



Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2017



<http://www.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>



Contenido

Presentación.....	6
Cifras relevantes.....	6
Resumen ejecutivo.....	6
Agentes del Mercado.....	10
Características técnicas del SIN.....	11
Transformación.....	11
Compensadores estáticos.....	11
Líneas de transmisión.....	11
Generación.....	12
Capacidad Efectiva Neta – CEN-.....	12
Interconexiones internacionales.....	13
Subestaciones supervisadas con PMU´s.....	13
Indicadores de la operación.....	13
Variables de la operación del SIN.....	16
Variables del Mercado.....	18
Registro agentes, fronteras y contratos.....	20
Gestión agentes.....	20
Fronteras registradas por tipo.....	21
Energía por tipos de frontera.....	22
Demanda en el mercado regulado por comercializador.....	22
Demanda en el mercado no regulado por comercializador.....	24
Demanda de alumbrados públicos por comercializador.....	26
Código de medida.....	27
Cantidad y duración de normalización de fallas por tipo.....	27
Cancelaciones de las fronteras por incumplimiento del código de medida.....	28
Verificación Quinquenal a las fronteras comerciales 2017 – 2022.....	29
Registro agentes, fronteras y contratos.....	30
Contratos de largo plazo registrados.....	30
Composición despacho de contratos largo plazo.....	36
Precio y participación en contratos de largo plazo por tipo de mercado.....	42
Contratos de mercado secundario y DDV.....	46
Registro agentes, fronteras y contratos.....	51
Gestión agentes.....	51
Fronteras registradas por tipo.....	51
Oferta y generación.....	52
Condiciones climáticas.....	52
Demanda de electricidad.....	85
Demanda de energía nacional.....	85
Demanda de potencia nacional.....	90
Demanda de energía por regiones.....	95
Demanda de energía por regiones.....	96
Cálculo de la ENS y PENS.....	98



Escenarios UPME	100
Planeación del SIN	101
Planeamiento operativo energético	101
Escenarios Hidrológicos	101
Demanda	103
Plan de expansión de la generación.....	104
Intercambios internacionales	105
Comparación de variables reales del SIN VS señales del planeamiento de mediano plazo	107
Señales del planeamiento en estudios de largo plazo.....	111
Coordinación gas – electricidad.....	122
Modelos de Controles y Parámetros de Generadores.....	122
Dispositivos FACTS.....	124
Estabilidad dinámica del SIN	124
Regulación de Frecuencia	125
Pruebas de potencia reactiva en generadores	125
Gestión de mantenimientos	127
Operación del SIN	136
Seguimiento al desempeño del servicio de Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia del SIN	136
Desconexión automática de carga – EDAC	138
Evento del 28 de enero de 2017.....	139
Evento del 13 de junio de 2017	139
Detalle de los indicadores de la operación	139
Tensión fuera de rango	139
Variaciones lentas de frecuencias	140
Variaciones transitorias de frecuencias	141
Demanda no atendida por causas programadas.....	142
Demanda no atendida por causas programadas y no programadas por áreas operativas	144
Principales eventos ocurridos en el Sistema Interconectado Nacional durante el 2017.....	145
Eventos tensión fuera de rango.....	147
Eventos de variación de frecuencia del sistema.....	149
Atentados a la infraestructura del SIN	149
Calidad supervisión	150
Índice de disponibilidad mensual de enlaces con los centros de supervisión y maniobras de las empresas.....	150
Sistema de Gestión de Seguridad Operacional.....	152
Sistema de Gestión de Seguridad Operacional – Frente Factores Humanos y Cultura	154
Gestión de fatiga – acciones 2017	154
Entrenamiento – acciones 2017	156
Sintonía Aplicativos	157



Transacciones del Mercado Mayorista	158
Precios.....	158
Transacciones del mercado.....	172
Intercambios internacionales	175
Valor a distribuir por confiabilidad y TRM promedio	177
Implementación de nuevas resoluciones.....	179
Anexos	179
Principales conceptos ASIC	179
Volatilidad precio de bolsa.....	182
Precio de bolsa y aportes hídricos.....	196
Pagos por desviaciones de generación	211
Transacciones TIE.....	213
Desviaciones mensuales de Obligaciones de Energía Firme.....	218
Restricciones.....	220
¿Cómo inició el 2017?	220
Proyectos de transmisión que entraron en operación en 2017.....	223
Cómo finalizó el 2017	228
¿Qué se espera para el 2018?	236
Restricciones activas en 2017	241
Costo unitario de restricciones	247
Conceptos asociados a restricciones	271
Costos unitarios de restricciones	271
Remuneración del transporte de energía eléctrica	272
Liquidación y administración de cuentas por uso de las redes del SIN ..	272
Cargos por uso	272
Cargos por uso del STN	272
Anexos	273
Valores históricos liquidados y facturados por el LAC	273
Ingresos netos	274
Ingresos netos de Transmisores Nacionales.....	274
Ingresos netos de Operadores de Red.....	275
Liquidación de los Cargos por uso	276
Cargos por uso STN (\$/KWh).....	276
Cargos por uso STR(\$/KWh).....	277
Compensaciones en el STN y STR	277
Áreas de distribución ADD.....	279
Administración financiera del mercado.....	282
Capacidad de respaldo de operaciones en el mercado (CROM)	282
Mecanismos de cubrimiento	283
Garantías para respaldar las transacciones en el mercado nacional	283
Garantías de conexión	287
Garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad	287
Auditorías de plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad	288



Administración de cuentas ASIC, LAC y TIE	289
Recaudos de los fondos FAZNI, FAER, FOES y PRONE	291
Gestión de cartera	292
Acuerdos de pago	294
Informe de deuda	294
Indicadores de gestión	296
Proyectos en la operación y en el Mercado.....	297
Avance de proyectos en la planeación	297
Nueva herramienta de optimización para la planeación energética de sistemas eléctricos: Modelo Orquídea.....	297
Nueva herramienta de optimización para la planeación operativa eléctrica	297
Nueva Herramienta para la programación de recursos de generación ..	298
Proyecto integración de fuentes renovables no convencionales a los procesos del CND	298
Hitos 2017	299
iSAAC - Sistema Inteligente de Supervisión y Control Avanzado.....	301
Ecosistema Científico	304
Avance de proyectos en la operación.....	307
Mejoramiento Procesos	307
Gestiones Regulatorias	308
Coordinación de la Operación del SIN	308
Avance de proyectos en el mercado	309
Proyecto Sistema de Administración del Mercado (SAM)	309
Proveedor	310
Frentes de trabajo y proyectos complementarios	310
Interacción con tendencias del mercado	311
Avances durante el año 2017	311
Implementación de mejoras en la gestión financiera	312
Avance de proyectos de tecnología para la operación y mercado	313
1.Entrega de los servicios de Tecnología de Información	314
2.Administración integral de la Demanda	315
3.Arquitectura Empresarial	315
Resumen normatividad 2017.....	316
Resoluciones CREG expedidas	317
Propuestas regulatorias.....	319
Siglas.....	321



Presentación

XM, como operador del Sistema Interconectado Nacional y administrador del Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia, presenta el Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado, reporte que se publica con carácter anual desde el 2005. El presente informe, ofrece una visión general de los principales acontecimientos y de la evolución de las variables operativas y de mercado en el MEM durante el 2017.

En esta publicación, XM plantea una desagregación de los contenidos por capítulos, dentro de los cuales se incluyen análisis de la información alrededor de cada tema; en cada uno de ellos, se visualiza la información correspondiente a través de tablas o gráficos interactivos, y se exponen análisis descriptivos resaltando los aspectos y situaciones más relevantes de la información objeto de análisis. Entre las novedades incluidas en esta edición, se destaca la inclusión de análisis y variables correspondientes a las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales (FERNC) en Colombia, permitiendo ampliar los análisis de generación y capacidad efectiva neta.

Este informe es construido y publicado en versión digital con el objetivo de llegar a un mayor número de usuarios y generar una mejor experiencia, permitiendo copiar los datos publicados a través de tablas, y en el caso de los gráficos, se habilita la opción de exportar la información en formato Excel. Adicionalmente, XM en su página web tiene a disposición del público información histórica y análisis de la evolución de las variables principales de la operación y administración del MEM en Colombia, la cual puede ser consultada en cualquier instante del año a través de diferentes portales, tales como: el portal de Indicadores y Portal BI.

Finalmente, con el fin de buscar una mejora constante en el contenido del informe, orientado a la satisfacción de los lectores, al final de cada una de las secciones se tiene disponible la opción Compártenos tus comentarios, en donde pueden hacernos llegar sus sugerencias y observaciones.

Cifras relevantes

Resumen ejecutivo

La demanda de energía en el año 2017 del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia, luego de una contracción de once meses continuos entre mayo de 2016 y marzo de 2017, presentó un crecimiento a partir del segundo trimestre del



año por la recuperación de los hábitos del consumo en el sector residencial y pequeños negocios. La composición final del comportamiento de la demanda durante 2017 llevó a un crecimiento del 1.3% respecto al 2016, con un valor de 66,893 GWh. Por tipos de días, se presentó crecimiento en todos los casos, obteniendo para los días comerciales un crecimiento de 1.1% con un consumo promedio de 190 GWh-día; por su parte los sábados crecieron un 1.7% con un consumo promedio de 180.6 GWh-día, y el consumo en domingos y festivos tuvo un crecimiento del 1.6% con un consumo promedio de 162 GWh-día. Por tipo de mercado la demanda de energía presentó un crecimiento del 1.9% para el mercado regulado (consumo residencial y pequeños negocios) y permaneció igual para el mercado no regulado (industria y comercio) respecto al 2016.

Para cubrir la demanda colombiana se generaron en el país 66,667 GWh y se importaron 194.2 GWh. Las importaciones decrecieron un 48.7% (equivalente a 184 GWh) respecto a 2016, situación que se da por la mayor disponibilidad hídrica y de recursos de generación durante 2017; en contraposición el 2016 presentó escasez hídrica por El Niño y una menor disponibilidad para generación por la salida forzada de algunas plantas de generación importantes del SIN, lo que hizo necesario aumentar las importaciones desde Ecuador. La generación en 2017 provino principalmente de recursos renovables, representando el 87% del total generado, compuesta por generación del tipo hidráulica, eólica, solar y biomasa.

La composición por tecnología de la generación agregada del SIN en 2017 muestra un incremento de la generación hidráulica despachada centralmente del 21% frente a 2016, pasando de una participación del 67.1% al 80.3%, mientras que la generación térmica para 2017 decreció un 55.4% frente a 2016. El incremento de generación hidráulica y la disminución en térmica se da por el regreso a condiciones normales de la situación hidroclimática en 2017, frente a un 2016 con un primer semestre afectado por la finalización del evento El Niño más largo desde 1950.

La capacidad efectiva neta del SIN al 31 de diciembre alcanzó un valor de 16,778.75 MW, superior en 1.1% a la capacidad de 2016. Se destaca en 2017 la diversificación de la canasta energética de Colombia con la entrada en operación de la primera planta fotovoltaica en el país: Celsia Solar Yumbo, con una capacidad efectiva neta de 9.8 MW, la cual entró en operación el 3 de septiembre.

En cuanto a las emisiones de CO₂, derivadas de la generación eléctrica en Colombia, en 2017 se emitió un 56% menos de CO₂ frente al registro de 2016, debido a la disminución en la generación térmica utilizada para atender la demanda



en el país. En este sentido, el nivel de emisiones de CO₂ del sector eléctrico en Colombia se situó para 2017 en 5,725,136.9 toneladas.

El año hidrológico 2017 para el sector eléctrico, se califica como normal por alcanzar aportes hídricos totales de 62,962.4 GWh, equivalentes al 96.5% de la media histórica. Estos aportes fueron superiores en un 19% frente a los de 2016, año impactado en los primeros meses por El Niño, y cuyo registro fue de 53,118.6 GWh. La evolución de los aportes hídricos durante 2017 muestra una gran diferenciación entre el primer semestre y el segundo del año, donde en el primer semestre cuatro de los seis meses registraron aportes por encima de la media, mientras que en el segundo semestre del año todos los meses fueron deficitarios (por debajo de los históricos). Una de las condiciones que favoreció el incremento de aportes al comienzo de 2017 fue el evento La Niña, que se registró entre el trimestre julio - septiembre de 2016 hasta el trimestre noviembre 2016 – enero 2017, según el índice Oceánico El Niño – ONI (Oceanic El Niño Index).

Por su parte, las reservas hídricas útiles almacenadas en los embalses del SIN al terminar 2017 se situaron en el 64.6% (11,091 GWh), lo cual representa un 12% inferior del valor en que habían finalizado en 2016 (73.8% del embalse útil). Llama la atención que el año 2017 haya concluido con reservas menores a las de 2016, a pesar de haber tenido aportes superiores en un 19%. Lo anterior, puede explicarse por el mayor uso del recurso hídrico en 2017. La generación hidráulica creció un 21% frente a la de 2016, y representó el 80.3% de la generación total del sistema, frente a una generación hidráulica en 2016 que representó el 67% de la generación total.

En 2017 los indicadores de calidad de la operación del SIN mostraron resultados satisfactorios, evidenciados en un registro de 21 eventos de tensión por fuera de rango, un evento adicional al límite máximo, no se presentaron variaciones lentas de frecuencia durante el año y las variaciones transitorias de frecuencia fuera de rango registraron un valor de 86 variaciones, valor inferior a límite máximo de 90 variaciones.

Como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), XM administró durante el 2017 \$2,032,441.85 millones por concepto de transacciones en la bolsa nacional de energía, \$2.25 millones por concepto de las desviaciones del Cargo por Confiabilidad, \$1,880,607.17 millones por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y \$467,124.01 millones por concepto de los fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE.



Por su parte, el precio promedio ponderado de bolsa nacional en 2017 fue de 107.77 \$/kWh, lo que representa un decrecimiento del 64.69% frente al registrado en 2016 (305.19 \$/kWh), año influenciado por la disminución de la disponibilidad hídrica ocasionada por El Niño 2014 - 2016.

En virtud de la resolución CREG 158 de 2011, para el 2017 el 93% de las transacciones del mercado fueron respaldadas con garantías bancarias, otorgadas por ocho (8) bancos nacionales por un valor de \$4.6 billones, mientras que el 7% restante fue respaldado por dinero en efectivo (prepagos) por un monto de \$370 mil millones.

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 2017 la suma de USD 0.88 millones por concepto de pagos anticipados por exportaciones, y realizó prepagos por USD 3 millones por concepto de garantías de importaciones.

Al cierre de diciembre de 2017 la deuda total del Mercado de Energía Mayorista alcanzó \$144 mil millones, de los cuales \$114 mil millones corresponden a transacciones en bolsa, \$31 mil millones a STN, \$51 millones a STR, y servicios por \$32 millones.

El cumplimiento en 2017 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 1.14 días para el negocio SIC y 1.22 días hábiles para el negocio LAC.



Agentes del Mercado

Agentes del mercado	
Actividad	Registrados
Generación	74
Transmisión Nacional	16
Distribución	32
Comercialización	109
Estos agentes corresponden a los registrados a 31 de diciembre de 2017	
Nivel de Transformación	Capacidad de Transformación (MW)
Transformación 110 kV	8,229.13
Transformación 115 kV	7,429.04
Transformación 121.4 kV	342
Transformación 138 kV	53.2
Transformación 220 kV	13,445.10
Transformación 230 kV	17,940.70
Transformación 245 kV	201
Transformación 500 kV	11,490.00
Total Transformación SIN	59,130.17



Características técnicas del SIN

Transformación

Compensadores estáticos

Compensador	Cantidad
Compensador estáticos SVC 500 kV	1
Compensador estáticos SVC 230 kV	1
Compensador estáticos SVC 34.5 kV	1
Total compensadores estáticos SIN	3

Líneas de transmisión

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 - 115 kV	10,498.16
Transmisión 138 kV	15.5
Transmisión 220 - 230 kV	12,621.47
Transmisión 500 kV	2,535.37
Total SIN	25,670.49



Generación

Concepto	Cantidad
Plantas de generación hidráulica DC	32
Plantas de generación térmica DC	32
Plantas de generación hidráulica NDC	111
Plantas de generación térmica NDC	11
Plantas de generación solar NDC	1
Plantas de generación eólica NDC	1
Embalses	24

Capacidad Efectiva Neta – CEN-

Recurso	CEN (MW)
Hidráulicos DC	10,943
Térmicos DC	4,729
Hidráulicos NDC	779.1
Térmicos NDC	141
Eólica NDC	18.42
Solar NDC	9.8
Cogeneradores NDC	122.5
Autogeneradores NDC	36
Total SIN	16,778.85



Interconexiones internacionales

Interconexiones internacionales	Líneas
Ecuador 230 kV	4
Ecuador 138 kV	1
Venezuela 220 kV	2
Total interconexiones SIN	7

Subestaciones supervisadas con PMU's

Subestaciones supervisadas con PMU's	15
--------------------------------------	----

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 2017 se encuentran plasmados en el Acuerdo CNO 935 de 2017. La Tabla 1 muestra los indicadores de calidad de operación del SIN en los años 2016 y 2017, para el año 2016 el Acuerdo CNO vigente fue el 840 de 2016.

El indicador tensión fuera de rango fue el único indicador que para 2017 superó el límite establecido en el Acuerdo CON 935 de 2017.



Tabla 1. Indicadores de calidad de la operación del SIN 2016 – 2017

Indicador	Unidad de medida	2016		2017	
		Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Tensión fuera de rango (1)	Eventos/año	20	20	21	20
Variación de frecuencia lenta (2)	Eventos/año	2	2	0	2
Variación de frecuencia transitoria (3)	Eventos/año	104	90	86	90
Demanda no atendida por causas programadas (4)	% anual	0.0342	0.0333	0.0403	0.0333
Demanda no atendida por causas no programadas (5)	% anual	0.0325	0.1	0.0299	0.065

(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 desviación de frecuencia del SIN, cuando esta variable sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión de carga, eventos en la red de transporte o cuando las plantas asignadas para el control de frecuencia del SIN se quedan sin margen de regulación.



El índice de desviación de frecuencia lenta del SIN se calculará mensualmente como el número de veces que se desvíe la frecuencia y permanezca por fuera del rango por un periodo mayor a 60 segundos.

(3) Se considera desviación de frecuencia del SIN, cuando esta variable sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión de carga, eventos en la red de transporte o cuando las plantas asignadas para el control de frecuencia del SIN se quedan sin margen de regulación.

El índice de desviación de frecuencia transitorio del SIN se calculará mensualmente como el número de veces que se desvíe la frecuencia y permanezca por fuera del rango 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.

