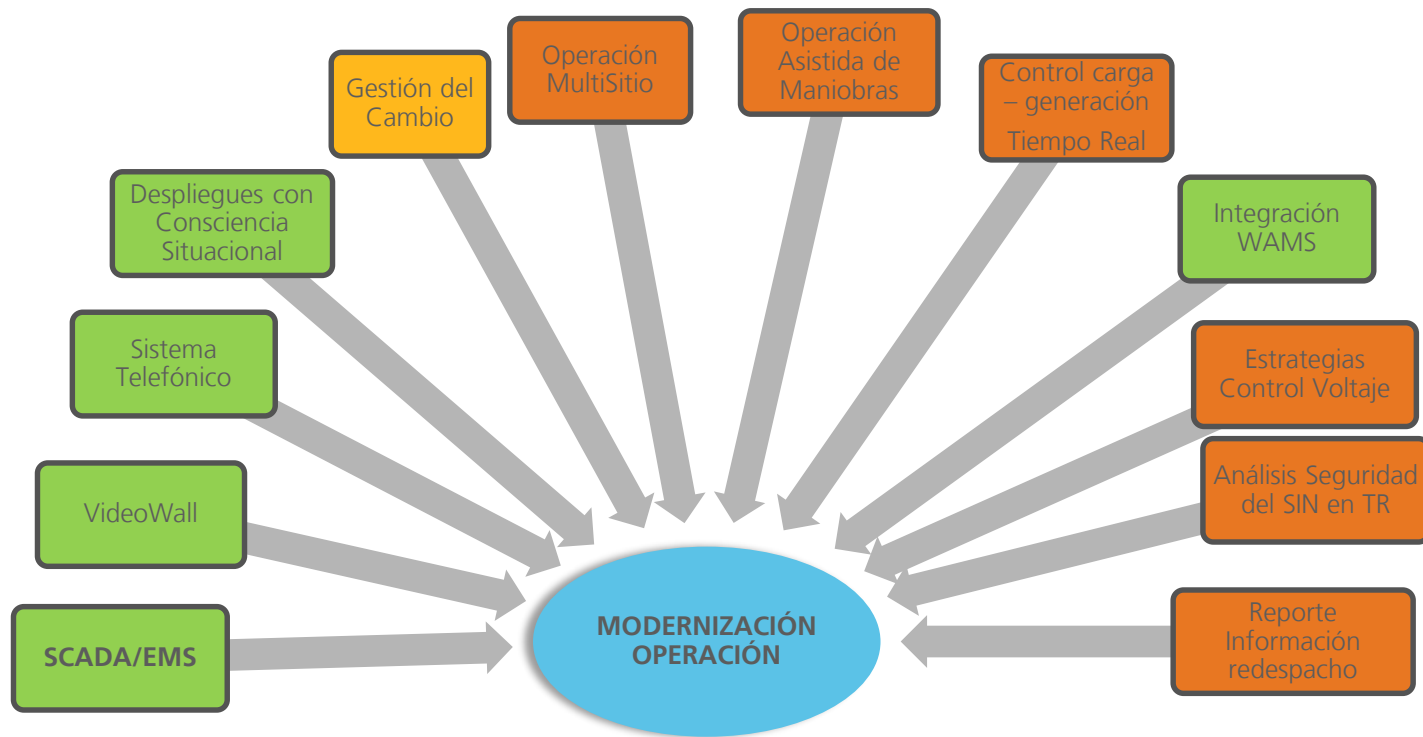
Aumentar la conciencia situacional de los operadores, disminuyendo el número de llamadas.



Plataforma tecnológica ágil, confiable y adaptable a la dinámica regulatoria.



Mejoramiento procesos Operación XM



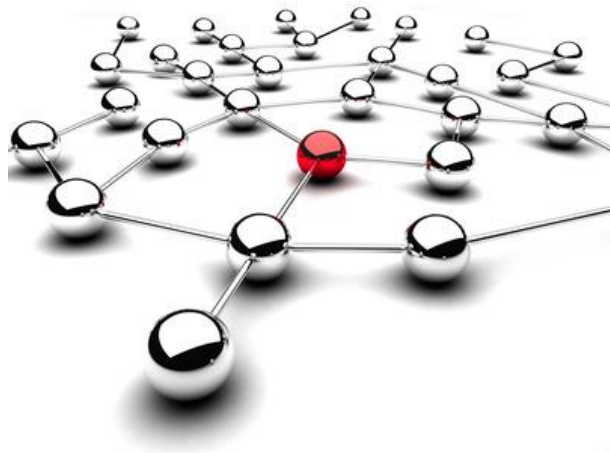
Personas

Procesos

Tecnología

ENTORNO





ACCIONES EN EL ENTORNO

Actualización contactos operativos

Se realizará campaña de actualización de contactos operativos con el fin de:



- ✓ Contar con los números telefónicos actualizados de los centro de control de cada uno de los agentes (principal y respaldo).
- ✓ Tener usuarios de Herope personales, mitigando riesgos de seguridad de la información.
- ✓ Deshabilitar cuentas de usuarios que se han retirado de las empresas y no han sido reportados.

Coordinación maniobras activos conexión Generadores (ISAGEN – INTERCOLOMBIA- XM)

- Debido a algunos actos inseguros presentados en maniobras de activos de conexión de un generador al STN, desde finales de 2016 se viene trabajando entre las tres empresas en la construcción de una propuesta para el sector que permita mitigar estos riesgos.
- Se espera tener propuesta del grupo de trabajo para socialización y construcción colectiva con todos los agentes en el mes de marzo de 2017.

Reunión encargados operación

- El pasado 22 de febrero se realizó en Medellín la primera reunión de encargados de operación, se contó con la participación de CELSIA CODENSA, EEB, EPM, INTERCOLOMBIA, TRANSELCA y XM.
- El objetivo de estas reuniones es compartir experiencias en el manejo de esquemas de operación 7 * 24, concentrándose en temas como factores humanos y manejo administrativo de los centro de control.



■ filial de isa

“Soluciones que hacen realidad la construcción de ciudades inteligentes y una mejor **calidad de vida** para las personas”





■ 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