Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2016

Introducción

El Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado, es un documento anual de referencia, destinado a todos aquellos que se interesan en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en el comportamiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM).

La navegación de este informe, ofrece una nueva y renovada interfaz de usuario, que proporciona la información más relevante del comportamiento de las principales variables que influyen de manera más palpable en la operación del SIN y en la dinámica del Mercado, y permite realizar la descarga de los datos con los cuales fueron elaboradas las gráficas.

Este documento hace especial énfasis en la evolución de variables tan cambiantes como la oferta de electricidad (capacidad de generación, consumo de combustibles), el comportamiento de la demanda de energía ya sea del SIN en su totalidad, o de manera regional; la planeación de la operación del SIN y su gestión.

Merecen especial atención los indicadores de calidad de la operación, los cuales permiten tomarle el pulso al Sistema Interconectado e identificar aspectos sobre los cuales convendrá prestar una atención especial. En este sentido, se presentan las restricciones eléctricas de la red y los principales eventos que afectaron la operación del SIN durante el año.

Así mismo, se presentan las variables financieras y de mercado de mayor interés para los administradores y propietarios de los recursos de generación, tales como las transacciones en el MEM (compras, ventas, evolución de precios, intercambios internacionales de energía, etc); el transporte de energía eléctrica en el SIN y su remuneración; la administración financiera del mercado.

Debido a que el clima tiene un impacto decisivo en la hidrología nacional, y en particular sobre los caudales afluentes a los embalses de generación, se dedicó un capítulo especial al análisis del comportamiento de las variables climáticas más importantes y que han mostrado tener una gran incidencia en la distribución espacio-temporal del caudal en los últimos años.

Finalmente, dado lo importante que es la preservación y observancia del marco jurídico establecido y la normatividad vigente, encargada de regular la actividad de todos los participantes en el Sector Eléctrico Colombiano, se muestra la dinámica de toda la normatividad aplicable a la operación y administración del mercado.

Se invita a navegar por este sitio y aprovechar la oportunidad de enriquecerla a través del envío de comentarios.

Cifras relevantes

Presentación

2016 quedará en la memoria del sector eléctrico colombiano como un año donde se puso a prueba la robustez del sector y de sus instituciones, al enfrentar con éxito uno de los mayores déficits hídricos, producto de un evento El Niño, combinado con la ocurrencia de eventos operativos inesperados que ocasionaron la salida de generación hidráulica y térmica en el período donde se requería máxima disponibilidad del parque generador.

El año 2016 estuvo marcado por la madurez y finalización de uno de los eventos más fuertes de El Niño registrados desde 1950, el cual, según el Índice Oceánico de El Niño (ONI sigla en inglés), inició en el trimestre octubre-noviembre-diciembre de 2014 y finalizó en el trimestre abril-mayo-junio de 2016, constituyéndose en el evento El Niño de mayor duración desde 1950, según la tabla actual del ONI. Durante todo este período, el ONI mantuvo persistentemente valores iguales o superiores a 0.5 °C, alcanzando un máximo de 2.3°C en el trimestre noviembre – diciembre 2015 – enero 2016, igual al observado en El Niño 1997-1998 para esta misma época. Este evento trajo consigo que los aportes al Sistema Interconectado Nacional, SIN, estuvieran un 43% por debajo de los aportes históricos para el período de mayor déficit, septiembre de 2015 a marzo de 2016.

Sin embargo, este evento El Niño 2014-2016 fue particularmente difícil para el sector eléctrico debido a que durante el primer trimestre de 2016 se conjugaron los efectos acumulados de la disminución de aportes hídricos con eventos fortuitos en el SIN que estresaron la operación. Entre los eventos operativos de inicios de 2016 se destaca la indisponibilidad de la central hidráulica Guatapé, entre el 15 de febrero y el 23 de abril de 2016, debido al incendio en casa de máquinas, cuyo efecto desde el punto de vista energético significó dejar atrapada energía en su embalse asociado, El Peñol, equivalente a los 2,232.6 GWh, lo que representaba al 15 de febrero el 27.8% de todas las reservas hídricas del Sistema. Esto ocasionó que las reservas hídricas del SIN disminuyeran del 46.6% al 33.7% de la capacidad total de almacenamiento del Sistema.

Complementario a la indisponibilidad de Guatapé, otras situaciones restringieron el uso de los recursos de generación, tal como la salida el 13 de febrero del circuito Cerromatoso – Porce III 500 kV que limitó el intercambio con el área Caribe; la disminución en 5 GWh/día de la generación térmica del SIN por la indisponibilidad parcial de Flores IV el 27 de febrero; la restricción para el uso pleno del embalse agregado de Bogotá, que representaban más del 50% de las reservas del SIN, para generación debido a que este sistemas de embalses tiene como uso prioritario el acueducto de Bogotá.

XM en desarrollo de las funciones asignadas como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC y Centro Nacional de Despacho- CND permanentemente realizó análisis de la situación energética, eléctrica del SIN y de Operación y Administración del Mercado, y adelantó acciones para mitigar los probables riesgos de desatención de la demanda, y garantizar una operación segura, confiable y económica. Para este evento El Niño 2014 – 2016, XM desde abril de 2014, cuando las agencias climáticas daban una probabilidad ocurrencia de Niño para el verano 2014-2015, superior al 70%, inició la elaboración de un informe energético semanal, publicado en su página WEB y entregado al Ministerio de Minas y Energía, CNO, CAC y la UPME. Desde esa fecha recomendó, entre otras, la necesidad de adoptar las siguientes medidas: desarrollo de campañas de uso eficiente de energía, la gestión con autogeneradores para que inyectaran al sistema, la gestión en logística de gas y líquidos y la preparación del parque térmico para generar valores cercanos a la OEF.

En particular, ante la criticidad de la situación de febrero – marzo de 2016, insistió en forma continua ante los diferentes foros y comités del sector eléctrico y gas, así como al MME y a la CREG, de la necesidad de reforzar las medidas y recomendaciones que se venían dando desde abril de 2014, tal como: el nivel de generación térmica, coordinación de mantenimientos, suministro de combustibles, seguimiento a la entrada de proyectos, entre otros. Complementando las acciones ya tomadas, con la participación de todo el sector eléctrico y el gobierno nacional, fueron impulsadas diferentes medidas para afrontar el riesgo de desatención de la demanda, tal como la implementación de ajustes regulatorios para permitir una mejor distribución de las reservas entre los embalses del sistema; el incentivo al ahorro de energía y a la inyección de excedentes de cogeneradores y autogeneradores; la maximización de las importaciones desde Ecuador, la búsqueda de alternativas para extraer el agua del embalse de El Peñol para la central Jaguas.

A pesar de las medidas tomadas, y ante la posibilidad de llegar a puntos de operación que pusiesen en riesgo el suministro eléctrico bajo diferentes posibles escenarios, XM, atendiendo lo establecido en el marco regulatorio vigente, emitió una recomendación de racionamiento del 5% de la demanda total del sistema durante 6 semanas (valores determinados a partir de un escenario base con una hidrología, una demanda y unos niveles de importación definidos). Ante esta recomendación, el gobierno nacional impulsó la reducción voluntaria de demanda a través de la campaña "Apagar Paga". Finalmente, a partir de las medidas implementadas y las recomendaciones adoptadas, el balance energético a 31 de marzo mostró ganancias de 529 GWh de energía con respecto a lo esperado en el escenario base definido, lo que llevó a que el 1 de abril de 2016 el gobierno diera por superado el riesgo energético de desatención de demanda, considerando además que el IDEAM informó que El Niño comenzaría su etapa de debilitamiento y los aportes hídricos comenzarían a recuperarse.

Evidencia de la situación vivida en el sector eléctrico durante los primeros meses de 2016 se encuentra en el comportamiento de variables como la demanda, los aportes hídricos, los niveles de los embalses, la generación térmica, el precio de bolsa, las desviaciones de obligaciones de energía firme, la gestión de la cartera del mercado, entre otros.

La demanda de energía en Colombia en el año 2016 se vio impactada durante el primer trimestre del año por las altas temperaturas ocasionadas por el fenómeno de El Niño, aspecto que se observó en el comportamiento dado durante los meses de enero y febrero, donde la demanda de energía del SIN presentó los mayores crecimientos del año con valores de 5.7% y 4.4% respectivamente. Otro elemento que también impactó el comportamiento de la demanda estuvo relacionado con la aplicación de la Resolución CREG 029 de 2016, asociada con la promoción del ahorro voluntario de energía, y que fue impulsada por el gobierno nacional a través de la campaña denominada “Ahorrar paga”, la cual, derivó en un cambio de hábitos por parte de los usuarios regulados, generando así una disminución en la demanda de energía a partir de marzo de 2016. La composición final del comportamiento de la demanda durante 2016 llevó a una demanda para el año que decreció 0.2% respecto al año 2015, con un consumo de 66,315 GWh. Por tipos de días los días comerciales y sábados presentaron un decrecimiento de 0.2% con un consumo promedio de 187.9 GWh-día y 177.6 GWh-día respectivamente, mientras que los domingos y festivos presentaron un consumo promedio de 159.4 GWh-día presentando un crecimiento de 0%. Por tipo de mercado la demanda de energía presentó un crecimiento del 1% para el mercado regulado (consumo residencial y pequeños negocios) y un decrecimiento para el mercado no regulado (industria y comercio) de 1.7%.

Para cubrir la demanda colombiana se generaron en el país 65,940.3 GWh y se importaron 378.3 GWh. Las importaciones crecieron un 737% (333 GWh) frente a 2015, debido a los requerimientos de energía que hizo Colombia a Ecuador por el evento de El Niño para cubrir la demanda colombiana durante el primer trimestre de 2016. La composición por tecnología de la generación agregada de 2016 muestra un incremento de la generación hidráulica del 4.2% frente a 2015, pasando de una participación del 63.8% en 2015 al 67.1% en 2016, mientras que la generación térmica para 2016 decreció en un 13.8% frente a 2015. Se destaca en la generación de 2016 el inicio de la participación de la autogeneración en Colombia en marzo, la cual ingresó gracias a la flexibilización de requisitos otorgada por la Resolución CREG 026 de 2016. Los autogeneradores participaron con el 0.2% de la generación total del SIN en 2016.

La generación en 2016 se logró utilizando la capacidad efectiva neta del SIN que al 31 de diciembre alcanzó un valor de 16,594.52 MW, superior en 1.06% a la capacidad de 2015. Este aumento obedeció principalmente al incremento de la capacidad de la central hidroeléctrica Guavio (50 MW) y del cogenerador Ingenio

Risaralda (9.5 MW), así como a la entrada en operación de centrales menores y autogeneradores. Se destaca por su capacidad las menores Morro Azul 19.9 MW, Tunjita 19.7 MW, Guavio Menor 9.9 MW, Termobolivar 9.7 MW; los autogeneradores Argos Cartagena 9.9 MW, Argos Yumbo 9.9 MW y Reficar Cartagena 9.9 MW.

Consistente con el impacto que un evento El Niño tiene sobre la disponibilidad hídrica en Colombia, durante 2016 los aportes acumulados fueron siempre inferiores a los que se hubieran dado si todas las series hidrológicas hubiesen aportado el caudal medio mensual. Sin embargo, el comportamiento a lo largo del año mostró a nivel mensual aportes deficitarios (inferiores a la media) durante casi todos los meses del año, aunque se observó a partir de junio una tendencia de recuperación, alcanzando en el último mes del año niveles de aportes ubicados en el 109.5% de la media. De acuerdo con ello, los aportes energéticos al SIN durante 2016 fueron 53,118 GWh, un 17% inferiores al acumulado anual medio. Aunque esta diferencia fue ligeramente superior en 2015 (21%) de igual manera refleja el fuerte impacto que El Niño tuvo sobre el SIN en el año 2016. Es importante anotar que desde mediados de 2012 los aportes al SIN han sido mayormente deficitarios, lo cual muestra que el sistema se halla en una fase prolongada de bajos aportes, que podría incidir en los tiempos de recuperación de cada cuenca y en el régimen estacional de los ríos, en el largo plazo.

Por su parte, las reservas hídricas útiles almacenadas en los embalses del SIN al terminar 2016 se situaron en el 73.8% (12,585.5 GWh), lo cual representa un 12.6% por encima del valor en que habían finalizado en 2015 (61.2% del embalse útil). Este aumento porcentual del embalse útil evidenció la recuperación de los ríos afluentes a los embalses del SIN, como resultado de la finalización del fenómeno de El Niño 2014-16 y la transición hacia condiciones entre normales y ligeramente más frías de lo normal en el océano Pacífico ecuatorial. Es importante señalar el impacto que tuvo la imposibilidad de usar el embalse El Peñol el 15 de febrero al restar el 27.8% de las reservas hídricas disponibles en el SIN a esa fecha.

Como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), XM administró durante el año 2016 $ 4,108,954 millones por concepto de transacciones en la bolsa nacional de energía, $ 1,123,083 millones por concepto de las desviaciones del Cargo por Confiabilidad, $ 1,808,556 millones por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN y $ 421,195 millones por concepto de los fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE.

Por su parte el precio promedio ponderado de bolsa nacional en 2016 fue de 305.19 $/kWh, lo que representa un decrecimiento del 19.33% frente al registrado en 2015 (378.31 $/kWh). Este nivel del precio de bolsa se explica por la respuesta de los generadores hidráulicos ante la escasez hídrica por El Niño y a la indisponibilidad del parque generador. La superación del precio de escasez por el precio de bolsa

nacional horario en varios meses de 2016, se reflejó en el valor de la liquidación de las desviaciones del Cargo por Confiabilidad ($ 1,123,083 millones). De otra parte, el balance final de la aplicación de la Resolución CREG 029 de 2016, Programa de Ahorro Comercializadores, como parte de las medidas para enfrentar la situación de déficit energético de inicios de 2016, arrojó un valor de $ 69,403 millones.

En virtud de la resolución CREG 158 de 2011, para el 2016 el 90% de las transacciones del mercado fueron respaldadas con garantías bancarias, otorgadas por 8 bancos nacionales por un valor de $5.6 billones, mientras que el 10% restante fue respaldado por dinero en efectivo (prepagos) por un monto de $656 mil millones.

El nivel de recaudo del SIC y del LAC se vio afectado por incumplimientos en las obligaciones de la empresa Electricaribe S.A. E.S.P, lo cual llevó a tener unos indicadores de recaudo del 94% y 87% para el SIC y del 95% y 92% para el LAC de los vencimientos de factura para los meses de noviembre y diciembre de 2016. Por otro lado, en cumplimiento de la resolución CREG 004 de 2003, como parte de las Transacciones Internacionales de Electricidad –TIE- con Ecuador, XM administró durante el año 2016 la suma de USD 6.2 millones por concepto de pagos anticipados por exportaciones, y realizó prepagos por USD37 millones por concepto de garantías de importaciones.

Al cierre de diciembre de 2016 la deuda total del Mercado de Energía Mayorista alcanzó $ 142 mil millones, de los cuales $ 114.7 mil millones corresponden a Transacciones en Bolsa, $ 27.1 mil millones a STN, $ 9.5 millones a STR, y servicios por $ 105.5 millones. Un importante componente de esta deuda, $79.9 mil millones, corresponde a Electricaribe antes de la intervención. XM actuó en su rol de facilitador en las diferentes propuestas de acuerdos de pago realizadas por los agentes deudores del Mercado, apoyando la búsqueda de soluciones al pago de las diferentes deudas en el MEM. Se acompañó a Termocandelaria en la gestión del acuerdo de pago con sus acreedores en junio de 2016, para el pago de la deuda de octubre y noviembre de 2015 por un valor de $176 mil millones. Así mismo se apoyó la gestión de dos acuerdos entre la empresa Electricaribe y sus acreedores, para el pago de la deuda correspondiente a los vencimientos de agosto y de septiembre de 2016 por un valor de $39.2 mil millones y de $107 mil millones respectivamente, estos acuerdos fueron cancelados de manera oportuna el 8 y el 28 de septiembre de 2016, respectivamente

El cumplimiento en 2016 de los indicadores de calidad de la administración financiera del Mercado evidencia una adecuada gestión financiera. En particular, el indicador de oportunidad en la aprobación de las garantías dentro de los plazos definidos en las normas se cumplió en un 100%, y el tiempo de distribución de los recursos, con una meta de 3 días hábiles, se cumplió con un tiempo de transferencia promedio de 1.36 días.

Variables de la operación del SIN

Tabla 1. Variables de la operación del SIN				
Variables	**2015**	**2016**	**Variación**	**Crec.**
OFERTA				
Volumen útil diario (GWh)	10,563.0	12,585.5	2,022.5	19.1%
Volumen respecto a capacidad útil	61.2%	73.8%		
Aportes hídricos (GWh)	48,103.5	53,118.6	5,015.0	10.4%
Aportes respecto a la media histórica	79.4%	83.3%		
Vertimientos (GWh)	883.5	375.9	-507.6	-57.5%
Capacidad neta SIN (MW)	16,420	17,043	623	3.8%
GENERACIÓN				
Hidráulica(GWh)	42,463.8	44,246.1	1,782.3	4.2%
Térmica(GWh)	20,631.2	17,790.1	-2,841.1	-13.8%
Plantas Menores (GWh)	2,927.3	3,193.1	265.8	9.1%
Cogeneradores (GWh)	526.2	600.0	73.8	14.0%
Autogeneradores (GWh)	0.0	111.0	111.0	-
TOTAL(GWh)	66,548.5	65,940.3	-608.2	-0.9%
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES				
Exportaciones a Ecuador(GWh)	457.2	43.9	-413.3	-90.4%
Importaciones de Ecuador(GWh)	45.2	378.3	333.1	737.0%
Exportaciones a Venezuela(GWh)	3.4	0.8	-2.6	-75.1%
DEMANDA				
Comercial (GWh) (1)	66,592.7	66,183.7	-409.0	-0.6%
Nacional del SIN(GWh) (2)	66,174.0	66,315.0	141.0	-0.2%
Regulada(GWh) (2)	44,630.0	45,110.5	480.5	1.1%
No Regulada(GWh) (2)	21,187.0	20,858.0	-329.0	-1.6%
No atendida(GWh)	40.8	42.8	2.0	4.9%
Potencia(MW)	10,095	9,904	-191	-1.9%

(1) Llamada demanda total. Incluye la demanda nacional del SIN, mas exportaciones a Ecuador y Venezuela menos demanda no atendida

(2) El crecimiento de la demanda Nacional, la Regulada y la No Regulada se calcula ponderada por tipo de día

Variables del mercado

Tabla 2. Variables del mercado				
Variables	**2015**	**2016**	**Variación**	**Crec.**
TRANSACCIONES				
Energía transada en bolsa (GWh)	16,905	20,143	3,237	19.15%
Energía transada en contratos (GWh)	71,564	65,715	-5,849	-8.17%
Total energía transada (GWh)	88,469	85,858	-2,611	-2.95%
Desviaciones (GWh)	199.09	149.1	-50	-25.12%
Porcentaje de la demanda transada en bolsa (%)	25.56%	30.45%	0.05	19.12%
Porcentaje de la demanda transada en contratos (%)	108.22%	99.35%	-0.09	-8.19%
Valor transado en bolsa nacional (millones $)	3,909,029	4,108,954	199,925	5.11%
Valor transado en contratos (millones $)	10,263,593	10,256,458	-7,134	-0.07%
Precio promedio aritmético bolsa nacional ($/kWh)	378.19	299.81	-78	-20.73%
Precio promedio ponderado bolsa nacional ($/kWh)	378.31	305.19	-73	-19.33%
Precio promedio ponderado contratos ($/kWh)	143.42	156.07	13	8.82%
Restricciones sin alivios (millones $)	493,073	837,840	344,767	69.92%
Responsabilidad comercial AGC (millones pesos)	393,567	345,181	-48,385	-12.29%
Desviaciones (millones $)	61,062	34,230	-26,832	-43.94%
Cargos CND y ASIC (millones $)	102,210	123,787	21,577	21.11%
Total transacciones mercado sin contratos (millones $)	9,004,321	8,912,082	-92,239	-1.02%
Total transacciones del mercado (millones $)	19,267,914	19,168,541	-99,373	-0.52%
Rentas de congestión (millones $)	2732.53	47169.24	44,437	1626.21%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones $)	2,752,533	3,422,966	670,433	24.36%
Desviaciones del Cargo por Confiabilidad (millones $)	1,344,041	1,123,083	-220,958	-16.44%
Restricciones Finales - Con alivios (millones $)	433,332	997,770	564,438	130.26%
Reconciliaciones Negativas (millones $)	2,753,574	2,284,929	-468,645	-17.02%
Reconciliaciones Positivas (millones $)	2,011,875	2,269,463	257,588	12.80%
Recaudo Res. CREG 178 de 2015 (millones $)	7,454	146,350	138,895	1863.31%
Balance Final Programa de Ahorro Comercializadores (Res. CREG 029/2016) (millones $)	0	69,403	69,403	N/A
Ingreso Regulado de OPACGNI (millones $)	0	6,245	6,245	N/A
Liquidación de la Energía Excedentaria (Res. 197/2015) (millones $)	3,205	16,039	12,834	400.43%

LAC				
FAZNI (1) (millones $)	77,256	118,794	41,538	53.77%
FOES (2) (millones $)	71	100,544	100,474	142339.66%
FAER (3) (millones pesos)	88,218	107,350	19,132	21.69%
PRONE (4) (millones pesos)	52,816	94,507	41,691	78.94%
Cargos por uso (5) STN (millones $)	1,516,468	1,808,556	292,088	19.26%
Cargos por uso STR (millones $)	1,083,492	1,131,376	47,884	4.42%
Cargos por uso SDL (6) (millones $)	3,563,861	3,884,415	320,554	8.99%

(1) FAZNI - Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas.

(2) FOES - Fondo de energía social

(3) FAER - Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas

(4) PRONE - Programa de normalización de redes eléctricas

(5) El valor de cargos por uso del STN incluye la contribución al FAER y la contribución PRONE

(6) Corresponde a los ingresos para las ADD (áreas de distribución) Oriente, Occidente, Sur y Centro desde enero a noviembre 2012

Agentes del mercado

Tabla 3. Agentes del mercado		
Actividad	**Registrados**	**Transando**
Generación	68	57
Transmisión Nacional	15	12*
Distribución	32	31
Comercialización	104	71
Fronteras usuarios regulados	9,554	
Fronteras usuarios no regulados	5,373	
Fronteras de alumbrado público	346	

* Corresponde a los agentes a los que se les liquida Cargos por Uso STN, STR y ADD

Líneas de transmisión del SIN

Tabla 3. Líneas de transmisión del SIN	
Líneas	**Longitud km**
Líneas	Longitud km
Transmisión 110 - 115 kV	10,279.9
Transmisión 138 kV	15.5
Transmisión 220 - 230 kV	12,368.8
Transmisión 500 kV	2,489.5
TOTAL SIN	25,153.7

Oferta y generación

Condiciones climáticas

Uno de los factores que tienen mayor incidencia en la variabilidad climática a escala multianual sobre el territorio colombiano, es el comportamiento de las variables atmosféricas y oceánicas en el Pacífico tropical. Esto se debe a que perturbaciones periódicas generadas por cualquiera de los extremos de las variables asociadas con El Niño y la Oscilación del Sur (ENOS), tales como El Niño o La Niña, modulan el comportamiento del clima en nuestro país y afectan de manera decisiva los totales precipitados a nivel estacional.

En este sentido, vale la pena destacar el papel del Índice Oceánico de El Niño (ONI, por su sigla en inglés), el cual refleja el grado de calentamiento de las aguas superficiales en el Pacífico ecuatorial central (entre 120W oeste y 170W oeste) e influye directamente en el grado de interacción océano-atmósfera en esta zona del Pacifico. La importancia de este indicador radica en que hoy en día es utilizado para identificar, hacer seguimiento y caracterizar la fortaleza de alguno de los extremos del ENOS, ya sea El Niño (evento cálido) o La Niña (evento frío).

La tabla del anexo denominado “Índice oceánico de El Niño (ONI)” presenta la última versión de los valores del ONI desde 1950. En la misma tabla, se resaltan en rojo y azul los episodios El Niño y La Niña, respectivamente. De acuerdo con este indicador, valores iguales o superiores (inferiores) a 0.5 (-0.5) indican calentamiento (enfriamiento). Si este calentamiento (enfriamiento) se prolonga por cinco o más períodos consecutivos, entonces se dice que ha ocurrido El Niño (La Niña). En este sentido el ONI es retrospectivo, pues califica el evento una vez este se ha consolidado. La figura 1 del anexo “Índice oceánico de El Niño (ONI)” muestra el comportamiento del ONI desde 1950.

Así, con base en este indicador y revisando los datos históricos, 2016 se caracterizó por ser el año en el que tuvo su apogeo y finalizó uno de los eventos más fuertes El Niño registrados desde mediados del siglo pasado. El valor máximo del ONI para este episodio El Niño fue alcanzado a finales de 2015 y fue de 2.3°C, igual al observado en El Niño 1997-98 para esta misma época. Es importante anotar que durante el desarrollo de El Niño, las referencias utilizadas por la NOAA para el cálculo de este índice cambiaron en dos oportunidades, por lo que de acuerdo con la última versión, el inicio del actual episodio vuelve a colocarse a finales de 2014, concretamente en el último trimestre de 2014. Este fue el momento a partir del cual los valores del ONI se mantuvieron de manera persistente por encima de 0.5°C, alcanzando la categoría de episodio muy fuerte entre los trimestres de sep-nov/2015 y ene-mar/2016, cuando este indicador alcanzó o superó las anomalías de +2°C.

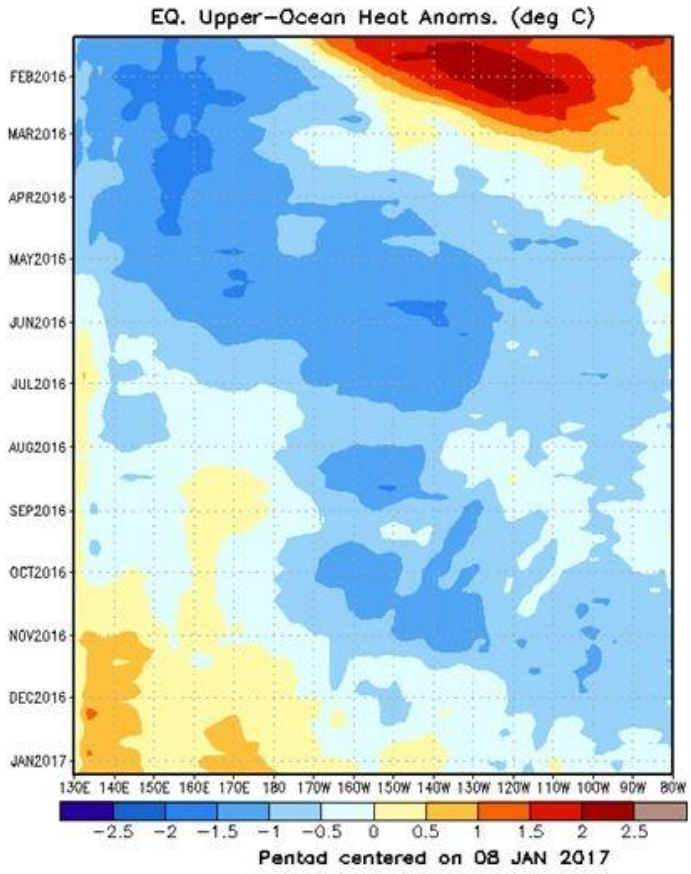
En la figura 1 se presentan las anomalías de calor superficial a lo largo del Pacífico Ecuatorial (en sus primeros 300 metros de profundidad). En el extremo derecho se hallan las costas de Sudamérica. Las zonas en color azul corresponden a anomalías negativas, o enfriamiento; en tanto que los colores amarillo a rojo denotan anomalías positivas, es decir, el calentamiento que cuando adquiere valores del ONI superiores a 0.5 durante al menos cinco meses consecutivos, señala la presencia de condiciones asociadas con El Niño.

En esta figura se pueden apreciar lo que los expertos comúnmente llaman ondas Kelvin y que corresponden a los pulsos de calor (amarillo a rojo) o de frío (en azul) que se desplazan desde el extremo occidental del Pacífico ecuatorial, hasta las costas de Sudamérica. La importancia de estas ondas Kelvin radica en el hecho de que con su arribo a las costas sudamericanas pueden afectar los patrones climáticos locales, al ocasionar una reducción (cuando son positivas) de las precipitaciones y en consecuencia, de la respuesta hidrológica, representada en los caudales afluentes a los embalses.

En la figura 1 también se aprecia al comienzo de 2016 la finalización de El Niño y la rápida transición hacia condiciones neutrales. De igual manera, se observa la formación y desarrollo de un enfriamiento, el cual que se presentó con mayor fortaleza entre febrero y mediados de mayo, y que contribuyó con su desplazamiento en dirección este, al debilitamiento y la finalización de El Niño 2014-16.

Posteriormente, este núcleo frío se fue debilitando hasta desaparecer a finales de diciembre de 2016. Al tiempo que esto ocurría, en el Pacífico occidental volvía a formarse un ligero calentamiento, el cual a finales de 2016 se había fortalecido al oeste de la línea de cambio de fecha (180).

Figura 1. Anomalías del contenido de calor superficial oceánico – fuente CPC-NCEP (NOAA)



Campos de anomalías de la temperatura superficial del mar (TSM)

Las figuras 2 y 3 muestran el comportamiento de las anomalías de la temperatura superficial del mar (TSM) sobre todo el océano mundial en enero de 2016 y la primera semana de 2017; es decir se puede ver la variación del campo térmico superficial durante el año pasado. Por convención, las zonas en azul corresponden a enfriamiento (anomalías negativas), en tanto que el degradado amarillo-naranja se asocia con condiciones cálidas (anomalías positivas).

Como puede verse en las imágenes, a comienzos del año 2016 prevalecía el calentamiento típico, asociado con un fenómeno El Niño muy fuerte, lo cual se evidencia por la magnitud de las anomalías positivas, las cuales en algunas partes del Pacífico tropical alcanzó +3°C. En contraste con lo anterior, a finales de 2016 la situación cambió abruptamente y el campo térmico superficial del Pacifico ecuatorial se caracterizó por la alternancia de zonas con anomalías negativas (enfriamiento) o neutrales.

Figura 2. Campo de anomalías de la TSM en el océano en 2016. Fuente: NOAA. Earth System Research Laboratory.

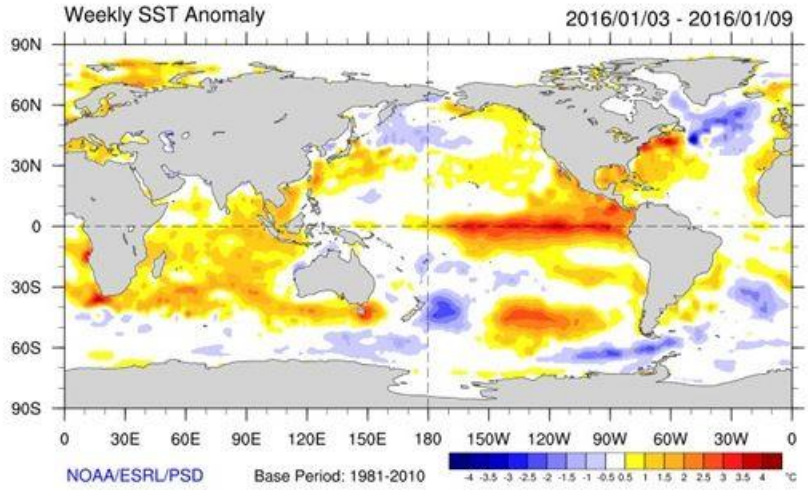
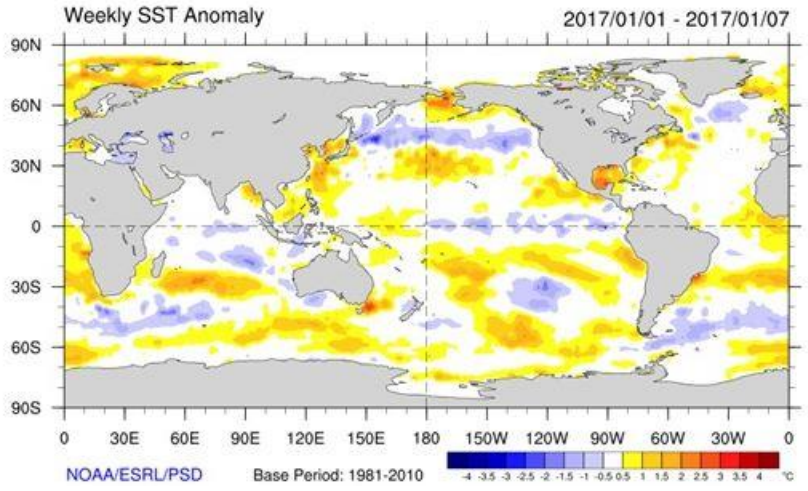


Figura 3. Campo de anomalías de la TSM en el océano en 2017. Fuente: NOAA. Earth System Research Laboratory.



Aportes

En la gráfica 1 se compara la afluencia hidrológica acumulada a los embalses asociados al SIN durante 2016, (expresada en energía), versus la afluencia media acumulada (utilizando los promedios mensuales para todas las series hidrológicas). Es decir, se analiza el comportamiento de un embalse de volumen infinito que se llena bajo dos condiciones: caudales registrados en 2016 (línea azul) y caudal medio mensual (línea naranja). La diferencia que se obtiene entre ambas curvas al finalizar el año permite identificar el déficit o el exceso de energía afluente.

Nótese que durante 2016 los aportes acumulados fueron siempre inferiores a los que se hubieran dado si todas las series hidrológicas hubieran contribuido con el caudal medio mensual. De acuerdo con ello, los aportes energéticos al SIN durante 2016 fueron 53,118 GWh, un 17% inferiores al acumulado anual medio. Aunque esta diferencia había sido ligeramente superior en 2015 (21%) de igual manera refleja el fuerte impacto que El Niño ha tenido en el agregado del SIN durante el año pasado.

La pendiente de los distintos tramos que forman las curvas permite evaluar visualmente el comportamiento de los aportes: a mayor pendiente mayores contribuciones energéticas y viceversa. Aquellos segmentos de curva donde las líneas son paralelas corresponden a aportes cercanos a la media para dicho período. En la tabla que acompaña a la gráfica 1 se pueden consultar además, los valores de aportes energéticos mensuales al SIN, tanto en energía como en porcentaje de la media.

Gráfica 1 – Aportes energéticos acumulados durante 2016 versus valores medios mensuales

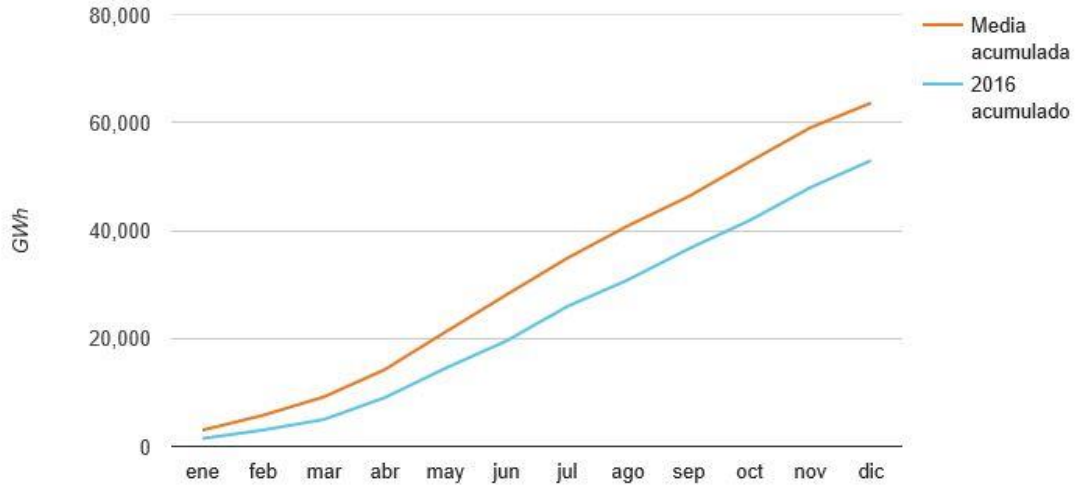


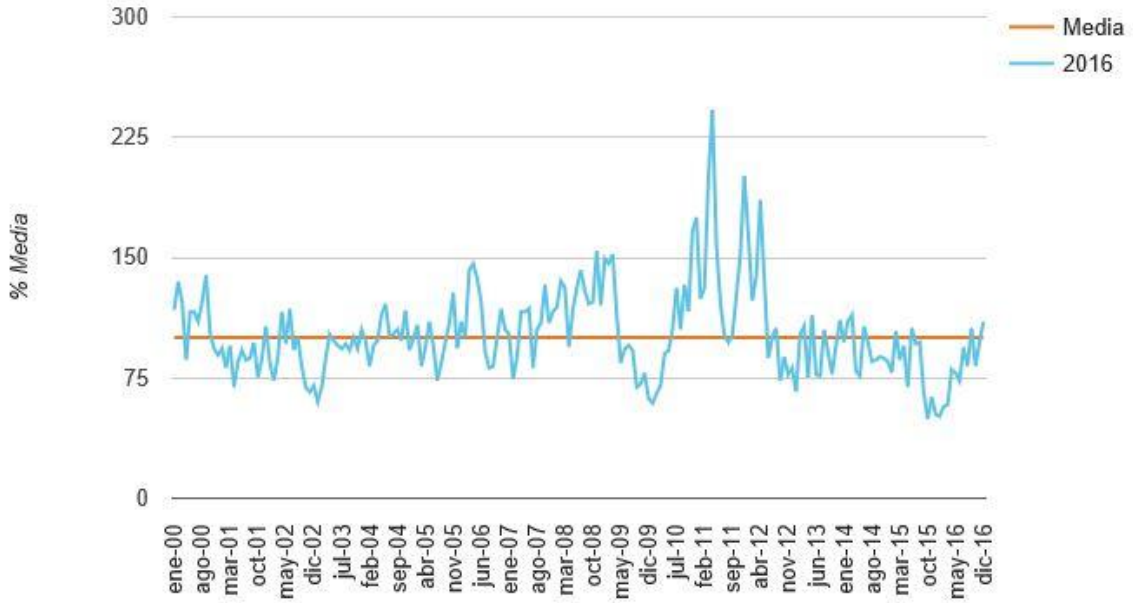
Tabla 1. Aportes energéticos acumulados durante 2016 y valores medios mensuales					
Mes	Aportes GWh	Media histórica GWh	Aporte en % de la media	Acumulado aportes Año GWh	Acumulado Medias Año GWh
ene-16	1,595.9	3,144.3	50.8	1,595.9	3,144.3
feb-16	1,565.7	2,757.0	56.8	3,161.6	5,901.4
mar-16	1,961.1	3,406.9	57.6	5,122.7	9,308.3
abr-16	4,050.9	5,060.4	80.1	9,173.6	14,368.7
may-16	5,447.6	6,978.4	78.1	14,621.2	21,347.1
jun-16	5,052.9	6,876.3	73.5	19,674.1	28,223.4
jul-16	6,372.7	6,767.6	94.2	26,046.8	34,991.0
ago-16	4,938.6	6,017.7	82.1	30,985.4	41,008.7
sep-16	5,761.2	5,441.7	105.9	36,746.6	46,450.4
oct-16	5,246.4	6,431.6	81.6	41,993.0	52,882.0
nov-16	6,101.7	6,305.1	96.8	48,094.7	59,187.1
dic-16	5,023.9	4,587.7	109.5	53,118.6	63,774.8

La gráfica 2 muestra la evolución de aportes energéticos al SIN en lo que va corrido de este siglo, expresados en porcentaje de la media. En la escala vertical de esta figura, 100% corresponde a la media, de ahí que valores por debajo de ella se consideran deficitarios y arriba de la misma, como aportes en exceso de la media.

Así, se puede ver muy bien el impacto de anteriores episodios extremos del ENSO, tales como El Niño 2009-2010, en los bajos aportes al SIN, seguido de La Niña 2010-2011; el resurgimiento de condiciones típicas de La Niña durante 2011-2012, seguido de la fase de gestación de condiciones tipo El Niño en la segunda mitad de 2012, que a la postre no se concretaron con la aparición de un evento de esta naturaleza; el impacto de un evento El Niño muy fuerte durante 2014 hasta comienzos de 2016; y, finalmente el año 2016, deficitario en esencia, pero cuya recuperación en aportes permitió que el agregado superase la media en diciembre.

También es importante anotar, que desde mediados de 2012 los aportes al SIN han sido mayormente deficitarios, lo cual muestra que nos hayamos en una fase prolongada de bajos aportes, que podría incidir en los tiempos de recuperación de cada cuenca y en el régimen estacional de los ríos, en el largo plazo.

Gráfica 2 – Aportes hídricos agregado SIN 2016



Reservas

En la tabla 2 se presenta el estado de las reservas útiles agregadas al final de cada mes de 2016. Nótese que al terminar 2016, las reservas hídricas útiles almacenadas en los embalses del SIN se situaron en el 73.8%, (lo cual representa un 12.6% por encima del valor en que habían finalizado 2015: 61.2% del embalse útil), lo cual corresponde a 12,585.5 GWh. La capacidad útil total agregada al finalizar 2016 era de 17,042.8 GWh

Este aumento porcentual del embalse útil evidencia la recuperación de los ríos afluentes a los embalses del SIN, como resultado de la finalización del fenómeno de El Niño 2014-16 y la transición hacia condiciones entre normales y ligeramente más frías de lo normal en el océano Pacífico ecuatorial. Las pequeñas variaciones en la capacidad útil obedecen principalmente a las actualizaciones de la eficiencia hidráulica de las centrales (factor de conversión), que ocurren regularmente.

Es importante señalar además, que el 15 de febrero de 2016 debido a un accidente, la central Guatapé salió de operación, lo cual ocasionó que el agua almacenada en la zona útil del embalse El Peñol no pudiera ser utilizada para efectos de generación de energía. Este atrapamiento de energía se presentó hasta finales de abril de 2016, cuando entró en operación el 25% de la capacidad neta de la central. Así, los valores del volumen útil diario de febrero y marzo de 2016 se hallan afectados por esta circunstancia.

Tabla 2 – Evolución mensual de las reservas del SIN en 2016			
Fecha	**Volumen Útil Diario (1) GWh**	**Volumen Útil Diario (2) %**	**Capacidad Útil (3) GWh**
ene/2016	9,037.32	52.3	17,269.07
feb/2016(4)	5,185.53	30.0	17,260.64
mar/2016(4)	4,276.00	24.8	17,273.79
abr/2016	7,006.43	40.5	17,285.93
may/2016	7,684.79	44.5	17,276.25
jun/2016	8,185.40	47.5	17,237.62
jul/2016	9,705.21	56.3	17,237.62
ago/2016	9,733.17	56.5	17,237.62
sep/2016	10,619.58	61.6	17,237.62
oct/2016	11,326.48	65.7	17,237.62
nov/2016	12,529.36	72.7	17,237.62
dic/2016	12,585.51	73.8	17,042.78

(1) Volumen Útil Diario: Volumen almacenado por encima del Nivel Mínimo Técnico, reportado diariamente por los agentes (Según Acuerdo No. 294 del CNO - julio 11 de 2004)

(2) Corresponde a la relación entre el Volumen Útil Diario y la Capacidad Útil del Embalse.

(3) Capacidad Útil: Corresponde al Volumen Útil del Embalse, que se define como el volumen almacenado entre el Nivel Mínimo Técnico y el Nivel Máximo Físico.

(4) Los valores de los volúmenes reflejan el descenso del volumen útil disponible en el Peñol desde el 15 de febrero hasta el 30 de abril, como resultado del accidente.

Reservas por región

En la gráfica y tabla 3 se muestra la participación de las diferentes regiones hidrológicas en las reservas del embalse útil al finalizar el año. En este sentido, a la región Antioquia le correspondió el 42.7%, seguida de Oriente (27.1%) y Centro (26.7%).

Gráfica 3 - Participación reservas por región a 31 de diciembre de 2016

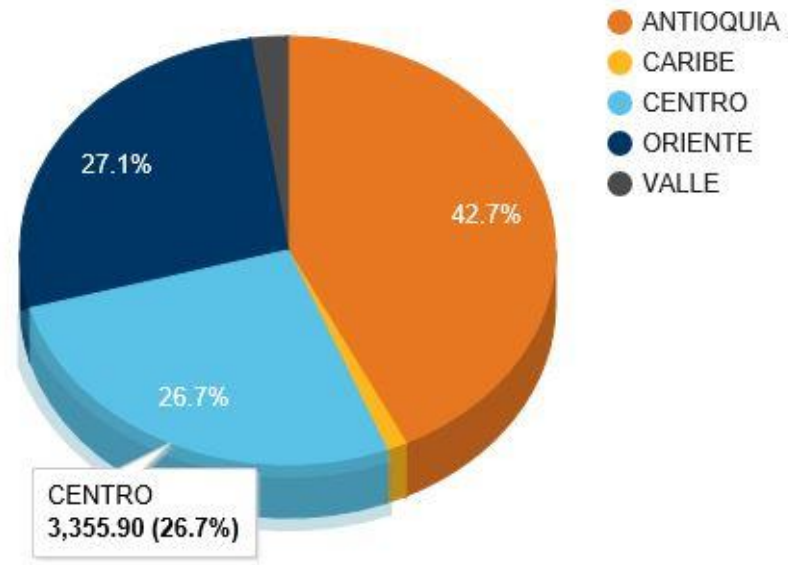
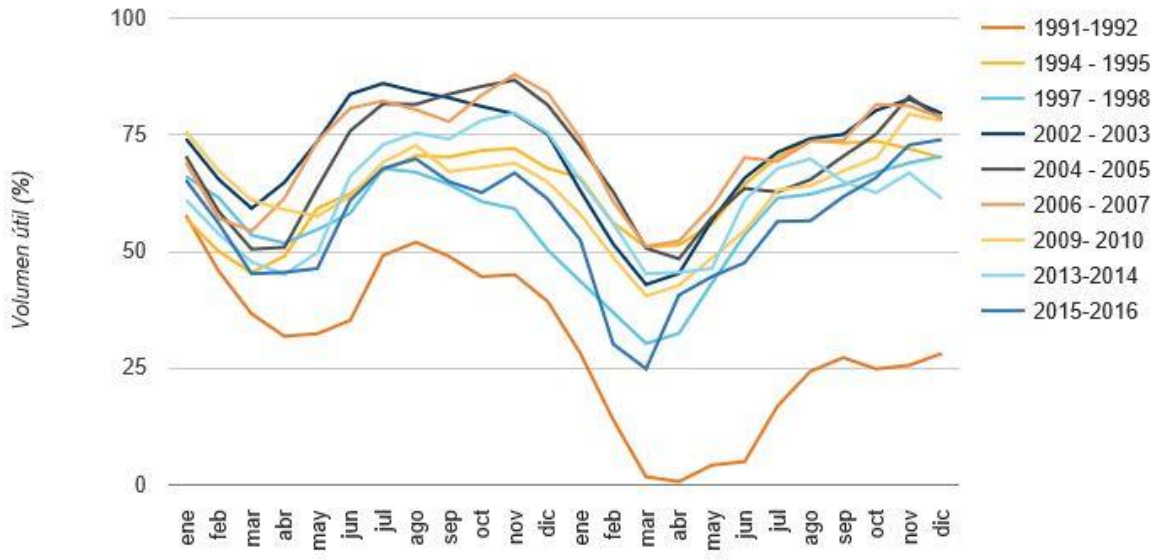


Tabla 3. Reservas en embalses a diciembre de 2016		
ANTIOQUIA	42.7	5380.1
CARIBE	1.2	153.6
CENTRO	26.7	3355.9
ORIENTE	27.1	3415.0
VALLE	2.2	280.8
TOTAL	100.0	12585.5

En la gráfica 4 se presenta la evolución del embalse agregado durante los últimos dos años de El Niño 2014-16, comparado con los bienios en que se han presentado eventos El Niño de acuerdo con el índice Oceánico El Niño (ONI: Oceanic El Niño Index).

Gráfica 4 – Comparación evolución embalse agregado año 2016 versus enventos El Niño recientes



En la gráfica 4 se puede apreciar que durante los primeros meses de 2016, los valores del embalse agregado siguieron la tendencia estacional. Es decir, una caída a niveles mínimos anuales como resultado de la finalización de la temporada de estiaje de finales de 2015 – comienzos de 2016, la cual se agravó por el atrapamiento de energía en El Peñol. Sin embargo, desde finales de abril se dio la recuperación de las reservas debido a la finalización de El Niño y su correspondiente transición a condiciones neutrales.

Generación del SIN

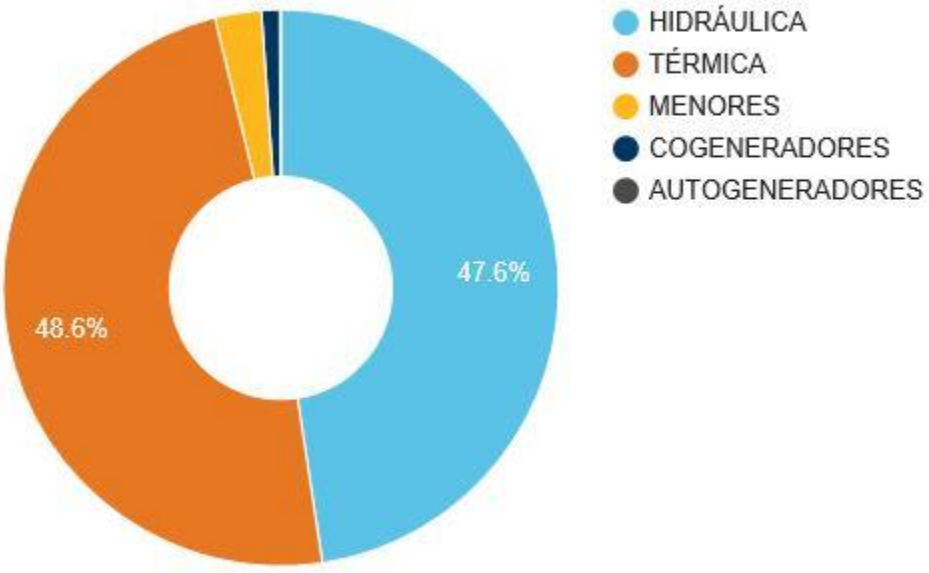
A diciembre 31 de 2016, la generación anual de energía eléctrica en Colombia fue de 65,940.3 GWh, 0.9% por debajo de la registrada en 2015 para este mismo periodo (66,548.5 GWh). Este decrecimiento está asociado principalmente con la disminución de la demanda del SIN (-0.2%) y con el incremento de las importaciones desde Ecuador durante el primer trimestre de 2016, debido al evento de El Niño.

El comportamiento de la generación durante el año 2016 estuvo impactado por la disponibilidad del recurso hídrico. Es así como durante el primer trimestre 2016, cuando se evidenció la mayor escasez hídrica producida por el evento El Niño, la participación de la generación térmica en el cubrimiento de la demanda superó a la hidráulica (gráfica 5), mientras que para los restantes períodos del año, una vez retornaron los aportes hídricos a la normalidad, la participación de la generación térmica volvió a los niveles usuales, es decir entre el 15% y el 20% de la generación total del sistema.

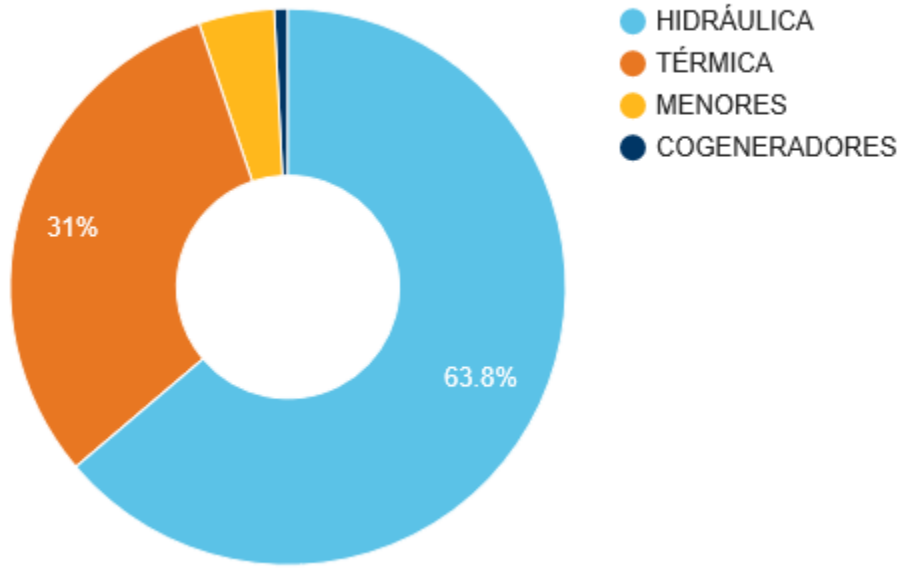
Al finalizar 2016, en la generación agregada por tecnología, se resalta el incremento de la generación hidráulica con un crecimiento del 4.2% frente a 2015, pasando de una participación del 63.8% en 2015, al 67.1% en 2016 (ver gráficas 6 y 7), mientras que la generación térmica para 2016 decreció en un 13.8% frente a 2015.

Es importante destacar que a partir de marzo 2016 ingresó a la generación del SIN un nuevo tipo de generación, los denominados autogeneradores, los cuales ingresaron gracias a la flexibilización de requisitos otorgada por la Resolución CREG 026 de 2016. En la generación total del SIN los autogeneradores participaron con el 0.2% de la generación total en 2016.

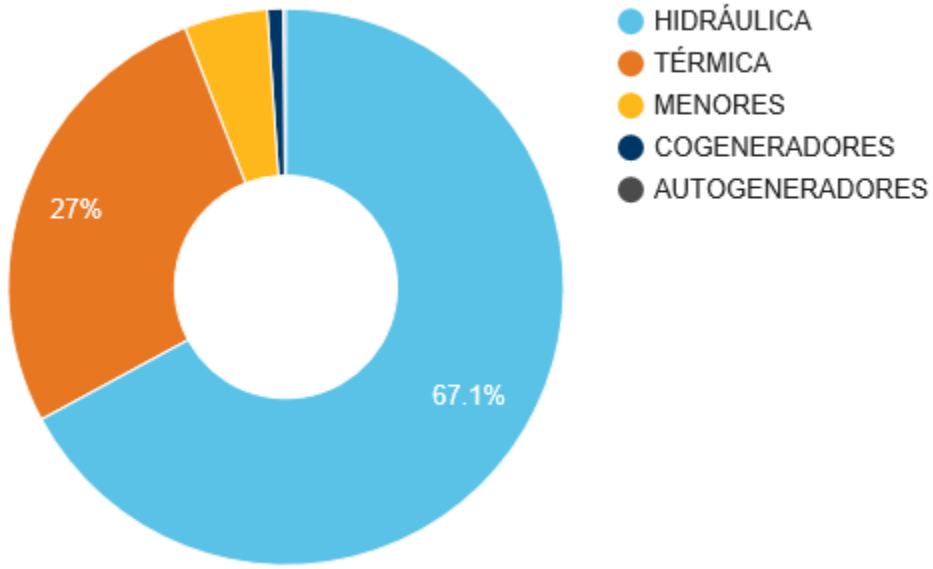
Gráfica 5. Composición de la generación del SIN en el primer trimestre de 2016



Gráfica 6. Composición de la generación del SIN en 2015



Gráfica 7. Composición de la generación del SIN en 2016



Consumo de combustibles

Tabla 4. Consumo de combustibles en el SIN (GBTU) 2015 y 2016			
Combustible (1)	**2015**	**2016**	**Participación en 2016**
Gas	73,803.11	61,300.36	67.20%
Carbón (2)	3,403.73	2,884.46	3.16%
ACPM (*)	12,337.98	15,814.14	17.37%
Combustoleo (*)	2,396.53	1,899.23	2.08%
Jet A1	269.46	802.13	0.88%
Mezcla	16,343.07	8,518.06	9.34%
Total	108,553.88	91,218.37	100.00%

(1) Consumo declarado por los agentes generadores ante el ASIC.

(2) El consumo de carbón se calcula a partir de la curva de eficiencias declarada por el agente.

(*) Con base en las circulares CREG de declaración de parámetros para el ENFICC y de la clasificación de Ecopetrol, se adopta los nombres de combustibles líquidos para las plantas térmicas así: DIESEL, ACPM o FUEL OIL No. 2 como ACPM, y FUEL OIL, FUEL OIL No. 6 o COMBUSTÓLEO como Combustoleo.

Capacidad efectiva neta

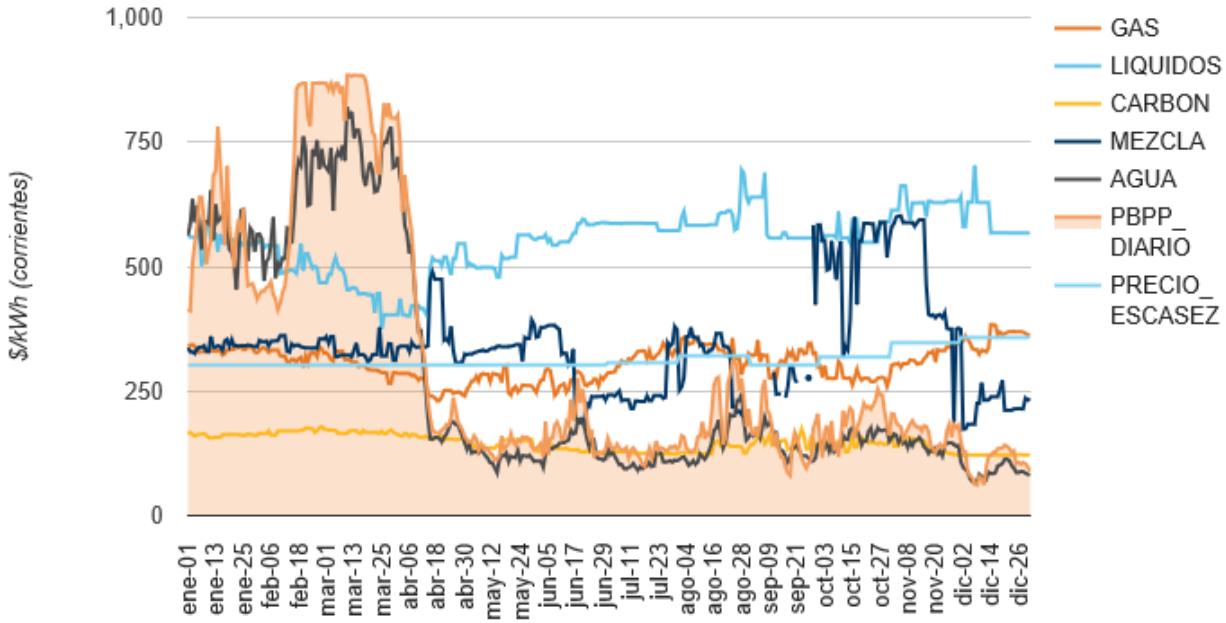
La capacidad efectiva neta del SIN al finalizar el 2016 fue 16,594.52 MW. Al comparar la capacidad con la registrada en 2015 se observa un crecimiento en 174.5 MW, equivalentes al 1,06%. Este aumento obedece principalmente al incremento de la capacidad efectiva neta de la central hidroeléctrica Guavio (50 MW) y del cogenerador Ingenio Risaralda (9.5 MW), a la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas Morro Azul 19.9 MW, Tunjita 19.7 MW, Guavio Menor 9.9 MW, Magallo 5.7 MW, Porce III Menor 1.8 MW, Coello 1.2 MW, El Cocuyo 0.7 MW y La Frisolera 0.47 MW , del cogenerador Ingenio Manuelita 3.5 MW, de las centrales de generación térmica Tequendama Biogas 2.25 MW, Termobolivar 9.7 MW y Doña Juana 1.7 MW, de los autogeneradores Argos Cartagena 9.9 MW, Argos Yumbo 9.9 MW, Reficar Cartagena 9.9 MW, Unibol 1.1 MW y Yaguarito 1.6 MW,así como a la actualización de las capacidades efectivas netas asociadas a los combustibles principales que respaldan las obligaciones de energía firme para la vigencia diciembre 1 de 2016 a noviembre 30 de 2017 para el cargo por confiabilidad.

Tabla 5. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2015 y 2016

Recursos	2015 (MW)	2016 (MW)	Participación (%)	Variación (%)
Hidráulicos	10,892	10,963	66.06%	0.65%
Térmicos	4,743	4,728	28.49%	-0.32%
Gas	1,548	2,128		37.47%
Carbón	1,339	1,329		-0.75%
Fuel - Oil	--	--		0.00%
Combustóleo	299	187		-37.46%
ACPM	1,247	774		-37.93%
Jet1	46	46		0.00%
Gas-Jet A1	264	264		0.00%
Menores	698.42	771.52	4.65%	10%
Hidráulicos	608.55	648.10		6.50%
Térmicos	71.45	105		46.96%
Eólica	18.42	18.42		0.00%
Cogeneradores	86.60	99.60	0.60%	15.01%
Autogeneradores	--	32	0.20%	100%
Total SIN	16,420.02	16,594.52	100%	1.06%

Precios de oferta

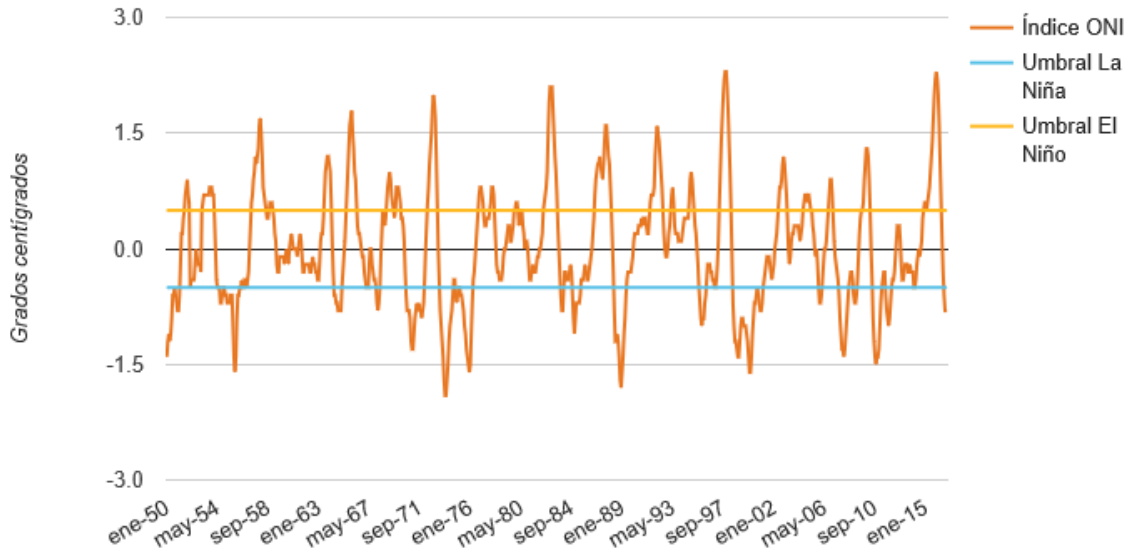
Gráfica 8. Precios de oferta por combustible principal



Índice oceánico de El Niño (ONI)

El Índice Oceánico de El Niño (ONI en inglés), cuyo comportamiento se puede observar en la gráfica 9, es de hecho el estándar que la NOAA utiliza para identificar eventos cálidos (El Niño) y fríos (La Niña) en el océano Pacífico tropical. Se calcula como la media móvil de tres meses de las anomalías de la temperatura superficial del mar para la región El Niño 3.4 (es decir, la franja comprendida entre 5°N-5°S y 120°-170°W).

Gráfica 9. Comportamiento del índice ONI desde 1950



En la figura 4 se presentan los valores del ONI desde 1950. Es importante anotar que esta figura se actualiza con cierta regularidad debido a que el período de referencia para el cálculo de la media es móvil. Por esta razón, la magnitud de las anomalías puede variar de vez en cuando, afectando los valores de frontera (-0.5°C y +0.5°C) de tal forma que la duración de un evento y eventualmente su fortaleza, podría sufrir leves cambios.

Figura 4. Valores del Índice Oceánico El Niño, desde 1950

Año/Trimestre	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
1950	-1.4	-1.2	-1.1	-1.2	-1.1	-0.9	-0.6	-0.6	-0.5	-0.6	-0.7	-0.8
1951	-0.8	-0.6	-0.2	0.2	0.2	0.4	0.5	0.7	0.8	0.9	0.7	0.6
1952	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.2	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3
1953	0.5	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.7
1954	0.7	0.4	0.0	-0.4	-0.5	-0.5	-0.5	-0.7	-0.7	-0.6	-0.5	-0.5
1955	-0.6	-0.6	-0.7	-0.7	-0.7	-0.6	-0.6	-0.6	-1.0	-1.4	-1.6	-1.4
1956	-0.9	-0.6	-0.6	-0.5	-0.5	-0.4	-0.5	-0.5	-0.4	-0.4	-0.5	-0.4
1957	-0.3	0.0	0.3	0.6	0.7	0.9	1.0	1.2	1.1	1.2	1.3	1.6
1958	1.7	1.5	1.2	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6
1959	0.6	0.5	0.4	0.2	0.1	-0.2	-0.3	-0.3	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
1960	-0.1	-0.2	-0.1	0.0	-0.1	-0.2	0.0	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0
1961	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.1	0.2	0.1	-0.1	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2
1962	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.2	-0.1	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4
1963	-0.4	-0.2	0.1	0.2	0.2	0.4	0.7	1.0	1.1	1.2	1.2	1.1
1964	1.0	0.6	0.1	-0.3	-0.6	-0.6	-0.7	-0.7	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8
1965	-0.5	-0.3	-0.1	0.1	0.4	0.7	1.0	1.3	1.6	1.7	1.8	1.5
1966	1.3	1.0	0.9	0.6	0.3	0.2	0.2	0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.3
1967	-0.4	-0.5	-0.5	-0.5	-0.2	0.0	0.0	-0.2	-0.3	-0.4	-0.4	-0.5
1968	-0.7	-0.8	-0.7	-0.5	-0.1	0.2	0.5	0.4	0.3	0.4	0.6	0.8
1969	0.9	1.0	0.9	0.7	0.6	0.5	0.4	0.5	0.8	0.8	0.8	0.7
1970	0.6	0.4	0.4	0.3	0.1	-0.3	-0.6	-0.8	-0.8	-0.8	-0.9	-1.2
1971	-1.3	-1.3	-1.1	-0.9	-0.8	-0.7	-0.8	-0.7	0.8	-0.8	-0.9	-0.8
1972	-0.7	-0.4	0.0	0.3	0.6	0.8	1.1	1.3	1.5	1.8	2.0	1.9
1973	1.7	1.2	0.6	0.0	-0.4	-0.8	-1.0	-1.2	-1.4	-1.7	-1.9	-1.9
1974	-1.7	-1.5	-1.2	-1.0	-0.9	-0.8	-0.6	-0.4	-0.4	-0.6	-0.7	-0.6
1975	-0.5	-0.5	-0.6	-0.6	-0.7	-0.8	-1.0	-1.1	-1.3	-1.4	-1.5	-1.6
1976	-1.5	-1.1	-0.7	-0.4	-0.3	-0.1	0.1	0.3	0.5	0.7	0.8	0.8
1977	0.7	0.6	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.8	0.8
1978	0.7	0.4	0.1	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.1	0.0
1979	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.1	0.1	0.2	0.3	0.5	0.5	0.6
1980	0.6	0.5	0.3	0.4	0.5	0.5	0.3	0.2	0.0	0.1	0.1	0.0
1981	-0.2	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.1	-0.1	0.0
1982	0.0	0.1	0.2	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.5	1.9	2.1	2.1
1983	2.1	1.8	1.5	1.2	1.0	0.7	0.3	0.0	-0.3	-0.6	-0.8	-0.8
1984	-0.5	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.3	-0.6	-0.9	-1.1
1985	-0.9	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.6	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.3
1986	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.1	0.0	0.2	0.4	0.7	0.9	1.0	1.1
1987	1.1	1.2	1.1	1.0	0.9	1.1	1.4	1.6	1.6	1.4	1.2	1.1
1988	0.8	0.5	0.1	-0.3	-0.8	-1.2	-1.2	-1.1	-1.2	-1.4	-1.7	-1.8
1989	-1.6	-1.4	-1.1	-0.9	-0.6	-0.4	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.1
1990	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0.4	0.4
1991	0.4	0.3	0.2	0.2	0.4	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	1.2	1.4
1992	1.6	1.5	1.4	1.2	1.0	0.8	0.5	0.2	0.0	-0.1	-0.1	0.0
1993	0.2	0.3	0.5	0.7	0.8	0.6	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
1994	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6	0.9	1.0
1995	0.9	0.7	0.5	0.3	0.2	0.0	-0.2	-0.5	-0.7	-0.9	-1.0	-0.9
1996	-0.9	-0.7	-0.6	-0.4	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.5
1997	-0.5	-0.4	-0.2	0.1	0.6	1.0	1.4	1.7	2.0	2.2	2.3	2.3
1998	2.1	1.8	1.4	1.0	0.5	-0.1	-0.7	-1.0	-1.2	-1.2	-1.3	-1.4
1999	-1.4	-1.2	-1.0	-0.9	-0.9	-1.0	-1.0	-1.0	-1.1	-1.2	-1.4	-1.6
2000	-1.6	-1.4	-1.1	-0.9	-0.7	-0.7	-0.6	-0.5	-0.6	-0.7	-0.8	-0.8
2001	-0.7	-0.5	-0.4	-0.3	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.3	-0.4	-0.3
2002	-0.2	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8	0.8	0.9	1.1	1.2	1.1
2003	0.9	0.7	0.4	0.0	-0.2	-0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
2004	0.3	0.3	0.2	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.7	0.7	0.6	0.7
2005	0.7	0.6	0.5	0.5	0.3	0.2	0.0	-0.1	0.0	-0.2	-0.5	-0.7
2006	-0.7	-0.6	-0.4	-0.2	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	0.9
2007	0.7	0.4	0.1	-0.1	-0.2	-0.3	-0.4	-0.6	-0.9	-1.1	-1.3	-1.3
2008	-1.4	-1.3	-1.1	-0.9	-0.7	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.4	-0.6	-0.7
2009	-0.7	-0.6	-0.4	-0.1	0.2	0.4	0.5	0.5	0.6	0.9	1.1	1.3
2010	1.3	1.2	0.9	0.5	0.0	-0.4	-0.9	-1.2	-1.4	-1.5	-1.4	-1.4
2011	-1.3	-1.0	-0.7	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.6	-0.8	-0.9	-1.0	-0.9
2012	-0.7	-0.5	-0.4	-0.4	-0.3	-0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	0.1	-0.2
2013	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3
2014	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	-0.1	0.0	0.1	0.4	0.5	0.6
2015	0.6	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.4	1.7	2.0	2.2	2.3
2016	2.2	2.0	1.6	1.1	0.6	0.1	-0.3	-0.6	-0.8	-0.8	-0.8	-0.7

Para efectos históricos, la identificación de episodios cálidos El Niño (anomalías positivas) o fríos La Niña (anomalías negativas), ocurre cuando el valor del ONI supera el umbral de +0.5°C para El Niño o es inferior a -0.5°C para La Niña, durante al menos cinco períodos consecutivos.

Como puede verse en la figura 4, el anterior episodio El Niño se había presentado en 2009-10. El Niño actual también fue precedido por dos eventos fríos: en 2010-11 y 2011-12.

Finalmente, los valores del ONI para El Niño 2014-16 muestran que este evento está entre los tres más fuertes de los registrados desde 1950.

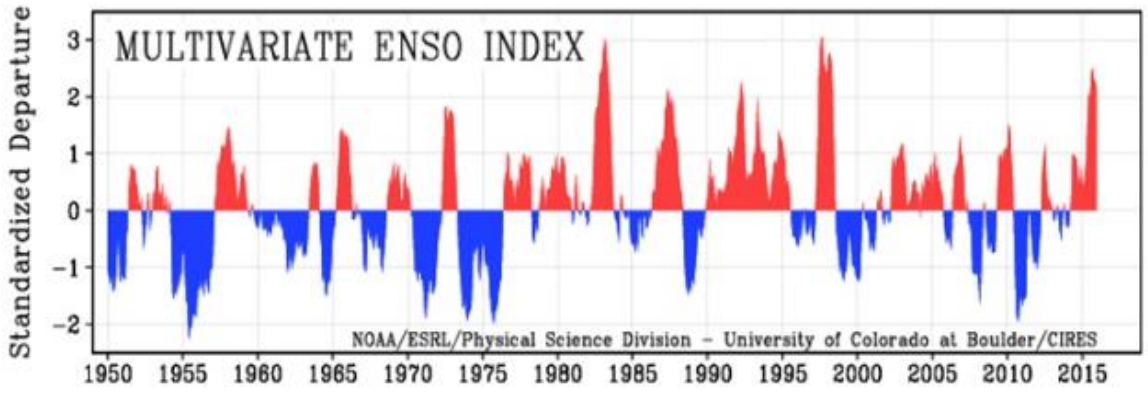
La información de la figura 4 es tomada de la **página oficial de la NOAA**.

Índice multivariado ENSO

El Niño Oscilación del Sur (ENOS) es el fenómeno natural más importante que refleja el acoplamiento entre el océano y la atmósfera, ya que es capaz de modular la variabilidad climática a escala interanual en extensas zonas del globo terráqueo.

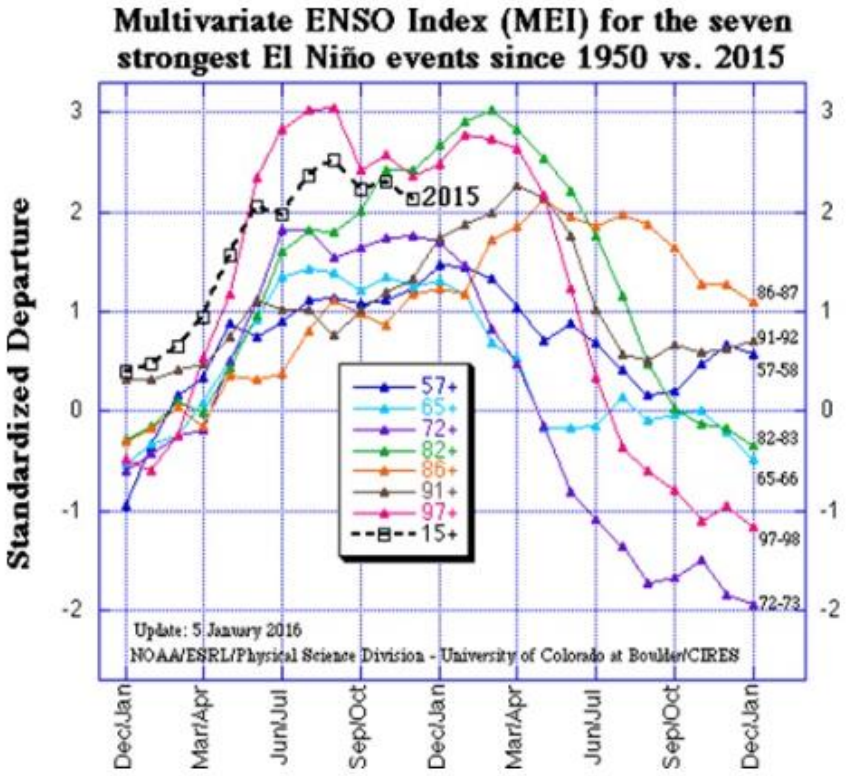
El Índice Multivariado del ENSO monitorea las seis variables más importantes del Pacifico tropical. Estas variables son: presión atmosférica a nivel del mar, componentes zonal y meridional del viento en superficie, la temperatura superficial del mar, la temperatura el aire a nivel del mar y la nubosidad (ver figura 5).

Figura 5. Evolución del índice multivariado del ENSO, desde 1950. Los episodios cálidos aparecen en rojo y los fríos en azul.



La figura 6 presenta la comparación entre los siete eventos El Niño más fuertes, junto con el actual. Como puede verse, el evento que finalizó en 2016 (El Niño 2014-16) está entre los tres eventos más fuertes según los registros históricos disponibles.