Variables de la operación del SIN

Variables	2016*	2017	Variación	Crecimiento 2017 vs 2016
OFERTA				
Volumen útil diario (GWh)	12,585.5	11,091.0	-1,494.5	-11.9%
Volumen respecto a capacidad útil	73.8%	64.6%		
Aportes hídricos (GWh)	53,118.6	62,962.4	9,843.8	18.5%
Aportes respecto a la media histórica	83.3%	96.5%		
Vertimientos (GWh)	375.9	3,444.7	3,068.8	816.5%
Capacidad neta SIN (MW)	16,594.5	16,778.7	184.2	1.1%
GENERACIÓN				
DC: Despachado Centralmente (GWh)	62,051.3	61,494.3	-557.0	-0.9%
Hidráulica (GWh)	44,246.1	53,552.9	9,306.8	21.0%
Térmica (GWh)	17,790.1	7,941.4	-9,848.7	-55.4%
Cogeneradores (GWh)	15.2	0.0	-15.2	-100.0%
NDC:No Despachado Centralmente (GWh)	3,890.8	5,172.7	1,281.9	32.9%
Biomasa	5.6	6.1	0.5	8.7%
Combustible fósil	594.5	640.8	46.4	7.8%
Eólica	50.9	3.1	-47.8	-94.0%
Hidráulica	2,543.8	3,774.5	1,230.7	48.4%
Solar	0.0	5.4	5.4	100.0%
Cogeneradores (GWh)	584.8	633.8	48.9	8.4%
Autogeneradores (GWh)	111.2	109.1	-2.2	-1.9%
Total generación (GWh)	65,942.2	66,667.0	724.8	1.1%



INTERCAMBIOS INTERNACIONALES				
Exportaciones a Ecuador (GWh)	43.9	18.5	-25.4	-57.8%
Importaciones de Ecuador (GWh)	378.3	194.2	-184.0	-48.7%
Exportaciones a Venezuela (GWh)	0.8	0.4	-0.4	-51.7%
DEMANDA				
Comercial (GWh)(1)	66,320.5	66,861.3	540.8	
Nacional del SIN (GWh)(2)	66,318.4	66,893.0	574.6	1.3%
Regulada (GWh)(2)	45,110.0	45,787.0	677.0	1.9%
No Regulada (GWh)(2)	20,856.0	20,759.6	-96.4	0.0%
No atendida (GWh)	42.8	50.7	7.9	
Potencia (MW)	9,904.0	9,996.0	92.0	0.9%
Emisiones de CO2				
Emisiones de CO2 (Ton)	13,103,289.6	5,725,136.9	-7,378,152.6	-56%
Emisiones de CO2 (Ton/kWh)	198.7	85.9	-112.8	-57%
(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				
* Se actualizaron cifras para el año 2016 teniendo en cuenta la mejor información disponible (incluyendo ajustes a la factura)				

Variables del Mercado

Tabla 1. Variables del mercado				
Variables	2016	2017	Variación	Crec.
TRANSACCIONES				
Energía transada en bolsa (GWh)	20,142.55	19,254.44	-888.11	-4.41%
Energía transada en contratos (GWh)	65,715.41	67,393.85	1,678.44	2.55%
Total energía transada (GWh)	85,857.96	86,648.29	790.33	0.92%
Desviaciones (GWh)	149.00	57.74	-91.25	-61.25%
Porcentaje de la demanda transada en bolsa (%)	30.45%	28.80%	-0.02	-5.43%
Porcentaje de la demanda transada en contratos (%)	99.35%	100.80%	0.01	1.45%
Valor transado en bolsa nacional (millones \$)	4,108,954.06	2,032,441.85	-2,076,512.21	-50.54%
Valor transado en contratos (millones \$)	10,256,458.27	11,305,291.25	1,048,832.98	10.23%
Precio promedio aritmético bolsa nacional (\$/kWh)	299.81	101.41	-198.39	-66.17%
Precio promedio ponderado bolsa nacional (\$/kWh)	305.19	107.77	-197.41	-64.69%
Precio promedio ponderado contratos (\$/kWh)	156.07	167.79	11.72	7.51%
Restricciones sin alivios (millones \$)	837,840.30	1,252,588.13	414,747.84	49.50%
Responsabilidad comercial AGC (millones pesos)	345,181.40	326,446.81	-18,734.59	-5.43%
Desviaciones (millones \$)	34,229.72	4,790.48	-29,439.24	-86.00%
Cargos CND y ASIC (millones \$)	123,786.57	129,994.78	6,208.20	5.02%



Restricciones sin alivios (millones \$)	837,840.30	1,252,588.13	414,747.84	49.50%
Responsabilidad comercial AGC (millones pesos)	345,181.40	326,446.81	-18,734.59	-5.43%
Desviaciones (millones \$)	34,229.72	4,790.48	-29,439.24	-86.00%
Cargos CND y ASIC (millones \$)	123,786.57	129,994.78	6,208.20	5.02%
Total transacciones mercado sin contratos (millones \$)	8,912,082.50	4,745,646.14	4,166,436.35	-46.75%
Total transacciones del mercado (millones \$)	19,168,540.76	16,050,937.39	3,117,603.37	-16.26%
Rentas de congestión (millones \$)	47,181.59	2,524.95	-44,656.64	-94.65%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones \$)	3,342,552.45	3,418,233.64	75,681.20	2.26%
Desviaciones del Cargo por Confiabilidad (millones \$)	1,123,078.63	2.25	1,123,076.38	-100.00%
Restricciones Finales - Con alivios (millones \$)	998,345.56	1,454,817.63	456,472.07	45.72%
Reconciliaciones Negativas (millones \$)	2,284,153.96	925,457.00	1,358,696.96	-59.48%
Reconciliaciones Positivas (millones \$)	2,258,056.17	1,956,886.81	-301,169.37	-13.34%
Recaudo Res. CREG 178 de 2015 (millones \$)	146,349.56	162,872.64	16,523.08	11.29%
Balance Final Programa de Ahorro Comercializadores (Res. CREG 029/2016) (millones \$)	69,402.61	34,698.70	-34,703.91	-50.00%
Ingreso Regulado de OPACGNI (millones \$)	6,384.72	124,011.85	117,627.13	1842.32%
Liquidación de la Energía Excedentaria (Res. 197/2015) (millones \$)	16,046	-	-16,045.98	-100.00%
LAC				
FAZNI (1) (millones \$)	118,793.60	119,770.33	976.72	0.82%
FOES (2) (millones \$)	100,544.47	119,580.78	19,036.31	18.93%



FAER (3) (millones pesos)	107,349.70	119,580.78	12,231.07	11.39%
PRONE (4) (millones pesos)	94,506.93	108,192.13	13,685.20	14.48%
Cargos por uso (5) STN (millones \$)	1,808,555.94	1,880,607.17	72,051.23	3.98%
Cargos por uso STR (millones \$)	1,131,375.81	1,223,939.81	92,564.00	8.18%
Cargos por uso SDL (6) (millones \$)	4,268,517	4,321,504	52,987.45	1.24%
(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 2017				

Registro agentes, fronteras y contratos

Gestión agentes

La demanda total en el 2017 para el mercado regulado de las fronteras inscritas en el ASIC fue 1,441.98 GWh, presentando un crecimiento del 20.9% respecto al año 2016. El comercializador no asociado a un operador de red con mayor demanda comercial en el mercado regulado fue Vatia S.A. E.S.P. con un valor de 709.65 GWh en este mercado, seguido por Distribuidora y Comercializadora de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. que tuvo una demanda total en el año de 368.64 GWh y en un tercer lugar Enertotal S.A. E.S.P. con 236.76 GWh. En los últimos años, estos tres agentes ocupan los primeros puestos de los comercializadores con el mayor número de fronteras comerciales representadas ante el MEM. El mayor porcentaje de sus fronteras son del mercado regulado y entre los tres agentes, a corte del 31 de diciembre de 2017, contaron con 9,619 fronteras del regulado, lo que equivale al 93.7% del total de fronteras de este mercado registradas a esa fecha; tal como se observa en la Tabla 1, donde además se muestra la demanda, en GWh, representada en el año para cada agente con fronteras comerciales con reporte al ASIC en ese mercado. Así mismo, se ilustra el crecimiento o decrecimiento de la atención de la demanda en dichas fronteras comerciales, con respecto al 2016, y las fronteras que habían registradas a 31 de diciembre de ese año.



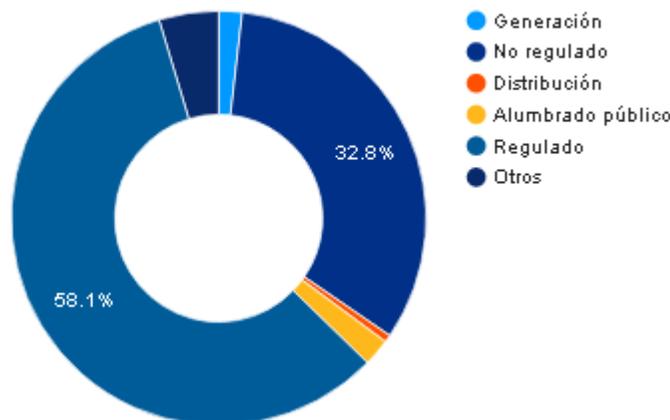
Fronteras registradas por tipo

En el año 2017, el total de fronteras comerciales registradas en el ASIC fueron de 17,416, que corresponden a un aumento de 6.6% respecto al año 2016, las cuales se discriminan en 356 de alumbrado público, 427 de distribución, 3 tipo DDV, 306 de generación, 5,418 tipo no regulado, 10,222 tipo regulado y 684 tipo otros (se considera otros, fronteras comerciales entre agentes, TIE, internacional, consumo propio y auxiliar). Véase gráfica 2.

Las fronteras comerciales con mayor incremento respecto al año 2016, se presentaron en las de tipo distribución, con un valor de 333 fronteras, equivalentes al 354.25%. Lo anterior, se debe al vencimiento de las fechas de plazos establecidos por la Resolución CREG 038 del 2014. Véase las gráficas 1 y 2.

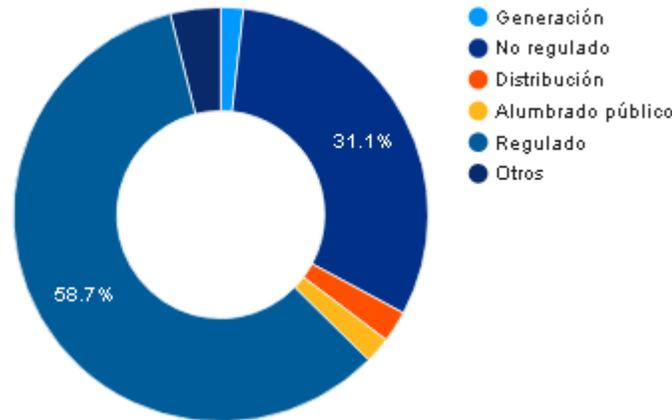
Para el caso de las fronteras de tipo regulado, se tuvo un incremento de 734 fronteras, que corresponden a un aumento de 7.7% respecto al año 2016. La participación de este tipo de fronteras sigue ocupando más del 50% de la matriz de fronteras registradas en el Mercado de Energía Mayorista con un incremento del 0.6% respecto al año 2016. Véase las gráficas 1 y 2.

Gráfica 1. Fronteras registradas al 31 de diciembre del 2016





Gráfica 2. Fronteras registradas al 31 de diciembre del 2017



Energía por tipos de frontera

Demanda en el mercado regulado por comercializador

La demanda total en el 2017 para el mercado regulado de las fronteras inscritas en el ASIC fue 1,441.98 GWh, presentando un crecimiento del 20.9% respecto al año 2016. El comercializador no asociado a un operador de red con mayor demanda comercial en el mercado regulado fue Vatia S.A. E.S.P. con un valor de 709.65 GWh en este mercado, seguido por Distribuidora y Comercializadora de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. que tuvo una demanda total en el año de 368.64 GWh y en un tercer lugar Enertotal S.A. E.S.P. con 236.76 GWh. En los últimos años, estos tres agentes ocupan los primeros puestos de los comercializadores con el mayor número de fronteras comerciales representadas ante el MEM. El mayor porcentaje de sus fronteras son del mercado regulado y entre los tres agentes, a corte del 31 de diciembre de 2017, contaron con 9,619 fronteras del regulado, lo que equivale al 93.7% del total de fronteras de este mercado registradas a esa fecha; tal como se observa en la Tabla 1, donde además se muestra la demanda, en GWh, representada en el año para cada agente con fronteras comerciales con reporte al ASIC en ese mercado. Así mismo, se ilustra el crecimiento o decrecimiento de la atención de la demanda en dichas fronteras comerciales, con respecto al 2016, y las fronteras que habían registradas a 31 de diciembre de ese año.



Tabla 1. Demanda comercial del mercado regulado en fronteras con reporte al ASIC.

Comercializador	Fronteras reguladas 2016	Fronteras reguladas 2017	Demanda fronteras reguladas 2016 (GWh)	Demanda fronteras reguladas 2017 (GWh)	Variación de la demanda regulada 2016 - 2017 (%)
VATIA S.A. E.S.P.	3,630	3,865	485.64	709.65	46.1%
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	3,463	3,721	312.79	368.64	17.9%
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	1,838	2,033	234.87	236.76	-7.1%
RUITOQUE E.S.P.	124	121	68.75	39.78	-42.1%
A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.	132	127	24.76	23.06	-6.9%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	1	1	10.71	18.70	74.7%
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.	0	34	0.00	11.15	
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	14	11	5.34	7.26	36.1%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	57	57	6.81	7.03	3.1%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	14	13	4.04	6.57	62.8%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	18	21	2.43	4.57	88.2%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	243	239	2.92	4.09	40.0%
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	1	1	1.38	2.21	60.6%
RENOVATIO TRADING AMERICAS S.A.S. E.S.P.	0	6	0.00	1.11	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	7	9	0.60	1.03	70.8%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	0	2	0.00	0.34	
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	1	1	0.02	0.04	122.6%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	3	1	11.33	0.00	-100.0%
Total	9,546	10,263	1,192.36	1,441.98	20.9%

En 2017, 18 agentes representaron fronteras con reporte al ASIC del tipo regulado, tres agentes más que en el 2016 (Profesionales en Energía S.A. E.S.P., Renovatio Trading Américas S.A.S. E.S.P. y Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.). De los 18 agentes, 12 son los comercializadores asociados con los operadores de red, para los cuales su demanda comercial del mercado regulado se determina mediante un balance entre sus fronteras entre agentes con el STN y con otros operadores de red, descontando la generación y demandas representadas por otros agentes comercializadores con fronteras en su mercado de comercialización; no obstante, las fronteras que se indican en la Tabla 1 para estos comercializadores-operadores de red, corresponden con usuarios que han decidido voluntariamente ser atendidos por el comercializador incumbente, pero por imposibilidad técnica, deben conectarse a través de las redes de fronteras comerciales representadas por otros comercializadores.

De la Tabla 1 vemos que el comercializador que más redujo su demanda del mercado regulado, representada en estas fronteras con reporte al ASIC, en 2017 respecto al 2016, fue RUITOQUE E.S.P. con 28.97 GWh menos (42.1% menos) aunque porcentualmente la mayor disminución se presentó para la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. que de 3 fronteras del mercado regulado en 2016 pasó a 1 en 2017 y su demanda pasó de 11.33 GWh a menos de 0.25 MWh en el año.



Demanda en el mercado no regulado por comercializador

La Tabla 2 muestra el comparativo de las cifras a 31 de diciembre de 2017 respecto del 31 de diciembre de 2016 para el número de fronteras comerciales de usuario no regulado y la demanda que representaron estas fronteras en cada uno de estos años para los agentes comercializadores que participaron en el MEM en este mercado (se excluyen en las cifras los valores que correspondieron a los usuarios del tipo Alumbrado Público, los cuales se detallan en la Tabla 3). Se observa que en general, la demanda de este mercado disminuyó aproximadamente un 1.2%, pasando de 20143 GWh en 2016 a 19900 GWh en 2017. La tendencia muestra que los mayores oferentes de demanda en este mercado son los agentes asociados con generadores y el comercializador asociado con el operador de red que atiende el mayor número de departamentos en el país (Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.), tal como se observa para los 5 primeros lugares de Tabla 2. Aunque la demanda del mercado no regulado decreció un poco en el 2017, (explicado por el decrecimiento de la demanda no regulada de Isagen S.A. E.S.P., Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., respecto a su misma demanda en 2016, que representó una disminución de un 3.6% en el total SIN para este mercado, lo cual se vio mitigado por el crecimiento de la demanda no regulada de Emgesa, que correspondió a un 2.0% en el total del SIN), el número de fronteras de un año a otro, a corte de 31 de diciembre de 2017, sí aumentó (pasó de 5359 a 5440). En total, 36 agentes comercializadores representaron demanda del no regulado en 2016 y 2017. 20 de estos agentes ostentaron la calidad de comercializadores-generadores. 14 de ellos comercializadores-operadores de red. Solo 10 pueden ser considerados comercializadores puros. De los comercializadores-generadores, quien más representó demanda del no regulado en 2017 fue Isagen S.A. E.S.P. Como comercializador-operador de red fue Empresas Públicas de Medellín E.S.P. De los comercializadores puros, quien más representó demanda en el no regulado fue Energía Empresarial de la Costa S.A. E.S.P.

Tabla 2. Demanda comercial en fronteras del mercado no regulado.

Comercializador	Fronteras no reguladas 2016	Fronteras no reguladas 2017	Demanda de fronteras no reguladas 2016	Demanda de fronteras no reguladas 2017	Variación de la demanda no regulada 2016 - 2017 (%)
ISAGEN S.A. E.S.P.	273	262	5,201.25	4,974.29	-4.4%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	1,355	1,347	4,470.89	4,356.30	-2.6%
EMGESA S.A. E.S.P.	912	993	3,648.92	4,010.42	9.9%
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	961	877	2,186.09	1,677.77	-23.3%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	4	10	495.60	972.00	96.1%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	541	547	883.64	941.86	6.6%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	263	278	816.40	817.33	0.1%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	59	62	352.17	316.84	-10.0%
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	85	96	134.30	149.73	11.5%
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.	10	11	193.51	192.83	-0.4%
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	144	143	193.17	186.57	-3.4%
VATIA S.A. E.S.P.	48	83	117.37	148.33	26.4%
CEMEX ENERGY S.A.S. E.S.P.	8	9	150.48	139.47	-7.3%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	97	112	83.99	88.50	5.4%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	8	8	121.99	126.07	3.3%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	56	57	54.60	78.01	42.9%
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P.	3	3	421.56	89.11	-78.9%
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	36	37	86.31	87.83	1.8%
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	41	43	75.31	82.96	10.2%
RUITOQUE S.A. E.S.P.	37	52	49.00	70.20	43.3%
ITALCOL ENERGIA S.A. E.S.P.	21	20	71.12	69.87	-1.8%
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	25	25	58.68	59.24	1.0%
TERPEL ENERGIA S.A.S. E.S.P.	197	189	60.80	56.57	-7.0%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	23	24	39.09	43.05	10.1%
RENOVATIO TRADING AMERICAS S.A.S. E.S.P.	29	40	29.62	42.55	43.7%
ENERGIA Y AGUA S.A.S. E.S.P.	28	26	33.15	28.48	-14.1%
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	23	31	23.35	18.26	-21.8%
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.	21	19	22.19	23.55	6.2%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	9	8	9.87	11.21	13.5%
RIOPAILA ENERGIA S.A.S. E.S.P.	2	2	15.72	15.32	-2.6%
GENERSA S.A.S. E.S.P.	17	14	11.88	10.16	-14.5%
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	8	10	13.87	9.98	-28.0%
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	4	0	3.11	2.47	-20.5%
DICELER S.A. E.S.P.	4	0	3.31	1.98	-40.3%
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE SANTANDER S.A. E.S.P.	6	2	10.53	1.08	-89.7%
A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.	1	0	0.17	0.34	97.1%
Total	5,359	5,440	20,143.04	19,900.54	-1.2%



Tabla 3. Demanda comercial en fronteras de alumbrado público con reporte alASIC.

Comercializador	Fronteras de alumbrado público 2016	Fronteras de alumbrado público 2017	Demanda de alumbrado público 2016	Demanda de alumbrado público 2017	Variación de la demanda alumbrado público 2016 - 2017 (%)
CODENSA S.A. E.S.P.	2	2	271.14	234.17	-13.6%
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P	102	104	179.48	222.35	71.7%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	29	32	114.22	194.53	70.9%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CAU E.I.C.E. E.S.P.	9	9	80.55	140.05	73.9%
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	96	96	29.94	50.39	68.1%
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	9	15	50.14	48.23	-3.8%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	23	23	26.84	46.85	74.5%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	17	16	26.90	44.08	63.9%
AGUAS DE MANIZALES SA ESP	0	1	0.00	42.60	100.0%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	38	38	35.50	38.42	8.2%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	3	3	166.61	37.00	-77.8%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	4	5	67.92	28.74	-57.7%
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	5	5	9.26	15.92	71.9%
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	1	1	9.38	11.00	17.3%
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	0	1	0.00	7.85	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	0	1	0.00	4.82	
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.	1	1	0.93	1.59	70.6%
A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.	2	2	1.03	0.49	-52.1%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	4	1	5.44	0.17	-96.9%
Total	345	356	1,025.27	1,169.26	14.0%

Demanda de alumbrados públicos por comercializador

La Tabla 3 muestra las cifras en demanda de energía y número de fronteras de los alumbrados públicos con reporte al ASIC, representados por agentes comercializadores

participantes del MEM. En total, 19 comercializadores representaron fronteras de alumbrado público ante el ASIC en el 2017, 3 más que en 2016 (Aguas de Manizales S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P. y Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.). Solo 4 de los 19 agentes fueron comercializadores puros, los demás están asociados a la actividad de operador de red. En 2017, 1,169 GWh fue la demanda asociada en fronteras de alumbrado público, un 14% más que en 2016 donde se ubicó en 1,025 GWh al año. El agente comercializador que más atendió alumbrados públicos en 2017 fue la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., seguida por la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. , con 104 y 96 alumbrados públicos, respectivamente; no obstante, con solo dos alumbrados públicos representados ante el ASIC, Codensa S.A. E.S.P. es quien representó la mayor demanda de energía en estos alumbrados, con 234.17 GWh al año, seguido de la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. con 222.35 GWh y en el tercer lugar Empresas Públicas de Medellín E.S.P. con 32 alumbrados públicos que representaron 194.53 GWh al año.



Código de medida

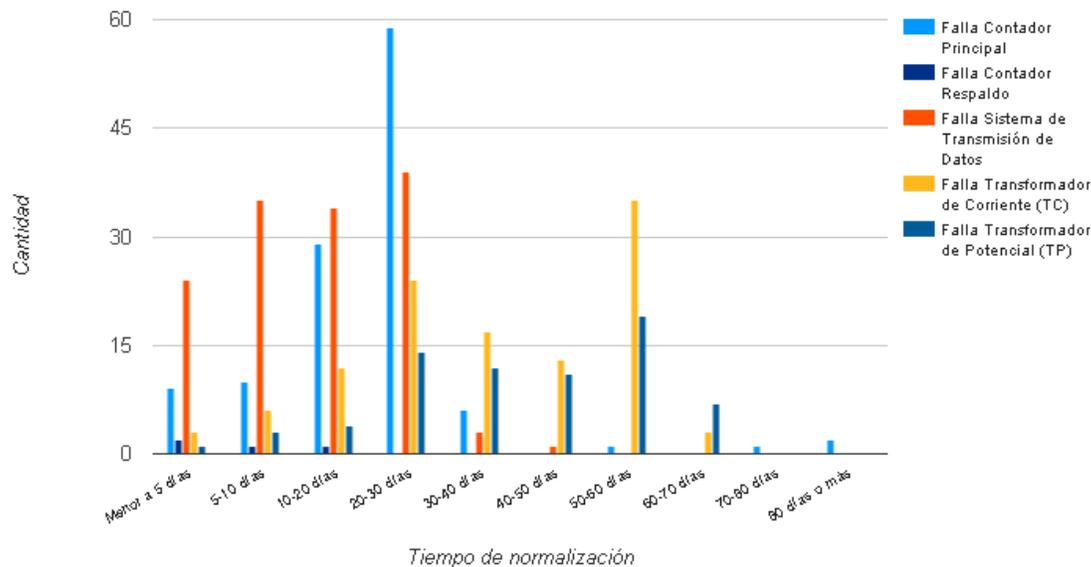
Cantidad y duración de normalización de fallas por tipo

Durante el año 2017, el número de fallas en los sistemas de medidas asociados a las fronteras comerciales registradas ante el ASIC, fue 3,784, que representa un incremento del 95.15% respecto a las fallas registradas en el 2016.

La mayor cantidad de fallas, exceptuando las fallas por no envío de lectura, se presentaron en el sistema de transmisión de datos, seguido de las fallas en el contador principal de los sistemas de medida. La mayoría de estos tipos de falla, se normalizaron en un intervalo de 20 a 30 días (véase la Gráfica 1).

Las fallas normalizadas con tiempos mayores de 60 días tanto para los tipos de fallas mostrados en la Gráfica 1 como para las fallas por no envío de lectura, corresponden a fronteras de tipo generación, entre agentes, enlace internacional o TIE.

Gráfica 1. Cantidad y duración de normalización de fallas por tipo registradas en el 2017

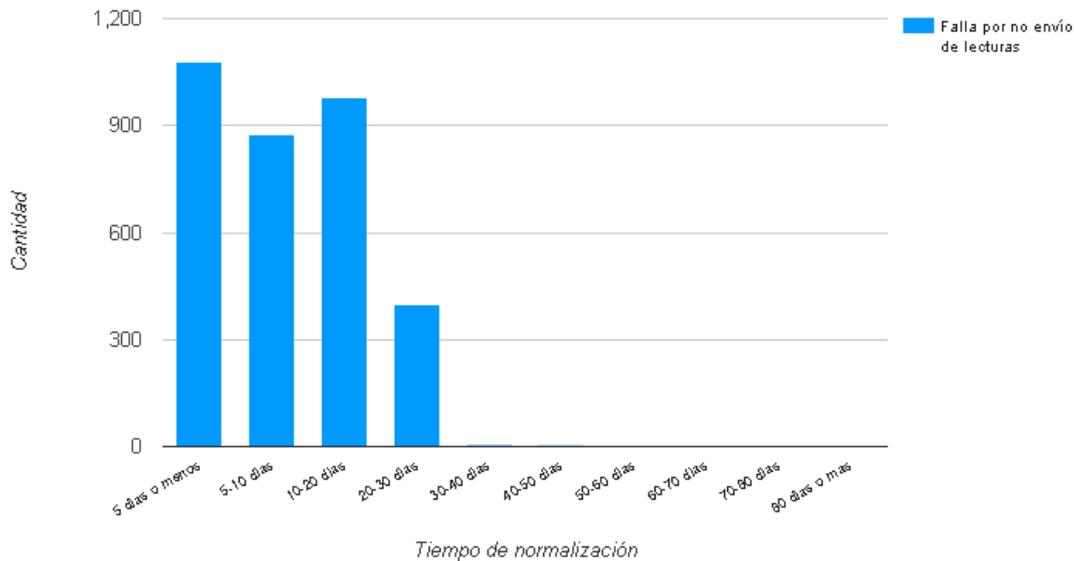




Para el caso de las fallas por no envío de lectura, la mayor cantidad fueron normalizadas durante los tiempos establecidos en la regulación.

De acuerdo con los datos presentados en la Gráfica 1 y 2, se puede concluir que la cantidad de fallas por no envío de lectura en el año 2017 representó el 88.4% del total de las fallas reportadas, mientras que la cantidad de fallas discriminadas por los tipos que se observan en la Gráfica 1, representó el 11.6%

Gráfica 2. Cantidad y duración de normalización de fallas por no envío de lectura registradas en el 2017

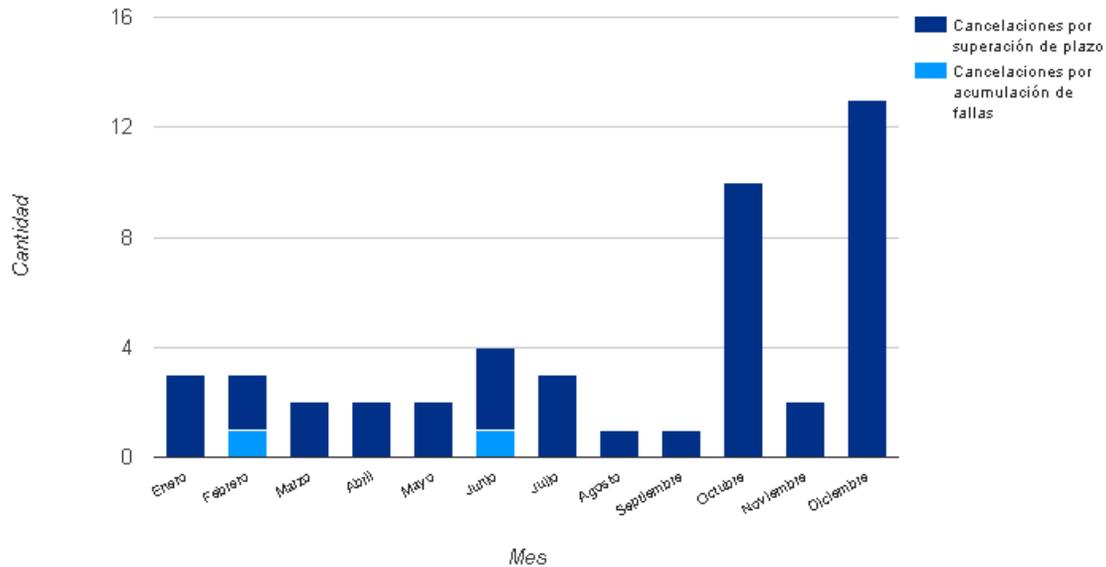


Cancelaciones de las fronteras por incumplimiento del código de medida

En el año 2017 se presentaron 46 cancelaciones por incumplimiento del código de medida, de las cuales 44 fueron por superación de plazos y 2 por acumulación de fallas. La mayor cantidad de cancelaciones ocurrieron durante el último trimestre del año.



Gráfica 3. Evolución de cancelaciones por incumplimiento CREG 038 de 2014



Verificación Quinquenal a las fronteras comerciales 2017 – 2022

En cumplimiento de lo establecido en el Anexo 9 de la resolución CREG 038 de 2014, correspondiente a la Verificación Quinquenal de las Fronteras Comerciales con Reporte al ASIC, donde se establece que el ASIC debe contratar la verificación de los sistemas de medición asociados a las fronteras comerciales con reporte al ASIC, se resalta que en 2017 luego de que se publicaran por parte del Administrador del Mercado los términos de referencia del contrato y se adelantara el proceso de contratación respectivo, se presentaron y participaron en dicho proceso 5 firmas de la lista emitida por del CAC de las cuales se contrataron 2 firmas para la ejecución de las verificaciones quinquenales: Consorcio Negawatt – ACI y la firma APPLUS.

Cabe anotar que el ASIC calculó la muestra aleatoria de fronteras, de un total de 17,479 fronteras totales registradas, se determinó una muestra de 1,270 fronteras para la primera verificación.

Para el desarrollo y seguimiento de la verificación quinquenal, el ASIC desarrolló un módulo especial en el aplicativo de Registro de Fronteras Comerciales y



Contratos UNR con el fin de que las firmas verificadoras y los agentes puedan realizar las transacciones de las verificaciones, así como el seguimiento y control a las mismas. Todo enmarcado y parametrizado de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 038 de 2014.

El ASIC realizó vía streaming la capacitación con todos los interesados en el tema, con énfasis en los siguientes puntos:

Artículo 39, Resolución CREG 038 de 2014. Verificación quinquenal de los sistemas de medición: Establece el deber de la realización de verificaciones quinquenales a los sistemas de medida de las fronteras comerciales y el plazo para el inicio de las mismas.

Anexo 9, Resolución CREG 038 de 2014. Verificación quinquenal de las fronteras comerciales con reporte al ASIC: Establece las condiciones para el desarrollo del todo el proceso de las verificaciones quinquenales.

Circular CREG 098 de 2014, Anexo 3: Es el formato de Verificación establecido por el CAC, donde se define el procedimiento a seguir en un formato específico, para la realización de la verificación al sistema de medida de las fronteras con reporte al ASIC, por parte de la o las firmas de verificación encargadas. Este formato se encuentra publicado en la página web de la CREG en el siguiente enlace: CREG

Registro agentes, fronteras y contratos

Contratos de largo plazo registrados

El Mercado de Energía Mayorista –MEM-, comprende el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en el que generadores y comercializadores venden y compran energía ya sea en el mercado de largo plazo (mercado de contratos) o en el mercado de corto plazo (Bolsa de Energía).

En el mercado de largo plazo, los agentes comercializadores y generadores registran sus contratos de compra-venta de energía ante el Administrador de Intercambios Comerciales –ASIC-, para que éste determine, hora a hora y para cada agente, sus transacciones en el mercado de corto plazo –Bolsa de Energía,



las cuales se calculan como la diferencia entre las obligaciones del agente (su demanda comercial y/o sus ventas en contratos de largo plazo) y la energía con la que cuenta el agente para respaldar sus obligaciones (compras en contratos de largo plazo y/o su generación propia).

Las transacciones en los contratos de largo plazo son responsabilidad de las partes, quienes libremente pactan las condiciones de cantidades y precios en los que serán despachados. El ASIC es el encargado de registrarlos una vez los agentes han realizado sus solicitudes de registro y se han cumplido los requisitos que establece el marco regulatorio vigente para estos propósitos. La asignación de las cantidades para el despacho de los contratos también es realizada por el ASIC, en función de las condiciones definidas en cada contrato y las reglas del mercado, las cuales establecen la asignación de las cantidades por orden de mérito de precio y la modalidad de despacho de los contratos: Primero se asignan las cantidades en los contratos pague lo contratado, luego las de los contratos pague lo demandado.

Considerando que debe establecerse un orden de mérito de precio, el ASIC debe aplicar primero las condiciones de precio de todos los contratos registrados para luego asignar las cantidades horariamente. Las cantidades y los precios de los contratos pueden ser determinados desde el momento de su registro (cantidades fijas y precios fijos) o pueden determinarse mediante fórmulas (cantidades y precios variables) los cuales pueden asociar otras variables de mercado (generación, demandas, cantidades asignadas en contratos, precios de la bolsa, precios del MC, entre otros).

De acuerdo con lo anterior, el ASIC hace una clasificación de los contratos de largo plazo que registran los agentes, según con las condiciones pactadas para su asignación: 1) contratos con cantidades y precios fijos, 2) contratos con cantidades fijas a precios variables, 3) contratos con cantidades variables a precios fijos y 4) contratos con cantidades y precios variables.

La tabla 1, presenta el acumulado de los contratos de largo plazo que se han asignado en los últimos 10 años. Se observa que en la mayor parte de los contratos que se registran son para bloques de energía de cantidades fijas a precios fijos y la menor tasa de registro para los contratos con precios variables, mostrando de esta forma un comportamiento adverso al riesgo por parte de los agentes del mercado.

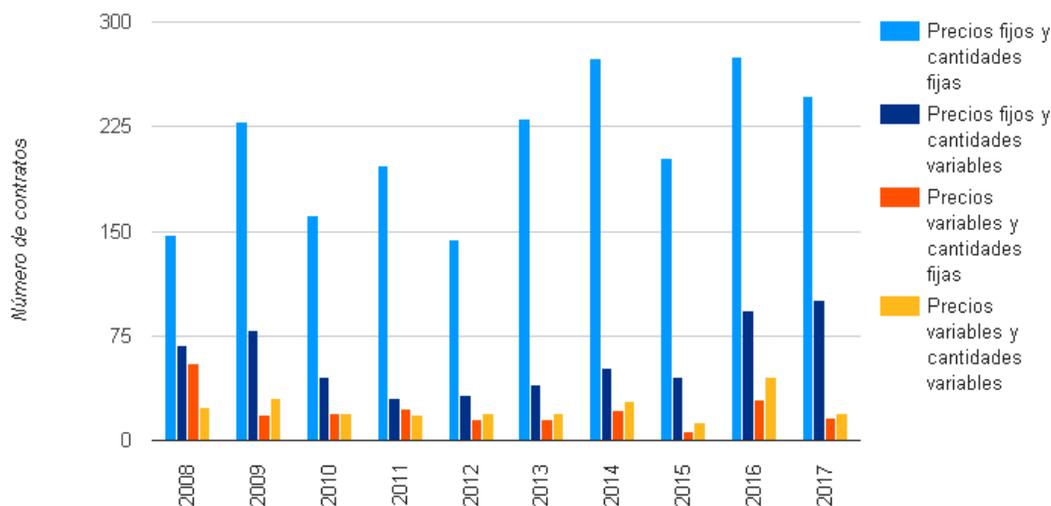


Tabla 1. Contratos de largo plazo que iniciaron despacho en los últimos 10 años

	Cantidades fijas	Cantidades variables
Precios fijos	2106	586
	66.9%	18.6%
Precios variables	218	237
	6.9%	7.5%

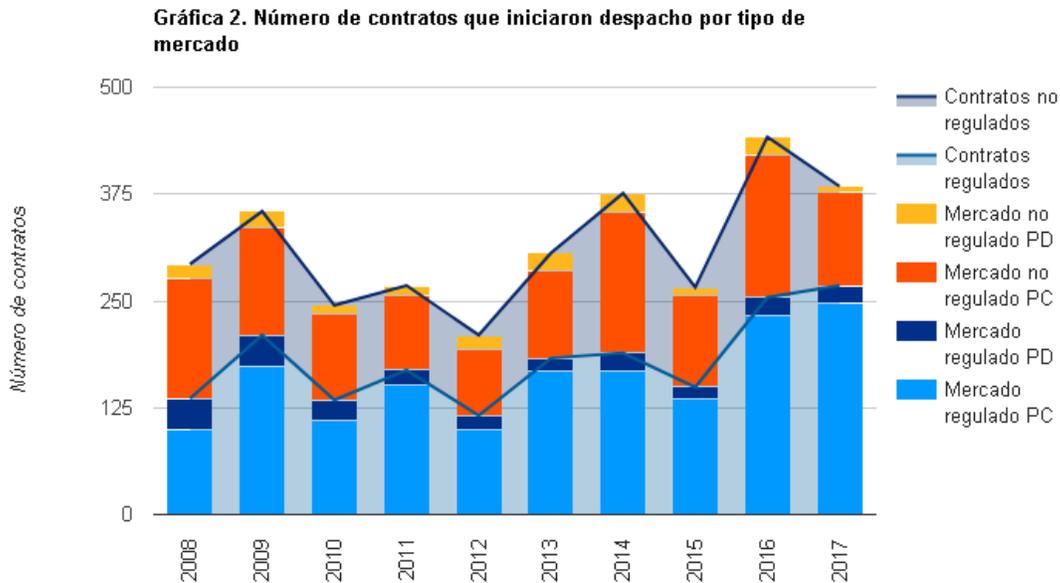
La Gráfica 1 muestra el comportamiento de los últimos 10 años del número de registros de contratos que iniciaron despacho, de acuerdo con el tipo de asignación. Se observa un incremento a partir de 2013 en los contratos de cantidades fijas que iniciaron despacho, con un decremento notable en el 2015 dada las condiciones de incertidumbre en el mercado por el fenómeno de “El Niño” ocurridas en ese año. En el 2016, se aprecia una recuperación en los contratos que iniciaron despacho, con un aumento de casi un 40% en contratos a precios fijos, y más del 200% en los contratos con cantidades variables y precios variables. Para 2017, hubo una disminución de los contratos a precios variables de un 50% y una disminución de los contratos a precios fijos, cercana a un 2%.