Figura 6. Índice Multivariado del ENSO para los siete eventos el Niño más fuertes desde 1950, versus El Niño 2014-2016

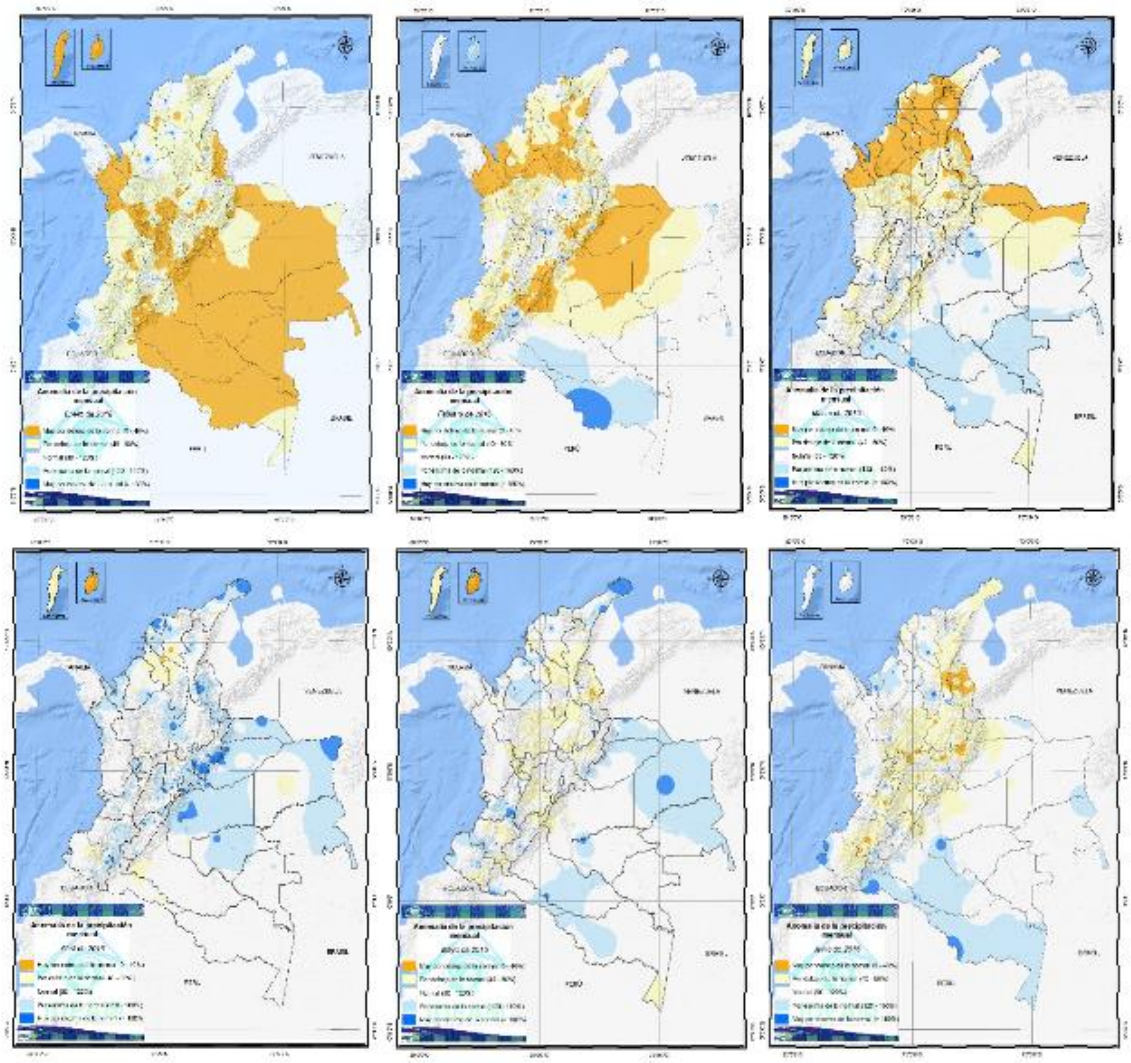


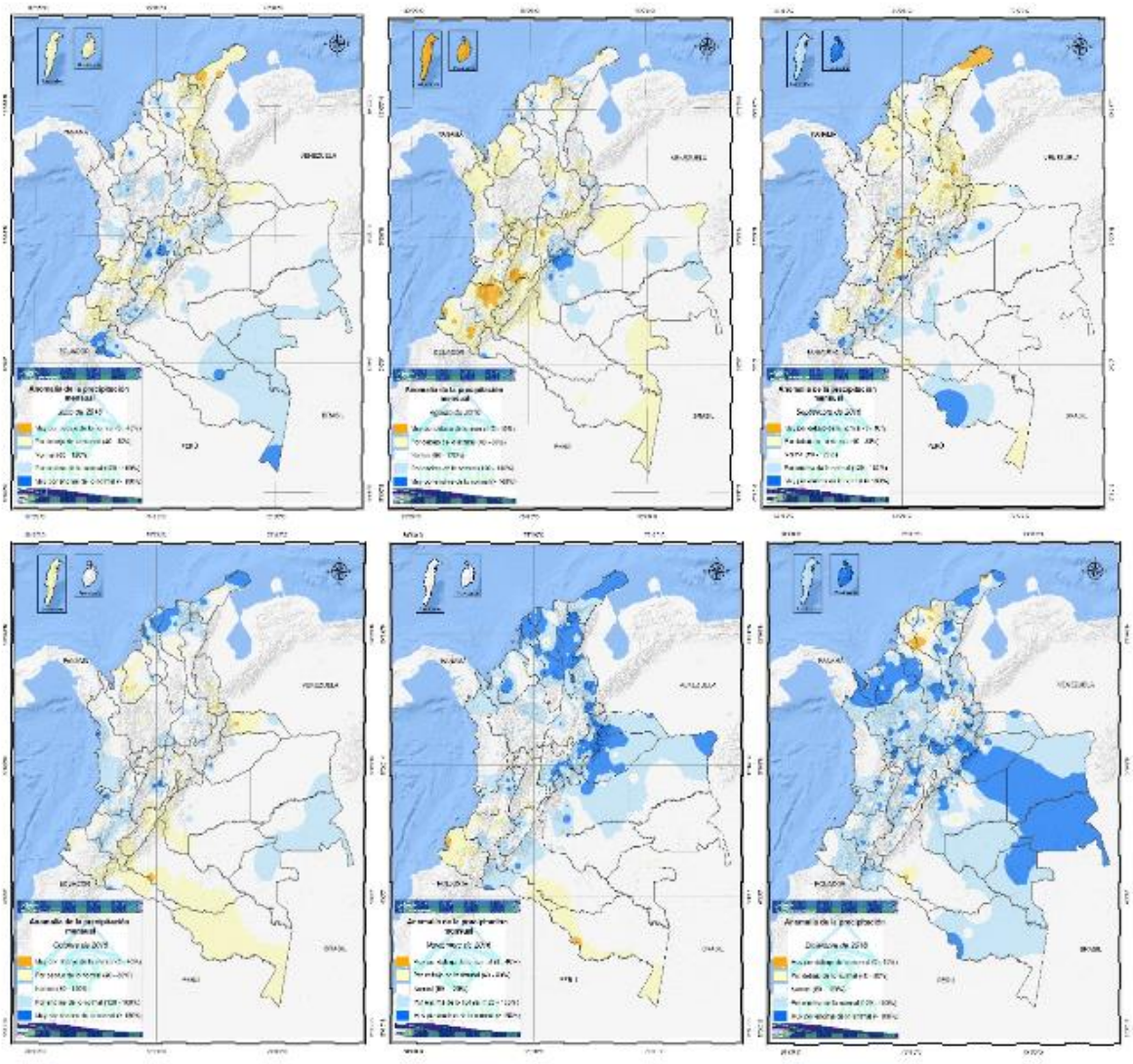
Anomalías precipitación en Colombia

La figura 7 muestra el comportamiento de las precipitaciones sobre el territorio nacional durante 2016, de acuerdo con la información obtenida a partir de las estaciones meteorológicas del IDEAM.

Para una fácil interpretación, estas precipitaciones se expresan como anomalías y su escala de categorías se presenta en la parte inferior izquierda de cada una de ellas.

Figura 7. Anomalías mensuales de la precipitación sobre Colombia año 2016 - (Fuente: IDEAM)





En el contexto del calentamiento que finalizó en 2016 (El Niño 2014-16) a lo largo de la cuenca del Pacífico tropical, como puede verse en los mapas del IDEAM, el impacto climático continuó sintiéndose con mayor fortaleza durante el primer trimestre del año. Posteriormente las precipitaciones sobre Colombia fueron muy variables variando entre regiones con precipitación cercana a lo normal o ligeramente por debajo de la media.

A medida que nos fuimos acercando al final del año, las lluvias fueron recuperándose gradualmente, en parte debido al enfriamiento que se venía desarrollando en el Pacífico central. Así, los totales por encima de la media fueron presentándose con mayor frecuencia y abarcaron mayores áreas durante noviembre y diciembre, en especial en la región Caribe, centro de la región Andina y la mayor parte de la Orinoquía.

Vertimientos por región

Tabla 6. Vertimientos por región 2016		
Región	**Vertimientos GWh**	**Porcentaje**
Antioquia	46.6	12.4
Caribe	0.0	0.0
Centro	257.1	68.4
Oriente	27.7	7.4
Valle	44.5	11.8
Total	375.9	100.0

Durante 2016 los vertimientos totales del SIN fueron de 375.9 GWh, inferiores a los registrados en 2015 (883.5 GWh). En esta oportunidad, la mayoría de estos vertimientos (68.4%) se registraron en la región Centro, seguida muy de lejos por Antioquia con el 12.4%, Valle con el 11.8% y Oriente con el 7.4% del total. En la región Caribe (embalse de Urrá) no hubo vertimientos (ver gráfica 10 y tabla 6).

Generación por agente

Tabla 7. Generación por agente 2016		
Agente Generador	**Generación GWh**	**Participación %**
EMGESA S.A. E.S.P.	15,005.437	22.76%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	13,408.678	20.33%
ISAGEN S.A. E.S.P.	11,391.737	17.28%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	4,370.954	6.63%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	3,180.586	4.82%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	2,849.486	4.32%
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	2,758.471	4.18%
ZONA FRANCA CELSIA S.A E.S.P.	2,165.909	3.28%
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	1,883.220	2.86%
EMPRESA URRA S.A. E.S.P.	1,250.205	1.90%
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	964.397	1.46%
TERMOVALLE S.A.S. E.S.P.	872.288	1.32%
TERMOTASAJERO DOS S.A. E.S.P.	808.556	1.23%
CELSIA S.A E.S.P.	699.903	1.06%
LA CASCADA S.A.S. E.S.P	609.262	0.92%
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	578.236	0.88%
CENTRAL TERMOELECTRICA EL MORRO 2 S.A.S. E.S.P.	500.827	0.76%
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	391.610	0.59%
VATIA S.A. E.S.P.	363.759	0.55%
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P (REESTRUCTURADA)	361.967	0.55%
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	357.728	0.54%
HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S A S E S P	349.080	0.53%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	152.220	0.23%
PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	143.255	0.22%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	106.767	0.16%

COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	61.448	0.09%
RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	55.633	0.08%
HZ ENERGY S.A.S. E.S.P.	49.370	0.07%
ENERGIA DEL RIO PIEDRAS S.A. E.S.P.	45.520	0.07%
CEMEX ENERGY S.A.S E.S.P.	23.531	0.04%
IAC ENERGY S.A.S. E.S.P.	21.586	0.03%
RISARALDA ENERGIA S.A.S. E.S.P.	21.065	0.03%
GENERSA S.A.S. E.S.P..	19.853	0.03%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	16.171	0.02%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	14.508	0.02%
ENERGIA RENOVABLE DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	11.898	0.02%
TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	10.710	0.02%
ENERCO S.A. E.S.P.	10.214	0.02%
ESPACIO PRODUCTIVO SAS ESP	9.373	0.01%
EMPRESA MULTIPROPOSITO DE CALARCA S.A. E.S.P.	8.922	0.01%
GENERADORA ALEJANDRIA S.A.S. E.S.P.	7.775	0.01%
ENERGETICA S.A. E.S.P.	4.627	0.01%
GENERAMOS ENERGIA S.A. E.S.P.	4.578	0.01%
GRUPO GELEC S.A.S. E.S.P.	3.840	0.01%
BIOGAS DOÑA JUANA S.A.S. E.S.P	3.244	0.00%
GENERPUTUMAYO S.A.S. E.S.P.	2.824	0.00%
SURENERGY S.A.S. E.S.P.	2.472	0.00%
GENERADORA COLOMBIANA DE ELECTRICIDAD S.C.A. E.S.P.	2.399	0.00%
GENERCOMERCIAL S.A.S E.S.P	2.021	0.00%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL EDÉN S.A.S. E.S.P.	0.739	0.00%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	0.690	0.00%
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	0.372	0.00%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CONCORDIA S.A.S. E.S.P	0.084	0.00%
Total	65,940	100%

Generación por recurso

Tabla 8. Generación por recurso 2016		
Recurso	**Generación GWh**	**Participación %**
GUAVIO	5,948.995	9.02%
SAN CARLOS	5,009.321	7.60%
CHIVOR	4,305.218	6.53%
TEBSAB	4,299.020	6.52%
PAGUA	3,962.608	6.01%
SOGAMOSO	3,133.606	4.75%
PORCE III	3,058.073	4.64%
GUATRON	2,518.066	3.82%
BETANIA	1,907.315	2.89%
GUATAPE	1,850.292	2.81%
FLORES 4B	1,614.961	2.45%
ALBAN	1,590.280	2.41%
EL QUIMBO	1,448.004	2.20%
PORCE II	1,336.379	2.03%
URRA	1,250.205	1.90%
PLAYAS	1,219.627	1.85%
TERMOCENTRO CC	1,100.970	1.67%
LA TASAJERA	1,024.253	1.55%
PAIPA 4	1,014.542	1.54%
MIEL I	1,013.698	1.54%
TERMOSIERRAB	985.895	1.50%
TASAJERO 1	964.397	1.46%
TERMOVALLE 1	872.288	1.32%
TASAJERO 2	808.556	1.23%
SALVAJINA	641.701	0.97%
JAGUAS	624.267	0.95%
GUAJIRA 1	596.665	0.90%

TERMOEMCALI 1	578.236	0.88%
FLORES 1	550.948	0.84%
PAIPA 2	446.531	0.68%
DARIO VALENCIA SAMPER	435.585	0.66%
AMOYA LA ESPERANZA	433.232	0.66%
MERILECTRICA 1	410.402	0.62%
GECELCA 3	384.860	0.58%
PAIPA 3	374.043	0.57%
CARLOS LLERAS	349.080	0.53%
GUAJIRA 2	322.921	0.49%
SAN MIGUEL	275.901	0.42%
SAN FRANCISCO	236.291	0.36%
TERMOYOPAL 2	222.717	0.34%
TERMOCANDELARIA 2	186.608	0.28%
PROELECTRICA 2	184.551	0.28%
ESMERALDA	183.650	0.28%
CUCUANA	182.713	0.28%
ZIPAEMG 5	178.180	0.27%
PROELECTRICA 1	177.416	0.27%
EL MORRO 1	172.345	0.26%
TERMOCANDELARIA 1	171.119	0.26%
BARRANQUILLA 3	169.947	0.26%
ZIPAEMG 4	169.438	0.26%
TERMOYOPAL 1	168.893	0.26%
CIMARRON	166.403	0.25%
BARRANQUILLA 4	165.643	0.25%
EL MORRO 2	162.080	0.25%
ZIPAEMG 3	158.356	0.24%
CARTAGENA 3	143.338	0.22%
PROENCA 1	143.255	0.22%
EL POPAL	132.291	0.20%

HIDROMONTAÑITAS	130.518	0.20%
INGENIO PROVIDENCIA 2	119.964	0.18%
SALTO II	118.458	0.18%
RIO MAYO	117.130	0.18%
LA HERRADURA	115.568	0.18%
MAYAGUEZ 1	113.434	0.17%
NIQUIA	106.223	0.16%
BARROSO	104.346	0.16%
RIO PIEDRAS	104.038	0.16%
CARTAGENA 2	102.950	0.16%
SONSON	99.882	0.15%
AYURA	91.638	0.14%
FLORIDA	90.647	0.14%
INSULA	89.352	0.14%
ZIPAEMG 2	85.883	0.13%
CARTAGENA 1	83.708	0.13%
INGENIO RISARALDA 1	81.805	0.12%
TERMODORADA 1	79.707	0.12%
CALDERAS	76.643	0.12%
TUNJITA	65.736	0.10%
INCAUCA 1	64.586	0.10%
EL LIMONAR	62.447	0.09%
CALIMA	56.787	0.09%
LA VUELTA	56.427	0.09%
PRADO	55.741	0.08%
BAJO TULUA	54.690	0.08%
PALMAS SAN GIL	53.531	0.08%
JEPIRACHI 1 - 15	50.887	0.08%
PAIPA 1	48.104	0.07%
ALTO TULUA	47.982	0.07%
GUANAQUITAS	47.477	0.07%

INGENIO RIOPAILA 1	47.144	0.07%
LAGUNETA	47.143	0.07%
CEMENTOS DEL NARE	46.935	0.07%
AUTOG REFICAR	45.975	0.07%
AGUA FRESCA	45.520	0.07%
CHARQUITO	45.290	0.07%
PROVIDENCIA	43.934	0.07%
RIO FRIO II	42.524	0.06%
CARUQUIA	37.381	0.06%
AUTOG ARGOS CARTAGENA	32.758	0.05%
AMAIME	30.225	0.05%
NIMA	29.486	0.04%
GUAVIO MENOR	28.155	0.04%
TEQUENDAMA	27.988	0.04%
SANTA ANA	26.835	0.04%
PRADO IV	25.051	0.04%
RIOGRANDE I	22.356	0.03%
SUEVA 2	22.311	0.03%
RIO BOBO	22.130	0.03%
LA NAVETA	21.586	0.03%
MORRO AZUL	21.065	0.03%
CASCADA	20.631	0.03%
TERMOBOLIVAR 1	19.853	0.03%
MIROLINDO	18.488	0.03%
CARACOLI	18.450	0.03%
BELMONTE	17.694	0.03%
VENTANA A	15.424	0.02%
MANANTIALES	15.104	0.02%
BARRANCA 1	13.801	0.02%
RUMOR	12.974	0.02%
COCONUCO	11.989	0.02%

EL BOSQUE	11.898	0.02%
LA CASCADA (ANTIOQUIA)	11.865	0.02%
SUBA	11.556	0.02%
PAJARITO	11.499	0.02%
RIO CALI	10.788	0.02%
TERMOPIEDRAS	10.710	0.02%
BARRANCA 3	10.529	0.02%
CENTRAL CASTILLA 1	10.365	0.02%
AUTOG UNIBOL	9.373	0.01%
IQUIRA I	8.926	0.01%
SANTIAGO	8.847	0.01%
AUTOG ARGOS EL CAIRO	8.668	0.01%
RIOFRIO (TAMESIS)	8.202	0.01%
RIO PALO	8.075	0.01%
SAN CANCIO	7.878	0.01%
ALEJANDRÍA	7.775	0.01%
AUTOG ARGOS TOLUVIEJO	7.720	0.01%
SAJANDI	7.640	0.01%
MUNICIPAL	7.301	0.01%
NUEVO LIBARE	7.269	0.01%
PORCE III MENOR	7.177	0.01%
USAQUEN	6.780	0.01%
RIO SAPUYES	6.739	0.01%
COGENERADOR COLTEJER 1	6.739	0.01%
JULIO BRAVO	6.222	0.01%
URRAO	6.169	0.01%
RIO FRIO I	5.950	0.01%
AUTOG ARGOS YUMBO	5.799	0.01%
CAMPESTRE (CALARCA)	5.702	0.01%
OVEJAS	5.385	0.01%
LA PITA	5.316	0.01%

VENTANA B	5.189	0.01%
LA REBUSCA	4.929	0.01%
INTERMEDIA	4.680	0.01%
INGENIO MANUELITA	4.665	0.01%
COELLO	4.627	0.01%
PUENTE GUILLERMO	3.881	0.01%
PATICO - LA CABRERA	3.840	0.01%
INGENIO SAN CARLOS 1	3.733	0.01%
PASTALES	3.696	0.01%
MONDOMO	3.655	0.01%
INZA	3.550	0.01%
ASNAZU	3.336	0.01%
RIO GRANDE	3.267	0.00%
DOÑA JUANA	3.244	0.00%
GUACAICA	2.905	0.00%
SILVIA	2.705	0.00%
BARRANCA 2	2.687	0.00%
SAN FRANCISCO (PUTUMAYO)	2.631	0.00%
RIO RECIO	2.570	0.00%
LA CASCADA (ABEJORRAL)	2.545	0.00%
INGENIO PICHICHI 1	2.519	0.00%
PURIFICACION	2.472	0.00%
SAN JOSE	2.399	0.00%
TEQUENDAMA BIOGAS	2.336	0.00%
IQUIRA II	1.928	0.00%
BELLO	1.746	0.00%
UNION	1.738	0.00%
BAYONA	1.482	0.00%
PAPELES NACIONALES	1.452	0.00%
NUTIBARA	1.321	0.00%
CURRUCUCUES	1.220	0.00%

REMEDIOS	0.937	0.00%
EL COCUYO	0.739	0.00%
AUTOG YAGUARITO	0.690	0.00%
RIONEGRO	0.372	0.00%
CENTRAL TUMACO 1	0.333	0.00%
LA FRISOLERA	0.193	0.00%
CAMPESTRE (EPM)	0.151	0.00%
MAGALLO	0.084	0.00%
AMALFI	0.024	0.00%
AMERICA	0.005	0.00%
INGENIO LA CARMELITA	0.000	0.00%
Total	65,940	100%

Disponibilidad promedio

Tabla 9. Disponibilidad promedio 2015-2016				
Tipo de despacho	Disponibilidad promedio real (MW)		Capacidad efectiva promedio 2016 (MW)	% Respecto a capacidad efectiva promedio 2016
	2015	2016		
Despachadas Centralmente (*)				
Hidráulica	8,329.7	8,788.3	10,910.4	80.5%
Térmica	3,803.8	3,879.0	4,758.9	81.5%
Cogenerador (**)	0.0	21.1	19.9	105.9%
Total	12,133.5	12,688.36	15,689.22	80.9%
No Despachadas Centralmente (**)				
Menor	334.2	363.5	701.2	51.8%
Cogenerador	60.1	68.3	87.1	78.4%
Autogenerador	0.0	15.6	24.5	63.7%
Total	394.2	447.4	812.8	55.0%
Disponibilidad promedio total	12,527.7	13,135.8	16,502.1	79.6%

(*) El cogenerador Mayagüez de capacidad efectiva neta 19.9 MW, pasa a ser despachado centralmente desde marzo 19 de 2016 hasta abril 18 de 2016 por solicitud del agente.

(**) Calculada a partir de la generación real

ENFICC plantas despachadas centralmente

Tabla 10. ENFICC verificada para plantas despachadas centralmente. Diciembre 2015 - noviembre 2016 y diciembre 2016 - noviembre 2017.

Agente	Planta	Tipo Planta	2015-2016 ENFICC (kWh-día)	2016-2017 ENFICC (kWh-día)
EPSA	ALBAN	Hidráulica	2,143,200	2,071,095
ISAGEN	AMOYA - LA ESPERANZA	Hidráulica	587,031	673,137
EMGESA	BETANIA	Hidráulica	5,045,768	5,002,385
EPSA	CALIMA	Hidráulica	263,800	263,800
HIDRALPOR	CARLOS LLERAS RESTREPO	Hidráulica	547,945	547,945
EMGESA	CARTAGENA 1	Térmica	1,125,067	724,680
EMGESA	CARTAGENA 2	Térmica	1,231,296	928,800
EMGESA	CARTAGENA 3	Térmica	1,310,115	1,154,728
AES CHIVOR	CHIVOR	Hidráulica	8,014,422	8,014,422
EPSA	CUCUANA	Hidráulica	136,986	136,986
EMGESA	EL QUIMBO	Hidráulica	4,794,521	4,794,521
EPM	ESMERALDA	Hidráulica	433,364	433,364
GECELCA	GECELCA3	Térmica	3,060,000	3,345,600
GECELCA	GECELCA32	Térmica	5,400,000	5,400,000
EPM	GUATAPE	Hidráulica	5,478,044	5,478,044
EPM	GUATRON	Hidráulica	7,097,895	6,180,302
EMGESA	GUAVIO	Hidráulica	12,472,925	12,472,925
ISAGEN	JAGUAS	Hidráulica	1,525,480	1,525,480
EPM	LATASAJERA	Hidráulica	3,625,923	3,625,923
CELSIA	MERILECTRICA	Térmica	3,846,412	3,846,412
ISAGEN	MIEL I	Hidráulica	2,548,982	2,548,982
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 1	Térmica	524,794	544,887
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 2	Térmica	1,134,882	1,405,413

GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 3	Térmica	1,584,677	1,584,677
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 4	Térmica	3,532,007	3,532,007
EMGESA	PARAISO-GUACA	Hidráulica	10,655,738	10,537,246
EPM	PLAYAS	Hidráulica	3,280,800	3,280,800
EPM	PORCE 2	Hidráulica	3,641,679	4,006,881
EPM	PORCE 3	Hidráulica	9,189,843	9,189,843
EPSA	PRADO	Hidráulica	184,127	184,127
PROELECTRICA	PROELECTRICA	Térmica	1,941,017	1,941,017
EPM	SALVAJINA	Hidráulica	1,846,233	1,846,233
LA CASCADA	SAN MIGUEL	Hidráulica	336,096	336,096
ISAGEN	SANCARLOS	Hidráulica	13,321,651	13,321,651
EPM	SANFRANCISCO	Hidráulica	553,872	553,872
ISAGEN	SOGAMOSO	Hidráulica	10,385,562	10,385,562
TERMOTASAJERO	TASAJERO I	Térmica	3,696,226	3,696,226
TERMOTASAJERO DOS	TASAJERO II	Térmica	3,647,996	3,647,996
GECELCA	TEBSA	Térmica	17,501,198	17,501,198
GECELCA	TERMOBARRANQUILLA 3	Térmica	1,111,736	1,111,736
GECELCA	TERMOBARRANQUILLA 4	Térmica	1,138,538	1,138,538
TERMOCANDELARIA	TERMOCANDELARIA 1	Térmica	3,631,666	3,631,666
TERMOCANDELARIA	TERMOCANDELARIA 2	Térmica	3,410,942	3,410,942
ISAGEN	TERMOCENTRO	Térmica	6,375,437	6,375,437
EPM	TERMODORADA1	Térmica	890,487	890,487
TERMOEMCALI I	TERMOEMCALI 1	Térmica	4,802,441	4,802,441
ZONA FRANCA CELSIA	TERMOFLORES 1	Térmica	3,523,350	3,523,350
ZONA FRANCA CELSIA	TERMOFLORES 4	Térmica	10,260,000	10,260,000
GECELCA	TERMOGUAJIRA 1	Térmica	2,818,800	2,418,835
GECELCA	TERMOGUAJIRA 2	Térmica	2,736,380	3,010,945
EPM	TERMOSIERRA	Térmica	6,905,160	6,905,160

TERMOEMCALI I	TERMOEMCALI 1	Térmica	4,802,441	4,802,441
ZONA FRANCA CELSIA	TERMOFLORES 1	Térmica	3,523,350	3,523,350
ZONA FRANCA CELSIA	TERMOFLORES 4	Térmica	10,260,000	10,260,000
GECELCA	TERMOGUAJIRA 1	Térmica	2,818,800	2,418,835
GECELCA	TERMOGUAJIRA 2	Térmica	2,736,380	3,010,945
EPM	TERMOSIERRA	Térmica	6,905,160	6,905,160
TERMOVALLE	TERMOVALLE1	Térmica	3,743,117	4,534,965
TERMOYOPAL	TERMOYOPAL	Térmica	641,088	641,088
EMGESA	TERMOZIPA 2	Térmica	669,695	605,955
EMGESA	TERMOZIPA 3	Térmica	1,233,686	1,233,686
EMGESA	TERMOZIPA 4	Térmica	1,349,252	1,164,274
EMGESA	TERMOZIPA 5	Térmica	1,341,462	1,341,462
URRA	URRA	Hidráulica	1,961,129	1,961,129
TOTAL HIDRÁULICA			110,073,016	109,372,751
TOTAL TÉRMICA			106,118,924	106,254,608

Nota 1: Se presenta la ENFICC verificada para efectos de la asignación de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) 2015-2016 y 2016-2017.

Nota 2: En la tabla no se incluyen los valores de la ENFICC verificada de las plantas TERMOCOL (4,596,475 kWh-día), MIEL 2 (505,205 kWh-día), AMBEIMA (205,479 kWh-día), PORVENIR II (3,958,904 kWh-día) y PORCE IV (5,269,745 kWh-día), dado que perdieron su OEF.

Obligaciones de Energía Firme (OEF)

Tabla 11. Asignación de obligaciones de energía firme. Diciembre 2015 – noviembre 2016 y diciembre 2016 – noviembre 2017.

Planta	OEF Anual 2015-2016 (kWh-año)	OEF Anual 2016-2017 (kWh-año)	Tipo de planta
ALBAN	784,411,200.00	694,079,569.92	Hidráulica
BETANIA	1,846,751,088.00	1,676,433,591.59	Hidráulica
CALIMA	96,550,800.00	88,406,466.41	Hidráulica
CARLOS LLERAS RESTREPO	200,547,870.00	199,999,925.00	Hidráulica
CARTAGENA 1	411,774,522.00	242,859,734.94	Térmica
CARTAGENA 3	479,502,090.00	386,980,372.03	Térmica
CENTRAL HIDROELÉCTRICA MIEL I	808,428,852.00	806,220,030.00	Hidráulica
CHIVOR	2,933,278,452.00	2,743,848,427.05	Hidráulica
ESMERALDA	158,611,224.00	145,231,917.77	Hidráulica
AMOYÁ LA ESPERANZA	214,853,346.00	214,266,315.00	Hidráulica
CUCUANA	50,136,876.00	49,999,890.00	Hidráulica
EL QUIMBO	852,328,722.00	1,349,999,950.00	Hidráulica
SOGAMOSO	840,590,004.00	2,990,643,925.00	Hidráulica
GUATAPÉ	2,004,964,104.00	1,835,839,700.02	Hidráulica
GUATRON	2,597,829,570.00	2,071,185,220.44	Hidráulica
GUAVIO	4,565,090,550.00	4,180,012,225.24	Hidráulica
JAGUAS	558,325,680.00	511,229,326.67	Hidráulica
LA TASAJERA	1,327,087,818.00	1,215,144,199.76	Hidráulica
MERILECTRICA 1	1,407,786,792.00	1,289,035,986.61	Térmica
PAIPA 1	192,074,604.00	182,606,270.89	Térmica
PAIPA 2	415,366,812.00	470,991,649.63	Térmica
PAIPA 3	579,991,782.00	531,067,831.57	Térmica
PAIPA 4	1,292,714,562.00	1,183,670,425.31	Térmica
PAGUA	3,900,000,108.00	3,531,314,194.57	Hidráulica
PLAYAS	1,200,772,800.00	1,099,484,211.49	Hidráulica

PORCE 2	1,332,854,514.00	1,342,813,459.16	Hidráulica
PORCE 3	3,363,482,538.00	3,354,292,695.00	Hidráulica
PRADO	67,390,482.00	61,705,903.87	Hidráulica
PROELÉCTRICA	672,100,074.00	650,486,937.86	Térmica
SALVAJINA	675,721,278.00	618,722,273.30	Hidráulica
SAN MIGUEL	123,011,136.00	122,675,040.00	Hidráulica
SAN CARLOS	4,875,724,266.00	4,464,443,107.00	Hidráulica
SANFRANCISCO	202,717,152.00	185,617,385.75	Hidráulica
GECELCA 3	1,119,960,000.00	1,221,144,000.00	Térmica
GECELCA 32	1,976,400,000.00	1,912,999,675.00	Térmica
TERMOSIERRA1	2,527,288,560.00	2,314,104,607.96	Térmica
TASAJERO I	1,352,818,716.00	1,238,704,623.59	Térmica
TASAJERO II	1,335,166,902.00	1,331,518,905.00	Térmica
TEBSA	6,405,438,468.00	6,387,937,270.00	Térmica
TERMOFLORES 4	3,755,160,000.00	3,744,900,000.00	Térmica
TERMOBARRANQUILLA 3	406,895,376.00	405,783,640.00	Térmica
TERMOBARRANQUILLA 4	416,704,908.00	415,566,370.00	Térmica
TERMOCANDELARIA 1	1,329,189,756.00	1,325,558,090.00	Térmica
TERMOCANDELARIA 2	1,248,404,772.00	1,244,993,830.00	Térmica
TERMOCENTRO 1	2,333,409,942.00	2,136,580,200.81	Térmica
TERMODORADA1	325,918,242.00	298,426,114.68	Térmica
TERMOEMCALI 1	1,757,693,406.00	1,609,426,986.13	Térmica
TERMOFLORES	1,289,546,100.00	1,286,022,750.00	Térmica
TERMOGUAJIRA 1	1,031,680,800.00	810,616,585.19	Térmica
TERMOGUAJIRA 2	1,001,515,080.00	1,009,048,551.93	Térmica
TERMOVALLE	1,369,980,822.00	1,519,788,593.38	Térmica
TERMOYOPAL 2	234,638,208.00	214,845,810.22	Térmica
CARTAGENA 2	450,654,336.00	311,265,830.17	Térmica
URRA	717,773,214.00	657,227,009.32	Hidráulica
TERMOZIPA 2	245,108,370.00	203,071,798.15	Térmica
TERMOZIPA 3	451,529,076.00	413,441,318.87	Térmica

TERMOZIPA 4	493,826,232.00	390,179,493.06	Térmica
TERMOZIPA 5	490,975,092.00	449,559,951.63	Térmica
TOTAL	75,100,448,046.00	73,344,020,163.95	

Las obligaciones de energía firme que se muestran en la tabla anterior incluyen las cesiones de OEF realizadas para los períodos presentados, de acuerdo con las Resoluciones CREG 148 de 2010 y CREG 114 de 2014.

Expansión de generación

La expansión de generación mediante el cargo por confiabilidad permite el desarrollo de nuevos proyectos en el país de tal forma que en el futuro sea posible garantizar la confiabilidad energética del SIN. En el año 2016 no entraron en operación proyectos de generación con obligaciones de energía firme. Sin embargo, entraron en operación 152.35 MW correspondientes a proyectos de generación de plantas menores (hidráulica, térmica, térmica de biogás), cogeneradores y autogeneradores. La mayoría de estos proyectos entraron en operación durante el fenómeno hidroclimático del niño, lo que contribuyó a la atención de la demanda.

En la tabla 12 se observan los proyectos de generación que entraron en operación durante 2016.

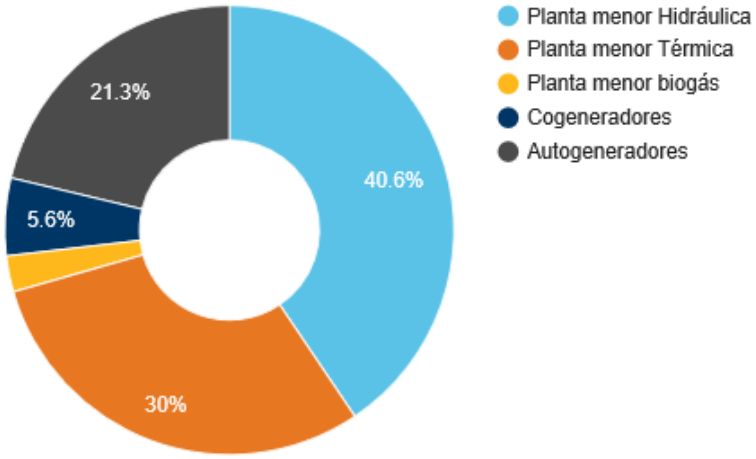
Tabla 12. Proyectos de generación que entraron en operación durante 2016.

Tabla 12. Proyectos de generación que entraron en operación en el año 2016			
Ítem	**Tipo proyecto**	**Proyecto**	**[MW]**
1	Generación planta menor (Hidráulica)	Magallo 5.7 MW	5.7
2		PCH Coello 3x1.2 MW	3.6
3		PCH Morro Azul 19.9 MW	19.9
4		PCH Tunjita 19.7 MW	19.7
5		PCH El Cocuyo 0.7 MW	0.7
6		PCH La Frisolera 0.5 MW	0.5
7		PCH Guavio 9.9 MW	9.9
8		PCH Porce III	1.8
9	Generación planta menor (Térmica)	Planta Termobarranca 1 12 MW	12
10		Planta Termobarranca 3 24 MW	24
11		Termobolívar 9.7 MW	9.7
12	Generación planta menor (Térmica biogás)	PCH Tequendama	2.25
13		Planta Biogás Doña Juana 1.7 MW	1.7
14	Cogeneración	Cogenerador Ingenio Risaralda 5 MW	5
15		Cogenerador ingenio Manuelita de 3.5 MW	3.5

16	Autogeneración	Autogenerador reficar 9.9 MW	9.9
17		Autogeneración Yaguarito 1.6 MW. Conectado al SDL de EMSA	1.6
18		Autogenerador Argos Yumbo 9.9 MW	9.9
19		Autogenerador Unibol de 1.1 MW	1.1
20		Autogenerador Argos Cartagena 9.9 MW	9.9

La gráfica 11 muestra la participación de las plantas menores (por tipo de tecnología) cogeneradores y autogeneradores.

Gráfica 11 – Participación por tipo de tecnologías de las plantas de generación que entraron en operación durante el 2016 (MW)



Expansión de transmisión

Durante el 2016 entraron en operación 4 proyectos del Sistema de Transmisión Nacional y 10 de proyectos del Sistema de Transmisión Regional, 3 de ellos corresponden a proyectos de conexión al STN. Para cada uno de los proyectos se coordinaron las actividades relacionadas con la conexión y puesta en servicio de proyectos al Sistema Interconectado Nacional. En la tabla 13 se observan los proyectos que entraron en operación durante el año 2016.

En la tabla 13 se observan los proyectos de generación que entraron en operación durante el 2016.

Tabla 13. Proyectos de transmisión que entraron en operación en el año 2016

Item	Tipo proyecto	Proyecto
1	STN	UPME 01-2008 Etapa I: Líneas Nueva Esperanza - Paraiso 1 Y 2 230 Kv, Nueva Esperanza - San Mateo 1 230 Kv Y Circo - Nueva Esperanza 1 230 Kv
2		UPME 08-2014: Ampliación subestación Valledupar 220 kV
3		UPME 09-2015 Conexión de la subestación Cartago 230 kV al circuito La Virginia - San Marcos 230 Kv
4		Segundo circuito Betania - Ibagué 230 kV
5	Conexión al STN	Subestación Magdalena medio (Ecopetrol) 220 kV.
6		Conexión provisional en Barranca: transformador BARRANCA 3 90 MVA 230/115 kV
7		Transformadores 2 y 3 en la subestación Ocaña: Ocaña 2 90 MVA 230/115 k y Ocaña 3 90 MVA 230/115 kV
8	STR	UPME STR 04-2015 - Compensaciones Capacitivas en El Carmen, El Banco y Montería.
9		UPME STR 01-2015. Etapa I: Compensación de 15 Mvar en las subestaciones Riohacha 110 kV y Maicao 110 kV
10		Ampliación subestación Nueva Cospique 110 kV
11		Ampliación subestación Caucasia 110 kV e instalación de 2 transformadores 60 MVA 110/44 kV
12		Subestación Juan Mina 110 kV y activos asociados
13		Subestación Campobonito 115 kV y activos asociados
14		Reconfiguración de la línea Barranca - Palenque 115 kV en Barranca - Lizama 115 kV y Lizama - Palenque 115 kV.

Demanda de electricidad

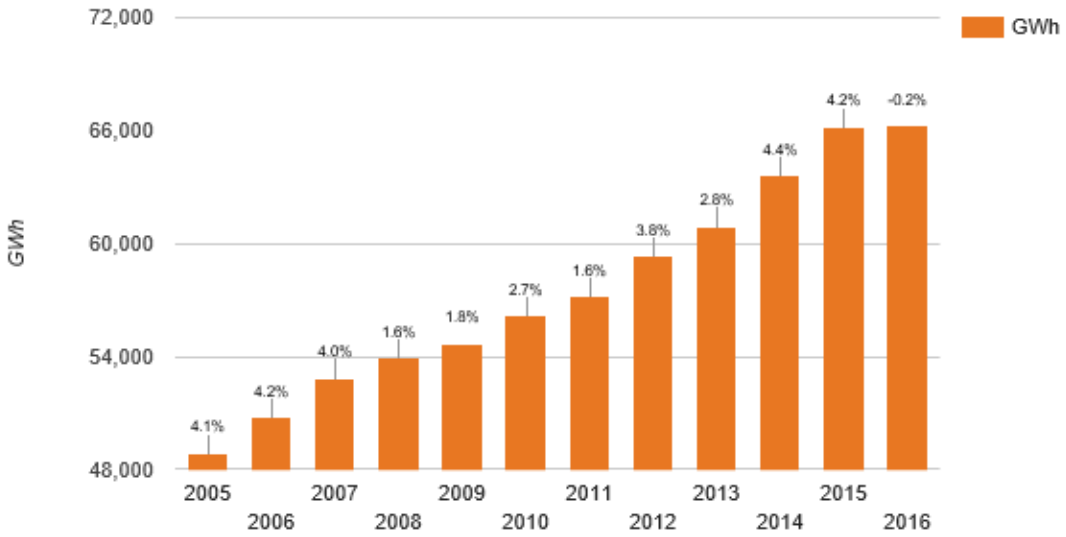
Demanda de energía nacional

La demanda de energía en Colombia en el año 2016 se vio impactada durante el primer trimestre del año por las altas temperaturas ocasionadas por el fenómeno de El Niño, aspecto que se observa en el comportamiento dado durante los meses de enero y febrero, donde la demanda de energía del SIN presentó los mayores crecimientos del año con valores de 5.7% y 4.4% respectivamente (ver Gráfica 2).

Otro aspecto importante en el comportamiento de la demanda de energía durante el año 2016, está relacionado con la aplicación de la resolución CREG 029 de 2016 “Por la cual se define un esquema de tarifas diferenciales para establecer los costos de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados en el SIN para promover el ahorro voluntario de energía.” La cual fue difundida a nivel nacional a través de la campaña denominada “Ahorrar paga”, impulsada por el gobierno nacional, la cual, derivó en un cambio de hábitos por parte de los usuarios regulados, generando así una disminución en la demanda de energía. Lo anteriormente descrito impactó el comportamiento de la demanda a partir del mes de marzo de 2016.

En Colombia en el año 2016 la demanda de energía eléctrica decreció 0.2% respecto al año 2015, con un consumo de 66,315 GWh (ver Gráfica 1). Por tipos de días, los días comerciales y sábados presentaron un decrecimiento de 0.2% con un consumo promedio de 187.9 GWh-día y 177.6 GWh-día respectivamente, mientras que los domingos y festivos presentaron un consumo promedio de 159.4 GWh-día no se evidenció crecimiento.

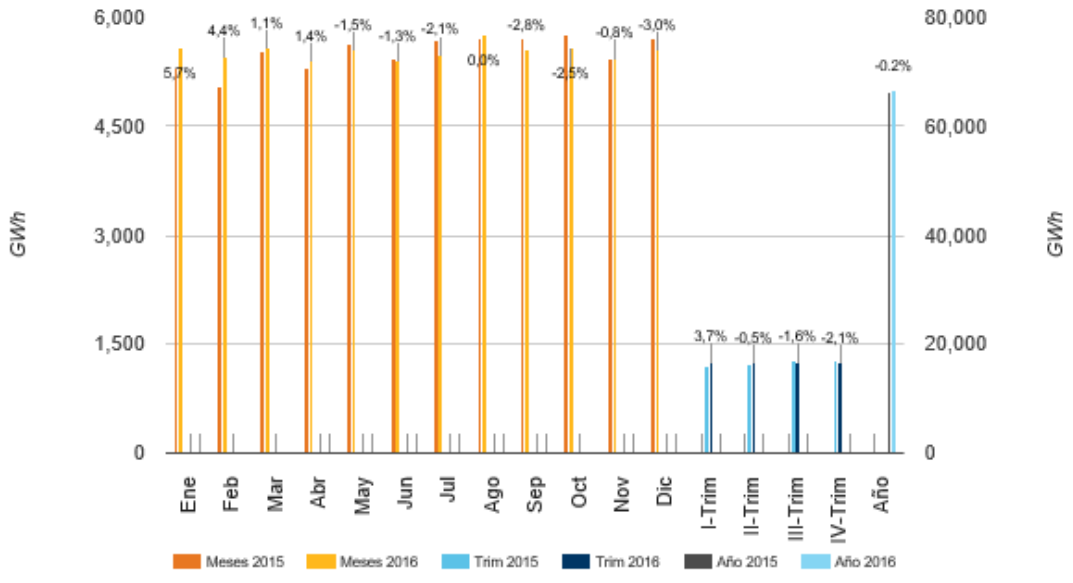
Gráfica 1 - Comportamiento de la demanda de energía anual en Colombia - GWh



Año	GWh	Porcentaje
2005	48829	4.1%
2006	50815	4.2%
2007	52853	4.0%
2008	53870	1.6%
2009	54679	1.8%
2010	56148	2.7%
2011	57155	1.6%
2012	59370	3.8%
2013	60890	2.8%
2014	63571	4.4%
2015	66174	4.2%
2016	66315	-0.2%

En la Gráfica 2 se muestra el comportamiento de la demanda de energía del SIN a nivel mensual, trimestral y anual, donde se destaca que el mes con mayor consumo de energía fue agosto con 5,760 GWh y el de mayor crecimiento fue enero con 5.7%. A nivel trimestral, el tercer trimestre fue donde se presentó la mayor demanda con 16,788 GWh, mientras que el mayor crecimiento se presentó durante el primer trimestre del año con un valor de 3.7%.

Gráfica 2 - Comportamiento de la demanda de energía a nivel mensual, trimestral y anual - GWh



	Meses 2015	Meses 2016	Trim 2015	Trim 2016	Año 2015	Año 2016		Crecimiento
Ene	5310	5584						5,7%
Feb	5048	5465						4,4%
Mar	5533	5567						1,1%
Abr	5278	5397						1,4%
May	5623	5550						-1,5%
Jun	5413	5401						-1,3%
Jul	5669	5487						-2,1%
Ago	5691	5760						0,0%
Sep	5701	5542						-2,8%
Oct	5763	5587						-2,5%
Nov	5441	5428						-0,8%
Dic	5703	5548						-3,0%
I-Trim			15891	16616				3,7%
II-Trim			16314	16347				-0,5%
III-Trim			17062	16788				-1,6%
IV-Trim			16907	16564				-2,1%
Año					66174	66315		-0.2%

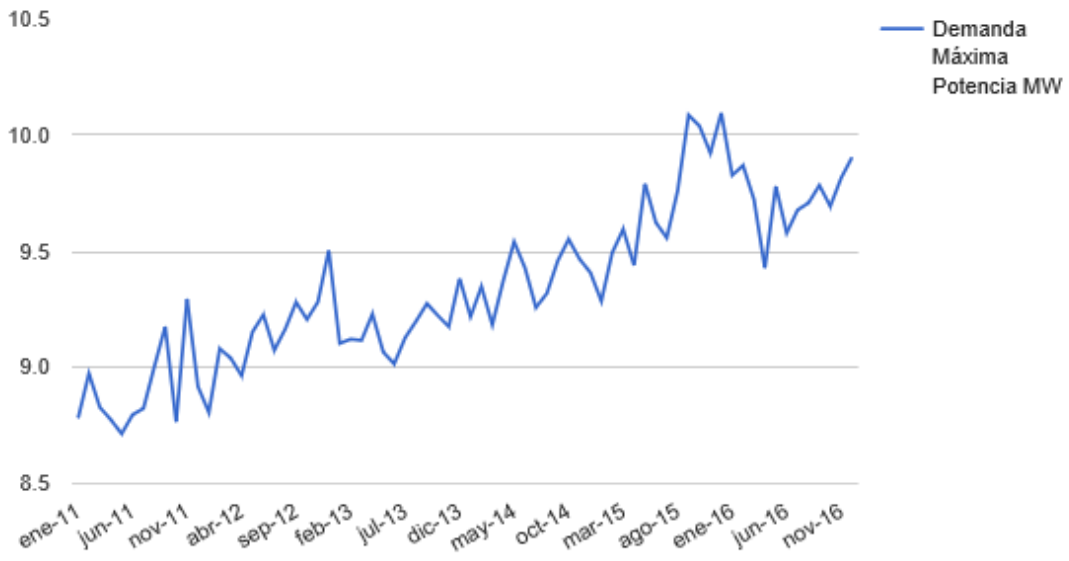
Adicionalmente, se presenta el comportamiento de la demanda de energía del mercado regulado y no regulado, para los cuales se presentó un crecimiento del 1% para el mercado regulado y un decrecimiento para el mercado no regulado de 1.7 % como se muestra en la tabla 1. El crecimiento del mercado no regulado para el año 2016 se vio impactado por los programas de Demanda Desconectable Voluntaria -DDV- como consecuencia del evento relacionado con las unidades de generación de Guatapé, la Respuesta de la demanda -RD- debido a las condiciones críticas del sistema durante el primer semestre del año y finalmente por la cogeneración.

Tabla 1 - Demanda de energía por tipos de mercados y actividades económicas - GWh				
	Demanda 2015 GWh	Demanda 2016 GWh	Crec.	Participación
No Regulado	21.187,0	20.858,0	-1,7%	31%
Industrias manufactureras	9491,0	9348,1	-1,9%	43,5%
Explotación de minas y canteras	4636,9	4682,6	1,0%	23,7%
Servicios sociales, comunales y personales	1808,8	1711,5	-5,5%	8,0%
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	1431,3	1363,7	-4,8%	6,7%
Electricidad, gas de ciudad y agua	474,9	435,6	-8,3%	1,8%
Transporte, almacenamiento y comunicación	354,9	363,8	2,3%	2,0%
Agropecuario, silvicultura, caza y pesca	590,6	596,4	0,7%	2,9%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	1124,8	1081,9	-4,0%	5,3%
Construcción	1273,7	1274,4	0,0%	6,0%

Demanda de potencia nacional

En 2016 la demanda máxima de potencia se presentó el día jueves 15 de diciembre en el período 19, con un valor máximo de potencia de 9,904 MW y un decrecimiento de 1.9% respecto al año 2015 (ver Gráfica 3). Este decrecimiento se debe a que la demanda máxima de potencia del año 2016 se está comparando con el valor de potencia máximo del año 2015 (Valor máximo histórico de potencia 10,095 MW) que se presentó como consecuencia de las altas temperaturas asociadas al fenómeno de El Niño.

Gráfica 3 - Demanda máxima de potencia MW - 2011 a 2016



Mes-año	Demanda Máxima Potencia MW
feb-11	8.973
mar-11	8.828
abr-11	8.775
may-11	8.714
jun-11	8.796
jul-11	8.823
ago-11	9.003
sep-11	9.176
oct-11	8.764
nov-11	9.295
dic-11	8.917
ene-12	8.806
feb-12	9.080
mar-12	9.040
abr-12	8.964
may-12	9.152
jun-12	9.226
jul-12	9.074
ago-12	9.164
sep-12	9.280
oct-12	9.206
nov-12	9.281
dic-12	9.504
ene-13	9.103
feb-13	9.121
mar-13	9.116
abr-13	9.229
may-13	9.065
jun-13	9.015

jul-13	9.127
ago-13	9.198
sep-13	9.274
oct-13	9.223
nov-13	9.175
dic-13	9.383
ene-14	9.218
feb-14	9.347
mar-14	9.183
abr-14	9.372
may-14	9.540
jun-14	9.427
jul-14	9.257
ago-14	9.318
sep-14	9.458
oct-14	9.551
nov-14	9.466
dic-14	9.407
ene-15	9.285
feb-15	9.493
mar-15	9.594
abr-15	9.438
may-15	9.791
jun-15	9.623
jul-15	9.557
ago-15	9.760
sep-15	10.085
oct-15	10.038
nov-15	9.922
dic-15	10.095

ene-16	9.826
feb-16	9.868
mar-16	9.722
abr-16	9.426
may-16	9.780
jun-16	9.578
jul-16	9.677
ago-16	9.707
sep-16	9.783
oct-16	9.693
nov-16	9.815
dic-16	9.904

Demanda de energía por regiones

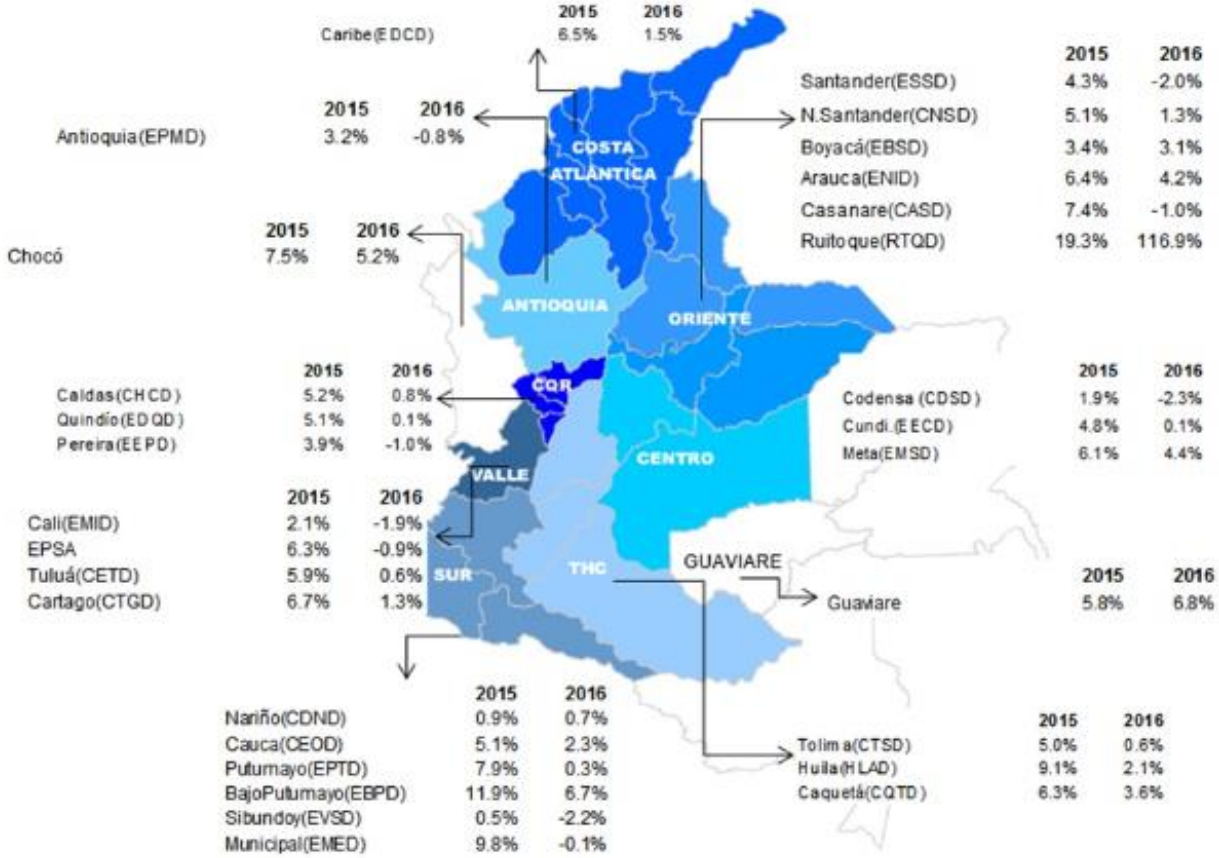
A nivel regional con excepción de la región Centro, Antioquia y Valle, se observa que en el 2016 el resto de las regiones presentaron un crecimiento en el consumo de la demanda de energía, sin embargo, se evidencia que este crecimiento disminuyó de manera significativa respecto a los crecimientos que se presentaron en el 2015, esto se puede atribuir a la finalización de la temporada seca (fenómeno de El Niño), a la campaña “ahorrar paga” y al impacto que ha tenido la inflación y la devaluación en los costos de producción, variables que han afectado los hábitos de consumo en los hogares (ver tabla 2).

Tabla 2 - Comportamiento de la demanda de energía en 2016 a nivel regional (*)

Región	2014	2015	Crec	2016	Crec
Centro	16088.6	16447.1	2.4%	16258.1	-1.6%
Antioquia	9046.1	9319.0	3.2%	9289.5	-0.8%
Costa Atlántica	14055.1	14958.0	6.5%	15233.2	1.5%
Valle	6781.1	7356.3	8.6%	7098.9	-3.9%
Oriente	6577.0	6872.4	4.5%	6930.5	0.5%
CQR	2541.4	2661.9	4.8%	2680.4	0.3%
THC	2513.1	2678.1	6.6%	2725.2	1.4%
Sur	1793.6	1859.7	3.7%	1897.5	1.7%
Chocó	213.0	228.8	7.5%	241.4	5.2%
Guaviare	48.5	51.3	5.8%	54.9	6.8%

Demanda de energía por operadores de red (OR)

Figura 1 - Comportamiento de la demanda de energía por operador de red – OR (*)



	2015	2016
Caribe(EDCD)	6.5%	1.5%
Antioquia(EPMD)	3.2%	-0.8%
Chocó	7.5%	5.2%

	2015	2016
Santander(ESSD)	4.3%	-2.0%
N.Santander(CNSD)	5.1%	1.3%
Boyacá(EBSD)	3.4%	3.1%
Arauca(ENID)	6.4%	4.2%
Casanare(CASD)	7.4%	-1.0%
Ruitoque(RTQD)	19.3%	116.9%

	2015	2016
Caldas(CHCD)	5.2%	0.8%
Quindío(EDQD)	5.1%	0.1%
Pereira(EEPD)	3.9%	-1.0%

	2015	2016
Codensa (CDSD)	1.9%	-2.3%
Cundi.(EECD)	4.8%	0.1%
Meta(EMSD)	6.1%	4.4%

	2015	2016
Cali(EMID)	2.1%	-1.9%
EPSA	6.3%	-0.9%
Tuluá(CETD)	5.9%	0.6%
Cartago(CTGD)	6.7%	1.3%

	2015	2016
Guaviare	5.8%	6.8%

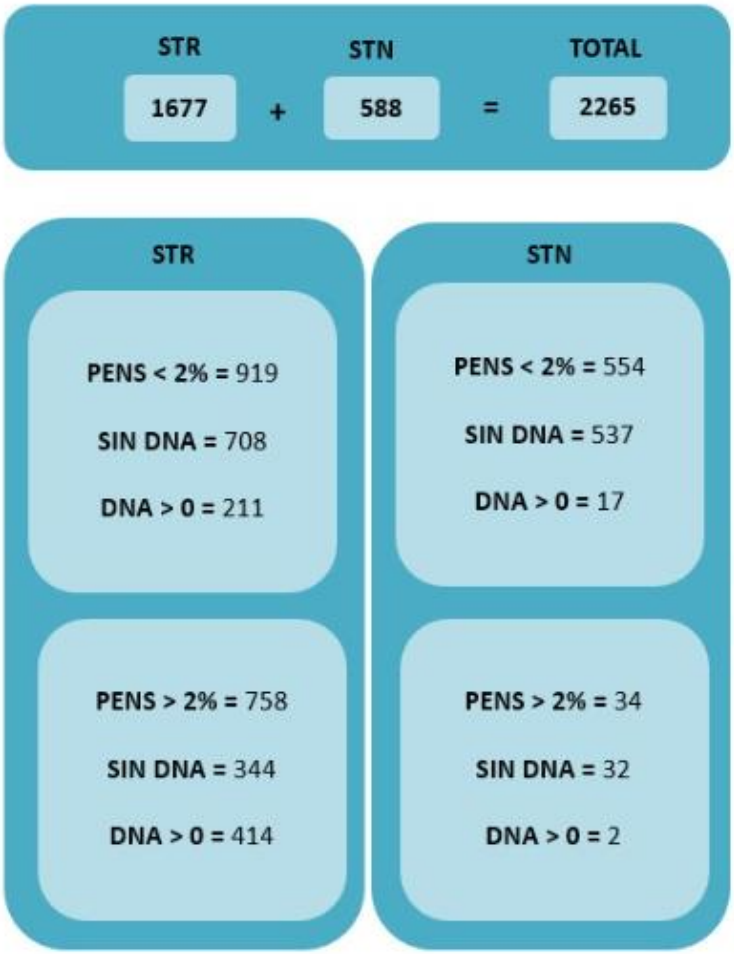
	2015	2016
Nariño(CDND)	0.9%	0.7%
Cauca(CEOD)	5.1%	2.3%
Putumayo(EPTD)	7.9%	0.3%
BajoPutumayo(EBPD)	11.9%	6.7%
Sibundoy(EVSD)	0.5%	-2.2%
Municipal(EMED)	9.8%	-0.1%

	2015	2016
Tolima(CTSD)	5.0%	0.6%
Huila(HLAD)	9.1%	2.1%
Caquetá(CQTD)	6.3%	3.6%

Cálculo de la ENS (Energía No Suministrada) y PENS (Porcentaje de Energía No Suministrada)

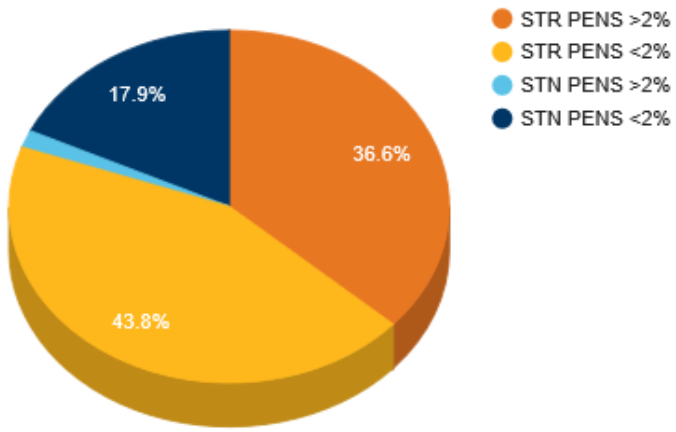
Atendiendo lo establecido en las Resoluciones CREG 093 y 094 de 2012, en el 2016 se le calculó la ENS (Energía No Suministrada) y el PENS (Porcentaje de Energía No Suministrada) a 2265 eventos no programados de los cuales el 74% se presentaron en el STR (Sistema de Transmisión Regional) y el 26% en el STN (Sistema de Transmisión Nacional).

Figura 2. Estadísticas eventos no programados



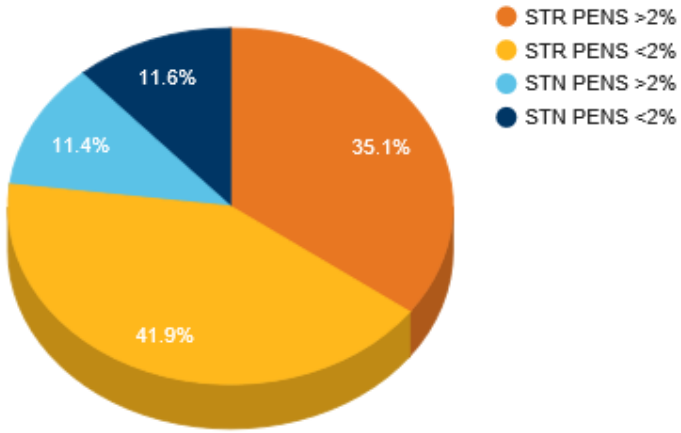
En los cuatro años de medición de la energía no suministrada – ENS, las estadísticas presentadas son:

Gráfica 4 - Eventos presentados 2013



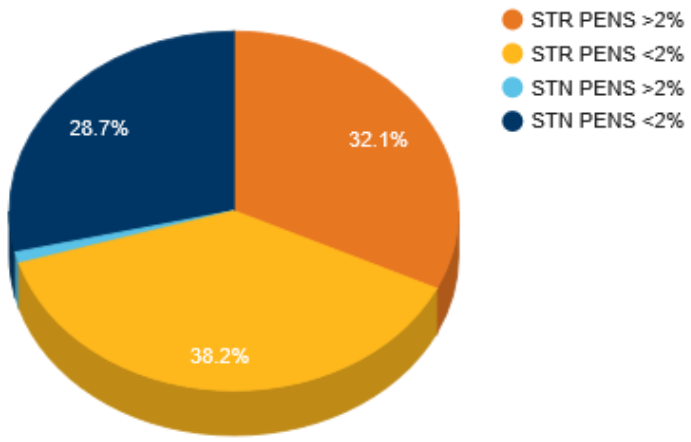
Eventos presentados 2013	
STR PENS >2%	623
STR PENS <2%	745
STN PENS >2%	27
STN PENS <2%	305

Gráfica 5 - Eventos presentados 2014



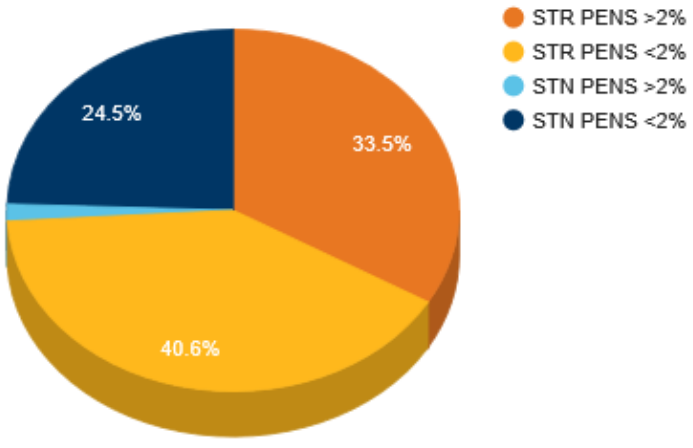
Eventos presentados 2014	
STR PENS >2%	793
STR PENS <2%	946
STN PENS >2%	258
STN PENS <2%	262

Gráfica 6 - Eventos presentados 2015



Eventos presentados 2015	
STR PENS >2%	698
STR PENS <2%	830
STN PENS >2%	22
STN PENS <2%	624

Gráfica 7 - Eventos presentados 2016



Eventos presentados 2016	
STR PENS >2%	758
STR PENS <2%	919
STN PENS >2%	34
STN PENS <2%	554

Fronteras por departamento

Tabla 3 - Fronteras por departamento mercado no regulado - alumbrado público y regulado				
Departamento	Mercado No Regulado + Alumbrado		Mercado Regulado*	
	No. Fronteras a final del año	Energía Fronteras (GWh)	No. Fronteras a final del año	Energía Fronteras (GWh)
ANTIOQUIA	865	231.58	777	23.72
ARAUCA	10	229.94	3	15.49
ATLANTICO	498	223.93	922	28.40
BOLIVAR	282	151.18	92	2.69
BOYACA	182	144.93	206	6.22
CALDAS	112	142.78	119	2.57
CAQUETA	4	90.43	1	15.14
CASANARE	27	84.19	25	5.22
CAUCA	100	75.26	223	12.45
CESAR	76	47.92	36	0.00
CHOCO	2	37.02	0	1.28
CORDOBA	111	34.15	123	0.92
CUNDINAMARCA	379	32.34	387	1.99
DISTRITO CAPITAL	957	31.96	1186	1.05
GUAVIARE	0	31.01	1	11.79
HUILA	158	26.53	125	1.78
LA GUAJIRA	24	21.12	10	2.81
MAGDALENA	138	20.44	46	2.62
META	121	18.34	168	1.36
NARINO	43	17.32	321	1.06
NORTE DE SANTANDER	122	9.8	202	1.38
PUTUMAYO	5	5.22	0	-
QUINDIO	60	4.83	60	0.53
RISARALDA	119	4.83	86	0.73
SANTANDER	205	4.23	552	2.85

SUCRE	56	0.66	44	-
TOLIMA	145	0.46	117	-
VALLE	918	3722		
Total	5719	1,780.9	9554	127.3

(*) La información del mercado regulado corresponde a las fronteras registradas ante el ASIC y no al total de la demanda regulada.

Fronteras por empresas

Tabla 4 - Fronteras por empresas mercado no regulado - alumbrado público y regulado				
Comercializador	Mercado No Regulado + Alumbrado		Mercado Regulado*	
	No. Fronteras a final del año	Energía Fronteras (GWh)	No. Fronteras a final del año	Energía Fronteras (GWh)
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	1385	389.28	1	1.66
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P	1063	343.33	14	-
EMGESA S.A. E.S.P.	912	281.88	0	-
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	558	210.83	243	1.02
ISAGEN S.A. E.S.P.	273	77.20	0	-
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	272	73.49	14	0.31
TERPEL ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	197	69.32	0	0.64
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	144	66.95	3466	-
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	135	6.26	0	60.54
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	132	56.59	0	-
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	94	19.21	1	28.23
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	82	10.04	0	25.60
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	60	31.51	18	-
VATIA S.A. E.S.P.	48	19.94	3631	-
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	42	19.17	0	-
RUITOQUE E.S.P.	37	17.81	124	-
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	30	13.67	1	-

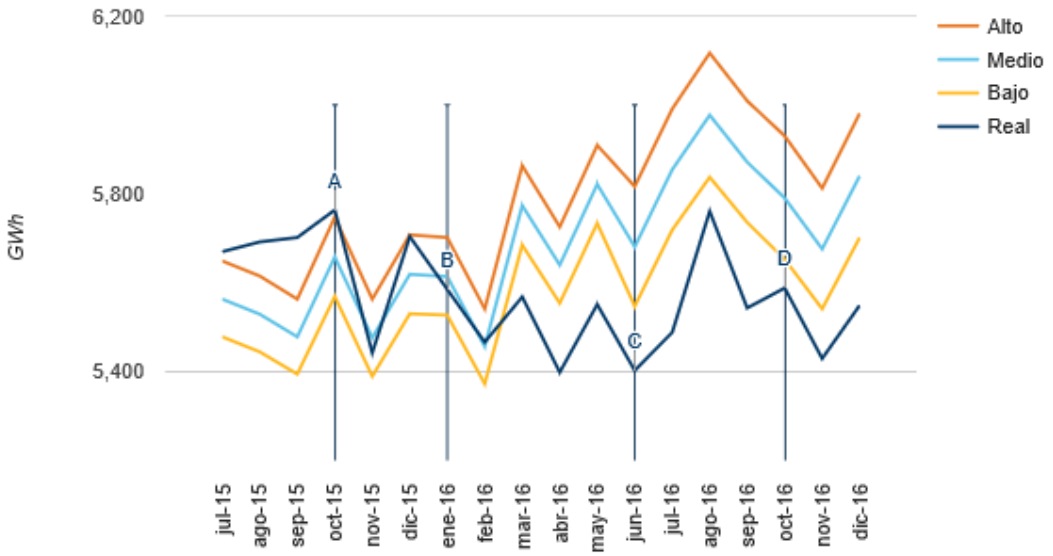
RENOVATIO TRADING AMERICAS S.A.S. E.S.P	29	11.63	0	-
ENERGIA Y AGUA S.A.S E.S.P.	28	10.45	0	0.33
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	26	3.35	0	4.02
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	23	7.20	1840	-
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.	22	6.59	0	-
ITALCOL ENERGIA S.A. E.S.P.	21	5.82	0	-
GENERSA S.A.S. E.S.P..	17	5.00	0	0.25
CODENSA S.A. E.S.P.	14	4.47	0	-
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.	10	3.33	0	-
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	9	2.98	7	-
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	8	2.91	0	-
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	8	-	0	2.22
CEMEX ENERGY S.A.S E.S.P	8	2.14	0	-
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE SANTANDER S.A E.S.P	6	2.14	0	-
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	4	2.14	0	-
DICELER S.A. E.S.P.	4	2.14	0	-
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	4	2.14	57	-
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	4	2.14	0	-
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P. (Restructurado)	3	2.14	0	-

A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.	3	2.14	132	-
RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	2	2.14	0	-
E2 ENERGIA EFICIENTE S.A. E.S.P.	1	2.14	0	-
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	1	2.14	0	-
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	0	2.14	1	-
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	0	2.14	4	-
Total	5719	1780.91	9554	127.31

Escenarios UPME

En la Gráfica 8 se muestra donde se ubicó la demanda real de energía en el año 2016, con relación a los escenarios de pronósticos bajo, medio y alto de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), como también las fechas donde se actualizaron estos escenarios por la Unidad.

Gráfica 8 – Seguimiento a la demanda mensual de energía y escenarios UPME

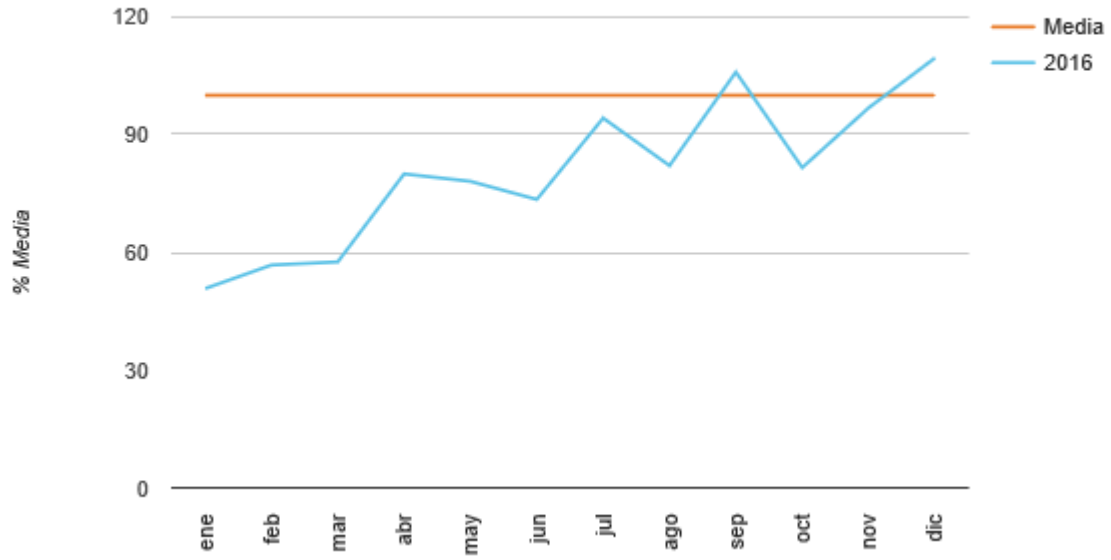


Planeación y operación del SIN

Seguimiento a la situación energética durante el Fenómeno El Niño en 2016

Tal como se indica en el aparte “Condiciones Climáticas”, el comportamiento de los aportes hídricos durante de 2016 estuvo determinado por la presencia del evento climático “El Niño”. Como se observa en la Gráfica 1, se presentaron aportes deficitarios (inferiores a la media) durante casi todos los meses del año. A partir de

Gráfica 1 – Aportes hídricos agregado SIN 2016



junio se observa una tendencia de recuperación, alcanzando en el último mes del año niveles de aportes ubicados en el 109.5% de la media.

De acuerdo a las tendencias en las variables climáticas esperadas y a los pronósticos de aportes, desde mediados del 2015 el CND presentó ante los diferentes foros y comités del sector eléctrico y gas, así como al Ministerio de Minas y Energía, el seguimiento a la situación energética por la diminución en los aportes hídricos con el fin de garantizar una operación segura, confiable y económica. Así mismo también se presentaron los resultados de los análisis del planeamiento energético de mediano plazo mediante simulaciones estocásticas y determinísticas, considerando diferentes escenarios de aportes hídricos, demanda y disponibilidad de combustibles. Con el objetivo de complementar los análisis energéticos, a partir del mes de enero de 2016 XM comenzó a ejecutar continuamente modelos de análisis de potencia para identificar posibles reducciones en las reservas operativas

ante bajos niveles de embalse que pudieran poner en riesgo la seguridad de la operación.

Si bien los resultados de los análisis realizados mostraban condiciones de operación exigentes para el parque térmico, se esperaba que con esquemas adecuados de transporte de combustible y con una correcta gestión del agua disponible, tal y como lo indicaban las señales emitidas, se dispondría de la energía suficiente para continuar afrontando de forma segura y confiable el fenómeno hasta su debilitamiento.

Sin embargo, en el primer trimestre de 2016 una serie de eventos fortuitos estresaron aún más la operación del sistema:

- El 13 de febrero se indispuso el circuito Cerromatoso – Porce III 500 kV, modificando el límite de intercambio con el área Caribe
- El 15 de febrero de 2016, Guatapé sufrió un incendio en su casa de máquinas, dejándola completamente fuera de operación. El efecto de esta indisponibilidad, desde el punto de vista energético, fue significativo al ser el primer embalse de una cadena hídrica y ante la imposibilidad inmediata de extraer el agua para su aprovechamiento aguas abajo.
- El 27 de febrero se indispuso la unidad GT2 de Flores IV, lo que implicó un descenso en 5 GWh/día de generación térmica
- El 29 de febrero el Comité Hidrológico del rio Bogotá, respondió negativamente a la solicitud expuesta de obtener mayor flujo de agua desde el agregado Bogotá para la generación hidroeléctrica argumentado en que el uso primordial de estos embalses es el acueducto. Esta situación impactaba la operación del sistema dado que más del 50% de sus reservas estaban ubicadas en estos embalses.
- El 03 de marzo, en reunión de CNO, algunos agentes manifiestan la incertidumbre que les genera operar sus embalses a bajos niveles

Ante la criticidad de la situación, se insistió en la necesidad de reforzar las medidas y recomendaciones dadas hasta el momento, como por ejemplo: el nivel de generación térmica, coordinación de mantenimientos, suministro de combustibles, seguimiento a la entrada de proyectos, etc. Adicionalmente, se pusieron en marcha diferentes estrategias como:

- Realizar ajustes regulatorios para permitir una mejor distribución de las reservas entre los embalses del sistema.
- Incentivar el ahorro de energía y la inyección de excedentes de cogeneradores y autogeneradores.
- Maximizar las importaciones desde Ecuador.

- Buscar alternativas para extraer el agua del embalse del peñol para la central Jaguas.

No obstante y ante la posibilidad de llegar a puntos de operación que pusiesen en riesgo el suministro eléctrico por la poca efectividad que tuvieran las medidas antes mencionadas bajo diferentes posibles escenarios, XM, siguiendo lo establecido en el marco regulatorio vigente, emitió una recomendación de racionamiento del 5% de la demanda total del sistema durante 6 semanas (valores determinados a partir de un escenario base con una hidrología, una demanda y unos niveles de importación definidos).

Ante esta recomendación, el gobierno nacional impulsó la reducción voluntaria de demanda a través de la campaña "Apagar Paga" en donde, partiendo del consumo del mes anterior, los usuarios recibirían un incentivo por la reducción de su consumo o una penalización si éste se veía incrementado.

A partir de las medidas implementadas y las recomendaciones adoptadas, el balance energético a 31 de marzo mostraba ganancias de 529 GWh de energía con respecto a lo esperado en el escenario base definido. Los detalles de cada variable se presentan en la figura 1.

Figura 1. Energía a favor vs escenario base

La energía total incluye la diferencia entre desbalances modelados y reales (valores no incluidos en la gráfica).

En consecuencia, el 1 de abril de 2016 el gobierno dio por superado el riesgo energético de desatención de demanda. Asimismo, el IDEAM informó que El Niño comenzaría su etapa de debilitamiento y los aportes comenzarían a recuperarse. En conclusión, a pesar de la criticidad del fenómeno y de los eventos fortuitos vividos, el sector logró superar uno de los fenómenos El Niño más fuertes de la historia.

A partir del 25 de abril entró en operación el 25% de la central Guatapé, y con ello el nivel de las reservas del embalse agregado aumentaron del 24.75% (nivel al final de marzo) a 39.78%, debido al almacenamiento de agua que se venía haciendo en El Peñol desde el incidente en febrero.

Para el mes de mayo, de acuerdo con las expectativas climáticas que presentaba el IDEAM y la evolución de las variables, los resultados de los diferentes estudios mostraban requerimientos de térmica cercanos al 35% de su capacidad para atender de manera confiable la demanda durante el resto del 2016, valor cercano a las condiciones normales en las que opera el sistema. Finalmente, en el mes de junio el valor del Índice Oceánico de El Niño (ONI en inglés), fue de 0.1°C, indicando con ello la finalización de El Niño.

Análisis a posteriori del planeamiento

Con el objeto de realizar una revisión retrospectiva a los estudios energéticos realizados al inicio del año, se compara la evolución proyectada de las simulaciones con la evolución real de algunas variables energéticas significativas para el SIN durante el año anterior. Los valores proyectados se toman de las primeras simulaciones realizadas a comienzos de 2016, tanto estocástica de largo plazo como determinística de mediano plazo.

Con lo anterior, se analizan las señales entregadas al sector eléctrico a través los estudios energéticos regulados y se determinan las causas de las diferencias o similitudes teniendo en cuenta los supuestos que fueron considerados.