Gráfica 1. Número de contratos que iniciaron despacho por tipo de asignación





La Gráfica 2 muestra la distribución de las compras en contratos de largo con destino a la atención de la demanda del mercado regulado y las compras para el mercado no regulado (para cubrir la atención de la demanda en este mercado y las obligaciones en ventas en contratos). En general, exceptuando el año 2015, se observa que los contratos con destino a atender el mercado regulado vienen en constante crecimiento desde 2012. No así los contratos para el mercado no regulado donde su crecimiento no ha sido constante. La mayor cantidad de los contratos registrados en los últimos 10 años son del tipo pague lo contratado. En el 2017 el número de contratos del mercado no regulado disminuyó considerablemente respecto del año anterior. Esta disminución explica en gran medida la disminución de los contratos a precios variables vista en la gráfica 1, ya que la mayor proporción de los contratos a precios variables son con destino al mercado no regulado.



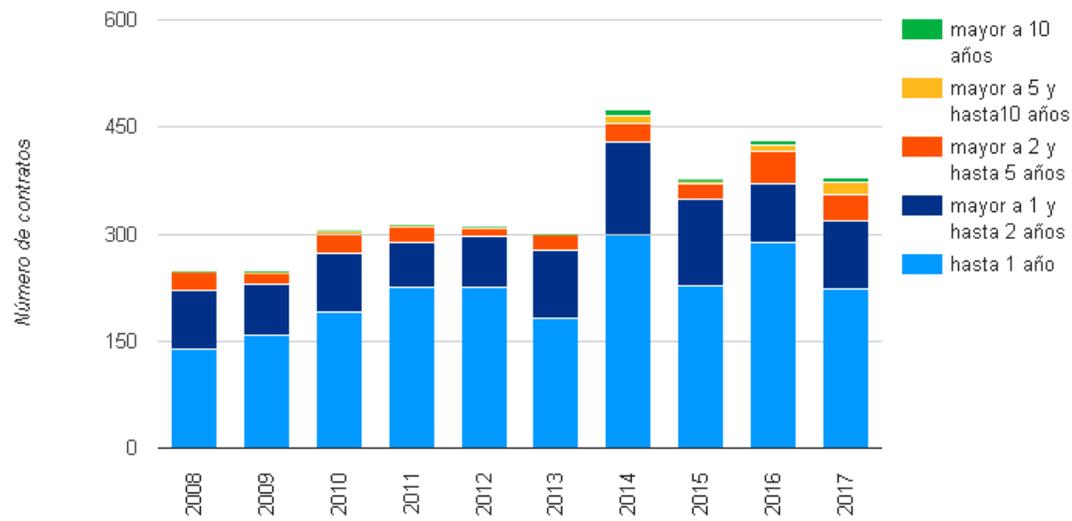


Año	Mercado regulado		Mercado no regulado		Contratos regulados	Contratos no regulados
	PC	PD	PC	PD		
2008	99	37	141	16	136	157
2009	174	36	125	20	210	145
2010	110	24	101	10	134	111
2011	151	18	88	11	169	99
2012	99	17	78	16	116	94
2013	168	15	103	20	183	123
2014	167	22	164	23	189	187
2015	136	13	107	10	149	117
2016	233	21	166	22	254	188
2017	247	21	110	6	268	116

La Grafica 3 muestra la duración en años de los contratos de largo plazo registrados. En general se observa que el 90% de los contratos de largo plazo registrados en el MEM tienen una duración menor o igual a dos años. La mayor proporción se concentra en los contratos menores o iguales a un año. Esto demuestra una tendencia marcada en los agentes participantes del MEM a mitigar los riesgos ante las variaciones del mercado con la contratación de corto plazo y portafolios de compra y venta de cantidades y precios fijos.



Gráfica 3. Duración de contratos de largo plazo por año de registro



Año	hasta 1 año	mayor a 1 y hasta 2 años	mayor a 2 y hasta 5 años	mayor a 5 y hasta 10 años	mayor a 10 años
2008	139	83	24	1	1
2009	158	71	15	2	2
2010	190	83	27	4	1
2011	225	63	22	2	0
2012	225	71	12	1	0
2013	182	95	22	1	0
2014	299	130	25	11	9
2015	228	120	22	4	3
2016	288	82	46	8	7
2017	224	95	37	16	6



Composición despacho de contratos largo plazo

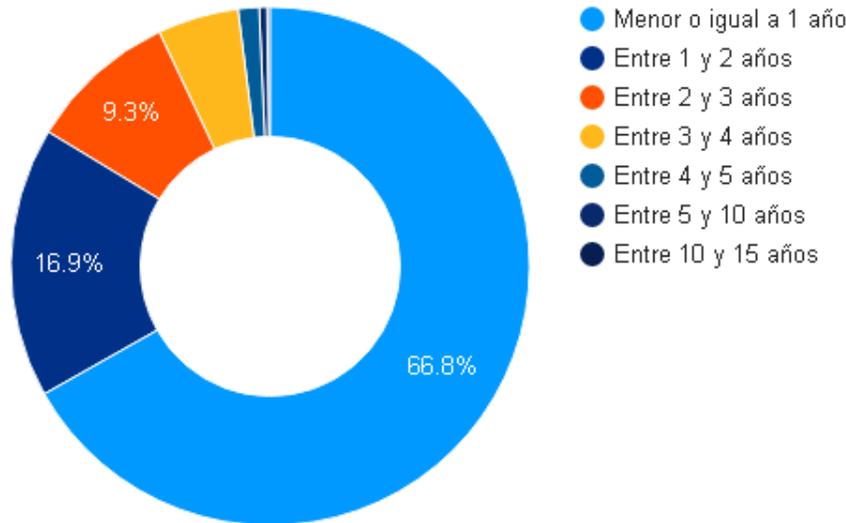
Como elementos clave dentro del análisis de la contratación bilateral de largo plazo, se tienen el tamaño, la duración y la anticipación con que se negocian estos contratos ante el MEM. En esta sección se realiza una caracterización de los aspectos como lo son el tamaño (cantidades de energía contratadas) y la anticipación con la cual se registran los contratos, para un periodo de observación de los últimos 10 años. Adicionalmente, se muestran las cifras de los contratos despachos de acuerdo con el tipo de asignación de los contratos (de los que se trató en la sección 2.5 Contratos de largo plazo registrados) y una estadística descriptiva de la proporción de energía contratada en contratos de largo plazo.

Los resultados presentados en este informe consideraron los contratos vigentes hasta 31 de diciembre 2017. En total, la muestra tomada para los últimos 10 años corresponde con 3,389 contratos vigentes en este periodo, de los cuales 1,947 correspondieron a contratos para el mercado regulado (57.45%), 1,439 para el no regulado (42.46%) y 3 para el mercado internacional. En ese mismo periodo, se solicitaron en registro 3,525 contratos de largo plazo. En particular, para el 2016, se solicitaron en registro 254 contratos para el mercado regulado y 176 para el mercado no regulado. En 2017, se solicitaron en registro 221 contratos para el mercado regulado y 157 contratos para el no regulado.

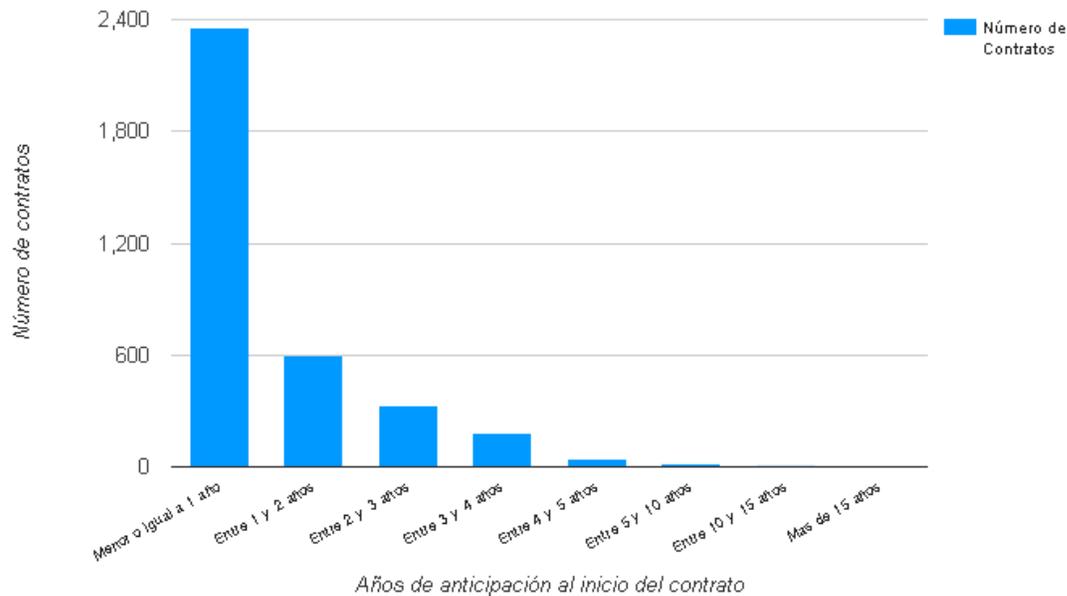
En cuanto a la estimación del tiempo de anticipación con el cual los agentes se contrataron respecto al inicio de los contratos, se consideró la diferencia entre la fecha de recibo de la solicitud de registro y la fecha de inicio de la operación de los contratos. De la muestra observada en estos 10 años para los contratos vigentes, se encontró que la mayoría de contratos se registraron con una anticipación entre 1 y 5 años, tal como se observa en las gráficas 1 y 2. Los contratos vigentes con un año o menos de anticipación de haber sido registrados fueron 2,577 (73.1%), entre 1 y 2 años de anticipación, 659 (18.7%), entre 2 y 3 años, 251 (7.1%), entre 3 y 4 años, 22 (0.6%) y entre 4 y 5 años, 4 contratos (0.1%).



Gráfica 2. Proporción de la anticipación en el registro de los contratos de largo plazo ante el MEM, en años (datos a diciembre 31 de 2017)



Gráfica 1. Anticipación en el registro ante el MEM de los contratos de largo plazo, en años (datos a diciembre 31 de 2017)





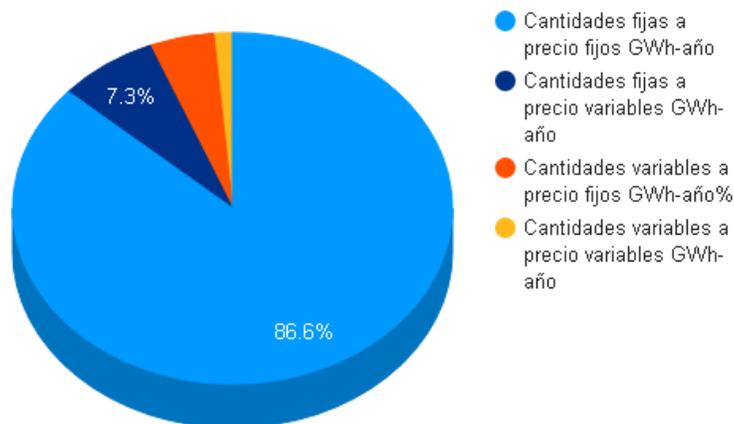
Por otra parte, del total de la muestra de contratos que se despacharon en estos 10 años, se tiene que 1,670 contratos del mercado regulado fueron del tipo pague lo contratado, lo que equivale al 85.8% en este mercado, mientras que los 277 contratos restantes del regulado fueron del tipo pague lo demandado, correspondiente al 14.2%. En el mercado no regulado, 1,249 contratos fueron del tipo pague lo contratado (86.8% en este mercado) y 190 en pague lo demandado (13.2% en este mercado). Los contratos para el mercado internacional fueron de los tipos pague lo demandado. De los contratos pague lo contratado despachados para todo el mercado en el periodo de observación, 2,414 correspondieron a contratos de cantidades fijas, 270 con un tope que dependió de la generación real y 236 contratos con un mínimo o un máximo de topes dependientes de diferentes variables como la generación real, generación ideal, demanda y despachos de otros contratos.

Por su parte, de los 469 contratos despachados del tipo pague lo demandado en los últimos 10 años, 183 dependieron de la demanda comercial con un tope y 181 fueron sin topes, 17 con topes de generación real y 88 dependieron de un mínimo o máximo de tope con variables y constantes asociadas con generación ideal o real, demandas y despachos de otros contratos.

La gráfica 3 muestra la distribución de la energía promedio en GWh-año despachada en este tipo de contratos para los últimos 10 años.

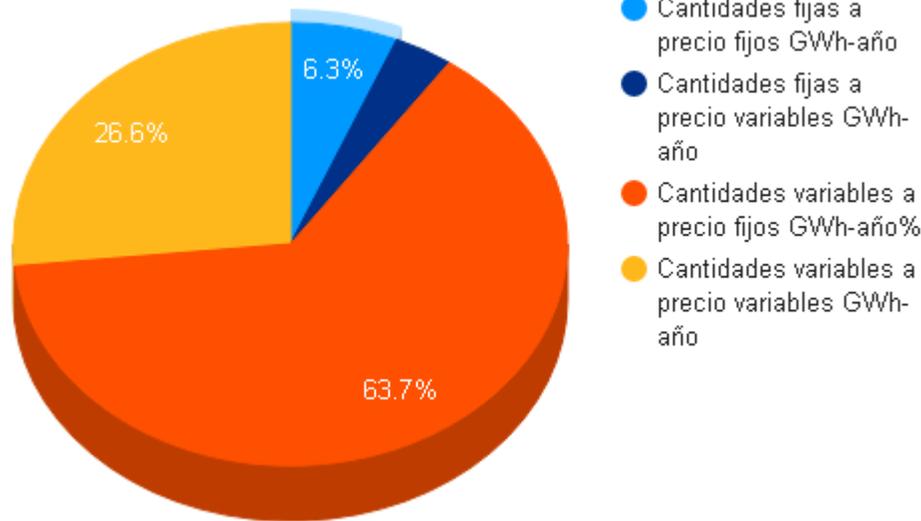
Gráfica 3. Proporción de energía despachada para cada tipo de asignación y por tipo de despacho.

Pague lo contratado





Pague lo demandado



La tabla 1 muestra la distribución del promedio de energía anual despachada en contratos de largo plazo para el periodo comprendido entre 2008 y 2017, para los distintos tipos de asignaciones de cantidades de los contratos, para cada mercado.



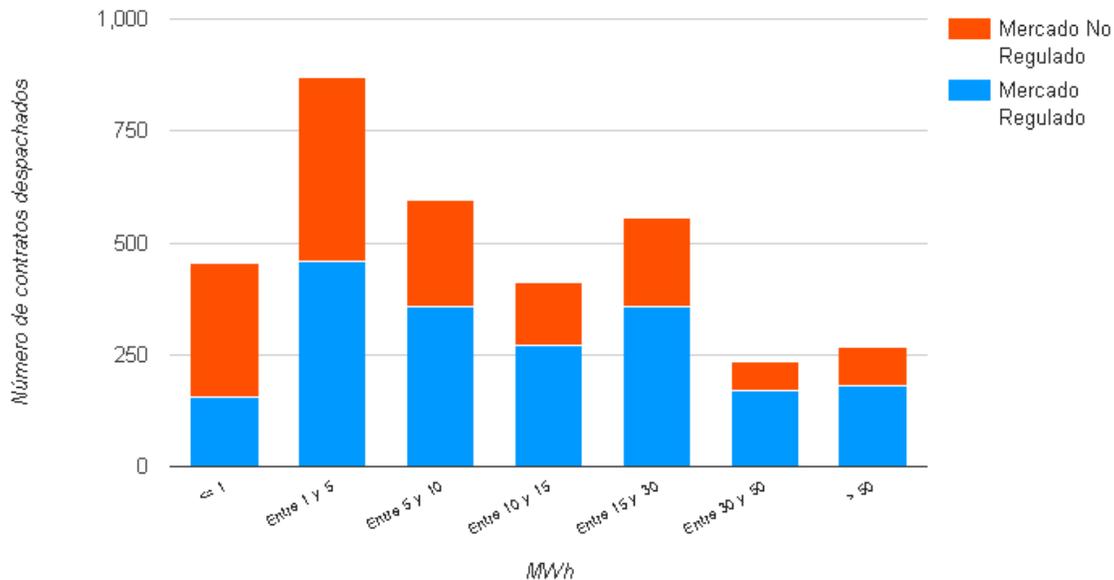
Tabla 1. Distribución de energía promedio despachada cada año en contratos de largo plazo, entre 2008 y 2017.

Cantidades que dependen de:	Promedio GWh-año mercado regulado	Promedio GWh-año mercado no regulado	Promedio GWh-año mercado internacional
Cantidades Fijas	32,582.31	15,893.65	-
Cantidades sin Tope	888.36	12,332.91	-
Demanda	-	0.96	-
Demanda específica	0.45	241.75	-
Demanda y despacho contratos	2,347.98	491.03	-
Demanda y generación	49.29	-	-
Demanda, generación y despacho de contratos	574.60	351.11	-
Generación ideal	42.59	25.65	-
Generación real	259.84	1,424.00	149.50
Generación y despacho contratos	14.13	127.51	-
Precio de bolsa	57.02	183.16	-

En el periodo analizado, de los 3386 contratos de largo plazo vigentes para el mercado regulado y no regulado, se hizo una agrupación según la energía promedio en MWh despachada en cada hora del día. Esta información se encuentra en la gráfica 4.



Gráfica 4. Número de contratos de largo plazo por cantidad horaria promedio transada (MWh)



En la gráfica 4, se observa que la mayor cantidad de contratos que se despacharon correspondió a contratos con cantidades promedio horarias entre 1 y 5 MWh, con 457 contratos para el mercado regulado (23.47% de este mercado) y 413 contratos para el no regulado (21.21% de este mercado). Para cantidades transadas promedio-hora menores a 1 MWh se tuvieron 154 contratos regulados y 301 contratos del no regulado (7.91% y 15.46%, respectivamente, en cada mercado). Entre 5 MWh y 10 MWh, 358 y 236 contratos, en el mercado regulado y no regulado respectivamente (18.39% y 12.12%). Entre 10 MWh y 15 MWh, 271 y 139 contratos en el regulado y no regulado, respectivamente (13.92% y 7.14%). Y con más de 15MWh promedio, se tuvieron 707 contratos en el regulado (36.31% en este mercado) y 350 en el no regulado (17.98% en este mercado).