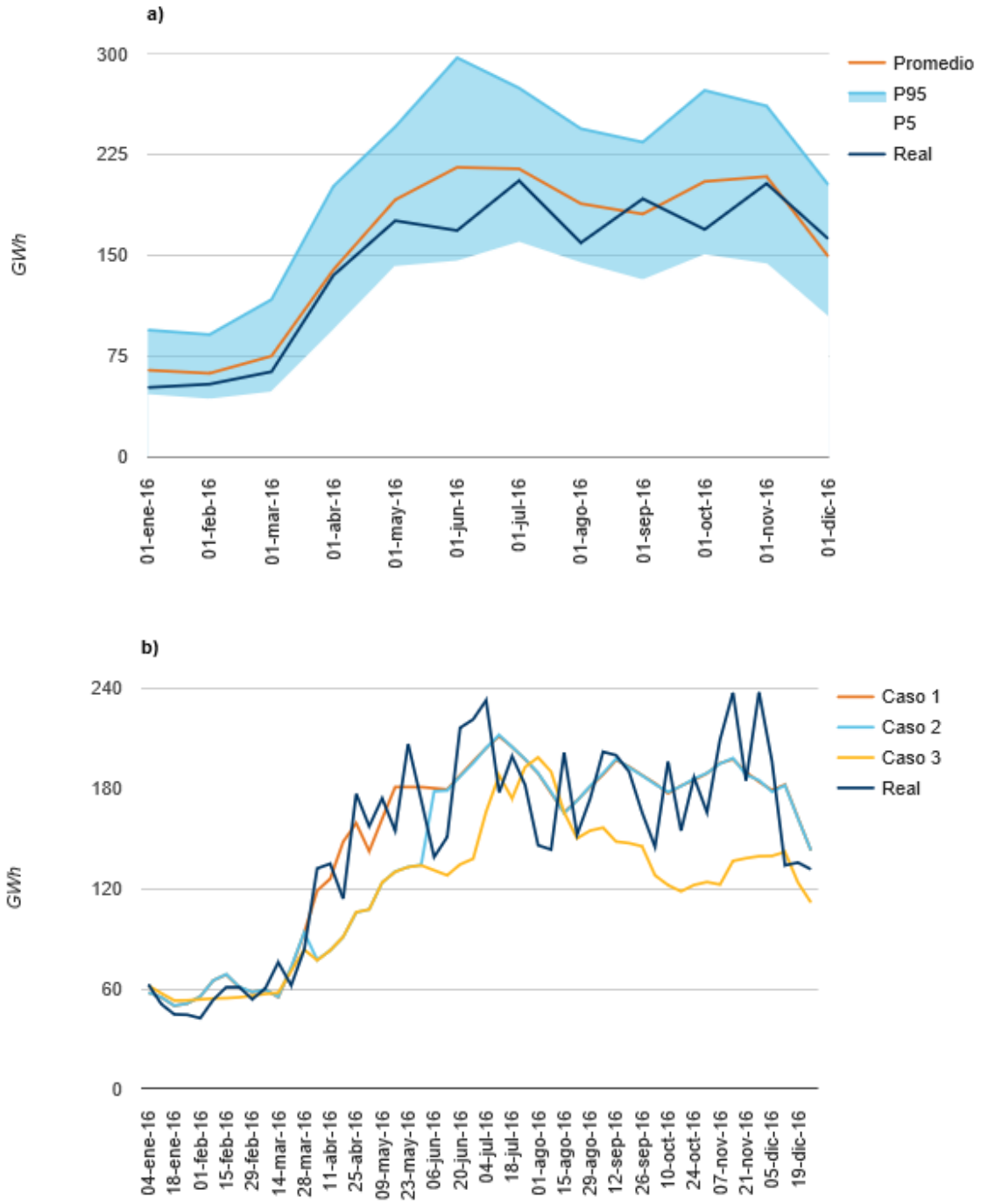
En la tabla 1, se presentan los supuestos considerados en los análisis energéticos realizados en enero de 2016.

Tabla 1. Supuestos corridas energéticas enero 2016

	Corrida Largo Plazo Enero 2016	Corridas Mediano Plazo Semana 01 2016
Modelo de Optimización	SDDP versión 12.0.8	
Hidrología e intercambios	Estocástico 100 series Modelo ARP (Política 40F/30B).	Determinístico 3 hidrologías:
	Caso 1. Colombia Autónomo	Caso 1.Registros históricos de enero - abril de 1998, a partir de mayo caso esperado del SH
	Caso 2. Coordinado Colombia - Ecuador - Panamá	Caso 2. Registros históricos ene-mar1998, en abril - mayo caso contingencia, a partir de junio caso esperado SH
		Caso 3. Contingencia SH
Horizonte	120 meses (Ene/16- Dic/25)	104 semanas (Ene/16-Dic/18)
Demanda	Escenario alto hasta abril, a partir de mayo escenario medio UPME Rev. (Oct/2015)	
Precios de Combustible	Proyecciones UPME abril/2015 para Gas, Carbón y Fuel Oil.	
Disponibilidad de Combustible	Gas Natural: Se considera la vigencia para el periodo 2015-2016, reportada por los agentes y al finalizar este último periodo, la entrada de la planta regasificadora.	
	Carbón: Sin limitaciones de suministro.	
	Líquidos: Cantidades contratadas en las distintas vigencias del CXC	
Interconexiones internacionales	Ecuador : (Máxima 220 MW; Media 400 MW; Mínima 500MW - 9GWh/día Col-Ecu, 0GWh/día Ecu - Col. Panamá: Máximo 400 MW Col – Pan	
Plan de Expansión	Fechas de entrada en operación reportada por los agentes al momento de la corrida.	
Parámetros	Heat Rate Térmica a Gas: Se considera eficiencias reportadas incrementadas en 15% de acuerdo con la recomendación dada por el Subcomité de Plantas del CNO.	
Condición inicial del embalse	61.12%, correspondiente al nivel del embalse al final del último mes de 2015	60.97%, correspondiente al nivel del embalse al final de la última semana de 2015

En la gráfica 2(a) se presentan los aportes reales de 2016 y el espectro de aportes que el modelo energético generó en la simulación de largo plazo del mes de enero (Mediante el uso del modelo auto regresivo periódico - ARP). De forma similar, en la gráfica 2(b) se comparan los aportes reales de 2016 con los aportes considerados para las simulaciones de mediano plazo realizados en la semana 1 de 2016.

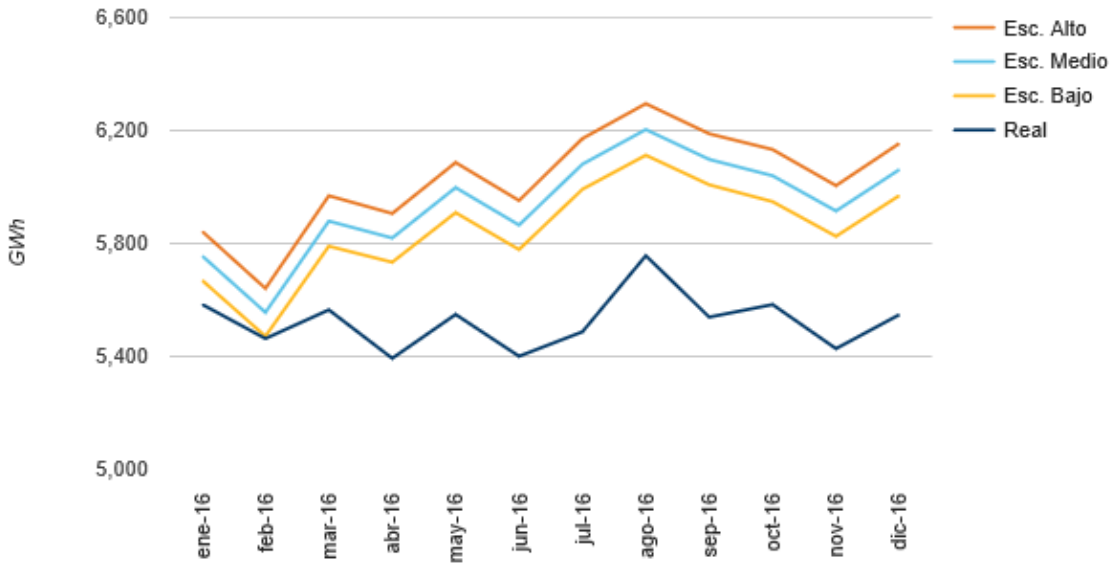
Gráfica 2. Evolución aportes agregados vs considerados al inicio de 2016



Se observa como el valor real se mantuvo dentro del rango del P5 – P95 de la simulación estocástica durante todo el año. Así mismo, se observa que en los escenarios determinísticos considerados, los aportes reales totales del año estuvieron 2% por encima de los valores del Caso 1, y un 3% y 19% por debajo de los valores considerados en los casos 2 y 3, respectivamente.

Respecto a la demanda de energía, las simulaciones consideraron el escenario de crecimiento alto hasta abril y a partir de mayo el escenario medio proyectado por la UPME en octubre de 2015. La grafica 3 ilustra el comportamiento de la demanda real del SIN respecto a las proyecciones de la Unidad. Se puede apreciar como durante todos los meses de 2016 la demanda se sitúo por debajo del escenario bajo de la proyección considerada en los análisis del mes de enero.

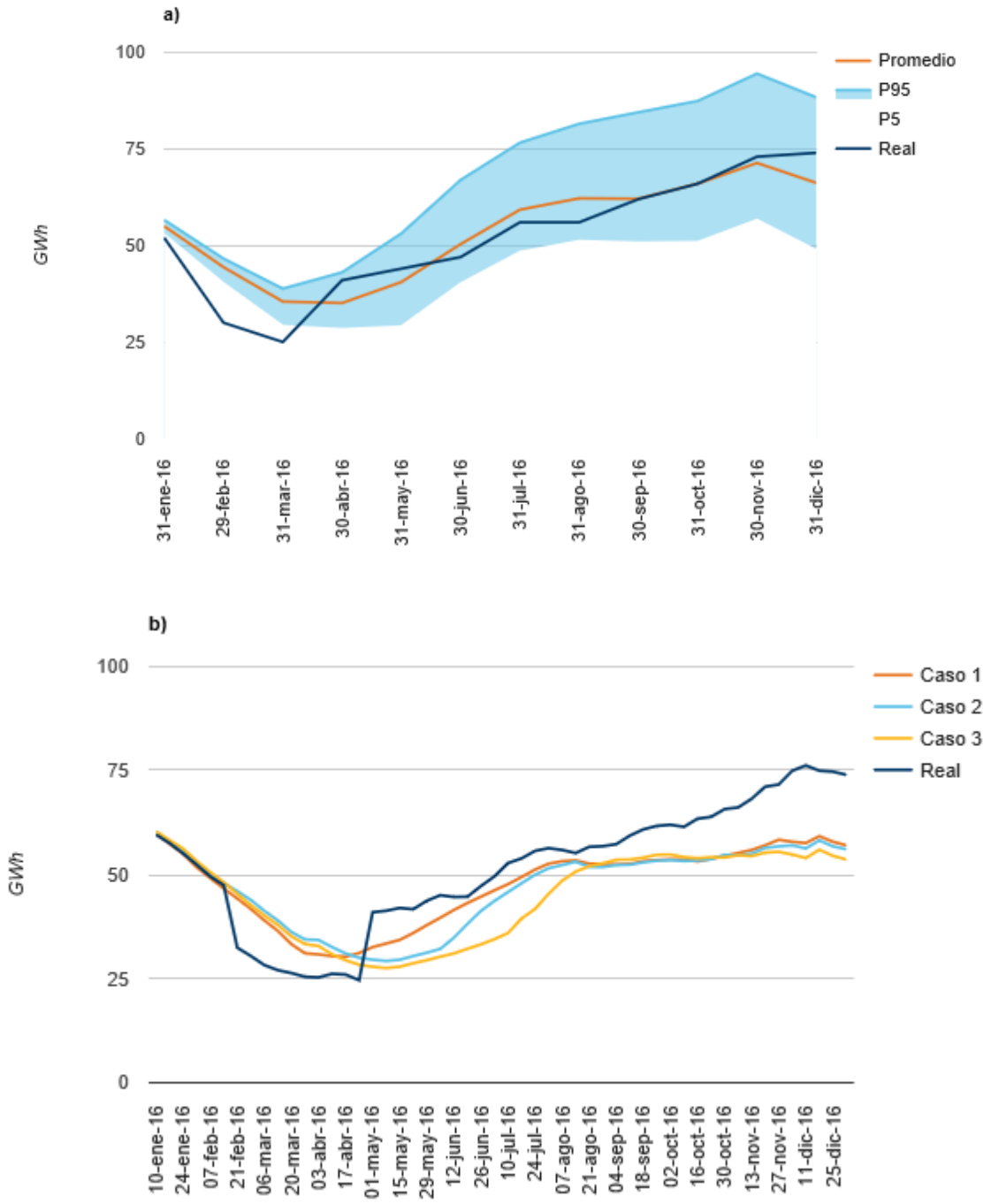
Gráfica 3 - Evolución demanda de energía versus Escenario UPME



Considerando la evolución del embalse agregado, en la gráfica 4 se contrasta la evolución real con la banda de variación de las reservas totales de los escenarios estocásticos en el primer año, ver grafica 4(a), y con las simulaciones determinísticas consideradas, ver grafica 4(b). De acuerdo con los resultados de las simulaciones, hasta mediados de febrero el comportamiento real del embalse agregado fue cercano a los resultados de las mismas, no obstante, el embalse tomo un comportamiento inesperado tras el evento ocurrido en la central hidroeléctrica de Guatapé el 15 de febrero, ya que el agua de su embalse no podía ser aprovechada energéticamente. Dado lo anterior, posterior a la recuperación del 25% de la central

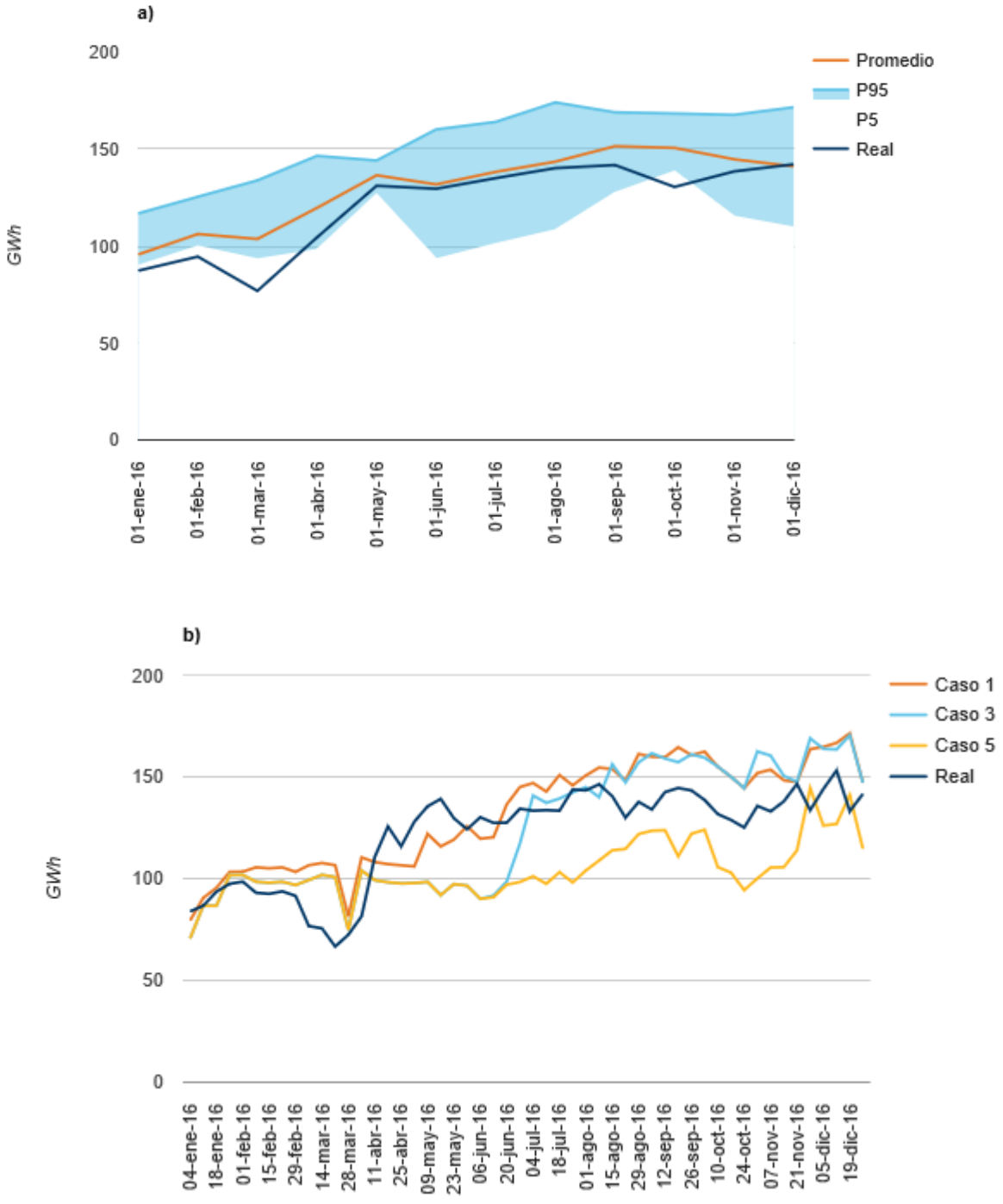
en el mes de mayo y luego que se comenzará a contabilizar nuevamente el agua atrapada en el embalse de El Peñol, se observa en la figura 3, que el embalse agregado se mantuvo dentro de la franja de percentiles 5%-95% para la simulación estocástica. En relación a las simulaciones determinísticas, el nivel del embalse real, durante la primera semana de 2016, fue superior a los resultados obtenidos de los modelos.

Gráfica 4 - Evolución embalse agregado del SIN versus esperado- 2016



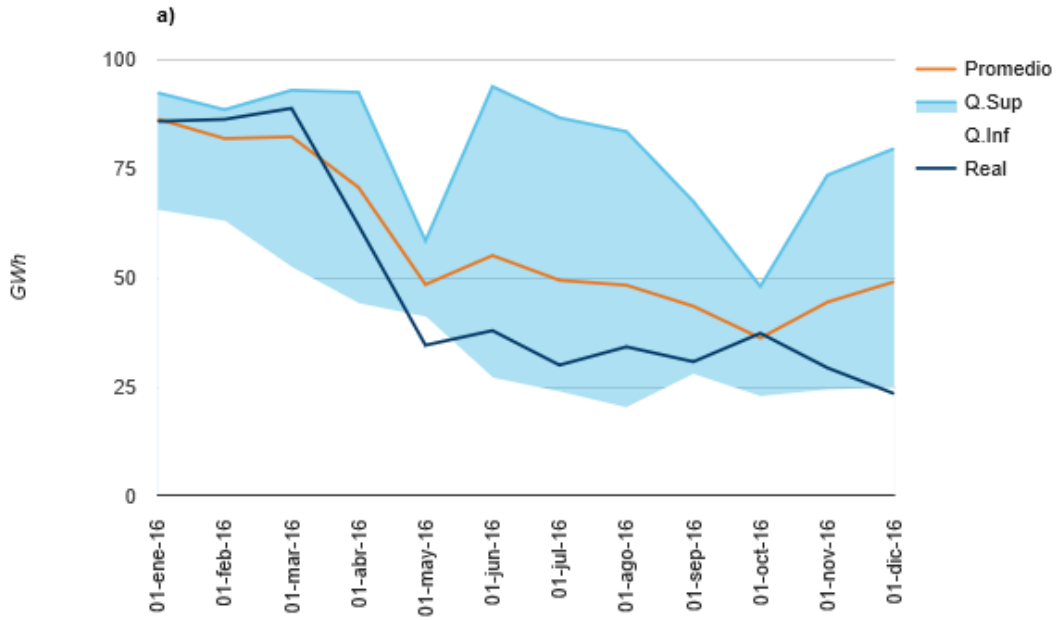
Por su parte en cuanto a la generación hidráulica, ver grafica 5 (a), se observa que hasta abril la generación hidráulica se ubica cercano al percentil 5%, a partir de mayo se sitúa en la franja de percentiles 95%-5% del modelo, excepto para el mes de octubre. Respecto a la generación hidráulica total de los casos determinísticos considerados, se observan diferencias entre del 8% y 2% para los casos 1 y 2. Para el caso 3, hidrológicamente más crítico, la diferencia es de 15%.

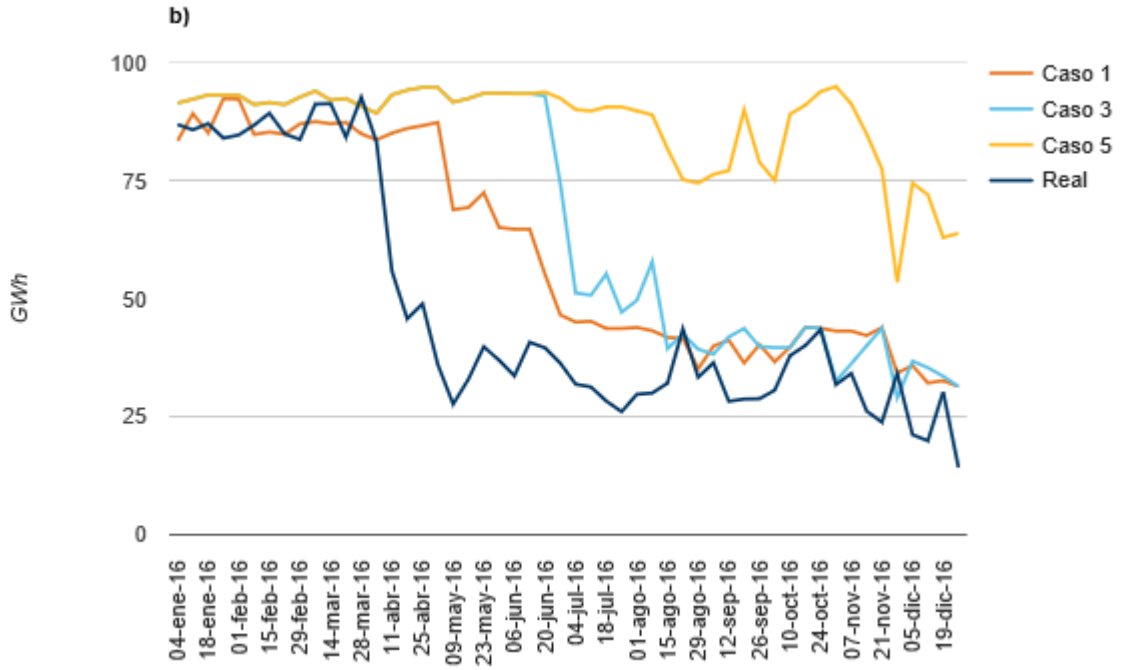
Gráfica 5 - Evolución generación hidráulica del SIN versus generación esperada – 2016



Al comparar la evolución de la generación térmica real vs la esperada, como se observa en la gráfica 6, se observa que la generación térmica promedio esperada por el modelo en los análisis estocásticos (gráfica 6(a)), fue levemente inferior al valor real durante los tres primeros meses del año, situación que se revirtió a partir de abril. Para los análisis semanales de mediano plazo se observó un comportamiento similar para el primer trimestre, mostrando que de abril en adelante la generación térmica indicada por el modelo era superior para los tres casos considerados. La razón principal de esta diferencia se centra en la finalización de la temporada seca, ya que en la hidrología de los análisis del mes de enero se consideraba una mayor duración del fenómeno El Niño.

Gráfica 6 - Evolución generación térmica del SIN versus esperada – 2016





Finalmente, las diferencias entre los estudios realizados y el comportamiento real de la generación térmica e hidráulica se atribuyen primordialmente a los eventos no programados de indisponibilidad de los recursos de generación y a la incertidumbre asociada con las condiciones hidroclimáticas y la demanda de electricidad.

Coordinación gas – electricidad

El Centro Nacional de Despacho (CND), durante el 2016, participó activamente en los distintos foros de integración con otros sectores energéticos fundamentales para el suministro de combustibles primarios a las plantas de generación térmica. Estos foros del alcance del Consejo Nacional de Operación, tanto en el sector gas (CNO –gas) como en el sector eléctrico (CNO-Eléctrico) fueron claves para una atención de la demanda eléctrica bajo una operación confiable, económica y segura.

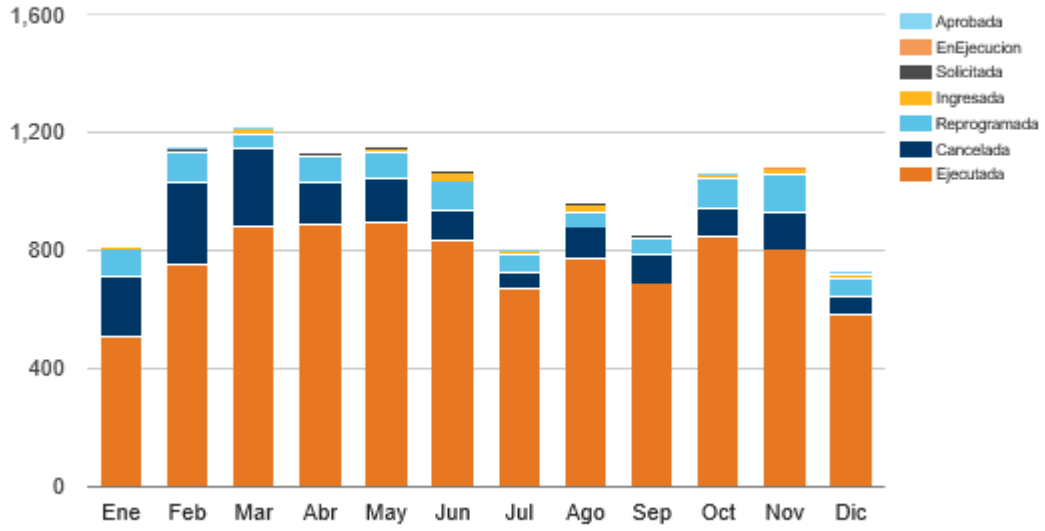
El año 2016 presentó grandes retos en la coordinación del suministro y transporte de Gas para las plantas de generación térmica del país, lo anterior ante los altos requerimientos de generación exigidos debido a la presencia del fenómeno de El Niño 2015-2016, la programación de intervenciones en los campos de producción y transporte del sector gas y las pruebas de entrada en operación comercial de la planta de regasificación. Esta coordinación permitió la atención confiable de la demanda eléctrica ante los distintos escenarios presentados.

Consignaciones

Las intervenciones por mantenimiento sobre los diferentes equipos que componen el Sistema Interconectado Nacional (SIN), son un factor de alta importancia para mantener la confiabilidad en la atención de la demanda eléctrica del país. Por esta razón, el Centro Nacional de Despacho (CND) busca viabilizar el mayor número de las intervenciones solicitadas por los operadores de equipos del SIN manteniendo la operación del sistema bajo condiciones de confiabilidad, seguridad y economía.

Durante el año 2016, de las 11,988 intervenciones ingresadas por los agentes, se ejecutaron 9,125, como se observa en la gráfica 7. Cabe indicar que toda solicitud de intervención realizada por cada uno de los agentes operadores de equipos del SIN, debe cumplir el proceso de análisis de los trabajos, el cual consta de: identificación de riesgos para la operación, chequeo de simultaneidades, análisis eléctrico y energético y gestión final de la intervención para su ejecución.

Gráfica 7 - Consignaciones consideradas por CND durante 2016

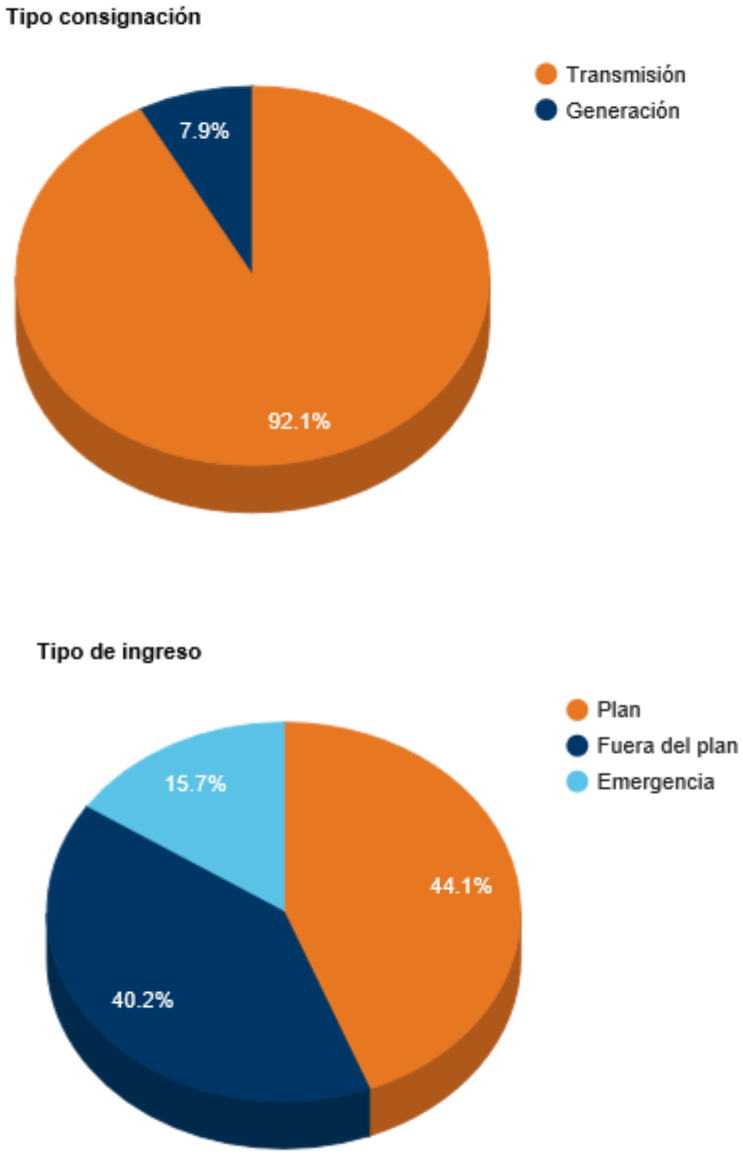


Periodo	Ejecutada	Cancelada	Reprogramada	Ingresada	Solicitada	EnEjecucion	Aprobada
Ene	508	203	94	6	0	0	0
Feb	753	276	102	10	1	0	0
Mar	881	260	53	17	1	0	0
Abr	892	137	91	7	1	0	0
May	897	151	85	10	5	0	0
Jun	830	105	97	32	4	1	0
Jul	670	57	60	10	1	1	0
Ago	774	104	54	24	2	0	0
Sep	687	100	54	8	1	0	0
Oct	848	96	104	9	1	2	1
Nov	802	129	126	22	0	3	1
Dic	583	60	63	9	2	9	1

Los agentes del SIN solicitan sus intervenciones ante el CND mediante consignaciones nacionales, en el aplicativo WEB Sistema Nacional de Consignaciones (SNC), el cual facilita la identificación de los riesgos asociados al SIN de cada una de las consignaciones.

Del total de consignaciones nacionales ejecutadas, el 8% (723) fueron sobre unidades de generación de energía y el 92% (8,402) sobre equipos asociados a la transmisión de energía en el SIN. La gráfica 8 presenta la desagregación del total de consignaciones ejecutadas durante el 2016.

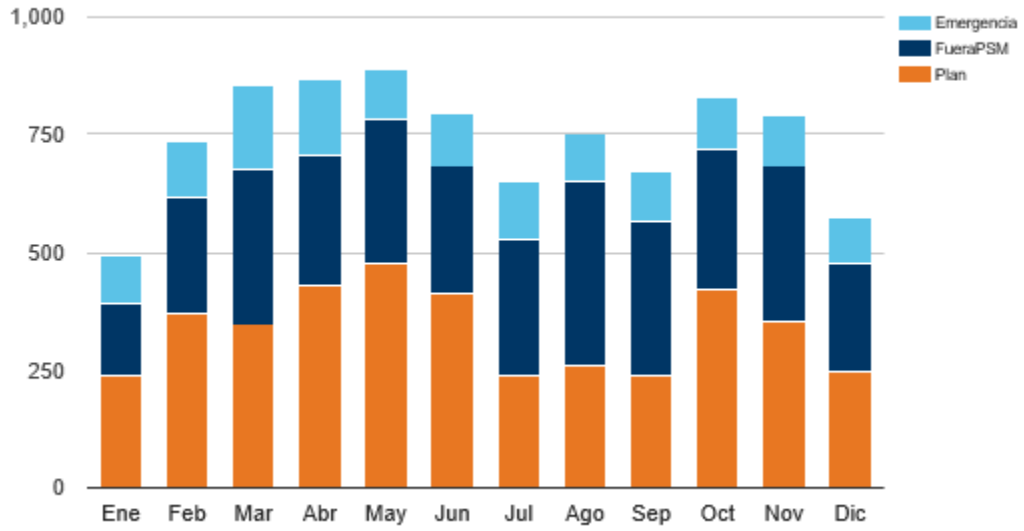
Gráfica 8 - Desagregación del total de consignaciones ejecutadas durante 2016



Las consignaciones se discriminan por tipo de ingreso, teniendo en cuenta aquellas que son solicitadas por plan anual de mantenimientos (PAM) y plan semestral de mantenimientos (PSM) para consignaciones de generación y transmisión respectivamente, así como aquellas solicitadas por fuera de PAM o PSM y las solicitadas por emergencia, para el 2016 el 44% del total de las consignaciones ejecutadas fueron planeadas dentro de los PSM y el PAM.

Para las consignaciones nacionales de transmisión los meses con mayor número de solicitudes ejecutadas se situaron en Mayo (897) y Abril (892), como lo muestra la gráfica 9. Cabe anotar que en esos meses se iniciaba el PSM I del 2016.

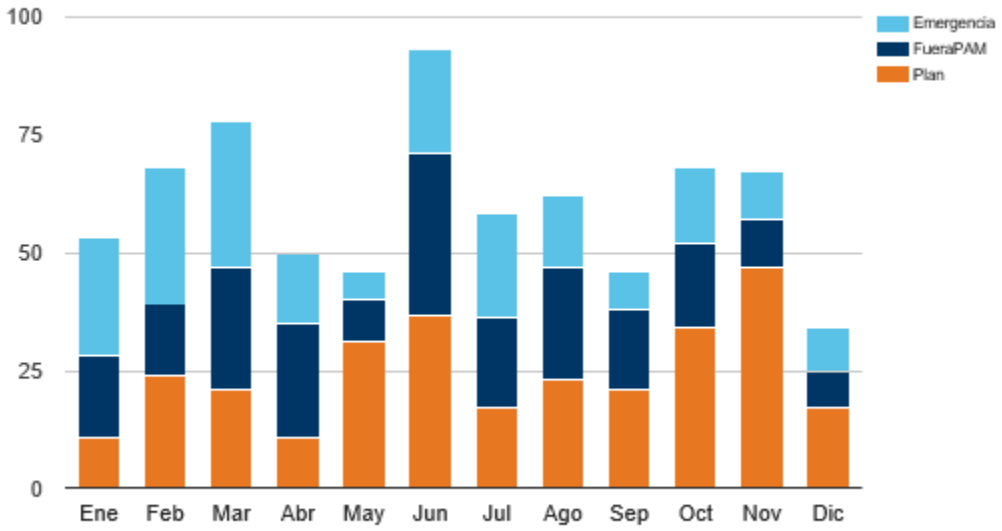
Gráfica 9 - Consignaciones de Transmisión ejecutadas durante 2016



Periodo	Cantidad total	Plan	FueraPSM	Emergencia
Ene	508	240	150	101
Feb	753	368	249	121
Mar	881	346	329	180
Abr	892	429	274	165
May	897	475	310	103
Jun	830	411	273	112
Jul	670	237	291	123
Ago	774	259	390	101
Sep	687	238	329	103
Oct	848	424	295	111
Nov	802	352	329	111
Dic	583	247	228	100

Para las consignaciones nacionales sobre unidades de generación los meses con mayor número de solicitudes ejecutadas se situaron en Junio (93) y Marzo (78), como lo muestra la gráfica 10.

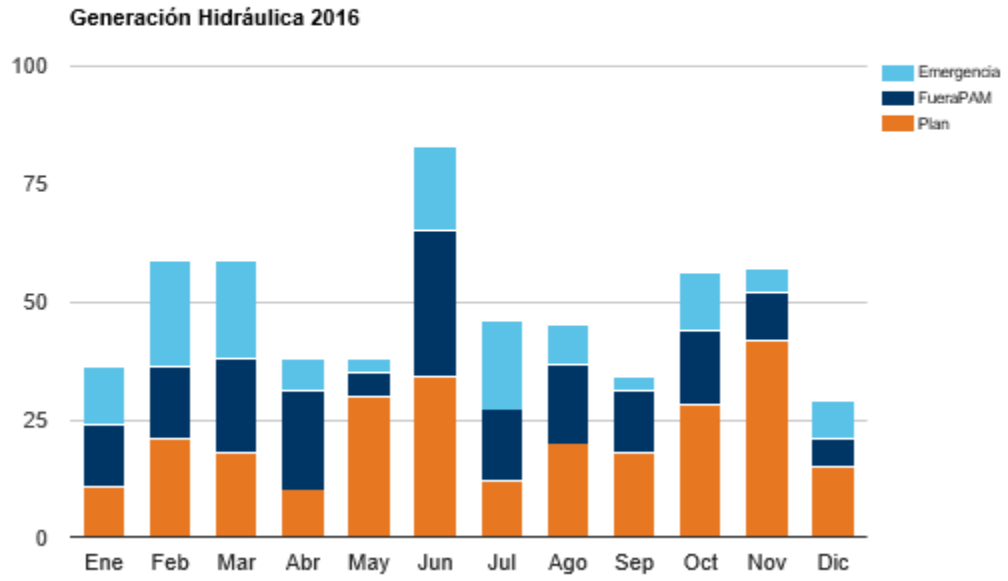
Gráfica 10 - Consignaciones de Generación ejecutadas durante 2016



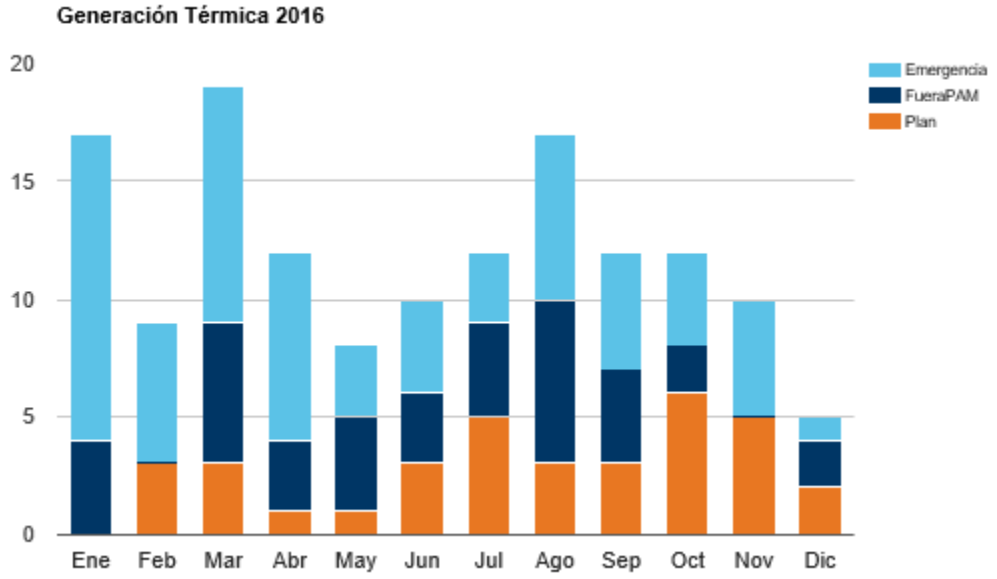
Periodo	Cantidad total	Emergencia	FueraPAM	Plan	Total Generación
Ene	53	25	17	11	53
Feb	68	29	15	24	68
Mar	78	31	26	21	78
Abr	50	15	24	11	50
May	46	6	9	31	46
Jun	93	22	34	37	93
Jul	58	22	19	17	58
Ago	62	15	24	23	62
Sep	46	8	17	21	46
Oct	68	16	18	34	68
Nov	67	10	10	47	67
Dic	34	9	8	17	34

Desagregando los mantenimientos de generación por tipo de recurso, gráfica 11, se evidencia un aumento de las consignaciones de generación térmica de emergencia para el primer trimestre de 2016. Así mismo, se evidencia un aumento en las consignaciones de generación hidráulica de emergencia, para este mismo periodo, coincidiendo con el final de la temporada seca.

Gráfica 11 - Consignaciones de Generación por tipo de recurso ejecutadas 2016



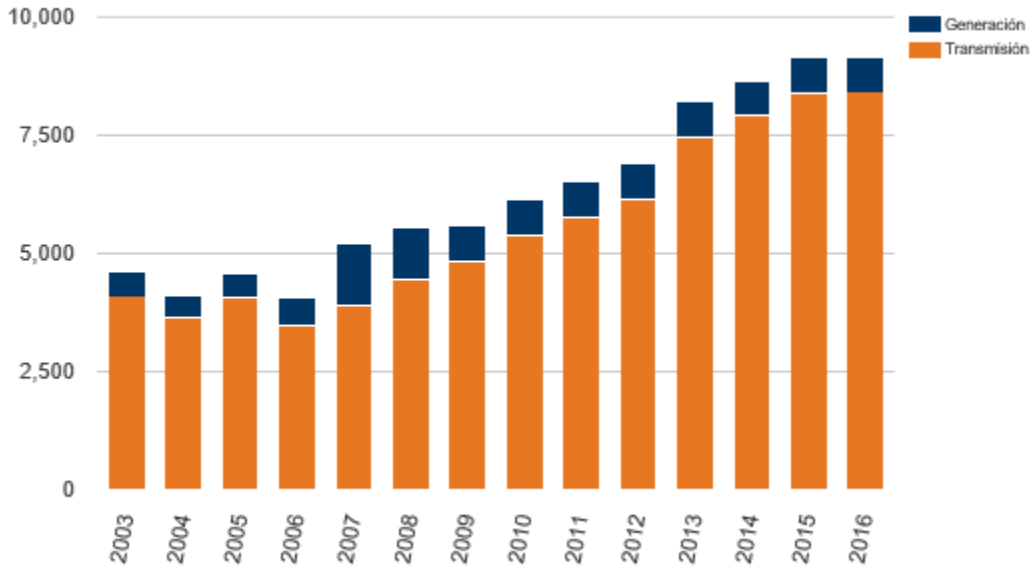
Periodo	Cantidad UnidadHidraulica	Plan	FueraPAM	Emergencia
Ene	36	11	13	12
Feb	59	21	15	23
Mar	59	18	20	21
Abr	38	10	21	7
May	38	30	5	3
Jun	83	34	31	18
Jul	46	12	15	19
Ago	45	20	17	8
Sep	34	18	13	3
Oct	56	28	16	12
Nov	57	42	10	5
Dic	29	15	6	8



Periodo	Cantidad UnidadTermica	Plan	FueraPAM	Emergencia
Ene	17	0	4	13
Feb	9	3	0	6
Mar	19	3	6	10
Abr	12	1	3	8
May	8	1	4	3
Jun	10	3	3	4
Jul	12	5	4	3
Ago	17	3	7	7
Sep	12	3	4	5
Oct	12	6	2	4
Nov	10	5	0	5
Dic	5	2	2	1

En el 2016 se mantuvo el número de intervenciones ejecutadas sobre los activos del SIN con respecto al año anterior, como se ilustra en la gráfica 12. Esto pudo verse afectado por el fenómeno de El Niño en el primer trimestre que hizo que se suspendieran y reprogramaran varias actividades.

Gráfica 12 - Evolución de la Ejecución de Consignaciones 2006 – 2016



Año	Transmisión	Generación	Total	Incremento
2003	4065	521	4586	
2004	3654	471	4125	90
2005	4059	495	4554	110
2006	3482	548	4030	88
2007	3909	1280	5189	129
2008	4454	1074	5528	107
2009	4825	778	5603	101
2010	5364	780	6144	110
2011	5749	746	6495	106
2012	6150	753	6903	106
2013	7423	780	8203	119
2014	7913	710	8623	105
2015	8390	738	9128	106
2016	8402	723	9125	100

Atentados a la infraestructura del SIN

En las tablas se muestra un resumen de los atentados ocurridos en el Sistema Interconectado Nacional - SIN en el año 2016 con resolución mensual. Se clasificó la información por empresa, por mes y por departamento; siendo CENS la empresa que más atentados sufrió en su infraestructura, 40% del total. Los meses de abril y octubre fueron los que más eventos registran en el año, con tres atentados cada mes.

El circuito con mayor número de atentados fue CONVENCION - TIBU 1 115 kV, con 2 atentados durante 2016

Tabla 2 - Atentados SIN por empresa

Empresa	Acumulado 2016	% Atentados
CENS	4	40%
INTERCOLOMBIA	3	30%
CEDENAR	2	20%
EEB	1	10%
TOTAL	35	100,00

Tabla 3 - Atentados SIN mensual

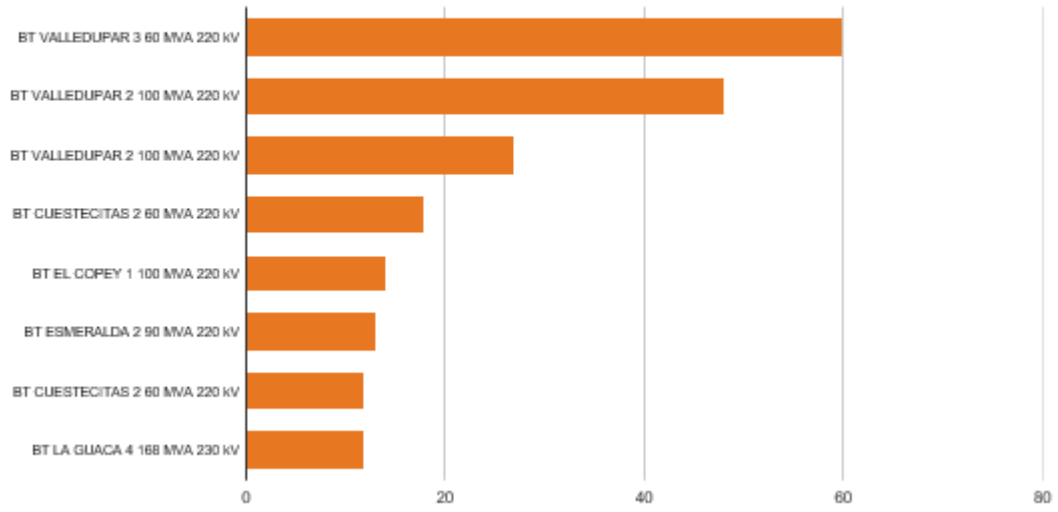
Mes	Total
ENERO	1
FEBRERO	2
MARZO	0
ABRIL	3
MAYO	0
JUNIO	0
JULIO	1
AGOSTO	0
SEPTIEMBRE	0
OCTUBRE	3
NOVIEMBRE	0
DICIEMBRE	0
TOTAL	10

Tabla 4 - Atentados SIN por departamento	
Departamento	**Acumulado**
NORTE DE SANTANDER	4
CUNDINAMARCA	3
NARIÑO	2
ANTIOQUIA	1
TOTAL	10

Seguimiento a la cargabilidad de los transformadores del STN

En el año 2016, XM realizó el seguimiento diario a la carga de transformadores del STN, mediante el software PI, con datos del SCADA cada 4 segundos. De acuerdo con las medidas registradas durante el año, se analizaron los transformadores que mostraron cargas por encima del 95% su capacidad nominal, encontrándose registros por encima de este rango para el trasformador Valledupar 3 de 60 MVA 220/34.5/13.8 kV, en el mes de Agosto, con una frecuencia de 60 veces, Valledupar 10 100 MVA 220/110 kV en los meses de noviembre y diciembre con 27 y 48 veces respectivamente, además Cuestecitas 2 60 MVA 220/110/13.8 kV en el mes septiembre con 18 veces, El análisis detallado de este seguimiento se muestra en ver gráfica 13.

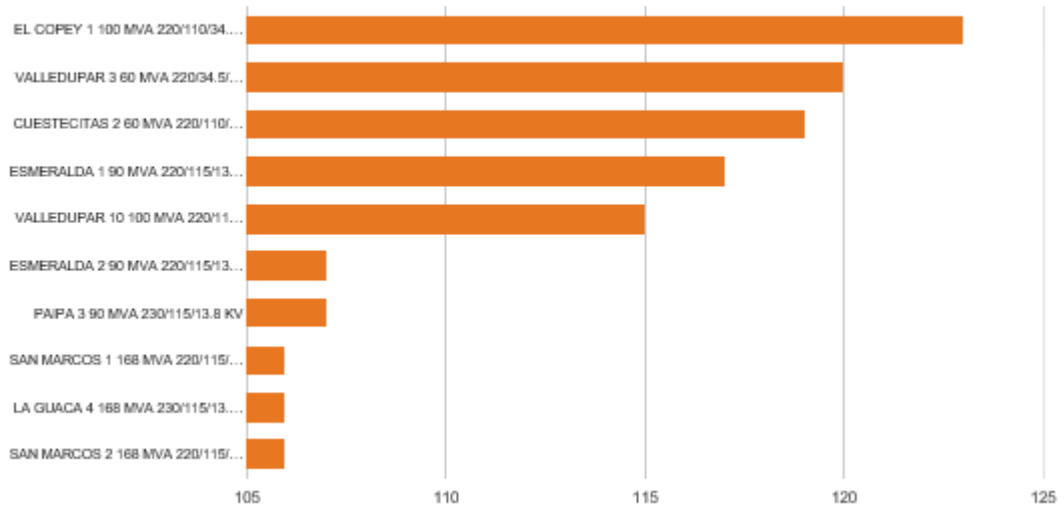
Gráfica 13. Número de sobrecargas de transformadores por encima del 95%



Asimismo, 10 trasformadores presentaron una carga superior al 100%. Se resaltan los transformadores El Copey 1 100 MVA 220/110/34.5 kV, Valledupar 3 60 MVA 220/34.5/13.8 kV, Cuestecitas 2 60 MVA 220/110/13.8 kV, Esmeralda 1 90 MVA 220/110/13.8 kV, y Valledupar 10 100 MVA 220/110 kV, con cargas superiores al 110%, tal como se ilustra en la gráfica 7. Los que presentaron mayor recurrencia fueron los transformadores de Cuestecitas 2 60 MVA 220/110/13.8 kV y Valledupar 10 100 MVA 220/110 kV. Estas sobrecargas estuvieron asociadas a eventos localizados en la zona influencia del activo, mantenimientos y limitación de

capacidad de los transformadores, debido al aumento de la potencia de la demanda en el área.

Gráfica 14. Máxima sobrecargas de transformadores



Por otro lado, la Tabla 5 muestra los transformadores que entraron en operación durante el año 2016:

Tabla 5. Entrada en operación de Transformadores año 2016

Transformador	Capacidad MVA	Agente Operador	Tipo	Uso	Fecha de entrada
Ocaña 3 230/115 kV	90	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	Transformador	Conexión	02/12/2016
Ocaña 2 230/115 kV	90	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	Transformador	Conexión	02/12/2016
Barranca 3 230/115 kV	90	Electrificadora de Santander S. A. E.S.P.	Transformador	Conexión	31/10/2016

Indicadores de la operación

Los indicadores de la operación del SIN miden las principales variables de la operación del sistema, los límites de estos son acordados por los agentes miembros del CNO y para el año 2016 se encuentran plasmados en el acuerdo CNO 840 de 2016. La tabla 6 muestra los indicadores de calidad de operación del SIN en los años 2015 y 2016, para el año 2015 el acuerdo CNO vigente fue el 729 de 2015

Tabla 6 - Indicadores de calidad de la operación del SIN 2015 – 2016					
Indicador	Unidad de Medida	2015		2016	
		Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Tensión fuera de rango(1).	Eventos/año	19	20	20	20
Variación de frecuencia lenta(2)	Eventos/año	0	3	2	2
Variación de frecuencia transitoria (3)	Eventos/año	128	90	104	90
Demanda No Atendida por causas programadas(4)	% anual	0.03%	0.03%	0.0342	0.03%
Demanda No Atendida por causas no programadas(5)	% anual	0.03%	0.13%	0.0325	0.10%

(1) Se considera deterioro en el nivel de tensión, cuando este queda por fuera de los rangos definidos en el Código de Operación por un lapso mayor de un minuto (90-110% para 220/230 kV y entre 90-105% para 500 kV).

- Para el seguimiento del cumplimiento se excluyen las condiciones de deterioro de la tensión causadas por atentados.
- Para el seguimiento del cumplimiento se incluirán sólo aquellos eventos de tensión que afecten la calidad del voltaje con una duración superior a un (1) minuto.
- El índice de tensión por fuera del rango se calculará mensualmente, como el número de veces que se desvíe la tensión por fuera de los rangos de calidad con una duración superior a un minuto.

(2) Se considera Variación de frecuencia lenta, cuando la frecuencia del SIN sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz) y permanezca por fuera por un periodo mayor a 60 segundos.

(3) Se considera Variación de frecuencia transitoria, cuando la frecuencia del SIN sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz) y permanezca por fuera por un periodo menor a 60 segundos.

(4) Se considera demanda no atendida programada, cuando ocurre la ausencia del suministro debido a las siguientes causas:

- Mantenimientos en equipos del Sistema Interconectado Nacional - SIN.
- Determinada desde el despacho diario por déficit de generación ante indisponibilidad de unidades o por insuficiencia en el suministro de combustibles.
- Programada mediante Acuerdo del CNO.
- Se excluye la limitación de suministro, debida al cumplimiento de la Resolución CREG 116 de 1998 y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Se calcula como: MWh no atendidos en el período de interés / MWh de demanda total en el período de interés.

(5) Se considera demanda no atendida no programada, cuando ocurre la ausencia del suministro debido a las siguientes causas:

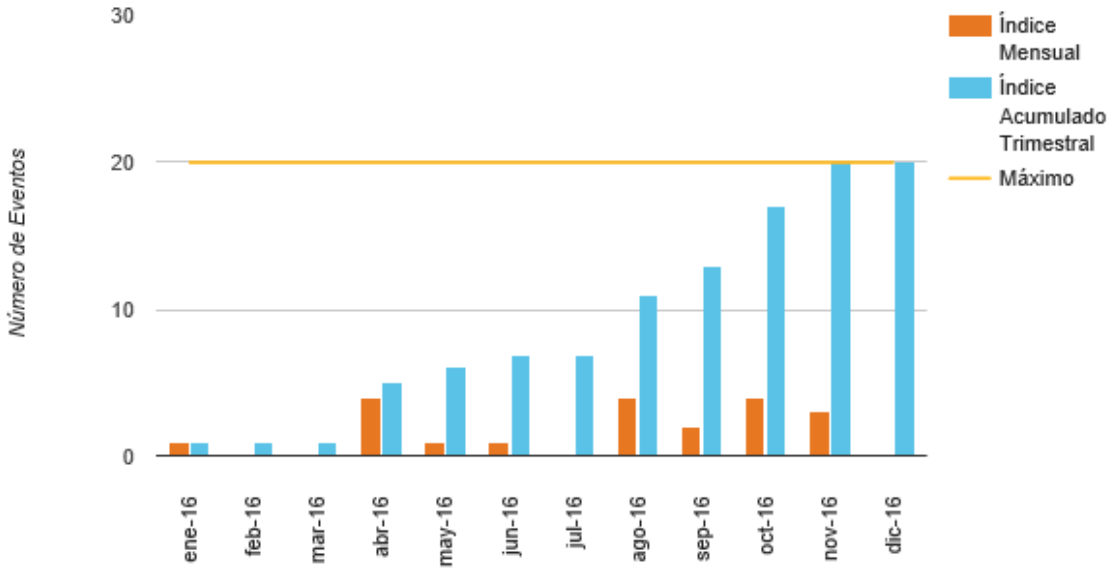
- Salidas forzadas de elementos del Sistema Interconectado Nacional SIN.
- Condición eléctrica o energética ocasionada por atentados en contra de elementos del SIN.

Se calcula como: MWh no atendidos por causas no programadas en el período de interés / MWh de demanda total en el período de interés.

Tensión fuera de rango

En la gráfica 15 se muestran los índices de tensión fuera de rango tanto mensual como acumulado para el año 2016.

Gráfica 15 - Tensión fuera de rango enero 2016 – diciembre 2016

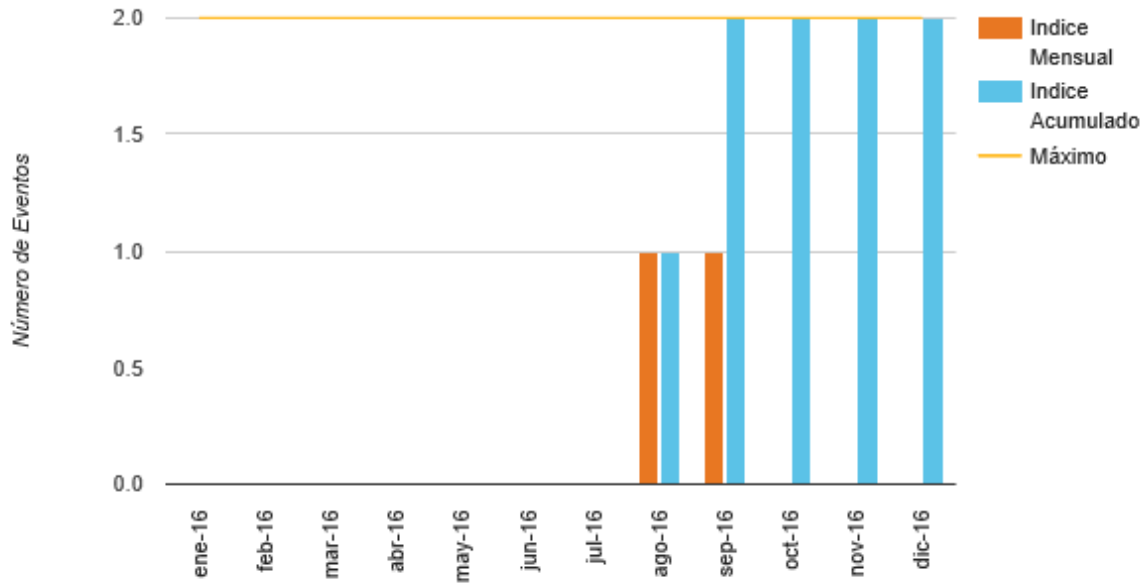


Durante el año 2016 se llegó al límite máximo permitido de número de eventos de tensión por fuera de rango, alcanzando un total de 20 eventos en el año. Además, se puede evidenciar que para algunos meses no se presentaron eventos de tensión, y para los meses de abril, agosto, octubre y noviembre se presentaron el mayor número de eventos de tensión con 4, 4, 4 y 3 registros para cada mes respectivamente.

Variaciones lentas de frecuencias

En la gráfica 16 se presenta el registro de variaciones lentas de frecuencia en el sistema de potencia por fuera del rango de 59.80 - 60.20 Hz durante el año 2016.

Gráfica 16 - Variaciones lentas de frecuencia fuera de rango 59.8 – 60.2 Hz



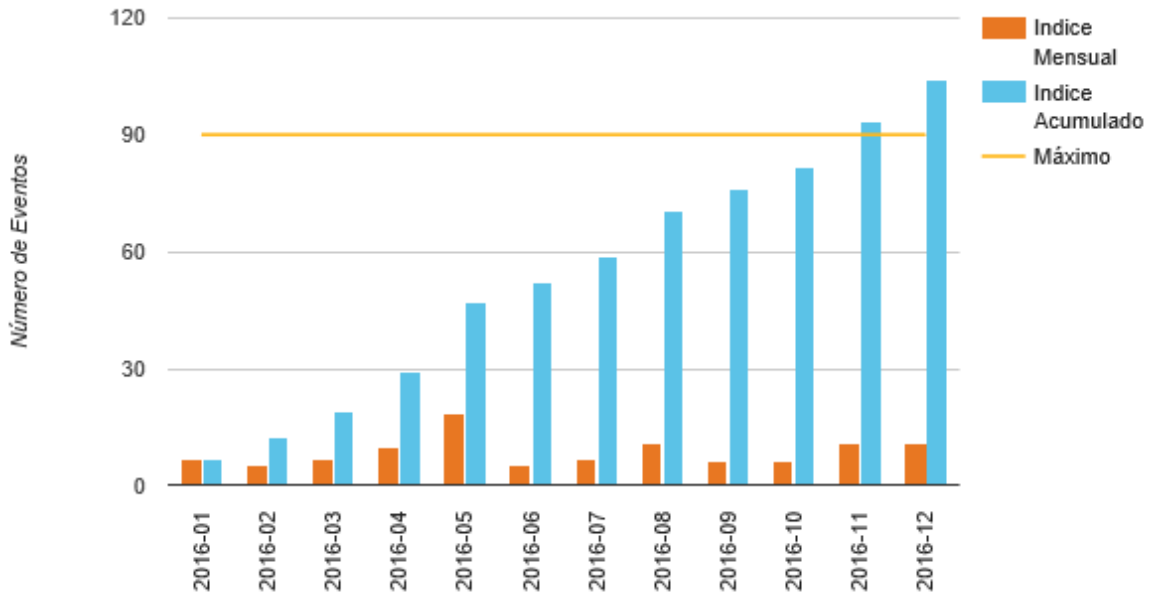
Para el año 2016 se presentaron 2 eventos de frecuencia lentos:

- 04 de agosto a las 01:49 hrs con una duración de 88 segundos, por disparo de los extremos remotos de los circuitos de la subestación TESALIA 230 kV, dejando sin tensión la subestación TESALIA 230 kV y fuera de servicio la generación de las unidades 1 y 2 de EL QUIMBO con 340 MW y la unidad de BETANIA 3 con 60 MW.
- 13 de septiembre a las 03:42 hrs con una duración de 100 segundos, por disparo de las 04 unidades de Porce 3 con 557 MW.

Variaciones transitorias de frecuencias

En la gráfica 17 se presenta el registro de variaciones transitorias de frecuencia en el sistema de potencia por fuera del rango de 59.80 - 60.20 Hz durante el año 2016.

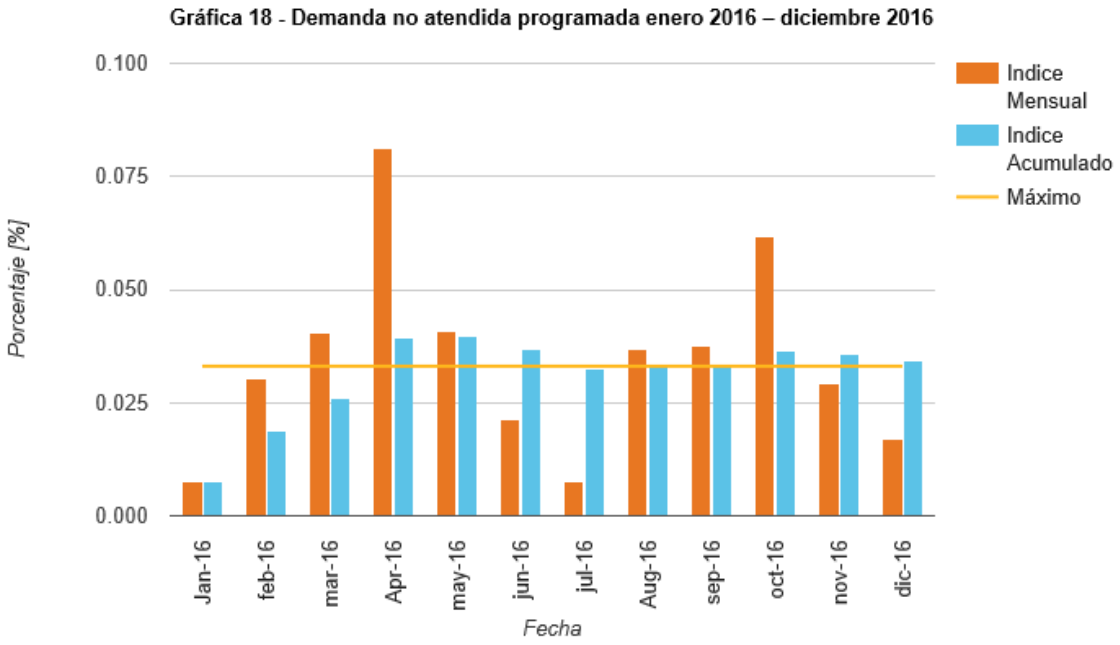
Gráfica 17 - Variaciones transitorias de frecuencia fuera de rango 59.8 – 60. 2 Hz



Durante los meses de mayo, agosto, noviembre y diciembre se presentaron el mayor número de eventos transitorios de frecuencia, con 18, 11, 11 y 11 eventos respectivamente. De los 104 eventos transitorios de frecuencia 88 fueron asociados a unidades de generación y los 26 eventos restantes por causas asociadas al sistema ecuatoriano (salidas de unidades de generación y actuación del esquema de separación de áreas). Las plantas de generación que presentaron más disparos ocasionando excursiones de la frecuencia por fuera de los valores regulatorios fueron Sogamoso, La Miel, Porce III y El Quimbo con 14, 11, 9 y 9 eventos respectivamente.

Demanda no atendida por causas programadas

La gráfica 18 muestra el porcentaje (índice) de demanda no atendida programada para el año 2016. Esta gráfica incluye el porcentaje mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.

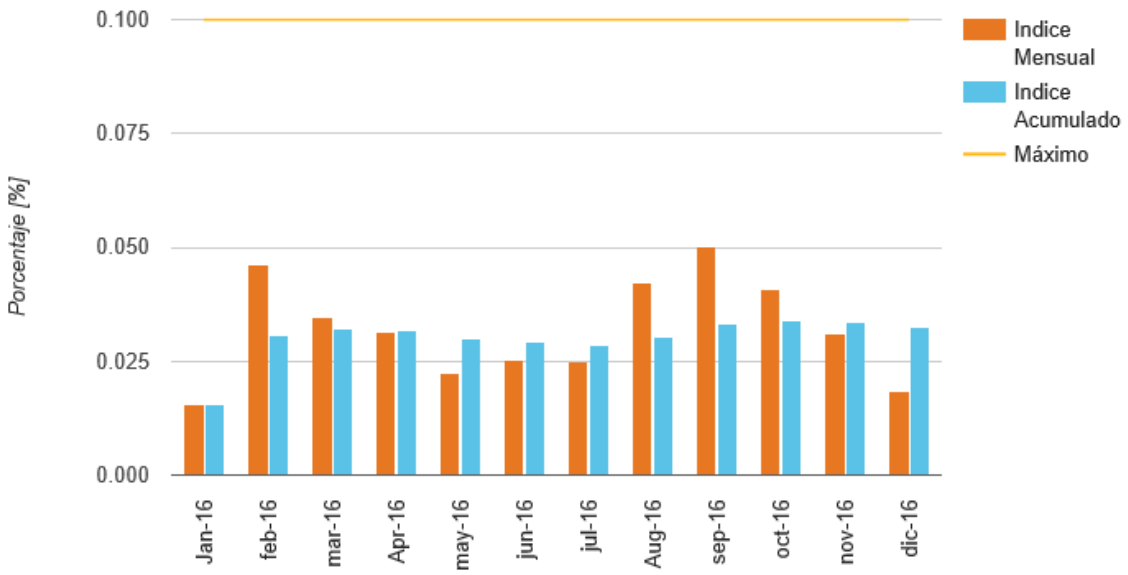


En el mes de abril se presentó el valor máximo de demanda no atendida programada con 0,0812 %. En los meses de marzo, abril, mayo, agosto, septiembre y octubre se superó el límite máximo (0,033 %).

Demanda no atendida por causas no programadas

En la gráfica 19 se presenta el porcentaje (índice) de demanda no atendida no programada para el año 2016. Esta gráfica incluye el porcentaje mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.

Gráfica 19 - Demanda no atendida no programada enero 2016 – diciembre 2016



Durante el 2016 la demanda no atendida por causas no programadas fue inferior al límite máximo (0.132%) durante los 12 meses del año.

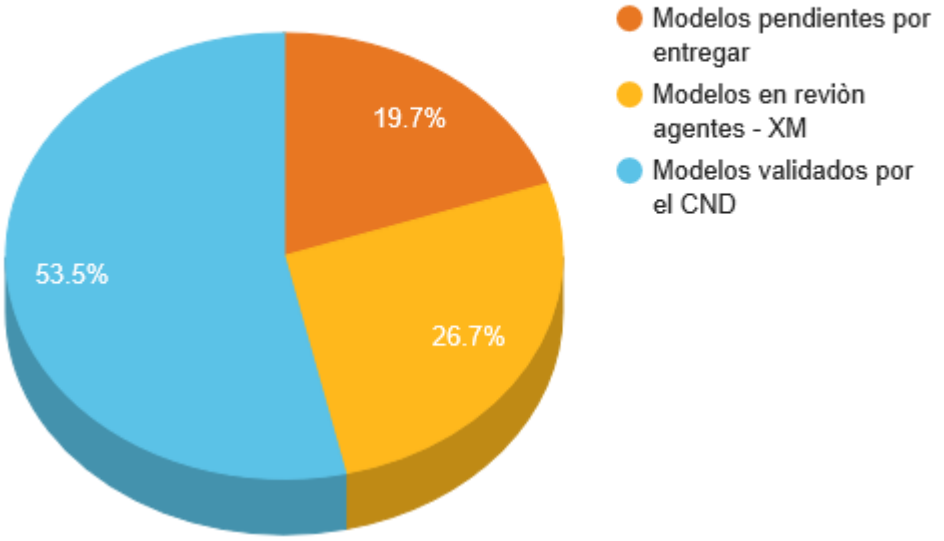
Controles de generación

Modelos de Controles y Parámetros de Generadores

Con el objetivo de mejorar el modelo agregado de la operación del sistema, con el que se realizan las labores de planeación de corto, mediano y largo plazo del SIN, durante el 2016 los agentes generadores y el CND continúan trabajando en la obtención de los modelos validados de los controles y parámetros de los generadores despachados centralmente dándole continuidad al Acuerdo CNO 843. Con este trabajo se pretende emular de forma más precisa el comportamiento dinámico del sistema ante diferentes situaciones, con lo que se pueden definir con mayor certeza sus límites operativos.

Hasta la fecha se han realizado las pruebas necesarias y se han revisado informes de modelos y parámetros de generadores correspondientes al 80.26% de la capacidad instalada del SIN (16 GW), de la cual el 53.69% ya superó con éxito la etapa de validación y están siendo incluidos en la base de datos en la que se modela la operación del sistema. El detalle puede observarse en la gráfica 20.

Gráfica 20 - Balance de entrega de modelos de control y parámetros de generadores



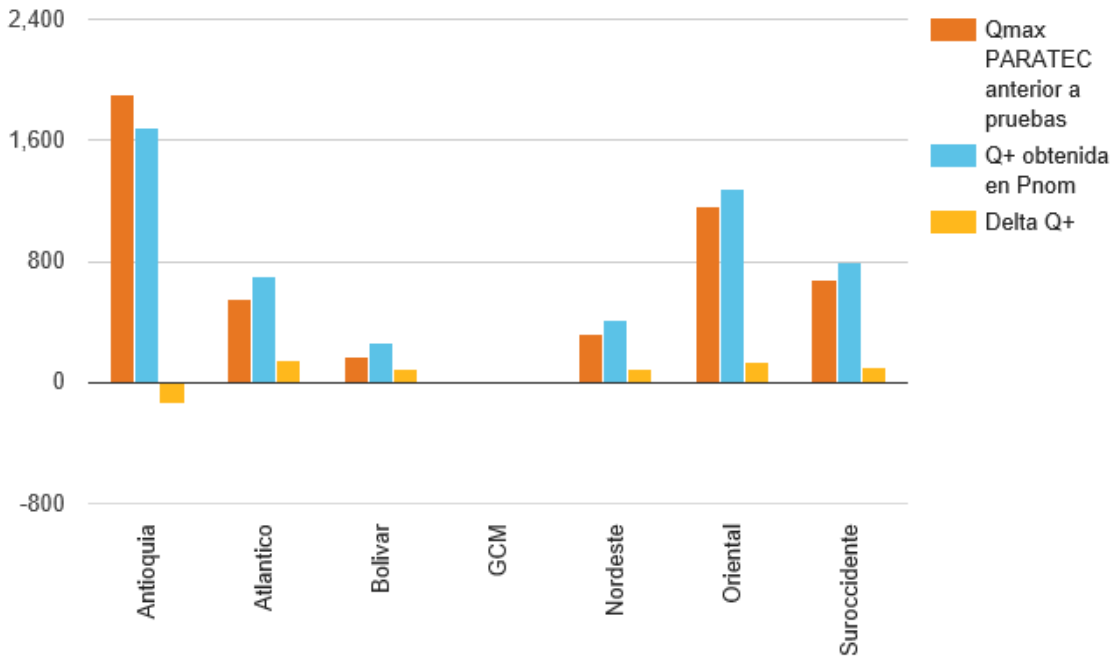
Adicionalmente, atendiendo las inquietudes manifestadas por los agentes respecto a los procedimientos llevados a cabo en el CND con respecto a la revisión e implementación de los modelos de los controles de generación, se realizó un taller teórico – práctico en el que se detalló el proceso desarrollado por el equipo de controles.

Pruebas de Potencia Reactiva en Generadores

En julio de 2014 se logró la aprobación del Acuerdo CNO 689 que define los procedimientos para la realización de las pruebas de potencia reactiva en generadores despachados centralmente, al tiempo que regula la participación de los auditores de dichas pruebas y especifica criterios de ajustes para los limitadores del sistema de excitación de los generadores.

Durante el 2016, XM lideró el proceso de planeación y coordinación de las pruebas de potencia reactiva con base en la información suministrada por los Agentes. En el balance de resultados para las pruebas realizadas entre el 2013 y el 2016, se ha encontrado una capacidad de potencia reactiva adicional de 427.67 MVar en la región de entrega de reactivos y de 494.08 MVar en la región de absorción respecto a lo reportado originalmente para estas plantas, con un porcentaje de avance del 66.24% con respecto a la capacidad instalada del SIN (16 GW). En la gráfica 21 se presenta un detalle del balance de pruebas de potencia reactiva realizadas hasta la fecha considerando el punto de potencia nominal de los generadores.

Gráfica 21 – Balance región sobrexcitación



Dispositivos FACTS

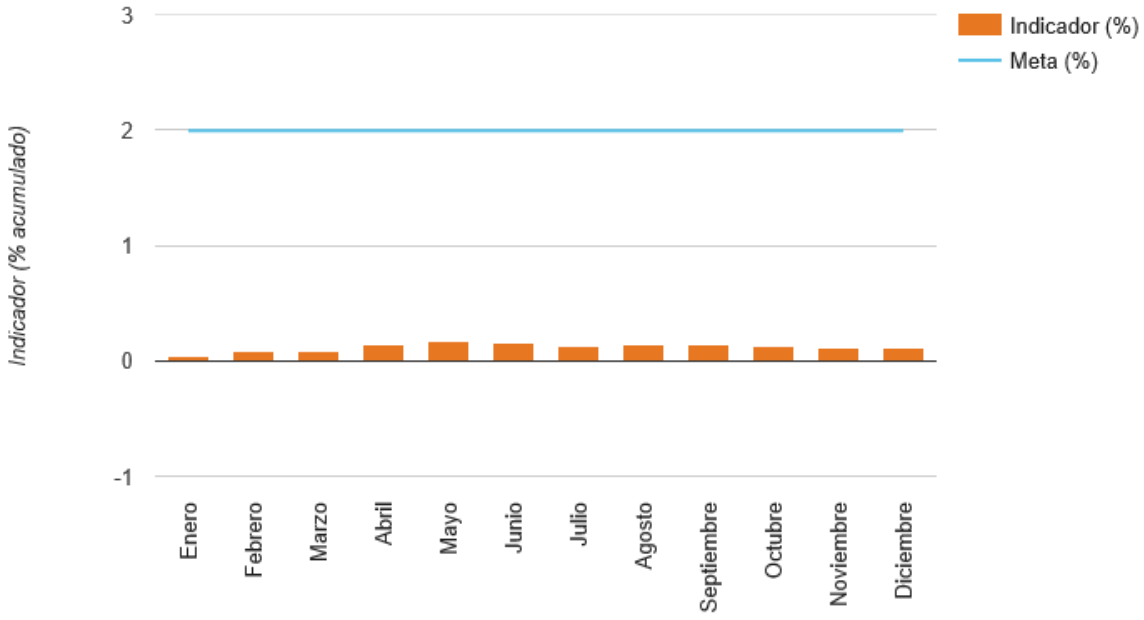
Con el fin de definir lineamientos para el modelamiento de los dispositivos FACTS que permitan mejorar los estudios de planeación en el SIN, en el 2016 se trabajó con los agentes que disponen de estos equipos en la definición de un Acuerdo para establecer estos requerimientos. Con el fin de verificar la viabilidad de cumplimiento del Acuerdo, se realizó la revisión conjunta con EEB e ISA de los modelos matemáticos del SVC de Tunal y el STATCOM de Bacatá.

Estabilidad dinámica del SIN

Continuando con las iniciativas que buscan contribuir con la estabilidad del SIN, en el 2016 se realizó un inventario del estado de los PSSs de los generadores del SIN, incluyendo a las unidades menores, en aras de definir mapa de ruta para el ajuste de estos dispositivos.

Con el objetivo de realizar el seguimiento al comportamiento dinámico del sistema y verificar el impacto de las diferentes medidas tomadas para el control de oscilaciones, se continúa utilizando un indicador que se calcula con la información proveniente de las PMUs instaladas en el sistema. Este indicador se mantuvo por debajo del umbral establecido que corresponde al 2 %, validando la eficacia de las medidas tomadas para el control de oscilaciones de muy baja frecuencia.

Gráfica 22 – Indicador acumulado de oscilaciones de muy baja frecuencia



Asimismo, teniendo en cuenta la activación del modo de oscilación Colombia – Ecuador con bajo amortiguamiento, y con el fin de mantener la estabilidad del SIN se definieron alarmas para detectar la aparición del modo con el fin tomar acciones tempranas en la operación y medidas operativas para controlar el modo durante la operación del sistema.

Adicionalmente se continuó con la gestión para el reajuste de controles del SIN con el fin de garantizar una operación confiable y segura del sistema eléctrico colombiano.

Seguimiento al desempeño del servicio de Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia del SIN

Durante el 2016 se realizó seguimiento a la Regulación Primaria de frecuencia, como primera acción de control de los generadores para atender los desbalances entre la carga y la generación en el SIN. En este año, se presentaron 104 situaciones en que la frecuencia se presentó por debajo de los 59.8 Hz y 2 eventos lentos, es decir valores de frecuencia por fuera del rango por más de un minuto. Durante estas situaciones y según lo estipula la Resolución CREG 023 de 2001 se verificó el cumplimiento de la regulación primaria de frecuencia. Se evidenció que más de 400 unidades presentaron inconvenientes, por lo cual fueron reportadas 44 plantas al ASIC para sus respectivas penalizaciones.

Con relación a la regulación secundaria de frecuencia, se destaca que entre octubre y diciembre de 2016 se realizaron pruebas en sitio y la entrada en operación del nuevo SCADA/EMS con lo cual se incorporó un nuevo programa AGC, encargado de realizar el control automático de la regulación secundaria de frecuencia y los Intercambios internacionales. Para el éxito de esta entrada se realizaron pruebas de la función general del programa y se verificó el correcto funcionamiento de 17 plantas, es decir 68 unidades verificadas en el nuevo AGC.

La adecuación, incorporación tecnológica y entrenamiento a los operadores con esta nueva aplicación se realizó exitosamente con el apoyo de un riguroso plan de Gestión del cambio implementado desde febrero del 2016.

Se realizaron pruebas de AGC durante el 2016 en las plantas Alto Anchicayá, Calima, Chivor, Guatapé, Guavio, Jaguas, La Miel, Porce III, Quimbo, San Carlos, La Tasajera y Urrá Los detalles se describen en la siguiente tabla:

Tabla 7 – Pruebas de AGC 2016		
Fecha	**Unidad**	**Resultados**
Abril	Calima 1	Satisfactorio
Abril	Calima 2	Satisfactorio
Abril	Calima 3	Satisfactorio
Abril	Calima 4	Satisfactorio
Julio	La Miel 1	Satisfactorio
Julio	Jaguas 1	Satisfactorio
Julio	Jaguas 2	Satisfactorio
Julio	San Carlos 5	Satisfactorio
Julio	San Carlos 7	Satisfactorio
Septiembre	Guatapé 6	Satisfactorio
Septiembre	Quimbo	NO Satisfactorio
Septiembre	Chivor 1	Satisfactorio
Octubre	Chivor 2	Satisfactorio
Octubre	Porce III	Satisfactorio
Octubre	La Tasajera 3	Satisfactorio
Noviembre	Chivor 3	Satisfactorio
Noviembre	Chivor 5	Satisfactorio
Noviembre	Guavio 1	Satisfactorio
Noviembre	Guavio 2	Satisfactorio
Noviembre	Guavio 3	Satisfactorio
Noviembre	Guavio 4	Satisfactorio
Noviembre	Guavio 5	Satisfactorio
Diciembre	Chivor 6	Satisfactorio
Diciembre	Chivor 7	Satisfactorio
Diciembre	Chivor 8	Satisfactorio
Diciembre	Urrá 1	Satisfactorio
Diciembre	Urrá 2	Satisfactorio
Diciembre	Urrá 3	Satisfactorio
Diciembre	Urrá 4	Satisfactorio
Diciembre	Alto 3	Satisfactorio

Esquema de Desconexión Automática de Carga - EDAC

Para el año 2016, XM cumpliendo con lo exigido por la regulación vigente, realizó el estudio “Revisión y actualización del EDAC por baja frecuencia del SIN – SAPE”, el cual fue presentado en marzo de 2016 en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica del Consejo Nacional de Operación -CNO-.

Los análisis consideraron el modelo vigente, simulando el comportamiento del esquema ante diferentes escenarios de contingencia, y cómo se desempeñó el mismo durante eventos reales, NO encontrándose evidencia que señale un comportamiento inadecuado del EDAC actual.

Por lo anterior, se consideró que el esquema actual es confiable para cubrir los desbalances generación-demanda en el SIN para los cuales fue diseñado, por tanto se recomendó la continuidad del esquema actual para el período 2016-2017.

El 21 de abril de 2016 se aprobó el Acuerdo CNO 868, el cual sustituyó el Acuerdo 742 de 2015 y estableció los siguientes aspectos asociados al EDAC por baja frecuencia para el SIN:

- Aprobar el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia que cubre un 40% del total de demanda, distribuido en 8 etapas con desconexiones de carga del 5% (con retardos desde 200 ms en las dos primeras etapas, 400 ms en las dos siguientes y hasta 4 segundos en la última etapa).
- Realizar pruebas a las etapas 1 y 2 del Esquema EDAC, conforme a lo establecido en el Acuerdo 741 de 2015 y entregar los resultados de las mismas a más tardar el 31 de octubre de 2016.

Tabla 8 - Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia 2016

Etapa	Ajustes Umbral		Desconexión de Carga[%]	Ajustes df/dt		
	Frecuencia [Hz]	Retardo Intencional [ms]		Frecuencia [Hz]	df/dt [Hz/s]	Retardo Intencional [ms]
1	59.4	200	5			
2	59.2	200	5			
3	59.0	400	5			
4	58.8	400	5			
5	58.6	600	5			
6	58.6	1000	5			
7	58.4	2000	5	58	-0.3	200
8	58.4	4000	5	58	-0.2	400

En cuanto al reporte de las pruebas del EDAC del año 2016 definidas para las etapas 1 y 2 y considerando los plazos para la entrega de los resultados establecidos en el Acuerdo CNO 868 de 2016 se encontró que 17 empresas reportaron la información de manera oportuna, una empresa lo hizo de manera extemporánea, mientras que 10 empresas, no lo habían hecho a 31 de diciembre de 2016.

El análisis de la información valoró las desviaciones máximas permitidas en el Acuerdo CNO 741 de 2015, estableciéndose que 10 empresas reportaron resultados satisfactorios de las pruebas del EDAC, 8 empresas requieren realizar ajustes a las etapas 1 y 2 del EDAC y mejoras en el reporte. Para las empresas que no presentaron resultados de las pruebas, el CNO acordó enviarles comunicación oficial recordándoles este compromiso.

Proyectos para la planeación y operación confiable y segura del SIN

Nuevas Herramientas de Optimización para la Planeación Energética de Sistemas Eléctricos

Motivación

Actualmente, en los sectores de producción y consumo de energía eléctrica, se están presentando cambios significativos que, de una forma acelerada, han impactado tanto la operación de los sistemas eléctricos como los mecanismos de negociación de las diferentes opciones de la canasta energética. Estos cambios son impulsados, en gran medida, por avances en la tecnología, las comunicaciones y la sofisticación en los mecanismos de negociación de electricidad. La penetración significativa de fuentes renovables de energía no convencionales en los sistemas eléctricos y el surgimiento de tecnologías distribuidas emergentes (tales como la demanda flexible, la generación distribuida y el almacenamiento de energía) están brindando mayor flexibilidad y eficiencia en la provisión y el consumo de servicios de electricidad, así como un uso más confiable de la red de transporte y un mejor control de los sistemas energéticos.

Conscientes de los retos que nos impone el mundo actual, XM ha venido trabajando en el mejoramiento continuo de la gestión de los recursos. Una planeación oportuna y precisa de estos recursos permite continuar garantizando la confiabilidad en el suministro y el desarrollo sostenible del país ante la presencia de nuevos elementos y tecnologías que flexibilizan la operación del sistema. En este tipo de planeación se debe internalizar la incertidumbre del futuro, tal que las decisiones del hoy no pongan en riesgo la confiabilidad y sostenibilidad del mañana. Actualmente, el CND cuenta con dos modelos de planeación operativos: el modelo MPODE y el modelo AS. La principal limitación de ambos modelos es que no cuentan con la posibilidad de incorporar modificaciones, tal que se adapten oportunamente a la evolución del sector y a situaciones específicas del sistema colombiano.

Actividades y resultados esperados

Teniendo en cuenta los retos del sector y las falencias mencionadas con los modelos actuales, XM ha venido trabajando en el desarrollo de un nuevo modelo matemático, llamado Orquídea, para la planeación energética de sistemas eléctricos en el mediano y largo plazo. En su primera fase, desarrollada durante 2014 y 2015, se implementó un prototipo haciendo énfasis en el manejo de la incertidumbre en los aportes hídricos, el cumplimiento de la reglamentación vigente y la flexibilidad para incorporar cambios en el entorno de forma ágil y precisa.

Durante 2017 se desarrollará la segunda fase del proyecto, que se extenderá hasta 2018, y cuyo objetivo comprende:

1) Poner en operación el modelo para el análisis energético de mediano y largo plazo.

2) Desarrollar un prototipo de interfaz de usuario para el tratamiento de datos de entrada y salida.

3) Reemplazar algunas funcionalidades del modelo AS, cuya tecnología de desarrollo ya es obsoleta.

4) Incorporar la incertidumbre asociada a las fuentes renovables no convencionales de energía.

El desarrollo del modelo Orquídea no solo permitirá afrontar los escenarios presentes y futuros de operación del sistema eléctrico colombiano con calidad y oportunidad, sino que también se posicionará como herramienta de vanguardia, especializado en análisis estocásticos e incorporando además nuevas características como fuentes renovables no convencionales.

Iniciativa del CND para la Integración de fuentes renovables no convencionales de energía a los procesos del Centro Nacional de Despacho

Conscientes de la responsabilidad con el desarrollo del país y con el fin de continuar desempeñando las funciones con los criterios de confiabilidad, seguridad y economía exigidos por la ley ante la integración de recursos renovables no convencionales, y teniendo en cuenta que la integración de estas nuevas tecnologías conlleva cambios significativos en los procesos y en la infraestructura crítica necesaria para la operación del sistema eléctrico interconectado nacional, el CND estructuró el proyecto: Integración de Fuentes Renovables No Convencionales de Energía a los Procesos del Centro Nacional De Despacho, con el fin de adecuar y mejorar los procesos y procedimientos utilizados para la planeación y operación del sistema eléctrico.

En la primera fase del proyecto (2017) se espera tener una propuesta de diseño de procesos y procedimientos que permitan la adecuada integración de energías renovables a la operación del Sistema Interconectado Nacional – SIN. Adicionalmente, el diseño se complementará con una propuesta regulatoria, la cual tendrá en cuenta la visión de una empresa extranjera experta en integración de renovables.

En la segunda fase (2018) se implementen los nuevos procesos, procedimientos, arquitectura y herramientas a nivel de prototipo, de tal forma que se efectúen los ajustes necesarios e integrar las propuestas de forma definitiva iniciando en el 2019, previo a la entrada en operación de la expansión en generación de energía renovable no convencional, según estimaciones de la UPME.

Proyecto iSAAC (Sistema Inteligente de Supervisión y Control Avanzado)

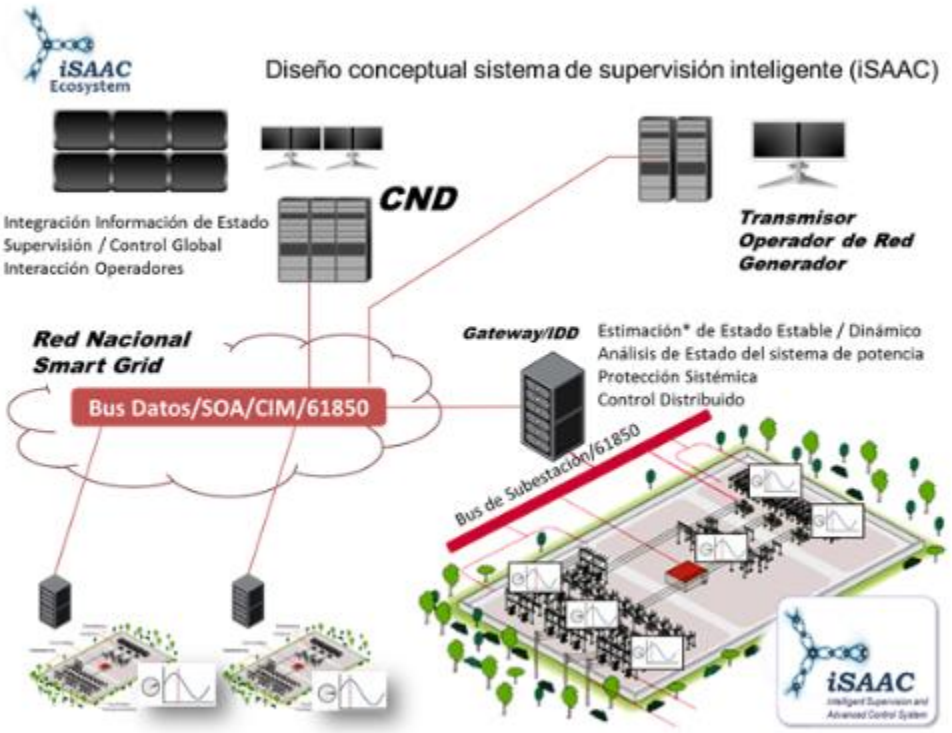
Descripción:

A través del proyecto iSAAC se pretende establecer las bases de la futura supervisión inteligente mediante sincrofasores que, de manera natural, reemplazará los actuales sistemas de supervisión SCADA. Al poder supervisar la dinámica del sistema de potencia, se potencializan funciones impensables con los SCADA/EMS actuales, tales como el control avanzado de los componentes del sistema y la protección sistémica, con las cuales se lograría mejorar de forma considerable la calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del SIN colombiano.

La arquitectura funcional propuesta por el proyecto iSAAC, como se ilustra en la Figura 1, está basada en tres conceptos básicos:

- Supervisión sincrofasorial de todos los terminales/bahías de una subestación;
- Procesamiento distribuido en cada subestación mediante un dispositivo de decisiones inteligente, denominado IDD (*Intelligent Decision Device*);
- Intercambio de datos e información sincrofasorial mediante un sistema de comunicaciones tipo nube, denominado iSAACnet.

Figura 1 - Visión Funcional del Sistema Inteligente de Supervisión y Control Avanzado



Logros 2016:

En aras de alcanzar los objetivos finales del proyecto, durante el año 2016 se avanzó en los siguientes aspectos:

Fortalecimiento red WAMS

- Instalación de 14 PMUs en subestaciones del STN, 9 en 500 kV y 4 en 230 kV;
- Integración a la plataforma SIGUARD, del nuevo centro de control, el ambiente productivo de la WAMS, mediante la incorporación 10 PMUs a través de una red comunicaciones independiente, como se muestra en la Figura 2;
- Realización de un esquema para el soporte de la WAMS en el ambiente del Nuevo Centro de Control.
- Desarrollo e implementación de un estándar para la nomenclatura de dispositivos y señales sincrofasoriales.

- A finales de 2016 se contaba con 80 bahías/terminales supervisadas fasorialmente en 27 subestaciones mediante 63 PMUs, cuya ubicación geográfica puede apreciarse en la Figura 4.

iSAACnet:

- Seguimiento a los indicadores de calidad de datos recibidos
- Contratación de canales dedicados para las nuevas PMUs instaladas
- Implementación de dos redes de comunicaciones independientes, una para el proyecto iSAAC y otra para el ambiente productivo SIGUARD. Ver Figura 3.

IDD

- Definición conceptual de las funciones que debe contener el IDD, las cuales pueden apreciarse en la Figura 5
- Implementación en la subestación Sabanalarga de un prototipo para el almacenamiento y administración descentralizado de registros históricos, utilizando la plataforma del OpenPDC
- Estudio de las características que debe tener el Gateway de subestación, para satisfacer las necesidades de comunicación entre el IDD y la iSAACnet

Ambiente de pruebas de concepto

- Se adquirió e instaló el simulador de tiempo real OPAL RT, mediante el cual se desarrollarán pruebas de concepto de:
- Interacción entre los componentes propuestos por el proyecto iSAAC
- Sistemas de control avanzados para el SIN
- Esquemas de protección sistémica ante eventos de gran impacto

Figura 2 - Medición sincrofasorial productiva a febrero de 2017

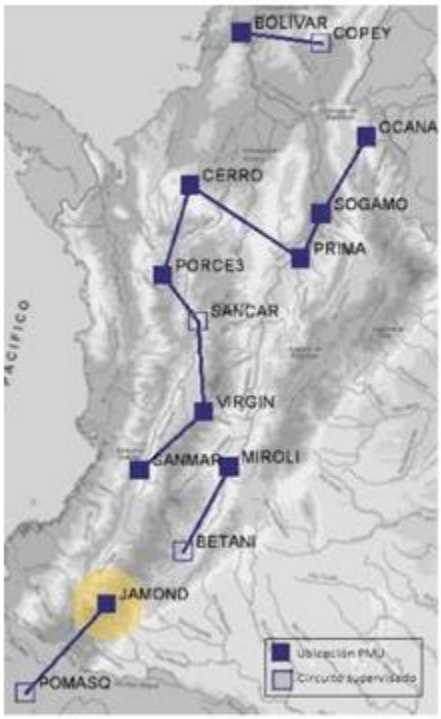


Figura 3 - Redes fasoriales de comunicaciones del proyecto iSAAC y productiva

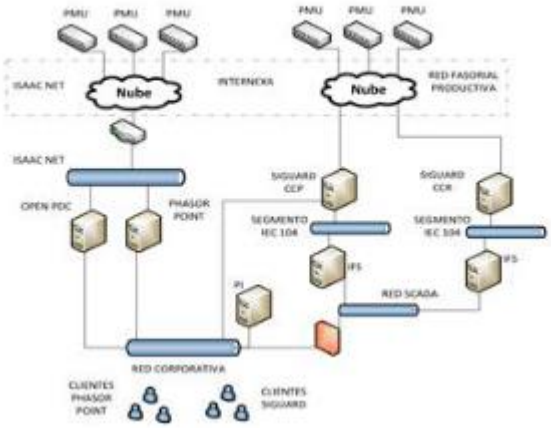


Figura 4 - Ubicación de las PMUs instaladas por el proyecto iSAAC

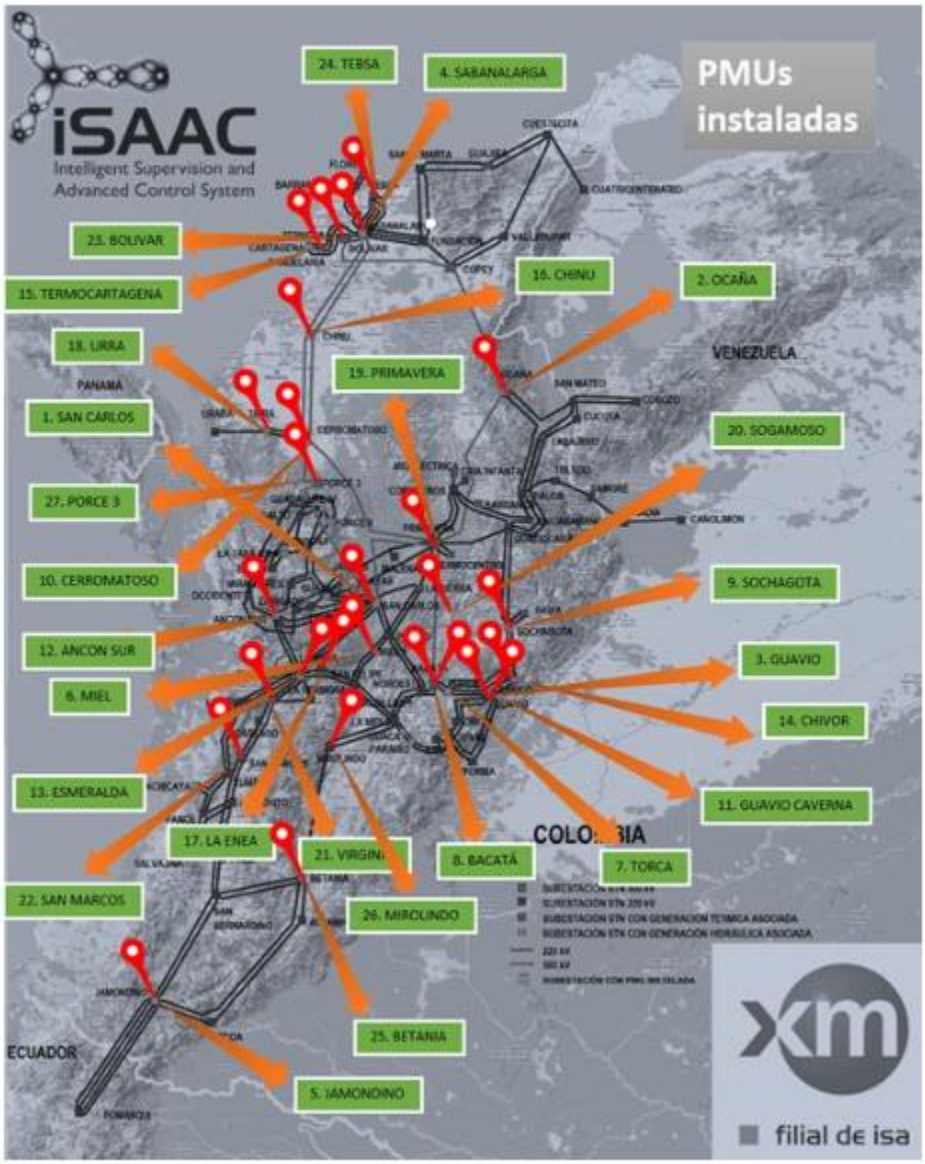
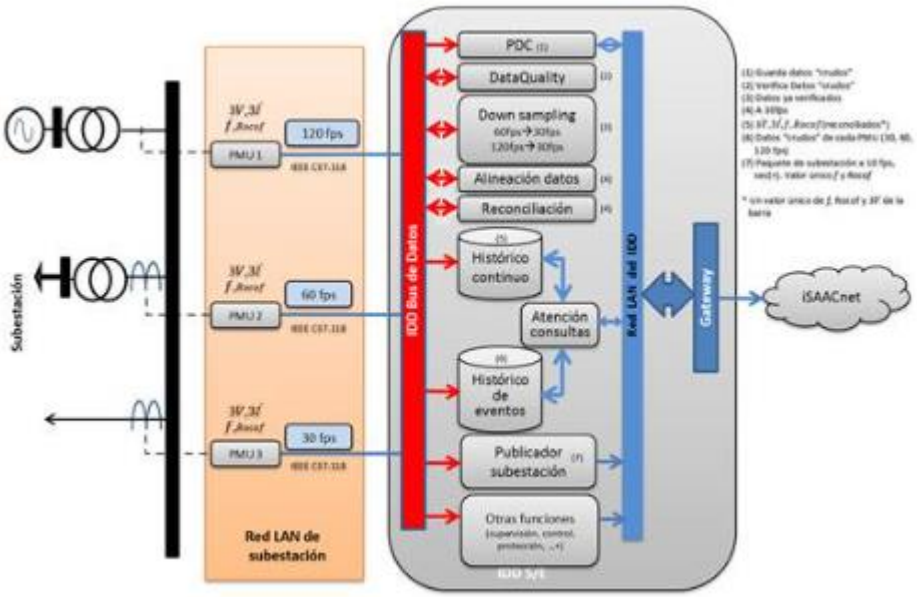


Figura 5 - Definición conceptual de las funciones que debe contener el IDD



Validación de Modelos

- Parámetros de Unidades Generadora

Se continuó en el desarrollo de un prototipo para la validación de modelos de las unidades generadoras, empleando registros de perturbaciones obtenidos mediante unidades de medición fasorial.

- Regulación primaria de frecuencia

Se desarrolló una metodología para estimar la prestación del servicio de regulación primaria de los generadores, basada en sincrofasores.

Participación en eventos y foros nacionales e internacionales

- Asistencia a la reunión general del NASPI. Atlanta, marzo 22-24 de 2016
- Desarrollo del “Taller de Medición Fasorial Sincronizada en Colombia”, dirigido a agentes del sector eléctrico y personal técnico afín a las áreas de planeación y operación de sistemas de potencia. Bogotá 5 de octubre de 2016
- Presentación de la “Implementación de la medición fasorial – Caso de Colombia-“. Seminario Internacional IEEE 2016, Medición Fasorial en Sistema Eléctricos de Potencia, noviembre 10 y 11, Lima, Perú

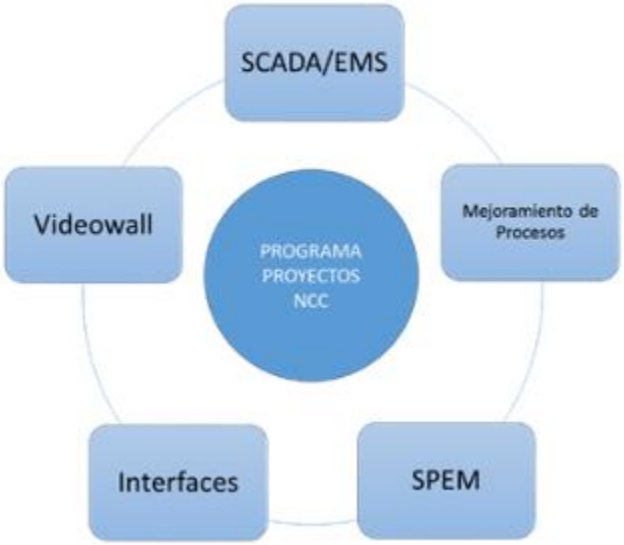
Programa de Proyectos Entrada Nuevo Centro de Control

XM S.A. E.S.P. emprendió un proyecto de Mejoramiento Tecnológico de la Coordinación de la Operación del Sistema Interconectado Nacional – SIN, con la visión de implementar cambios en los procesos y herramientas de supervisión que garanticen la incorporación de nuevas tecnologías y paradigmas de mercado en el corto, mediano y largo plazo.

Para alcanzar estos objetivos, se conformó un programa de proyectos para implementar mejoras en los procesos de la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional SIN. El principal foco de trabajo se centró en mejorar la adquisición y despliegue de la información en el centro de control de XM con plataformas de última tecnología. También se concentraron importantes esfuerzos en los procesos y el entrenamiento de los operadores de XM para que incorporaran adecuadamente los nuevos conceptos y de esta manera poder impactar positivamente en la seguridad, calidad, confiabilidad y economía en la operación en tiempo real.

El Programa fue conformado por 5 proyectos: SCADA/EMS, Interfaces, Mejoramiento de Procesos, Videowall y Sistema de Planeación y Ejecución de Maniobras SPEM, como e describe a continuación:

Figura 6 – Proyectos Entrada Nuevo centro de Control



Los principales objetivos de los proyectos fueron:

- SCADA/EMS:

Adquisición e implementación de la plataforma de tiempo real para la coordinación de la operación del SIN.

- Proyecto Interfaces (Integración):

Desarrollo de la integración, de la plataforma de tiempo real adquirida con los sistemas de información de XM, usando un esquema de arquitectura orientada a servicios

- Mejoramiento de Procesos:

Análisis, diseño y rediseño de los procesos de la coordinación de la operación del SIN, investigaciones para innovar en despliegues en sala de control y en el balance carga/generación, nuevos esquemas de operación MultiSitio y gestión del cambio para preparar a los operadores ante los nuevos retos de la operación.

- Videowall:

Adquisición y puesta en operación del sistema de proyección de la Sala de Control del Centro Nacional de Despacho.

- Sistema de planeación y ejecución de maniobras SPEM:

Diseñar, desarrollar y poner en servicio el sistema de información para apoyar la planeación y la ejecución de maniobras de equipos del SIN.

Los principales logros del 2016 en los proyectos del programa fueron:

- SCADA/EMS:

XM cuenta con nuevo SCADA/EMS. Para tal fin se realizó la instalación del sistema en sitio, se cumplieron de forma satisfactoria todas las pruebas de aceptación en Sitio (SAT) y las pruebas de disponibilidad por un periodo de 1000 horas a partir del 24 de octubre de 2016. El sistema fue declarado en operación el 31 de diciembre de 2016, luego de cumplirse el periodo de disponibilidad de forma satisfactoria. La información de Sincrofasores fue integrada al nuevo sistema SCADA/EMS SP7.

- Interfaces

de intercambio de información. Se realizó la integración del sistema SCADA/EMS con la plataforma transaccional de XM mediante interfaces diseñadas con el concepto de servicios (SOA).

- Sistema de planeación y ejecución de maniobras:

Se concluyó la implementación del sistema que apoyará la planeación y ejecución de maniobras sobre equipos del SIN, en el Centro Nacional de Despacho.

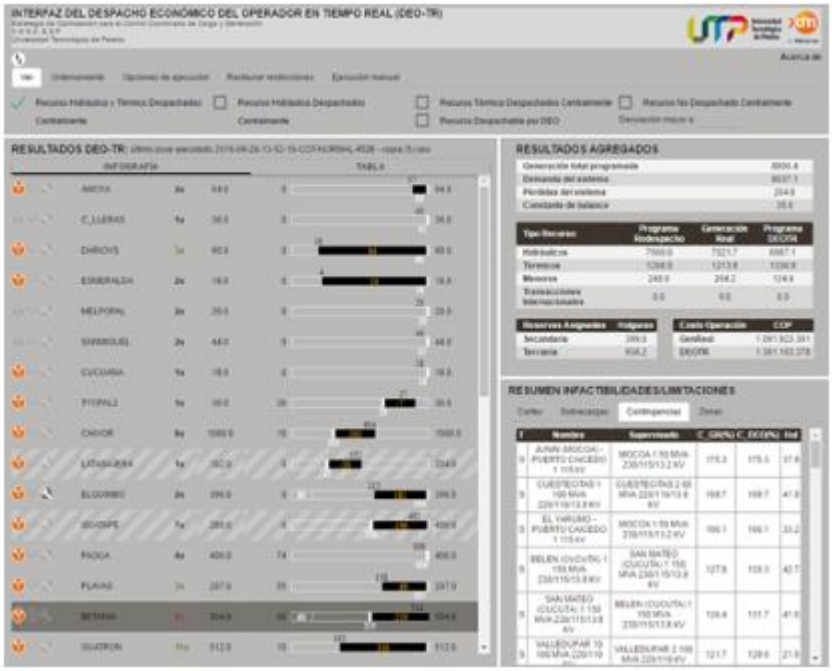
- Mejoramiento de Procesos

: Se implementaron los nuevos despliegues operativos en sala de control de XM, utilizando conceptos de Consciencia Situacional, diseñados y desarrollados previamente con la Universidad Pontificia Bolivariana - UPB. Se incorporaron conocimientos técnicos de ingenieros de XM, con un grupo interdisciplinario de psicólogos, infográficos y expertos en audio. Se implementó con la Universidad Tecnológica de Pereira - UTP, el prototipo de balance carga – generación en el SIN Colombiano con base en la definición el problema y su formulación, realizada el año anterior con esta Universidad. Se diseñaron los procesos de coordinación asistida de maniobras en tiempo real y operación multisitio. Se realizó una adecuada gestión del cambio y capacitación de las personas del Centro Nacional de Despacho con la nueva plataforma SCADA/EMS y las nuevas aplicaciones, para poder estar entrenados y adaptados a los nuevos retos que impone la operación del SIN con estas nuevas tecnologías y procesos.

A continuación, se presenta uno de los nuevos despliegues con los que cuenta la sala de control de XM y que fueron producto de la investigación anteriormente descrita.

Figura 7 - Diagrama unifilar del Sistema Interconectado Nacional - SIN

Figura 8 - Prototipo de balance carga – generación en tiempo real



Proyecto de implementación del Sistema de Gestión de 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.

El sistema de Gestión de Seguridad Operacional para XM tiene importantes ventajas:

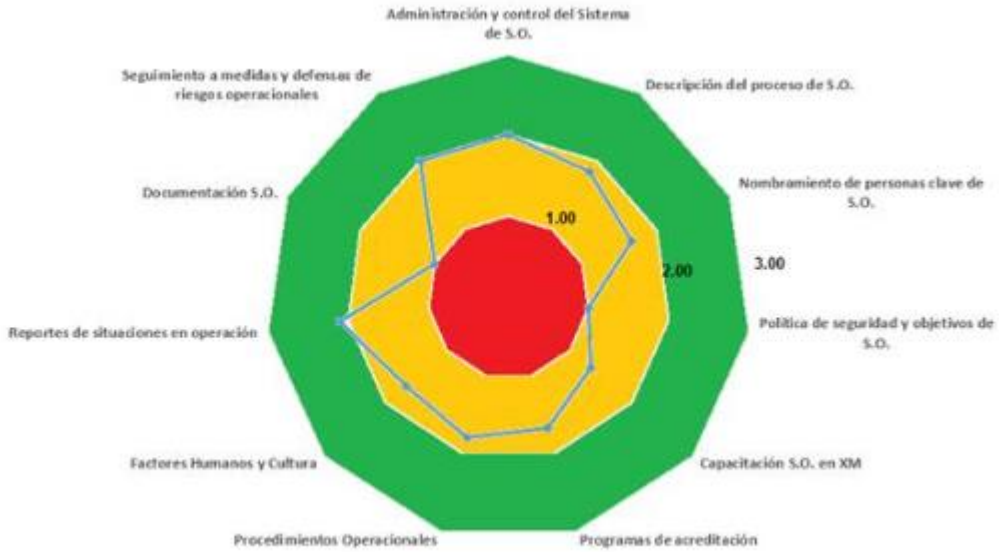
Figura 9 - Prototipo de balance carga – generación en tiempo real

Por ello, partiendo de un diagnóstico, se han implementado acciones que permitan contar con un Sistema sólido para la compañía.

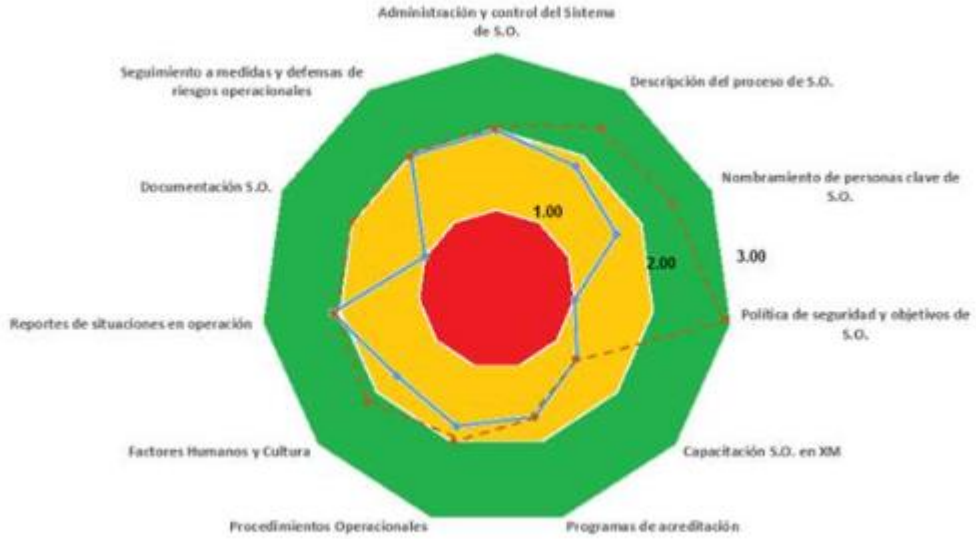
El diagnóstico se llevó a cabo en el 2015, de acuerdo al estándar internacional de seguridad operacional de la OACI (Organización de Aviación Civil Internacional), considerando que dicho sector, por su similitud en cuanto a la operación de tiempo real y coordinación a través de centros de control, es un buen referente para las necesidades operacionales de XM.

Con las actividades desarrolladas en 2016, se logró una buena aproximación al estado esperado del Sistema.

Partimos de este diagnóstico inicial:



Con las acciones 2016, se logró la siguiente aproximación:



Definición y documentación del Sistema de Gestión de Seguridad Operacional: se logró la aprobación del direccionamiento estratégico del Sistema, con objetivos, alcance, lineamientos, roles, responsabilidades e indicadores iniciales.

Procedimientos operacionales: se realizó un estudio del actual procedimiento utilizado para hacer seguimiento al cumplimiento del protocolo de comunicaciones.

Se detectaron mejoras a nivel de tecnología, procedimientos y cultura, esto permitirá desarrollar un plan de acción en 2017 para la optimización de dicho seguimiento buscando el cumplimiento en un nivel máximo posible.

Adicionalmente, se desarrollaron acciones para el mejoramiento del manejo del programador de turnos en el Centro de Control.

Factores Humanos y Cultura: se implementó un mecanismo de difusión del tema, oficial y periódico a través de boletines de Seguridad Operacional.

Para el adecuado manejo de la fatiga derivada de los turnos desempeñados por los operadores del Centro de Control, se realizó el primer paso para la administración del riesgo derivado, de acuerdo al estándar internacional validado por ANSI (American National Standard Institute) RP-755, con el fin de contar con un programa proactivo, basado en datos objetivos y orientado a mejorar el desempeño laboral y a reducir los riesgos operacionales.

Se realizó un análisis de las secuencias de jornadas de servicios a través de un modelo bio-matemático que considera variables como: noches consecutivas,

jornadas de noche, días laborados consecutivos, rotación de los turnos, descansos, etc, y se determinó un Índice de Riesgo por Fatiga para el proceso de Coordinación de la Operación.

El estudio efectuado permitirá priorizar acciones, para 2017, que apunten a:

- Formación de los Ingenieros sobre Gestión Personal de los Riesgos por Fatiga.
- Formación a los Directores y Coordinadores sobre la Gestión Operativa de los riesgos por Fatiga.
- Formación a la familia de los ingenieros sobre Gestión del Descanso Reparador en el Hogar.
- Monitoreo Predictivo de los estados de Fatiga de los Ingenieros

Planes de Defensa del SIN

Descripción: Durante los años 2012 y 2013, como parte de la estrategia para mitigar los efectos de aquellos eventos de gran magnitud sobre el SIN desde la perspectiva de la operación del sistema, XM acometió un proyecto dentro del cual se realizó un referenciamiento internacional entre la regulación Colombiana y la de los Estados Unidos y Suecia, en torno a buenas prácticas para la planeación, protección y operación de los sistemas interconectados. Este referenciamiento tuvo como objetivo principal la identificación de recomendaciones aplicables al SIN Colombiano para mejorar su confiabilidad, considerando entre otros aspectos, las necesidades del sistema y sus restricciones técnicas y operativas, así como la disponibilidad de las nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos de potencia – SEP- tales como la medición fasorial sincronizada (PMU's por sus siglas en inglés).

Como producto de dicho referenciamiento, se obtuvieron interesantes resultados orientados a la implementación de mejores prácticas en aspectos regulatorios y operativos para el sistema colombiano y al mantenimiento en el tiempo de muchas de las actividades actualmente desarrolladas en los diferentes procesos que XM realiza como operador del sistema eléctrico colombiano. Para la implementación de las recomendaciones de este proyecto, se concibió el proyecto Mapa de Ruta Planes de Defensa del SIN y en esta etapa del proyecto **el objetivo fue enfocado en desarrollar propuestas que permitan la implementación de mejores prácticas para la planeación, protección y operación del Sistema Interconectado Nacional.**

.

Principales logros alcanzados en el proyecto:

- Estructuración de las Normas de Competencia Laboral: “Analizar eventos de sistemas eléctricos de acuerdo a la normatividad” y “Analizar protecciones del sistema interconectado nacional de acuerdo a la normatividad”.
- Validación de metodología para el estudio de criticidad de subestaciones y estudio de criticidad de algunas subestaciones del STN- Año 2016.
- Propuesta para validación de parámetros técnicos reportados por los agentes.
- Estudio de Mejores prácticas en Protecciones Eléctricas: Metodología Selección Sistemas de Protecciones en el SIN Colombiano. Además, entrega de propuesta al Subcomité de Protecciones de Esquemas Normalizados de Protecciones Para Líneas y Barras del SIN Colombiano para Nuevos proyectos.
- Construcción de Metodologías: Estimación de Tiempos Críticos de Despeje de Fallas, Estimación del SIR y Ajuste del relé ANSI 67N. Además, entrega de las mismas al Subcomité de Protecciones para su evaluación y aplicación.
- Inclusión de recomendaciones de protecciones eléctricas en las últimas convocatorias de la UPME.

Beneficiarios del Proyecto:

Con los resultados antes relacionados, el proyecto hace su aporte al mejoramiento de la confiabilidad y seguridad del Sistema Interconectado Nacional – SIN, por lo que el Sector Eléctrico Colombiano es beneficiario de la ejecución del mismo.

Eventos tensión fuera de rango

En la tabla XX se muestra el detalle de los eventos de tensión fuera de rango registrados en el 2016.

Tabla XX – Eventos tensión fuera de rango	
Fecha ocurrencia	**Descripción**
2016-01-20 20:23	Desconexión de los elementos de la subestación Termoflores por 220 y 110 kV. Se presentó disparo de las unidades de Flores I y Flores IV con 565 MW, presentándose demanda no atendida en el área de Atlántico. El agente reporta causa sin aclarar. La subestación por 110 kV recibió tensión a las 21:20 hrs.
2016-04-15 6:14	Disparo de los circuitos VALLEDUPAR - CUESTECITAS 1 220 kV, GUAJIRA - CUESTECITAS 1 220 kV, ENLACE 1 CUESTECITAS (TRANSELCA) - CUESTECITAS (ITCO) 220 kV, CUESTECITAS - CUATRICENTENARIO 220 KV y los transformadores CUESTECITAS 1 100 MVA 220/110/13.8 KV, CUESTECITAS 1 100 MVA 220/110/13.8 KV, CUESTECITAS 2 60 MVA 220/110/13.8 KV y CUESTECITAS 4 60 MVA 220/110 KV, quedando desatendidas y sin tensión las subestaciones CUESTECITAS 220 kV, CUESTECITAS 110 kV, MAICAO 110 KV y RIOHACHA 110 kV. El agente reporta causa desconocida del evento.
2016-04-25 4:57	Por disparo del circuito BOLÍVAR - COPEY 500 kV y BT BOLÍVAR 500 kV queda sin tensión BARRA BOLIVAR 500 kV. El agente reporta como causa del evento falla debida a contaminación en la BL BOLÍVAR A COPEY 500 kV.
2016-04-25 6:31	Cuando se estaba reestableciendo el circuito BOLÍVAR - COPEY 500 kV, se produce disparo de la BT BOLÍVAR 500 kV dejando sin tensión BARRA BOLIVAR 500 kV. El agente reporta como causa del evento falla debida a contaminación en la Bahía de Bolívar a Copey 500 kV.
2016-04-30 2:54	Se presenta disparo de las bahías de la subestación Salvajina 230 kV, incluyendo circuitos Salvajina - Juanchito 230 kV, Salvajina - Pance 230 kV, quedando sin tensión la subestación Salvajina 230 kV, el agente reportó como causa del evento descargas atmosféricas en la zona.
2016-05-14 4:56	Disparo del circuito URRA - URABA 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones URABA 230 kV, URABA 110 kV y APARTADO 110 kV. El agente reporta como causa del disparo descargas atmosféricas en la zona
2016-06-23 19:28	Se presenta apertura de todos los interruptores asociados a la subestación Barbosa 220 kV y desconexión de la línea Barbosa - Guatapé 220 kV en ambos extremos. Se presenta ausencia de tensión en la subestación Barbosa 220 kV. El agente reporta operación de la función de protección falla interruptor (50BF).

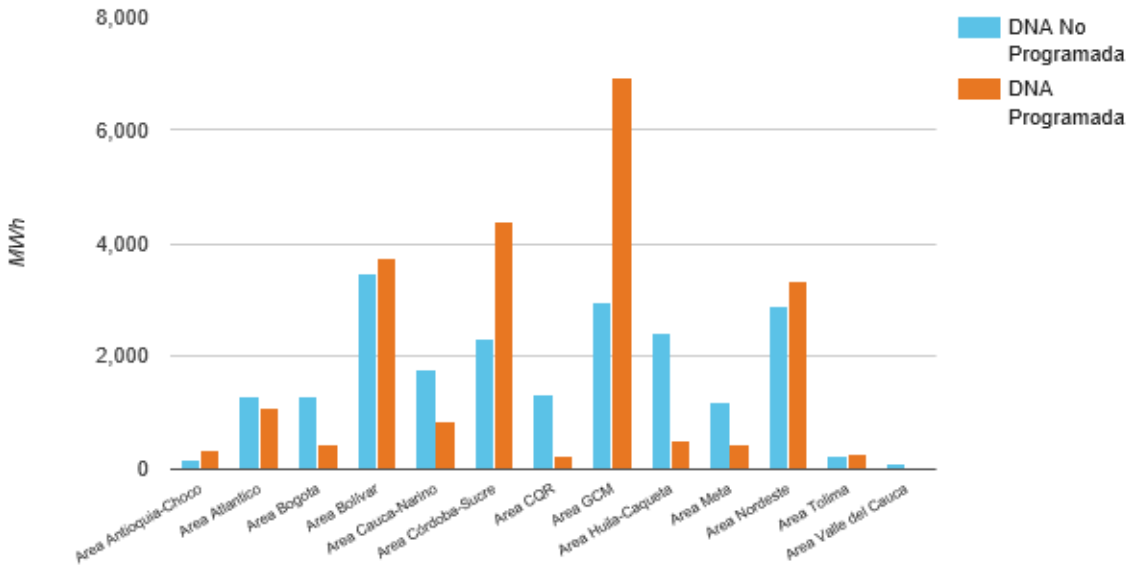
2016-08-4 1:49	Disparo de las bahías de línea BL1 BETANIA A TESALIA 230 kV, BL1 JAMONDINO A TESALIA 230 kV y BL1 ALTAMIRA A TESALIA 230 kV y el corte central TESALIA M030 230 KV, dejando sin tensión la subestación TESALIA 230 kV y fuera de servicio la generación de las unidades 1 y 2 de EL QUIMBO con 340 MW y la unidad de BETANIA 3 con 60 MW. El agente reporta causa sin identificar.
2016-08-8 12:28	Disparo de los activos SAN MATEO - NUEVA ESPERANZA 230 kV y BL1 TUNAL A SAN MATEO (BOGOTA) 230 kV quedando sin tensión la subestación SAN MATEO 230 kV. El agente reporta conductor roto en el circuito SAN MATEO - NUEVA ESPERANZA 230 kV.
2016-08-11 16:52	Evento de tensión por disparo de los activos BL Ibagué hacia Betania 230 kV, unidad 1 Betania con 165 MW, BL Natagaima hacia El Bote 115 kV, Disparo de la BL Altamira hacia Hobo 115 kV y Disparo de la BL Tenay hacia Prado 115 kV. Quedaron sin tensión las subestaciones Subestación Betania 115 kV, subestación Hobo 115 kV, subestación El Bote 115 kV, subestación Sur 115 kV, subestación Oriente 115 kV. Causa en estudio
2016-08-21 20:48	Posterior a la salida de GUAVIO a las 20:42 horas, se presenta a las 20:48 horas disparo de todos los extremos remotos de de GUAVIO 230kV quedando sin tensión la subestación GUAVIO 230kV, solamente se presenta disparo en ambos extremos del circuito de GUAVIO - LA REFORMA 2 230kV. Al mismo tiempo se presenta disparo de la bahía por 230 kV del ATR de GUAVIO 1 40 MVA quedando sin tensión las subestaciones a 115 kV de GUATEQUE, TUNJITA, SANTA MARIA, MAMBITA, GUAVIO y UBALA. También se presentó disparo de la bahía de línea en CARRERA 5 hacia CONCORDIA 115 kV y de 6 circuitos a un nivel de tensión de 11.4 kV en el área de CODENSA. No se presentó actuación del EDAC.
2016-09-14 16:14	Disparo de la unidad Guajira 2 cuando se encontraban en red aislada las subestaciones Cuestecitas y Guajira 220 kV por disparo previo de GUAJIRA - TERMOCOL 220 kV y CUESTECITAS - VALLEDUPAR 220 kV, mientras se encontraba en mantenimiento el activo GUAJIRA - SANTA MARTA 220 kV.
2016-09-20 17:18	Disparo de la línea URRA - URABA 230 kV dejando sin tensión las subestaciones URABA y APARTADÓ. El agente reporta actuación protección distancia.
2016-10-21 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.

2016-10-27 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.
2016-10-30 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.
2016-10-31 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.
2016-11-5 22:07	Disparo del circuito URRÁ - URABÁ 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones URABÁ 230/115 kV y APARTADÓ 115 kV. El agente reporta descargas atmosféricas.
2016-11-6 7:54	Disparo de todos los interruptores asociados a la barra Copey 220 kV quedando la subestación Copey 220 kV sin tensión. Por recomendación eléctrica de las consignaciones C0138354 BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 220 kV y C0138355 BL2 VALLEDUPAR A EL COPEY 220 kV se encontraba abierto el interruptor 8030 en Valledupar 220 kV, y en el momento del evento también quedó sin tensión la subestación VALLEDUPAR 110 kV con demanda no atendida.
2016-11-30 11:26	Disparo de los circuitos MOCOA - JAMONDINO 230 KV, MOCOA - ALTAMIRA 230 KV en MOCOA, TESALIA - JAMONDINO 230 KV en JAMONDINO y recierre en TESALIA, JAMONDINO - POMASQUI 1, 2, 3 y 4 230 kV por actuación del esquema de separación de áreas, JAMONDINO - JUNIN 115 kV, EL ZAQUE - CATAMBUCO 115 kV, PASTO - JAMONDINO 115 kV en PASTO, PASTO - CATAMBUCO 115 KV, PASTO - RIO MAYO 115 KV en PASTO, JAMONDINO - CATAMBUCO 115 kV en CATAMBUCO y recierre en ambos extremos circuitos SAN BERNARDINO - JAMONDINO 1 y 2 230 KV, CENACE reporta disparo de la planta COCA CODO SINCLAIR con 950 MW. Con el evento se presentó afectación de la demanda de CEDENAR, PUTUMAYO y BAJO PUTUMAYO.

Demanda no atendida por causas programadas y no programadas por áreas operativas

En la gráfica XX se presenta la demanda no atendida por causas programadas y no programadas por áreas operativas en el año 2016.

Gráfica XX - Resumen demanda no atendida programada y no programada por área operativa año 2016.



El área con mayor demanda no atendida programada es GCM (Guajira, Cesar, Magdalena), esto debido a la gran cantidad de mantenimientos sobre transformadores de carga y circuitos radiales.

El área con mayor demanda no atendida no programada es Bolívar. Los eventos más relevantes fueron la indisponibilidad del transformador CHAMBACU 1 50 MVA 66/13.8 KV, por falla en circuito de distribución de 13.8 kV e indisponibilidad del circuito TERNERA - GAMBOTE 66 kV por robo de conductor.

Eventos oscilaciones de frecuencia

13 de marzo de 2016: a las 06:39 horas se presentó una oscilación de potencia interárea con un modo de oscilación 0.4 Hertz, entre Colombia y Ecuador, la cual duró aproximadamente 330 segundos. Los análisis evidenciaron que el sur del sistema colombiano osciló en fase con el sistema ecuatoriano y en contrafase con el sistema central y norte de Colombia.

Las plantas con mayor participación en este modo oscilación fueron Tebsa y Paute Asimismo, se observó que la operación de los PSSs en Paute y Tebsa contribuyeron a la estabilidad del sistema, aportando un amortiguamiento apreciable.

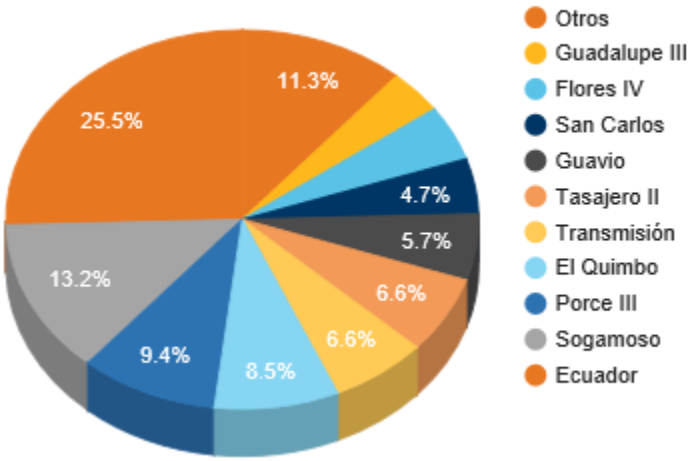
Las simulaciones de este evento permiten concluir que con transferencias de potencia superiores a 300 MW en dirección Ecuador a Colombia, en periodos de demanda mínima, se observan amortiguamientos negativos del modo de 0.4 Hz ante diferentes perturbaciones. Adicionalmente, las simulaciones muestran el efecto positivo que tendrá la entrada en operación, en el sistema ecuatoriano, de las unidades de Cocacodo Sinclair, dado que mejorará la inercia del sistema y el amortiguamiento, permitiendo incrementar la importación desde Colombia, reduciendo el riesgo de oscilaciones.

La entrada en operación de la planta Cocacodo Sinclair del sistema ecuatoriano se presentó el día 17 de noviembre de 2016.

Eventos de variación de frecuencia del sistema

Durante el 2016 se presentaron 106 eventos de frecuencia, de los cuales 27 fueron ocasionados por eventos en el sistema ecuatoriano, 14 por desconexión de las unidades de Sogamoso, 10 por desconexión de las unidades de Porce III, 7 debido a eventos en el sistema de transmisión y los demás se presentaron por desconexión en unidades del Sistema Interconectado Nacional, ver gráfica XX.

Gráfica XX – Causas de eventos de frecuencia durante el 2016



Causas de eventos de frecuencia durante el 2016	
Otros	12
Guadalupe III	4
Flores IV	5
San Carlos	5
Guavio	6
Tasajero II	7
Transmisión	7
El Quimbo	9
Porce III	10
Sogamoso	14
Ecuador	27

Eventos de variación transitoria de frecuencia con mayor impacto

- El 17 de agosto de 2016, a las 21:18 horas, se produjo recierre en las líneas de transmisión Guavio – La Reforma 1 y 2 230 kV, desconexión de las líneas de transmisión Guavio Subt Ducto – Guavio 1 y 2 a 230 kV (ductos 1 y 2), en ambos extremos, y Jamondino – Pomasqui 1, 2, 3 y 4, en ambos extremos. Durante este evento se presentó actuación de las etapas 1 y 2 del Esquema de Desconexión Automático de Carga – EDAC. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.09 Hz por un tiempo de 12 segundos.
- El 21 de agosto de 2016, a las 20:42 horas, se produjo la desconexión de la Central Guavio del SIN por apertura de las líneas a 230 kV Guavio Subt Ducto - Guavio 1 en ambos extremos y Guavio Subt Ducto - Guavio 2 en el extremo Guavio Subterráneo. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.42 Hz por un tiempo de 8 segundos.
- El 20 de septiembre de 2016, a las 22:48 horas, se presentó desconexión en la subestación Chivor 230 kV de las unidades de generación 1, 2, 3, 4 con aproximadamente 500 MW y de los interruptores S200 seccionador de barras y L190 del circuito Jagüey. Adicionalmente ELECTRICARIBE, ENERTOLIMA y ENERCA reportaron la actuación de algunos circuitos del Esquema de Desconexión Automático de Carga – EDAC. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.42 Hz por un tiempo de 8 segundos.
- El 08 de noviembre de 2016, a las 17:01 horas, durante las maniobras de sincronización de la línea San Carlos – Esmeralda 1, en la subestación San Carlos 230 kV, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión a 230 kV San Carlos - Esmeralda 1 y 2, en ambos extremos; Ancón Sur (ISA) - San Carlos 1 y 2, en el extremo de la subestación Ancón Sur; Guatapé - San Carlos 1 y 2 en el extremo de la subestación Guatapé, Cuestecitas – Cuatricentenario en el extremo de Cuestecitas, Jamondino - Pomasqui 1, 2 y 4, en ambos extremos y Jamondino - Pomasqui 3, en el extremo Pomasqui. Adicionalmente, se produjo la desconexión de las 2 unidades de generación de la central Jaguas, la desconexión de las 8 unidades de generación de la central San Carlos y la desconexión de las 2 unidades de generación de la central Amoyá. Con este evento la frecuencia del sistema descendió hasta un valor de 58.617 Hz, con una duración de 32 segundos aproximadamente por fuera de rango, y se presentó operación de las tres primeras etapas del EDAC en Colombia.

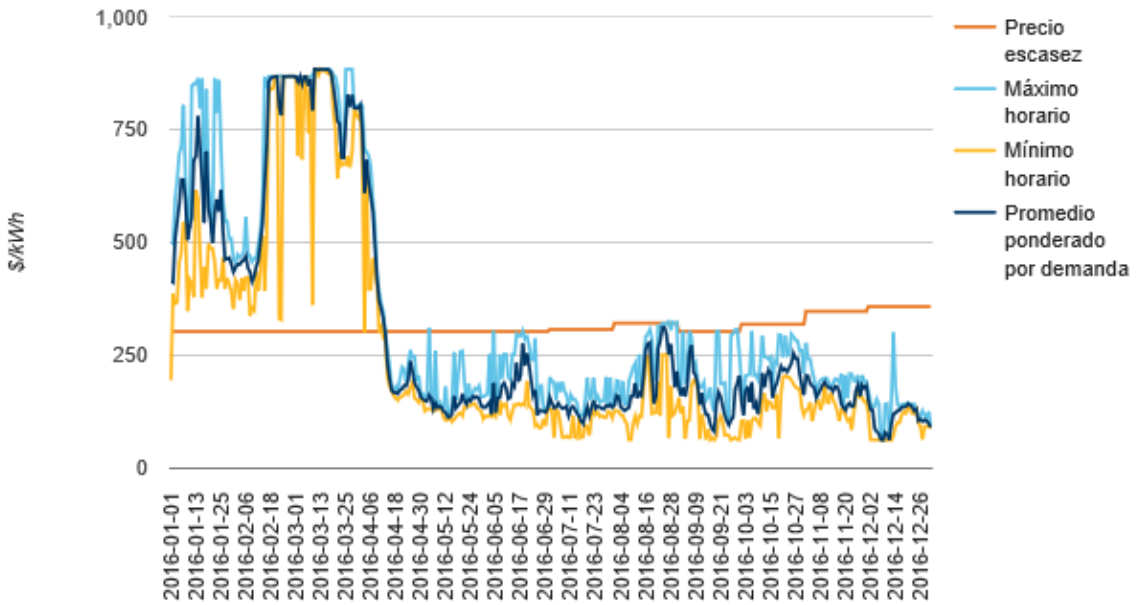
Transacciones del Mercado Mayorista

Precio de bolsa

En la gráfica 1 se ilustra la evolución del precio de bolsa y el precio de escasez durante el año 2016, donde se puede apreciar que los mayores precios de bolsa se presentaron en los meses de marzo y abril, con precios superiores a los 800$/kWh, que coinciden con el fenómeno de El Niño presente en esos meses. Así mismo se observa el impacto de la implementación de la Resolución CREG 172 de 2015, a través de la cual se estableció un precio máximo a las ofertas de precio para el despacho diario en el Mercado de Energía Mayorista. También se observa el efecto de la Resolución CREG 178 de 2015, a través de la cual estableció un piso al precio de escasez limitando la protección de precio a favor de los consumidores.

Para el año 2016, el máximo valor del precio de bolsa nacional horario se presentó el día 17 de marzo con un valor de 884.84 $/kWh en el período 18, y el valor mínimo el día 09 de diciembre con un valor de 61.10 $/kWh en los períodos del 1 al 10 y del 22 al 24.

Gráfica 1 - Comportamiento precio de bolsa y de escasez



Comportamiento precio de bolsa y de escasez ($/kWh)				
Fecha	Precio escasez	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio ponderado por demanda
2016-01-01	302.43	498.75	193.97	413.28
2016-01-02	302.43	497.17	387.17	411.29
2016-01-03	302.43	596.62	364.62	507.47
2016-01-04	302.43	637.35	367.35	546.93
2016-01-05	302.43	696.67	456.67	584.76
2016-01-06	302.43	711.62	476.62	639.28
2016-01-07	302.43	806.62	546.62	639.02
2016-01-08	302.43	645.46	522.89	594.04
2016-01-09	302.43	547.01	346.51	504.21
2016-01-10	302.43	547.76	416.66	534.63
2016-01-11	302.43	846.86	406.86	554.72
2016-01-12	302.43	851.78	377.77	682.78
2016-01-13	302.43	852.03	617.03	691.60
2016-01-14	302.43	865.04	596.62	781.43
2016-01-15	302.43	796.66	476.66	707.89
2016-01-16	302.43	865.26	376.80	634.93
2016-01-17	302.43	596.88	446.88	542.46
2016-01-18	302.43	841.54	396.74	703.02
2016-01-19	302.43	636.57	497.62	577.22
2016-01-20	302.43	586.57	486.62	547.88
2016-01-21	302.43	516.62	486.62	498.01
2016-01-22	302.43	865.48	457.05	566.05
2016-01-23	302.43	786.70	396.70	596.00
2016-01-24	302.43	861.62	416.62	568.08
2016-01-25	302.43	716.63	416.06	617.49
2016-01-26	302.43	594.75	466.64	526.04
2016-01-27	302.43	546.78	396.78	461.59
2016-01-28	302.43	547.16	421.28	464.10

2016-01-29	302.43	507.62	406.62	465.72
2016-01-30	302.43	508.69	391.62	452.53
2016-01-31	302.43	462.63	351.10	435.06
2016-02-01	302.43	455.77	416.76	444.19
2016-02-02	302.43	472.85	407.74	451.19
2016-02-03	302.43	466.67	371.67	450.79
2016-02-04	302.43	470.35	421.66	457.73
2016-02-05	302.43	480.70	391.70	460.71
2016-02-06	302.43	557.32	422.17	469.44
2016-02-07	302.43	470.15	421.65	443.37
2016-02-08	302.43	470.59	336.28	434.46
2016-02-09	302.43	456.82	355.87	413.51
2016-02-10	302.43	464.43	349.74	425.58
2016-02-11	302.43	466.65	436.65	447.48
2016-02-12	302.43	496.80	391.70	460.48
2016-02-13	302.43	527.75	441.65	501.39
2016-02-14	302.43	596.65	516.65	541.57
2016-02-15	302.43	868.31	391.70	628.81
2016-02-16	302.43	841.65	509.65	711.74
2016-02-17	302.43	868.25	831.65	856.16
2016-02-18	302.43	868.25	841.65	864.79
2016-02-19	302.43	868.25	841.65	866.74
2016-02-20	302.43	868.25	868.25	868.25
2016-02-21	302.43	868.25	868.15	868.22
2016-02-22	302.43	869.12	330.25	800.92
2016-02-23	302.43	869.44	328.57	781.27
2016-02-24	302.43	868.25	868.25	868.25
2016-02-25	302.43	868.25	868.25	868.25
2016-02-26	302.43	868.25	868.25	868.25
2016-02-27	302.43	868.74	868.74	868.74
2016-02-28	302.43	868.25	868.24	868.25
2016-02-29	302.43	868.66	868.65	868.65

2016-03-01	302.43	867.68	867.67	867.68
2016-03-02	302.43	867.69	691.08	856.59
2016-03-03	302.43	867.68	867.68	867.68
2016-03-04	302.43	867.68	682.75	851.87
2016-03-05	302.43	867.68	867.08	867.66
2016-03-06	302.43	867.68	867.68	867.68
2016-03-07	302.43	867.68	741.08	847.08
2016-03-08	302.43	867.68	840.58	863.15
2016-03-09	302.43	868.61	359.96	791.99
2016-03-10	302.43	884.39	884.28	884.37
2016-03-11	302.43	884.38	884.28	884.37
2016-03-12	302.43	884.38	871.08	882.50
2016-03-13	302.43	884.38	884.08	884.22
2016-03-14	302.43	884.38	881.08	883.95
2016-03-15	302.43	884.38	881.58	883.55
2016-03-16	302.43	884.38	876.08	883.94
2016-03-17	302.43	884.84	873.53	882.71
2016-03-18	302.43	881.08	871.08	874.60
2016-03-19	302.43	872.58	791.08	846.67
2016-03-20	302.43	866.58	751.08	810.50
2016-03-21	302.43	846.08	641.05	769.50
2016-03-22	302.43	801.53	701.08	763.00
2016-03-23	302.43	696.08	671.08	688.78
2016-03-24	302.43	716.08	675.08	687.81
2016-03-25	302.43	884.38	673.08	771.15
2016-03-26	302.43	884.38	692.08	828.84
2016-03-27	302.43	884.38	665.58	800.36
2016-03-28	302.43	884.38	699.08	828.24
2016-03-29	302.43	800.51	796.51	798.95
2016-03-30	302.43	802.52	781.52	797.72
2016-03-31	302.43	802.08	776.08	797.37
2016-04-01	302.43	807.50	796.42	804.54

2016-04-02	302.43	802.42	658.89	744.82
2016-04-03	302.43	707.14	298.99	608.80
2016-04-04	302.43	701.42	661.42	684.31
2016-04-05	302.43	691.51	396.51	631.78
2016-04-06	302.43	666.67	396.67	601.32
2016-04-07	302.43	596.42	466.42	568.73
2016-04-08	302.43	537.42	427.99	490.86
2016-04-09	302.43	428.72	406.72	418.47
2016-04-10	302.43	392.52	298.98	369.94
2016-04-11	302.43	364.50	320.22	352.58
2016-04-12	302.43	345.57	286.85	331.65
2016-04-13	302.43	300.51	282.78	296.15
2016-04-14	302.43	259.24	202.24	230.21
2016-04-15	302.43	230.35	180.35	197.49
2016-04-16	302.43	174.02	170.02	172.05
2016-04-17	302.43	171.01	159.51	166.95
2016-04-18	302.43	180.02	155.02	166.37
2016-04-19	302.43	170.91	150.21	164.60
2016-04-20	302.43	198.42	156.40	172.49
2016-04-21	302.43	223.42	158.42	174.73
2016-04-22	302.43	217.84	162.84	182.50
2016-04-23	302.43	189.57	169.57	181.55
2016-04-24	302.43	230.23	163.23	195.21
2016-04-25	302.43	261.77	177.89	237.33
2016-04-26	302.43	244.69	189.69	214.70
2016-04-27	302.43	246.10	155.10	188.69
2016-04-28	302.43	190.73	151.11	179.07
2016-04-29	302.43	205.83	144.83	171.75
2016-04-30	302.43	161.80	153.69	157.32
2016-05-01	302.43	163.69	148.09	152.41
2016-05-02	302.43	158.31	125.59	148.85
2016-05-03	302.43	162.29	130.39	147.68

2016-05-04	302.43	311.49	130.49	160.37
2016-05-05	302.43	168.40	130.40	154.21
2016-05-06	302.43	137.56	125.41	130.61
2016-05-07	302.43	260.68	127.68	144.07
2016-05-08	302.43	140.79	129.79	133.72
2016-05-09	302.43	146.29	133.79	136.80
2016-05-10	302.43	138.14	126.75	133.44
2016-05-11	302.43	135.84	110.84	125.19
2016-05-12	302.43	181.93	105.11	122.23
2016-05-13	302.43	115.97	106.09	112.25
2016-05-14	302.43	123.40	111.41	112.72
2016-05-15	302.43	138.00	103.00	119.73
2016-05-16	302.43	257.61	107.62	160.09
2016-05-17	302.43	147.98	113.35	133.27
2016-05-18	302.43	208.22	118.80	139.36
2016-05-19	302.43	257.68	121.68	144.85
2016-05-20	302.43	258.82	115.80	164.33
2016-05-21	302.43	188.87	134.85	147.76
2016-05-22	302.43	146.57	134.57	140.95
2016-05-23	302.43	187.65	138.45	151.84
2016-05-24	302.43	156.46	138.26	148.47
2016-05-25	302.43	166.56	141.36	158.12
2016-05-26	302.43	175.78	142.48	155.55
2016-05-27	302.43	172.91	132.91	157.62
2016-05-28	302.43	181.67	128.88	153.10
2016-05-29	302.43	157.21	125.33	137.55
2016-05-30	302.43	157.52	108.52	133.98
2016-05-31	302.43	160.55	115.05	134.22
2016-06-01	302.43	163.15	113.15	139.32
2016-06-02	302.43	253.62	116.62	145.16
2016-06-03	302.43	122.29	113.29	117.64
2016-06-04	302.43	305.46	119.46	189.64

2016-06-05	302.43	157.35	113.35	121.31
2016-06-06	302.43	159.06	153.06	154.82
2016-06-07	302.43	252.20	116.20	156.13
2016-06-08	302.43	196.86	141.86	181.72
2016-06-09	302.43	251.77	136.77	188.08
2016-06-10	302.43	251.83	141.83	175.99
2016-06-11	302.43	201.25	115.25	153.25
2016-06-12	302.43	195.64	106.46	156.04
2016-06-13	302.43	250.57	125.44	187.86
2016-06-14	302.43	251.20	140.20	180.84
2016-06-15	302.43	296.25	139.25	233.94
2016-06-16	302.43	291.89	141.89	190.42
2016-06-17	302.43	292.11	138.61	206.82
2016-06-18	302.43	303.83	141.73	276.76
2016-06-19	302.43	285.88	138.48	225.89
2016-06-20	302.43	291.11	193.69	254.55
2016-06-21	302.43	270.79	136.79	228.61
2016-06-22	302.43	240.82	131.82	192.88
2016-06-23	302.43	239.75	126.75	160.77
2016-06-24	302.43	288.02	93.02	172.79
2016-06-25	302.43	131.73	95.74	116.01
2016-06-26	302.43	180.85	87.97	127.32
2016-06-27	302.43	182.17	89.17	126.43
2016-06-28	302.43	130.94	108.95	125.12
2016-06-29	302.43	134.08	92.08	123.09
2016-06-30	302.43	133.06	130.06	132.26
2016-07-01	306.92	201.76	129.76	155.66
2016-07-02	306.92	190.87	129.90	143.57
2016-07-03	306.92	189.76	66.01	133.04
2016-07-04	306.92	149.51	128.52	134.41
2016-07-05	306.92	190.16	124.16	143.62
2016-07-06	306.92	168.10	99.10	135.83

2016-07-07	306.92	191.36	67.61	131.47
2016-07-08	306.92	170.02	67.27	132.75
2016-07-09	306.92	162.13	70.13	136.27
2016-07-10	306.92	136.54	66.79	116.03
2016-07-11	306.92	161.21	67.46	131.58
2016-07-12	306.92	151.63	116.63	136.01
2016-07-13	306.92	152.15	68.40	129.70
2016-07-14	306.92	144.12	66.37	121.02
2016-07-15	306.92	116.10	111.10	114.46
2016-07-16	306.92	115.77	67.02	102.92
2016-07-17	306.92	117.63	68.88	98.34
2016-07-18	306.92	151.67	94.67	118.35
2016-07-19	306.92	200.80	90.80	135.21
2016-07-20	306.92	153.04	71.04	116.32
2016-07-21	306.92	154.74	111.74	132.46
2016-07-22	306.92	200.89	124.74	150.35
2016-07-23	306.92	147.42	118.42	131.44
2016-07-24	306.92	159.07	123.17	136.55
2016-07-25	306.92	144.88	113.50	134.62
2016-07-26	306.92	148.57	115.57	131.25
2016-07-27	306.92	148.92	111.42	130.48
2016-07-28	306.92	202.13	111.93	138.11
2016-07-29	306.92	139.95	124.95	136.27
2016-07-30	306.92	201.09	122.09	139.99
2016-07-31	306.92	140.86	110.86	133.98
2016-08-01	320.88	142.17	127.17	138.75
2016-08-02	320.88	193.21	126.16	160.15
2016-08-03	320.88	192.31	125.26	157.48
2016-08-04	320.88	143.28	117.28	135.70
2016-08-05	320.88	193.28	116.26	130.49
2016-08-06	320.88	140.71	105.21	126.82
2016-08-07	320.88	142.01	97.01	130.63

2016-08-08	320.88	192.78	62.09	133.91
2016-08-09	320.88	207.33	62.33	158.42
2016-08-10	320.88	222.40	97.40	159.57
2016-08-11	320.88	231.16	114.14	188.82
2016-08-12	320.88	167.72	97.22	153.92
2016-08-13	320.88	252.76	115.74	166.15
2016-08-14	320.88	176.48	113.48	160.69
2016-08-15	320.88	227.28	173.28	204.79
2016-08-16	320.88	291.07	226.07	261.67
2016-08-17	320.88	295.96	250.96	274.87
2016-08-18	320.88	306.86	199.42	277.69
2016-08-19	320.88	287.12	120.10	205.40
2016-08-20	320.88	225.98	122.17	142.20
2016-08-21	320.88	193.09	123.20	159.63
2016-08-22	320.88	313.30	192.30	264.36
2016-08-23	320.88	311.97	114.84	281.71
2016-08-24	320.88	320.32	250.62	310.84
2016-08-25	320.88	318.87	250.86	311.53
2016-08-26	320.88	320.36	251.16	297.13
2016-08-27	320.88	324.06	65.35	250.91
2016-08-28	320.88	304.48	182.48	275.47
2016-08-29	320.88	322.86	116.84	234.28
2016-08-30	320.88	321.00	121.80	177.95
2016-08-31	320.88	322.53	134.43	214.40
2016-09-01	302.43	191.07	156.07	176.50
2016-09-02	302.43	175.95	119.95	159.46
2016-09-03	302.43	304.40	136.40	179.06
2016-09-04	302.43	190.83	63.46	157.19
2016-09-05	302.43	193.59	103.59	183.07
2016-09-06	302.43	304.17	105.17	254.40
2016-09-07	302.43	290.46	180.19	272.79
2016-09-08	302.43	229.20	194.20	213.07

2016-09-09	302.43	233.72	193.22	204.54
2016-09-10	302.43	193.11	173.41	183.03
2016-09-11	302.43	179.36	62.99	139.45
2016-09-12	302.43	178.89	118.89	166.57
2016-09-13	302.43	189.60	93.60	135.19
2016-09-14	302.43	149.19	61.82	118.27
2016-09-15	302.43	156.48	86.48	117.58
2016-09-16	302.43	179.10	61.73	97.84
2016-09-17	302.43	138.23	65.87	85.88
2016-09-18	302.43	123.75	61.38	80.72
2016-09-19	302.43	302.05	70.05	144.14
2016-09-20	302.43	302.90	102.90	167.38
2016-09-21	302.43	186.28	114.28	157.98
2016-09-22	302.43	186.44	102.44	137.70
2016-09-23	302.43	188.27	72.27	116.57
2016-09-24	302.43	128.01	73.01	104.36
2016-09-25	302.43	107.66	71.66	95.03
2016-09-26	302.43	293.71	61.34	105.95
2016-09-27	302.43	297.05	64.68	111.94
2016-09-28	302.43	306.73	66.73	174.59
2016-09-29	302.43	306.88	62.51	186.96
2016-09-30	302.43	254.31	61.94	205.23
2016-10-01	318.43	193.85	103.85	149.26
2016-10-02	318.43	150.18	104.28	116.01
2016-10-03	318.43	204.03	63.52	168.27
2016-10-04	318.43	205.76	105.76	180.99
2016-10-05	318.43	206.82	66.32	144.99
2016-10-06	318.43	304.45	104.45	190.35
2016-10-07	318.43	205.36	110.07	130.06
2016-10-08	318.43	206.75	109.75	142.13
2016-10-09	318.43	195.62	100.62	118.16
2016-10-10	318.43	223.52	93.52	153.21

2016-10-11	318.43	294.02	144.02	211.15
2016-10-12	318.43	246.25	166.25	177.44
2016-10-13	318.43	245.08	124.13	202.89
2016-10-14	318.43	241.04	147.04	216.18
2016-10-15	318.43	245.12	144.12	210.38
2016-10-16	318.43	177.12	133.12	154.77
2016-10-17	318.43	237.94	132.94	177.23
2016-10-18	318.43	232.52	163.52	188.02
2016-10-19	318.43	295.03	64.53	205.83
2016-10-20	318.43	294.17	164.17	225.38
2016-10-21	318.43	244.47	200.97	216.44
2016-10-22	318.43	294.04	203.79	219.28
2016-10-23	318.43	249.37	201.37	213.42
2016-10-24	318.43	252.79	200.79	222.16
2016-10-25	318.43	296.35	194.35	231.62
2016-10-26	318.43	290.87	185.86	253.89
2016-10-27	318.43	283.64	178.64	242.47
2016-10-28	318.43	280.94	176.29	241.83
2016-10-29	318.43	258.83	173.83	207.24
2016-10-30	318.43	260.18	134.07	181.79
2016-10-31	318.43	207.38	116.77	160.81
2016-11-01	347.10	278.13	128.13	204.53
2016-11-02	347.10	241.28	130.26	203.61
2016-11-03	347.10	241.42	146.42	186.96
2016-11-04	347.10	215.76	102.76	181.38
2016-11-05	347.10	196.32	125.70	177.65
2016-11-06	347.10	158.04	146.36	155.45
2016-11-07	347.10	186.36	147.86	164.91
2016-11-08	347.10	194.08	128.08	173.53
2016-11-09	347.10	197.73	144.73	183.56
2016-11-10	347.10	199.20	184.20	190.37
2016-11-11	347.10	198.92	145.92	181.59

2016-11-12	347.10	189.23	144.51	177.01
2016-11-13	347.10	181.82	168.24	177.78
2016-11-14	347.10	186.23	151.42	169.98
2016-11-15	347.10	197.60	141.60	180.62
2016-11-16	347.10	195.75	126.75	179.25
2016-11-17	347.10	188.06	103.16	168.41
2016-11-18	347.10	209.55	128.55	141.72
2016-11-19	347.10	136.79	126.29	132.96
2016-11-20	347.10	206.39	116.39	127.54
2016-11-21	347.10	154.28	104.28	139.39
2016-11-22	347.10	208.08	108.08	143.50
2016-11-23	347.10	208.11	83.11	135.94
2016-11-24	347.10	192.87	122.82	137.98
2016-11-25	347.10	191.84	156.84	170.97
2016-11-26	347.10	206.77	165.77	183.28
2016-11-27	347.10	163.15	156.15	157.53
2016-11-28	347.10	206.22	156.22	183.28
2016-11-29	347.10	192.27	146.77	176.92
2016-11-30	347.10	191.40	147.40	181.55
2016-12-01	357.59	171.72	118.10	149.52
2016-12-02	357.59	145.58	62.56	129.32
2016-12-03	357.59	134.43	61.91	128.16
2016-12-04	357.59	136.44	61.93	87.94
2016-12-05	357.59	152.19	61.68	80.08
2016-12-06	357.59	141.73	62.21	75.65
2016-12-07	357.59	62.66	62.66	62.66
2016-12-08	357.59	61.61	61.61	61.61
2016-12-09	357.59	140.62	61.10	78.29
2016-12-10	357.59	142.07	62.55	74.32
2016-12-11	357.59	61.17	61.17	61.17
2016-12-12	357.59	140.76	61.24	96.75
2016-12-13	357.59	301.55	71.55	118.93

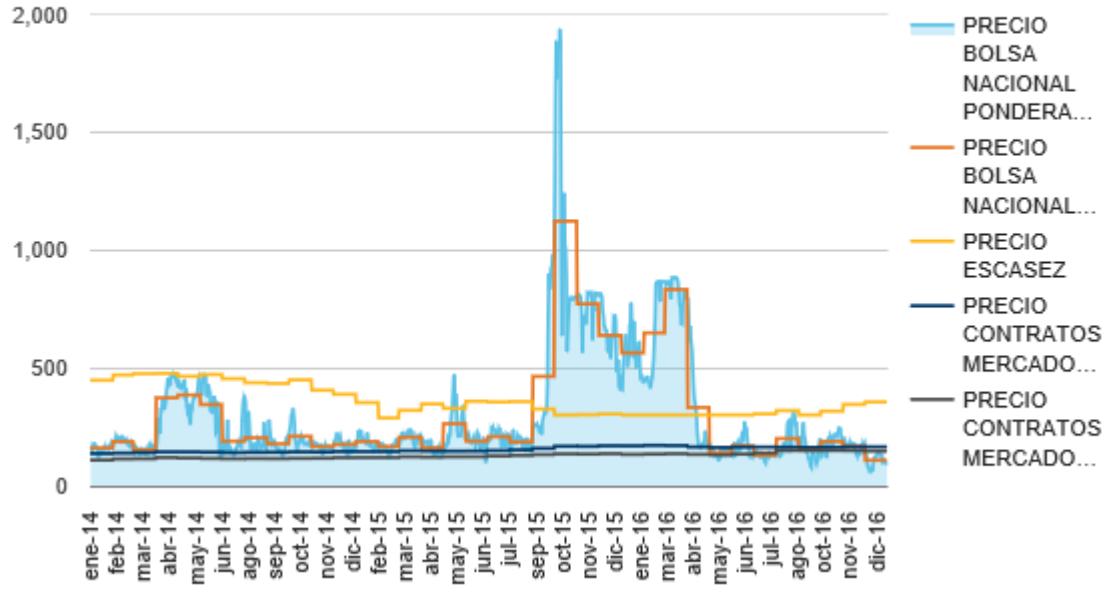
2016-12-14	357.59	180.75	91.25	121.60
2016-12-15	357.59	140.61	100.61	126.78
2016-12-16	357.59	134.66	100.61	127.67
2016-12-17	357.59	140.58	117.56	134.59
2016-12-18	357.59	140.24	124.14	134.85
2016-12-19	357.59	140.65	120.65	135.74
2016-12-20	357.59	144.37	135.57	141.68
2016-12-21	357.59	141.60	130.90	139.32
2016-12-22	357.59	141.06	121.06	134.71
2016-12-23	357.59	141.31	120.41	126.98
2016-12-24	357.59	131.43	127.53	129.97
2016-12-25	357.59	109.72	98.72	104.32
2016-12-26	357.59	111.77	91.67	106.99
2016-12-27	357.59	126.61	62.10	103.00
2016-12-28	357.59	116.50	91.50	106.36
2016-12-29	357.59	111.68	91.68	104.23
2016-12-30	357.59	125.76	92.76	97.77
2016-12-31	357.59	90.99	86.99	89.47

Precio promedio de bolsa y contratos

La gráfica 2 muestra la evolución en los últimos tres años del precio de bolsa promedio ponderado por demanda, diario y mensual, además de los precios promedios ponderados por energía despachada discriminando por tipo de mercado. La información se presenta en pesos corrientes. Se observa un crecimiento en los precios de bolsa a partir del mes de septiembre de 2015 hasta abril de 2016, los cuales se ven influenciados por diversos factores entre los cuales se encuentran: la disminución del recurso hídrico debido al evento El Niño, incrementos en las ofertas promedio de las plantas hidráulicas, entre otras.