Para el total de los contratos de largo plazo despachados en los últimos 10 años, se encuentra que el promedio de la cantidad de energía transada en cada hora fue de 17 MWh, con una mediana de 7.36 MWh y una moda de menos de 1 MWh. Además, la desviación estándar para la muestra corresponde a 30.85 MWh.

Como se analizó en la sección 2.5 Contratos de largo plazo registrados, los contratos con mayor frecuencia son los que tienen duración de hasta 2 años o menos. Para estos contratos, se tienen las siguientes estadísticas: para los



contratos de duración de 1 año o menos, el promedio de energía horaria transada es de 16.49 MWh, con una mediada de 7.23 MWh y una moda de menos de 1 MWh; mientras que para los contratos con duración entre 1 y 2 años el promedio corresponde a 17.99 MWh, la mediana a 7.97 MWh y la moda de menos de 1 MWh.

Precio y participación en contratos de largo plazo por tipo de mercado

En el 2017, fueron transados en contratos de largo plazo 67,393.88 GWh de energía en el año, de los cuales, 37,931.81 GWh (56.3% con respecto al total transado) correspondieron al mercado regulado y 29,462.06 GWh (43.7% con respecto al total transado) correspondieron al mercado no regulado. La mayor proporción de los contratos, correspondieron a contratos asignados de cantidades fijas. En una menor proporción los contratos de cantidades variables (contratos pague lo contratado condicionado y pague lo demandado sin tope o con tope de cantidades fijas o condicionado). La mayor proporción de estos contratos correspondió a precios fijos. Esta ha sido la tendencia en el registro de los contratos de largo plazo desde la creación del Mercado de Energía Mayorista –MEM-. Como muestra de ello, la sección Contratos de largo plazo registrados evidencia este comportamiento.

La figura 1 muestra la distribución porcentual de cada mercado, con base en la energía transada en contratos de largo plazo en el año.

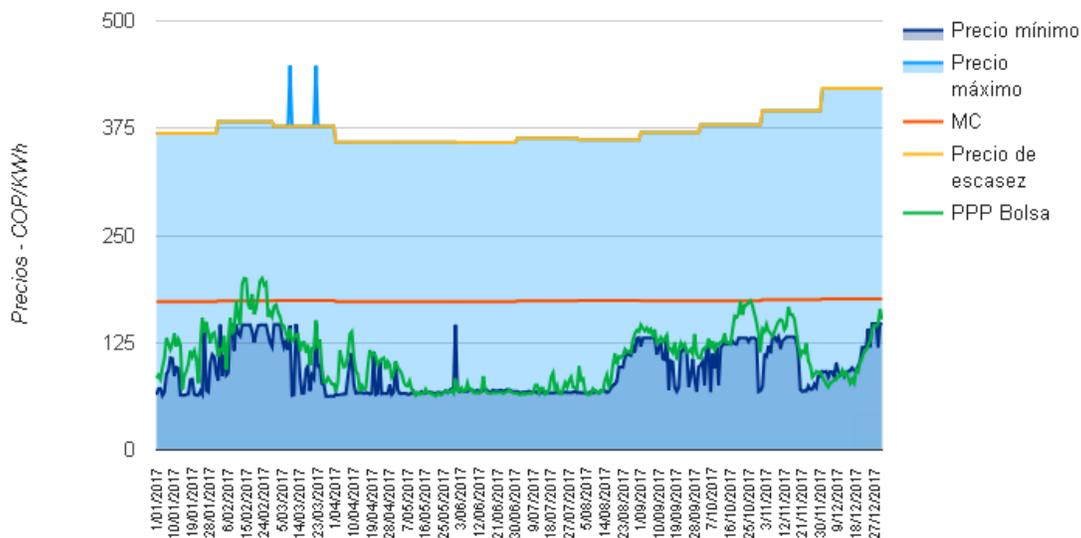
Figura 1. Porcentajes de energía transada en contratos de largo plazo durante 2017, por tipo de asignación y tipo de precios





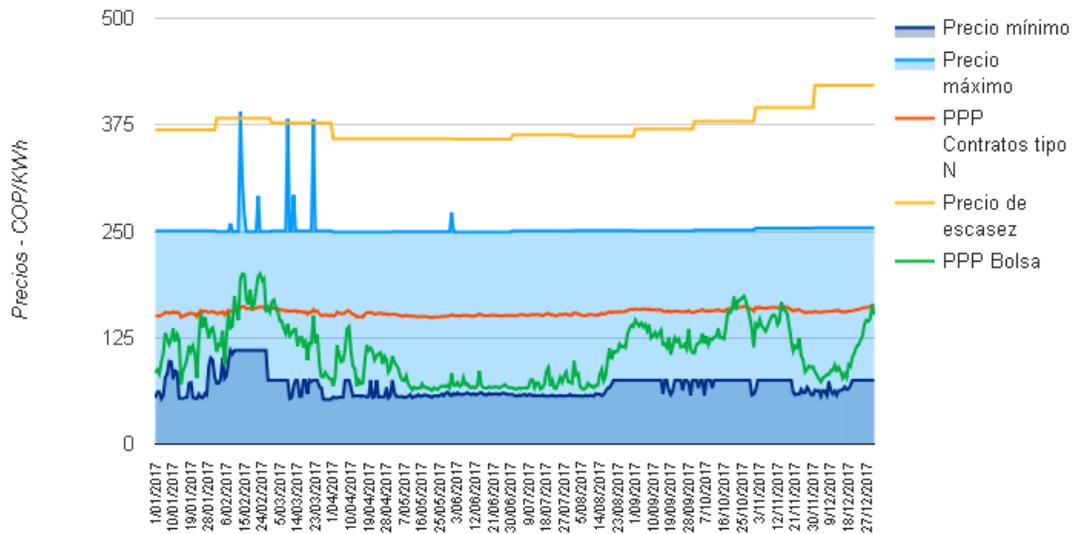
Si se observa en detalle el comportamiento de los contratos asignados en 2017 en cada mercado, puede verse que los precios de los contratos del mercado regulado se mantuvieron en su mayor proporción alrededor de los 174 COP/kWh, tal como lo muestra el comportamiento del MC en la Gráfica 1. En esta gráfica se aprecia el intervalo de todos los precios en los que fueron asignados los contratos del mercado regulado en 2017. Cualquier contrato asignado en este mercado, por lo menos en una hora se asignó entre los precios mínimo y máximo de la franja sombreada. Ningún contrato del mercado regulado se asignó fuera de este intervalo. Es evidente que la mayoría de los contratos se despacharon a lo sumo en el precio de escasez. Aunque no es usual, se observa que al menos en una hora, uno o varios contratos del mercado regulado se despacharon con un precio superior al precio de escasez. Esta situación se presentó los días 9 y 23 de marzo de 2017. Adicionalmente, en la gráfica se traza el precio promedio ponderado diario de la bolsa (PPP Bolsa, en la gráfica). Se aprecia una tendencia marcada en los precios mínimos a los que fueron asignados los contratos en el mercado regulado, de seguir el precio de la bolsa. Vale aclarar que el promedio del precio de la bolsa fue ponderado por la demanda nacional del SIN.

Gráfica 1. Precios despachados en 2017 para los contratos de largo plazo con destino a atender el mercado regulado.





Gráfica 2. Precios despachados en 2017 para los contratos de largo plazo con destino al mercado no regulado y el respaldo de contratos.



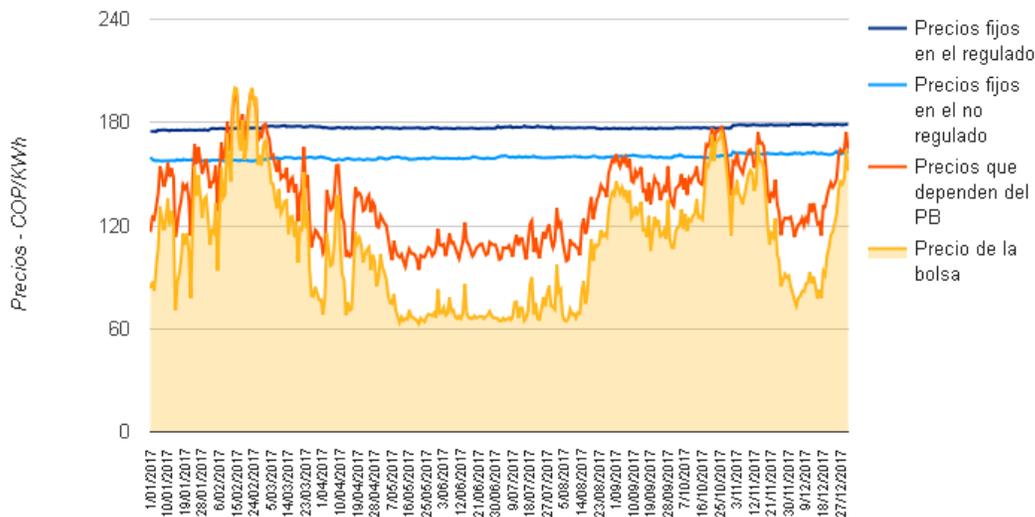
La Gráfica 2 muestra el comportamiento de los contratos de largo plazo para el mercado no regulado (para cubrir la atención de la demanda en este mercado y las obligaciones en ventas en contratos). En general, la mayor proporción de contratos de este mercado fueron asignados entre los 150 y 162 COP/kWh durante 2017, como lo muestra la curva de precios promedios ponderados diarios de los contratos en este mercado (PPP Contratos tipo N, en la gráfica). El contrato más costoso en ser asignado en el mercado no regulado, no superó los límites superiores de la franja sombreada; sin embargo, no se puede decir lo mismo de los límites inferiores de la franja ya que para poder trazar este límite, se excluyó el único contrato que a lo largo de 2017 se despachó a 1 COP/kWh en todas las horas del año. Así mismo, este contrato no fue considerado para el cálculo de la curva ya mencionada de los precios promedios ponderados diarios para los contratos de este mercado. No obstante, incluyendo este contrato, la máxima variación obtenida en la curva es de +/-0.17% para algunos días del año. Se observa que al menos en una hora, uno o varios contratos del mercado no regulado se despacharon por encima del precio de escasez. Esta situación se presentó los días 12 de febrero, 10 y 22 de marzo de 2017. Para el resto de los días del año, salvo contadas excepciones, el máximo valor asignado en un contrato de este mercado estuvo cercano a los 250 COP/kWh. Los precios a los que por lo menos en una hora del año se asignaron uno o varios contratos del mercado no regulado, estuvieron siempre por debajo del promedio ponderado diario de la bolsa. Al comparar las curvas de los promedios ponderados



de los precios de la bolsa y de los contratos del mercado no regulado asignados, se nota una que la segunda no tiene afectación sustancial en relación con la variación de los precios de la bolsa. Por el contrario, es marcada la tendencia a mantenerse constante, lo que muestra que en mayor proporción, la energía despachada en este mercado es a precios fijos, aunque en comparación con el mercado regulado, en este mercado hay un mayor número de contratos a precios variables.

La Gráfica 3 ilustra el comportamiento de los precios promedios ponderados de los contratos a precios fijos, tanto para el mercado regulado como para el no regulado, los contratos a precios variables que dependen del precio de la bolsa y el promedio ponderado diario de la bolsa. Se observa que los contratos a precios fijos, en promedio estuvieron 14 COP/kWh por encima en el mercado regulado con respecto al mercado no regulado, marcando cada una de estas curvas de precio la tendencia en el respectivo mercado, como se puede ver en la tendencia del MC y de los promedios ponderados de precio del mercado no regulado, de las gráficas 1 y 2 respectivamente. Así mismo se aprecia que los precios que dependen de la bolsa, en promedio correspondieron a contratos sujetos a los precios de bolsa más una prima, como se ve en la gráfica. Cuando el precio de la bolsa se acercó a los valores del MC o de los promedios ponderados del precio en el mercado no regulado, dichos precios variables redujeron su valor de prima y cuando el precio de la bolsa estuvo muy por debajo de estas referencias, el precio de la prima estuvo en sus valores máximos.

Gráfica 3. Tendencia de los tipos de precios de los contratos de largo plazo despachados en 2017.





Contratos de mercado secundario y DDV

En el 2017, para el mercado secundario estuvieron vigentes 6,824 registros de contratos, 3,131 contratos entre agentes generadores diferentes y 3,693 declaraciones de respaldo entre plantas de un mismo agente, una cifra mayor que en el año 2016, donde hubo 5,939 contratos vigentes (2,269 contratos y 3,670 declaraciones de respaldo), y mucho más que en el 2015, donde hubo 4,785 contratos en este mercado (1,184 contratos y 3601 declaraciones de respaldo). Por efectos del fenómeno de “El Niño”, el cual se acentuó fuertemente entre septiembre de 2015 a abril de 2016, muchos agentes no pudieron respaldar sus Obligaciones de Energía Firme –OEF- en este periodo por falta de oferta de energía de referencia en este mercado; no obstante hubo una recuperación considerable a partir de mayo de 2016, donde hubo mayor número de contratos vigentes y la energía contratada para cubrir las obligaciones de los generadores, llegó a más del 200% de los valores contratados antes de abril de 2016. La gráfica 1 muestra el comportamiento del número de contratos vigentes en cada uno de los meses entre enero de 2015 a diciembre de 2017, comprendidos entre los contratos asignados completamente (al 100%), así como el número de contratos que fueron asignados parcialmente (una vez se activó el mecanismo del mercado secundario cuando el precio de la bolsa superó el precio de escasez). Adicionalmente, se muestran las áreas que corresponden a la energía contratada en este mercado y la que fue asignada en contratos despachados parcialmente cuando se activó el mecanismo.



Gráfica 1. Numero de contratos y GWh-Mes transados en el mercado secundario

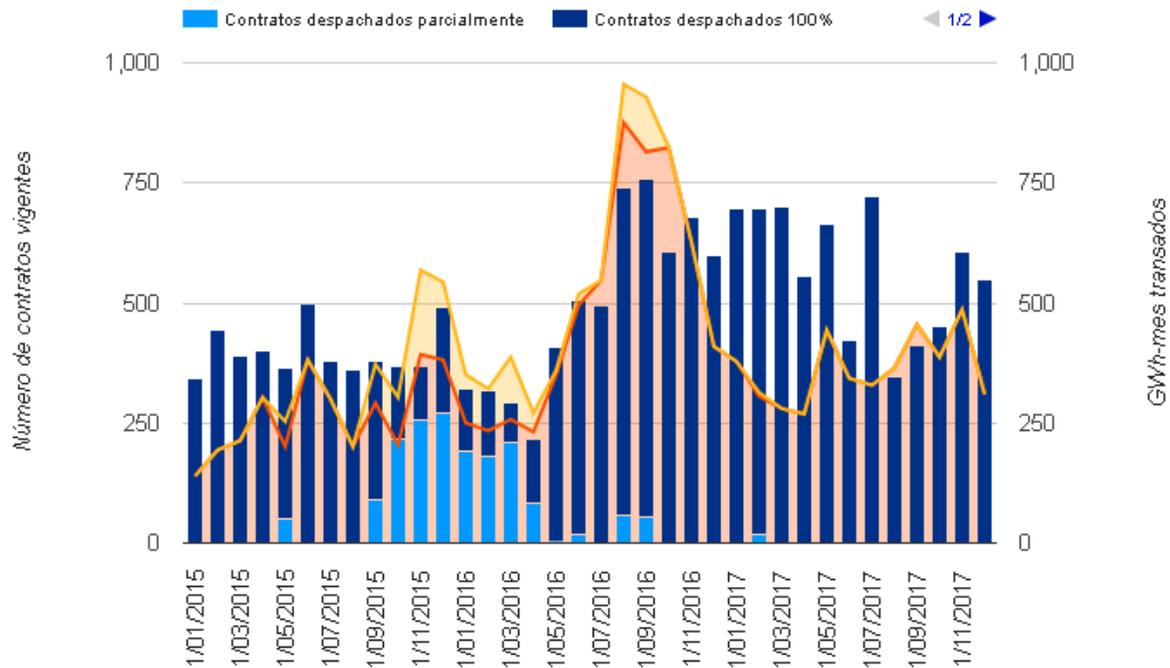


Tabla 1. Agentes generadores con compras en el mercado secundario entre 2015 y 2017.

Comprador	Concepto	2015		2016		2017	
		Contratos	Declaraciones	Contratos	Declaraciones	Contratos	Declaraciones
CELSIA S.A.E.S.P.	Número contratos	4		14		14	
CELSIA S.A.E.S.P.	GWh-año	3.020		18.417		2.894	
EMGESA S.A. E.S.P.	Número contratos	304	1.159	394	879	53	572
EMGESA S.A. E.S.P.	GWh-año	127.231	337.368	337.930	615.172	31.776	218.777
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	Número contratos	83	609		351	4	8



EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	GWh-año	8.913	182.783		107.080	0.567	0.700
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	Número contratos	19	771		626	22	1.665
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	GWh-año	27.154	393.199		899.575	18.000	1.160.398
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	Número contratos	356	376	1.174	849	1.713	464
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	GWh-año	719.030	157.975	2.143.811	280.404	1.333.385	90.744
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	Número contratos	70	387	251	467	238	539
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	GWh-año	29.999	71.580	169.368	128.385	157.869	125.844
ISAGEN S.A. E.S.P.	Número contratos	59	299	66	381	1	185
ISAGEN S.A. E.S.P.	GWh-año	-	617.830	59.389	537.864	0.700	205.757
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	Número contratos	31					
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	GWh-año	10.419					
PROELÉCTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P.	Número contratos	17		2		52	1
PROELÉCTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P.	GWh-año	7.284		1.630		12.367	-
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	Número contratos			22	112	220	259
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	GWh-año			36.060	26.162	205.503	119.372
TERMOCANDELARIA S.C.A. - E.S.P.	Número contratos			4		7	
TERMOCANDELARIA S.C.A. - E.S.P.	GWh-año			3.900		7.119	
TERMOEMCALI S.A. E.S.P.	Número contratos	8				3	
TERMOEMCALI S.A. E.S.P.	GWh-año	35.000				10.179	
TERMONORTE S.A.S. E.S.P.	Número contratos					124	
TERMONORTE S.A.S. E.S.P.	GWh-año					52.586	
TERMOTASAJERO DOS S.A. E.S.P.	Número contratos			36		132	
TERMOTASAJERO DOS S.A. E.S.P.	GWh-año			74.624		149.442	
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	Número contratos	65		23		59	
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	GWh-año	105.487		65.359		146.251	
TERMOVALLE S.A.S. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS	Número contratos	13		15		5	
TERMOVALLE S.A.S. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS	GWh-año	20.400		17.742		4.411	
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S. E.S.P.	Número contratos	47		57		178	
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S. E.S.P.	GWh-año	9.407		26.246		66.278	
ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.	Número contratos	108		211	5	306	
ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.	GWh-año	339.246		351.998	15.420	231.652	



Año	Contratos despachados parcialmente	Contratos despachados 100%	GWh contratados	GWh asignados en contratos despachados parcialmente
1/01/2015	0	342	139.700407	0
1/02/2015	0	443	193.682836	0
1/03/2015	0	390	213.480922	0
1/04/2015	0	399	303.253771	0
1/05/2015	51	312	200.772832	51.95233664
1/06/2015	0	497	381.23181	0
1/07/2015	0	380	300.353638	0
1/08/2015	0	361	200.839207	0
1/09/2015	91	288	291.602645	80.74332293
1/10/2015	217	153	204.47861	99.49627383
1/11/2015	255	114	392.564242	175.931304
1/12/2015	271	221	381.36367	162.6237571
1/01/2016	191	130	250.322487	100.0342563
1/02/2016	182	134	233.88608	87.3282489
1/03/2016	209	85	257.636083	129.7135884
1/04/2016	83	135	231.285732	39.70076732
1/05/2016	5	404	349.5155465	9.47214158



1/06/2016	18	487	495.1249906	23.58090113
1/07/2016	0	496	547.3781232	0
1/08/2016	59	680	875.786188	79.86250371
1/09/2016	55	702	814.778264	113.9424562
1/10/2016	0	607	823.340403	0
1/11/2016	0	677	628.094837	0
1/12/2016	0	600	409.387319	0
1/01/2017	0	698	378.327482	0
1/02/2017	17	681	306.404929	7.24497906
1/03/2017	0	702	280.324853	0
1/04/2017	0	555	269.090251	0
1/05/2017	0	666	443.299832	0
1/06/2017	0	422	343.302024	0
1/07/2017	0	721	328.62964	0
1/08/2017	0	346	364.435678	0
1/09/2017	0	412	455.310529	0
1/10/2017	0	452	387.562406	0
1/11/2017	0	605	486.131285	0
1/12/2017	clicked	547	309.750723	0

En mayo de 2015 se presentó la primera activación del mecanismo del mercado secundario para el periodo mostrado. 51 contratos de los 312 vigentes en ese mes no fueron asignados completamente. La energía mensual asignada en estos 51 contratos fue de 51.92 GWh (26%) de los 200.77 GWh contratados para respaldo de OEF. Entre septiembre de 2015 y abril de 2016, se asignaron desde un 17% de los GWh contratados (39.7 GWh asignados en abril de 2016) hasta un máximo del 50% de los GWh contratados (129.71 GWh asignados en marzo de 2016) en contratos que no se despacharon completamente.

La tabla 1 muestra los agentes generadores compradores en el mercado secundario en los últimos 3 años.



Registro agentes, fronteras y contratos

Gestión agentes

Al finalizar el año 2017, el Mercado de Energía Mayorista cuenta con 229 empresas registradas, las cuales se representan con las siguientes actividades por tipo de agente:

Generadores: 73, Comercializadores: 108, Distribuidores: 32 y Transmisores Nacionales: 16. La actividad de Distribución se representa en 30 Operadores de Red y 2 Transmisores Regionales.

Durante el año 2017 se registraron 12 nuevos agentes ante el Mercado de Energía Mayorista, 6 generadores, 5 comercializadores y 1 transmisor nacional.

Por otro lado, en el año 2017 se retiraron voluntariamente del Mercado 2 agentes generadores.

Fronteras registradas por tipo

En el año 2017, el total de fronteras comerciales registradas en el ASIC fueron de 17,416, que corresponden a un aumento de 6.6% respecto al año 2016, las cuales se discriminan en 356 de alumbrado público, 427 de distribución, 3 tipo DDV, 306 de generación, 5,418 tipo no regulado, 10,222 tipo regulado y 684 tipo otros (se considera otros, fronteras comerciales entre agentes, TIE, internacional, consumo propio y auxiliar). Véase gráfica 2.

Las fronteras comerciales con mayor incremento respecto al año 2016, se presentaron en las de tipo distribución, con un valor de 333 fronteras, equivalentes al 354.25%. Lo anterior, se debe al vencimiento de las fechas de plazos establecidos por la Resolución CREG 038 del 2014. Véase las gráficas 1 y 2.

Para el caso de las fronteras de tipo regulado, se tuvo un incremento de 734 fronteras, que corresponden a un aumento de 7.7% respecto al año 2016. La participación de este tipo de fronteras sigue ocupando más del 50% de la matriz de fronteras registradas en el Mercado de Energía Mayorista con un incremento del 0.6% respecto al año 2016. Véase las gráficas 1 y 2.



Oferta y generación

Condiciones climáticas

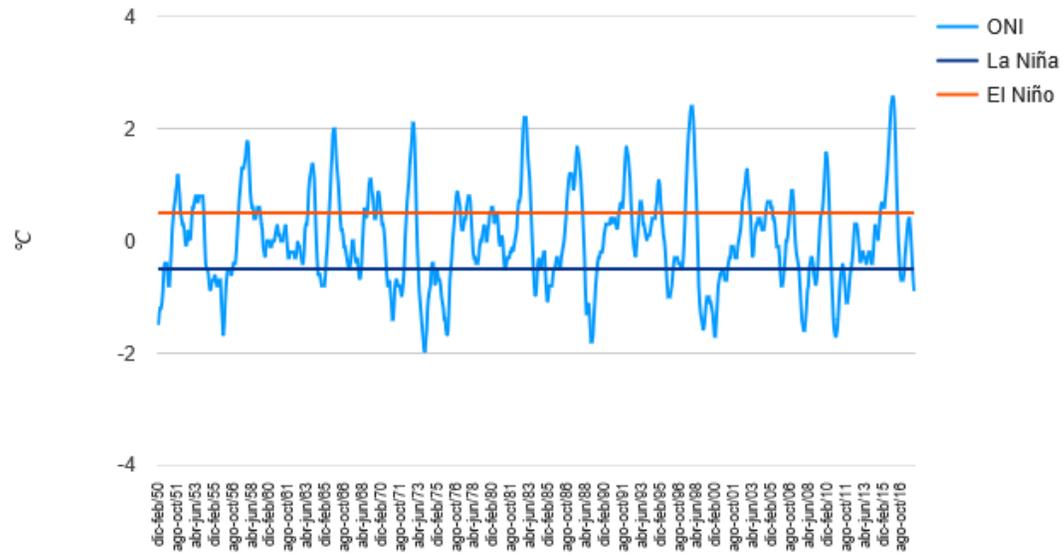
El fenómeno de El Niño - Oscilación del Sur (ENOS), es uno de los factores que tienen mayor incidencia en la variabilidad climática sobre el territorio colombiano. El Niño, y su contraparte La Niña, modulan en gran medida el comportamiento de la precipitación y su variación espacio temporal, lo que se traduce en un fuerte impacto sobre los recursos hídricos del país. Por lo tanto, y teniendo en cuenta que en la actualidad en la matriz energética del país el componente hidráulico representa el mayor porcentaje, es necesario hacer un seguimiento permanente a la evolución pasada y futura de El Niño, lo cual es crucial para asegurar la seguridad energética del país.

Para hacer dicho seguimiento, por lo general se utilizan diferentes indicadores climáticos que evalúan la temperatura del océano pacífico tropical. Uno de los indicadores más populares entre la comunidad científica es el Índice Oceánico de El Niño (ONI, por su sigla en inglés), el cual se calcula como el promedio de las anomalías de la temperatura de las aguas superficiales en el Pacífico ecuatorial central (entre 120W y 170W y entre 5N y 5S). Este índice es utilizado por diferentes agencias climáticas internacionales para identificar, hacer seguimiento y caracterizar la fortaleza de cualquiera de los extremos del ENOS, bien sea El Niño (evento cálido) o La Niña (evento frío).

De acuerdo con el índice del ONI, valores iguales o superiores a 0.5 indican calentamiento de las aguas superficiales en el pacífico tropical, en tanto que si ellos son inferiores a -0.5 tendremos entonces enfriamiento. Si este calentamiento se prolonga por cinco o más períodos consecutivos, se dice que se ha desarrollado El Niño, y cuando el enfriamiento iguala o excede 5 períodos consecutivos de se dice que se presenta La Niña. La Gráfica 1 muestra el comportamiento del ONI, desde 1950 y hasta principios del 2017.



Gráfica 1. Evolución del índice ONI, desde 1950 hasta la fecha, se resaltan las ordenadas en -0.5°C y $+0.5^{\circ}\text{C}$.



Trimestre	ONI	La Niña	El Niño
dic-feb/50	-1.5	-0.5	0.5
ene-mar/50	-1.3	-0.5	0.5
feb-abr/50	-1.2	-0.5	0.5
mar-may/50	-1.2	-0.5	0.5
abr-jun/50	-1.1	-0.5	0.5
may-jul/50	-0.9	-0.5	0.5



jun-ago/50	-0.5	-0.5	0.5
jul-seg/50	-0.4	-0.5	0.5
ago-oct/50	-0.4	-0.5	0.5
sep-nov/50	-0.4	-0.5	0.5
oct-dic/50	-0.6	-0.5	0.5
nov-ene/50	-0.8	-0.5	0.5
dic-feb/51	-0.8	-0.5	0.5
ene-mar/51	-0.5	-0.5	0.5
feb-abr/51	-0.2	-0.5	0.5
mar-may/51	0.2	-0.5	0.5
abr-jun/51	0.4	-0.5	0.5
may-jul/51	0.6	-0.5	0.5
jun-ago/51	0.7	-0.5	0.5
jul-seg/51	0.9	-0.5	0.5
ago-oct/51	1.0	-0.5	0.5
sep-nov/51	1.2	-0.5	0.5
oct-dic/51	1.0	-0.5	0.5
nov-ene/51	0.8	-0.5	0.5
dic-feb/52	0.5	-0.5	0.5
ene-mar/52	0.4	-0.5	0.5
feb-abr/52	0.3	-0.5	0.5



mar-may/52	0.3	-0.5	0.5
abr-jun/52	0.2	-0.5	0.5
may-jul/52	0.0	-0.5	0.5
jun-ago/52	-0.1	-0.5	0.5
jul-seg/52	0.0	-0.5	0.5
ago-oct/52	0.2	-0.5	0.5
sep-nov/52	0.1	-0.5	0.5
oct-dic/52	0.0	-0.5	0.5
nov-ene/52	0.1	-0.5	0.5
dic-feb/53	0.4	-0.5	0.5
ene-mar/53	0.6	-0.5	0.5
feb-abr/53	0.6	-0.5	0.5
mar-may/53	0.7	-0.5	0.5
abr-jun/53	0.8	-0.5	0.5
may-jul/53	0.8	-0.5	0.5
jun-ago/53	0.7	-0.5	0.5
jul-seg/53	0.7	-0.5	0.5
ago-oct/53	0.8	-0.5	0.5
sep-nov/53	0.8	-0.5	0.5
oct-dic/53	0.8	-0.5	0.5
nov-ene/53	0.8	-0.5	0.5
dic-feb/54	0.8	-0.5	0.5
ene-mar/54	0.5	-0.5	0.5
feb-abr/54	0.0	-0.5	0.5
mar-may/54	-0.4	-0.5	0.5
abr-jun/54	-0.5	-0.5	0.5
may-jul/54	-0.5	-0.5	0.5
jun-ago/54	-0.6	-0.5	0.5



jul-seg/54	-0.8	-0.5	0.5
ago-oct/54	-0.9	-0.5	0.5
sep-nov/54	-0.8	-0.5	0.5
oct-dic/54	-0.7	-0.5	0.5
nov-ene/54	-0.7	-0.5	0.5
dic-feb/55	-0.7	-0.5	0.5
ene-mar/55	-0.6	-0.5	0.5
feb-abr/55	-0.7	-0.5	0.5
mar-may/55	-0.8	-0.5	0.5
abr-jun/55	-0.8	-0.5	0.5
may-jul/55	-0.7	-0.5	0.5
jun-ago/55	-0.7	-0.5	0.5
jul-seg/55	-0.7	-0.5	0.5
ago-oct/55	-1.1	-0.5	0.5
sep-nov/55	-1.4	-0.5	0.5
oct-dic/55	-1.7	-0.5	0.5
nov-ene/55	-1.5	-0.5	0.5
dic-feb/56	-1.1	-0.5	0.5
ene-mar/56	-0.8	-0.5	0.5
feb-abr/56	-0.6	-0.5	0.5
mar-may/56	-0.5	-0.5	0.5
abr-jun/56	-0.5	-0.5	0.5
may-jul/56	-0.5	-0.5	0.5
jun-ago/56	-0.6	-0.5	0.5
jul-seg/56	-0.6	-0.5	0.5
ago-oct/56	-0.5	-0.5	0.5



sep-nov/56	-0.4	-0.5	0.5
oct-dic/56	-0.4	-0.5	0.5
nov-ene/56	-0.4	-0.5	0.5
dic-feb/57	-0.2	-0.5	0.5
ene-mar/57	0.1	-0.5	0.5
feb-abr/57	0.4	-0.5	0.5
mar-may/57	0.7	-0.5	0.5
abr-jun/57	0.9	-0.5	0.5
may-jul/57	1.1	-0.5	0.5
jun-ago/57	1.3	-0.5	0.5
jul-seg/57	1.3	-0.5	0.5
ago-oct/57	1.3	-0.5	0.5
sep-nov/57	1.4	-0.5	0.5
oct-dic/57	1.5	-0.5	0.5
nov-ene/57	1.7	-0.5	0.5
dic-feb/58	1.8	-0.5	0.5
ene-mar/58	1.7	-0.5	0.5
feb-abr/58	1.3	-0.5	0.5
mar-may/58	0.9	-0.5	0.5
abr-jun/58	0.7	-0.5	0.5
may-jul/58	0.6	-0.5	0.5
jun-ago/58	0.6	-0.5	0.5
jul-seg/58	0.4	-0.5	0.5
ago-oct/58	0.4	-0.5	0.5
sep-nov/58	0.4	-0.5	0.5
oct-dic/58	0.5	-0.5	0.5
nov-ene/58	0.6	-0.5	0.5



dic-feb/59	0.6	-0.5	0.5
ene-mar/59	0.6	-0.5	0.5
feb-abr/59	0.5	-0.5	0.5
mar-may/59	0.3	-0.5	0.5
abr-jun/59	0.2	-0.5	0.5
may-jul/59	-0.1	-0.5	0.5
jun-ago/59	-0.2	-0.5	0.5
jul-seg/59	-0.3	-0.5	0.5
ago-oct/59	-0.1	-0.5	0.5
sep-nov/59	0.0	-0.5	0.5
oct-dic/59	0.0	-0.5	0.5
nov-ene/59	0.0	-0.5	0.5
dic-feb/60	-0.1	-0.5	0.5
ene-mar/60	-0.1	-0.5	0.5
feb-abr/60	-0.1	-0.5	0.5
mar-may/60	0.0	-0.5	0.5
abr-jun/60	0.0	-0.5	0.5
may-jul/60	0.0	-0.5	0.5
jun-ago/60	0.1	-0.5	0.5
jul-seg/60	0.2	-0.5	0.5
ago-oct/60	0.3	-0.5	0.5
sep-nov/60	0.2	-0.5	0.5
oct-dic/60	0.1	-0.5	0.5
nov-ene/60	0.1	-0.5	0.5
dic-feb/61	0.0	-0.5	0.5
ene-mar/61	0.0	-0.5	0.5
feb-abr/61	0.0	-0.5	0.5
mar-may/61	0.1	-0.5	0.5



abr-jun/61	0.2	-0.5	0.5
may-jul/61	0.3	-0.5	0.5
jun-ago/61	0.1	-0.5	0.5
jul-seg/61	-0.1	-0.5	0.5
ago-oct/61	-0.3	-0.5	0.5
sep-nov/61	-0.3	-0.5	0.5
oct-dic/61	-0.2	-0.5	0.5
nov-ene/61	-0.2	-0.5	0.5
dic-feb/62	-0.2	-0.5	0.5
ene-mar/62	-0.2	-0.5	0.5
feb-abr/62	-0.2	-0.5	0.5
mar-may/62	-0.3	-0.5	0.5
abr-jun/62	-0.3	-0.5	0.5
may-jul/62	-0.2	-0.5	0.5
jun-ago/62	0.0	-0.5	0.5
jul-seg/62	-0.1	-0.5	0.5
ago-oct/62	-0.1	-0.5	0.5
sep-nov/62	-0.2	-0.5	0.5
oct-dic/62	-0.3	-0.5	0.5
nov-ene/62	-0.4	-0.5	0.5
dic-feb/63	-0.4	-0.5	0.5
ene-mar/63	-0.2	-0.5	0.5
feb-abr/63	0.2	-0.5	0.5
mar-may/63	0.3	-0.5	0.5
abr-jun/63	0.3	-0.5	0.5



may-jul/63	0.5	-0.5	0.5
jun-ago/63	0.9	-0.5	0.5
jul-seg/63	1.1	-0.5	0.5
ago-oct/63	1.2	-0.5	0.5
sep-nov/63	1.3	-0.5	0.5
oct-dic/63	1.4	-0.5	0.5
nov-ene/63	1.3	-0.5	0.5
dic-feb/64	1.1	-0.5	0.5
ene-mar/64	0.6	-0.5	0.5
feb-abr/64	0.1	-0.5	0.5
mar-may/64	-0.3	-0.5	0.5
abr-jun/64	-0.6	-0.5	0.5
may-jul/64	-0.6	-0.5	0.5
jun-ago/64	-0.6	-0.5	0.5
jul-seg/64	-0.7	-0.5	0.5
ago-oct/64	-0.8	-0.5	0.5
sep-nov/64	-0.8	-0.5	0.5
oct-dic/64	-0.8	-0.5	0.5
nov-ene/64	-0.8	-0.5	0.5
dic-feb/65	-0.6	-0.5	0.5
ene-mar/65	-0.3	-0.5	0.5
feb-abr/65	-0.1	-0.5	0.5
mar-may/65	0.2	-0.5	0.5
abr-jun/65	0.5	-0.5	0.5
may-jul/65	0.8	-0.5	0.5



jun-ago/65	1.2	-0.5	0.5
jul-seg/65	1.5	-0.5	0.5
ago-oct/65	1.9	-0.5	0.5
sep-nov/65	2.0	-0.5	0.5
oct-dic/65	2.0	-0.5	0.5
nov-ene/65	1.7	-0.5	0.5
dic-feb/66	1.4	-0.5	0.5
ene-mar/66	1.2	-0.5	0.5
feb-abr/66	1.0	-0.5	0.5
mar-may/66	0.7	-0.5	0.5
abr-jun/66	0.4	-0.5	0.5
may-jul/66	0.2	-0.5	0.5
jun-ago/66	0.2	-0.5	0.5
jul-seg/66	0.1	-0.5	0.5
ago-oct/66	-0.1	-0.5	0.5
sep-nov/66	-0.1	-0.5	0.5
oct-dic/66	-0.2	-0.5	0.5
nov-ene/66	-0.3	-0.5	0.5
dic-feb/67	-0.4	-0.5	0.5
ene-mar/67	-0.5	-0.5	0.5
feb-abr/67	-0.5	-0.5	0.5
mar-may/67	-0.4	-0.5	0.5
abr-jun/67	-0.2	-0.5	0.5
may-jul/67	0.0	-0.5	0.5
jun-ago/67	0.0	-0.5	0.5
jul-seg/67	-0.2	-0.5	0.5
ago-oct/67	-0.3	-0.5	0.5
sep-nov/67	-0.4	-0.5	0.5