El precio de bolsa nacional en 2016 presentó un decrecimiento anual del 21.26%, al pasar de un promedio ponderado anual en 2015 de 387.58 $/kWh a 305.18$/kWh en 2016. Por su parte, el precio promedio anual de contratos creció en un 8.75%, con 143.41 $/kWh en 2015 y 155.97 $/kWh en 2016.

Gráfica 2 - Precio de bolsa Nacional promedio ponderado por demanda y Precios promedio ponderados por energía despachada de contratos para mercado regulado y no regulado (pesos corrientes)



Precio de bolsa Nacional promedio ponderado por demanda y Precios promedio ponderados por energía despachada de contratos para mercado regulado y no regulado (pesos corrientes)					
FECHA	PRECIO BOLSA NACIONAL PONDERADO DIARIO POR DEMANDA	PRECIO BOLSA NACIONAL PONDERADO MENSUAL POR DEMANDA	PRECIO ESCASEZ	PRECIO CONTRATOS MERCADO REGULADO PONDERADO DIARIO POR ENERGÍA	PRECIO CONTRATOS MERCADO NO REGULADO PONDERADO DIARIO POR ENERGÍA
ene-14	150.3337769	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	153.5753317	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	167.4580445	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	158.371144	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	171.146996	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	186.9392626	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	173.1772287	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	167.3979318	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	162.3655941	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	162.6808156	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	143.1062889	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	114.8617492	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	160.3431917	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	150.8663032	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	150.1352525	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	149.8217123	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	153.9085309	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	160.1255621	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	159.5346234	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	168.375259	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	158.3176523	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	159.8808064	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	163.8720077	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	160.6820588	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	156.412037	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995

ene-14	169.0341732	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	170.473456	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	182.5544253	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	176.6272422	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
ene-14	190.5914793	162.2770322	449.5951248	138.6389697	111.0585995
feb-14	179.7381995	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	192.085968	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	193.3491887	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	196.574541	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	215.4141873	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	211.2190413	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	204.6122442	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	202.5385122	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	191.3189817	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	191.9591616	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	217.3597731	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	190.9883076	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	187.5735553	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	188.8871263	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	204.3106843	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	201.0343034	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	196.9514318	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	191.9300787	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	186.2269685	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	192.653824	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	173.4197468	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	185.0894628	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	168.8535815	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	167.3477607	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	168.4525842	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	180.6713773	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
feb-14	169.5136595	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867

feb-14	157.465356	189.5431062	472.0431308	140.750699	115.9057867
mar-14	150.4184873	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	145.4177917	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	170.4104605	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	166.4089365	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	163.3625908	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	158.1120707	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	146.7041019	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	143.1066614	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	135.4902566	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	137.2915024	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	167.2375867	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	157.8555626	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	146.776032	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	144.5778553	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	149.2981388	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	129.8172109	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	150.1937291	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	141.7975376	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	144.3008719	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	139.4519215	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	166.6445131	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	176.1453138	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	180.2202511	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	167.4017133	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	169.278029	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	182.6455391	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	156.7345884	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	159.5495648	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	140.1684945	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	145.2049863	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645
mar-14	146.6949395	154.3156829	477.548874	142.6536681	116.7049645

abr-14	154.3966095	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	186.6187378	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	223.32313	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	292.5846915	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	245.4886772	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	221.6251047	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	320.9965805	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	319.8525164	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	337.6446967	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	369.0229586	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	337.1660536	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	323.9393252	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	336.6635098	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	357.9575806	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	403.4514791	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	426.220914	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	460.0121821	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	451.2703683	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	428.7004963	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	431.8016532	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	467.6929879	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	469.3799586	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	458.6436764	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	472.6724863	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	478.9041164	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	475.6337741	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	460.0433355	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	451.1586108	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	461.1025346	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
abr-14	464.9498807	375.0514364	478.3697089	145.7697457	121.6458617
may-14	417.7428998	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477

may-14	450.8003786	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	429.9852949	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	430.4062257	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	406.6805806	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	435.8815059	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	415.1620665	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	425.9035162	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	432.4263006	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	455.152946	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	361.5017782	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	417.7026903	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	337.3835889	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	322.9685038	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	295.4124937	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	349.4013743	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	279.1093261	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	259.6094222	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	334.276737	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	331.259305	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	356.0266888	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477

may-14	370.7245646	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	376.4122627	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	376.2576111	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	383.0249888	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	387.1727247	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	388.3082259	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	404.7904246	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	447.0965512	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	463.1489023	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
may-14	454.6796167	387.2276991	466.3470774	145.6578774	119.6342477
jun-14	426.8685827	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	380.8245273	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	428.9463299	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	443.997559	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	444.3618374	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	473.3154737	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	473.108367	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	467.0526155	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	400.8079336	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	377.0507302	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	433.5563817	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	424.4311293	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	407.0749427	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	397.2613164	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	312.0574674	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	345.0627335	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931

jun-14	305.6906889	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	349.2240786	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	377.12029	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	384.0313746	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	332.8643356	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	226.3979735	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	231.0927747	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	363.2168732	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	315.9858842	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	257.7665015	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	128.7422722	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	127.5727158	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	128.0542841	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jun-14	128.3707455	346.4156641	473.708768	144.5441196	117.7348931
jul-14	193.6602043	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	153.1293068	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	196.5379168	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	160.9432451	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	146.7274605	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	149.6214449	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	203.4057385	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	282.9531161	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	181.3591087	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	157.3946699	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	150.9463983	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	161.6688076	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	154.3605187	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	145.6722164	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	141.2753382	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	131.3464676	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287

jul-14	130.4813309	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	134.3988111	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	165.0338149	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	151.3591017	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	166.9811137	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	183.4488946	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	190.1424723	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	180.2507709	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	182.8751443	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	168.5843166	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	164.6613896	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	278.1343775	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	334.5623796	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	368.4671861	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
jul-14	381.2045308	191.060013	456.189461	142.6294069	116.6519287
ago-14	375.4330241	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	347.2133646	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	189.9660352	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	299.9482823	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	297.1442385	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	319.9702103	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	265.5561936	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	193.8870269	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	159.926365	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	149.8431369	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	184.1005915	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	173.5313059	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	152.9174371	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	163.6073942	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	186.9529643	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	173.9551501	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921

ago-14	148.4913922	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	156.9782305	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	197.9012794	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	191.6499316	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	191.2796506	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	175.5575168	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	159.984471	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	160.7237301	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	170.1182415	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	172.8539185	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	273.3990491	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	218.3264958	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	180.0403255	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	160.2467999	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
ago-14	156.4571527	205.7409949	439.0509299	143.7533601	117.3255921
sep-14	194.0885025	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	214.1621749	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	284.1130279	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	246.7197925	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	221.1867528	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	180.8332571	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	174.5458178	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	184.5103011	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	187.1867247	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	201.737643	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	174.8413704	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	167.4674743	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	163.7653503	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	150.8554069	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	170.0199006	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	145.753186	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	154.9797599	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765

sep-14	157.6953653	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	144.548949	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	139.4215188	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	133.0758002	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	139.5874633	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	133.8813518	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	143.7644709	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	167.2193215	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	192.6366784	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	202.5656225	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	201.4522541	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	199.0553203	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
sep-14	219.7440046	180.3294242	435.9156074	144.1807417	117.0370765
oct-14	227.5670139	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	247.4637213	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	268.4046627	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	308.8649446	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	295.9579045	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	333.8646203	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	305.4955225	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	271.4566084	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	200.5230318	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	187.4035135	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	168.4794882	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	143.4645644	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	187.7308375	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	189.8882267	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	174.9003768	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	207.8931156	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	215.1437013	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	206.7246414	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	187.9344409	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693

oct-14	206.0870676	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	186.167623	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	178.5981546	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	180.4975843	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	181.7627145	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	175.9273652	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	175.1167265	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	180.9917659	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	177.6167152	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	193.4380894	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	202.8149375	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
oct-14	181.5580434	211.997357	451.1770536	145.6314128	118.1956693
nov-14	196.1941743	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	168.4498027	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	175.8332747	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	178.8925249	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	184.6972105	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	182.030409	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	182.8797232	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	180.2945405	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	174.2661895	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	169.3127905	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	180.1071777	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	165.5821803	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	182.325764	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	158.4521728	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	157.8269136	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	128.739414	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	163.1108386	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	164.7125757	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	174.9097188	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	163.5351562	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116

nov-14	170.3455307	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	164.825478	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	163.9271723	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	167.1951615	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	168.7554325	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	159.5751045	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	160.2188016	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	155.4502413	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	156.1896999	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
nov-14	155.8769558	168.6974996	407.341096	145.0003445	118.7301116
dic-14	175.9943479	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	191.9418055	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	196.4755567	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	199.8819975	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	221.2832946	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	222.1496134	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	204.6505601	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	210.9666043	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	203.7459797	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	209.580896	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	181.2221508	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	183.2687079	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	190.663169	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	157.4680947	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	179.0246338	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	163.7898274	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	171.1939911	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	163.2639288	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	155.9614862	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	116.1405841	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	184.5518475	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	199.5745111	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	163.241743	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917

dic-14	155.9614862	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	116.1405841	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	184.5518475	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	199.5745111	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	163.241743	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	162.2977771	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	142.9783964	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	143.5626509	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	149.9733212	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	156.5597232	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	168.8536954	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	160.7753964	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
dic-14	157.6197717	177.5322581	390.1689073	147.0196029	121.1284917
ene-15	179.6852112	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	187.892897	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	201.1026119	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	238.7978622	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	214.7160851	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	219.8555249	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	233.3009766	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	230.7914682	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	201.0156216	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	205.08723	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	202.0782048	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	196.8492026	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	195.3399474	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	189.5420993	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	173.5822163	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	229.8374657	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	208.3959689	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	181.2899068	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	171.9958954	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	171.5092854	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884

ene-15	188.8387669	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	173.2539371	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	165.9389823	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	160.1546538	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	153.6121385	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	159.7253069	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	174.5283192	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	165.5363937	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	155.9810583	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	190.8990088	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
ene-15	168.0060997	189.6122504	354.5352388	146.8175478	121.5635884
feb-15	167.0148628	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	159.716666	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	186.2092863	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	174.1757785	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	180.3646121	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	181.2016149	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	176.9632699	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	164.4830004	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	153.0016361	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	168.9917797	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	168.5184419	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	167.8222856	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	159.4217264	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	139.658195	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	127.9086577	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	133.1155295	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	137.381543	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	156.8749825	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	169.24816	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	166.6707168	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	165.8497217	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923

feb-15	176.257557	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	184.0519888	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	186.1832019	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	203.0982395	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	191.1045722	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	192.2447892	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
feb-15	172.0744134	168.5251412	289.7873371	146.9960119	121.7097923
mar-15	172.8051505	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	187.9575064	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	199.2977531	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	211.7410052	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	231.5320243	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	220.4438064	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	207.4748015	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	195.093259	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	218.3683923	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	212.1578886	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	211.3788399	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	225.2383718	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	230.9642909	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	225.6261097	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	211.1190409	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	245.7462662	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	236.1177269	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	220.8376282	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	223.0338579	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	193.6576209	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	178.0857595	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	172.2664405	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	158.4970433	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	174.5254417	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	208.8918607	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493

mar-15	202.0540949	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	194.6006677	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	212.3378413	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	216.6768283	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	219.5073252	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
mar-15	212.0224447	208.0895593	321.9625495	150.5486717	124.8247493
abr-15	187.6425888	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	174.041103	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	172.7001668	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	191.9177496	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	187.7406052	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	185.1513837	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	183.3065122	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	190.0869493	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	191.5222248	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	178.1120688	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	173.04977	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	169.542096	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	190.1680301	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	201.4470977	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	162.6329745	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	154.1524312	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	137.6339916	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	135.1206113	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	129.6760836	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	129.9267795	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	146.1285167	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	132.0979436	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	162.5649318	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	168.093671	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	147.1546077	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	156.3339177	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993

abr-15	140.3657242	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	148.0459839	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	135.1136628	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
abr-15	139.3884812	163.1393763	348.8562525	149.2671269	123.509993
may-15	165.8260161	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	162.4440521	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	157.5644946	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	175.2861879	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	173.6697225	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	180.8952794	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	203.5234986	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	196.557039	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	212.7395088	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	221.2599658	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	273.1144204	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	306.1070467	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	324.5459553	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	386.5837997	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	460.9685832	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	475.9528138	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	318.8794587	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	396.3653069	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	340.7616122	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013

may-15	233.6690624	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	217.8543667	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	220.5643042	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	220.3007472	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	206.0731367	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	251.876384	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	298.7535199	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	314.1853105	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	346.7165511	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	295.20219	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	244.8027889	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
may-15	205.565224	265.3365961	330.2729799	148.9262931	124.9218013
jun-15	202.7918078	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	199.9027283	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	220.5813313	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	225.5114725	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	216.1822949	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	200.5452718	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	185.0630413	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	182.1686897	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	184.9994508	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	191.8841359	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	204.151089	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	211.4246051	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	188.966297	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755

jun-15	167.801252	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	175.2790901	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	218.4748974	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	226.2936942	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	219.4685888	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	208.2062955	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	193.8332634	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	152.1094555	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	187.8323126	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	164.811351	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	173.808152	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	202.6824249	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	200.6357001	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	172.2865677	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	96.89030978	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	144.4038566	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jun-15	182.9340879	191.3305119	360.4147788	149.2845741	125.1272755
jul-15	199.3383058	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	184.7064976	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	195.4978222	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	196.6933285	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	202.4916828	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	247.2087351	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	244.1484117	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	249.3290528	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	234.7008908	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	246.5339014	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	220.9151018	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	206.7832632	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	221.349684	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	226.0732262	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317

jul-15	229.7024449	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	245.7458972	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	237.906979	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	238.6493765	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	189.3019685	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	160.3723709	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	191.850249	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	217.3110189	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	220.4900392	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	177.4107756	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	162.9608238	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	194.6780501	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	221.8445298	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	177.1407285	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	228.8749951	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	161.8525501	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
jul-15	164.448224	210.0366021	357.3975714	151.3372826	128.2598317
ago-15	153.7210616	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	137.6111688	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	207.304743	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	213.3360596	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	243.9684228	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	214.3833121	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	181.3110213	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	182.8706941	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	182.8970658	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	205.5042726	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	213.6603617	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	200.6927414	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	202.8252818	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	217.4330892	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	205.7888808	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826

ago-15	187.021553	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	176.973742	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	182.7045823	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	171.2481739	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	182.1042729	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	206.9194196	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	161.4980144	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	143.5810106	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	197.332171	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	207.1829986	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	176.5001451	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	178.5612784	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	154.295617	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	147.8480295	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	151.7321068	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
ago-15	196.0785579	187.3983778	359.010816	154.2104813	130.9221826
sep-15	244.1634681	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	250.4827524	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	263.9958618	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	262.1785778	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	260.6074942	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	258.0196942	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	262.564138	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	257.4240361	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	253.7470725	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	225.3546562	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	237.7368253	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	240.4221343	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	216.2845838	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	272.3301058	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	289.2447391	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	301.5440603	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346

sep-15	312.7804405	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	302.3666748	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	318.9356897	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	332.9277218	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	437.0685299	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	727.1999018	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	904.861561	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	830.3758703	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	872.6835874	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	932.2014296	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	925.0665567	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	978.6573067	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	982.0160998	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
sep-15	965.4126395	465.8987437	327.6699841	160.6324736	134.1385346
oct-15	1233.216399	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	1641.604578	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	1891.893764	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	1724.833213	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	1849.550999	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	1862.800314	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	1861.894223	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	1942.711906	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	1882.147521	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	980.9153724	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	635.7249864	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	1039.066551	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	1207.813234	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	1246.414046	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	1020.986838	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	1010.444438	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	897.0108789	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	567.29795	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705

oct-15	652.1442871	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	727.7831802	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	781.8788477	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	794.9196405	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	800.4082286	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	795.777327	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	795.1701664	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	791.5904152	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	792.8635435	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	800.8959975	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	800.806252	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	801.4137052	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
oct-15	800.8422794	1124.322096	302.4305714	169.6263314	137.1385705
nov-15	810.7221006	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	810.0092127	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	799.7034939	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	810.01005	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	806.9678581	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	796.0044649	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	744.7437505	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	564.0231357	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	712.0262513	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	699.7992916	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	727.780664	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	719.9572343	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	684.1358421	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	752.6401601	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	822.444646	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	822.88158	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	822.3140462	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	822.3637835	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	822.4413371	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349

nov-15	802.5060313	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	821.6150659	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	616.7007403	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	759.5133987	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	738.7758907	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	819.5936011	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	818.7906908	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	818.1354914	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	812.0706116	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	811.0862896	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
nov-15	816.0095995	773.4473371	303.4655999	169.153089	136.3647349
dic-15	815.9143823	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	817.3216959	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	810.1961045	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	812.3083801	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	801.2780882	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	738.7489435	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	724.9214884	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	679.8435734	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	675.0115977	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	655.4280192	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	666.965051	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	619.8403762	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	569.8386952	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	647.1151128	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	560.0310492	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	582.5778244	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	539.2385112	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	595.4172943	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	641.834722	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	628.1322779	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778

dic-15	714.7050616	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	711.0242911	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	730.6068284	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	695.3548152	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	482.6682128	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	510.0069849	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	540.2172832	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	461.8085035	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	411.4810691	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	474.6683078	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
dic-15	412.1619162	639.8283867	306.391803	171.6626084	138.0229778
ene-16	413.2836758	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	411.2859164	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	507.4686606	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	546.9340108	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	584.7611378	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	639.2793303	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	639.015412	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	594.036034	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	504.212985	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	534.628713	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	554.7195066	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	682.7849604	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	691.6047415	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	781.4289117	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	707.8858194	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	634.9270649	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	542.4643921	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	703.015006	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	577.2158961	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	547.8825292	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	498.01332	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423

ene-16	566.047938	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	595.9957667	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	568.0769147	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	617.4913222	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	526.0426766	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	461.5907181	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	464.1008786	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	465.7203802	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	452.5321036	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
ene-16	435.0565181	565.7515112	302.4305714	171.4436571	134.8794423
feb-16	444.1922646	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	451.1914278	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	450.7892411	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	457.7291691	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	460.7112204	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	469.4411339	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	443.3697698	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	434.4613904	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	413.5118033	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	425.5798037	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	447.4753807	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	460.4751195	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	501.3879856	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	541.5690469	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	628.811034	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	711.7400809	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	856.1607663	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	864.7858517	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	866.7440283	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	868.2499673	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	868.2230933	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	800.9178369	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832

feb-16	781.2728465	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	868.2511312	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	868.251181	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	868.2521168	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	868.7370609	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	868.2463457	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
feb-16	868.6548085	650.3355482	302.4305714	173.4636788	136.3453832
mar-16	867.6799457	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	856.5870942	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	867.6793789	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	851.866334	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	867.6590917	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	867.677201	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	847.0839788	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	863.1469692	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	791.9878137	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	884.3693662	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	884.3680766	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	882.5002149	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	884.2243216	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	883.9545066	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	883.5523745	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	883.9410046	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	882.7096364	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	874.5964861	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	846.6701007	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	810.504766	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	769.4956732	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	763.0004442	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	688.7817137	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	687.8098528	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	771.1492619	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677

mar-16	828.843442	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	800.361881	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	828.2409669	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	798.9460279	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	797.7171582	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
mar-16	797.3740671	834.5041994	302.4305714	172.3890253	137.8222677
abr-16	804.5361313	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	744.8242042	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	608.8018593	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	684.3114122	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	631.7752436	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	601.3208631	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	568.7324484	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	490.8595946	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	418.47344	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	369.9445433	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	352.5781283	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	331.6505727	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	296.1450102	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	230.2071625	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	197.4933508	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	172.0510525	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	166.9457884	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	166.3713686	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	164.5986759	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	172.4866696	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	174.7276184	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	182.5006312	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	181.5504873	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	195.2064989	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	237.3326845	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091

abr-16	214.6956412	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	188.6886089	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	179.0714233	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	171.749284	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
abr-16	157.3197528	334.0002882	302.4305714	166.5545191	134.980091
may-16	152.4072457	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	148.850432	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	147.6820617	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	160.3674908	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	154.2061166	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	130.6055624	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	144.066819	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	133.7237253	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	136.8022071	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	133.4437752	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	125.1917291	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	122.2279372	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	112.2499032	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	112.7247376	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	119.7340056	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	160.0894025	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	133.2693665	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112

may-16	139.3570385	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	144.8459181	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	164.3311328	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	147.7609332	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	140.9453939	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	151.8400374	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	148.4729411	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	158.1166702	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	155.5510738	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	157.6183563	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	153.1004246	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	137.5529529	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	133.976525	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
may-16	134.2213222	142.0143013	302.4305714	164.304919	132.809112
jun-16	139.319437	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	145.1608728	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	117.6441993	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	189.6416627	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	121.3111517	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	154.8235107	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	156.1277953	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	181.7226349	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	188.0783065	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	175.9869442	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	153.254246	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896

jun-16	156.0414958	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	187.8641409	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	180.8435562	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	233.9385619	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	190.4176269	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	206.8164505	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	276.7640246	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	225.8905189	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	254.5477808	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	228.6118153	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	192.8783875	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	160.76573	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	172.7890873	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	116.0142813	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	127.3206253	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	126.4345817	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	125.1199194	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	123.0867155	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jun-16	132.2557028	171.5123448	302.4305714	166.0690314	136.3037896
jul-16	155.6646188	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	143.5719772	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	133.0411136	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	134.4081737	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	143.6216562	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	135.8280108	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	131.4710505	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	132.7545959	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	136.2738486	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	116.0314691	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	131.5771538	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	136.013515	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497

jul-16	129.6957935	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	121.0181153	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	114.4635822	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	102.9228406	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	98.33672364	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	118.3455933	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	135.2101126	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	116.3172226	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	132.4572611	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	150.3466591	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	131.4385151	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	136.554424	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	134.6233867	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	131.2511582	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	130.4833686	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	138.1096618	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	136.2734133	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	139.987368	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
jul-16	133.97561	131.3443638	306.9229343	166.1707698	141.2598497
ago-16	138.746006	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	160.1461916	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	157.480009	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	135.6958909	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	130.4899921	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	126.8189118	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	130.6271687	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	133.9063838	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	158.4222229	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	159.5671344	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	188.817708	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	153.9224137	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	166.1538717	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467

ago-16	160.6916099	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	204.7901518	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	261.6654176	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	274.8727573	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	277.6947331	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	205.3955454	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	142.1985028	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	159.6347182	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	264.3597032	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	281.711722	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	310.8445094	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	311.5316499	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	297.1271432	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	250.9118656	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	275.465077	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	234.2771143	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	177.9456496	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
ago-16	214.3976284	202.1754121	320.8762807	165.7323689	151.7217467
sep-16	176.4970517	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	159.4580972	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	179.0564877	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	157.1907901	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	183.0732899	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	254.4046404	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	272.7896182	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	213.0749986	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	204.5433066	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	183.0297917	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	139.4520302	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	166.570693	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	135.1930677	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	118.2721605	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311

sep-16	117.5817538	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	97.83671624	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	85.88354053	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	80.72218129	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	144.1396938	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	167.3759788	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	157.977408	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	137.6997121	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	116.5744213	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	104.3609803	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	95.02942488	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	105.95418	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	111.9410853	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	174.5868563	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	186.9600194	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
sep-16	205.2267508	155.0938679	302.4305714	164.484573	151.2380311
oct-16	149.2568985	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	116.009588	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	168.2735254	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	180.9945663	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	144.9920057	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	190.3525649	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	130.055861	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	142.1335476	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	118.1620369	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	153.2091153	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	211.1485469	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	177.4358565	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	202.8941271	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	216.1819013	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	210.3798336	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835

oct-16	154.7705957	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	177.2312631	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	188.0188876	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	205.8287327	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	225.3781229	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	216.4411525	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	219.2803697	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	213.4220978	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	222.15774	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	231.6232955	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	253.8857531	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	242.4658701	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	241.828519	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	207.2396094	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	181.7853044	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
oct-16	160.8065795	190.0594105	318.4256618	164.968526	151.7457835
nov-16	204.5266338	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	203.6065991	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	186.9582974	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	181.3810803	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	177.6547048	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	155.4528791	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	164.9067227	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	173.5343894	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	183.564361	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	190.3655265	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	181.5941381	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	177.0107038	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	177.7790266	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	169.9809766	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	180.6197528	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	179.2541975	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233

nov-16	168.413183	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	141.718417	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	132.9579562	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	127.5412974	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	139.3858442	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	143.4957858	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	135.9405412	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	137.9827006	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	170.9703283	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	183.2788723	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	157.5317129	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	183.2830772	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	176.9192712	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
nov-16	181.547446	169.2482999	347.0955553	167.1670654	151.1076233
dic-16	149.5192436	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	129.3181974	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	128.1568929	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	87.94317221	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	80.07705252	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	75.65398466	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	62.66336691	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	61.60928731	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	78.28779936	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	74.32256408	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	61.17254508	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	96.7463163	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	118.9270787	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	121.5989845	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326

dic-16	126.7764052	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	127.6707409	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	134.5862634	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	134.8520453	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	135.7368712	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	141.6807183	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	139.3200884	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	134.7072783	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	126.9773985	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	129.9659899	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	104.3223748	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	106.9944979	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	102.9970702	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	106.3612929	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	104.2286752	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	97.77459419	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326
dic-16	89.47269864	110.3399322	357.5935152	166.9736922	148.9491326

Transacciones del mercado

Tabla 1 Transacciones del Mercado (Miles de Millones pesos*)							
Concepto	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**Crec.%**
Contratos**	7,340.70	8,115.22	8,990.04	9,181.66	10,263.59	10,256.46	-0.1%
Compras en Bolsa Nacional	1,272.31	1,870.11	2,669.84	3,452.28	3,909.03	4,108.95	5.1%
Compras en Bolsa TIE	110.35	34.83	117.48	169.68	109.26	17.73	-83.8%
Compras en Bolsa Internacional	24.83	55.24	103.33	4.60	0.46	0.20	-55.7%
Restricciones Finales (Con alivios)	707.95	622.42	295.69	281.54	433.33	997.77	130.3%
Responsabilidad Comercial de AGC	136.29	154.90	210.42	257.47	393.57	345.18	-12.3%
Reconciliaciones Negativas	827.70	1,023.50	1,378.09	1,511.93	2,753.57	2,284.93	-17.0%
Desviaciones al Programa de Generación	7.81	11.44	12.18	12.95	61.06	34.23	-43.9%
Desviaciones de OEF	-	-	-	0.19	1,344.04	1,123.08	-16.4%
Total transacciones en el SIC	10,427.93	11,887.66	13,777.06	14,872.30	19,267.91	19,168.54	-0.5%
Servicio de AGC	294.16	444.30	709.25	954.45	1,628.34	1,198.49	-26.4%
Recaudo Res. CREG 178 de 2015	-	-	-	-	7.45	146.35	1863.3%
Cobros a Cogeneradores y Autogeneradores (Res. CREG 005/2010 y 024/2014)	-	-	-	0.00	1.98	1.26	-36.1%
Garantias del Cargo por Confiabilidad	4.90	24.96	47.97	2.18	34.73	33.64	-3.1%
Balance Final Programa de Ahorro Comercializadores (Res. CREG 029/2016)	-	-	-	-	-	69.40	NA

Ingreso Regulado de OPACGNI	-	-	-	-	-	6.25	NA
Servicios SIC - CND	67.80	73.21	77.40	95.29	102.21	123.79	21.1%
Liquidación de la Energía Excedentaria (Res. 197/2015)	-	-	-	-	3.21	16.04	400.4%
Restricciones (Sin alivios)	692.07	643.10	404.38	285.78	493.07	837.84	69.9%
Reconciliaciones Positivas	1,361.90	1,377.20	1,283.64	1,100.73	2,011.88	2,269.46	12.8%
Rentas de Congestión por Importación y Exportación TIE	9.80	0.38	1.61	2.20	2.73	47.17	1626.2%
Liquidación del Cargo por Confiabilidad - RRID (Res. CREG 071/2006)	1,607.89	1,563.62	1,962.10	1,909.28	2,752.53	3,422.97	24.4%
Liquidación FAZNI	61.96	66.94	67.76	69.61	77.26	118.79	53.8%
Liquidación FOES	7.77	0.21	0.42	0.26	0.07	100.54	142339.7%

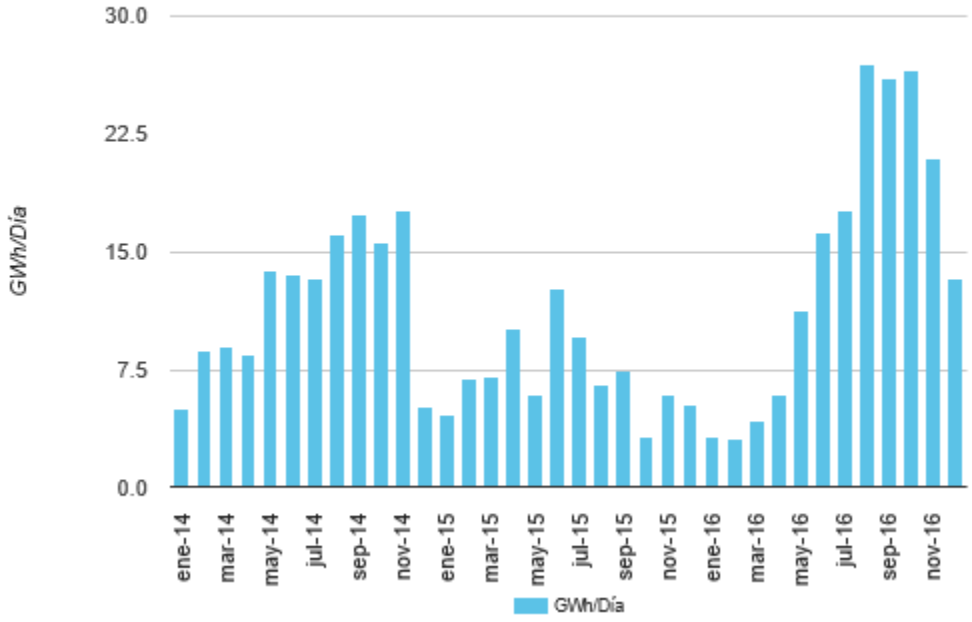
* Pesos corrientes

** La información de contratos es calculada con base en los precios y condiciones declaradas por los agentes del MEM

Energía en contratos de respaldo

En la gráfica 3 se muestra la evolución de las cantidades de energía promedio por día respaldadas en el mercado secundario de energía firme del Cargo por Confiabilidad para los años 2014 a 2016.

Gráfica 3. Compras Promedio del Mercado Secundario en [GWh/día]



Compras Promedio GWh / día del Mercado Secundario	
Fecha	**GWh**
ene-14	5.015018903
feb-14	8.683298571
mar-14	8.952184258
abr-14	8.479819662
may-14	13.79114477
jun-14	13.5885278
jul-14	13.20734739
ago-14	16.14112295
sep-14	17.31567917
oct-14	15.57307971
nov-14	17.49348093

dic-14	5.05040171
ene-15	4.506464742
feb-15	6.917244143
mar-15	7.009271968
abr-15	10.10845903
may-15	5.893122634
jun-15	12.707727
jul-15	9.688827032
ago-15	6.478684097
sep-15	7.512500398
oct-15	3.20955722
nov-15	5.864376801
dic-15	5.245927647
ene-16	3.226911494
feb-16	3.011318928
mar-16	4.184309302
abr-16	5.896675311
may-16	11.21537775
jun-16	16.27349856
jul-16	17.65735881
ago-16	26.96297296
sep-16	25.94882624
oct-16	26.55936784
nov-16	20.93649457
dic-16	13.20604255

Intercambios Internacionales de energía

Durante el 2016 se realizaron intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, exportándose hacia Ecuador un total de 43.9 GWh, valor inferior al registrado en el 2015 (457.2 GWh), y a Venezuela en 0.86 GWh. Por su parte, Colombia importó desde Ecuador 378.27 GWh, la cifra más alta registrada en los últimos cinco años, dicha importación se dio durante el Fenómeno de El Niño que registro el país a principios del año 2016.

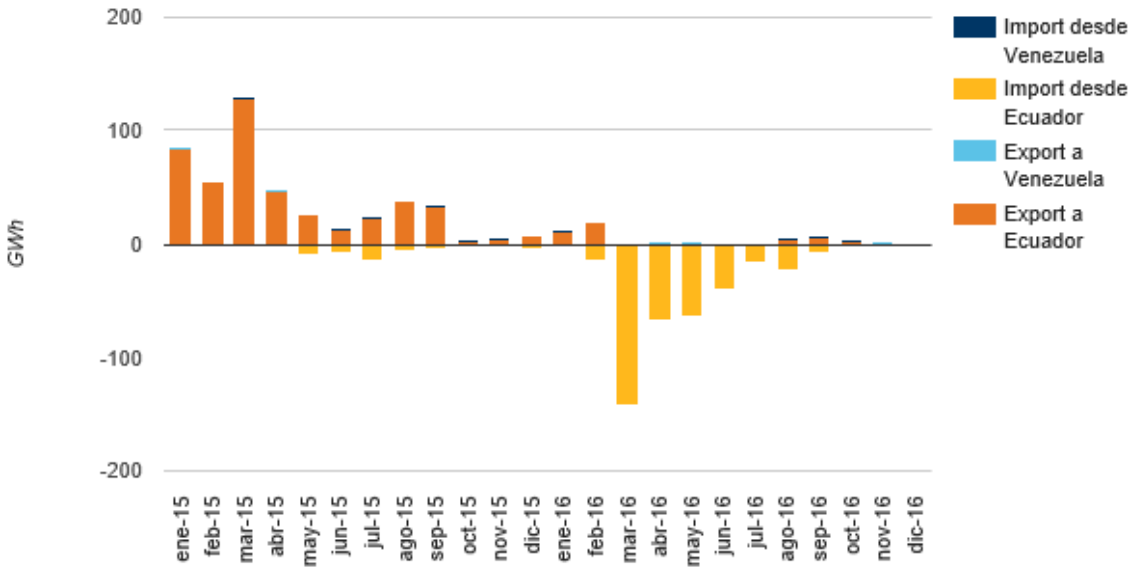
Desde la implementación en el año 2003 de las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE con Ecuador, se han exportado al vecino país alrededor de 12,971 GWh por un valor cercano a USD 1,147,580.8 millones de dólares. (Ver tabla 2).

Tabla 2 - Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE-

Año	Energía (GWh)		Valor (miles USD)*	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2012	236.0	6.5	24,149.4	243.2
2013	662.3	28.5	78,442.1	1,682.5
2014	824.0	46.9	95,997.1	2,935.7
2015	457.2	45.2	67,623.0	7,931.1
2016	43.9	378.3	10,329.6	130,124.6
Total desde 2003	12,971.1	739.3	1,147,580.8	152,110.0

* Valores liquidados. No contiene el descuento por rentas de congestión

Gráfica 3 – Intercambios internacionales de energía

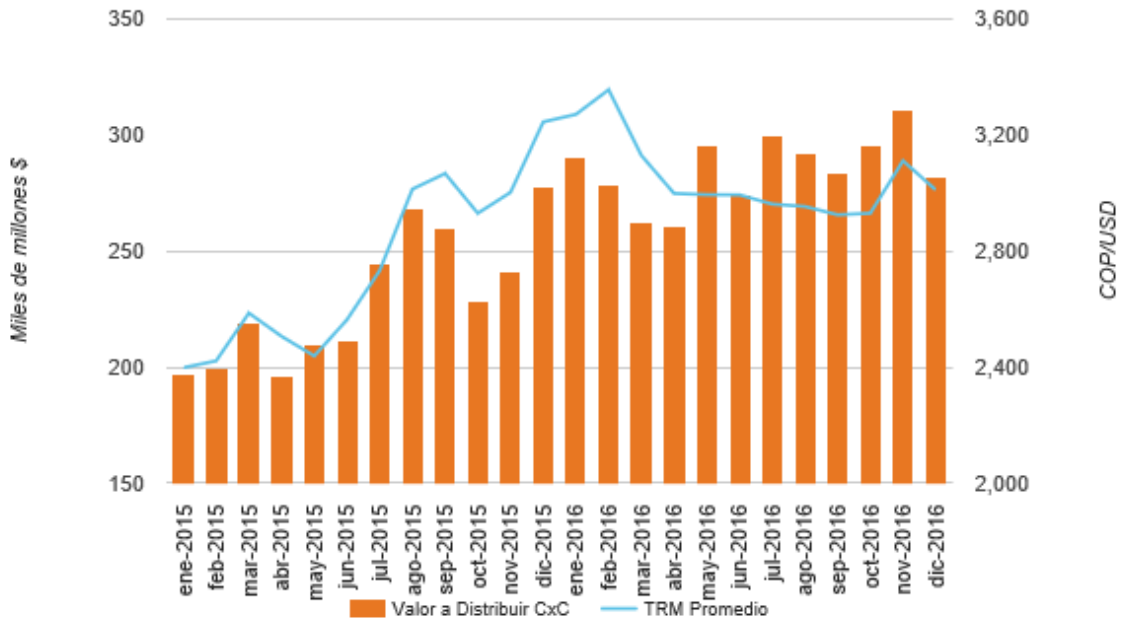


Liquidación del Cargo por Confiabilidad

A continuación, se presenta la evolución de la sumatoria de la Remuneración Real Individual Diaria – RRID del cargo por confiabilidad, también conocida como el Valor a Distribuir.

* Información en pesos corrientes.

Gráfica 4 – Valor liquidado del Cargo por Confiabilidad* - RRID y TRM promedio del mes



Valor a distribuir de cargo por confiabilidad y TRM promedio del mes		
Fecha	Valor a Distribuir CxC (Miles de Millones)	TRM Promedio (COP/USD)
2015-01-01	196.89	2397.26
2015-02-01	198.88	2420.67
2015-03-01	219.67	2585.36
2015-04-01	196.27	2505.25
2015-05-01	209.46	2437.54
2015-06-01	211.66	2562.48
2015-07-01	244.67	2732.04
2015-08-01	268.35	3012.59
2015-09-01	259.99	3066.41
2015-10-01	228.17	2929.47
2015-11-01	240.92	3001.38
2015-12-01	277.60	3244.20
2016-01-01	290.37	3270.20
2016-02-01	278.25	3354.96
2016-03-01	261.65	3128.79
2016-04-01	260.44	2997.73
2016-05-01	295.18	2993.51
2016-06-01	273.92	2992.86
2016-07-01	299.44	2961.00
2016-08-01	292.50	2952.77
2016-09-01	283.45	2924.27
2016-10-01	295.49	2929.39
2016-11-01	310.84	3110.26
2016-12-01	281.44	3009.86

A partir del mes de diciembre de 2015, se presenta un incremento en la liquidación del Cargo por Confiabilidad, con respecto al periodo de vigencia anterior (Dic 2014 – Nov 2015); este incremento obedece principalmente al inicio de un nuevo período de vigencia de Obligaciones de Energía Firme – OEF y al aumento de la Tasa Representativa del Mercado - TRM durante el mes de diciembre de 2015.

Para el periodo comprendido entre 1 de diciembre de 2014 y el 30 de noviembre de 2015, la Obligación de Energía Firme total fue de 67,145,633,939 kWh-año, mientras que para el periodo comprendido entre el 1 diciembre de 2015 y el 30 de noviembre de 2016, la Obligación de Energía Firme total fue de 75,100,448,046 kWh-año, es explica el incremento presentado a partir del mes de diciembre de 2015. Sin embargo, para el siguiente periodo de vigencia que inició el 1 de diciembre de 2016, se presenta una disminución en la liquidación del cargo por confiabilidad, explicado principalmente por una menor cantidad de OEF asignadas, las cuales se están en 73,344,020,164 kWh-año. Finalmente, la TRM presentó un papel importante en la volatilidad del valor liquidado por este concepto como se ilustra en la Gráfica 4.

Implementación de nuevas resoluciones

A continuación, se mencionan algunas de las Resoluciones CREG con mayor incidencia para las transacciones del mercado mayorista implementadas por XM durante el año 2016:

- Se implementó la Resolución CREG 025 029 y 049 de 2016, a través de la cual se establecen disposiciones de Demanda Desconectable Voluntaria y Respuesta a la Demanda
- Se implementó la Resolución CREG 026 de 2016, a través de la cual se establecen disposiciones transitorias para flexibilizar la entrada de plantas de generación al sistema.
- Se implementó la Resolución CREG 027 de 2016, por la cual se modifica el artículo 4 de la Resolución CREG 064 de 2000 (Liquidación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia – AGC) y se define procedimiento transitorio para la asignación de la reserva de regulación.
- Se implementaron las Resolución CREG 029, 039, 049 y 051 de 2016, a través de la cual se define un esquema de tarifas diferenciales para establecer los costos de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados en el SIN para promover el ahorro voluntario de energía.
- Se implementó la Resolución CREG 060 de 2016, por la cual se derogan las disposiciones transitorias adoptadas en la Resolución CREG 026 de 2016 para flexibilizar la entrada de plantas de generación al sistema.
- Se desarrolló la Subasta de Reconfiguración para el periodo de vigencia comprendido entre 1 de diciembre de 2016 y el 30 de noviembre de 2017, de acuerdo al cronograma establecido en la Resolución CREG 122 de 2016.
- Se implementaron las Resolución CREG 144 de 2016, a través de la cual se modifica la Resolución CREG 062 de 2013, donde se estableció un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad,
- Se implementaron las Resoluciones CREG 195 y 259, las cuales aprueban el ingreso regulado total de forma permanente al Grupo de Generadores Térmicos y estableció un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad
- Se implementó la Resolución CREG 038 de 2014, Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes
- Las resoluciones CREG 040 y 044 de 2016 afectaron el cálculo de la disponibilidad real de recursos de generación.

Implementación de mejoras en los procesos ASIC y LAC

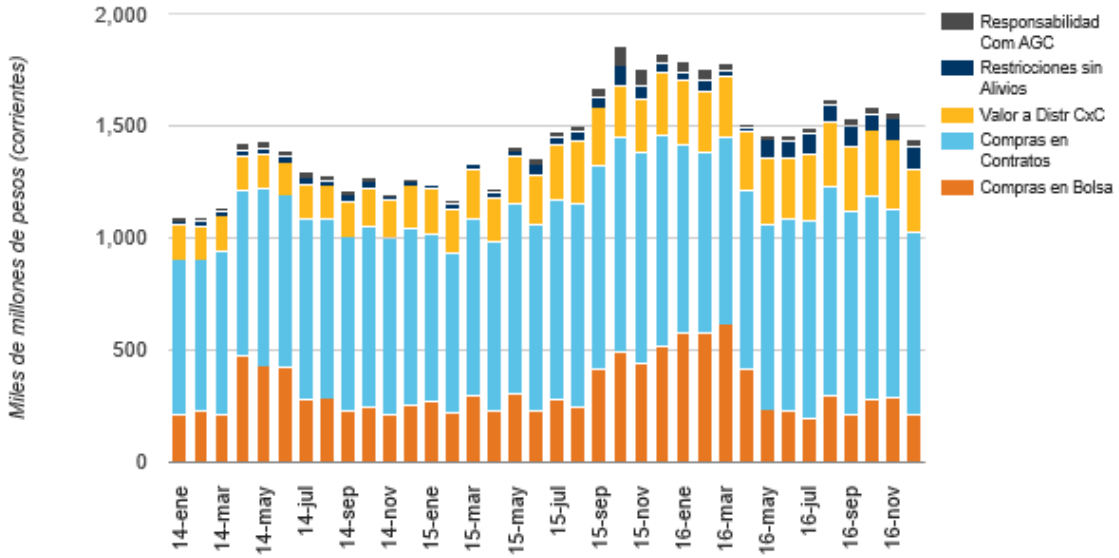
XM en su propósito de brindar a los agentes herramientas para la revisión de la liquidación de las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista, realizó tres capacitaciones durante el segundo semestre del año 2016, en las cuales se presentaron los principales aspectos comerciales que XM en su función de ASIC liquida y factura. Además se realizó una capacitación en el segundo semestre de 2016, en la que se mostraron temas relacionados con la liquidación y facturación del STN, liquidación de los STR, liquidación de las ADD y esquema de calidad de los SDL.

También se realizaron a través de teleconferencias convesatorios para aclarar la interpretación e implementación realizada por XM a las Resoluciones del programa de ahorro, respuesta de la demanda, demanada desconectable voluntaria y flexibilización de entrada al mercado de autogeneradores.

En la implementación de la Resolución CREG 038 de 2014 - Código de Medida, se han fortalecido los sistemas de información con miras a la automatización de procesos, se ha incrementando la difusión de información con los clientes con la publicación permanente de noticias en nuestra página web y mediante reuniones técnicas usando Skype Empresarial, con la posterior publicación de video tutoriales a través del canal de youtube de XM, XM-Filial de ISA.

Principales conceptos ASIC

Gráfica 5 – Evolución principales conceptos ASIC (miles de millones de pesos)

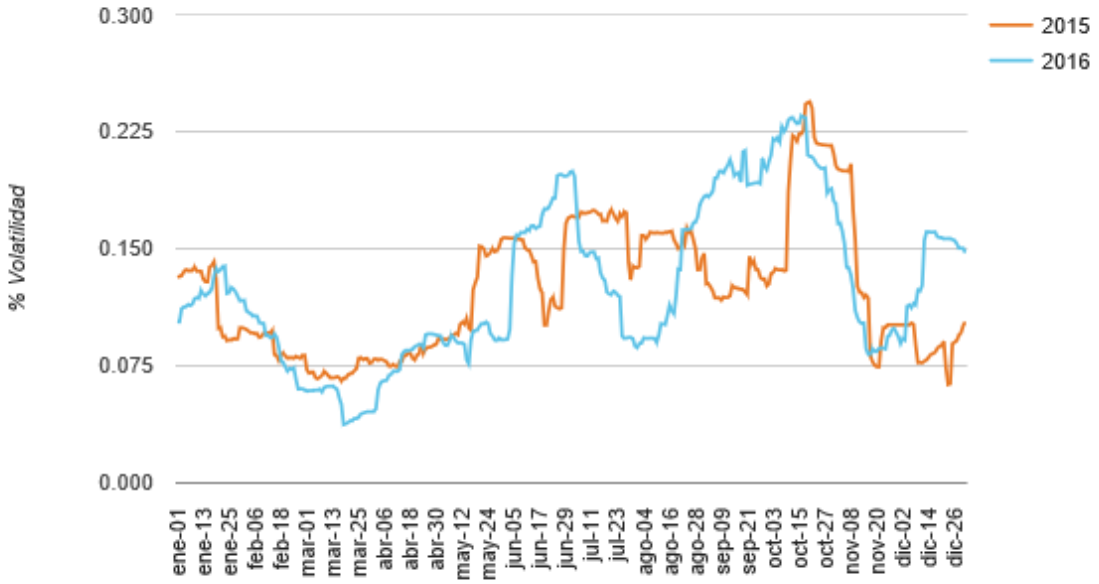


Evolución Principales Conceptos ASIC (Miles de millones de pesos)					
Fecha	Compras en Bolsa	Compras en Contratos	Valor a Distr CxC	Restricciones sin AGC	Responsabilidad Com AGC
ene-14	209.37	694.89	156.56	15.12	14.59
feb-14	226.38	675.19	151.71	22.80	16.81
mar-14	212.09	727.29	157.83	20.91	14.70
abr-14	477.01	737.16	147.96	31.02	32.51
may-14	425.87	797.08	147.84	26.78	32.71
jun-14	418.60	774.22	143.39	26.77	32.69
jul-14	274.78	807.72	152.28	33.85	26.70
ago-14	279.95	803.49	153.58	20.32	24.03
sep-14	223.22	778.29	163.04	27.43	17.60
oct-14	248.52	808.72	165.61	30.84	20.11
nov-14	206.55	788.03	175.26	12.47	11.54
dic-14	249.95	789.58	194.22	17.46	13.49
ene-15	265.44	754.78	196.89	14.78	14.74
feb-15	218.92	708.91	198.88	26.10	14.86
mar-15	298.88	786.73	219.67	20.01	17.32

abr-15	227.05	752.37	196.27	27.29	15.21
may-15	304.63	850.79	209.46	24.74	17.94
jun-15	220.25	843.27	211.66	53.53	24.72
jul-15	270.87	898.47	244.67	37.10	25.25
ago-15	248.99	909.59	268.35	49.03	21.25
sep-15	411.79	911.43	259.99	46.22	35.96
oct-15	489.55	961.86	228.17	88.02	89.21
nov-15	438.67	937.53	240.92	63.71	73.16
dic-15	513.99	947.87	277.60	42.55	43.95
ene-16	576.68	837.09	290.37	37.50	46.73
feb-16	574.36	802.94	278.25	50.38	51.52
mar-16	613.51	840.33	261.65	34.13	34.13
abr-16	414.23	796.32	260.44	24.57	15.17
may-16	230.62	831.59	295.18	76.98	25.77
jun-16	223.54	856.72	273.92	78.75	22.53
jul-16	198.12	877.23	299.44	92.99	26.44
ago-16	293.56	932.27	292.50	76.05	19.66
sep-16	212.99	908.33	283.45	99.27	24.41
oct-16	273.40	908.16	295.49	77.95	23.78
nov-16	286.16	842.72	310.84	89.05	27.32
dic-16	211.66	816.44	281.44	100.20	27.71

Volatilidad precio de bolsa

Gráfica 10 – Volatilidad precio de bolsa



Gráfica 7 – Volatilidad precio de bolsa		
Fecha	**2015**	**2016**
ene-01	0.13	0.10
ene-02	0.13	0.10
ene-03	0.13	0.11
ene-04	0.14	0.11
ene-05	0.14	0.11
ene-06	0.14	0.11
ene-07	0.14	0.11
ene-08	0.14	0.11
ene-09	0.14	0.12
ene-10	0.14	0.12
ene-11	0.14	0.12
ene-12	0.14	0.12
ene-13	0.13	0.12
ene-14	0.13	0.12

ene-15	0.13	0.12
ene-16	0.14	0.12
ene-17	0.14	0.12
ene-18	0.14	0.13
ene-19	0.13	0.14
ene-20	0.10	0.14
ene-21	0.10	0.14
ene-22	0.09	0.14
ene-23	0.09	0.14
ene-24	0.09	0.12
ene-25	0.09	0.12
ene-26	0.09	0.13
ene-27	0.09	0.12
ene-28	0.09	0.12
ene-29	0.09	0.12
ene-30	0.10	0.12
ene-31	0.10	0.12
feb-01	0.10	0.12
feb-02	0.10	0.11
feb-03	0.10	0.11
feb-04	0.10	0.11
feb-05	0.10	0.11
feb-06	0.10	0.11
feb-07	0.10	0.11
feb-08	0.09	0.10
feb-09	0.09	0.10
feb-10	0.10	0.10
feb-11	0.10	0.09
feb-12	0.10	0.09
feb-13	0.10	0.09
feb-14	0.10	0.09
feb-15	0.08	0.10

feb-16	0.08	0.09
feb-17	0.08	0.09
feb-18	0.08	0.08
feb-19	0.08	0.08
feb-20	0.08	0.07
feb-21	0.08	0.07
feb-22	0.08	0.07
feb-23	0.08	0.07
feb-24	0.08	0.07
feb-25	0.08	0.07
feb-26	0.08	0.06
feb-27	0.08	0.06
feb-28	0.08	0.06
feb-29	#N/A	0.06
mar-01	0.07	0.06
mar-02	0.07	0.06
mar-03	0.07	0.06
mar-04	0.07	0.06
mar-05	0.07	0.06
mar-06	0.07	0.06
mar-07	0.07	0.06
mar-08	0.07	0.06
mar-09	0.07	0.06
mar-10	0.07	0.06
mar-11	0.07	0.06
mar-12	0.07	0.06
mar-13	0.07	0.06
mar-14	0.07	0.06
mar-15	0.07	0.06
mar-16	0.07	0.05
mar-17	0.07	0.05
mar-18	0.07	0.04

mar-19	0.07	0.04
mar-20	0.07	0.04
mar-21	0.07	0.04
mar-22	0.07	0.04
mar-23	0.07	0.04
mar-24	0.07	0.04
mar-25	0.08	0.04
mar-26	0.08	0.04
mar-27	0.08	0.04
mar-28	0.08	0.04
mar-29	0.08	0.05
mar-30	0.08	0.05
mar-31	0.08	0.05
abr-01	0.08	0.05
abr-02	0.08	0.05
abr-03	0.08	0.06
abr-04	0.08	0.06
abr-05	0.08	0.06
abr-06	0.08	0.07
abr-07	0.08	0.07
abr-08	0.07	0.07
abr-09	0.07	0.07
abr-10	0.08	0.07
abr-11	0.07	0.07
abr-12	0.07	0.07
abr-13	0.08	0.07
abr-14	0.08	0.08
abr-15	0.08	0.08
abr-16	0.08	0.08
abr-17	0.08	0.08
abr-18	0.08	0.08
abr-19	0.08	0.09

abr-20	0.08	0.09
abr-21	0.08	0.09
abr-22	0.08	0.09
abr-23	0.09	0.09
abr-24	0.08	0.09
abr-25	0.09	0.09
abr-26	0.09	0.10
abr-27	0.09	0.10
abr-28	0.09	0.10
abr-29	0.09	0.09
abr-30	0.09	0.09
may-01	0.09	0.09
may-02	0.09	0.09
may-03	0.09	0.09
may-04	0.09	0.09
may-05	0.09	0.09
may-06	0.09	0.09
may-07	0.09	0.09
may-08	0.09	0.09
may-09	0.10	0.09
may-10	0.09	0.09
may-11	0.10	0.09
may-12	0.10	0.09
may-13	0.10	0.09
may-14	0.11	0.08
may-15	0.10	0.08
may-16	0.10	0.09
may-17	0.12	0.10
may-18	0.13	0.10
may-19	0.13	0.10
may-20	0.15	0.10
may-21	0.15	0.10

may-22	0.15	0.10
may-23	0.15	0.10
may-24	0.15	0.10
may-25	0.15	0.10
may-26	0.15	0.09
may-27	0.15	0.09
may-28	0.15	0.09
may-29	0.15	0.09
may-30	0.16	0.09
may-31	0.16	0.09
jun-01	0.16	0.09
jun-02	0.16	0.09
jun-03	0.16	0.10
jun-04	0.16	0.13
jun-05	0.16	0.15
jun-06	0.16	0.16
jun-07	0.16	0.16
jun-08	0.16	0.16
jun-09	0.16	0.16
jun-10	0.15	0.16
jun-11	0.15	0.16
jun-12	0.15	0.16
jun-13	0.15	0.16
jun-14	0.14	0.16
jun-15	0.14	0.16
jun-16	0.13	0.16
jun-17	0.12	0.16
jun-18	0.12	0.17
jun-19	0.10	0.18
jun-20	0.10	0.18
jun-21	0.11	0.18
jun-22	0.12	0.18

jun-23	0.12	0.18
jun-24	0.11	0.18
jun-25	0.11	0.20
jun-26	0.11	0.20
jun-27	0.11	0.20
jun-28	0.15	0.20
jun-29	0.17	0.20
jun-30	0.17	0.20
jul-01	0.17	0.20
jul-02	0.17	0.20
jul-03	0.17	0.20
jul-04	0.17	0.17
jul-05	0.17	0.15
jul-06	0.17	0.15
jul-07	0.17	0.15
jul-08	0.17	0.15
jul-09	0.17	0.15
jul-10	0.17	0.15
jul-11	0.17	0.15
jul-12	0.17	0.15
jul-13	0.17	0.14
jul-14	0.17	0.14
jul-15	0.17	0.13
jul-16	0.17	0.13
jul-17	0.17	0.13
jul-18	0.17	0.12
jul-19	0.17	0.12
jul-20	0.17	0.12
jul-21	0.17	0.12
jul-22	0.17	0.12
jul-23	0.17	0.12
jul-24	0.17	0.12

jul-25	0.17	0.09
jul-26	0.17	0.09
jul-27	0.17	0.09
jul-28	0.14	0.09
jul-29	0.13	0.09
jul-30	0.14	0.09
jul-31	0.14	0.09
ago-01	0.14	0.09
ago-02	0.14	0.09
ago-03	0.16	0.09
ago-04	0.16	0.09
ago-05	0.16	0.09
ago-06	0.16	0.09
ago-07	0.16	0.09
ago-08	0.16	0.09
ago-09	0.16	0.09
ago-10	0.16	0.09
ago-11	0.16	0.09
ago-12	0.16	0.10
ago-13	0.16	0.10
ago-14	0.16	0.10
ago-15	0.16	0.11
ago-16	0.16	0.11
ago-17	0.16	0.11
ago-18	0.16	0.11
ago-19	0.15	0.12
ago-20	0.15	0.14
ago-21	0.15	0.14
ago-22	0.16	0.16
ago-23	0.15	0.16
ago-24	0.16	0.16
ago-25	0.16	0.16

ago-26	0.16	0.16
ago-27	0.16	0.17
ago-28	0.15	0.17
ago-29	0.14	0.17
ago-30	0.14	0.18
ago-31	0.14	0.18
sep-01	0.15	0.18
sep-02	0.13	0.18
sep-03	0.13	0.18
sep-04	0.13	0.18
sep-05	0.12	0.19
sep-06	0.12	0.20
sep-07	0.12	0.20
sep-08	0.12	0.20
sep-09	0.12	0.20
sep-10	0.12	0.20
sep-11	0.12	0.20
sep-12	0.12	0.20
sep-13	0.12	0.21
sep-14	0.13	0.20
sep-15	0.13	0.20
sep-16	0.12	0.20
sep-17	0.12	0.20
sep-18	0.12	0.19
sep-19	0.12	0.21
sep-20	0.12	0.21
sep-21	0.12	0.19
sep-22	0.15	0.19
sep-23	0.14	0.19
sep-24	0.14	0.19
sep-25	0.14	0.19
sep-26	0.14	0.19

sep-27	0.13	0.19
sep-28	0.13	0.21
sep-29	0.13	0.20
sep-30	0.13	0.20
oct-01	0.13	0.21
oct-02	0.13	0.21
oct-03	0.13	0.22
oct-04	0.14	0.22
oct-05	0.14	0.22
oct-06	0.14	0.22
oct-07	0.14	0.23
oct-08	0.14	0.23
oct-09	0.14	0.23
oct-10	0.19	0.23
oct-11	0.21	0.23
oct-12	0.22	0.23
oct-13	0.22	0.23
oct-14	0.22	0.23
oct-15	0.22	0.23
oct-16	0.22	0.24
oct-17	0.23	0.23
oct-18	0.24	0.23
oct-19	0.24	0.21
oct-20	0.24	0.21
oct-21	0.24	0.21
oct-22	0.22	0.21
oct-23	0.22	0.20
oct-24	0.22	0.20
oct-25	0.22	0.20
oct-26	0.22	0.20
oct-27	0.22	0.20
oct-28	0.22	0.19

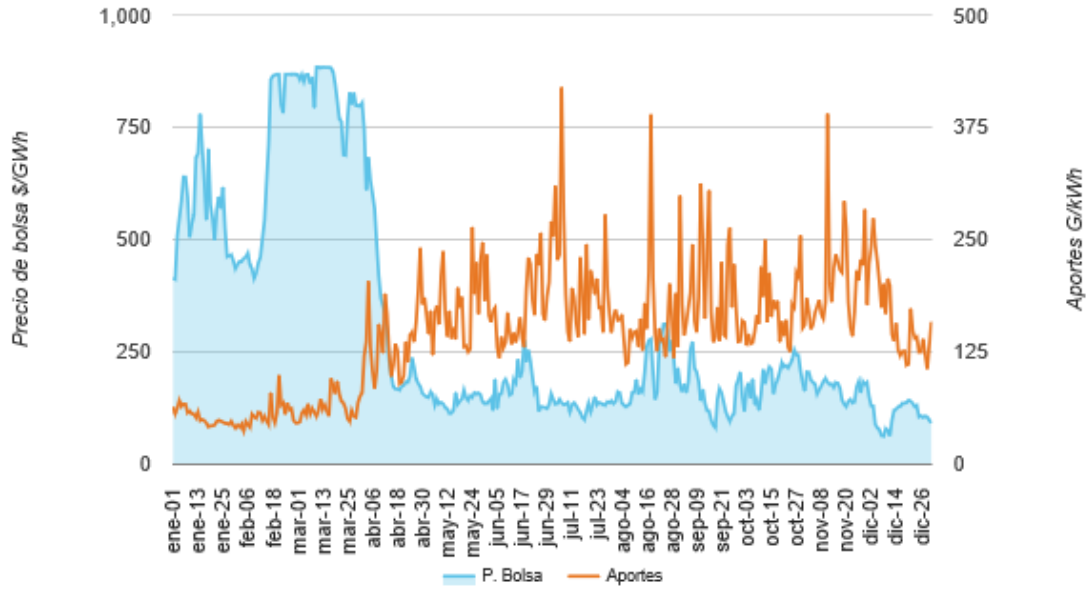
oct-29	0.22	0.19
oct-30	0.22	0.19
oct-31	0.21	0.18
nov-01	0.20	0.18
nov-02	0.20	0.17
nov-03	0.20	0.17
nov-04	0.20	0.16
nov-05	0.20	0.15
nov-06	0.20	0.14
nov-07	0.20	0.14
nov-08	0.20	0.13
nov-09	0.17	0.12
nov-10	0.16	0.11
nov-11	0.13	0.11
nov-12	0.12	0.10
nov-13	0.12	0.10
nov-14	0.12	0.10
nov-15	0.12	0.09
nov-16	0.12	0.08
nov-17	0.08	0.08
nov-18	0.08	0.09
nov-19	0.08	0.08
nov-20	0.07	0.08
nov-21	0.07	0.09
nov-22	0.09	0.09
nov-23	0.10	0.09
nov-24	0.10	0.09
nov-25	0.10	0.09
nov-26	0.10	0.09
nov-27	0.10	0.10
nov-28	0.10	0.10
nov-29	0.10	0.10

nov-30	0.10	0.09
dic-01	0.10	0.09
dic-02	0.10	0.09
dic-03	0.10	0.09
dic-04	0.10	0.11
dic-05	0.10	0.11
dic-06	0.10	0.11
dic-07	0.10	0.11
dic-08	0.09	0.11
dic-09	0.08	0.12
dic-10	0.08	0.12
dic-11	0.08	0.13
dic-12	0.08	0.16
dic-13	0.08	0.16
dic-14	0.08	0.16
dic-15	0.08	0.16
dic-16	0.08	0.16
dic-17	0.08	0.16
dic-18	0.09	0.16
dic-19	0.09	0.16
dic-20	0.09	0.16
dic-21	0.09	0.16
dic-22	0.07	0.16
dic-23	0.06	0.16
dic-24	0.06	0.16
dic-25	0.09	0.16
dic-26	0.09	0.16
dic-27	0.09	0.15
dic-28	0.09	0.15
dic-29	0.10	0.15
dic-30	0.10	0.15
dic-31	0.10	0.15

En la gráfica 10 se presenta la volatilidad del precio de bolsa. La metodología de cálculo usa una ventana móvil de 30 días para calcular las desviaciones estándar de los promedios diarios ponderados por demanda de los precios de bolsa, la volatilidad no se escala por factor alguno. La metodología presenta directamente la volatilidad en lugar d la volatilidad porcentual con respecto al precio de bolsa, esto para conservar una medida comparable de volatilidad a través del tiempo ya que los elevados precios de bolsa durante el niño 2015-2016 darían la impresión de una disminución importante para ese periodo. Se aprecia la implementación de la Resolución CREG 172 de 2015, a partir de finales de octubre de 2015, a través de la cual se definió el precio máximo a las ofertas de precio para el despacho diario en el Mercado de Energía Mayorista.

Precio de bolsa y aportes hídricos

Gráfica 7 – Precio de bolsa y aportes hídricos en GWh



Precio de bolsa y aportes hídricos en GWh		
Fecha	**Aportes Hídricos GWh - día**	**Precio de Bolsa $/kWh**
2016-01-01	63.50	413.28
2016-01-02	55.78	411.29
2016-01-03	61.74	507.47
2016-01-04	70.14	546.93
2016-01-05	64.12	584.76
2016-01-06	66.52	639.28
2016-01-07	66.29	639.02
2016-01-08	56.92	594.04
2016-01-09	58.53	504.21
2016-01-10	55.70	534.63
2016-01-11	55.02	554.72

2016-01-12	51.70	682.78
2016-01-13	57.47	691.60
2016-01-14	48.00	781.43
2016-01-15	49.20	707.89
2016-01-16	48.12	634.93
2016-01-17	45.33	542.46
2016-01-18	41.22	703.02
2016-01-19	42.11	577.22
2016-01-20	42.34	547.88
2016-01-21	43.19	498.01
2016-01-22	47.09	566.05
2016-01-23	48.41	596.00
2016-01-24	47.47	568.08
2016-01-25	46.31	617.49
2016-01-26	45.04	526.04
2016-01-27	44.93	461.59
2016-01-28	43.69	464.10
2016-01-29	47.30	465.72
2016-01-30	42.96	452.53
2016-01-31	39.77	435.06
2016-02-01	43.20	444.19
2016-02-02	40.87	451.19
2016-02-03	43.87	450.79
2016-02-04	36.78	457.73
2016-02-05	47.10	460.71
2016-02-06	43.32	469.44
2016-02-07	40.65	443.37
2016-02-08	55.00	434.46
2016-02-09	52.37	413.51
2016-02-10	50.76	425.58
2016-02-11	57.17	447.48
2016-02-12	56.72	460.48

2016-02-13	48.22	501.39
2016-02-14	52.68	541.57
2016-02-15	47.82	628.81
2016-02-16	43.78	711.74
2016-02-17	79.70	856.16
2016-02-18	52.53	864.79
2016-02-19	45.68	866.74
2016-02-20	57.07	868.25
2016-02-21	99.15	868.22
2016-02-22	65.54	800.92
2016-02-23	67.76	781.27
2016-02-24	54.55	868.25
2016-02-25	68.17	868.25
2016-02-26	60.11	868.25
2016-02-27	61.50	868.74
2016-02-28	48.18	868.25
2016-02-29	45.49	868.65
2016-03-01	45.42	867.68
2016-03-02	46.48	856.59
2016-03-03	56.27	867.68
2016-03-04	59.95	851.87
2016-03-05	54.53	867.66
2016-03-06	67.14	867.68
2016-03-07	55.49	847.08
2016-03-08	61.40	863.15
2016-03-09	57.31	791.99
2016-03-10	52.92	884.37
2016-03-11	59.68	884.37
2016-03-12	72.39	882.50
2016-03-13	60.74	884.22
2016-03-14	65.55	883.95
2016-03-15	58.70	883.55

2016-03-16	52.83	883.94
2016-03-17	95.58	882.71
2016-03-18	87.30	874.60
2016-03-19	77.52	846.67
2016-03-20	92.68	810.50
2016-03-21	77.88	769.50
2016-03-22	69.65	763.00
2016-03-23	67.62	688.78
2016-03-24	61.61	687.81
2016-03-25	50.29	771.15
2016-03-26	47.21	828.84
2016-03-27	59.22	800.36
2016-03-28	52.81	828.24
2016-03-29	51.65	798.95
2016-03-30	68.07	797.72
2016-03-31	75.20	797.37
2016-04-01	79.20	804.54
2016-04-02	120.17	744.82
2016-04-03	135.86	608.80
2016-04-04	204.13	684.31
2016-04-05	129.70	631.78
2016-04-06	103.48	601.32
2016-04-07	83.44	568.73
2016-04-08	103.97	490.86
2016-04-09	156.10	418.47
2016-04-10	143.04	369.94
2016-04-11	122.86	352.58
2016-04-12	189.94	331.65
2016-04-13	166.20	296.15
2016-04-14	124.02	230.21
2016-04-15	96.63	197.49
2016-04-16	109.64	172.05

2016-04-17	134.08	166.95
2016-04-18	125.80	166.37
2016-04-19	89.35	164.60
2016-04-20	90.81	172.49
2016-04-21	98.14	174.73
2016-04-22	136.46	182.50
2016-04-23	112.81	181.55
2016-04-24	142.88	195.21
2016-04-25	146.44	237.33
2016-04-26	135.48	214.70
2016-04-27	158.13	188.69
2016-04-28	193.57	179.07
2016-04-29	241.20	171.75
2016-04-30	177.29	157.32
2016-05-01	185.51	152.41
2016-05-02	165.51	148.85
2016-05-03	143.93	147.68
2016-05-04	171.19	160.37
2016-05-05	120.46	154.21
2016-05-06	167.90	130.61
2016-05-07	176.53	144.07
2016-05-08	155.03	133.72
2016-05-09	209.49	136.80
2016-05-10	237.40	133.44
2016-05-11	168.11	125.19
2016-05-12	141.14	122.23
2016-05-13	170.83	112.25
2016-05-14	138.89	112.72
2016-05-15	152.32	119.73
2016-05-16	138.33	160.09
2016-05-17	197.09	133.27
2016-05-18	173.51	139.36

2016-05-19	186.62	144.85
2016-05-20	130.55	164.33
2016-05-21	131.29	147.76
2016-05-22	124.73	140.95
2016-05-23	127.95	151.84
2016-05-24	264.13	148.47
2016-05-25	188.57	158.12
2016-05-26	225.19	155.55
2016-05-27	166.17	157.62
2016-05-28	227.13	153.10
2016-05-29	247.37	137.55
2016-05-30	181.04	133.98
2016-05-31	233.85	134.22
2016-06-01	165.89	139.32
2016-06-02	157.67	145.16
2016-06-03	169.88	117.64
2016-06-04	173.58	189.64
2016-06-05	129.93	121.31
2016-06-06	117.35	154.82
2016-06-07	142.17	156.13
2016-06-08	129.50	181.72
2016-06-09	135.10	188.08
2016-06-10	168.90	175.99
2016-06-11	145.81	153.25
2016-06-12	132.74	156.04
2016-06-13	146.48	187.86
2016-06-14	134.84	180.84
2016-06-15	146.41	233.94
2016-06-16	163.52	190.42
2016-06-17	140.20	206.82
2016-06-18	129.38	276.76
2016-06-19	194.67	225.89

2016-06-20	230.03	254.55
2016-06-21	222.68	228.61
2016-06-22	182.73	192.88
2016-06-23	165.30	160.77
2016-06-24	234.18	172.79
2016-06-25	220.87	116.01
2016-06-26	257.89	127.32
2016-06-27	167.42	126.43
2016-06-28	159.12	125.12
2016-06-29	186.25	123.09
2016-06-30	202.26	132.26
2016-07-01	270.48	155.66
2016-07-02	252.92	143.57
2016-07-03	310.39	133.04
2016-07-04	226.90	134.41
2016-07-05	233.26	143.62
2016-07-06	420.36	135.83
2016-07-07	276.53	131.47
2016-07-08	189.15	132.75
2016-07-09	147.00	136.27
2016-07-10	135.73	116.03
2016-07-11	196.36	131.58
2016-07-12	185.14	136.01
2016-07-13	157.18	129.70
2016-07-14	140.72	121.02
2016-07-15	230.68	114.46
2016-07-16	188.12	102.92
2016-07-17	143.70	98.34
2016-07-18	245.11	118.35
2016-07-19	159.97	135.21
2016-07-20	216.18	116.32
2016-07-21	204.19	132.46

2016-07-22	188.17	150.35
2016-07-23	206.69	131.44
2016-07-24	173.92	136.55
2016-07-25	174.51	134.62
2016-07-26	145.97	131.25
2016-07-27	278.49	130.48
2016-07-28	198.10	138.11
2016-07-29	167.89	136.27
2016-07-30	145.51	139.99
2016-07-31	163.28	133.98
2016-08-01	171.97	138.75
2016-08-02	159.90	160.15
2016-08-03	160.49	157.48
2016-08-04	166.81	135.75
2016-08-05	137.90	130.49
2016-08-06	111.10	126.82
2016-08-07	112.84	130.68
2016-08-08	150.55	133.91
2016-08-09	140.46	158.43
2016-08-10	146.50	159.57
2016-08-11	147.85	188.82
2016-08-12	129.80	153.92
2016-08-13	161.97	166.15
2016-08-14	125.89	160.69
2016-08-15	179.47	204.79
2016-08-16	149.80	261.67
2016-08-17	214.28	274.87
2016-08-18	389.96	277.69
2016-08-19	207.23	205.39
2016-08-20	145.10	142.19
2016-08-21	125.06	159.63
2016-08-22	151.30	264.36

2016-08-23	137.49	281.71
2016-08-24	138.82	310.84
2016-08-25	118.21	311.53
2016-08-26	153.04	297.10
2016-08-27	201.37	250.91
2016-08-28	165.53	275.47
2016-08-29	117.34	234.28
2016-08-30	190.74	177.95
2016-08-31	129.76	214.40
2016-09-01	299.61	176.50
2016-09-02	178.46	159.46
2016-09-03	142.74	179.06
2016-09-04	156.68	157.19
2016-09-05	174.05	183.07
2016-09-06	190.73	254.40
2016-09-07	244.96	272.79
2016-09-08	159.47	213.07
2016-09-09	146.25	204.54
2016-09-10	184.83	183.03
2016-09-11	312.60	139.45
2016-09-12	242.96	166.57
2016-09-13	161.42	135.19
2016-09-14	243.09	118.27
2016-09-15	305.63	117.58
2016-09-16	169.53	97.84
2016-09-17	135.03	85.88
2016-09-18	140.97	80.72
2016-09-19	174.84	144.14
2016-09-20	136.29	167.38
2016-09-21	225.43	157.98
2016-09-22	143.85	137.70
2016-09-23	141.63	116.57

2016-09-24	244.16	104.36
2016-09-25	263.59	95.03
2016-09-26	173.78	105.95
2016-09-27	223.13	111.94
2016-09-28	172.36	174.59
2016-09-29	136.16	186.96
2016-09-30	136.82	205.23
2016-10-01	159.32	149.26
2016-10-02	157.56	116.01
2016-10-03	131.44	168.27
2016-10-04	144.86	180.96
2016-10-05	133.84	144.99
2016-10-06	135.05	190.35
2016-10-07	147.55	130.06
2016-10-08	166.01	142.14
2016-10-09	155.52	118.14
2016-10-10	220.31	154.44
2016-10-11	185.67	211.15
2016-10-12	250.33	177.44
2016-10-13	157.39	202.89
2016-10-14	213.31	216.18
2016-10-15	163.24	210.38
2016-10-16	182.68	154.78
2016-10-17	171.85	177.23
2016-10-18	182.25	188.02
2016-10-19	135.02	205.83
2016-10-20	159.21	225.38
2016-10-21	141.86	216.44
2016-10-22	160.81	219.28
2016-10-23	130.31	213.42
2016-10-24	124.46	222.16
2016-10-25	177.88	231.62

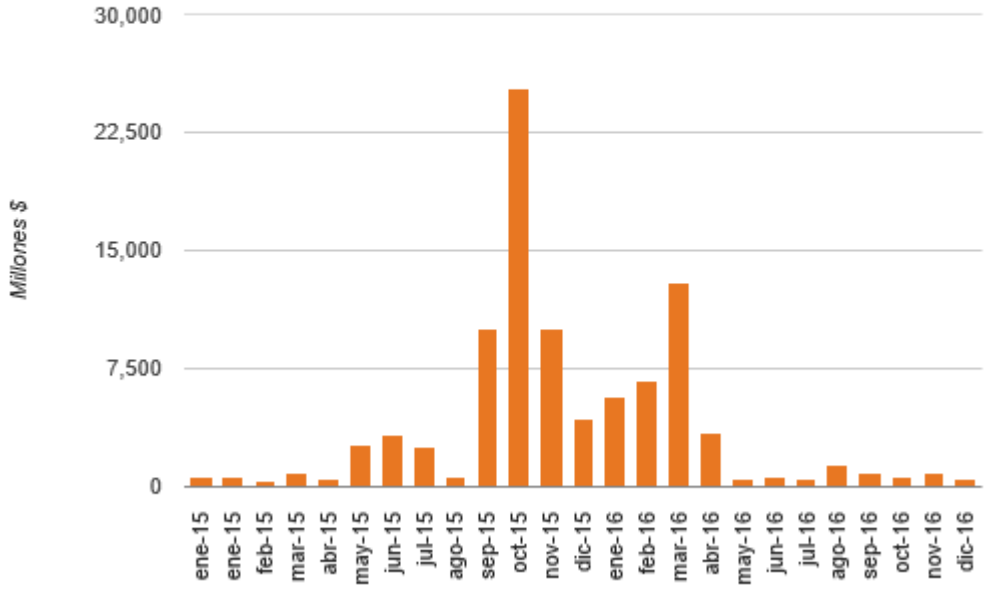
2016-10-26	174.32	253.89
2016-10-27	213.54	242.47
2016-10-28	208.83	241.83
2016-10-29	255.18	207.24
2016-10-30	151.49	181.79
2016-10-31	155.20	160.81
2016-11-01	185.19	204.53
2016-11-02	169.29	203.61
2016-11-03	149.79	186.96
2016-11-04	155.47	181.38
2016-11-05	168.32	177.65
2016-11-06	175.30	155.45
2016-11-07	182.80	164.91
2016-11-08	167.12	173.53
2016-11-09	161.93	183.56
2016-11-10	180.07	190.37
2016-11-11	390.97	181.59
2016-11-12	201.02	177.01
2016-11-13	179.80	177.78
2016-11-14	218.72	169.98
2016-11-15	233.69	180.62
2016-11-16	225.05	179.25
2016-11-17	216.22	168.41
2016-11-18	213.30	141.72
2016-11-19	293.36	132.96
2016-11-20	261.69	127.54
2016-11-21	180.13	139.39
2016-11-22	152.80	143.50
2016-11-23	141.66	135.94
2016-11-24	168.83	137.98
2016-11-25	215.63	170.97
2016-11-26	203.95	183.28

2016-11-27	227.97	157.53
2016-11-28	220.79	183.28
2016-11-29	284.34	176.92
2016-11-30	176.55	181.55
2016-12-01	223.07	149.52
2016-12-02	241.55	129.32
2016-12-03	274.16	128.16
2016-12-04	243.85	87.94
2016-12-05	225.14	80.08
2016-12-06	201.87	75.65
2016-12-07	173.58	62.66
2016-12-08	201.21	61.61
2016-12-09	166.43	78.29
2016-12-10	206.67	74.32
2016-12-11	198.29	61.17
2016-12-12	144.71	96.75
2016-12-13	136.45	118.93
2016-12-14	157.30	121.60
2016-12-15	127.04	126.78
2016-12-16	120.72	127.67
2016-12-17	125.03	134.59
2016-12-18	125.60	134.85
2016-12-19	110.05	135.74
2016-12-20	111.05	141.68
2016-12-21	173.54	139.32
2016-12-22	148.23	134.71
2016-12-23	139.84	126.98
2016-12-24	141.27	129.97
2016-12-25	124.49	104.32

2016-12-26	124.65	106.99
2016-12-27	139.56	103.00
2016-12-28	122.07	106.36
2016-12-29	105.10	104.23
2016-12-30	132.71	97.77
2016-12-31	158.51	89.47

Pagos por desviaciones de generación

Gráfica 8 – Pagos por desviaciones del programa de generación

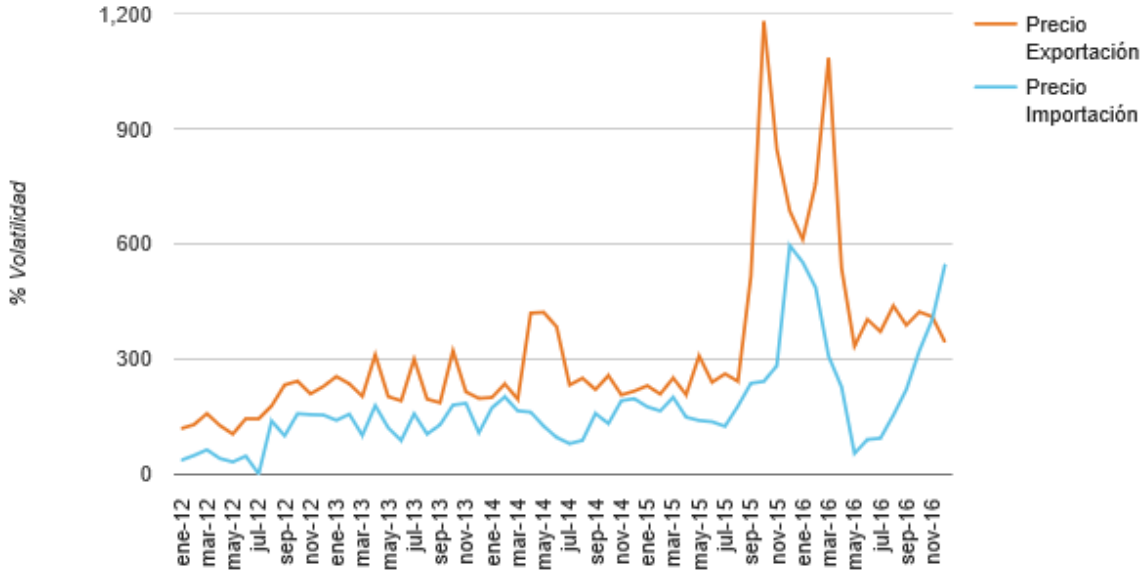


Pagos por desviaciones del programa de generación	
Fecha	**Desviaciones Millones $**
ene-15	683.85
feb-15	342.18
mar-15	849.68
abr-15	462.81
may-15	2,635.99
jun-15	3,198.07
jul-15	2,526.03
ago-15	697.30
sep-15	9,978.19
oct-15	25,344.15
nov-15	10,021.17
dic-15	4,322.15
ene-16	5,730.13
feb-16	6,728.56
mar-16	12,982.46
abr-16	3,354.91
may-16	420.59
jun-16	543.47
jul-16	486.26
ago-16	1,329.01
sep-16	841.68
oct-16	510.73
nov-16	839.89
dic-16	462.09

Transacciones TIE

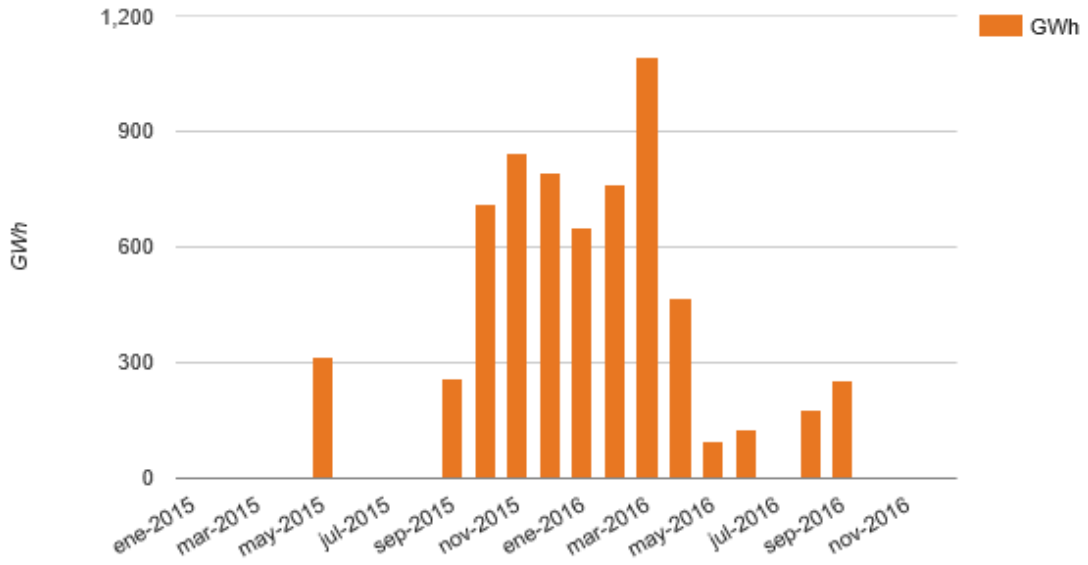
Tabla 3 – Transacciones TIE entre Colombia y Ecuador						
Fecha	Energía (GWh)		Valor (Miles de US$)			
	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Rentas de Congestión	Rentas de Congestión Importación
ene-16	10.9	0.1	1,956.1	13.0	-	0.7
feb-16	18.8	13.4	2,865.2	3,202.4	-	944.3
mar-16	0.1	142.1	13.8	71,013.4	-	22,600.5
abr-16	1.0	66.4	97.5	14,313.4	0.6	3,679.5
may-16	0.8	63.6	53.6	1,453.7	1.9	1,077.6
jun-16	0.3	40.3	26.6	1,333.6	0.1	1,070.2
jul-16	0.1	16.0	8.5	407.0	0.0	50.5
ago-16	3.2	23.6	339.4	1,226.1	0.0	678.4
sep-16	5.7	6.3	472.6	362.8	24.4	160.4
oct-16	2.0	2.6	169.3	194.4	-	8.5
nov-16	0.8	2.3	71.9	215.7	5.9	2.9
dic-16	0.1	1.5	13.6	274.1	5.2	-
Total 2016	43.9	378.3	6,088.0	94,009.4	38.1	30,273.5
Total 2015	457.2	45.2	48,032.2	3,501.5	58.8	1,887.7
Total 2014	824.0	46.9	95,997.1	2,935.7	306.7	1,983.2
Total 2013	662.3	28.5	78,442.1	1,682.5	692.85	1,139.74
Total 2012	236.0	6.5	24,149.4	243.2	290.58	133.39
Total 2011	1,294.6	8.2	93,009.0	231.3	10,380.40	89.77
Total 2010	797.7	9.7	73,825.3	565.4	7,493.62	48.31
Total 2009	1,076.7	20.8	107,771.0	1,118.5	12,625.34	51.89
Total 2008	509.8	37.5	35,908.4	2,309.4	7,416.98	34.08
Total 2007	876.6	38.4	66,269.4	1,336.0	20,398.65	84.54
Total 2006	1,608.6	1.1	127,104.5	50.0	56,865.04	0.50
Total 2005	1,757.9	16.0	151,733.7	509.8	75,580.96	25.44
Total 2004	1,681.1	35.0	135,109.1	738.0	76,817.23	4.98
Total 2003	1,144.5	67.2	80,309.2	2,334.7	44,347.75	-
Total Historia	12,971.1	739.3	1,123,748.5	111,565.4	313,313.1	35,757.1

Gráfica 8 – Precios equivalentes a los que Colombia ha transado con Ecuador



Desviaciones mensuales de Obligaciones de Energía Firme

Gráfica 9. Desviaciones de OEF



PERIODO_AGRUPACION	DOEF_POS_AGREGADA	DOEF_NEG_AGREGADA	DOEF_GWh
ene-2015			#N/A
feb-2015			#N/A
mar-2015			#N/A
abr-2015			#N/A
may-2015	313	-313	313.1237232
jun-2015			#N/A
jul-2015			#N/A
ago-2015			#N/A
sep-2015	255	-255	254.6262568
oct-2015	712	-712	712.3955721
nov-2015	844	-844	843.6978639
dic-2015	795	-795	794.5113338
ene-2016	649	-649	649.1072554
feb-2016	761	-761	761.2566546
mar-2016	1,097	-1,119	1097.230484
abr-2016	466	-503	465.7126067
may-2016	95	-99	94.64571928
jun-2016	127	-127	126.5497612
jul-2016			#N/A
ago-2016	177	-177	176.7571711
sep-2016	252	-252	251.5789215
oct-2016			#N/A
nov-2016			#N/A
dic-2016			#N/A

En la gráfica se presenta la energía liquidada en desviaciones de obligaciones de energía firme por mes. Las desviaciones totales para el año 2016 fueron de 3,623 GWh.