oct-dic/67	-0.3	-0.5	0.5
nov-ene/67	-0.4	-0.5	0.5
dic-feb/68	-0.6	-0.5	0.5
ene-mar/68	-0.7	-0.5	0.5
feb-abr/68	-0.6	-0.5	0.5
mar-may/68	-0.4	-0.5	0.5
abr-jun/68	0.0	-0.5	0.5
may-jul/68	0.3	-0.5	0.5
jun-ago/68	0.6	-0.5	0.5
jul-seg/68	0.5	-0.5	0.5
ago-oct/68	0.4	-0.5	0.5
sep-nov/68	0.5	-0.5	0.5
oct-dic/68	0.7	-0.5	0.5
nov-ene/68	1.0	-0.5	0.5
dic-feb/69	1.1	-0.5	0.5
ene-mar/69	1.1	-0.5	0.5
feb-abr/69	0.9	-0.5	0.5
mar-may/69	0.8	-0.5	0.5
abr-jun/69	0.6	-0.5	0.5
may-jul/69	0.4	-0.5	0.5
jun-ago/69	0.4	-0.5	0.5
jul-seg/69	0.5	-0.5	0.5
ago-oct/69	0.8	-0.5	0.5
sep-nov/69	0.9	-0.5	0.5
oct-dic/69	0.8	-0.5	0.5
nov-ene/69	0.6	-0.5	0.5
dic-feb/70	0.5	-0.5	0.5



ene-mar/70	0.3	-0.5	0.5
feb-abr/70	0.3	-0.5	0.5
mar-may/70	0.2	-0.5	0.5
abr-jun/70	0.0	-0.5	0.5
may-jul/70	-0.3	-0.5	0.5
jun-ago/70	-0.6	-0.5	0.5
jul-seg/70	-0.8	-0.5	0.5
ago-oct/70	-0.8	-0.5	0.5
sep-nov/70	-0.7	-0.5	0.5
oct-dic/70	-0.9	-0.5	0.5
nov-ene/70	-1.1	-0.5	0.5
dic-feb/71	-1.4	-0.5	0.5
ene-mar/71	-1.4	-0.5	0.5
feb-abr/71	-1.1	-0.5	0.5
mar-may/71	-0.8	-0.5	0.5
abr-jun/71	-0.7	-0.5	0.5
may-jul/71	-0.7	-0.5	0.5
jun-ago/71	-0.8	-0.5	0.5
jul-seg/71	-0.8	-0.5	0.5
ago-oct/71	-0.8	-0.5	0.5
sep-nov/71	-0.9	-0.5	0.5
oct-dic/71	-1.0	-0.5	0.5
nov-ene/71	-0.9	-0.5	0.5
dic-feb/72	-0.7	-0.5	0.5
ene-mar/72	-0.4	-0.5	0.5
feb-abr/72	0.1	-0.5	0.5
mar-may/72	0.4	-0.5	0.5
abr-jun/72	0.7	-0.5	0.5



may-jul/72	0.9	-0.5	0.5
jun-ago/72	1.1	-0.5	0.5
jul-seg/72	1.4	-0.5	0.5
ago-oct/72	1.6	-0.5	0.5
sep-nov/72	1.8	-0.5	0.5
oct-dic/72	2.1	-0.5	0.5
nov-ene/72	2.1	-0.5	0.5
dic-feb/73	1.8	-0.5	0.5
ene-mar/73	1.2	-0.5	0.5
feb-abr/73	0.5	-0.5	0.5
mar-may/73	-0.1	-0.5	0.5
abr-jun/73	-0.5	-0.5	0.5
may-jul/73	-0.9	-0.5	0.5
jun-ago/73	-1.1	-0.5	0.5
jul-seg/73	-1.3	-0.5	0.5
ago-oct/73	-1.5	-0.5	0.5
sep-nov/73	-1.7	-0.5	0.5
oct-dic/73	-1.9	-0.5	0.5
nov-ene/73	-2.0	-0.5	0.5
dic-feb/74	-1.8	-0.5	0.5
ene-mar/74	-1.6	-0.5	0.5
feb-abr/74	-1.2	-0.5	0.5
mar-may/74	-1.0	-0.5	0.5
abr-jun/74	-0.9	-0.5	0.5
may-jul/74	-0.8	-0.5	0.5
jun-ago/74	-0.5	-0.5	0.5



ago-oct/74	-0.4	-0.5	0.5
sep-nov/74	-0.6	-0.5	0.5
oct-dic/74	-0.8	-0.5	0.5
nov-ene/74	-0.6	-0.5	0.5
dic-feb/75	-0.5	-0.5	0.5
ene-mar/75	-0.6	-0.5	0.5
feb-abr/75	-0.7	-0.5	0.5
mar-may/75	-0.7	-0.5	0.5
abr-jun/75	-0.8	-0.5	0.5
may-jul/75	-1.0	-0.5	0.5
jun-ago/75	-1.1	-0.5	0.5
jul-seg/75	-1.2	-0.5	0.5
ago-oct/75	-1.4	-0.5	0.5
sep-nov/75	-1.4	-0.5	0.5
oct-dic/75	-1.6	-0.5	0.5
nov-ene/75	-1.7	-0.5	0.5
dic-feb/76	-1.6	-0.5	0.5
ene-mar/76	-1.2	-0.5	0.5
feb-abr/76	-0.7	-0.5	0.5
mar-may/76	-0.5	-0.5	0.5
abr-jun/76	-0.3	-0.5	0.5
may-jul/76	0.0	-0.5	0.5
jun-ago/76	0.2	-0.5	0.5
jul-seg/76	0.4	-0.5	0.5
ago-oct/76	0.6	-0.5	0.5



sep-nov/76	0.8	-0.5	0.5
oct-dic/76	0.9	-0.5	0.5
nov-ene/76	0.8	-0.5	0.5
dic-feb/77	0.7	-0.5	0.5
ene-mar/77	0.6	-0.5	0.5
feb-abr/77	0.3	-0.5	0.5
mar-may/77	0.2	-0.5	0.5
abr-jun/77	0.2	-0.5	0.5
may-jul/77	0.3	-0.5	0.5
jun-ago/77	0.4	-0.5	0.5
jul-seg/77	0.4	-0.5	0.5
ago-oct/77	0.6	-0.5	0.5
sep-nov/77	0.7	-0.5	0.5
oct-dic/77	0.8	-0.5	0.5
nov-ene/77	0.8	-0.5	0.5
dic-feb/78	0.7	-0.5	0.5
ene-mar/78	0.4	-0.5	0.5
feb-abr/78	0.1	-0.5	0.5
mar-may/78	-0.2	-0.5	0.5
abr-jun/78	-0.3	-0.5	0.5
may-jul/78	-0.3	-0.5	0.5
jun-ago/78	-0.4	-0.5	0.5
jul-seg/78	-0.4	-0.5	0.5
ago-oct/78	-0.4	-0.5	0.5
sep-nov/78	-0.3	-0.5	0.5
oct-dic/78	-0.1	-0.5	0.5



nov-ene/78	0.0	-0.5	0.5
dic-feb/79	0.0	-0.5	0.5
ene-mar/79	0.1	-0.5	0.5
feb-abr/79	0.2	-0.5	0.5
mar-may/79	0.3	-0.5	0.5
abr-jun/79	0.2	-0.5	0.5
may-jul/79	0.0	-0.5	0.5
jun-ago/79	0.0	-0.5	0.5
jul-seg/79	0.2	-0.5	0.5
ago-oct/79	0.3	-0.5	0.5
sep-nov/79	0.5	-0.5	0.5
oct-dic/79	0.5	-0.5	0.5
nov-ene/79	0.6	-0.5	0.5
dic-feb/80	0.6	-0.5	0.5
ene-mar/80	0.5	-0.5	0.5
feb-abr/80	0.3	-0.5	0.5
mar-may/80	0.4	-0.5	0.5
abr-jun/80	0.5	-0.5	0.5
may-jul/80	0.5	-0.5	0.5
jun-ago/80	0.3	-0.5	0.5
jul-seg/80	0.0	-0.5	0.5
ago-oct/80	-0.1	-0.5	0.5
sep-nov/80	0.0	-0.5	0.5
oct-dic/80	0.1	-0.5	0.5
nov-ene/80	0.0	-0.5	0.5



dic-feb/81	-0.3	-0.5	0.5
ene-mar/81	-0.5	-0.5	0.5
feb-abr/81	-0.5	-0.5	0.5
mar-may/81	-0.4	-0.5	0.5
abr-jun/81	-0.3	-0.5	0.5
may-jul/81	-0.3	-0.5	0.5
jun-ago/81	-0.3	-0.5	0.5
jul-seg/81	-0.2	-0.5	0.5
ago-oct/81	-0.2	-0.5	0.5
sep-nov/81	-0.1	-0.5	0.5
oct-dic/81	-0.2	-0.5	0.5
nov-ene/81	-0.1	-0.5	0.5
dic-feb/82	0.0	-0.5	0.5
ene-mar/82	0.1	-0.5	0.5
feb-abr/82	0.2	-0.5	0.5
mar-may/82	0.5	-0.5	0.5
abr-jun/82	0.7	-0.5	0.5
may-jul/82	0.7	-0.5	0.5
jun-ago/82	0.8	-0.5	0.5
jul-seg/82	1.1	-0.5	0.5
ago-oct/82	1.6	-0.5	0.5
sep-nov/82	2.0	-0.5	0.5
oct-dic/82	2.2	-0.5	0.5
nov-ene/82	2.2	-0.5	0.5
dic-feb/83	2.2	-0.5	0.5
ene-mar/83	1.9	-0.5	0.5
feb-abr/83	1.5	-0.5	0.5



mar-may/83	1.3	-0.5	0.5
abr-jun/83	1.1	-0.5	0.5
may-jul/83	0.7	-0.5	0.5
jun-ago/83	0.3	-0.5	0.5
jul-seg/83	-0.1	-0.5	0.5
ago-oct/83	-0.5	-0.5	0.5
sep-nov/83	-0.8	-0.5	0.5
oct-dic/83	-1.0	-0.5	0.5
nov-ene/83	-0.9	-0.5	0.5
dic-feb/84	-0.6	-0.5	0.5
ene-mar/84	-0.4	-0.5	0.5
feb-abr/84	-0.3	-0.5	0.5
mar-may/84	-0.4	-0.5	0.5
abr-jun/84	-0.5	-0.5	0.5
may-jul/84	-0.4	-0.5	0.5
jun-ago/84	-0.3	-0.5	0.5
jul-seg/84	-0.2	-0.5	0.5
ago-oct/84	-0.2	-0.5	0.5
sep-nov/84	-0.6	-0.5	0.5
oct-dic/84	-0.9	-0.5	0.5
nov-ene/84	-1.1	-0.5	0.5
dic-feb/85	-1.0	-0.5	0.5
ene-mar/85	-0.8	-0.5	0.5
feb-abr/85	-0.8	-0.5	0.5
mar-may/85	-0.8	-0.5	0.5
abr-jun/85	-0.8	-0.5	0.5
may-jul/85	-0.6	-0.5	0.5
jun-ago/85	-0.5	-0.5	0.5



jul-seg/85	-0.5	-0.5	0.5
ago-oct/85	-0.4	-0.5	0.5
sep-nov/85	-0.3	-0.5	0.5
oct-dic/85	-0.3	-0.5	0.5
nov-ene/85	-0.4	-0.5	0.5
dic-feb/86	-0.5	-0.5	0.5
ene-mar/86	-0.5	-0.5	0.5
feb-abr/86	-0.3	-0.5	0.5
mar-may/86	-0.2	-0.5	0.5
abr-jun/86	-0.1	-0.5	0.5
may-jul/86	0.0	-0.5	0.5
jun-ago/86	0.2	-0.5	0.5
jul-seg/86	0.4	-0.5	0.5
ago-oct/86	0.7	-0.5	0.5
sep-nov/86	0.9	-0.5	0.5
oct-dic/86	1.1	-0.5	0.5
nov-ene/86	1.2	-0.5	0.5
dic-feb/87	1.2	-0.5	0.5
ene-mar/87	1.2	-0.5	0.5
feb-abr/87	1.1	-0.5	0.5
mar-may/87	0.9	-0.5	0.5
abr-jun/87	1.0	-0.5	0.5
may-jul/87	1.2	-0.5	0.5
jun-ago/87	1.5	-0.5	0.5
jul-seg/87	1.7	-0.5	0.5
ago-oct/87	1.6	-0.5	0.5
sep-nov/87	1.5	-0.5	0.5
oct-dic/87	1.3	-0.5	0.5



nov-ene/87	1.1	-0.5	0.5
dic-feb/88	0.8	-0.5	0.5
ene-mar/88	0.5	-0.5	0.5
feb-abr/88	0.1	-0.5	0.5
mar-may/88	-0.3	-0.5	0.5
abr-jun/88	-0.9	-0.5	0.5
may-jul/88	-1.3	-0.5	0.5
jun-ago/88	-1.3	-0.5	0.5
jul-seg/88	-1.1	-0.5	0.5
ago-oct/88	-1.2	-0.5	0.5
sep-nov/88	-1.5	-0.5	0.5
oct-dic/88	-1.8	-0.5	0.5
nov-ene/88	-1.8	-0.5	0.5
dic-feb/89	-1.7	-0.5	0.5
ene-mar/89	-1.4	-0.5	0.5
feb-abr/89	-1.1	-0.5	0.5
mar-may/89	-0.8	-0.5	0.5
abr-jun/89	-0.6	-0.5	0.5
may-jul/89	-0.4	-0.5	0.5
jun-ago/89	-0.3	-0.5	0.5
jul-seg/89	-0.3	-0.5	0.5
ago-oct/89	-0.2	-0.5	0.5
sep-nov/89	-0.2	-0.5	0.5
oct-dic/89	-0.2	-0.5	0.5
nov-ene/89	-0.1	-0.5	0.5
dic-feb/90	0.1	-0.5	0.5
ene-mar/90	0.2	-0.5	0.5
feb-abr/90	0.3	-0.5	0.5



ene-mar/90	0.2	-0.5	0.5
feb-abr/90	0.3	-0.5	0.5
mar-may/90	0.3	-0.5	0.5
abr-jun/90	0.3	-0.5	0.5
may-jul/90	0.3	-0.5	0.5
jun-ago/90	0.3	-0.5	0.5
jul-seg/90	0.4	-0.5	0.5
ago-oct/90	0.4	-0.5	0.5
sep-nov/90	0.3	-0.5	0.5
oct-dic/90	0.4	-0.5	0.5
nov-ene/90	0.4	-0.5	0.5
dic-feb/91	0.4	-0.5	0.5
ene-mar/91	0.3	-0.5	0.5
feb-abr/91	0.2	-0.5	0.5
mar-may/91	0.3	-0.5	0.5
abr-jun/91	0.5	-0.5	0.5
may-jul/91	0.6	-0.5	0.5
jun-ago/91	0.7	-0.5	0.5
jul-seg/91	0.6	-0.5	0.5
ago-oct/91	0.6	-0.5	0.5
sep-nov/91	0.8	-0.5	0.5
oct-dic/91	1.2	-0.5	0.5
nov-ene/91	1.5	-0.5	0.5
dic-feb/92	1.7	-0.5	0.5
ene-mar/92	1.6	-0.5	0.5
feb-abr/92	1.5	-0.5	0.5
mar-may/92	1.3	-0.5	0.5
abr-jun/92	1.1	-0.5	0.5



jul-seg/92	0.1	-0.5	0.5
ago-oct/92	-0.1	-0.5	0.5
sep-nov/92	-0.2	-0.5	0.5
oct-dic/92	-0.3	-0.5	0.5
nov-ene/92	-0.1	-0.5	0.5
dic-feb/93	0.1	-0.5	0.5
ene-mar/93	0.3	-0.5	0.5
feb-abr/93	0.5	-0.5	0.5
mar-may/93	0.7	-0.5	0.5
abr-jun/93	0.7	-0.5	0.5
may-jul/93	0.6	-0.5	0.5
jun-ago/93	0.3	-0.5	0.5
jul-seg/93	0.3	-0.5	0.5
ago-oct/93	0.2	-0.5	0.5
sep-nov/93	0.1	-0.5	0.5
oct-dic/93	0.0	-0.5	0.5
nov-ene/93	0.1	-0.5	0.5
dic-feb/94	0.1	-0.5	0.5
ene-mar/94	0.1	-0.5	0.5
feb-abr/94	0.2	-0.5	0.5
mar-may/94	0.3	-0.5	0.5
abr-jun/94	0.4	-0.5	0.5
may-jul/94	0.4	-0.5	0.5
jun-ago/94	0.4	-0.5	0.5
jul-seg/94	0.4	-0.5	0.5
ago-oct/94	0.6	-0.5	0.5
sep-nov/94	0.7	-0.5	0.5
oct-dic/94	1.0	-0.5	0.5



nov-ene/94	1.1	-0.5	0.5
dic-feb/95	1.0	-0.5	0.5
ene-mar/95	0.7	-0.5	0.5
feb-abr/95	0.5	-0.5	0.5
mar-may/95	0.3	-0.5	0.5
abr-jun/95	0.1	-0.5	0.5
may-jul/95	0.0	-0.5	0.5
jun-ago/95	-0.2	-0.5	0.5
jul-seg/95	-0.5	-0.5	0.5
ago-oct/95	-0.8	-0.5	0.5
sep-nov/95	-1.0	-0.5	0.5
oct-dic/95	-1.0	-0.5	0.5
nov-ene/95	-1.0	-0.5	0.5
dic-feb/96	-0.9	-0.5	0.5
ene-mar/96	-0.8	-0.5	0.5
feb-abr/96	-0.6	-0.5	0.5
mar-may/96	-0.4	-0.5	0.5
abr-jun/96	-0.3	-0.5	0.5
may-jul/96	-0.3	-0.5	0.5
jun-ago/96	-0.3	-0.5	0.5
jul-seg/96	-0.3	-0.5	0.5
ago-oct/96	-0.4	-0.5	0.5
sep-nov/96	-0.4	-0.5	0.5
oct-dic/96	-0.4	-0.5	0.5
nov-ene/96	-0.5	-0.5	0.5
dic-feb/97	-0.5	-0.5	0.5
ene-mar/97	-0.4	-0.5	0.5
feb-abr/97	-0.1	-0.5	0.5



mar-may/97	0.3	-0.5	0.5
abr-jun/97	0.8	-0.5	0.5
may-jul/97	1.2	-0.5	0.5
jun-ago/97	1.6	-0.5	0.5
jul-seg/97	1.9	-0.5	0.5
ago-oct/97	2.1	-0.5	0.5
sep-nov/97	2.3	-0.5	0.5
oct-dic/97	2.4	-0.5	0.5
nov-ene/97	2.4	-0.5	0.5
dic-feb/98	2.2	-0.5	0.5
ene-mar/98	1.9	-0.5	0.5
feb-abr/98	1.4	-0.5	0.5
mar-may/98	1.0	-0.5	0.5
abr-jun/98	0.5	-0.5	0.5
may-jul/98	-0.1	-0.5	0.5
jun-ago/98	-0.8	-0.5	0.5
jul-seg/98	-1.1	-0.5	0.5
ago-oct/98	-1.3	-0.5	0.5
sep-nov/98	-1.4	-0.5	0.5
oct-dic/98	-1.5	-0.5	0.5
nov-ene/98	-1.6	-0.5	0.5
dic-feb/99	-1.5	-0.5	0.5
ene-mar/99	-1.3	-0.5	0.5
feb-abr/99	-1.1	-0.5	0.5
mar-may/99	-1.0	-0.5	0.5
abr-jun/99	-1.0	-0.5	0.5
may-jul/99	-1.0	-0.5	0.5
jun-ago/99	-1.1	-0.5	0.5