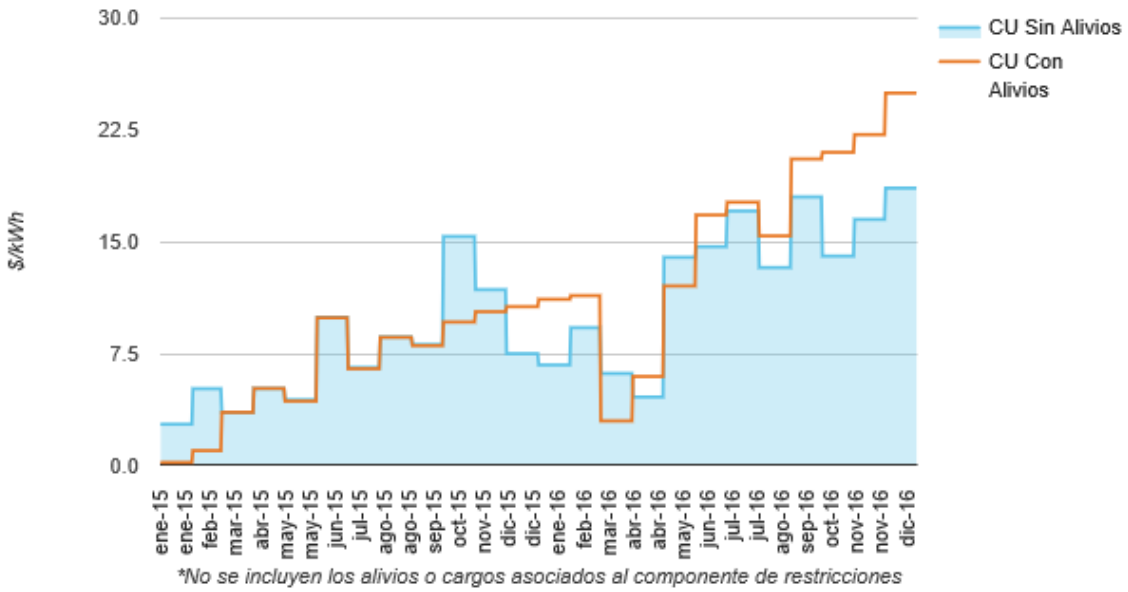
Restricciones

Costo unitario de restricciones

Durante el 2016 el costo total de restricciones, sin incluir alivios, fue de $997.77 miles de millones de pesos, 130% más que en 2015 ($433.33 miles de millones de pesos). El costo unitario de las restricciones antes de aplicar los demás conceptos contemplados en la resolución CREG 119 de 2007, calculado como la razón entre el costo total anual de restricciones y la cantidad total de demanda que paga restricciones (demanda comercial de los comercializadores, demanda comercial de la generación embebida y la demanda real TIE), fue de 12.71 $/kWh para 2016 y de 7.43 $/kWh para 2015.

Para el año 2016, el máximo valor del costo unitario de restricciones se presentó en el mes de diciembre con un valor de 18.59 $/kWh, y el valor mínimo en el mes de enero con un valor de 2.75 $/kWh.

Gráfica 1 - *Costo unitario restricciones en $/kWh



*No se incluyen los alivios o cargos asociados al componente de restricciones

Gráfica 1. Costo Unitario Restricciones en $/kWh		
Fecha	**CU sin alivios**	**CU con alivios**
2015-ene	2.753565558	0.18681083
2015-feb	5.137223834	0.985713621
2015-mar	3.554803568	3.549197827
2015-abr	5.152234379	5.151755156
2015-may	4.40012971	4.30156676
2015-jun	9.930108287	9.890234483
2015-jul	6.560385002	6.475302885
2015-ago	8.604334012	8.581259559
2015-sep	8.101756746	8.025716709
2015-oct	15.34385885	9.606369562
2015-nov	11.7789659	10.29911926
2015-dic	7.486712809	10.63660888
2016-ene	6.729256598	11.13146479
2016-feb	9.227320622	11.37530844
2016-mar	6.160248842	2.974844574
2016-abr	4.579517729	5.955031831
2016-may	13.94512953	12.02454363
2016-jun	14.6638693	16.78679934
2016-jul	17.05097518	17.64210006
2016-ago	13.26175785	15.3836393
2016-sep	17.99781993	20.54075571
2016-oct	14.03092183	20.98847893
2016-nov	16.48858206	22.1748447
2016-dic	18.58912888	24.96110775

Conceptos asociados a restricciones

Tabla 1. Conceptos Asociados a las Restricciones en $/kWh*				
+/-	Concepto de Liquidación	2015	2016	Dif ($/kWh)
+	Reconciliación Positiva	30.21	34.22	4.01
+	Servicio de AGC	24.45	18.07	- 6.38
	Total Costos	54.66	52.29	- 2.37
-	Reconciliación Negativa	41.35	34.45	- 6.90
-	Responsabilidad Comercial de AGC	5.91	5.20	- 0.71
-	Restricciones (Sin Alivios)	7.40	12.63	5.23
	Total Recaudo	54.66	52.29	- 2.37

*Costo unitario del valor liquidado dividido por la generación real

Informe trimestral de evaluación de restricciones

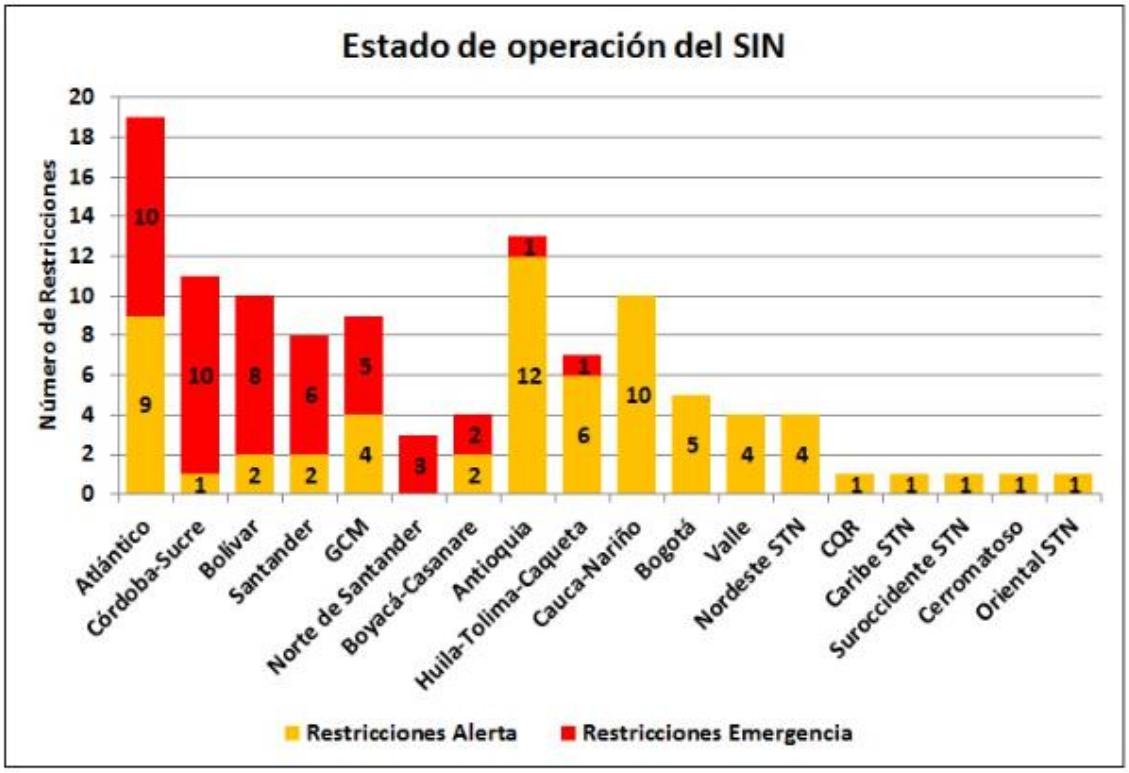
XM emite un informe trimestral de evaluación de restricciones conforme con lo establecido en la Resolución CREG 062-2000. Los informes asociados a los cuatro trimestres del año 2016 se encuentran disponibles para los agentes del mercado en la página web de XM. Estos informes contienen entre otros, la siguiente información:

- Análisis de las restricciones en el STR y el STN
- Evolución del costo unitario de restricciones
- Histórico de la generación fuera de mérito
- Histórico de la generación de seguridad
- Mantenimientos relevantes que impactaron las restricciones
- Análisis del comportamiento de los flujos en los cortes más importantes del SIN
- Propuesta de las inversiones alternativas factibles y las recomendaciones operativas para el levantamiento de las restricciones.

Acorde con lo establecido en la resolución CREG 062-2000, XM presenta los resultados de estos informes en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) el cual es coordinado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Además, estos informes también son presentados en el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico del CNO.

En el año 2016 el Sistema Interconectado Nacional de Colombia finalizó con 112 restricciones. La situación de las áreas y subáreas operativas del SIN se puede resumir en la Figura 1, en donde se muestra el estado de operación del SIN, de acuerdo con las definiciones establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en el código de operación Res CREG 025 de 1995.

Figura 1. Estado de Operación del SIN.



De la Figura 1 se observan 46 restricciones en emergencia y 66 restricciones en alerta. Las subáreas Atlántico, Córdoba-Sucre, Bolívar, Santander, GCM, Norte de Santander y Caquetá se encuentran en estado de emergencia puesto que contingencias sencillas provocan desatención de la demanda debido al agotamiento de la red de transmisión y al crecimiento de la demanda.

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

Durante el año 2016 entraron en operación proyectos de expansión que eliminaron o redujeron restricciones en el SIN y a continuación se detalla el impacto de los mismos:

Tabla 2 – Proyectos de expansión que entraron en operación en 2016 y modificaron las restricciones de la red		
Tipo	**Proyecto**	**Impacto**
Proyectos de Transmisión	Segundo circuito Betania - Mirolindo 230 kV.	Mejora de la confiabilidad en la subárea Huila-Tolima al reducir restricciones en los transformadores de Betania 230/115 kV y los circuitos Betania - El Bote 115 kV, Betania - Seboruco 115 kV, Prado - Flandes 1-2 115 kV, Natagaima - Prado 115 kV y El Bote - Tenay 115 kV. La expansión estructural definida para estas restricciones es el proyecto Tuluní 230/115 kV, el cual se espera que entre en operación en el transcurso del año 2017.
	Ampliación subestación Valledupar y compensación de 2x25 Mvar.	Reducción de riesgos sobre la demanda en la subárea GCM por bajas tensiones ante contingencia de la línea Ocaña - Copey 500 kV. Reducción del número de unidades requerido en Termoguajira para soporte de tensión. La expansión estructural definida para estas restricciones es el circuito Copey - Cuestecitas 500 kV, el cual se espera que entre en operación en el transcurso del año 2019.
	Reconfiguración del circuito Virginia - San Marcos 230 kV en Virginia - Cartago - San Marcos 2 230 kV.	Aumento de la flexibilidad operativa en las subáreas CQR y Valle debido a la eliminación de la restricción asociada a la contingencia sencilla del circuito Virginia - Cartago 230 kV, la cual sobrecargaba la línea La Rosa - Dosquebradas 115 kV.
Proyectos de conexión al STN	Transformadores Ocaña 2x90 MVA 230/115 kV.	Mejora de la confiabilidad en la subárea Norte de Santander debido a la eliminación de riesgos de desatención de demanda por contingencias sencillas en transformación de Ocaña 230/115 kV.
	Conexión transformador provisional Barranca 230/115 kV.	Mejora de la confiabilidad en la subárea Santander debido a la eliminación de riesgos de desatención de demanda por contingencias sencillas en transformación de Barranca 230/115 kV.
Proyectos del STR	Compensaciones capacitivas en El Carmen 66 kV, Montería 110 kV y El Banco 110 kV	Mejora en los perfiles de tensión en las subáreas Bolívar, Córdoba-Sucre y GCM, eliminando las bajas tensiones en estado normal de operación y ante contingencias sencillas en las subestaciones El Carmen 66 kV, Montería 110 kV y El Banco 110 kV.
	Compensación capacitiva en Riohacha 110 kV y Maicao 110 kV (15 Mvar c/u).	Mejora en los perfiles de tensión en la subárea GCM, eliminando las bajas tensiones en estado normal de operación y ante contingencias sencillas en las subestaciones Riohacha 110 kV y Maicao 110 kV.
	Reconfiguración líneas de la ESSA (Barranca - Lizama 115 kV y Palenque - San Silvestre 115 kV).	Mejora de la confiabilidad en la subárea Santander debido a la reducción de la restricción asociada a las bajas tensiones en San Silvestre 115 kV por contingencia sencilla en Barranca - San Silvestre 115 kV. La expansión estructural definida para estas restricciones es el proyecto Palenque 230/115 kV y obras asociadas, el cual se espera que entre en operación en el transcurso del año 2018.

De otra parte, también se implementaron medidas operativas para la eliminación/reducción de las restricciones del SIN:

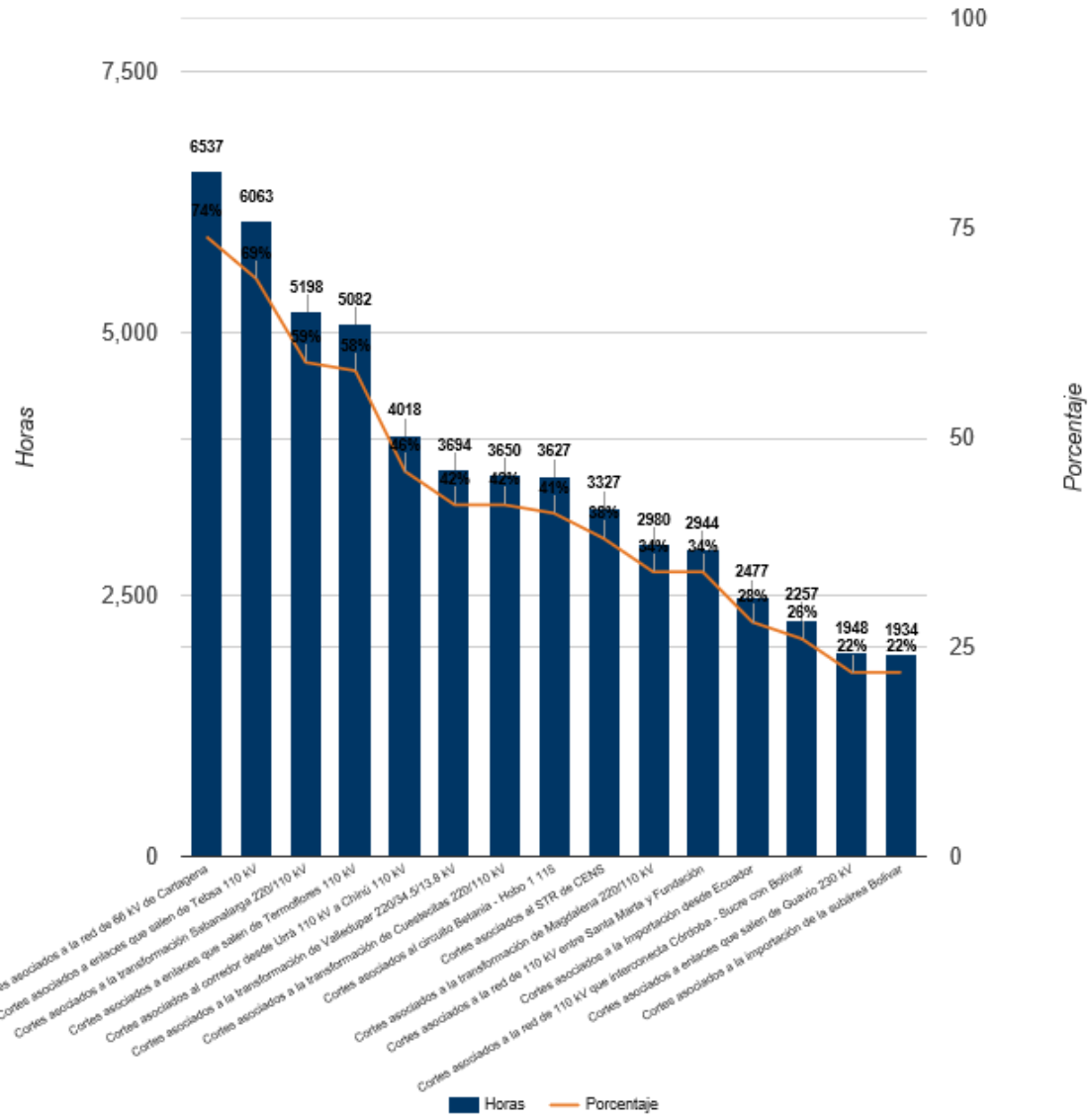
Tabla 3 – Medidas operativas para la eliminación/reducción de las restricciones del SIN

Área	Medida Operativa	Impacto
Antioquia	Cierre del circuito El Salto - Barbosa 110 kV debido a la repotenciación del circuito El Salto - Yarumal II 110 kV.	Aumento de confiabilidad de la red de 110 kV de la zona.
Caribe	Ajustes a esquemas suplementarios existentes e implementación de nuevos esquemas.	Reducción del impacto de las restricciones de las subáreas Atlántico, ya que se desatiende demanda parcialmente ante contingencias, para evitar la desconexión descontrolada de demanda.
	Ajustes al esquema de control de tensiones en GCM	Mayor confiabilidad a las cargas de GCM ante eventos que generen sobretensión debido a la nueva compensación capacitiva que entró en operación en la subárea. Esta coordinación evita posible desatención de demanda.
Nordeste	Ajustes a esquemas suplementarios existentes e implementación de nuevos esquemas.La implementación de esquemas en Norte de Santander, permitió el cierre de la Ínsula - Belén 115 kV.	Reducción del impacto de las restricciones de las subáreas Santander y Norte de Santander, ya que se desatiende carga parcialmente ante contingencias, evitando la desconexión descontrolada de demanda.
	Conexión de transformador provisional en Barranca 230/115 kV.	Mejora de la confiabilidad en la subárea Santander debido a la eliminación de riesgos de desatención de demanda por contingencias sencillas en transformación de Barranca 230/115 kV.
Oriental	Aumento de capacidad de circuitos de Codensa.	Aumento de flexibilidad operativa de la subárea Bogotá y eliminación de riesgos de desatención de demanda ante contingencias sencillas en circuitos de 57.5 kV.
Suroccidental	Aumento de capacidad de sobrecarga del transformador de Betania 1 230/115 kV. Aumento de capacidad de sobrecarga del circuito Betania - El Bote 115 kV.	Aumento de flexibilidad operativa de la subárea Huila-Tolima.

Durante el año 2016 se realizó seguimiento a los cortes activos en la operación, lo cual permitió identificar las restricciones que más se presentaron en cada trimestre del año. Para este informe, en la Figura 2, se presenta un consolidado de los quince cortes que más se presentaron en el año 2016 excluyendo aquellos que se activaron por mantenimientos asociados a obras de expansión. La Figura 2 presenta el

número total de horas que estuvieron activos estos cortes y el porcentaje de las horas del año que representa.

Gráfica 2 – Diez cortes más activos en el Sistema durante el 2014



Gráfica 2 – Diez cortes más activos en el Sistema durante el 2016		
Corte	**Total**	**Porcentaje**
Cortes asociados a la red de 66 kV de Cartagena	6537	0.744193989
Cortes asociados a enlaces que salen de Tebsa 110 kV	6063	0.69023224
Cortes asociados a la transformación Sabanalarga 220/110 kV	5198	0.591757741
Cortes asociados a enlaces que salen de Termoflores 110 kV	5082	0.578551913
Cortes asociados al corredor desde Urrá 110 kV a Chinú 110 kV	4018	0.457422587
Cortes asociados a la transformación de Valledupar 220/34.5/13.8 kV	3694	0.420537341
Cortes asociados a la transformación de Cuestecitas 220/110 kV	3650	0.415528233
Cortes asociados al circuito Betania - Hobo 1 115	3627	0.412909836
Cortes asociados al STR de CENS	3327	0.378756831
Cortes asociados a la transformación de Magdalena 220/110 kV	2980	0.339253188
Cortes asociados a la red de 110 kV entre Santa Marta y Fundación	2944	0.335154827
Cortes asociados a la Importación desde Ecuador	2477	0.281989982
Cortes asociados a la red de 110 kV que interconecta Córdoba - Sucre con Bolívar	2257	0.256944444
Cortes asociados a enlaces que salen de Guavio 230 kV	1948	0.221766849
Cortes asociados a la importación de la subárea Bolivar	1934	0.220173042

De la gráfica 2 se resalta que:

- La subárea Bolívar muestra alta participación en el conjunto de cortes activos, particularmente en la red de 66 kV. El cubrimiento de estos cortes con generación de seguridad es poco efectivo, por lo que existen riesgos de demanda no atendida ante contingencias sencillas, la cual es minimizada con esquemas suplementarios. Los cortes asociados a esta subárea se observan dentro de este conjunto de cortes por lo menos desde el tercer trimestre de 2015.
- En la subárea GCM y tal como se ha evidenciado en los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo, los transformadores de Valledupar 220/34.5 kV presentan alta congestión en condición normal de operación y ante contingencia sencilla de alguno de ellos. En la zona no se tiene generación de seguridad para su control y por tanto, la restricción se presentará la mayor parte del tiempo. De manera similar, se tiene la restricción asociada a los transformadores de Cuestecitas 220/110 kV, la cual no tiene generación de seguridad para su control y por tanto tiene una alta participación en los cortes activos. Cabe resaltar que para finales de enero de 2017 se espera la entrada en operación del proyecto de ampliación de transformación en Cuestecitas 220/110 kV, el cual elimina la restricción en esta transformación. Por otra parte, se evidencia congestión en la red de 110 kV entre Santa Marta y Fundación, en la cual, la generación de Guajira para su control no es efectiva y por tanto es necesaria la actuación de los esquemas suplementarios implementados ante contingencias sencillas. Dichos esquemas están asociados a desconexiones de carga. Referente a la restricción en la transformación de Magdalena, se observa que es recurrente desde hace varios años, lo que muestra el agotamiento en esta transformación.
- En la subárea Córdoba – Sucre y tal como se ha evidenciado en los informes de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo, se observa agotamiento en el corredor que va desde Chinú 110 kV a Urrá 110 kV. Dicho agotamiento es controlado con esquemas suplementarios que desconectan demanda para reducir el impacto de la restricción.
- La subárea Atlántico presenta una alta participación dentro del conjunto de cortes activos en el año 2016, situación que se observa por lo menos desde el cuarto trimestre de 2011. Adicionalmente, los mantenimientos constantes en la subárea hacen que la condición sea aún más crítica con el crecimiento de la demanda.
    - Los cortes asociados a la infraestructura del STR de la ciudad de Barranquilla (salidas de Termoflores y Tebsa) siguen teniendo una participación preponderante dentro del conjunto de cortes activos durante la operación real.
    - Por otro lado, los cortes asociados a la transformación Sabanalarga 220/110 kV muestran una alta participación.

- En el año 2016 se observa que toma relevancia las congestiones en los circuitos que conectan la red de Córdoba-Sucre con la red de Bolívar, lo que muestra el agotamiento en esta red y la necesidad de refuerzos en el menor tiempo posible.
- En la subárea de Huila y Caquetá se observa que la congestión asociada al circuito Betania – Hobo 115 kV se va haciendo cada vez más crítica con el crecimiento de demanda. Dicha condición se ha evidenciado en los informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo y podría causar desatención de demanda no controlada ante contingencias. Esta restricción no tiene ninguna medida operativa que reduzca su impacto, por lo que se ha venido gestionando dentro del marco del CNO, la implementación de medidas operativas por parte de los operadores de red Electrohuila y Electrocaquetá.
- En la subárea Norte de Santander el cubrimiento de los cortes con generación de seguridad es poco efectivo, por lo que existen riesgos de demanda no atendida ante contingencias sencillas y la cual es minimizada con esquemas suplementarios.
- Los cortes asociados a la importación de potencia desde Ecuador tuvieron una alta participación en el año 2016, lo que muestra la gestión realizada con CENACE para el apoyo en el fenómeno “El niño”.
- Es importante tener en cuenta que en el área Caribe se deben programar unidades de generación para el soporte de reactiva, sin embargo, esta restricción no se identifica mediante los cortes activos del sistema.
- En el área Oriental se evidenció la congestión de los enlaces que salen de Guavio. Los mantenimientos en la subestación hicieron que la operación del área fuera compleja debido a la baja flexibilidad operativa en red degradada.
- Las medidas operativas realizadas mediante la operación seccionada de las subestaciones Chipichape 115 kV y Envigado 110 kV, eliminaron las congestiones en el corredor Termoyumbo – La Campiña – Chipichape 115 kV y Ancón Sur - Envigado - Guayabal 110 kV, respectivamente. Por esta razón, para el año 2016 no aparecen estos cortes en la lista de más activos.
- La restricción en la subárea Meta asociada a las líneas a 115 kV que alimentan la subestación Barzal también se eliminó en el año 2016 mediante el aumento de capacidad del circuito Ocoa – Barzal 110 kV.
- En las subáreas Santander y Norte de Santander, además de los aumento de capacidad de algunos elementos, entraron en operación refuerzos en transformación, lo que disminuyó en gran magnitud la participación de los cortes en estas subáreas, por lo que para el año 2016 no aparecen dentro de los 15 primeros cortes más activos.
- La restricción asociada a los enlaces Jamondino – Pasto 115 kV y Jamondino - Catambuco 115 kV ya no aparece dentro los 15 primeros cortes más activos del

año. Esta condición se debe al aumento de la capacidad nominal del circuito Jamondino - Catambuco 115 kV. No obstante, en escenarios de alta importación de energía desde Ecuador, se puede evidenciar nuevamente la congestión.

Obras definidas para reducir los principales cortes

A continuación se resume el estado de las inversiones alternativas factibles para el levantamiento de las limitaciones asociadas con las primeras diez restricciones que estuvieron activas durante el año 2016:

Tabla 4 – Obras definidas para reducir los principales cortes

Corte	Proyecto	Fecha prevista	Estado
Cortes asociados a la red a 66 kV de Cartagena	Segundo transformador Bosque 220/66 kV	30/05/2017	En ejecución
	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas.	31/12/2018	Pendiente convocatoria
	Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM)		Recomendado por XM. Sin definición por UPME
Cortes asociados a los enlaces que salen de Tebsa 110 kV	Caracolí STN	30/08/2017	En ejecución
	Caracolí STR	30/06/2018	En ejecución
	UPME STR 01 - 2016 (Termoflores - Centro 110 kV)	30/11/2018	Convocatoria abierta oficialmente
	UPME STR 02 - 2016 (Subestación Estadio 110 kV)	30/04/2020	Convocatoria abierta oficialmente
	Subestación El Río 220 kV	30/11/2020	Definido por la UPME y pendiente de convocatoria
Cortes asociados a la transformación Sabanalarga 220/110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas, ya que permiten operar acoplada la subestación Malambo 110 kV.	30/06/2018	En ejecución

Cortes asociados a enlaces que salen de Termoflores 110 kV	Caracolí STN	30/08/2017	En ejecución
	Caracolí STR	30/06/2018	En ejecución
	UPME STR 01 - 2016 (Termoflores - Centro 110 kV)	30/11/2018	Convocatoria abierta oficialmente
	UPME STR 02 - 2016 (Subestación Estadio 110 kV)	30/04/2020	Convocatoria abierta oficialmente
	Subestación El Río 220 kV	30/11/2020	Definido por la UPME y pendiente de convocatoria
Cortes asociados al corredor desde Urrá 110 kV a Chinú 110 kV	Proyecto corredor Chinú - Montería - Urabá 220 kV	30/03/2018	En ejecución
	UPME STR 03-2015. Nueva subestación Montería 110 kV Transformadores Montería 220/110 kV 2x100 MVA	30/11/2017	En ejecución
Cortes asociados a la transformación de Valledupar 220/34.5/13.8 kV	Nuevo punto de conexión en San Juan 220/110 kV, tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV, nueva subestación Guatapurí 110 kV abriendo la línea Valledupar - San Juan 110 kV.	12/07/1905	Definido por la UPME y pendiente de convocatoria
	Repotenciación enlace Valledupar - Guatapurí 110 kV.		
Cortes asociados a la transformación de Cuestecitas 220/110 kV	UPME STR 01-2015. Ampliación de las subestaciones Cuestecitas 220/110 kV, Riohacha 110 kV y Maicao 110 kV.	28/02/2017	En ejecución
Cortes asociados al circuito Betania - Hobo 1 115 kV	Segundo transformador Altamira 230/115 kV definido en el plan de expansión UPME 2015-2029.	10/07/1905	Pendiente convocatoria
Cortes asociados al STR de CENS	Segundo transformador en San Mateo 220/110 kV	25/04/2017	En ejecución
	Repotenciar la línea San Mateo - Ínsula 1 115 kV a un valor de 700 A, de acuerdo con la información emitida en el concepto UPME "Concepto de conexión. Plan de Expansión CENS S.A. E.S.P.".	Pendiente por el OR	En ejecución
Cortes asociados a la transformación de Magdalena 220/110 kV	Proyecto Río Córdoba 220/110 kV.	30/06/2017	En ejecución

Riesgo de desatención de la demanda

XM, dentro del marco normativo vigente, lleva a cabo los estudios de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), los cuales tienen carácter obligatorio. Según los resultados de los estudios y análisis de operación real y esperada de los recursos del SIN, se han identificado condiciones que ponen en riesgo la adecuada atención de la demanda.

A continuación se muestra un resumen de las distintas condiciones operativas de las áreas / subáreas del SIN que pusieron en riesgo la atención de la demanda en el 2016.

Área Antioquia

Se ha identificado riesgo de desatención de demanda por las bajas tensiones que se pueden presentar en el corredor Cocorná – Vasconia 110 kV ante contingencia del circuito Playas – Puerto Nare 110 kV. Esta condición hace necesaria la implementación de medidas operativas que mitiguen los riesgos de desatención de demanda por parte del Operador de Red – OR. Podría ser necesario realizar desconexiones preventivas de carga para evitar una desatención de demanda no controlada.

Como medida operativa el OR propuso trasladar la compensación capacitiva de San Lorenzo 110 kV a Cocorná 110 kV, con la intención de evitar la ejecución de un esquema suplementario. La conexión de esta compensación sería temporal hasta la entrada de la expansión estructural La Sierra 220/110 kV – 90 MVA y línea La Sierra - Cocorná 110 kV, el cual está previsto para entrar en el transcurso del año 2017.

Área Caribe

Actualmente el área Caribe, en condiciones de red completa, presenta riesgos para la atención de la demanda debido al agotamiento en la red de transmisión y transformación, dificultando el cumplimiento de los criterios de calidad y confiabilidad previstos en la regulación. Además, las indisponibilidades que se presentan constantemente en la red, el incremento de la demanda y el retraso de los proyectos de expansión definidos, han conducido a riesgos de colapsos en algunas de las subáreas del área Caribe. Lo anterior conlleva a una mayor complejidad en la coordinación de los despachos de generación y programación de mantenimientos debido a la falta de capacidad en la red.

A continuación se presentan las restricciones más relevantes del área Caribe que pusieron en riesgo la atención de la demanda en el año 2016:

- Alto requerimiento del número de unidades de Caribe para soporte de tensión debido al crecimiento de la demanda y la no entrada oportuna de proyectos de expansión. Se han tenido reuniones con la UPME, CNO y demás agentes

implicados, buscando definir acciones de mitigación para reducir el riesgo en el área Caribe. Entre las acciones que se están analizando dentro del plan de choque de Caribe se encuentran:

- Adelantar pruebas de potencia reactiva de las plantas Termoflores, Guajira, Urrá, Gecelca III y Porce III. No se pudieron adelantar, pero se vienen realizando todas las acciones para ejecutar las pruebas.
- Compensaciones capacitivas en el STN. Se han realizado estudios de tres alternativas que consideran la instalación de compensaciones capacitivas fijas a nivel de STN para reducir el número de unidades, encontrando que las tres alternativas analizadas tienen beneficios muy similares técnicamente. Está pendiente por parte de UPME la definición de la alternativa a implementar.
- Acciones para la entrada oportuna del proyecto estructural de dos circuitos Ituango - Cerromatoso 1 y 2 y el corredor Cerromatoso - Chinú - Copey 500 kV, el cual se espera para finales del 2018.

- Agotamiento transformación 220/110 kV y red 110 kV en Atlántico. Riesgo de desatención de demanda por actuación de esquemas suplementarios implementados para reducir el impacto de contingencias sencillas.
- Agotamiento transformación Sabanalarga 220/110 kV. Riesgo de desatención de demanda no controlada por eventos en cascada debido a sobrecargas no admisibles ante contingencias sencillas en la transformación de Sabana 220/110 kV. Podría ser necesario realizar desconexiones preventivas de carga para evitar una desatención de demanda no controlada. Electricaribe presentó estudio de esquema suplementario para reducir el impacto de esta restricción, sin embargo, a la fecha no ha sido implementado.
- Congestión red de 66 kV en Bolívar. Riesgos de desatención de demanda controlada por actuación de esquemas suplementarios implementados para reducir el impacto de contingencias sencillas. Debido al crecimiento de la demanda, el agente ha tenido que actualizar los esquemas suplementarios existentes y ha implementado adicionales.
- Alta carga en el transformador El Bosque 220/66 kV. Riesgo de desatención de demanda por alta carga en transformación del Bosque 220/66 kV en estado normal de operación. A la fecha no se ha implementado ninguna medida para controlar esta restricción.
- Congestiones en la red de 110 kV entre Chinú y Toluviejo. Riesgo de desatención de demanda controlada por actuación de esquemas suplementarios implementados para reducir impacto ante contingencias sencillas. Debido a la insuficiencia de algunos esquemas suplementarios, podría ser necesario realizar desconexiones preventivas de carga para evitar una desatención de demanda no controlada. El OR

Electricaribe ha propuesto el ajuste de esquemas suplementarios y la implementación de esquemas adicionales, sin embargo, a la fecha no se han implementado.

- Congestión en el circuito Chinú - Montería 110 kV. Riesgo de desatención de demanda controlada por actuación de esquemas suplementarios implementados para reducir impacto ante contingencias sencillas. Debido a la insuficiencia del esquema en el circuito Chinú - Montería 110 kV, podría ser necesario realizar desconexiones preventivas de carga para evitar una desatención de demanda no controlada. El OR Electricaribe ha propuesto el ajuste de esquemas suplementarios y la implementación de esquemas adicionales, sin embargo, a la fecha no se han implementado.
- Sobrecarga en estado normal de operación del transformador Urrá 230/110 kV por limitación de capacidad al 80%. Debido a esta limitación, fue necesaria la apertura del circuito Rio Sinú - Montería en Montería 110 kV. Aún con esta medida se tienen riesgos de desatención de demanda por sobrecargas en estado normal de operación y ante contingencia sencilla. Esta medida se puede agotar por el crecimiento de la demanda, lo que implicaría la desatención de demanda para evitar sobrecargas en estado normal de operación. Aún no se conoce cuando sería la normalización de la capacidad del transformador Urrá 230/110 kV.
- Congestión en transformación de Cuestecitas 220/110 kV. Riesgos de desatención de demanda no controlada por contingencias sencillas en transformación de Cuestecitas 220/110 kV. Para cubrir esta restricción sería necesario programar DNA preventiva. Se espera que para finales de enero de 2017 entren en operación los dos nuevos transformadores de Cuestecitas 220/110 kV que eliminan esta restricción.
- Congestión en los transformadores de Valledupar 220/34.5 kV. Riesgo de desatención de demanda por contingencias sencillas en transformación de Valledupar 220/34.5 kV. Para cubrir esta restricción sería necesario programar DNA preventiva. Se comienzan a observar sobrecargas en estado normal de operación, lo que implica programar desatención de demanda para evitarlo. El OR Electricaribe ha propuesto la implementación de esquemas suplementarios y la instalación de un transformador provisional para reducir el impacto de la restricción. Se espera que se implementen en el transcurso del 2017.

Área Nordeste

Hasta finales del año 2015, la red de Santander presentaba un alto riesgo de desatención parcial o total de la demanda debido a las congestiones que se evidenciaban en la subárea, el crecimiento de carga y la falta de obras de expansión de manera oportuna. Lo anterior hizo necesaria la implementación de medidas operativas, por parte del OR, tales como incrementos de capacidad de transporte

en la red, traslados de carga, esquemas suplementarios basados en desatención de demanda e instalación de transformación 230/115 kV provisional. Lo anterior muestra la urgente necesidad de la entrada en operación de las obras de expansión definidas actualmente. A pesar de mejorar las condiciones con estas acciones operativas, se sigue observando un agotamiento en transformación 230/115 kV y en la red 115 kV en Santander que lleva a riesgos de desatención de demanda controlada mediante esquemas suplementarios para cubrir contingencias sencillas. Esta condición se presentará hasta la entrada de los refuerzos en transformación y red definidos en el plan de expansión de ESSA y el Proyecto Palenque 230/115 kV, los cuales se esperan para el año 2018.

La red de Norte de Santander presenta agotamiento tanto en la transmisión como en la transformación. La atención de la demanda no es segura ante las distintas contingencias y es necesaria la actuación de esquemas suplementarios para reducir el impacto de las restricciones. El crecimiento natural de la carga sumado a los retrasos en las obras definidas para el año 2016, aumentan los riesgos en la atención de la demanda ya que las restricciones no pueden ser controladas con generación de seguridad. Esta condición llevó al aumento de capacidad de algunos circuitos por parte del OR CENS y se implementaron esquemas suplementarios adicionales. El 2 de diciembre entraron en operación comercial los transformadores 2 y 3 en la subestación Ocaña 230/115 kV, los cuales mejoraron las condiciones de confiabilidad de la subárea, pero aún falta el ingreso de la expansión estructural complementaria como el segundo transformador de San Mateo 230/115 kV, el cual se espera que entre en operación a principios de 2017.

La red de Boyacá – Casanare presenta agotamiento en transmisión y transformación. Algunas de las restricciones pueden ser controladas con adecuados despachos de generación, sin embargo, otras de ellas solo pueden ser controladas con desatención de demanda, como el agotamiento en la capacidad del circuito Paipa – Barbosa 115 kV. Podría ser necesario realizar desconexiones preventivas de carga para evitar una desatención de demanda no controlada. Se espera que EBSA implemente en la mayor brevedad la repotenciación del circuito Paipa – Barbosa 115 kV para eliminar estos riesgos.

Área Suroccidental

En la subárea Huila – Caquetá se evidencia riesgo de desatención de demanda por sobrecarga en la línea Betania – Hobo 115 kV y bajas tensiones en las subestaciones Altamira, Pitalito, Florencia y Doncello a 115 kV ante contingencia del transformador Altamira 230/115 kV. Esta condición hace necesaria la implementación de medidas operativas que mitiguen los riesgos de desatención de demanda por parte del OR. Acorde a esta condición, podría ser necesario realizar desconexiones preventivas de carga para evitar una desatención de demanda no controlada. En el CNO se ha venido gestionando el tema para que Electrohuila y Electrocaquetá implementen las medidas operativas requeridas para disminuir el

impacto de la restricción, sin embargo, a la fecha no se tiene un estudio por parte de los ORs. La expansión estructural del segundo transformador de Altamira 230/115 kV fue definida por la UPME pero aún se encuentra pendiente la convocatoria, ya que los ORs no estuvieron interesados en ejecutarla.

Listado de contingencias críticas que ponen en riesgo la atención de la demanda

En la Tabla 5 se muestra el listado de contingencias en el SIN que actualmente ocasionan desconexión de carga teniendo en cuenta los supuestos y análisis del Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo del cuarto trimestre de 2016, en condiciones de red completa, junto con las obras de expansión definidas para su mitigación y/o eliminación. Teniendo en cuenta que estas contingencias ocasionan una desatención de demanda no controlada y no existen escenarios de generación para cubrirlas, algunos Operadores de Red han implementado medidas operativas para reducir el impacto de estas restricciones, tales como aumento de capacidad de circuitos, traslados de carga, esquemas suplementarios, entre otros.

No obstante lo anterior, aún se identifican restricciones que no tienen asociada una medida operativa de corto plazo que reduzca el impacto en la atención de la demanda, las cuales se listan a continuación:

- Altamira 230/115 kV / Betania – Hobo 115 kV (Electrohuila y Electrocaquetá)
- Sabana 9 220/110 kV / Sabana 1 220/110 kV (Electricaribe)
- Valledupar 1 220/34.5/13.8 kV / Valledupar 2 220/34.5/13.8 kV (Electricaribe)
- Playas – Puerto Nare 110 kV genera bajas tensiones en las barras de 110 kV Cocorná, Texas, Puerto Nare, Moriche, Puerto Inmarco, Puerto Boyacá, Palagua y Vasconia (EPM)
- N-1 Paipa - Barbosa 1 115 kV genera bajas tensiones en Cimitarra 115 kV (EBSA)
- Tunja - Chiquinquirá 115 kV / Paipa - Barbosa 115 kV (EBSA)
- Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú - Boston 110 kV (Electricaribe)
- Chinú - Coveñas 110 kV / Sierraflor - Toluviejo 110 kV (Electricaribe)
- Chinú - Boston 110 kV / Chinú - Coveñas 110 kV (Electricaribe)
- Boston - Sierraflor 110 kV / Chinú - Coveñas 110 kV (Electricaribe)
- Cerromatoso 500/230 kV / Chinú - Montería 110 kV (Electricaribe)
- Urrá - Tierra Alta 110 kV / Chinú - Montería 110 kV (Electricaribe)
- Cerromatoso 500/230 kV / Unidades Urrá (Electricaribe)

- Tebsa - Unión 110 kV / El Río - Unión 34.5 kV + El Río Magdalena 34.5 kV (Electricaribe)
- Tebsa - Unión 110 kV / El Río 110/34.5 kV (Electricaribe)
- El Río 110/34.5 kV / Tebsa - Unión 110 kV (Electricaribe)

Acorde a lo anterior, se han venido adelantando todas las acciones y entregando las señales para que cada Operador de Red implemente las medidas operativas y ejecute las obras de expansión necesarias para mitigar o eliminar las restricciones asociados a la red del STR y SDL que opera

Tabla 5 - Contingencias que ponen en riesgo la atención confiable y segura de la demanda del SIN en condiciones de red completa y su respectiva obra de expansión definida para su mitigación y/o eliminación

Área / Subárea	Restricción	Obra de Expansión
Antioquia	1.Playas - Puerto Nare 110 kV genera bajas tensiones en las barras de 110 kV Cocorná, Texas, Puerto Nare, Moriche, Puerto Inmarco, Puerto Boyacá, Palagua y Vasconia	Transformador en La Sierra 90 MVA 220/110 kV. Conexión al STN en la subestación La Sierra para la interconexión La Sierra - Cocorná 110 kV. Diciembre de 2017.
Atlántico	1.Tebsa - Unión 110 kV / Tebsa - El Río 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	2.Tebsa - Cordialidad 110 kV / Tebsa - El Río 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	3.20 Julio - Silencio 110 kV / Tebsa - El Río 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	4.20 Julio - Silencio 110 kV / Tebsa - Cordialidad 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	5.Cordialidad - Silencio 1 110 kV / Tebsa - El Río 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)

	6.Flores 1 o 2 220/110 kV / Tebsa - El Río 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	7.Tebsa - 20 Julio 110 kV / Tebsa - T20 Julio 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	8.Tebsa - T20 Julio - 20 Julio 110 kV / Tebsa - 20 Julio 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	9.Flores 220/110 kV / Termoflores - Oasis I 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	10. Termoflores - Las Flores 110 kV / Termoflores - Oasis I 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	11. Termoflores - Oasis II 110 kV / Termoflores - Oasis I 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	12. Flores 2 220/110 kV / Termoflores - Oasis II 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	13. Tebsa 3 214.5/110 kV / Termoflores - Oasis II 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	14. Termoflores - Oasis I 110 kV / Termoflores - Oasis II 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	15. Termoflores - Las Flores 110 kV / Oasis - Silencio 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	16. Oasis - El Río 110 kV / Oasis - Silencio 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	17. Sabana 9 220/110 kV / Sabana 1 220/110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas, ya que permiten operar acoplada la subestación Malambo 110 kV. Año 2018.

	18. Termoflores - Las Flores 110 kV / Silencio - Riomar 2 34.5 kV + Silencio - Riomar 1 34.5 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018.
	19. Termoflores - Las Flores 110 kV / Silencio 1 110/34.5 kV + Silencio 2 110/34.5 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018.
	20. Tebsa - Unión 110 kV / El Río - Unión 34.5 kV + El Río Magdalena 34.5 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018.
	21. Tebsa - Unión 110 kV / El Río 110/34.5 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018.
	22. El Río 110/34.5 kV / Tebsa - Unión 110 kV	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018.
Bolívar	1.Bosque 4 220/66 kV / Cartagena - Bocagrande 66 kV	Proyecto Segundo transformador 220/66 kV en la S/E El Bosque. Abril de 2017.
	2.Proeléctrica - Membrillal 66 kV / Cartagena - Bocagrande 66 kV	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.
	3.Bosque - Bocagrande 66 kV / Cartagena - Bocagrande 66 kV	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.
	4.Ternera - Bosque 66 kV / Cartagena - Bocagrande 66 kV	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.
	5.Bosque 4 220/66 kV / Ternera - Bosque 66 kV	Proyecto Segundo transformador 220/66 kV en la S/E El Bosque. Abril de 2017.

	6.Bosque - Chambacú 1 66 kV / Bosque - Chambacú 2 66 kV y Bosque - Chambacú 2 66 kV / Bosque - Chambacú 1 66 kV	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.
	7.Cartagena - Bocagrande 66 kV / Bosque - Bocagrande 66 kV	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.
	8.Cartagena - Zaragocilla 66 / Cartagena - Bocagrande 66 kV	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.
	9.Bolívar - Bosque 220 / Cartagena - Bocagrande 66 kV	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.
	10. Ternera 220/66 kV / Bosque 4 220/66 kV	Proyecto Segundo transformador 220/66 kV en la S/E El Bosque. Abril de 2017.
	11. Alta congestión del circuito Ternera - Villa Estrella 66 kV en condiciones normales de operación.	Proyecto Bolívar 220/66 kV y obras asociadas en el STR. Año 2018.
Córdoba - Sucre	1.Ternera - Toluviejo 110 kV / Chinú - Boston 110 kV	Normalización bahías del segundo circuito Chinú - Boston 110 kV. Año 2017.

	2.Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú - Boston 110 kV	Normalización bahías del segundo circuito Chinú - Boston 110 kV. Año 2017. Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)
	3.Coveñas - Toluviejo 110 kV / Chinú - Boston 110 kV	Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)
	4.Chinú 3 500/110 kV / Chinú 2 500/110 kV + Chinú 1 500/110 kV	Nueva Montería 110kV. Noviembre de 2017. Proyecto corredor Chinú - Montería - Urabá 220 kV. Año 2018. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)
	5.Chinú - Coveñas 110 kV / Boston - Sierra Flor 110 kV	Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)
	6.Chinú - Coveñas 110 kV / Sierraflor - Toluviejo 110 kV	Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)
	7.Chinú - Boston 110 kV / Chinú - Coveñas 110 kV y N-1 Chinú - Boston 110 kV también genera bajas tensiones en El Carmen y Zambrano 66 kV	Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)
	8.Boston - Sierraflor 110 kV / Chinú - Coveñas 110 kV y N-1 Boston - Sierraflor 110 kV también genera bajas tensiones en El Carmen y Zambrano 66 kV	Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)
	9.Sierraflor - Toluviejo 110 kV / Chinú - Coveñas 110 kV	Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)
	10. Cerromatoso 500/230 kV / Chinú - Montería 110 kV	Nueva Montería 110kV. Noviembre de 2017. Proyecto corredor Chinú - Montería - Urabá 220 kV. Año 2018
	11. Urrá - Tierra Alta 110 kV / Chinú - Montería 110 kV y N-1 Urrá - Tierra Alta 110 kV también genera bajas tensiones en Tierra Alta, Rio Sinú y Montería 110 kV	Nueva Montería 110kV. Noviembre de 2017. Proyecto corredor Chinú - Montería - Urabá 220 kV. Año 2018

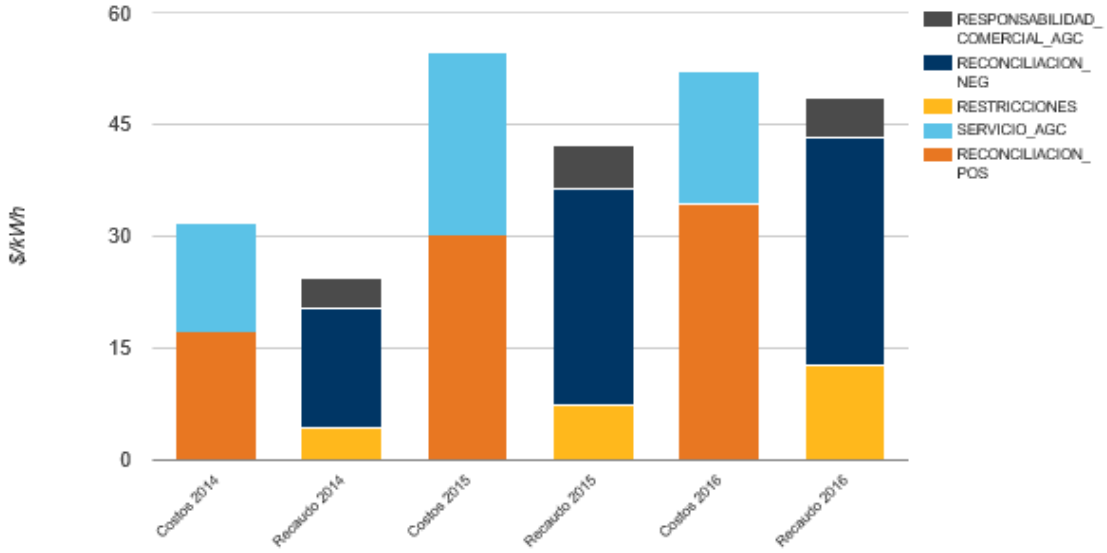
	12. Tierra Alta - Río Sinú 110 kV / Chinú - Montería 110 kV, N-1 Tierra Alta - Río Sinú 110 kV también genera bajas tensiones en Rio Sinú y Montería 110 kV y N-1 Tierra Alta - Río Sinú 110 kV también genera altas tensiones en Tierra Alta 110 kV	Nueva Montería 110kV. Noviembre de 2017. Proyecto corredor Chinú - Montería - Urabá 220 kV. Año 2018
	13. Cerromatoso 500/230 kV / Unidades Urrá	Nueva Montería 110kV. Noviembre de 2017. Proyecto corredor Chinú - Montería - Urabá 220 kV. Año 2018
	14. Chinú - Montería 110 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV y N-1 Chinú - Montería 110 kV también genera bajas tensiones en Rio Sinú y Montería 110 kV	Proyecto corredor Chinú - Montería - Urabá 220 kV, Noviembre de 2017 y Nueva Montería 110kV, Noviembre de 2017.
GCM	1.Sobrecarga Valledupar 3 220/34.5/13.8 kV en condiciones normales de operación	Nuevo punto de conexión en San Juan 220/110 kV, tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV, nueva subestación Guatapurí 110 kV abriendo la línea Valledupar - San Juan 110 kV. Año 2020 (Pendiente convocatoria). Repotenciación enlace Valledupar - Guatapurí 110 kV. Año 2020.
	2.Valledupar 1 220/34.5/13.8 kV / Valledupar 2 220/34.5/13.8 kV	Nuevo punto de conexión en San Juan 220/110 kV, tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV, nueva subestación Guatapurí 110 kV abriendo la línea Valledupar - San Juan 110 kV. Año 2020 (Pendiente convocatoria). Repotenciación enlace Valledupar - Guatapurí 110 kV. Año 2020. Reposición de uno de los transformadores de Valledupar 220/34.5/13.8 kV 60/30/30 MVA por uno 220/34.5/13.8 kV 120/60/60 MVA. Año 2017.
	3.Fundación 6 220/110 kV / Fundación 1 220/110 kV	Proyecto Río Córdoba 220/110 kV. Septiembre de 2017.
	4.Santa Marta - Gaira 110 kV / Fundación - Río Córdoba 110 kV	Proyecto Río Córdoba 220/110 kV. Septiembre de 2017.
	5.Fundación - Río Córdoba 110 kV / Santa Marta - Gaira 110 kV	Proyecto Río Córdoba 220/110 kV. Septiembre de 2017.
	6.Copey - Valledupar 2 220 kV / Valledupar 9 110/34.5/13.8 kV	Proyecto subestación La Loma 500/110 kV y obras asociadas, convocatoria UPME STR 13-2015. 2018. reposición de uno de los transformadores de Valledupar 220/34.5/13.8 kV 60/30/30 MVA por uno 220/34.5/13.8 kV 120/60/60 MVA. Año 2017
Norte de Santander	1.Belén 230/115 kV / San Mateo 230/115 kV	Segundo transformador en San Mateo 230/115 kV - 2017.

	2.San Mateo 230/115 kV / Belén 230/115 kV	Segundo transformador en San Mateo 230/115 kV - 2017.
	3.Belén 230/115 kV / San Mateo - Ínsula 115 kV	Repotenciar la línea San Mateo - Ínsula 1 115 kV a un valor de 700 A, de acuerdo con la información emitida en el concepto UPME "Concepto de conexión. Plan de Expansión CENS S.A. E.S.P.".
	4.San Mateo 230/115 kV / Belén - Ínsula 115 kV	Segundo transformador en San Mateo 230/115 kV - 2017. Repotenciación Ínsula - Belén 115 kV - 2017
Santander	1.Bucaramanga 230/115 kV / Piedecuesta - TBucFlorida 115 kV	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Normalización de la conexión en T, Bucaramanga - Piedecuesta - Florida 115 kV - 2018
	2.Palos 230/115 kV / Piedecuesta - TBucFlorida 115 kV	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Normalización de la conexión en T, Bucaramanga - Piedecuesta - Florida 115 kV - 2018
	3.Palos 230/115 kV / Bucaramanga 230/115 kV	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018.
	4.Bucaramanga 230/115 kV / Palos 230/115 kV	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Subestación Buena Vista 115 kV - 2018
	5.Piedecuesta 230/115 kV / Bucaramanga 230/115 kV	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Subestación Buena Vista 115 kV - 2018

	6.Bucaramanga 230/115 kV / Piedecuesta 230/115 kV	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Subestación Buena Vista 115 kV - 2018
	7.Piedecuesta 230/115 kV genera bajas tensiones en San Gil 1150 kV	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Subestación Buena Vista 115 kV - 2018
	8.Barranca - San Silvestre 115 kV genera bajas tensiones en San Silvestre 115 kV	Línea Ocaña - San Alberto 115kV - 2018.
	9.Barranca 2 230/115 kV. Genera bajas tensiones en San Silvestre 115 kV	Línea Ocaña - San Alberto 115kV - 2018.
Boyacá - Casanare	1.Barbosa - Paipa 1 115 genera bajas tensiones en Cimitarra 115 kV	Subestación Alto Ricaurte 115 kV seccionando la línea Tunja - Chiquinquirá 115 kV y segundos circuitos Tunja - Alto Ricaurte 115 kV y Alto Ricaurte - Chiquinquirá 115 kV - 2018. Subestación Jenesano 115 kV y nuevos circuitos Tunja - Jenesano 115 kV y Jenesano - Guateque 115 kV - 2019.
	2.Tunja - Chiquinquirá 115 kV / Barbosa - Paipa 115 kV	Repotenciación del circuito Barbosa - Paipa 115 kV.
Huila-Caquetá	1.Altamira 230/115 kV / Betania - Hobo 115 kV y N-1 del ATR Altamira 230/115 kV produce bajas tensiones en Altamira, Florencia y Doncello 115 kV.	Segundo transformador Altamira 230/115 kV definido en el plan de expansión UPME 2015-2029. Año 2018 (pendiente de publicación convocatoria)

Costos unitarios de restricciones

Gráfica 5 – Costo unitarios de conceptos asociados a restricciones



Recomendaciones para reducción de restricciones

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
1	Antioquia	Amagá - Bolombolo 1 110 / Ancón - Amagá 2 110	Demanda máxima. Alta generación en Antioquia (baja generación de menores en la zona) y Alta importación en Suroccidente.	Proyecto El Siete 220/110 kV y obras asociadas. Noviembre de 2020.	Este corte puede ser controlado con generación menor (Santa Rita, R Piedras, Agua Fresca y Barroso). De no contar con generación menor, se debe controlar con balance de generación entre Antioquia y Suroccidente.	Se recomienda analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos Ancón - Amaga 1 y 2 110 kV.
2	Antioquia	Bajas tensiones ante la contingencia San Carlos - Guatapé 1 o 2 220 kV.	Demanda media y máxima. Baja generación en Antioquia.	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV. Marzo de 2017.	Programar mínimo número de unidades para soporte de tensión. Se recomienda realizar control de potencia reactiva en el área.	
3	Antioquia	Ancón - Guayabal 1 / Ancón - Guayabal 2 110 kV (Teniendo en cuenta la línea formada por la reconfiguración Ancón – Envigado – Guayabal)	Demanda media. Baja generación en Antioquia o Alta generación en el Oriente y baja generación en el norte de Antioquia.	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV. Marzo de 2017.	Balance de generación entre el norte y el oriente de Antioquia.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
4	Antioquia	Ancón ISA - Ancón EPM 1 220 kV / Ancón ISA - Ancón EPM 2 220 kV	Demanda máxima y media. Baja generación en Antioquia y alta en Suroccidente.	Conexión a 500 kV del proyecto Ituango, incluida la conexión a la Subestación Medellín 500/230 kV y el circuito Ituango - Porce III - Sogamoso 500 kV. Agosto de 2018	Balancear la generación de las áreas Suroccidente y Antioquia.	
5	Antioquia	Ancón Sur 2 214.5/110/ Ancón Sur 1 220/110	Demanda máxima y media. Baja generación en Antioquia o baja generación en el norte del área y alta en el oriente.	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV. Marzo de 2017.	Balance de generación entre el norte y el oriente de Antioquia.	
6	Antioquia	Bello 2 214/110 kV / Bello 1 214/110 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en el área o alta generación en el norte del área y baja en el oriente.	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV. Marzo de 2017.	Balance de generación entre el norte y el oriente de Antioquia.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
7	Antioquia	Sobrecarga en estado normal de operación de Guatapé - Barbosa 220 kV	Demanda máxima y media. Baja generación en el norte de Antioquia y alta generación en el oriente.	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV. Marzo de 2017. Conexión a 500 kV del proyecto Ituango, incluida la conexión a la Subestación Medellín 500/230 kV y el circuito Ituango - Porce III - Sogamoso 500 kV. Agosto de 2018	Balance de generación entre el norte y el oriente de Antioquia.	
8	Antioquia	Sobrecarga en estado normal de operación de La Sierra - San Carlos 220 kV	Demanda mínima y media. Baja generación en el área (con Termosierra Full), alta generación en Oriental, baja generación en Caribe y en Suroccidente	Transformador en La Sierra 90 MVA 220/110 kV. Conexión al STN en la subestación La Sierra para la interconexión La Sierra - Cocorná 110 kV. Diciembre de 2017.	Programar generación al interior del área, manteniendo un balance entre el norte y el oriente. Se recomienda analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal del circuito La Sierra - San Carlos 220 kV.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
9-a	Antioquia	Bello - P Blancas 1 110kV / Central - Guayabal Temporal 110kV	Demanda mínima. Alta generación en Antioquia y baja en el oriente.	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV. Marzo de 2017.	Balance de generación entre el norte y el oriente de Antioquia.	
9-b	Antioquia	Occidente - Ancón Sur 1 220kV / Central - Guayabal Temporal 110kV	Demanda mínima. Alta generación en el norte de Antioquia y baja en el oriente.	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV. Marzo de 2017.	Balance de generación entre el norte y el oriente de Antioquia.	
9-c	Antioquia	La Tasajera – Occidente 220 kV / Central – Guayabal Temporal 110 kV	Demanda mínima. Alta generación en Antioquia.	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV. Marzo de 2017.	Balance de generación entre el norte y el oriente de Antioquia.	
10	Antioquia	Miraflores - San Diego 1 110 / Miraflores - San Diego 2 110	Demanda media. Baja generación en el norte de Antioquia y alta en el oriente.	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV. Marzo de 2017.	Balance de generación entre el norte y el oriente de Antioquia.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
11	Antioquia	Playas – Puerto Nare 110 kV genera bajas tensiones en las barras de 110 kV Cocorná, Texas, Puerto Nare, Moriche, Puerto Inmarco, Puerto Boyacá, Palagua y Vasconia	Demanda máxima, media y mínima.	Transformador en La Sierra 90 MVA 220/110 kV. Conexión al STN en la subestación La Sierra para la interconexión La Sierra - Cocorná 110 kV. Diciembre de 2017.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación. Es necesario mantener adecuados perfiles de tensión para mitigar el impacto de la contingencia.	Se recomienda realizar el traslado de la compensación de la subestación San Lorenzo 110 kV hacia la subestación Cocorná 110 kV en el menor tiempo posible, para evitar la implementación de un esquema de deslastre de carga que se tiene propuesto como medida operativa.
12-a	Antioquia	San Carlos - Primavera 1 500 kV/ Jaguas - Malena 1 220 kV	Demanda mínima. Alta generación en Antioquia, sin generación en Termocentro y alta importación de potencia al área Caribe.	Conexión a 500 kV del proyecto Ituango, incluida la conexión a la Subestación Medellín 500/230 kV y el circuito Ituango - Porce III - Sogamoso 500 kV. Agosto de 2018	Balance de generación de las áreas Antioquia, Oriental, Caribe y Nordeste.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
12-b	Antioquia	San Carlos – Primavera 1 500 kV / Primavera 230/500 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Antioquia y alta importación de potencia al área Caribe, con generación en Termocentro	Conexión a 500 kV del proyecto Ituango, incluida la conexión a la Subestación Medellín 500/230 kV y el circuito Ituango - Porce III - Sogamoso 500 kV. Agosto de 2018	Balance de generación de las áreas Antioquia, Oriental, Caribe y Nordeste.	
13	Antioquia	San Carlos 2 230/500 kV / San Carlos 4 230/500 kV + San Carlos 3 230/5000 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en el área Antioquia y baja generación el área Caribe.	Conexión a 500 kV del proyecto Ituango, incluida la conexión a la Subestación Medellín 500/230 kV y el circuito Ituango - Porce III - Sogamoso 500 kV. Agosto de 2018	Balance de generación entre el centro del país y la red Caribe. Dependiendo del escenario, se puede llegar a presentar sobrecarga en estado normal de operación, sin embargo, esta sobrecarga se cubre implícitamente controlando el corte.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
14	STN Nordeste	Primavera – Sogamoso 500 kV + Ocaña - Sogamoso 500 kV + Ocaña 500/230 kV + Chivor - Sochagota 1 + 2 230 kV + Primavera - Guatiguará 230 kV + Primavera - Comuneros 1 + 2 230 kV + Chivor 230/115 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta importación de potencia al área Nordeste. La contingencia crítica es Primavera - Sogamoso 500 kV.	Proyectos esperados para Santander y Norte de Santander (transformación y compensación) - 2017. Proyecto Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV - 2018. Nueva red de Ituango 500 kV y proyecto San Antonio 230 - 115 kV - 2018	Programar generación al interior del área Nordeste y programar mínimo número de unidades para control de tensión. La programación de una unidad de Sogamoso (Inflexibilidad asociada a la planta) satisface las condiciones de seguridad del área para soporte de tensión.	
15	STN Nordeste	Primavera – Sogamoso 500 kV / Comuneros – Barranca 230 kV	Demanda media y máxima. Baja generación al interior de la área Nordeste y alta importación del área Caribe.	Proyecto Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV - 2018.	Programar generación al interior del área Nordeste. La programación de una unidad de Sogamoso (Inflexibilidad asociada a la planta) satisface las condiciones de seguridad del área para soporte de tensión.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
16	STN Nordeste	Sogamoso 1 230/500 kV / Sogamoso 2 230/500 kV	Demanda mínima y media. Alta generación en Chivor, Guavio y máxima generación de nordeste.	Demanda de Ecopetrol en Comuneros 230 kV. Entró en operación las obras de transmisión, pero aún no se tiene certeza cuando se conectará carga. Proyecto de generación Ituango con conexión a 500 kV, incluida la conexión a la Subestación Medellín 500/230 kV y el circuito Ituango - Porce III - Sogamoso 500 kV - 2018. Tercer transformador Sogamoso 500/230 kV. Año 2019. Definido en plan de expansión UPME 2016-2030. Pendiente convocatoria.	Balance de generación entre Oriental, Nordeste y Caribe.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
17	STN Nordeste	Sogamoso – Ocaña 500 kV. Genera bajas tensiones en la red 115 kV	Se presenta en períodos de demanda máxima y media. Baja generación en Nordeste.	Proyectos esperados para Santander y Norte de Santander (transformación y compensación) - 2017. Proyecto Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV - 2018. Nueva red de Ituango 500 kV y proyecto San Antonio 230 - 115 kV - 2018	Mantener las tensiones en la subárea de norte de Santander entre 1.04 p.u. y 1.07 p.u. Con la inflexibilidad que presenta Sogamoso, se cubriría la seguridad para controlar este corte.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
18-a	Norte de Santander	Belén 230/115 kV / San Mateo 230/115 kV	Demanda máxima y media.	Segundo transformador en San Mateo 230/115 kV - 2017.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario en la S/E Belén 115 kV y en el transformador de San Mateo 230/115 kV, los cuales mitigan la sobrecarga en el transformador de San Mateo 230/115 kV.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
18-b	Norte de Santander	San Mateo 230/115 kV / Belén 230/115 kV	Demanda máxima y media.	Segundo transformador en San Mateo 230/115 kV - 2017.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario en la S/E San Mateo 115 kV y en el transformador de Belén 230/115 kV, los cuales mitigan la sobrecarga en el transformador de Belén 230/115 kV.	
19	Norte de Santander	Belén 230/115 kV / San Mateo - Ínsula 115 kV	Demanda máxima y media.	Repotenciar la línea San Mateo - Ínsula 1 115 kV a un valor de 700 A, de acuerdo con la información emitida en el concepto UPME “Concepto de conexión. Plan de Expansión CENS S.A. E.S.P.”.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario en la S/E Belén 115 kV, el cual mitiga la sobrecarga en la línea San Mateo - Ínsula 115 kV.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
20	Norte de Santander	San Mateo 230/115 kV / Belén - Ínsula 115 kV	Demanda máxima y media.	Segundo transformador en San Mateo 230/115 kV - 2017. Repotenciación Ínsula - Belén 115 kV - 2017	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario en la S/E San Mateo 115 kV, el cual mitiga la sobrecarga en la línea Belén - Ínsula 115 kV.	
21	Boyacá - Casanare	Paipa 1 230/115 kV / Paipa 3 + 2 230/115 kV	Demanda máxima y media. Baja generación al interior de la subárea Boyacá.	Transformador de Sochagota 230/115 kV - 2017. Proyecto San Antonio 230 - 115 kV - 2018	Programar generación al interior de la subárea Boyacá	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
22	Boyacá - Casanare	Barbosa - Paipa 1 115 genera bajas tensiones en Cimitarra 115 kV	Demanda máxima y media. Baja generación en la red de 115 kV de Boyacá.	Subestación Alto Ricaurte 115 kV seccionando la línea Tunja - Chiquinquirá 115 kV y segundos circuitos Tunja - Alto Ricaurte 115 kV y Alto Ricaurte - Chiquinquirá 115 kV - 2018. Subestación Jenesano 115 kV y nuevos circuitos Tunja - Jenesano 115 kV y Jenesano - Guateque 115 kV - 2019.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación. Ajustar los cambiadores de tomas de los transformadores de la subárea. Mantener tensiones superiores a 116 kV en Paipa 115 kV.	Se recomienda analizar posibles obras de expansión que eliminen de manera estructural la condición presentada.
23	Boyacá - Casanare	Yopal - San Antonio 1 115 kV / Yopal - San Antonio 2 115 kV	Demanda mínima, media y máxima. Alta generación en Termoyopal 115 kV.	Proyecto Aguazul - Yopal 115 kV. Año 2017. Repotenciación de los circuitos Yopal - San Antonio 1 y 2 115 kV. Año 2017.	Limitar generación de Termoyopal 115 kV.	Se requiere agilizar, por parte del agente, la repotenciación de los circuitos Yopal - San Antonio 1 + 2 115 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
24	Boyacá - Casanare	Tunja - Chiquinquirá 115 kV / Barbosa - Paipa 115 kV	Demanda media y máxima. Baja generación al interior de la subárea Boyacá	Repotenciación del circuito Barbosa - Paipa 115 kV.	Controlar el corte a través de generación al interior de la subárea Boyacá. Pueden existir casos en los cuales no sea posible cubrir esta restricción con balances de generación.	Se requiere agilizar, por parte del agente, la repotenciación del circuito Barbosa - Paipa 115 kV. Revisión de los factores de demanda.
25	Santander	Barranca 1 220/115 kV / Barranca 3 220/115 kV	Demanda máxima y media.	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Tercer y cuarto transformador en Barranca 230/115 kV - 2019.	Controlar el corte con generación de Sogamoso, Meriléctrica y Tasajero (I y II). Mantener implementado el esquema suplementario en los transformadores, ya que pueden existir escenarios en los cuales sea necesario su actuación.	Mantener implementado el esquema suplementario en los transformadores, ya que pueden existir escenarios en los cuales sea necesario su actuación.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
26-a	Santander	Bucaramanga 230/115 kV / Piedecuesta - TBucFlorida 115 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en Sogamoso y Meriléctrica y sin generación en Tasajero	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Normalización de la conexión en T, Bucaramanga - Piedecuesta - Florida 115 kV - 2018	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario asociado con la línea Bucaramanga - TBucFlorida 115 kV, el cual permite mitigar la sobrecarga del circuito Piedecuesta - TBucFlorida 115 kV.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
26-b	Santander	Palos 230/115 kV / Piedecuesta - TBucFlorida 115 kV	Demanda máxima y media. Con baja generación en Meriléctrica y Sogamoso	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Normalización de la conexión en T, Bucaramanga - Piedecuesta - Florida 115 kV - 2018	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario asociado con la subestación Florida 115 kV ante sobrecarga de la línea Piedecuesta - Tflorida 115 kV.	
27-a	Santander	Los Palos - Palenque 115 kV / Bucaramanga - Realminas 115 kV	Demanda máxima y media. Con baja generación en Meriléctrica y Sogamoso.	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Subestación Buena Vista 115 kV - 2018	Controlar el corte con generación de Sogamoso, Meriléctrica y Tasajero (I y II). Mantener implementado el esquema suplementario, ya que pueden existir escenarios en los cuales sea necesario su actuación.	Mantener implementado el esquema suplementario, ya que pueden existir escenarios en los cuales sea necesario su actuación.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
27-b	Santander	Bucaramanga - Realminas 115 kV / Los Palos - Palenque 115 kV	Demanda máxima y media. Con baja generación en Meriléctrica y Sogamoso, alta generación en Tasajero (I y II)	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Subestación Buena Vista 115 kV - 2018	Controlar el corte con generación de Sogamoso, Meriléctrica y Tasajero (I y II). Mantener implementado el esquema suplementario, ya que pueden existir escenarios en los cuales sea necesario su actuación.	Mantener implementado el esquema suplementario, ya que pueden existir escenarios en los cuales sea necesario su actuación.
28-a	Santander	Palos 230/115 kV / Bucaramanga 230/115 kV	Demanda máxima y media.	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario implementado en Bucaramanga 230/115 kV.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
28-b	Santander	Bucaramanga 230/115 kV / Palos 230/115 kV	Demanda máxima y media.	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Subestación Buena Vista 115 kV - 2018	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario implementado en la subestación Bucaramanga 115 kV.	
29-a	Santander	Piedecuesta 230/115 kV / Bucaramanga 230/115 kV	Demanda máxima y media.	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Subestación Buena Vista 115 kV - 2018	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario implementado en la subestación Bucaramanga 115 kV.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
29-b	Santander	Bucaramanga 230/115 kV / Piedecuesta 230/115 kV	Demanda máxima y media.	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Subestación Buena Vista 115 kV - 2018	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación.	El OR debe revisar con los crecimientos de demanda, la necesidad de implementar un nuevo esquema para el transformador de Piedecuesta 230/115 kV.
30	Santander	Piedecuesta 230/115 kV genera bajas tensiones en San Gil 1150 kV	Demanda máxima y media.	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2018. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Subestación Buena Vista 115 kV - 2018	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario implementado en la subestación San Gil 115 kV.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
31	Santander	Barranca - San Silvestre 115 kV genera bajas tensiones en San Silvestre 115 kV	Demanda máxima y media.	Línea Ocaña - San Alberto 115kV - 2018.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario asociado con las bajas tensiones en San Silvestre 115 kV.	
32	Santander	Barranca 2 230/115 kV. Genera bajas tensiones en San Silvestre 115 kV	Demanda máxima y media.	Línea Ocaña - San Alberto 115kV - 2018.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario asociado con las bajas tensiones en San Silvestre 115 kV.	

33-a	STN Oriental	Primavera - Bacatá 500 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta importación de potencia al área Oriental	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental) Proyecto Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2018 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental). Proyecto enlaces Sogamoso – Norte y Norte - Nueva Esperanza 500 kV. Agosto 2018. Proyecto circuito Virginia – Nueva Esperanza 500 kV. Año 2020.	Programar generación al interior del área para el control del corte y mínimo número de unidades para control de tensión (sin unidades adicionales)	

33-b	STN Oriental	Primavera - Bacatá 500 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta importación de potencia al área Oriental	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental) Proyecto Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2018 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental). Proyecto enlaces Sogamoso – Norte y Norte - Nueva Esperanza 500 kV. Agosto 2018. Proyecto circuito Virginia – Nueva Esperanza 500 kV. Año 2020.	Programar generación al interior del área para el control del corte y mínimo número de unidades para control de tensión (una unidad adicional). Es necesario ajustar los cambiadores de tomas de los transformadores del área	

33-c	STN Oriental	Primavera - Bacatá 500 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta importación de potencia al área Oriental	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental) Proyecto Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2018 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental). Proyecto enlaces Sogamoso – Norte y Norte - Nueva Esperanza 500 kV. Agosto 2018. Proyecto circuito Virginia – Nueva Esperanza 500 kV. Año 2020.	Programar generación al interior del área para el control del corte y mínimo número de unidades para control de tensión (dos unidades adicionales). Es necesario ajustar los cambiadores de tomas de los transformadores del área	

33-d	STN Oriental	Primavera - Bacatá 500 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta importación de potencia al área Oriental.	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental) Proyecto Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2018 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental). Proyecto enlaces Sogamoso – Norte y Norte - Nueva Esperanza 500 kV. Agosto 2018. Proyecto circuito Virginia – Nueva Esperanza 500 kV. Año 2020.	Programar generación al interior del área para el control del corte y mínimo número de unidades para control de tensión (tres unidades adicionales). Es necesario ajustar los cambiadores de tomas de los transformadores del área. Este valor máximo de importación está dado por las restricciones asociadas a las sobrecargas de las líneas Bacatá - Salitre 1 115 kV y Bacatá - Suba 115 kV ante contingencia del transformador Bacatá 500/230 kV.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
34	Bogotá	Guavio - Reforma 1 + 2 230 kV / Guavio - Circo 1 + 2 230 kV	Demanda media y máxima. Alta generación en el norte del área Oriental.	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)	Balance de generación entre el Norte y el Sur de Oriental.	Se recomienda analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos Guavio - Circo 1 + 2 230 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
35	Bogotá	Chivor - Guavio 2 230 kV / Chivor - Guavio 1 230 kV	Demanda mínima, media y máxima. Alta generación en Chivor y baja generación en Guavio.	Proyecto Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2018 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental).	Se recomienda controlar el corte realizando un balance de generación entre Chivor y Guavio. En caso de que sea asignado el AGC a la planta Chivor, identificar el escenario de generación más restrictivo para la evaluación del corte para así verificarlo considerando una generación en Chivor = generación programada + 0.8*holgura asignada. De no ser suficiente, programar generación de seguridad en Guavio	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
36	Bogotá	Guaca - Mesa 1 230 kV / Guaca - Mesa 2 230 kV	Demanda mínima. Alta generación en el área Oriental.	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental). Proyecto Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2018 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental).	Balance de generación entre el norte y el sur de Oriental.	Se recomienda analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos Guaca - Mesa 2 230 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
37	Bogotá	Guavio - Reforma 1 + 2 230 kV / Salitre - La Paz 115 kV	Demanda media y máxima. Alta generación en las unidades de Termozipa y baja generación en Chivor y Guavio.	Proyecto Nueva Esperanza: trafo 500/115 kV, 500/230 kV y reconfiguraciones en 115 kV. Año 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)	Balance de generación entre el Norte y el Sur de Oriental.	Se recomienda analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal del circuito Salitre - La Paz 115 kV.
38	Bogotá	Primavera - Bacatá 500 kV / La Guaca - Colegio 115 kV	Demanda media y máxima. Alta generación en el sur del área Oriental y en Suroccidente.	Proyecto Nueva Esperanza: trafo 500/115 kV, 500/230 kV y reconfiguraciones en 115 kV. Año 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)	Balance de generación entre el norte y el sur de Oriental o aumentando la generación en la red de 115 kV. Además, se ve necesario elevar el perfil de tensiones del área con los elementos continuos para el control de voltaje como son capacitores y reactores.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
39-a	Bogotá	Bacatá - Salitre 115 kV / Bacatá - Suba 115 kV	Demanda media y máxima. Generación máxima en Termozipa y alta importación del área Oriental.	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)	Balance de generación entre la generación de Termozipa y las unidades del norte, el sur y 115 kV de Oriental.	
39-b	Bogotá	Bacatá - Suba 115 kV / Bacatá - Salitre 115 kV	Demanda media y máxima. Generación máxima en Termozipa y alta importación del área Oriental.	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)	Balance de generación entre la generación de Termozipa y las unidades del norte, el sur y 115 kV de Oriental.	
39-c	Bogotá	Bacatá 1 500/230 / Bacatá - Salitre 1 115 kV	Demanda media y máxima. Generación máxima en Termozipa y alta importación del área Oriental.	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)	Balance de generación entre la generación de Termozipa y las unidades del norte, el sur y 115 kV de Oriental.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
39-d	Bogotá	Bacatá 1 500/230 kV / Bacatá - Suba 115 kV	Demanda media y máxima. Generación máxima en Termozipa y alta importación del área Oriental.	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)	Balance de generación entre la generación de Termozipa y las unidades del norte, el sur y 115 kV de Oriental.	
40	Bogotá	Paraíso – Nueva Esperanza 2 230 kV / Paraíso – Nueva Esperanza 1 230 kV	Demanda mínima, media y máxima. Alta generación en el sur y baja en el norte del área.	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)	Balance de generación entre el norte y el sur de Oriental.	Se recomienda analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos Paraíso – Nueva Esperanza1 y 2 230 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
41	Bogotá	Sobrecarga en estado normal de operación de Guavio 230/115 kV y Guavio - Tmámbita - Santa Maria 115 kV (operando normalmente cerrado Guateque - Sesquilé 115 kV)	Demanda mínima, media y máxima. Alta generación en el norte.	Proyecto Norte, obras asociadas y Gran Sabana 115 kV. Año 2018.	Operar abierta la bahía de línea en Guateque a Sesquilé 115 kV para evitar sobrecarga del transformador de Guavio 230/115 kV en estado estacionario y ante contingencia. La operación de esta línea abierta baja la confiabilidad de la red.	
42	Bogotá	Chivor S200 /Chivor - Guavio 2 220 kV o Chivor S200 /Chivor - Guavio 1 220 kV	Demanda media y máxima.	No definido.	Controlar el corte balanceando la generación de las ocho unidades de Chivor	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
43	Bogotá	Circo - Concordia 3 115 kV / Circo - Concordia 1 115 kV	Esta restricción aparece debido a la reconfiguración de Circo – Concordia 2 115 kV en Circo – Victoria 115 kV, de acuerdo a lo informado por el agente Codensa el 19 de octubre de 2016. Demanda media y máxima, cuando se tiene alta generación en el área y en el norte de Bogotá.	Normalización del circuito Circo - Concordia 2 115 kV. 2017	El impacto de esta reconfiguración se refleja en la necesidad de realizar un balance de generación entre el Norte y el Sur de Oriental o aumentar la generación en la red de 115 kV de Bogotá; sin embargo, realizando al operar la subestación Circo 115 kV en dos barras separadas, conectando en una barra el transformador Circo 2 230/115 kV con el circuito Circo - Concordia 3 115 kV, esta necesidad desaparece, por tanto se recomienda operar la subestación Circo 115 kV en dos barras separadas.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
44	STN Suroccidente	Transferencia por el circuito San Carlos – Virginia 500 kV San Marcos 500/230 kV/ Virginia 500/230 kV	Demanda máxima y media. Baja generación al interior del área Suroccidental. En demanda mínima se puede presentar si se tiene alta exportación a Ecuador.	Proyecto Medellín - Virginia 500 kV + líneas Virginia – Alférez 500 kV y San Marcos – Alférez 500 kV + doble transformación en Alférez 500/230 kV + Reconfiguración del circuito Juanchito – Pance 230 kV entrando a Alférez 230 kV (agosto 2018).	Programar generación al interior del área Suroccidental para controlar el corte. * Dependiendo del escenario de generación y el soporte de reactiva que se tenga en el área Suroccidental, este corte puede subirse hasta los 540 MW	
45	Cauca-Nariño	Jamondino – Pasto 115 kV / Jamondino – Catambuco 115 kV Jamondino – Catambuco 115 kV / Jamondino – Pasto 115 kV	Demanda máxima. Alta generación en Betania y Quimbo y baja generación en el Valle. Esta restricción es más crítica con importación desde Ecuador, pudiéndose activar en demanda media y mínima.	Alférez - Tesalia 1 y 2 230 kV (septiembre de 2017).	Limitar generación en Betania y/o Quimbo, programar generación en el Valle o limitar importación desde Ecuador.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
46	Cauca-Nariño	San Bernardino - Popayán 2,1 115 kV / San Bernardino - Popayán 1,2 115 kV	Demanda máxima. Alta generación en el Valle, baja generación en Betania y Quimbo y alta exportación a Ecuador.	Alférez - Tesalia 1 y 2 230 kV (septiembre de 2017).	Programar generación en Betania y/o Quimbo para exportación a Ecuador.	
47	Cauca-Nariño	Páez - San Bernardino 1 230 kV / Páez 230/115 kV	Se presenta en escenarios de demanda máxima, con alta generación en el Valle, baja generación en Betania y Quimbo y alta exportación a Ecuador. Dependiendo del valor de exportación a Ecuador, se puede activar en demanda media.	Alférez - Tesalia 1 y 2 230 kV (septiembre de 2017).	Programar generación en Betania y/o Quimbo para exportación a Ecuador.	
48	Cauca-Nariño	Santander - San Bernardino 1 115 kV / Santander - San Bernardino 2 115 kV	Demanda máxima. Alta generación en el Valle, baja generación en Betania y Quimbo y alta exportación a Ecuador.	Alférez - Tesalia 1 y 2 230 kV (septiembre de 2017).	Programar generación en Betania y/o Quimbo para exportación a Ecuador.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
49-a	CQR	Esmeralda 1 230/115 / Esmeralda 2 230/115	Demanda máxima y media. Baja generación al interior de la subárea.	Proyecto Armenia 230/115 kV (abril 2017). Cambio de nivel de tensión del enlace Esmeralda – Hermosa 115 kV a 230 kV (julio de 2017) y reconfiguración del enlace Esmeralda - San Felipe 230 kV entrando a la Enea 230 kV (noviembre de 2017) + Refuerzos en transformación 230/115 kV en Esmeralda (diciembre 2018), Armenia (abril 2017) y La Enea (junio 2018).	Mantener habilitado el esquema suplementario o programar generación al interior de la subárea a nivel de 115 kV para el control del corte. Se recomienda ajustar los taps de la transformación 230/115 kV en la subárea, de manera que exista un balance del flujo de reactiva, reduciendo la cargabilidad por la transformación de Esmeralda 230/115 kV.	Se recomienda analizar la posibilidad de aumentar capacidad de sobrecarga de transformación de Esmeralda 230/115 kV

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
49-b	CQR	Hermosa 1 230/115 / Esmeralda 1+2 230/115	Demanda máxima y media. Baja generación al interior de la subárea.	Proyecto Armenia 230/115 kV (abril 2017). Cambio de nivel de tensión del enlace Esmeralda – Hermosa 115 kV a 230 kV (julio de 2017) y reconfiguración del enlace Esmeralda - San Felipe 230 kV entrando a la Enea 230 kV (noviembre de 2017) + Refuerzos en transformación 230/115 kV en Esmeralda (diciembre 2018), Armenia (abril 2017) y La Enea (junio 2018).	Mantener habilitado el esquema suplementario o programar generación al interior de la subárea a nivel de 115 kV para el control del corte. Se recomienda ajustar los taps de la transformación 230/115 kV en la subárea, de manera que exista un balance del flujo de reactiva, reduciendo la cargabilidad por la transformación de Esmeralda 230/115 kV.	Se recomienda analizar la posibilidad de aumentar capacidad de sobrecarga de transformación de Esmeralda 230/115 kV

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
49-c	CQR	Enea 1 230/115/Esmeralda 1+2 230/115	Demanda máxima y media. Baja generación al interior de la subárea.	Proyecto Armenia 230/115 kV (abril 2017). Cambio de nivel de tensión del enlace Esmeralda – Hermosa 115 kV a 230 kV (julio de 2017) y reconfiguración del enlace Esmeralda - San Felipe 230 kV entrando a la Enea 230 kV (noviembre de 2017) + Refuerzos en transformación 230/115 kV en Esmeralda (diciembre 2018), Armenia (abril 2017) y La Enea (junio 2018).	Mantener habilitado el esquema suplementario o programar generación al interior de la subárea a nivel de 115 kV para el control del corte. Se recomienda ajustar los taps de la transformación 230/115 kV en la subárea, de manera que exista un balance del flujo de reactiva, reduciendo la cargabilidad por la transformación de Esmeralda 230/115 kV.	Se recomienda analizar la posibilidad de aumentar capacidad de sobrecarga de transformación de Esmeralda 230/115 kV

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
50	HTC	ATR Betania 2 230/115 kV / ATR Betania 1 230/115 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en Betania, Quimbo y Valle y baja generación a nivel de 115 kV en Huila-Tolima. La importación desde Ecuador hace más crítica la condición, pudiendo activarse en demanda mínima.	Proyecto subestación Tuluní 230 kV. (enero de 2017). Alférez - Tesalia 1 y 2 230 kV (septiembre de 2017). Nuevo punto de conexión 230/115 kV en Neiva mediante una nueva subestación que reconfiguraría la línea Betania – Mirolindo 230 kV y se conectaría mediante refuerzos a nivel de 115 kV. UPME se encuentra revisando el proyecto y en caso que sea viable esta alternativa, se incorporará en el Plan del año 2017. De acuerdo a la magnitud de la obra, entraría en operación después del año 2022.	Programar generación de seguridad a nivel de 115 kV en Huila-Tolima o limitar generación de Betania y/o Quimbo.	Análisis de alternativa de expansión planteada por Electrohuila en su plan de expansión (Nuevo punto de conexión 230/115 kV en Neiva mediante una nueva subestación que reconfigura la línea Betania – Mirolindo 230 kV y se conecta mediante refuerzos a nivel de 115 kV) y definición de expansión.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
51	HTC	Betania – El Bote 115 kV / Betania - Seboruco 115 kV Betania – Sur 115 kV / Betania - Seboruco 115 kV	Demanda máxima. Alta generación en Betania, Quimbo o Valle y baja generación en Amoyá y Prado. Si se tiene baja generación en PAGUA es más crítica la condición operativa. Además, la importación desde Ecuador también hace más crítica la restricción.	Proyecto subestación Tuluní 230 kV. (enero de 2017). Alférez - Tesalia 1 y 2 230 kV (septiembre de 2017). Nuevo punto de conexión 230/115 kV en Neiva mediante una nueva subestación que reconfiguraría la línea Betania – Mirolindo 230 kV y se conectaría mediante refuerzos a nivel de 115 kV. UPME se encuentra revisando el proyecto y en caso que sea viable esta alternativa, se incorporará en el Plan del año 2017. De acuerdo a la magnitud de la obra, entraría en operación después del año 2022.	Programar generación en Amoyá y/o Prado o limitar generación en Betania o Quimbo.	Actualizar ajustes de protecciones para poder reportar capacidad de sobrecarga del circuito Betania - Seboruco - El Bote 115 kV en un valor de 593 A.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
52	HTC	Prado – Flandes 2 115 kV / Prado – Flandes 1 115 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Betania, Quimbo, Amoyá o Prado y baja generación en PAGUA. Además, la importación desde Ecuador hace más crítica la condición.	Proyecto subestación Tuluní 230 kV. (enero de 2017). Alférez - Tesalia 1 y 2 230 kV (septiembre de 2017).	Limitar la generación de Betania, Quimbo, Amoyá o Prado o programar generación de seguridad en PAGUA.	Se recomienda analizar la posibilidad de aumentar capacidad del circuito Prado – Flandes 1 115 kV.
53	HTC	Natagaima – Prado 115 kV / El Bote – Tenay 115 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Betania, Quimbo, Valle y Amoyá. Sin generación en Prado. Además, la importación desde Ecuador hace más crítica la condición.	Proyecto subestación Tuluní 230 kV (enero de 2017). Alférez - Tesalia 1 y 2 230 kV (septiembre de 2017).	Programar generación de seguridad en Prado o limitar generación en Amoyá, Quimbo o Betania.	Se recomienda analizar la posibilidad de aumentar capacidad del circuito El Bote – Tenay 115 kV

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
54	HTC	Altamira 230/115 kV / Betania – Hobo 115 kV La N-1 del ATR Altamira 230/115 kV produce bajas tensiones en Altamira, Florencia y Doncello 115 kV.	Demanda máxima y media.	Segundo transformador Altamira 230/115 kV definido en el plan de expansión UPME 2015-2029. Año 2018 (pendiente de publicación convocatoria)	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación.	Ejecutar plan de acción acordado: * Entrega de estudio a XM, asociado al esquema suplementario recomendado por Electrohuila y Electrocaquetá. * Implementación del esquema. * Publicación convocatoria para el segundo transformador Altamira 230/115 kV
55	HTC	Bacatá - Primavera 500 kV / Brisas - Cajamarca 115 kV	Demanda mínima. Alta generación en HTC y Oriental y baja generación en Valle y CQR.	El proyecto Alférez - Tesalia 1 y 2 230 kV (julio de 2017).	Programar generación al interior de CQR y/o Valle o limitar generación en HTC y/u Oriental.	Se recomienda analizar la posibilidad de aumentar capacidad del circuito Brisas - Cajamarca 115 kV

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
56-a	HTC	Natagaima – El Bote 115 kV / Prado – Tenay 115 kV	Demanda máxima y media. Alta exportación a Ecuador. Baja generación en Suroccidente y alta generación en Prado, Amoyá y PAGUA.	Proyecto subestación Tuluní 230 kV (enero de 2017). Alférez - Tesalia 1 y 2 230 kV (septiembre de 2017).	Programar generación de seguridad en Betania, Quimbo o Valle o limitar generación de Prado, Amoyá y PAGUA para exportación a Ecuador.	Se recomienda analizar la posibilidad de aumentar capacidad del circuito Prado – Tenay 115 kV
56-b	HTC	Prado - Natagaima 115 kV / Prado - Tenay 115 kV	Demanda máxima y media. Alta exportación a Ecuador. Baja generación en Suroccidente, especialmente en Betania y Quimbo, alta generación en Prado y PAGUA, sin generación en Amoyá.	El proyecto Alférez - Tesalia 1 y 2 230 kV (julio de 2017).	Programar generación de seguridad en Betania, Quimbo, Amoyá o Valle para exportación a Ecuador.	Se recomienda analizar la posibilidad de aumentar capacidad del circuito Prado – Tenay 115 kV

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
57	Valle	Guachal - Yumbo 1,2 115 kV / Guachal - Yumbo 2,1 115 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Calima y térmica en el Valle. Baja generación por 230 kV. Con barras acopladas y desacopladas en la subestación Chipichape 115 kV	Proyectos de expansión propuestos por EPSA en su plan de expansión. Pendiente por definición de obras de expansión teniendo en cuenta las propuestas del OR EPSA en su plan de expansión.	Programar generación a nivel de 230 kV. Limitar generación a nivel de 115 kV.	* Se recomienda analizar la posibilidad de aumentar capacidad de los circuitos Guachal - Yumbo 1,2 115 kV. * Se recomienda analizar posibles obras de expansión que eliminen de manera estructural la condición presentada.
58	Valle	Yumbo - San Luis 1,2 115 kV / Yumbo - San Luis 2,1 115 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en Valle a nivel de 115 kV y baja generación a nivel de 220 kV. Con barras desacopladas en la subestación Chipichape 115 kV. Es más crítico con exportación a Ecuador.	Proyectos de expansión propuestos por EPSA en su plan de expansión. Pendiente por definición de obras de expansión teniendo en cuenta las propuestas del OR EPSA en su plan de expansión.	Programar generación a nivel de 230 kV. Limitar generación a nivel de 115 kV.	* Se recomienda analizar la posibilidad de aumentar capacidad de los circuitos Yumbo - San Luis 1,2 115 kV. * Se recomienda analizar posibles obras de expansión que eliminen de manera estructural la condición presentada.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
59	Valle	Yumbo - Chipichape 115 kV / Yumbo - La Campiña 115 kV Yumbo - La Campiña 115 kV / Yumbo - Chipichape 115 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en 115 kV y baja generación en 230 kV. Subestación Chipichape 115 kV operando en dos barras acopladas. Es más crítica con exportación a Ecuador.	Proyectos de expansión propuestos por EPSA en su plan de expansión. Pendiente por definición de obras de expansión teniendo en cuenta las propuestas del OR EPSA en su plan de expansión.	Programar generación en el Bajo de Anchicayá. En casos requeridos, operar la subestación Chipichape 115 kV con barras desacopladas y limitar generación térmica. Se recomienda la definición de una expansión estructural que elimine esta restricción.	Se recomienda analizar posibles obras de expansión que eliminen de manera estructural la condición presentada.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
60-a	Valle	Yumbo - Alférez 230 kV / Aguablanca - Alférez II 115 kV	Demanda máxima y media. Alta exportación a Ecuador, alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo. Es más crítico con barras desacopladas en la subestación Chipichape 115 kV.	Proyecto Medellín - Virginia 500 kV + líneas Virginia – Alférez 500 kV y San Marcos – Alférez 500 kV + doble transformación en Alférez 500/230 kV + Reconfiguración del circuito Juanchito – Pance 230 kV entrando a Alférez 230 kV (agosto 2018).	Programar generación en Quimbo y/o Betania. Limitar generación en Valle.	* Se recomienda analizar la posibilidad de aumentar capacidad de los circuitos Aguablanca - Alférez II 115 kV. * Se recomienda analizar posibles obras de expansión que eliminen de manera estructural la condición presentada.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
60-b	Valle	Alférez - Yumbo 230 kV / Alférez II - Aguablanca 115 kV	Demanda mínima. Alta importación desde Ecuador, baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo. Es más crítico con barras desacopladas en la subestación Chipichape 115 kV.	Proyecto Medellín - Virginia 500 kV + líneas Virginia – Alférez 500 kV y San Marcos – Alférez 500 kV + doble transformación en Alférez 500/230 kV + Reconfiguración del circuito Juanchito – Pance 230 kV entrando a Alférez 230 kV (agosto 2018).	Programar generación en el Valle o limitar generación de Quimbo y/o Betania	* Se recomienda analizar la posibilidad de aumentar capacidad de los circuitos Aguablanca - Alférez II 115 kV. * Se recomienda analizar posibles obras de expansión que eliminen de manera estructural la condición presentada.
61	Valle	San Marcos - Buga 1 115 kV/San Marcos - Buga 2 115 kV	Demanda Alta. Alta importación desde Ecuador, baja generación en Calima, alta generación térmica en el Valle, Betania y Quimbo. Con barras acopladas y desacopladas en la subestación Chipichape 115 kV	No está definida una expansión que elimine la restricción de manera estructural.	Programar generación de Calima o limitar generación térmica en el Valle, Quimbo y/o Betania.	Se recomienda analizar posibles obras de expansión que eliminen de manera estructural la condición presentada.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
62	STN Caribe	Porce III - Cerromatoso 500 kV + Primavera - Cerromatoso 500 kV + Ocaña - Copey 500 kV	Alta importación de potencia del área Caribe y en todos los escenarios de demanda	Proyecto dos circuitos Ituango - Cerromatoso 1 y 2, corredor Cerromatoso - Chinú - Copey 500 kV. Año 2018.	Programar generación de seguridad al interior del área Caribe. Programar mínimo número de unidades equivalentes para soporte de tensión acorde con la curva de unidades respecto a la demanda de Caribe. En caso de que no se puedan programar las unidades equivalentes mínimas requeridas, es necesario disminuir el intercambio de potencia entre el interior y el área Caribe (alrededor de 100 MW por unidad)	Se recomienda analizar alternativas de mitigación para disminuir las unidades requeridas por soporte de tensión mientras entra en operación el proyecto de expansión estructural.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
63	Atlántico	Sobrecargas en estado normal de operación de líneas que salen de Tebsa y Flores y en la transformación 220/110 kV	Demanda máxima, media y mínima. Altos desbalances entre Flores y Tebsa.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para evitar sobrecargas en estado normal de operación.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
64	Atlántico	Tebsa 3 214.5/110 kV / Tebsa 2 220/110 kV + Tebsa 1 220/110 kV	Demanda máxima, media y mínima. Baja generación a nivel de 110 kV de Atlántico.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Programar generación a nivel de 110 kV al interior de la subárea Atlántico para control del corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Sin embargo, todavía existe la posibilidad de programar generación en 110 kV para cubrir la restricción, por lo que se recomienda cubrirla mediante generación de seguridad o minimizar el deslastre, ya que el esquema puede generar una DNA de hasta el 26% de la demanda de Atlántico.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
65-a	Atlántico	Tebsa - Unión 110 kV / Tebsa - El Río 110 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Tebsa y/o Termobarranquilla.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación el esquema suplementario asociado a la línea Tebsa - El Río 110 kV.	Aumentar la capacidad de los circuitos que salen de Tebsa 110 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
65-b	Atlántico	Tebsa - Cordialidad 110 kV / Tebsa - El Río 110 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Tebsa y/o Termobarranquilla.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación el esquema suplementario asociado a la línea Tebsa - El Río 110 kV.	Aumentar la capacidad de los circuitos que salen de Tebsa 110 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
65-c	Atlántico	Tebsa - El Río 110 kV / Tebsa - Cordialidad 110 kV (Este corte tiene un valor distinto al Tebsa - Cordialidad 110 kV / Tebsa - El Río 110 kV por diferencias en capacidades de los dos circuitos. Ambos deben cubrirse y validarse, ya que pueden existir casos en los que uno sea más restricto que el otro)	Demanda máxima y media. Alta generación en Tebsa y/o Termobarranquilla.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación el esquema suplementario asociado a la línea Tebsa - Cordialidad 110 kV.	Aumentar la capacidad de los circuitos que salen de Tebsa 110 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
65-d	Atlántico	20 Julio - Silencio 110 kV / Tebsa - El Río 110 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en Tebsa y/o Termobarranquilla.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación el esquema suplementario asociado a la línea Tebsa - El Río 110 kV.	Aumentar la capacidad de los circuitos que salen de Tebsa 110 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
65-e	Atlántico	20 Julio - Silencio 110 kV / Tebsa - Cordialidad 110 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en Tebsa y/o Termobarranquilla.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación los esquemas suplementarios asociados a las líneas Tebsa - El Río 110 kV y Tebsa - Cordialidad 110 kV. Es más restrictivo el corte 20 Julio - Silencio 110 kV / Tebsa - El Río 110 kV, sin embargo, es importante validarlo.	Aumentar la capacidad de los circuitos que salen de Tebsa 110 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
65-f	Atlántico	Cordialidad - Silencio 1 110 kV / Tebsa - El Río 110 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Tebsa y/o Termobarranquilla.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación el esquema suplementario asociado a la línea Tebsa - El Río 110 kV. La sobrecarga en estado normal de operación del circuito Tebsa - El Río 110 kV puede ser más crítica que el corte, sin embargo, es importante validar el cubrimiento del mismo.	Aumentar la capacidad de los circuitos que salen de Tebsa 110 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
65-g	Atlántico	Flores 1 o 2 220/110 kV / Tebsa - El Río 110 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Tebsa y Termobarranquilla y baja en Flores.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación el esquema suplementario asociado a la línea Tebsa - El Río 110 kV. La sobrecarga en estado normal de operación del circuito Tebsa - El Río 110 kV puede ser más crítica que el corte, sin embargo, es importante validar el cubrimiento del mismo.	Aumentar la capacidad de los circuitos que salen de Tebsa 110 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
66-a	Atlántico	Tebsa - 20 Julio 110 kV / Tebsa - T20 Julio 110 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Tebsa y/o Termobarranquilla.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación el esquema implementado en Veinte de Julio 110 kV.	Aumentar la capacidad de los circuitos que salen de Tebsa 110 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
66-b	Atlántico	Tebsa - T20 Julio - 20 Julio 110 kV / Tebsa - 20 Julio 110 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en Tebsa y/o Termobarranquilla.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación el esquema implementado en Veinte de Julio 110 kV.	Aumentar la capacidad de los circuitos que salen de Tebsa 110 kV.
67	Atlántico	Flores 2 220/110 kV / Flores 220/110 kV Flores 220/110 kV / Flores 2 220/110 kV	Demanda máxima y media. Baja generación en la red de 110 kV.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Programar generación a nivel de 110 kV para controlar el corte.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
68-a	Atlántico	Flores 220/110 kV / Termoflores - Oasis I 110 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Flores 1, baja generación en Flores IV y baja generación en Tebsa.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación los esquemas suplementarios implementados en Oasis 110 kV y Centro 110 kV.	

68-b	Atlántico	Termoflores - Las Flores 110 kV / Termoflores - Oasis I 110 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Flores (particularmente alta generación en Flores 1).	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación los esquemas suplementarios implementados en Silencio 34.5 kV, Oasis 110 kV y Centro 110 kV. Existen escenarios en los cuales los esquemas suplementarios implementados no son suficientes, por lo que es necesario realizar un balance de generación para que los esquemas sean efectivos.	

68-c	Atlántico	Termoflores - Oasis II 110 kV / Termoflores - Oasis I 110 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Flores (particularmente alta generación en Flores 1).	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación los esquemas suplementarios implementados en Silencio 34.5 kV, Oasis 110 kV y Centro 110 kV. Existen escenarios en los cuales los esquemas suplementarios implementados no son suficientes, por lo que es necesario realizar un balance de generación para que los esquemas sean efectivos.	

69-a	Atlántico	Flores 2 220/110 kV / Termoflores - Oasis II 110 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Flores IV.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación los esquemas suplementarios implementados en Oasis 110 kV y Centro 110 kV. Existen escenarios en los cuales los esquemas suplementarios implementados no son suficientes, por lo que es necesario realizar un balance de generación para que los esquemas sean efectivos.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
69-b	Atlántico	Tebsa 3 214.5/110 kV / Termoflores - Oasis II 110 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en Flores IV y baja generación en Flores 1.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte y/o minimizar la demanda no atendida por actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación los esquemas suplementarios implementados en Oasis 110 kV y Centro 110 kV, los cuales mitigan la sobrecarga que se presenta en el circuito Termoflores - Oasis II 110 kV. El valor del corte es muy dependiente del balance de generación entre Tebsa y Flores	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
69-c	Atlántico	Termoflores - Oasis I 110 kV / Termoflores - Oasis II 110 kV (Este corte tiene un valor distinto al Termoflores - Oasis II 110 kV / Termoflores - Oasis I 110 kV por diferencias en capacidades de los dos circuitos. Ambos deben cubrirse y validarse, ya que pueden existir casos en los que uno sea más restricto que el otro)	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Flores.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación los esquemas suplementarios implementados en Silencio 34.5 kV, Oasis 110 kV y Centro 110 kV.	
70-a	Atlántico	Termoflores - Oasis I 110 kV / Las Flores 1 y 2 110/34.5 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en Flores 1.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Limitar generación de Flores 1 o programar generación en Flores IV, Tebsa o Termobarranquilla para controlar el corte.	Se recomienda al OR analizar y proponer medidas operativas que mitiguen el impacto de esta restricción.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
70-b	Atlántico	Termoflores - Oasis I 110 kV / Las Flores - Riomar 1 y 2 34.5 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en Flores 1.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Limitar generación de Flores 1 o programar generación en Flores IV, Tebsa o Termobarranquilla para controlar el corte.	Se recomienda al OR analizar y proponer medidas operativas que mitiguen el impacto de esta restricción.

71	Atlántico	Oasis - Silencio 110 kV / Oasis - Centro 110 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Flores.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	La restricción es controlada con el esquema suplementario instalado en Centro 110 kV por sobrecarga en la línea Oasis - Centro 110 kV, el cual no desatiende demanda. En escenarios de máxima generación en Flores y baja generación en Tebsa + Barranquilla, se podría evidenciar sobrecarga en la línea Oasis - El Río 110 kV después de que el esquema desconecte la línea Centro - Silencio 110 kV. En caso de que esto ocurra, es necesario realizar adecuados balances de generación para mitigar la condición operativa. Mantener en operación el esquema suplementario implementado.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
72	Atlántico	Termoflores - Las Flores 110 kV / Oasis - Silencio 110 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en Flores.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación el esquema asociado a los transformadores de Silencio 110/34.5 kV y a la línea Oasis - Silencio 110 kV.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
73	Atlántico	Oasis - El Río 110 kV / Oasis - Silencio 110 kV	Demanda máxima. Alta generación en Flores.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018. Proyecto El Río 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Realizar adecuados balances de generación entre Tebsa, Termobarranquilla, Flores 1 y Flores IV para controlar el corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. Mantener en operación el esquema asociado a la línea Oasis - Silencio 110 kV.	

74	Atlántico	Sabana 9 220/110 kV / Sabana 1 220/110 kV	Demanda máxima y media.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas, ya que permiten operar acoplada la subestación Malambo 110 kV. Año 2018.	No existe generación para cubrir la restricción. La subestación Malambo 110 kV debe seguir operando con los interruptores 7010 y 7040 abiertos, ya que es la mejor condición para la subárea Atlántico (cerrarlo implica el empeoramiento de la restricción en los transformadores de Tebsa 220/110 kV y las líneas que salen de Tebsa 110 kV). El OR Electricaribe se encuentra realizando acciones para implementar un esquema suplementario que deslastra la carga de Sabanalarga 13.8 kV y Salamina 110 kV en dos etapas de actuación. Este esquema tal y como	Implementación por parte de Electricaribe del esquema suplementario propuesto, en el cual se desconectará la carga de SABANA_7 y SALAMEC1 en dos etapas de actuación. Para la demanda máxima pronosticada para el año 2017 se observa que este esquema ya no es efectivo deslastrando la totalidad de la demanda de Sabana 13.8 kV y Salamina 110 kV. Acorde a esto, se recomienda al OR validar el esquema periódicamente para ajustarlo de acuerdo a los crecimientos de demanda, de manera que siga siendo efectivo.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
					está planteado por Electricaribe es efectivo y logra mitigar el impacto de la restricción para la demanda actual y pronosticada para marzo de 2017, por lo que se recomienda la rápida implementación del mismo.	
75-a	Atlántico	Termoflores - Las Flores 110 kV / Silencio - Riomar 2 34.5 kV + Silencio - Riomar 1 34.5 kV	Demanda máxima y media.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018.	Mantener operativo el ESPS que actualmente se encuentra implementado en los transformadores de Silencio 110/34.5 kV y el cual desconecta las líneas Silencio - Riomar 1 + 2 34.5 kV.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
75-b	Atlántico	Termoflores - Las Flores 110 kV / Silencio 1 110/34.5 kV + Silencio 2 110/34.5 kV	Demanda máxima y media.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018.	Mantener operativo el ESPS que actualmente se encuentra implementado en los transformadores de Silencio 110/34.5 kV y el cual desconecta las líneas Silencio - Riomar 1 + 2 34.5 kV.	
76-a	Atlántico	Tebsa - Unión 110 kV / El Río - Unión 34.5 kV + El Río Magdalena 34.5 kV	Demanda máxima y media.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación.	Se recomienda al OR analizar las posibilidades de implementación de medidas que mitiguen el impacto de la restricción hasta la entrada de la expansión estructural.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
76-b	Atlántico	Tebsa - Unión 110 kV / El Río 110/34.5 kV	Demanda máxima y media.	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación.	Se recomienda al OR analizar las posibilidades de implementación de medidas que mitiguen el impacto de la restricción hasta la entrada de la expansión estructural.
77	Atlántico	El Río 110/34.5 kV / Tebsa - Unión 110 kV	Demanda máxima y media	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. Año 2018.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación.	Se recomienda al OR analizar las posibilidades de implementación de medidas que mitiguen el impacto de la restricción hasta la entrada de la expansión estructural.
78	Atlántico	Flores - Nueva Barranquilla 1 220 kV / Flores - Nueva Barranquilla 2 220 kV	Demanda mínima. Alta generación en la subárea Atlántico. Con el crecimiento de la demanda, la restricción tiende a desaparecer.	Proyecto Caracolí STN y mejora interconectividad Caracolí 220 kV. Año 2017.	Limitar la generación de la subárea Atlántico para control del corte.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
79-a	Atlántico	Tebsa - Sabanalarga 3 220 kV / Tebsa - Sabanalarga 1 220 kV + Tebsa - Sabanalarga 2 220 kV	Demanda mínima. Alta generación en la subárea Atlántico. Con el crecimiento de la demanda, la restricción tiende a desaparecer. P01-P05 y P24	Proyecto Caracolí STN y mejora interconectividad Caracolí 220 kV. Año 2017.	Limitar la generación de la subárea Atlántico para control del corte.	
79-b	Atlántico	Tebsa - Sabanalarga 3 220 kV / Tebsa - Sabanalarga 1 220 kV + Tebsa - Sabanalarga 2 220 kV	Demanda mínima. Alta generación en la subárea Atlántico. Con el crecimiento de la demanda, la restricción tiende a desaparecer. P06-P23	Proyecto Caracolí STN y mejora interconectividad Caracolí 220 kV. Año 2017.	Limitar la generación de la subárea Atlántico para control del corte.	
80	Atlántico	Alcance de los niveles de corto circuito a los valores de diseño en la subestación Tebsa 110 kV	Todas las unidades de la subárea en línea.	Proyecto de conexión de la planta Termobarranquilla en 220 kV a través del transformador de Tebsa 220/110 kV de 180 MVA e instalar un nuevo transformador Tebsa 220/110 kV de 100 MVA. Año 2018.	Limitar las unidades en línea en la subárea Atlántico	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
81	Atlántico	Alcance de los niveles de corto circuito a los valores de diseño en la subestación Termoflores 110 kV	Todas las unidades de la subárea en línea.	Cambio de equipos que limitan el nivel de corto circuito de la subestación Termoflores 110 kV y modernización del esquema de protecciones. Año 2017.	Operar subestación Termoflores 110 kV desacoplada. Limitar las unidades en línea en la subárea Atlántico.	Adelantar todas las acciones necesarias para ejecutar en el menor tiempo posible el cambio de equipos que limitan el nivel de corto circuito de la subestación Termoflores 110 kV y modernización del esquema de protecciones.
82-a	Bolívar	Bosque 4 220/66 kV / Cartagena - Bocagrande 66 kV	Demanda máxima, media y mínima.	Proyecto Segundo transformador 220/66 kV en la S/E El Bosque. Abril de 2017.	Mantener operativo el esquema relacionado con la sobrecarga del circuito Cartagena - Bocagrande 66 kV.	Analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos del corredor Ternera - Bosque - Bocagrande - Cartagena 66 kV. Definir proyecto de expansión estructural en el largo plazo.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
82-b	Bolívar	Proeléctrica - Membrillal 66 kV / Cartagena - Bocagrande 66 kV	Demanda media. Una unidad de Proeléctrica en servicio.	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.	Limitar generación en Proeléctrica para controlar la congestión que se presenta. Mantener operativo el esquema suplementario asociado a la sobrecarga de la línea Cartagena - Bocagrande 66 kV.	Analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos del corredor Ternera - Bosque - Bocagrande - Cartagena 66 kV. Definir proyecto de expansión estructural en el largo plazo.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
82-c	Bolívar	Bosque - Bocagrande 66 kV / Cartagena - Bocagrande 66 kV	Demanda media.	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.	Mantener operativo el esquema relacionado con la sobrecarga del circuito Cartagena - Bocagrande 66 kV.	Analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos del corredor Ternera - Bosque - Bocagrande - Cartagena 66 kV. Definir proyecto de expansión estructural en el largo plazo.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
82-d	Bolívar	Ternera - Bosque 66 kV / Cartagena - Bocagrande 66 kV	Demanda media. Una unidad de Proeléctrica en servicio.	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.	Limitar generación en Proeléctrica para controlar la congestión que se presenta. Mantener operativo el esquema suplementario asociado a la sobrecarga de la línea Cartagena - Bocagrande 66 kV	Analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos del corredor Ternera - Bosque - Bocagrande - Cartagena 66 kV. Definir proyecto de expansión estructural en el largo plazo.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
83	Bolívar	Bosque 4 220/66 kV / Ternera - Bosque 66 kV	Demanda máxima, media y mínima.	Proyecto Segundo transformador 220/66 kV en la S/E El Bosque. Abril de 2017.	Mantener operativo el esquema relacionado con la sobrecarga de la línea Ternera - Bosque 66 kV. En muchos de los escenarios de operación se requiere la actuación de las tres etapas del esquema, es decir, deslastre del 100 % de la carga de Bosque, apertura de Bosque - Bocagrande 66 kV y deslastre del 15 % de la carga de Chambacú.	Analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos del corredor Ternera - Bosque - Bocagrande - Cartagena 66 kV. Definir proyecto de expansión estructural en el largo plazo.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
84-a	Bolívar	Bosque - Chambacú 1 66 kV / Bosque - Chambacú 2 66 kV Bosque - Chambacú 2 66 kV / Bosque - Chambacú 1 66 kV	Demanda media.	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.	Mantener operativo el esquema relacionado con la sobrecarga del corredor Bosque - Chambacú 66 kV.	Definir proyecto de expansión estructural en el largo plazo.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
84-b	Bolívar	Agotamiento del esquema suplementario de Chambacú 66 kV.	Demanda media. La condición se observa con demandas en Chambacú superiores a 72 MW	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación.	Actualizar alcance del ESPS actual o implementación de medidas complementarias de mitigación por parte del OR, tales como incremento de capacidad de transporte del circuito, traslados de carga, ajuste a esquemas suplementarios, entre otras.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
85	Bolívar	Cartagena - Bocagrande 66 kV / Bosque - Bocagrande 66 kV	Demanda media	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.	Mantener operativo el esquema relacionado con la sobrecarga del circuito Bosque - Bocagrande 66 kV.	Analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos del corredor Ternera - Bosque - Bocagrande - Cartagena 66 kV. Definir proyecto de expansión estructural en el largo plazo.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
86	Bolívar	Cartagena - Zaragocilla 66 / Cartagena - Bocagrande 66 kV	Demanda máxima y media. Con generación máxima en las unidades de Proeléctrica, Cartagena y Candelaria.	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.	Limitar generación en Proeléctrica para controlar la congestión que se presenta. Mantener operativo el esquema suplementario asociado a la sobrecarga de la línea Cartagena - Bocagrande 66 kV. Se recomienda analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos del corredor Ternera - Bosque - Bocagrande - Cartagena 66 kV.	Analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos del corredor Ternera - Bosque - Bocagrande - Cartagena 66 kV. Definir proyecto de expansión estructural en el largo plazo.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
87	Bolívar	Bolívar - Bosque 220 / Cartagena - Bocagrande 66 kV	Demanda media. Sin generación en las unidades de Proeléctrica, Cartagena y Candelaria.	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.	Mantener operativo el esquema relacionado con la sobrecarga del circuito Cartagena - Bocagrande 66 kV. Se recomienda analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos del corredor Ternera - Bosque - Bocagrande - Cartagena 66 kV.	Analizar la posibilidad de incrementar la capacidad nominal de los circuitos del corredor Ternera - Bosque - Bocagrande - Cartagena 66 kV. Definir proyecto de expansión estructural en el largo plazo.
88-a	Bolívar	Alta carga en el transformador del Bosque 220/66 kV en condición normal de operación (alrededor del 95%).	Demanda media y máxima	Proyecto Segundo transformador 220/66 kV en la S/E El Bosque. Abril de 2017.	Programar generación de seguridad en Proeléctrica.	Revisar y analizar la posibilidad de conexión de un transformador en Candelaria 110 kV para trasladar carga de la red de 66 kV a dicho transformador.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
88-b	Bolívar	Ternera 220/66 kV / Bosque 4 220/66 kV	Demanda media y máxima	Proyecto Segundo transformador 220/66 kV en la S/E El Bosque. Abril de 2017.	Programar generación de seguridad en Proeléctrica.	Implementación de esquema suplementario propuesto por Electricaribe para mitigar la sobrecarga que se presenta en caso de una contingencia en la transformación de Ternera 220/66 kV.
89	Bolívar	Alta congestión en las líneas de importación de Bolívar 220 kV	Demanda media y máxima	Segundo circuito Bolívar - Cartagena 2 220 kV. Diciembre de 2017.	Programar generación de seguridad en Bolívar.	Gestionar la entrada oportuna de Bolívar - Cartagena 2 220 kV para mitigar congestión de importación.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
90	Bolívar	Alta congestión del circuito Ternera - Villa Estrella 66 kV en condiciones normales de operación.	Demanda máxima. Con el aumento de la capacidad de transporte del circuito se mitiga la congestión en los periodos de demanda media, pero se mantiene en los periodos de demanda máxima con valores de alta carga alrededor del 95%	Proyecto Bolívar 220/66 kV y obras asociadas en el STR. Año 2018.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación.	Implementación de medidas de mitigación, por parte del OR, tales como traslados de carga, esquemas suplementarios, entre otras.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
91	Bolívar	Alta congestión del circuito Bocagrande - Cartagena 1 66 kV en condiciones normales de operación.	Demanda media. Dos unidades de Proeléctrica en servicio o con las unidades de Cartagena y Candelaria Full.	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas Diciembre 2018. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea, pero aún no ha sido definida.	Limitar generación.	Aumentar la capacidad nominal de los circuitos del corredor Ternera - Bosque - Bocagrande - Cartagena 66 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
92-a	Córdoba - Sucre	Alta carga en condición normal del circuito Chinú - Boston 1 110 kV (alrededor del 100%)	Alta importación al área Caribe y operación cerrada de la subestación Toluviejo 110 kV.	Normalización bahías del segundo circuito Chinú - Boston 110 kV. Año 2017.	En los casos en que se presenta cargabilidad por encima del 100% en estado normal de operación, se recomienda la apertura de los interruptores 7010 y 7030 de la subestación Toluviejo 110 kV. Esta medida puede generar bajas tensiones en El Carmen 66 kV y Zambrano 66 kV, por lo que es importante la entrada oportuna del proyecto de compensación en el Carmen 66 kV.	Es necesario que el agente realice las acciones necesarias para dar celeridad a la puesta en operación del segundo circuito Chinú - Boston 110 kV

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
92-b	Córdoba - Sucre	Ternera - Toluviejo 110 kV / Chinú - Boston 110 kV	Demanda máxima y media.	Normalización bahías del segundo circuito Chinú - Boston 110 kV. Año 2017.	Esta restricción no puede ser cubierta mediante generación de seguridad, por lo que es necesario mantener operativo el esquema asociado a la sobrecarga del circuito Chinú - Boston 110 kV.	Es necesario que el agente realice las acciones necesarias para dar celeridad a la puesta en operación del segundo circuito Chinú - Boston 110 kV.

92-c	Córdoba - Sucre	Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú - Boston 110 kV	Demanda máxima y media.	Normalización bahías del segundo circuito Chinú - Boston 110 kV. Año 2017. Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)	Esta restricción no puede ser cubierta mediante generación de seguridad, por lo que es necesario mantener operativos los esquemas suplementarios asociados a la sobrecarga del circuito Chinú - Boston 110 kV y Boston - Sierraflor 110 kV. No obstante, se evidencia que la desconexión de carga que se realiza no es suficiente y es necesario que sea complementado con desconexiones de carga adicionales. Actualmente se tiene riesgo de colapso de toda la carga de Boston, Sierra Flor, Toluviejo, Coveñas y El Carmen 110 kV en algunos periodos, ya que el	Se evidencia que las desconexiones de carga no son suficientes y es necesario que el operador de red complemente, con desconexiones adicionales, los esquemas suplementarios, además que verifique la coordinación de los tiempos de actuación. Es necesario que el agente realice las acciones necesarias para dar celeridad a la puesta en operación del segundo circuito Chinú - Boston 110 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
					esquema no es suficiente.	
92-d	Córdoba - Sucre	Coveñas - Toluviejo 110 kV / Chinú - Boston 110 kV	Demanda máxima.	Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)	Esta restricción no puede ser cubierta mediante generación de seguridad, por lo que es necesario mantener operativos los esquemas suplementarios asociados a la sobrecarga del circuito Chinú - Boston 110 kV.	Es necesario que el agente realice las acciones necesarias para dar celeridad a la puesta en operación del segundo circuito Chinú - Boston 110 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
93	Córdoba - Sucre	Chinú 3 500/110 kV / Chinú 2 500/110 kV + Chinú 1 500/110 kV	Demanda máxima y media.	Nueva Montería 110kV. Noviembre de 2017. Proyecto corredor Chinú – Montería – Urabá 220 kV. Año 2018 Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020 (Pendiente convocatoria)	Es necesario programar generación en Urrá para que en conjunto con el esquema suplementario asociado a la sobrecarga de los transformadores de Chinú 500/110 kV, se mantenga la seguridad de la subárea Córdoba - Sucre.	Se recomienda al OR revisar el esquema y la necesidad de reajustarlo, ya que el valor de deslastre actual está muy ajustado y se observan cargabilidades muy cercanas a la capacidad de emergencia.
94	Córdoba - Sucre	Chinú - Coveñas 110 kV / Boston - Sierra Flor 110 kV	Demanda máxima.	Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)	Esta restricción no puede ser cubierta mediante generación de seguridad, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario asociado a la sobrecarga del circuito Boston - Sierraflor 110 kV.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
95	Córdoba - Sucre	Chinú - Coveñas 110 kV / Sierraflor - Toluviejo 110 kV	Demanda máxima.	Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)	El circuito queda alrededor del 110% (límite de emergencia: 113%). Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación.	Es necesario que el Operador de Red implemente medidas operativas tales como, incrementos en la capacidad de transporte, traslados de carga, esquemas suplementarios, entre otras, que permitan mitigar el riesgo de desatención de demanda dada por la sobrecarga que se presenta.

96-a	Córdoba - Sucre	Chinú - Boston 110 kV / Chinú - Coveñas 110 kV N-1 Chinú - Boston 110 kV también genera bajas tensiones en El Carmen y Zambrano 66 kV	Demanda máxima y media.	Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)	Esta restricción no puede ser cubierta mediante generación de seguridad, por lo que es necesario mantener operativos los esquemas suplementarios asociados a la sobrecarga del circuito Chinú - Coveñas 110 kV y a la baja tensión que se evidencia en la barra de Boston 110 kV. No obstante, se evidencia que las desconexiones de carga no son suficientes (aún se evidencian bajas tensiones en la red de Bolívar) y es necesario que sea complementado con desconexiones de carga adicionales. Actualmente se tiene riesgo de colapso de toda la carga alimentada	Se evidencia que las desconexiones de carga no son suficientes (aún se evidencian bajas tensiones en la red de Bolívar) y es necesario que el operador de red complemente, con desconexiones adicionales, dichos esquemas, además que verifique la coordinación de los tiempos de actuación.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
					por El Carmen 110 kV, ya que el esquema no es suficiente. Operar abierta la subestación Toluviejo 110 kV (7010 y 7030 abiertos) podría conducir a que la condición sea más crítica	

96-b	Córdoba - Sucre	Boston - Sierraflor 110 kV / Chinú - Coveñas 110 kV N-1 Boston - Sierraflor 110 kV también genera bajas tensiones en El Carmen y Zambrano 66 kV	Demanda máxima y media.	Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)	Esta restricción no puede ser cubierta mediante generación de seguridad, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario asociado a la sobrecarga del circuito Chinú - Coveñas 110 kV. No obstante, se evidencia que las desconexiones de carga no son suficientes (aún se evidencian bajas tensiones en la red de Bolívar) y es necesario que sea complementado con desconexiones de carga adicionales. Actualmente se tiene riesgo de colapso de toda la carga alimentada por El Carmen 110 kV, ya que el esquema no es suficiente. Operar abierta	Se evidencia que las desconexiones de carga no son suficientes (aún se evidencian bajas tensiones en la red de Bolívar) y es necesario que el operador de red complemente, con desconexiones adicionales, dichos esquemas, además que verifique la coordinación de los tiempos de actuación.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
					la subestación Toluviejo 110 kV (7010 y 7030 abiertos) podría conducir a que la condición sea más crítica	
96-c	Córdoba - Sucre	Sierraflor - Toluviejo 110 kV / Chinú - Coveñas 110 kV	Demanda máxima.	Repotenciación de circuitos por parte del OR. Año 2017. Proyecto Toluviejo 220/110 kV y obras asociadas. Año 2020. (Pendiente convocatoria)	Esta restricción no puede ser cubierta mediante generación de seguridad, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario asociado a la sobrecarga del circuito Chinú - Coveñas 110 kV.	Es necesario que el agente realice las acciones necesarias para dar celeridad al aumento de capacidad del circuito Chinú - Coveñas 110 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
97	Córdoba - Sucre	Cerromatoso 500/230 kV / Chinú - Montería 110 kV	Demanda máxima y media y baja generación en Urrá	Nueva Montería 110kV. Noviembre de 2017. Proyecto corredor Chinú – Montería – Urabá 220 kV. Año 2018	Programar generación en Urrá para control del corte. En los casos en que no sea posible, permitir la actuación de los esquemas suplementarios implementados. No obstante, se evidencia que la desconexión de carga que se realiza no es suficiente y es necesario que sea complementado con desconexiones de carga adicionales. Actualmente se tiene riesgo de colapso de toda la carga de Montería, Rio Sinú y Tierra Alta 110 kV en algunos periodos, ya que el esquema no es suficiente.	Se evidencia que las desconexiones de carga no son suficientes y es necesario que el operador de red complemente, con desconexiones adicionales, los esquemas suplementarios, además que verifique la coordinación de los tiempos de actuación.

98-a	Córdoba - Sucre	Urrá - Tierra Alta 110 kV / Chinú - Montería 110 kV N-1 Urrá - Tierra Alta 110 kV también genera bajas tensiones en Tierra Alta, Rio Sinú y Montería 110 kV	Demanda máxima y media.	Nueva Montería 110kV. Noviembre de 2017. Proyecto corredor Chinú – Montería – Urabá 220 kV. Año 2018	Esta restricción no puede ser cubierta mediante generación de seguridad, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario asociado a la sobrecarga del circuito Chinú - Montería 110 kV. No obstante, se evidencia que la desconexión de carga que se realiza no es suficiente y es necesario que sea complementado con desconexiones de carga adicionales. Actualmente se tiene riesgo de colapso de toda la carga de Montería, Rio Sinú y Tierra Alta 110 kV en algunos periodos, ya que el esquema no es suficiente.	Se evidencia que las desconexiones de carga no son suficientes y es necesario que el operador de red complemente, con desconexiones adicionales, los esquemas suplementarios, además que verifique la coordinación de los tiempos de actuación.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
98-b	Córdoba - Sucre	Tierra Alta - Río Sinú 110 kV / Chinú - Montería 110 kV N-1 Tierra Alta - Río Sinú 110 kV también genera bajas tensiones en Rio Sinú y Montería 110 kV N-1 Tierra Alta - Río Sinú 110 kV también genera altas tensiones en Tierra Alta 110 kV	Demanda máxima y media.	Nueva Montería 110kV. Noviembre de 2017. Proyecto corredor Chinú – Montería – Urabá 220 kV. Año 2018	Esta restricción no puede ser cubierta mediante generación de seguridad, por lo que es necesario mantener operativo el esquema suplementario asociado a la sobrecarga del circuito Chinú - Montería 110 kV. Cuando se tienen tensiones en Urrá 110 kV por encima de 116 kV, se observan tensiones por encima de 1.1 p.u. ante la contingencia de Tierra Alta - Río Sinú 110 kV.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
99	Córdoba - Sucre	Cerromatoso 500/230 kV / Unidades Urrá	Demanda máxima y media.	Nueva Montería 110kV. Noviembre de 2017. Proyecto corredor Chinú – Montería – Urabá 220 kV. Año 2018	Es necesario mantener operativos los esquemas por oscilación de potencia y por pérdida de estabilidad. Adicionalmente es necesario mantener operativo el esquema suplementario que controla la sobrecarga del circuito Chinú - Montería 110 kV. No obstante, se evidencia que la desconexión de carga que se realiza no es suficiente y es necesario que sea complementado con desconexiones de carga adicionales.	Se evidencia que las desconexiones de carga no son suficientes y es necesario que el operador de red complemente, con desconexiones adicionales, los esquemas suplementarios, además que verifique la coordinación de los tiempos de actuación.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
100	Córdoba - Sucre	Chinú - Montería 110 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV N-1 Chinú - Montería 110 kV también genera bajas tensiones en Rio Sinú y Montería 110 kV	Demanda máxima y media.	Proyecto corredor Chinú – Montería – Urabá 220 kV, Noviembre de 2017 y Nueva Montería 110kV, Noviembre de 2017.	Esta restricción no puede ser cubierta mediante generación de seguridad, por lo que es necesario mantener operativos los esquemas asociados a la sobrecarga de Tierra Alta - Río Sinú 110 kV y Río Sinú - Montería 110 kV.	

101	Córdoba - Sucre	Sobrecarga en estado normal de operación del transformador Urrá 230/110 kV por limitación de capacidad al 80%	Demanda máxima, media y mínima.	Normalización de la capacidad del transformador Urrá 230/110 kV. Año 2017. Proyecto corredor Chinú – Montería – Urabá 220 kV, Noviembre de 2017 y Nueva Montería 110kV, Noviembre de 2017.	Se recomienda la apertura del circuito Rio Sinú - Montería en Montería 110 kV. Cuando se tienen tensiones en Urrá 110 kV por encima de 116 kV, se observan tensiones por encima de 1.1 p.u. ante la contingencia de Tierra Alta - Río Sinú 110 kV. Cabe resaltar que esta medida se puede agotar por el crecimiento de la demanda, lo que implicaría la desatención de demanda para evitar sobrecargas en estado normal de operación. Es importante que el agente solucione el inconveniente en el menor tiempo posible y se pueda operar el transformador al 100% de su capacidad.	Normalizar la capacidad nominal del transformador Urrá 230/110 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
102	Córdoba - Sucre	Cerromatoso 3 500/230 kV/Tierra Alta - Urra 1 110 kV y baja tensiones en Apartado 110 kV, Caucheras 110 kV, Chorodó 110 kV, Urabá 110 kV (operando cerrado el circuito Apartadó - Caucheras 110 kV)	Demanda mínima, media y máxima.	No hay proyecto definido. Se recomiendan refuerzos para eliminar la restricción y poder operar cerrado el circuito Apartadó - Caucheras 110 kV.	Se recomienda operar abierto en Caucheras a Apartadó 110 kV. La operación abierta de esta línea baja la confiabilidad de la red.	Se recomienda definir una expansión estructural para poder operar normalmente cerrada la línea Apartadó - Caucheras 110 kV.
103	Cerromatoso	Cerromatoso 4 500/110 kV / Cerromatoso 1 500/110 kV + Cerromatoso 2 500/110 kV	Demanda máxima, media y mínima y baja generación en Gecelca	No hay proyecto definido. Se recomiendan refuerzos en la conexión al STN.	Programar generación en Gecelca para control del corte	Definir proyecto de expansión estructural
104	GCM	Altas tensiones en Copey 500 kV y/o en Copey 220 kV por contingencia del transformador de Bolívar 500/220 kV	Demanda máxima, media y mínima.	Proyecto subestación La Loma 500/110 kV y obras asociadas, convocatoria UPME STR 13-2015. Año 2018.	En caso de ser necesario, se recomienda conectar el reactor de línea Copey a Ocaña 500 kV lo que puede limitar la importación del área Caribe.	Analizar un esquema de sobretensión que, con la apertura del transformador de Bolívar 500/220 kV y sobretensión en la subestación Copey 500 kV o 220 kV, desconecte la línea Copey - Bolívar 500 kV.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
105	GCM	Bajas tensiones en la subárea GCM por contingencia de la línea Ocaña - Copey 500 kV	Demanda máxima y demanda media.	Circuito Copey - Cuestecitas 500 kV. Año 2019. Nuevo punto de conexión en San Juan 220/110 kV, tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV, nueva subestación Guatapurí 110 kV abriendo la línea Valledupar - San Juan 110 kV. Año 2020 (Pendiente convocatoria) . Repotenciación enlace Valledupar - Guatapurí 110 kV. Año 2020.	Programar generación en Guajira para control de tensiones.	Revisar la necesidad de instalar un esquema suplementario de desconexión de carga (sistémico).

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
106	GCM	Sobrecarga Valledupar 3 220/34.5/13.8 kV en condiciones normales de operación	Demanda máxima y media	Nuevo punto de conexión en San Juan 220/110 kV, tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV, nueva subestación Guatapurí 110 kV abriendo la línea Valledupar - San Juan 110 kV. Año 2020 (Pendiente convocatoria) . Repotenciación enlace Valledupar - Guatapurí 110 kV. Año 2020.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación.	Gestionar con el agente la implementación de las medidas de mitigación propuestas para reducir la alta carga de los transformadores de Valledupar 220/34.5 kV. Agilizar la reposición de uno de los transformadores de Valledupar 220/34.5/13.8 kV 60/30/30 MVA por uno 220/34.5/13.8 kV 120/60/60 MVA

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
107	GCM	Valledupar 1 220/34.5/13.8 kV / Valledupar 2 220/34.5/13.8 kV	Demanda máxima, media y mínima.	Nuevo punto de conexión en San Juan 220/110 kV, tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV, nueva subestación Guatapurí 110 kV abriendo la línea Valledupar - San Juan 110 kV. Año 2020 (Pendiente convocatoria). Repotenciación enlace Valledupar - Guatapurí 110 kV. Año 2020. Reposición de uno de los transformadores de Valledupar 220/34.5/13.8 kV 60/30/30 MVA por uno 220/34.5/13.8 kV 120/60/60 MVA. Año 2017.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación.	Gestionar con el agente la implementación de las medidas de mitigación propuestas para reducir la alta carga de los transformadores de Valledupar 220/34.5 kV. Agilizar la reposición de uno de los transformadores de Valledupar 220/34.5/13.8 kV 60/30/30 MVA por uno 220/34.5/13.8 kV 120/60/60 MVA

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
108	GCM	Fundación 6 220/110 kV / Fundación 1 220/110 kV	Demanda máxima y media. Baja generación de Guajira.	Proyecto Río Córdoba 220/110 kV. Septiembre de 2017.	Controlar el corte programando generación en Guajira. Mantener habilitado el esquema para las condiciones en que no se tenga dicha generación.	
109-a	GCM	Santa Marta - Gaira 110 kV / Fundación - Río Córdoba 110 kV	Demanda máxima y media.	Proyecto Río Córdoba 220/110 kV. Septiembre de 2017.	Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación, por lo que es necesario mantener habilitados los esquemas asociados a la sobrecarga de Fundación - Río Córdoba 110 kV y a la baja tensión de Ciénaga 115 kV.	

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
109-b	GCM	Fundación - Río Córdoba 110 kV / Santa Marta - Gaira 110 kV	Demanda máxima y media con una carga mínima en Puerto Nuevo de 13 MW	Proyecto Río Córdoba 220/110 kV. Septiembre de 2017.	Controlar la carga que debe ser atendida (incrementos industriales de carga). Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación.	Controlar la carga que debe ser atendida. En caso de que se materialice la condición y esta sea permanente, es necesario el análisis de medidas operativas, tales como traslados de carga, esquemas suplementarios, entre otras, que mitiguen dicha condición.
110	GCM	Copey - Valledupar 2 220 kV / Copey - Valledupar 1 220 kV	Demanda máxima.	Proyecto Río Córdoba 220/110 kV. Septiembre de 2017.	En caso de ser necesario, controlar el corte programando generación en Guajira.	Es necesario que el agente verifique la posibilidad de incrementar la capacidad de emergencia del circuito Copey - Valledupar 1 220 kV, ya que se encuentra en el 0 %.

Número	Área / Subárea	Restricción	Escenario	Obra de Expansión	Recomendación operativa	Acciones de corto plazo recomendadas
111	GCM	Copey - Valledupar 2 220 kV / Valledupar 9 110/34.5/13.8 kV	Demanda máxima y demanda media	Proyecto subestación La Loma 500/110 kV y obras asociadas, convocatoria UPME STR 13-2015. 2018. reposición de uno de los transformadores de Valledupar 220/34.5/13.8 kV 60/30/30 MVA por uno 220/34.5/13.8 kV 120/60/60 MVA. Año 2017	Controlar la carga que debe ser atendida (incrementos industriales de carga). Esta restricción no puede ser cubierta con balances de generación.	Gestionar con el agente la implementación de las medidas de mitigación propuestas para reducir la alta carga de los transformadores de Valledupar 220/34.5 kV. Agilizar la reposición de uno de los transformadores de Valledupar 220/34.5/13.8 kV 60/30/30 MVA por uno 220/34.5/13.8 kV 120/60/60 MVA
112	GCM	Sobretensiones en la subárea por eventos de carga	Demanda mínima, media y máxima.	Proyecto subestación La Loma 500/110 kV y obras asociadas, convocatoria UPME STR 13-2015. 2018.	Se recomiendan los ajustes, para tener un mejor control de tensión en la subárea. Estos ajustes ya fueron revisados y acordados con los agentes implicados.	Se recomiendan los ajustes, para tener un mejor control de tensión en la subárea

Transporte

Liquidación y administración de cuentas por uso de las redes del SIN

Los valores liquidados por concepto de servicios asociados correspondientes al LAC, antes de cualquier descuento, son pagados por los Transmisores Nacionales - TN - y Operadores de Red - OR - en proporción a sus respectivos ingresos, de acuerdo con lo establecido con la Resolución CREG 174 de 2013. En la tabla 1 se muestra el valor facturado por este concepto durante el año 2016.

Tabla 1. Valor facturado por Servicio LAC (no incluye IVA)

	Transmisores Nacionales	Operadores de Red	Total
Total	10,836,937,569	2,033,058,766	12,869,996,335

Cargos por uso

Cargos por uso del STN

En la tabla 2 se presenta el total facturado a los agentes generadores y comercializadores por concepto de la liquidación de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional-STN en 2015 y 2016.

Tabla 2. Liquidación de los Cargos por uso del STN

Agentes	Cargos	2015	2016
Comercializador/Generador	Pago Bruto (1)	$ 1,517,040,389,131	$ 1,809,428,132,948
	Compensación (2)	$ 572,314,182	$ 872,188,881
	Neto (3)	$ 1,516,468,074,949	$ 1,808,555,944,067

(1) Pago Bruto: Es el valor liquidado a los agentes comercializadores y generadores por concepto de cargos por Uso del STN.
(2) Compensación: Es el valor a descontar al Ingreso Regulado de los Transmisores Nacionales en caso de que los activos que éstos representan no haya cumplido con los índices de calidad exigidos en la resolución CREG 011 de 2009. Por tanto, las compensaciones son un valor menor a pagar por parte de los comercializadores.
(3) Neto: Es el valor facturado a los agentes comercializadores y generadores por concepto de cargos por Uso del STN, e igualmente es el valor a recibir por parte de los agentes Transmisores Nacionales.

Por el concepto de cargos por uso del STN se facturó durante el año 2016 un valor neto total de $1,808,555,944,067, valor que incluye la contribución FAER, la contribución PRONE y la contribución FOES.

Liquidación de los cargos por uso del STR

En la tabla 3 se presenta el valor total bruto y neto liquidado a los agentes comercializadores por concepto de la liquidación de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional STR en 2015 y 2016.

Tabla 3. Liquidación de los Cargos por uso del STR			
		Comercializadores STR Norte ($)	Comercializadores STR Centro Sur ($)
2015	Liquidación Bruta	255'997'102'228	834'226'785'969
	Compensaciones	1'637'772'009	5'093'270'013
	Liquidación Neta	254'359'330'219	829'133'515'956
2016	Liquidación Bruta	264'748'261'451	878'481'203'405
	Compensaciones	4'233'568'369	7'926'269'140
	Liquidación Neta	260'717'831'362	870'657'975'773

Liquidación de los cargos por uso del Sistema de Distribución Local – SDL

En la tabla 4 se presenta el total de los Ingresos Reconocidos e ingresos ADD, para las áreas de distribución Oriente, Occidente, Sur y Centro para los niveles de tensión 1, 2 y 3 durante el año 2016.

Tabla 4. Ingresos ADD e Ingresos Reconocidos		
	Ingreso ADD	Ingreso Reconocido
ADD Oriente	1,606,498,468,751	1,596,995,784,396
ADD Occidente	722,716,453,242	718,836,494,144
ADD Sur	253,103,563,934	252,652,861,144
ADD Centro	1,686,198,181,978	1,680,650,691,065
Total	4,268,516,667,905	4,249,135,830,749

Durante el año 2016, ninguna área de distribución estuvo en etapa de transición, por lo tanto en cada una de ellas, se está calculando actualmente un cargo unificado para cada nivel de tensión.

Durante los meses de febrero y agosto de 2016, de acuerdo con el plazo regulado, se publicaron los índices de relación de ingresos y la distribución de ingresos establecidos mediante la Resolución CREG 133 de 2013.

Gestión Expansión STN-STR

A continuación se presenta un diagnóstico de los análisis realizados en los diferentes informes de planeamiento operativo, identificando las necesidades de expansión y las obras analizadas y recomendadas:

Tabla 5. Gestión Expansión STN-STR

Área/Subárea	Problemática Identificada	Recomendación
Caribe STN	Riesgo de no contar con el mínimo número de unidades equivalentes para el control de tensiones del área	En el segundo informe trimestral de restricciones de 2016 se analizó y se recomendó compensación capacitiva de en Bolívar 220 kV de 40MVAr, Caracolí 220 kV de 40MVAr y Barranquilla 220 kV de 40 MVAr
Atlántico	Limitación a la generación máxima de las plantas Termoflores I y Termoflores IV por congestiones en el STR de Atlántico.	En el segundo informe trimestral de restricciones de 2016 se analizó y se recomendó modificar la convocatoria UPME STR14-2015 para reconfigurar el circuito Flores - Centro 110 kV entrando a Oasis 110 kV a partir del año 2019, liberando de esta forma la restricción
Antioquia	Operación radial desde Urabá 110 kV y desde Occidente 110 kV. Baja confiabilidad de las cargas atendidas de forma radial porque se opera el circuito Caucheras - Apartadó 110 kV abierto.	En el tercer informe trimestral de restricciones de 2016 se analizó y se recomendaron las siguientes obras: Segundo transformador Urabá 150 MVA 220/110 kV Segundo circuito Urabá - Apartadó 110 kV Segundo circuito Occidente - San Jerónimo 110 kV Compensación capacitiva 2x7.5 Mvar en Antioquia 110 kV
Córdoba - Sucre	Bajas tensiones en la barra Mompox 110 kV en periodos de demanda máxima a partir del año 2019	En el primer informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo de 2016 se recomendó la incorporación de compensación capacitiva en Mompox 110 kV
Norte de Santander	Se observa congestión en el circuito Ínsula - San Mateo 115 kV ante la contingencia del transformador Cúcuta 230/115 kV a partir del año 2021	En el primer informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo de 2016 se recomendó la incorporación de obras adicionales a las ya definidas para reducir el impacto de esta limitación
Antioquia	Se observa congestión en el circuito Barbosa - Girardota 110 kV en red completa sin contingencias	En el primer informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo de 2016 se recomendó la reconfiguración de los circuitos Bello - Riogrande 110 kV y Girardota - Zamora 110 kV en los circuitos Bello - Zamora 110 kV y Girardota - Riogrande 2 110 kV

Bogotá	Se observa congestión del corredor en 115 kV entre las subestaciones Tunal 115 kV y Nueva Esperanza 115 kV	En el segundo informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo de 2016 se recomendó la reconfiguración de un circuito Tunal - Reforma 230 kV y el circuito Guavio - Nueva Esperanza 230 kV en Nueva Esperanza - Tunal 230 kV + Guavio - Reforma 230 kV o Nueva Esperanza - Reforma 230 kV + Guavio - Tunal 230 kV. Estas opciones acercan eléctricamente a la subestación Tunal 230 kV a las fuentes de potencia del SIN, disminuyendo la congestión identificada
CQR	Se observa congestión en el corredor a 115 kV Rosa - Dosquebradas - Pavas - Cartago 115 kV a partir del año 2030	En el segundo informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo de 2016 se recomendó revisar la red objetivo de Suroccidental teniendo en cuenta la situación operativa después del año 2025
Bogotá	Se observa alta carga en el transformador Guaca 230/115 kV a partir del año 2026	En el segundo informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo de 2016 se recomendó el refuerzo de esta transformación
Arauca	Atención radial de la demanda desde el STN	Se trabajó conjuntamente con UPME el análisis de la situación. Se recomendó: Nueva subestación Alcaraván 230 kV interconectada mediante un enlace 230 kV entre San Antonio - Alcaraván 230 kV Extensión de la barra Caño Limón (Caño Limón 2) - La Paz Enlace en 230 kV entre Alcaraván y Banadía 230 kV Enlace en 230 kV entre Banadía y Caño Limón 2 Esta propuesta fue analizada y recomendada por UPME en el plan de expansión 2016-2030

Valores históricos liquidados y facturados por el LAC

En la tabla 6 se presenta el total de los valores liquidados y facturados por el Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC desde 1995 hasta 2016.

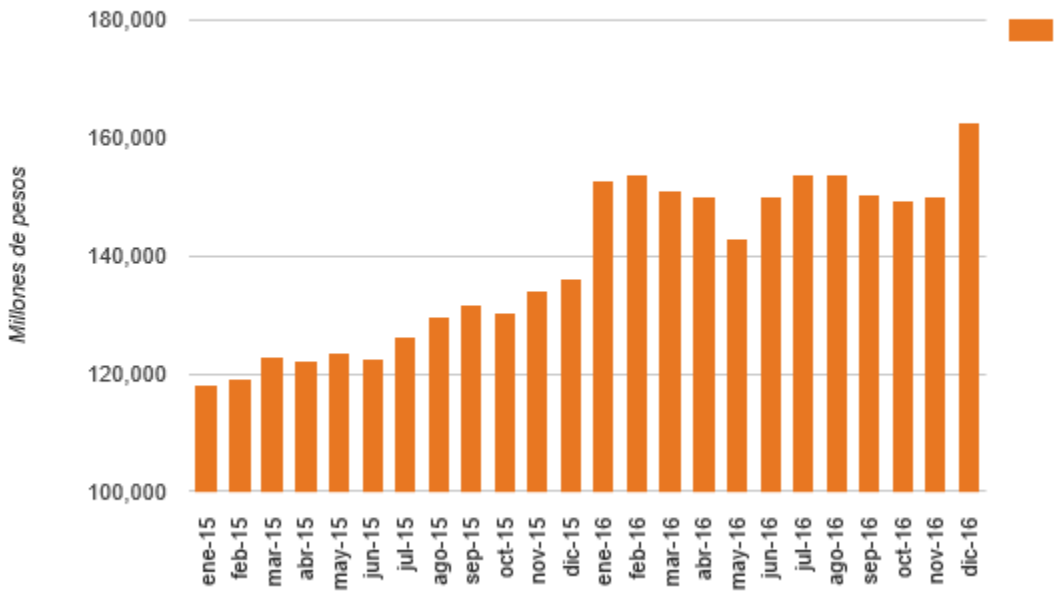
Tabla 6. Valores Históricos liquidados y facturados por el LAC

Año	Cargos por Uso STN Facturado ($ Dic 2015)	Cargos por Uso STR Facturado($ Dic 2015)	Cargos por Uso STR Liquidado($ Dic 2015)	Áreas de Distribuicón (ADD) Liquidado($ Dic 2015)
1995	166,829,562,697			
1996	238,454,044,668			
1997	341,459,400,081			
1998	427,191,254,616			
1999	515,307,167,388			
2000	618,262,079,960			
2001	696,438,810,007			
2002	739,219,754,224			
2003	840,106,266,321	247,449,698,223		
2004	894,434,508,683	749,245,765,459		
2005	924,765,815,084	834,352,615,501		
2006	961,296,469,743	827,823,844,310		
2007	997,165,946,176	836,242,274,441		
2008	1,204,964,099,019	797,438,178,979	78,167,518,049	581,463,528,412
2009	1,251,763,008,242		907,363,959,335	1,202,205,227,466
2010	1,261,674,971,800		929,780,488,326	1,550,838,384,373
2011	1,313,610,273,852		995,339,505,767	1,906,930,320,408
2012	1,329,064,287,708		1,013,789,848,455	2,975,420,030,928
2013	1,347,806,993,321		1,013,780,380,184	3,478,631,636,564
2014	1,332,605,512,778		1,003,869,135,087	3,231,165,467,770
2015	1,516,468,074,949		1,083,492,846,175	3,563,861,517,165
2016	1,808,555,944,067		1,131,375,807,135	3,884,415,393,943
Total	20,726,444,245,384	4,292,552,375,913	8,156,959,488,513	22,374,931,507,029

Ingresos Netos de Transmisores Nacionales

La evolución de los ingresos netos de los transmisores nacionales por concepto del cargo por uso se muestra en el gráfico 1.

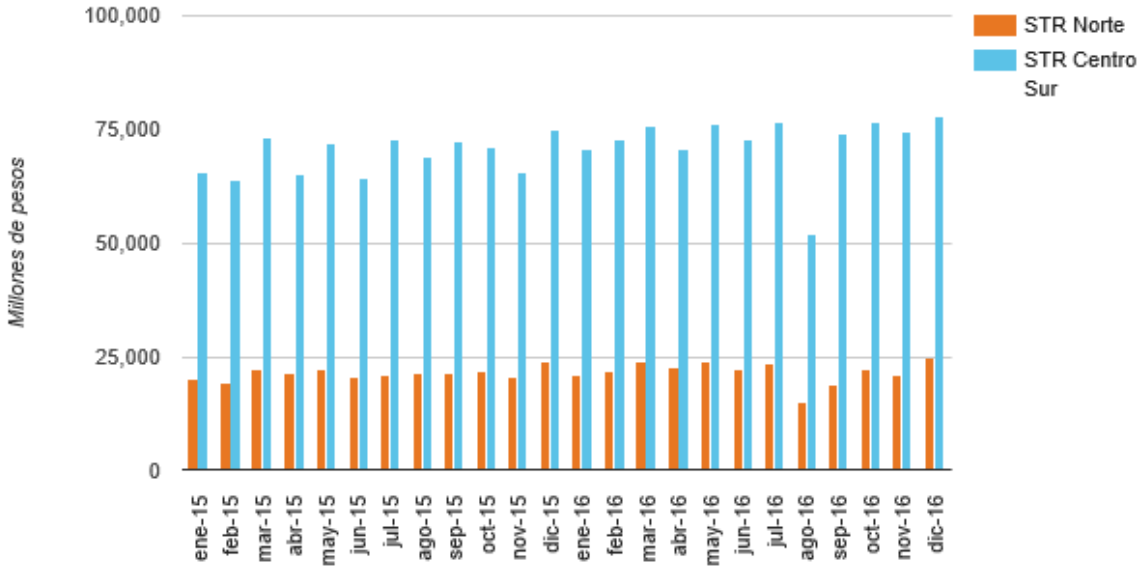
Gráfico 1 - Evolución de los ingresos netos de transmisores nacionales por cargos por uso STN (2015 y 2016)



Ingresos netos de operadores de red

El gráfico 2 muestra la evolución de los ingresos por concepto de cargos por uso de los STR, en el cual se ven reflejados los efectos de las disposiciones establecidas en las resoluciones CREG 097 y 133 de 2008. Los valores de la liquidación durante el año 2016 presentaron un valor neto de $1'131'375.80 millones, distribuidos en $ 260'717.83 millones para el STR Norte y $870'657.97 millones para el STR Centro Sur.

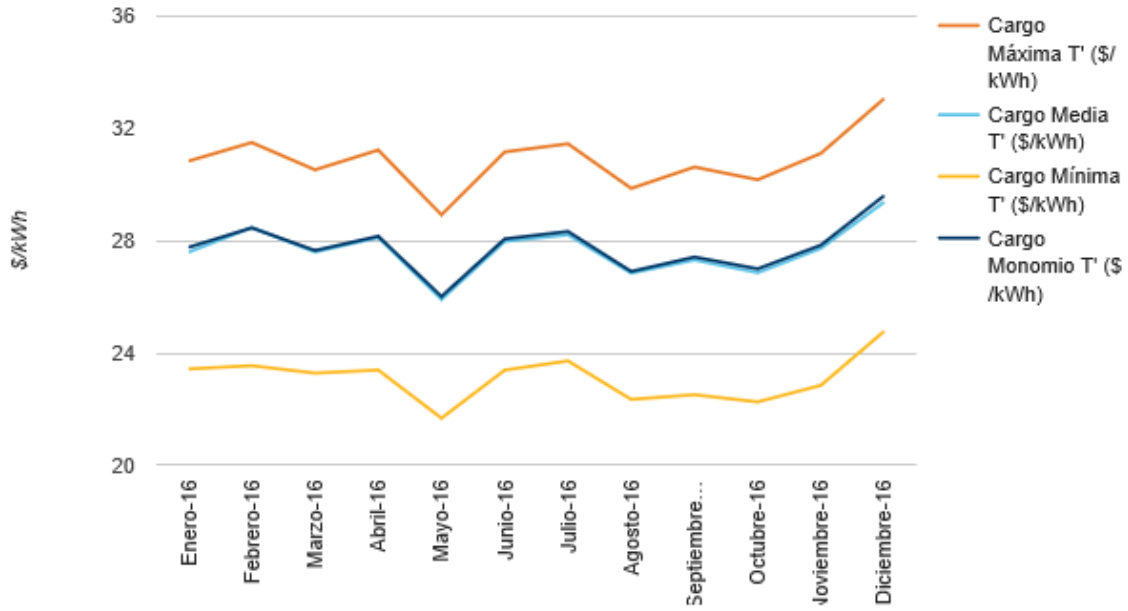
Gráfico 2 - Evolución de los ingresos de los operadores de red por cargo uso del STR – 2015 y 2016



Cargos por uso STN ($/kWh)

El gráfico 3 muestra la evolución de los cargos por uso del STN, en $/kWh para el Sistema de Transmisión Nacional, durante el año 2016.

Gráfico 3 - Evolución de los cargos por uso del STN



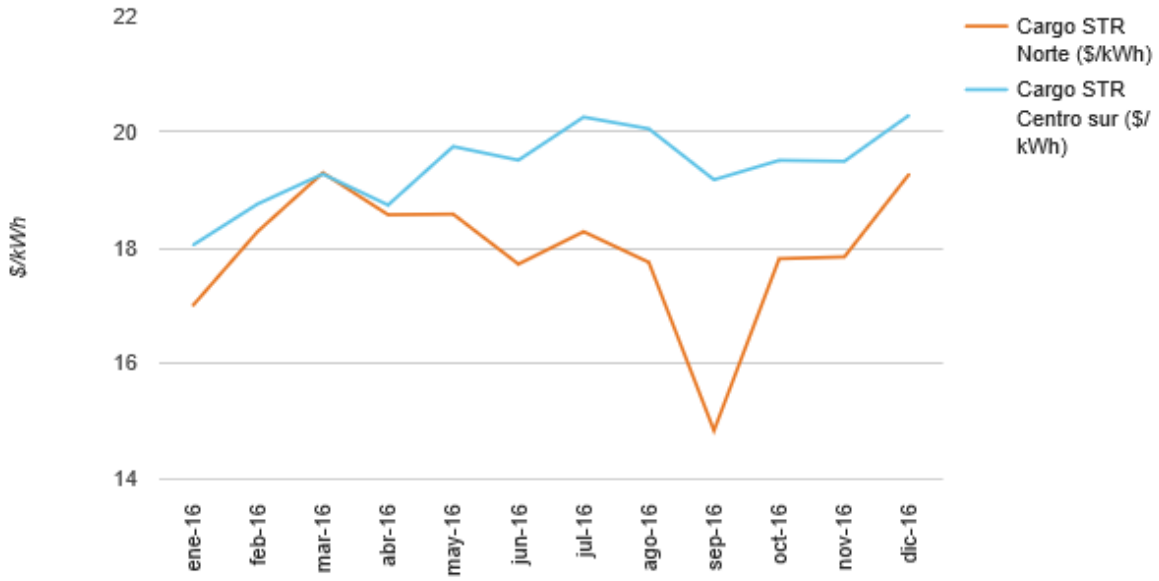
En el STN el cargo se ha mantenido constante, excepto para el mes de mayo en donde se presentó una disminución del cargo debido al efecto combinado de la disminución de los ingresos de los Transmisores Nacionales y el incremento de la demanda de este mes con respecto a abril.

Para el mes de diciembre se presenta un incremento en el cargo debido al incremento que presentaron los ingresos de los Transmisores Nacionales, pese al crecimiento que presentó la demanda de este mes con respecto a noviembre.

Cargos por Uso STR ($/kWh)

El gráfico 4 muestra la evolución de los cargos por uso del STR, en $/kWh para los dos sistemas de transmisión regional, durante el año 2016.

Gráfico 4 - Evolución de los cargos por uso del STR



A partir del mes de mayo y hasta el mes de noviembre de 2016, se observa que se presenta una disminución en el cargo del STR Norte, lo anterior debido al efecto combinado del incremento que ha tenido la demanda durante esos meses y el aumento significativo en las compensaciones mediante Actos Administrativos, especialmente para el mes de septiembre de 2016.

En el STR Centro Sur el cargo no ha presentado variaciones significativas de su tendencia entre los meses de mayo y noviembre de 2016.

Compensaciones en el STN y STR

En la tabla 7, se presenta el comportamiento de las compensaciones en el Sistema de Transmisión Nacional durante el año 2016.

Tabla 7 - Compensaciones en el STN	
Mes	**Compensaciones en el STN Millones ($)**
ene-16	34
feb-16	97
mar-16	80
abr-16	115
may-16	59
jun-16	85
jul-16	104
ago-16	113
sep-16	26
oct-16	49
nov-16	93
dic-16	16

En la tabla 8, se presenta el comportamiento de las compensaciones en el Sistema de Transmisión Regional durante el año 2016.

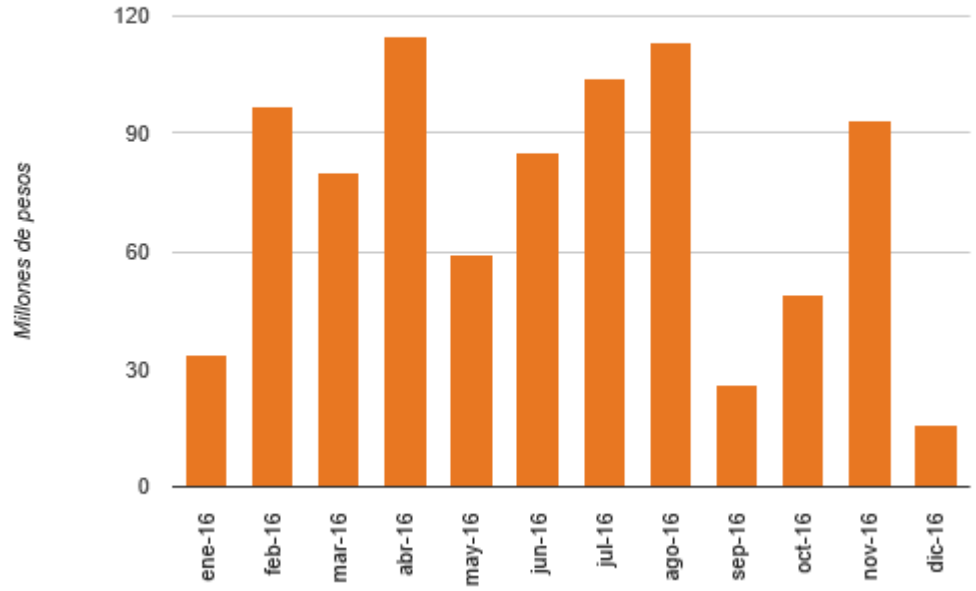
Tabla 8 - Compensaciones en el STR	
Mes	**Compensaciones en el STN Millones ($)**
ene-16	1'026
feb-16	373
mar-16	1'322
abr-16	423
may-16	369
jun-16	285
jul-16	229
ago-16	3'222
sep-16	1'614
oct-16	839
nov-16	489
Dic-16	242

Los valores mostrados en las tablas anteriores, son calculados según lo establecido en las resoluciones CREG 097 de 2008, 011 de 2009, 093 de 2012 y 094 de 2012.

Esta metodología considera los siguientes elementos para el cálculo de las compensaciones: Incumplimiento de Metas, Catástrofes Naturales o Actos de Terrorismo y Energía No Suministrada o por dejar No Operativos Otros Activos.

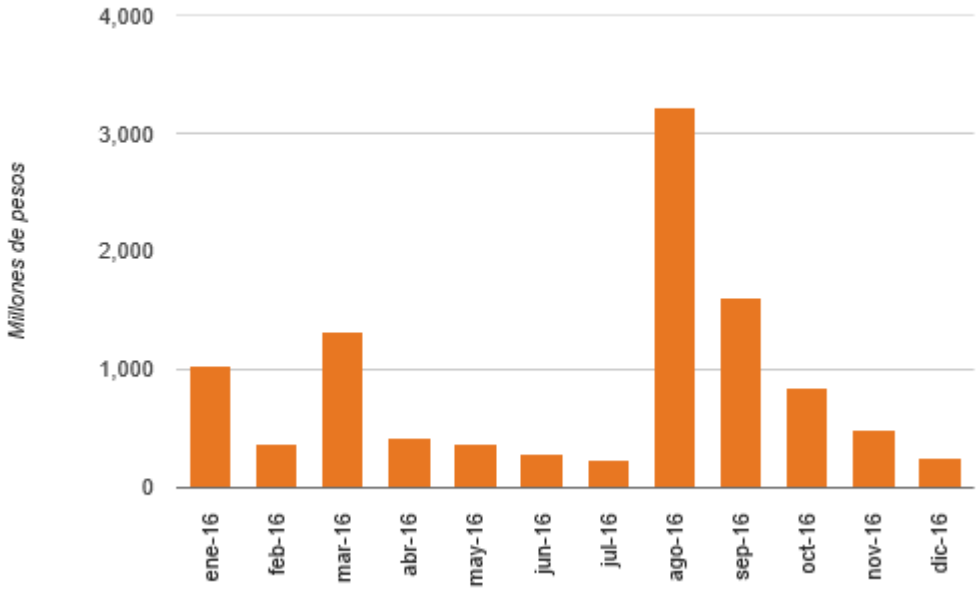
El gráfico 5 muestra la evolución de las compensaciones en el STN en millones ($), que fueron calculadas durante el año 2016.

Gráfico 5. Evolución de las compensaciones en el STN



El gráfico 6 muestra la evolución de las compensaciones en el STR en millones ($), que fueron calculadas durante el año 2016.

Gráfico 6. Evolución de las compensaciones en el STR



Áreas de distribución- ADD

Los gráficos 7, 8, 9 y 10 muestran la evolución de los ingresos reconocidos e ingresos ADD, para las Áreas de Distribución Oriente, Occidente, Sur y Centro para los niveles de tensión 1, 2 y 3.

Gráfico 7 - Evolución Ingreso Reconocido e Ingreso ADD 2016 - ADD Oriente

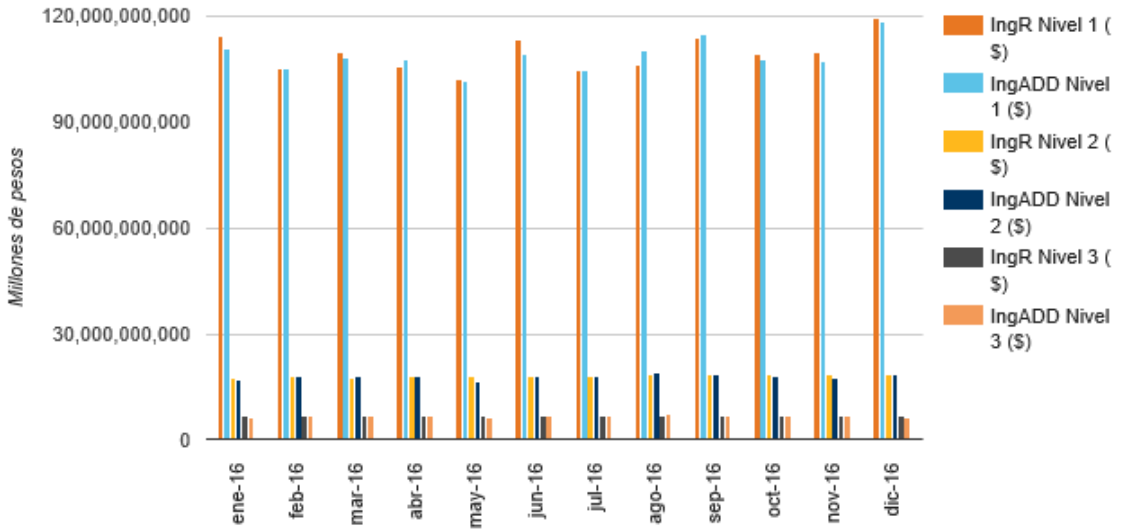


Gráfico 8 - Evolución Ingreso Reconocido e ingreso ADD 2016 - ADD Occidente

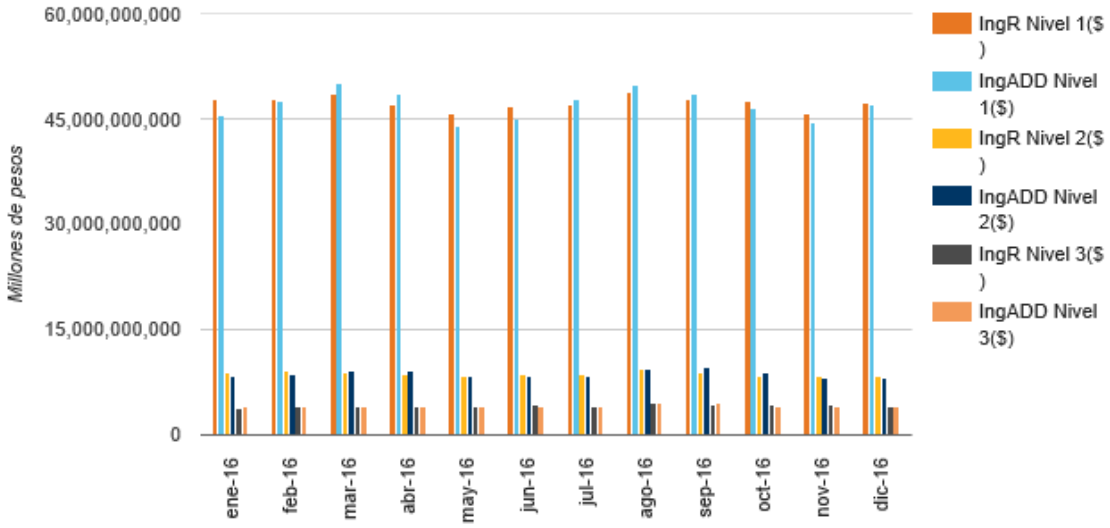


Gráfico 9 - Evolución Ingreso Reconocido e ingreso ADD 2016 - ADD Sur

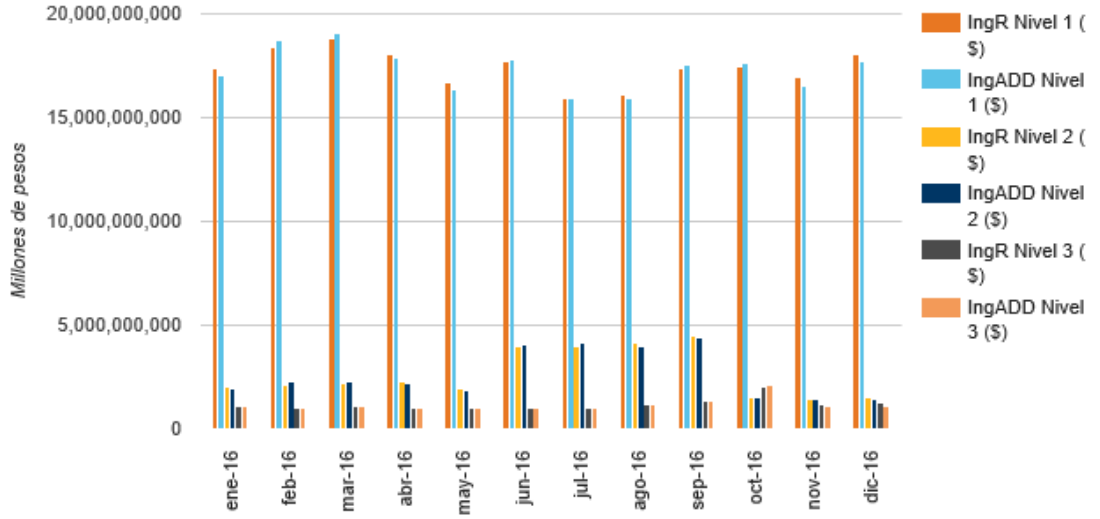
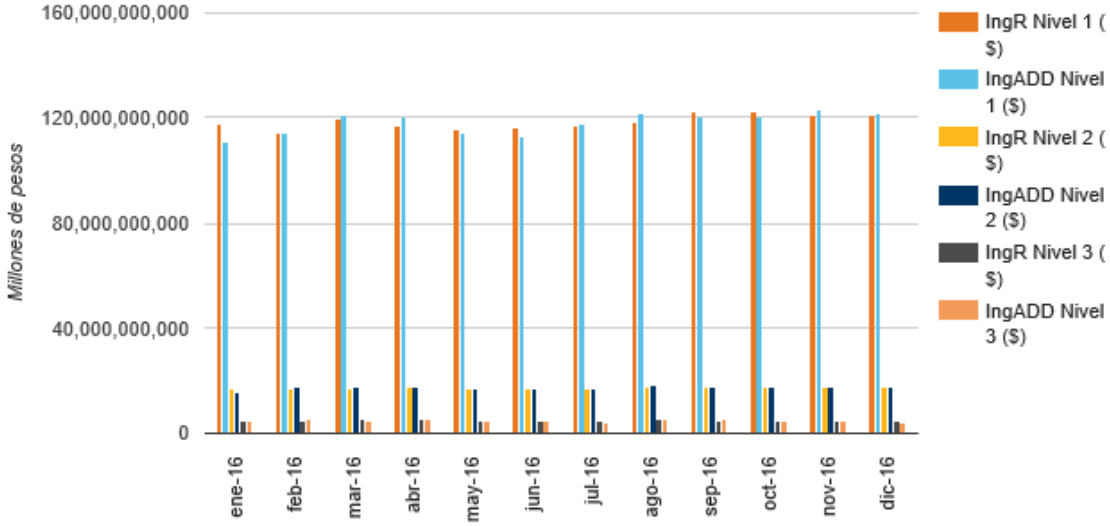


Gráfico 10 - Evolución Ingreso Reconocido e ingreso ADD 2016 - ADD Centro



Las Áreas de Distribución – ADD, están conformadas tal como se presenta en la tabla 8.

Tabla 8 - Áreas de Distribución	
ADD	**Operador de Red**
Oriente	CODENSA S.A. E.S.P.
	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.
	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.
	EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.
	EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL ARAUCA
Occidente	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
	COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP
	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.
	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.
	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
	EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P.
Sur	EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A.
	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. E.S.P.
	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A E.S.P
	EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.
	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
	EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P.
Centro	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.
	EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P.
	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
	RUITOQUE E.S.P.

Administración financiera del mercado

Gestión de Agentes

Al finalizar el año 2016 el Mercado de Energía cuenta con 140 empresas registradas, las cuales representan a 219 agentes en el Mercado (68 Generadores, 104, Comercializadores, 30 Operadores de Red, 2 Transmisores Regionales y 15 Transmisores Nacionales) frente a 201 agentes a cierre de 2015.

Durante el año 2016 se registraron 22 nuevos agentes ante el Mercado de Energía Mayorista, 8 generadores, 10 comercializadores, 2 transmisores regionales y 2 transmisores nacionales. Dentro de los nuevos generadores entraron en operación 4 plantas, representando una capacidad efectiva de 4.98 MW. Adicionalmente, 6 plantas se encuentran en pruebas o en cumplimiento de los requisitos previos a la declaración de operación comercial, las cuales representan 87.65 MW de capacidad efectiva.

Por otro lado, en el año 2016 fue absorbida una empresa que desempeñaba sus actividades como agente generador, operador de red y comercializador por otra empresa registrada en el mercado. Adicionalmente, dos agentes se retiraron voluntariamente del mercado, un generador y un comercializador.

Capacidad de Respaldo de las Operaciones en el Mercado (CROM)

La CROM es una medida importante para garantizar la estabilidad financiera del mercado de energía, lo cual se viene evidenciando desde su implementación. Un claro ejemplo de esto se evidenció en el pasado fenómeno de El Niño 2015-2016, donde se presentaron los precios de bolsa más altos de la historia del Mercado de Energía Mayorista pero sin materialización de los riesgos de contraparte ni sistémico, los cuales son el principal objetivo del cálculo de la CROM ya que éste garantiza que cada uno de los agentes se encuentre en capacidad de responder por los riesgos derivados de sus operaciones en el mercado. Adicionalmente, los resultados de la Capacidad de Respaldo del total de los agentes garantiza la cobertura de la demanda total del sistema.

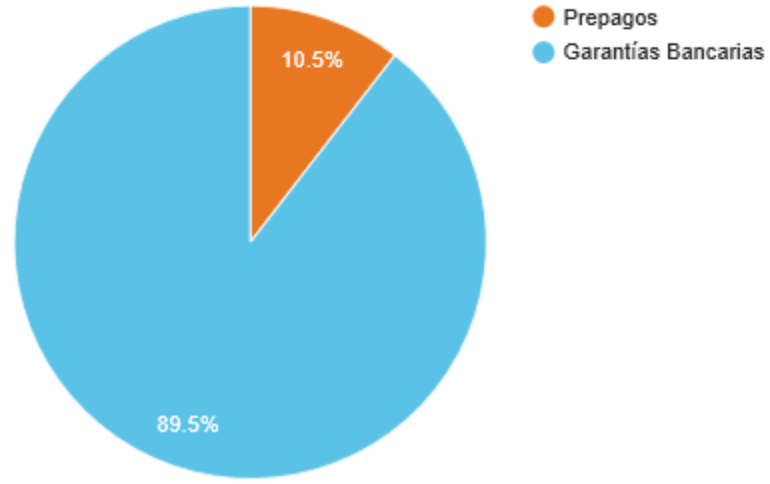
De otro lado, en el mes de mayo de 2016 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios emitió la resolución No. SSPD – 20161300013475, en la cual establece que los reportes de información financiera a través del Sistema Único de Información (SUI) se realizarán anualmente. Por tal razón y en concordancia con la resolución CREG 134 de 2013 para los efectos del cálculo de la Capacidad de Respaldo de las Operaciones en el Mercado (CROM), las empresas no debieron reportar la información de las inversiones en empresas en la actividad de comercialización de energía eléctrica en Colombia para el primer semestre del año 2016 como usualmente se realizaba, y solo presentará esta información para el corte anual (diciembre). Lo anterior se da por el efecto de la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) en las empresas colombianas.

Garantías Nacionales e Internacionales

Garantías para respaldar las transacciones en el mercado nacional

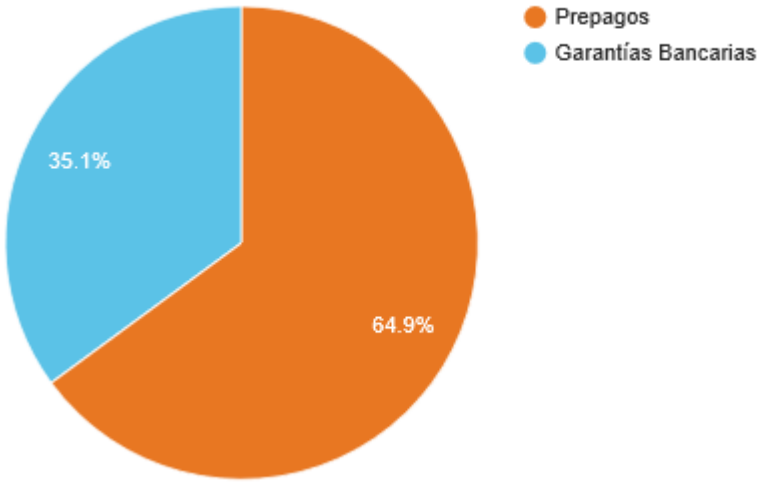
En virtud de la resolución CREG 158 de 2011, para el 2016 el 90% de las transacciones del mercado fueron respaldadas con garantías bancarias, otorgadas por 8 bancos nacionales por un valor de $5.6 billones, mientras que el 10% restante fue respaldado por dinero en efectivo (prepagos) por un monto de $656 mil millones, los cuales generaron rendimientos a una tasa de DTF – 0.2 en la cuenta custodia de cada agente.

Gráfica 1- Garantías Bancarias Vs Prepagos 2016 (Cifras en millones de pesos)



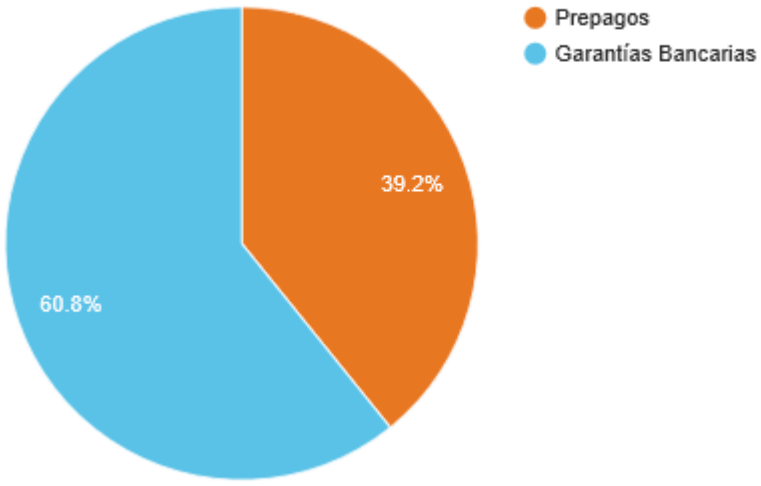
En comparación con el año anterior, se presentó un aumento en los valores cubiertos con garantías bancarías, lo anterior se debe especialmente a que una importante empresa del Mercado de Energía Mayorista empezó a usar las garantías bancarías como su instrumento de cobertura, adicionalmente también aumentó el número de empresas que usan este instrumento. A corte del 31 de diciembre de 2016, 74 empresas usan prepagos para garantizar las transacciones del mercado, mientras otras 40 empresas usan las garantías bancarías como su instrumento de cobertura.

Gráfica 2 - Número de empresas por tipo de instrumento de cobertura

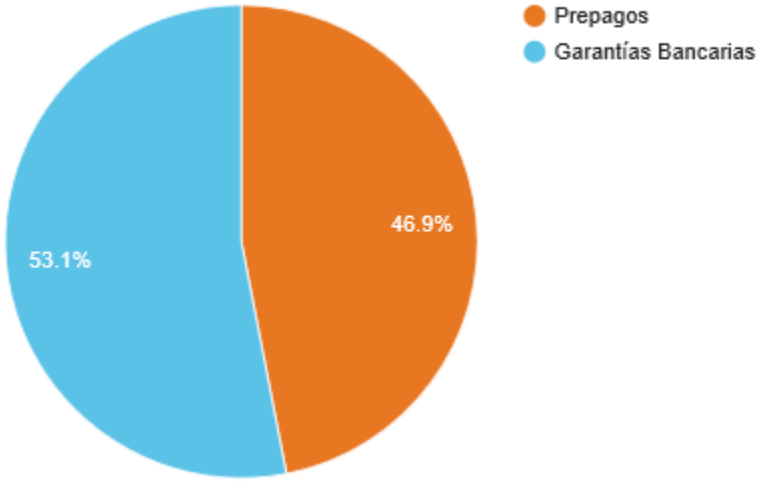


Adicionalmente, En cumplimiento de la resolución CREG 159 de 2011, modificada por la resolución CREG 240 de 2015, el 7 de julio de 2016 se realizó el primer cálculo de la proyección de los cargos por uso del STR y SDL del mes de agosto del mismo año. Mensualmente se le solicita a los comercializadores por los cargos por uso del STR valores cercanos a los $60 mil millones de pesos, mientras que por los cargos por uso del SDL se calculan garantías por $41 mil millones de pesos aproximadamente.

Gráfica 3 - Valores garantizado para los cargos por uso del STR



Gráfica 3 - Valores garantizado para los cargos por uso del SDL



Garantías de conexión

A 31 diciembre de 2016, se presentaron garantías correspondientes a la resolución CREG 106 de 2006 por un valor de $2,322 millones, para cubrir la reserva de capacidad de transporte de 25 plantas. Igualmente se presentaron garantías correspondientes a la resolución CREG 022 de 2001, modificada mediante resolución CREG 093 de 2007, por un valor de $1.02 billones, para cubrir el cumplimento de las obligaciones asociadas a 27 proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional. Adicionalmente, se presentaron garantías correspondientes a la resolución CREG 024 de 2013, por un valor de $160,579 millones, para cubrir las obligaciones asociadas a 24 proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Regional. Todas las garantías fueron otorgadas por bancos nacionales.

Tabla No.1. Garantías de Conexión (31 Dic 2016) Cifras en Millones COP	
Resolución	**Valor**
Res CREG 106	$ 2,322
Res CREG 093 Generadores	$ 272,370
Res CREG 093 ORs	$ 135,121
Res CREG 093 Transmisores	$ 618,221
Res CREG 024 TRs-ORs	$ 157,717
Res CREG 024 Generadores	$ 6,861

Garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad

En cumplimiento de la resolución CREG 061 de 2007, a diciembre 31 de 2016 se presentó un valor cubierto por USD459.98 millones en garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad, las cuales son respaldadas por 9 bancos nacionales y 1 banco internacional. Los tipos de garantías asociadas al cargo por confiabilidad cubren los eventos de ENFICC incremental, entrada en operación, combustible, mejoras al IHF y OPACGNI 2015-2016.

En la Tabla 2 se presentan los montos respectivos, asociados a cada uno de estos eventos, en millones de dólares.

Tabla No.2. Garantías de cargo por confiabilidad (31 Dic 2016) Cifras en Millones USD

Evento que respalda	Valor
ENFICC incremental	USD 153.04
Entrada en operación y ENFICC incremental	USD 27.91
Entrada en operación	USD 44.95
Disponibilidad de combustibles	USD 54.7
Entrada en operación y disponibilidad de combustibles	USD 130.84
Mejora IHF	USD 1.88
OPACGNI 2015-2016	USD 46.66

Durante el periodo del fenómeno de El Niño 2015-2016, cinco agentes del mercado representantes de plantas con ENFICC incremental presentaron un nivel del embalse inferior al Nivel ENFICC Probabilístico durante condiciones críticas, materializando el evento de incumplimiento establecido en el numeral 1 del artículo 21 de la resolución CREG 061 de 2007 para las vigencias 2014-2015 y 2015-2016. Frente a esta situación, dichos agentes decidieron acogerse a los artículos 1 y 2 de la resolución CREG 041 de 2016, modificada por la resolución CREG 054 de 2016.

Dado lo anterior y considerando que los agentes con incumplimiento decidieron acogerse a los artículos 1 y 2 de la mencionada resolución, las garantías bancarías del ENFICC incremental correspondientes al capítulo 6 de la resolución CREG 061 de 2007 no se ejecutaron y los agentes involucrados realizaron el pago directo al ASIC correspondiente al incumplimiento de ENFICC Incremental y procedieron a presentar la nueva garantía. Los pagos realizados al ASIC ascienden a un valor cercano a 33 mil millones de pesos.

Auditorías de plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad

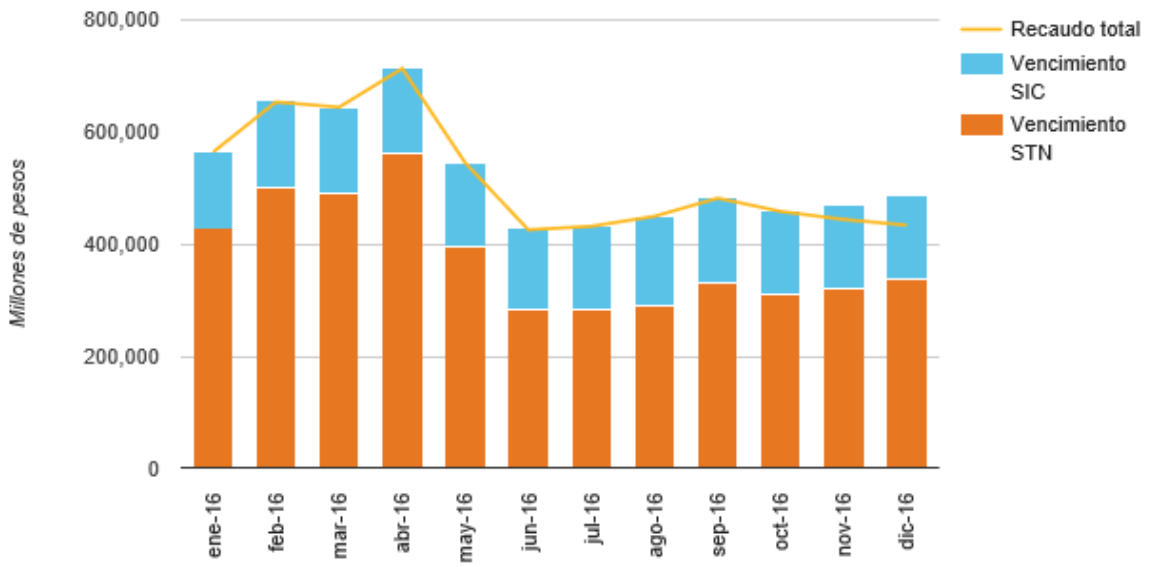
La planta de regasificación se puso en operación comercial el 13 de diciembre de 2016, cumpliendo así con su obligación de iniciar operación a más tardar el 13 de diciembre de 2016. Estamos pendientes de la presentación por parte del auditor del informe final.

Administración de cuentas ASIC y LAC

XM S.A. E.S.P., realizó durante el 2016 la administración de $4.5 billones por concepto de transacciones en la bolsa de energía, $1.8 billones correspondientes a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional – STN y $417.4 mil millones pertenecientes a los fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE.

En la Gráfica 2, se presenta el valor total mensual de los recursos administrados y recaudados por XM por concepto de las transacciones en bolsa (vencimiento SIC) y de los cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional - SIN (vencimiento LAC). El nivel de recaudo del SIC y del LAC se vio afectado por incumplimientos en las obligaciones de la empresa Electricaribe S.A. E.S.P, lo cual llevó a tener unos indicadores de recaudo del 94% y 87% para el SIC y del 95% y 92% para el LAC de los vencimientos de factura para los meses de noviembre y diciembre de 2016.

Gráfica 4 - Transacciones en Bolsa y STN y Recaudo Mensual (2016)



Transacciones en bolsa, SIN y recaudo mensual (Millones COP)					
Mes	Vencimiento SIC	Vencimiento STN	Recaudo SIC	Recaudo SIC	Recaudo total
ene-16	$426,283	$137,373	426,283	$137,373	$563,655
feb-16	$500,413	$154,075	500,413	$152,890	$653,304
mar-16	$490,300	$154,880	490,300	$153,610	$643,909
abr-16	$561,676	$152,502	561,676	$151,228	$712,904
may-16	$395,895	$150,055	395,856	$148,795	$544,651
jun-16	$283,859	$142,934	283,575	$141,669	$425,244
jul-16	$282,873	$149,981	282,873	$148,711	$431,585
ago-16	$287,752	$162,951	287,752	$161,641	$449,393
sep-16	$329,405	$153,572	329,405	$152,301	$481,706
oct-16	$309,121	$150,235	309,121	$148,983	$458,104
nov-16	$320,624	$149,428	302,170	$141,571	$443,741
dic-16	$339,205	$149,770	296,342	$137,175	$433,517
Total	$4,527,406	$1,807,756	$4,465,765	$1,775,948	$6,241,713

Por otro lado, en cumplimiento de la resolución CREG 004 de 2003, como parte de las Transacciones Internacionales de Electricidad –TIE- con Ecuador, XM S.A. E.S.P., administró durante el año 2016 la suma de USD 6.2 millones por concepto de pagos anticipados por exportaciones, y realizó prepagos por USD37 millones por concepto de garantías de importaciones.

Se efectuaron contratos tipo Delivery forward, para el cubrimiento del riesgo de tasa de cambio que se presenta en las transacciones en dólares realizadas con Ecuador. Estas coberturas presentan beneficios para el mercado, al garantizar el pago de las importaciones de energía a Ecuador, que son realizadas en dólares, con los pesos Colombianos que se recaudan de los agentes del mercado; mientras que en el caso de las exportaciones a Ecuador estas coberturas garantizan el pago en pesos a los agentes del mercado, de los montos que estos esperan recibir por sus ventas de energía eléctrica.

Recaudos de los fondos FAZNI, FAER, FOES y PRONE

Durante el 2016, XM S.A E.S.P., recaudó $417.4 mil millones por concepto de los fondos que son transferidos mensualmente al Ministerio de Hacienda y al Ministerio de Minas y Energía:

- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas - FAZNI
- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER
- Fondo de Energía Social - FOES
- Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE

En la Tabla 3 se presenta la evolución de los valores de dichos fondos para los años 2012 a 2016. Se observa que respecto al año 2015, se presentaron incrementos del 51.81% para FAZNI ($115.9 mil millones) y de 22.82% para FAER ($107.3 mil millones).

De acuerdo a la resolución CREG 231 de 2015, en febrero de 2016, se comenzó a recaudar el FOES para el negocio de STN, lo cual llevó a que este fondo tuviera un aumento significativo respecto al año anterior, obteniéndose un valor de $99.6 mil millones.

Así mismo destacamos la variación para el fondo PRONE de 78.78%, con respecto al año anterior ($94.5 mil millones).

Tabla No.3 - Valor total anual de contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE Cifras en millones de pesos

Contribución	2012	2013	2014	2015	2016	Variación % 2015-2016
FAZNI	$71,865	$67,685	$69,429	$76,385	$115,959	51.81%
FAER	$82,724	$77,465	$79,452	$87,402	$107,350	22.82%
FOES	$2,465	$284	$342	$186	$99,679	53462.22%
PRONE	$57,343	$53,037	$54,146	$52,861	$94,507	78.78%
TOTAL	214,397	198,472	203,369	216,834	417,495	92.54%

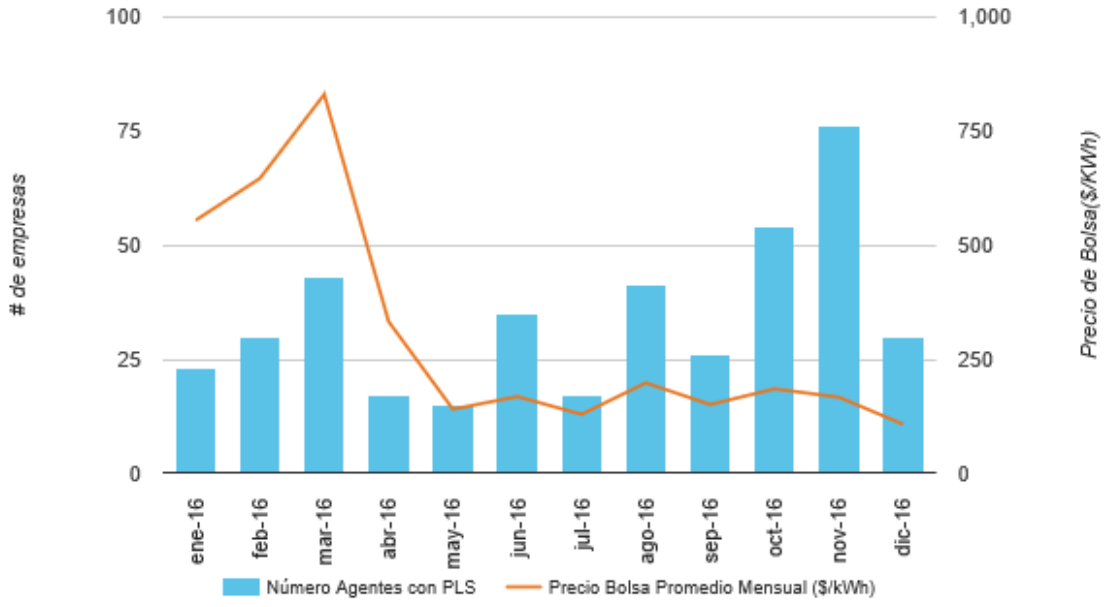
Gestión de cartera

A continuación se detallan los principales aspectos relacionados con la gestión de la cartera del mercado, en cumplimiento de la regulación emitida por la CREG.

Durante el año 2016, el ASIC inició 407 procedimientos de limitación de suministro en cumplimiento de la resolución 116 de 1998, de los cuales 11 procedimientos fueron por mandato y 396 procedimientos de oficio. De los 396 procedimientos de limitación de suministro por oficio, el ASIC inició 299 por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la regulación y 97 por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales. Es importante aclarar que ninguno de estos procedimientos llevó a corte en el suministro de energía eléctrica a usuarios finales.

En la Gráfica 5 se presenta, la cifra mensual de agentes a los cuales se les inició procedimiento de limitación de suministro en el año 2016, comparados con el Precio de Bolsa mensual.

Gráfica 3 – Número de empresas con PLS vs. Precio de bolsa nacional



En el año 2016, no se presentaron agentes retirados del MEM por concepto de la resolución CREG 146 de 2010, modificada por la resolución CREG 156 de 2011, que establece el retiro de los agentes que desarrollan la actividad de Comercialización por incumplimiento de sus obligaciones con el ASIC.

La información de procedimientos de limitación de suministro y retiro de agentes, puede ser consultada de manera mensual en el Informe de Gestión Financiera del Mercado publicado en la Página Web de XM en la siguiente ruta: **Informe de Gestión Financiera del Mercado**

De igual forma el reporte de limitación de suministro puede ser consultada en el archivo "Limitación de suministro Res CREG 116 de 1998 modificada por 039 de 2010 – Corte a usuarios" el cual se encuentra en la ruta: **Informes de Limitación de Suministro**

Acuerdos de pago

XM S.A. E.S.P, realizó un acompañamiento en temas logísticos correspondientes a las diferentes propuestas de acuerdos de pago realizadas por los agentes deudores del Mercado, apoyando la búsqueda de soluciones al pago de las diferentes deudas en el MEM.

Se ayudó a Termocandelaria en la gestión del acuerdo de pago con sus acreedores en junio de 2016, para el pago de la deuda de los meses de consumo de octubre y noviembre de 2015 por un valor de $176 mil millones. Para los acreedores que el valor adeudado sea menor a $600 millones, el pagó se realizó después de firmado este acuerdo. Para los acreedores restantes se propuso pagar la deuda en un plazo de 60 meses a una tasa del Indicador Bancario de Referencia (IBR) adicionado en 0.5%.

Se apoyó la gestión de dos acuerdos entre la empresa Electricaribe y sus acreedores, para el pago de la deuda correspondiente a los vencimientos de agosto y de septiembre de 2016 por un valor de $39.2 Mil Millones y de $107 Mil millones respectivamente, estos acuerdos fueron cancelados de manera oportuna el 8 y el 28 de septiembre de 2016, respectivamente.

Informe de deuda

Al cierre de diciembre de 2016 la deuda total del Mercado de Energía Mayorista alcanzó $142 Mil millones, de los cuales $114.7 mil millones corresponden a Transacciones en Bolsa, $27.1 mil millones a STN, $9.5 millones a STR, y servicios por $105.5 millones.

La Tabla 4 muestra la deuda vencida total con corte de intereses a 31 de diciembre de 2016.

Tabla No.4 – Deuda vencida a 31 de diciembre de 2016 (millones de pesos)						
EMPRESA DEUDORA	ESTADO	VALOR ADEUDADO				
		SERVICIOS	BOLSA	STN	STR	TOTAL
Caucasia	Liquidación		$ 36,797.28	$ 3,519.15		$ 40,316.43
Tolima	Liquidación		$ 12,597.18	$ 3,983.74	$ 9.50	$ 16,590.41
Sucre	Liquidación		$ 3,481.04	$ 1,052.09		$ 4,533.12
Bolívar	Liquidación		$ 85.38	$ 425.36		$ 510.74
CEC S.A. E.S.P.	Retirada Res CREG 156/2011	$ 105.50				$ 105.50
Electricaribe	Intervenida		$ 61,822.00	$ 18,130.00		$ 79,952.00
Total		$ 105.50	$ 114,782.87	$ 27,110.34	$ 9.50	$ 142,008.21

La deuda de empresas activas en el MEM, con corte a 31 de diciembre de 2016, se refiere a las obligaciones de Electricaribe por un valor total de $79.95 mil millones correspondiente a los vencimientos de noviembre y diciembre de 2016. Esta empresa fue intervenida por la Superintendencia de Servicios Públicos el 15 de noviembre de 2016, quien ordenó la toma de posesión, por medio de la resolución SSPD20161000062785, en la cual destaca dentro de su artículo 4 lo siguiente: “Ordenar la suspensión de pagos de todas las obligaciones causadas hasta el momento de la toma de posesión”. Por otra parte, se ha certificado la deuda de Electricaribe con todos los agentes del mercado y se han realizado las gestiones para avanzar en acuerdo de pagos con el agente especial.

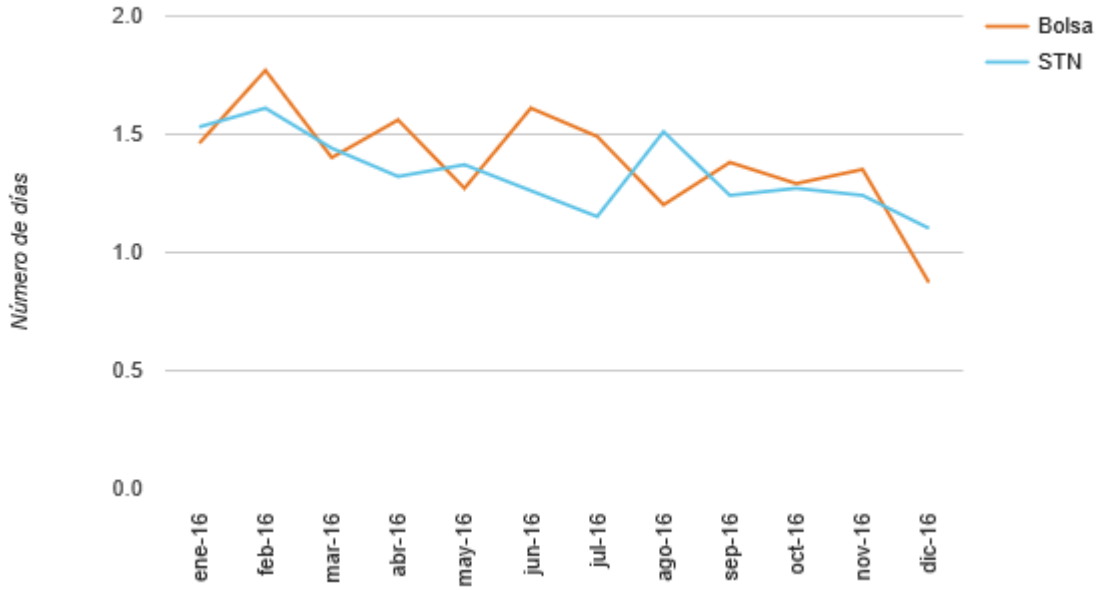
Por otro lado, la deuda vencida de las empresas retiradas del MEM, a diciembre 31 de 2016, por concepto de servicios de XM ascendía a $105.5 millones. Mientras que la deuda de las empresas en proceso de liquidación fue de $61.95 mil millones, la cual no ha presentado variaciones con respecto al 2015. De esta última deuda, el 65% del valor está a cargo de las Empresas Públicas de Caucasia S.A. E.S.P., el 27% a cargo de la Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P., y el 8% a cargo de las antiguas electrificadoras de la Costa Atlántica. Estas empresas se encuentran en procesos de liquidación y la información detallada se amplía en el Informe Mandatario que se publica cada trimestre por XM en su página web. Los montos de esta deuda se encuentran en discusión judicial.

Indicadores de gestión

Para atender la administración financiera del Mercado, la CREG estableció los siguientes indicadores de calidad, que evidencian la adecuada gestión financiera:

- CREG 024 de 1995 y resolución CREG 008 de 2003: tiempo de distribución o transferencia de los recursos con una meta de 3 días hábiles, meta que fue cumplida en 2016 con un tiempo de transferencia promedio de 1.36 días hábiles (Ver Gráfica 6).
- Resolución CREG 174 de 2013: oportunidad en la aprobación de las garantías dentro de los plazos definidos en la resolución CREG 019 de 2006, resolución CREG 061 de 2007, resolución CREG 093 de 2007 y resolución CREG 024 de 2013. Este indicador se mide trimestralmente y fue cumplido al 100%

Gráfica N° 6 – Días de Transferencias SIC-LAC (2016)



Implementación de Mejoras en la gestión financiera para los agentes

Dentro de los procesos de administración financiera se destacan las siguientes acciones para la prestación de un mejor servicio a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Mejoras al proceso de Cálculo de Garantías del Mercado

Se realizaron algunas mejoras en el proceso de cálculo de las garantías y en la publicación de vencimientos al portal de pagos, las anteriores buscaban aumentar la confiabilidad de dichos procesos a través de automatizaciones que redujeran el tiempo de ejecución y aumentaran la integridad de los resultados.

Adicionalmente, se realizaron mejoras al simulador de garantías publicado en la web (**Calculadora**) que les permite a los agentes realizar sus propias estimaciones de manera previa al cálculo definitivo realizado por XM.

Mejoras al Proceso de Administración de Garantías

Durante el 2016 se realizaron las siguientes mejoras en busca de ofrecer un mejor servicio a los agentes del mercado:

- Se desarrolló el aplicativo de Administración de garantías, el cual busca aumentar la eficiencia en la revisión de las garantías, facilitar la autogestión de los agentes y agilizar los tiempos respuesta en la administración de garantías bancarías. El aplicativo salió a producción desde el mes de abril de 2016 y desde ese momento se ha estado realizando la promoción de éste entre los agentes, dicho aplicativo permite a los agentes cargar las garantías bancarías y hacer un mejor seguimiento del proceso de aprobación de las mismas. En el 2017 se aumentará el alcance de éste y se incluirá la gestión de las garantías del SDL.
- Se publicó la capacitación virtual sobre el tema de las garantías de cumplimiento, donde de manera interactiva se explican los diferentes tipos de garantías y los procedimientos usados en XM para la gestión de las mismas. Esta capacitación busca afianzar el conocimiento de los agentes sobre las garantías de conexión y cargo por confiablidad. Adicionalmente cuenta con una recopilación de preguntas frecuentes. Esta capacitación se puede encontrar en el Sistema de Administración de Entrenamiento (SAE) publicado en la página web de XM (**http://sae.xm.com.co/login/index.php**)
- Por último se realizaron mejoras al formato único de garantías para la conexión al STR y en el formato de garantías para la conexión al STN con el objetivo de facilitar la gestión y disminuir el riesgo de incumpliento por parte de los agentes. Los formatos únicos de garantías se encuentran publicados en la página web de XM (**Formato Limitación de Suministro**)

Anexos

Resumen normatividad 2016

ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

A comienzos del 2016 la actividad regulatoria del sector eléctrico se concentró principalmente en la adopción de medidas en el Mercado de Energía Mayorista con ocasión de la finalización del fenómeno de El Niño, adicionales a las que habían sido adoptadas a finales del 2015. Por medio de estas medidas, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – modificó algunas condiciones para la exportación de energía eléctrica a Ecuador, flexibilizó la incorporación de plantas al Sistema Interconectado Nacional, cambió algunos aspectos de la reconciliación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia y definió un esquema de tarifas diferenciales para establecer los costos de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados para promover el ahorro voluntario de energía.

Adicionalmente, la CREG convocó a una Subasta de Reconfiguración de Venta para el periodo 2016-2017, definió y modificó algunos aspectos relacionados con el ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad y adoptó de manera permanente el piso al Precio de Escasez definido durante El Niño.

Las resoluciones CREG más relevantes de los temas mencionados fueron:

Resolución 009: Por la cual se establecen medidas para las exportaciones de energía eléctrica ante la presencia del fenómeno de El Niño.

Resolución 026: Por la cual se establecen disposiciones transitorias para flexibilizar la entrada de plantas de generación al sistema.

Resolución 027: Por la cual se modifica el artículo 4 de la Resolución CREG 064 de 2000 y se define procedimiento transitorio para la asignación de la reserva de regulación.

Resolución 029: Por la cual se define un esquema de tarifas diferenciales para establecer los costos de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados en el SIN para promover el ahorro voluntario de energía.

Resolución 039: Por la cual se modifica, aclara y simplifica la Resolución CREG 029 de 2016.

Resolución 047: Por la cual se modifica un plazo de la Resolución CREG 038 de 2014 y se establecen otras disposiciones.

Resolución 049: Por la cual se aclaran la Resolución CREG 025 de 2016 y la Resolución CREG 029 de 2016.

Resolución 051: Por la cual se finaliza la aplicación del esquema de tarifas diferenciales adoptado mediante la Resolución CREG 029 de 2016.

Resolución 052: Por la cual no se prorroga la Resolución CREG 178 de 2015 y se adoptan otras medidas.

Resolución 060: Por la cual se derogan las disposiciones transitorias adoptadas en la Resolución CREG 026 de 2016 para flexibilizar la entrada de plantas de generación al sistema.

Resolución 082: Por la cual se derogan las Resoluciones CREG 171 y 172 de 2015 y el artículo 2 de la Resolución CREG 027 de 2016.

Resolución 122: Por la cual se convoca a una Subasta de Reconfiguración de Venta para el período 2016-2017.

Resolución 144: Por la cual se modifica la Resolución 062 de 2013 “Por medio de la cual se establece un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad”.

Resolución 195: Por la cual aprueba el ingreso regulado total de forma permanente al Grupo de Generadores Térmicos (GT).

Resolución 259: Por la cual se modifica la Resolución 062 de 2013 “Por medio de la cual se establece un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad”.

OPERACIÓN DEL SIN

Durante el año 2016 la operación del Sistema Interconectado Nacional estuvo marcada por la presencia del fenómeno de El Niño 2015-2016, para lo cual la CREG continúo emitiendo medidas para afrontar dicha situación. Las principales Resoluciones emitidas fueron la 009, 025, 026, 027, 028, 029, 039, 042, 044 y 049, las cuales abordaron los siguientes temas:

- Implementar el programa de ahorro de energía.
- Flexibilizar los requisitos de conexión de plantas menores, cogeneradores y autogeneradores.
- Remunerar a precio de bolsa los excedentes provenientes de plantas menores, cogeneradores y autogeneradores.
- Flexibilizar los mecanismos de Demanda Desconectable Voluntaria y de Respuesta de la Demanda.
- Limitar las exportaciones de electricidad.
- Modificación de las reglas de desempate para el despacho de plantas de generación.
- Reglas para el despacho de AGC y para la remuneración de dicho servicio.

- Límites diarios a la cantidad máxima de agua a desembalsar.

Adicionalmente, durante el año 2016 se emitió la Resolución 224 la cual establece criterios de confiabilidad para la operación del Sistema Interconectado Nacional ante contingencia sencilla como respuesta a la situación de retrasos en la expansión del sistema.

PROPUESTAS REGULATORIAS

Finalizado el fenómeno de El Niño, diferentes instituciones realizaron estudios orientados a mejorar el Mercado Eléctrico colombiano que fueron objeto de discusión en diversos escenarios. XM S.A. E.S.P., en aras de contribuir con el desarrollo del sector eléctrico para lograr que el Mercado de Energía Mayorista sea cada vez más competitivo y eficiente, además de participar en la construcción de dichos estudios, presentó dos propuestas regulatorias:

- Mercado Estandarizado de Contratos (MEC).

Consiste en un sistema de negociación de contratos estandarizados, donde compradores y vendedores realizarían sus ofertas a través de un sistema continuo o por subasta. Por sus características, en este mercado el precio se formaría de manera eficiente y, por tanto, consideramos que la mayor parte de la energía correspondiente a la demanda regulada se debería contratar en este mercado. Los contratos resultantes de las negociaciones en este mercado serían compensados y liquidados a través de una Cámara de Riesgo, lo que hace que este mercado sea robusto desde la perspectiva del riesgo de crédito.

- Respuesta de la Demanda (RD)

Proponemos que la Respuesta de la Demanda sea un mecanismo que se implemente no solo en Condiciones Críticas del sistema eléctrico, sino que sea permanente y que ofrezca diferentes opciones para que la demanda participe en el Mercado de Energía de forma que se puedan obtener grandes beneficios para la operación segura, confiable y económica del Sistema Interconectado Nacional.

Principales eventos del SIN 2016

Durante el año 2016 se presentaron siete eventos de alto impacto en el SIN. En tres eventos se presentó operación del Esquema de Desconexión Automático de Carga, para los cuatro eventos restantes se produjo desatención de más 50 % de la demanda total de la subárea operativa.

En la Tabla 1 que se muestra a continuación, se encuentra el detalle de los eventos más severos en el SIN registrados en 2016.

Tabla 1. Principales eventos durante el año 2016

Descripción	Frecuencia (Hz)	Observaciones
El 2 de marzo de 2016, a las 21:30 horas, se produjo la desconexión del autotransformador de Palos de 150 MVA 230/115/13.8 kV, por 230 kV y 115 kV, y de los autotransformadores 1 y 2 de Barranca de 90 MVA 230/115/13.8 kV, el primero por 230 kV y el segundo por 230 kV y 115 kV.	60.25	El evento produjo ausencia de tensión en las subestaciones Barranca, San Silvestre, Lizama, Sabana de Torres, San Alberto, Puerto Wilches, Palenque, Real de Minas, Palos y Florida a 115 kV. El evento originó salida de más del 50 % de la demanda de subárea operativa Nordeste.
El 17 de Agosto de 2016, a las 21:18 horas, se produjo recierre en las líneas de transmisión Guavio - La Reforma 1 y 2 230 kV, desconexión de las líneas de transmisión Guavio Subt Ducto - Guavio 1 y 2 a 230 kV (ductos 1 y 2), en ambos extremos, y Jamondino - Pomasqui 1, 2, 3 y 4, en ambos extremos.	59.08	El evento produjo actuación de las etapas 1 y 2 del EDAC.
El 20 de Septiembre de 2016, a las 22:48 horas, se presentó desconexión en la subestación Chivor 230 kV de las unidades de generación 1, 2, 3, 4 con aproximadamente 500 MW y de los interruptores S200 seccionador de barras y L190 del circuito Jagüey.	59.43	El evento produjo actuación de la etapa 1 del EDAC (ELECTRICARIBE, ENERTOLIMA y ENERCA).

El 06 de Octubre de 2016, a las 15:42 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión a 115 kV, La Reforma - Ocoa 1 y 2 en ambos extremos, La Reforma hacia Barzal en el extremo de la subestación La Reforma, Ocoa - Ocoa Planta en el extremo de la subestación Ocoa, y bancos Ocoa Condensador Paralelo 04 12.5 MVAR y Suria Condensador Paralelo 01 y 03. A las 15:51 horas se produjo desconexión de la bahía de línea Victoria hacia Caqueza 115 kV.	60.22	El evento produjo ausencia de tensión en las subestaciones San José del Guaviare, Granada, Ocoa, Caqueza, Barzal, Suria, Puerto López, Campo Bonito y Puerto Gaitán 115 kV. El evento originó el colapso de subáreas operativa del Meta.
El 21 de Octubre de 2016, a las 17:29 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión a 230 kV, Guavio - La Reforma 1 y 2, en el extremo de la subestación Guavio 230 kV. Adicionalmente a la misma hora se presentó la apertura de la bahía de línea La Reforma a Caqueza 115 kV, desconectando la subestación La Reforma del SIN.	60.16	El evento produjo ausencia de tensión en las subestaciones La Reforma 230 kV y San José del Guaviare, Granada, Ocoa, Caqueza, Barzal, Suria, Puerto López, Campo Bonito y Puerto Gaitán 115 kV. El evento originó el colapso de subáreas operativa del Meta.
El 26 de Octubre de 2016, a las 14:00 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión a 115 kV, La Reforma - Ocoa 1 y 2, en ambos extremos y Barzal - La Reforma, en subestación La Reforma.	60.21	El evento produjo ausencia de tensión en las subestaciones San José del Guaviare, Granada, Ocoa, Caqueza, Barzal, Suria, Puerto López, Campo Bonito y Puerto Gaitán 115 kV. El evento originó el colapso de subáreas operativa del Meta.
El 08 de Noviembre de 2016, a las 17:01 horas, durante las maniobras de sincronización de la línea San Carlos - Esmeralda 1, en la subestación San Carlos 230 kV, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión a 230 kV San Carlos - Esmeralda 1 y 2, en ambos extremos; Ancón Sur (ISA) - San Carlos 1 y 2, en el extremo de la subestación Ancón Sur; Guatapé - San Carlos 1 y 2 en el extremo de la subestación Guatapé, Cuestecitas - Cuatricentenario en el extremo de Cuestecitas, Jamondino - Pomasqui 1, 2 y 4, en ambos extremos y Jamondino - Pomasqui 3, en el extremo Pomasqui. Adicionalmente, se produjo la desconexión de las 2 unidades de generación de la central Jaguas, la desconexión de las 8 unidades de generación de la central San Carlos y la desconexión de las 2 unidades de generación de la central Amoyá.	58.62	El evento produjo actuación de las etapas 1, 2 y 3 del EDAC.

Informe centro de entrenamiento y sintonía de aplicativos

El Centro Nacional de Despacho, atendiendo los objetivos de confiabilidad y seguridad del Sistema, desarrolla acciones tendientes a disponer de personal con alto conocimiento técnico acompañado de las mejores calidades humanas, de acuerdo con las exigencias de los procesos que posibilitan la operación del Sistema.

Por lo anterior, XM en 2016 trabajó en la “Gestión del cambio nuevo sistema de supervisión sala de control”; proceso que acompañó la implementación del nuevo Centro de Control del CND, el cual contó con un plan de transformación cultural del personal de la sala de control en esta transición.

El proceso de gestión del cambio, propuesto como soporte a la implementación del nuevo sistema de supervisión en tiempo real SP7, se implementó de acuerdo a los siguientes objetivos:

- Brindar apropiada sensibilización a los públicos impactados.
- Dar información oportuna y clara que permita mantener actualizada a la organización sobre el avance del proyecto.
- Impartir un plan de entrenamiento para la total “aprehensión” de los nuevos módulos tecnológicos.
- Obtener evaluación permanente de la disposición al cambio de las personas involucradas, que facilite la toma de decisiones oportunas para una adecuada adherencia al cambio.

Para el logro de estas metas, se desarrolló un plan de acompañamiento dirigido principalmente a los operadores del Centro de Control, el cual consistió en:

- 120 horas por operador para entrenamiento, práctica y verificación de su aprendizaje en la nueva tecnología.
- 8 boletines informativos y de sensibilización sobre el proyecto.
- 20 reuniones informativas sobre el proceso de adaptación y entrenamiento ante el cambio, para ajustes y refuerzos.
- 4 materiales pedagógicos de apoyo al entrenamiento.
- 3 manuales de consultas rápidas sobre cada funcionalidad principal del sistema: AGC, SCADA y TNA.

Adicionalmente, se presentaron los avances, logros y oportunidades de mejoramiento del proceso en los comités operativos del proyecto, Comités de Gerencia y Grupos primarios del CND.

El esfuerzo efectuado permitió una positiva adopción del sistema, reconociendo que este proporciona herramientas más flexibles para el apoyo de la labor del operador en tiempo real, con mejores despliegues que consideran elementos de consciencia situacional y versatilidad en el acceso a la información

Plan de Continuidad 2016

Con el objetivo de continuar fortaleciendo el Plan de continuidad de XM, durante el año 2016 se implementó mejoras a la Gestión de continuidad relacionadas con:

- Adecuaciones a la seguridad física de la sede alterna, específicamente con temas relacionados al ingreso a zonas de XM.
- Fortalecimiento a las pruebas de continuidad, mayor número de pruebas técnicas sobre la infraestructura de telecomunicaciones y sobre las máquinas de escritorio dispuestas en la sede alterna para el plan de continuidad de negocio.
- Reformulación de indicadores para el seguimiento de resultados, acordes con los objetivos propios de la gestión de continuidad.
- Auditoría interna basada en la norma ISO22301, para detectar posibles mejoras a la gestión de continuidad.
- Contratación de indicadores relacionados con continuidad de negocio por parte del personal responsable en sus planes de desempeño.
- Mejoramiento al respaldo del servicio del fluido eléctrico en la sede alterna, con instalación de UPS que soportan el servicio ante falla del servicio público.
- Divulgación interna sobre la importancia del plan de continuidad, mediante el diseño e implementación de cursos virtuales sobre el tema.

Se realizó mantenimiento al plan de continuidad así:

- Ejecución de pruebas de continuidad para revisar la adecuada implementación de procesos críticos de negocio en la sede alterna, lo cual incluyó la operación en tiempo real.
- Solución efectiva de hallazgos detectados durante las pruebas llevadas a cabo.

Adicionalmente, se continuó participando en el Comité Técnico de normalización No. 205 continuidad del negocio dirigido por el ICONTEC, a través del cual se busca desarrollar documentos normativos para fortalecer y mejorar la competitividad del sector productivo, el acceso a los mercados nacionales e internacionales y la adopción de buenas prácticas que beneficien a la sociedad en general.

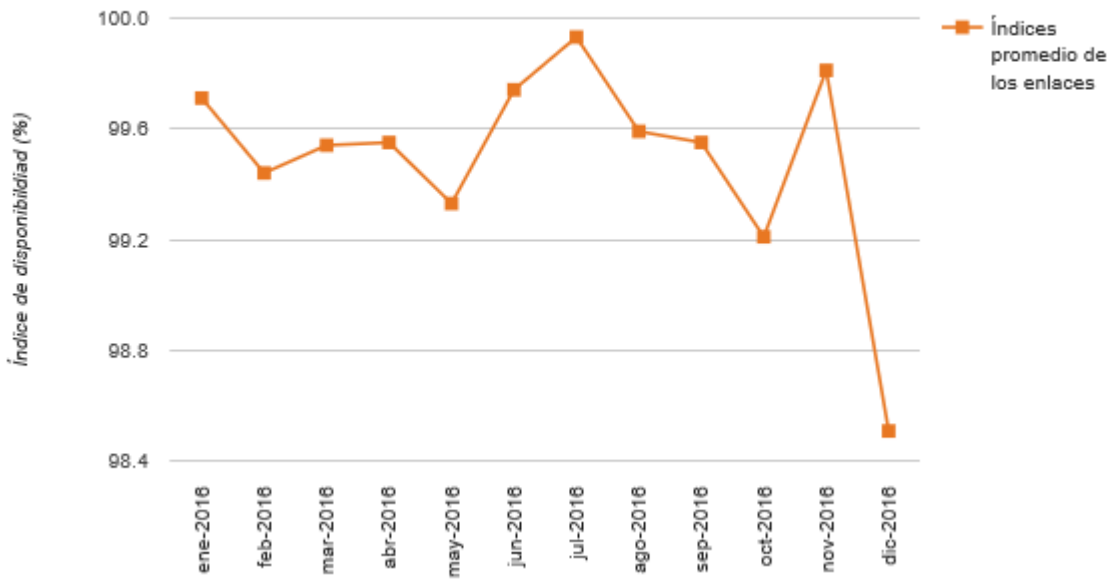
Índice de disponibilidad mensual de enlaces con los centros de supervisión y maniobras de las empresas

En cumplimiento a la resolución CREG 054 de 1996 y la resolución CREG 083 de 1999, XM hace el seguimiento periódico a la disponibilidad de los canales con los CRC, manteniendo registro de las indisponibilidades semanales de los canales. Durante todo el año 2016, se cumplió con el nivel de disponibilidad establecido en el 97% para la comunicación entre el CND y los CRC. (Ver tabla 2 y gráfica 1)

Tabla 2. Índices promedio de los enlaces en el año 2016

mes	Índice enlaces
enero	99,71%
febrero	99,44%
marzo	99,54%
abril	99,55%
mayo	99,33%
junio	99,74%
julio	99,93%
agosto	99,59%
septiembre	99,55%
octubre	99,21%
noviembre	99,81%
diciembre	98,51%

Gráfica 1. Índices promedio de los enlaces en el año 2016



Proyectos de Tecnología

Durante el 2016 se realizaron diferentes proyectos que tienen como objetivos asegurar que las tecnologías de información impulsen el desarrollo del negocio, aseguren la confiabilidad y disponibilidad de los sistemas de información y mejoren el perfil del riesgo.

Los proyectos de mayor impacto son los siguientes:

Migración de Plataforma de Bases de Datos SQL Server

El objetivo de esta iniciativa está orientado a la actualización y estandarización de las plataformas de Base de datos con su respectivo sistema operativo, lo cual responde a la necesidad de asegurar la continuidad del negocio con esquemas de alta disponibilidad y a la homologación de plataformas para generar eficiencias operativas.

El alcance de este proyecto fue dado por la migración de las bases de datos SQL Server que incluyó la actualización tecnológica y la migración de las aplicaciones a este nuevo entorno, asegurando su correcto funcionamiento. El total de aplicaciones incluidas fueron 52 las cuales se dividieron en 4 Grupos.

Los logros son:

- Estandarización de la plataforma tecnológica
- Confiabilidad de las fuentes de los sistemas de información y su control
- Seguridad de la información: disponibilidad, confidencialidad e integridad.
- Proyecto Gestión de Autenticación Única (Single Sign On)

El objetivo de esta iniciativa está orientado al fortalecimiento de la seguridad de la información en los aplicativos y mejorar la usabilidad hacia los agentes del mercado al tener una identificación única en las diferentes plataformas que XM expone para la operación. De igual manera disminuir las quejas y reclamos por parte de los agentes

El alcance de este proyecto era la implementación de un software de seguridad y autenticación única (Single Sign On) que permitiera una identificación única a los agentes y usuarios internos, permitiendo tener un único acceso a los 28 aplicativos que requieren los agentes y fortalecer los niveles de trazabilidad. Durante la ejecución de este proyecto se materializaron algunos riesgos técnicos que no permitieron la terminación exitosa del mismo.

Proyecto Arquitectura Empresarial (Framework de Arquitectura)

El objetivo de esta iniciativa estuvo orientado a potencializar la Arquitectura empresarial como la herramienta para asegurar la alineación del negocio y las

tecnologías de información. Con el fin de contribuir al crecimiento del negocio e implementar soluciones alineadas y de generación de valor al mismo.

El alcance de este proyecto permitió complementar la Arquitectura Empresarial de XM tomando como base el marco de trabajo TOGAF y generando un ciclo completo de ADM que permitió el modelamiento de los procesos misionales. Se modelarán los dominios de Negocios, Tecnología (TI), Datos y Aplicaciones para los procesos Programación de la operación, Programación, Coordinación y Aseguramiento de Operaciones y SAM

El objetivo de esta iniciativa estuvo orientado a complementar la Arquitectura Empresarial de XM tomando como base el marco de trabajo TOGAF y generando un ciclo completo de ADM que permitió el modelamiento de los procesos misionales: Programación, Coordinación y Aseguramiento de la operación del SIN y la administración del Mercado de energía mediante la integración con el proyecto SAM. De igual manera identificar las brechas tecnológicas de las aplicaciones que soportan los procesos y complementar las herramientas de soporte al FrameWork, en cual se incluye Archimate.

Los principales entregables de este proyecto son:

- Catálogo de Servicios
- Documento guía de adaptación ADM
- Actualizar la arquitectura de referencia de XM
- Modelo de procesos AS IS y TO BE de los procesos y de SAM
- Modelo de Datos AS IS y TO BE de los procesos y de SAM
- Diagrama de aplicaciones AS IS y TO BE de los procesos y de SAM
- Diagrama de Infraestructura AS IS y TO BE de los procesos y de SAM

Gestión de Capacidad

El objetivo de este proyecto estuvo orientado a fortalecer la entrega de servicios de TI al negocio y ajustar las capacidades tecnológicas requeridas para asegurar la disponibilidad y operación de los sistemas de información.

El alcance del proyecto se definió como el diseño, implementación e implantación del proceso de Gestión de la capacidad de los servicios de TI, para asegurar que los componentes de infraestructura tecnológica estén correctamente dimensionados para soportar las necesidades actuales y futuras.

Los entregables son:

- Diseño e Implementación y puesta en operación del proceso de gestión de Capacidad que incluye actividades, entradas, salidas, responsabilidades, indicadores.
- Plan de capacidad para los componentes de seguridad, comunicaciones, servidores, almacenamientos, bases de datos, unidades de respaldo.

Fábrica de Software

El objetivo de este proyecto es establecer la estrategia de contratación de los servicios de TI buscando fortalecer el número de proveedores por servicio, tener las capacidades extendidas y la flexibilidad necesarias para atender la dinámica regulatoria y asegurar una entrega eficiente y competitiva de los servicios.

El alcance del proyecto incluye la definición la estrategia y la realización de todo el ciclo de contratación de los servicios de: Levantamiento de requisitos, Desarrollo de Software y Mantenimiento y soporte de aplicaciones.

Los entregables son:

- Estrategia de Contratación
- Servicios Contratados

En la actualidad, el proyecto se encuentra en las definiciones del soporte a la necesidad de los servicios a contratar y en una implementación escalonada de los mismos con sus respectivos procesos de transición. Se espera concluir este proceso durante este año.