jul-seg/99	-1.1	-0.5	0.5
ago-oct/99	-1.2	-0.5	0.5
sep-nov/99	-1.3	-0.5	0.5
oct-dic/99	-1.5	-0.5	0.5
nov-ene/99	-1.7	-0.5	0.5
dic-feb/00	-1.7	-0.5	0.5
ene-mar/00	-1.4	-0.5	0.5
feb-abr/00	-1.1	-0.5	0.5
mar-may/00	-0.8	-0.5	0.5
abr-jun/00	-0.7	-0.5	0.5
may-jul/00	-0.6	-0.5	0.5
jun-ago/00	-0.6	-0.5	0.5
jul-seg/00	-0.5	-0.5	0.5
ago-oct/00	-0.5	-0.5	0.5
sep-nov/00	-0.6	-0.5	0.5
oct-dic/00	-0.7	-0.5	0.5
nov-ene/00	-0.7	-0.5	0.5
dic-feb/01	-0.7	-0.5	0.5
ene-mar/01	-0.5	-0.5	0.5
feb-abr/01	-0.4	-0.5	0.5
mar-may/01	-0.3	-0.5	0.5
abr-jun/01	-0.3	-0.5	0.5
may-jul/01	-0.1	-0.5	0.5
jun-ago/01	-0.1	-0.5	0.5
jul-seg/01	-0.1	-0.5	0.5
ago-oct/01	-0.2	-0.5	0.5
sep-nov/01	-0.3	-0.5	0.5
oct-dic/01	-0.3	-0.5	0.5



nov-ene/01	-0.3	-0.5	0.5
dic-feb/02	-0.1	-0.5	0.5
ene-mar/02	0.0	-0.5	0.5
feb-abr/02	0.1	-0.5	0.5
mar-may/02	0.2	-0.5	0.5
abr-jun/02	0.4	-0.5	0.5
may-jul/02	0.7	-0.5	0.5
jun-ago/02	0.8	-0.5	0.5
jul-seg/02	0.9	-0.5	0.5
ago-oct/02	1.0	-0.5	0.5
sep-nov/02	1.2	-0.5	0.5
oct-dic/02	1.3	-0.5	0.5
nov-ene/02	1.1	-0.5	0.5
dic-feb/03	0.9	-0.5	0.5
ene-mar/03	0.6	-0.5	0.5
feb-abr/03	0.4	-0.5	0.5
mar-may/03	0.0	-0.5	0.5
abr-jun/03	-0.3	-0.5	0.5
may-jul/03	-0.2	-0.5	0.5
jun-ago/03	0.1	-0.5	0.5
jul-seg/03	0.2	-0.5	0.5
ago-oct/03	0.3	-0.5	0.5
sep-nov/03	0.3	-0.5	0.5
oct-dic/03	0.4	-0.5	0.5
nov-ene/03	0.4	-0.5	0.5
dic-feb/04	0.4	-0.5	0.5
ene-mar/04	0.3	-0.5	0.5
feb-abr/04	0.2	-0.5	0.5



mar-may/04	0.2	-0.5	0.5
abr-jun/04	0.2	-0.5	0.5
may-jul/04	0.3	-0.5	0.5
jun-ago/04	0.5	-0.5	0.5
jul-seg/04	0.6	-0.5	0.5
ago-oct/04	0.7	-0.5	0.5
sep-nov/04	0.7	-0.5	0.5
oct-dic/04	0.7	-0.5	0.5
nov-ene/04	0.7	-0.5	0.5
dic-feb/05	0.6	-0.5	0.5
ene-mar/05	0.6	-0.5	0.5
feb-abr/05	0.4	-0.5	0.5
mar-may/05	0.4	-0.5	0.5
abr-jun/05	0.3	-0.5	0.5
may-jul/05	0.1	-0.5	0.5
jun-ago/05	-0.1	-0.5	0.5
jul-seg/05	-0.1	-0.5	0.5
ago-oct/05	-0.1	-0.5	0.5
sep-nov/05	-0.3	-0.5	0.5
oct-dic/05	-0.6	-0.5	0.5
nov-ene/05	-0.8	-0.5	0.5
dic-feb/06	-0.8	-0.5	0.5
ene-mar/06	-0.7	-0.5	0.5
feb-abr/06	-0.5	-0.5	0.5
mar-may/06	-0.3	-0.5	0.5
abr-jun/06	0.0	-0.5	0.5
may-jul/06	0.0	-0.5	0.5



jun-ago/06	0.1	-0.5	0.5
jul-seg/06	0.3	-0.5	0.5
ago-oct/06	0.5	-0.5	0.5
sep-nov/06	0.7	-0.5	0.5
oct-dic/06	0.9	-0.5	0.5
nov-ene/06	0.9	-0.5	0.5
dic-feb/07	0.7	-0.5	0.5
ene-mar/07	0.3	-0.5	0.5
feb-abr/07	0.0	-0.5	0.5
mar-may/07	-0.2	-0.5	0.5
abr-jun/07	-0.3	-0.5	0.5
may-jul/07	-0.4	-0.5	0.5
jun-ago/07	-0.5	-0.5	0.5
jul-seg/07	-0.8	-0.5	0.5
ago-oct/07	-1.1	-0.5	0.5
sep-nov/07	-1.4	-0.5	0.5
oct-dic/07	-1.5	-0.5	0.5
nov-ene/07	-1.6	-0.5	0.5
dic-feb/08	-1.6	-0.5	0.5
ene-mar/08	-1.4	-0.5	0.5
feb-abr/08	-1.2	-0.5	0.5
mar-may/08	-0.9	-0.5	0.5
abr-jun/08	-0.8	-0.5	0.5
may-jul/08	-0.5	-0.5	0.5
jun-ago/08	-0.4	-0.5	0.5
jul-seg/08	-0.3	-0.5	0.5
ago-oct/08	-0.3	-0.5	0.5
sep-nov/08	-0.4	-0.5	0.5



oct-dic/08	-0.6	-0.5	0.5
nov-ene/08	-0.7	-0.5	0.5
dic-feb/09	-0.8	-0.5	0.5
ene-mar/09	-0.7	-0.5	0.5
feb-abr/09	-0.5	-0.5	0.5
mar-may/09	-0.2	-0.5	0.5
abr-jun/09	0.1	-0.5	0.5
may-jul/09	0.4	-0.5	0.5
jun-ago/09	0.5	-0.5	0.5
jul-seg/09	0.5	-0.5	0.5
ago-oct/09	0.7	-0.5	0.5
sep-nov/09	1.0	-0.5	0.5
oct-dic/09	1.3	-0.5	0.5
nov-ene/09	1.6	-0.5	0.5
dic-feb/10	1.5	-0.5	0.5
ene-mar/10	1.3	-0.5	0.5
feb-abr/10	0.9	-0.5	0.5
mar-may/10	0.4	-0.5	0.5
abr-jun/10	-0.1	-0.5	0.5
may-jul/10	-0.6	-0.5	0.5
jun-ago/10	-1.0	-0.5	0.5
jul-seg/10	-1.4	-0.5	0.5
ago-oct/10	-1.6	-0.5	0.5
sep-nov/10	-1.7	-0.5	0.5
oct-dic/10	-1.7	-0.5	0.5
nov-ene/10	-1.6	-0.5	0.5
dic-feb/11	-1.4	-0.5	0.5
ene-mar/11	-1.1	-0.5	0.5



feb-abr/11	-0.8	-0.5	0.5
mar-may/11	-0.6	-0.5	0.5
abr-jun/11	-0.5	-0.5	0.5
may-jul/11	-0.4	-0.5	0.5
jun-ago/11	-0.5	-0.5	0.5
jul-seg/11	-0.7	-0.5	0.5
ago-oct/11	-0.9	-0.5	0.5
sep-nov/11	-1.1	-0.5	0.5
oct-dic/11	-1.1	-0.5	0.5
nov-ene/11	-1.0	-0.5	0.5
dic-feb/12	-0.8	-0.5	0.5
ene-mar/12	-0.6	-0.5	0.5
feb-abr/12	-0.5	-0.5	0.5
mar-may/12	-0.4	-0.5	0.5
abr-jun/12	-0.2	-0.5	0.5
may-jul/12	0.1	-0.5	0.5
jun-ago/12	0.3	-0.5	0.5
jul-seg/12	0.3	-0.5	0.5
ago-oct/12	0.3	-0.5	0.5
sep-nov/12	0.2	-0.5	0.5
oct-dic/12	0.0	-0.5	0.5
nov-ene/12	-0.2	-0.5	0.5
dic-feb/13	-0.4	-0.5	0.5
ene-mar/13	-0.3	-0.5	0.5
feb-abr/13	-0.2	-0.5	0.5
mar-may/13	-0.2	-0.5	0.5



abr-jun/13	-0.3	-0.5	0.5
may-jul/13	-0.3	-0.5	0.5
jun-ago/13	-0.4	-0.5	0.5
jul-seg/13	-0.4	-0.5	0.5
ago-oct/13	-0.3	-0.5	0.5
sep-nov/13	-0.2	-0.5	0.5
oct-dic/13	-0.2	-0.5	0.5
nov-ene/13	-0.3	-0.5	0.5
dic-feb/14	-0.4	-0.5	0.5
ene-mar/14	-0.4	-0.5	0.5
feb-abr/14	-0.2	-0.5	0.5
mar-may/14	0.1	-0.5	0.5
abr-jun/14	0.3	-0.5	0.5
may-jul/14	0.2	-0.5	0.5
jun-ago/14	0.1	-0.5	0.5
jul-seg/14	0.0	-0.5	0.5
ago-oct/14	0.2	-0.5	0.5
sep-nov/14	0.4	-0.5	0.5
oct-dic/14	0.6	-0.5	0.5
nov-ene/14	0.7	-0.5	0.5
dic-feb/15	0.6	-0.5	0.5
ene-mar/15	0.6	-0.5	0.5
feb-abr/15	0.6	-0.5	0.5
mar-may/15	0.8	-0.5	0.5
abr-jun/15	1.0	-0.5	0.5
may-jul/15	1.2	-0.5	0.5
jun-ago/15	1.5	-0.5	0.5
jul-seg/15	1.8	-0.5	0.5



ago-oct/17	-0.4	-0.5	0.5
sep-nov/17	-0.7	-0.5	0.5
oct-dic/17	-0.9	-0.5	0.5

Con base en el índice ONI, 2017 se caracterizó por ser un año normal, con excepción de los tres últimos valores (-0.7 para sep-nov/2017, -0.9 para oct-dic/2017 y -1.0 para nov/2017-ene/2018), los cuales parecían reflejar el inicio de un episodio La Niña. Sin embargo, y si bien la temperatura en superficie sigue presentando anomalías frías, el paso de una onda Kelvin oceánica hizo que las temperaturas subsuperficiales en el océano pacífico regresaran a las condiciones cercanas a la normalidad. Conviene resaltar también el hecho de que, a finales de 2016 se registró un episodio La Niña débil y de corta duración.

En 2017 la precipitación sobre el territorio nacional tuvo un comportamiento variable, el cual se reflejó en la respuesta hidrológica no sólo de las cuencas asociadas con el sector eléctrico colombiano sino también en la oferta hídrica en todo el territorio nacional.

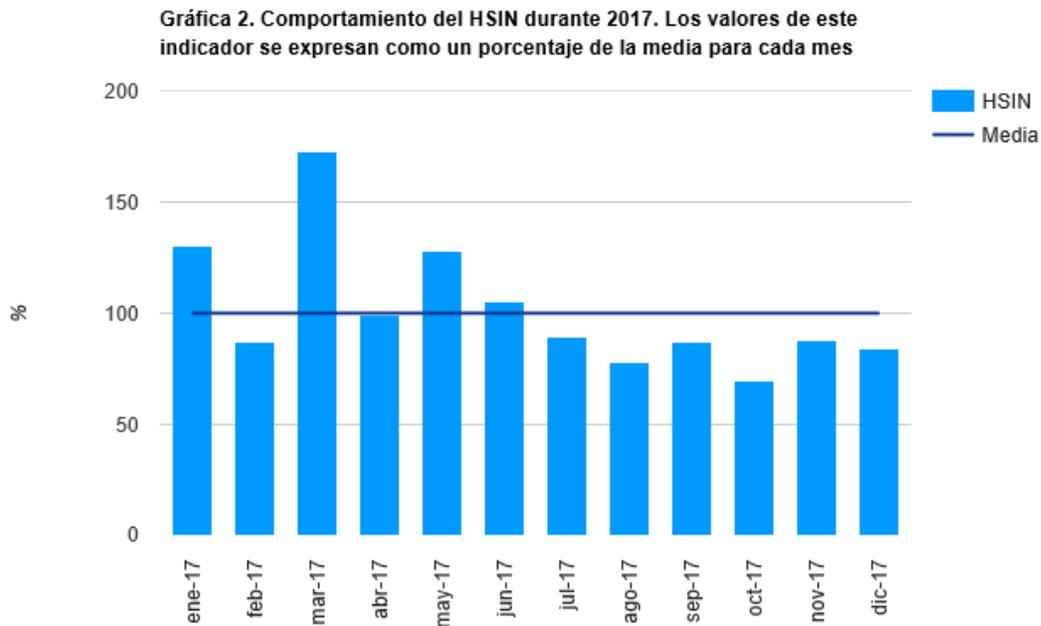
Un indicador útil para representar los aportes agregados al sistema es el HSIN (Hidrología del SIN). Este índice permite agregar en un único valor todos los caudales naturales operativos que ingresan al sistema y que son reportados por los agentes (ver Gráfica 2). El HSIN (expresado en porcentaje de su respectiva media mensual) permite hacer un seguimiento al comportamiento real de la hidrología asociada con el SIN y es muy útil para el seguimiento y análisis de la relación entre las lluvias y su respuesta hidrológica. Otros indicadores de agregación, tales como los que aparecen en el Informe Diario de Operación (IDO), pueden además incluir aportes totales a los embalses de generación, lo cual nos permite conocer dichos aportes, desde una perspectiva de ingresos netos al sistema.

De esta forma, durante los meses de enero, marzo, mayo y junio los totales de precipitación estuvieron por encima de lo normal, lo cual en parte se explica por el efecto de memoria del sistema hidrológico, cuya respuesta se haya condicionada por las condiciones antecedentes, en este caso las observadas durante La Niña de finales de 2016, como se mencionó arriba. Así, durante enero las lluvias en exceso se observaron sobre la montaña nariñense, Piedemonte Llanero y gran parte de la Orinoquía y Amazonía. En consecuencia, el índice HSIN (ver gráfica 2) llegó al 130% de la media para dicho mes, lo cual refleja la estrecha relación lluvia-caudal. Así mismo, marzo se destacó por ser el mes donde las lluvias estuvieron por



encima o muy por encima de lo normal sobre casi todo el territorio nacional. En consecuencia, la respuesta hídrica fue también inmediata y notable, pues el HSIN se trepó hasta el 172.4% de la media.

En contraste con lo anterior, febrero fue uno de los meses con mayor déficit porcentual de lluvias, lo cual se reflejó en la contribución hídrica al sistema, y el HSIN estuvo por debajo de la media: 87.5%.





Fecha	HSIN	Media
ene-17	130.35	100
feb-17	87.46	100
mar-17	172.44	100
abr-17	98.77	100
may-17	127.76	100
jun-17	105.6	100
jul-17	89.73	100
ago-17	77.98	100
sep-17	86.86	100
oct-17	69.62	100
nov-17	88.35	100
dic-17	83.56	100

Hacia el final del año, y si bien las condiciones eran características de las fases iniciales de La Niña, el impacto sobre el clima nacional no ha sido particularmente notorio. Esto se debe a que este episodio frío ha sido relativamente débil y a que existen otros fenómenos climáticos que afectan la relación entre el estado del ENSO y la precipitación sobre el territorio nacional. Por esta razón, el comportamiento de la hidrología ha sido deficitario durante todo el segundo semestre.

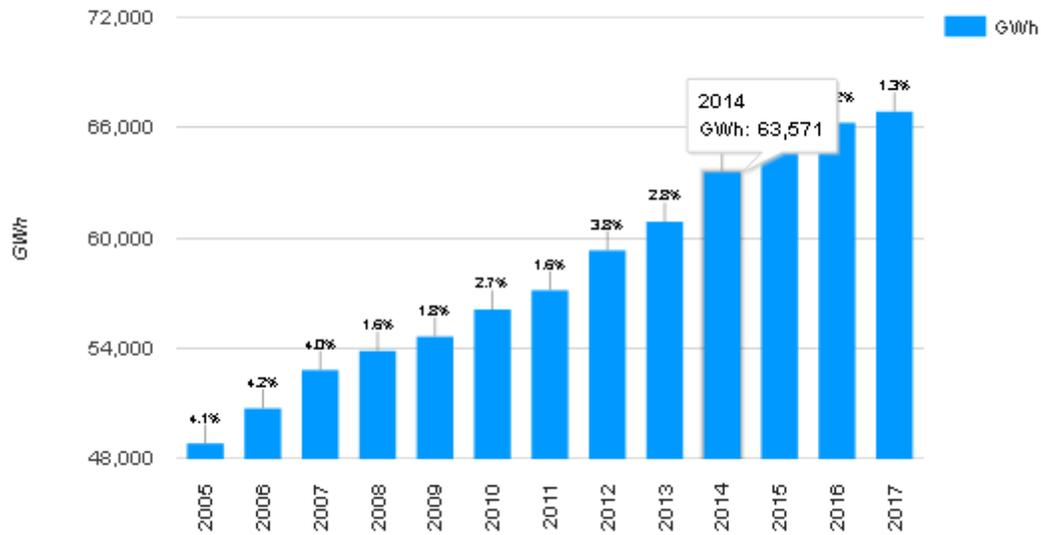
Demanda de electricidad

Demanda de energía nacional

En el año 2017 la demanda de energía eléctrica del SIN creció 1.3% respecto al año 2016, con un consumo de 66,893 GWh (ver Gráfica 1).



Gráfica 1. Comportamiento de la demanda de energía anual en Colombia – GWh



Año	GWh	Porcentaje
2005	48,829	4.1%
2006	50,815	4.2%
2007	52,853	4.0%
2008	53,870	1.6%
2009	54,679	1.8%
2010	56,148	2.7%
2011	57,155	1.6%
2012	59,370	3.8%
2013	60,890	2.8%
2014	63,571	4.4%
2015	66,174	4.2%
2016	66,318	-0.2%
2017	66,893	1.3%



Los crecimientos para los tipos de días comerciales, sábados y domingos-festivos fueron de 1.1%, 1,7% y 1.6% respectivamente. En la tabla 1 se muestra en detalle los datos utilizados para los cálculos de los crecimientos por tipo de día.

Tabla 1. Consumos promedio y crecimientos por tipo de día años 2016 y 2017 – GWh							
	2016			2017			Crecimiento 2017/2016
	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	
Comerciales	46,221	246	187.9	46,160	243	190.0	1.1%
Sábados	9,415	53	177.6	9,392	52	180.6	1.7%
Dom. - Festivos	10,683	67	159.4	11,341	70	162.0	1.6%
Total Mes	66,318	366	181.2	66,893	365	183.3	1.3%

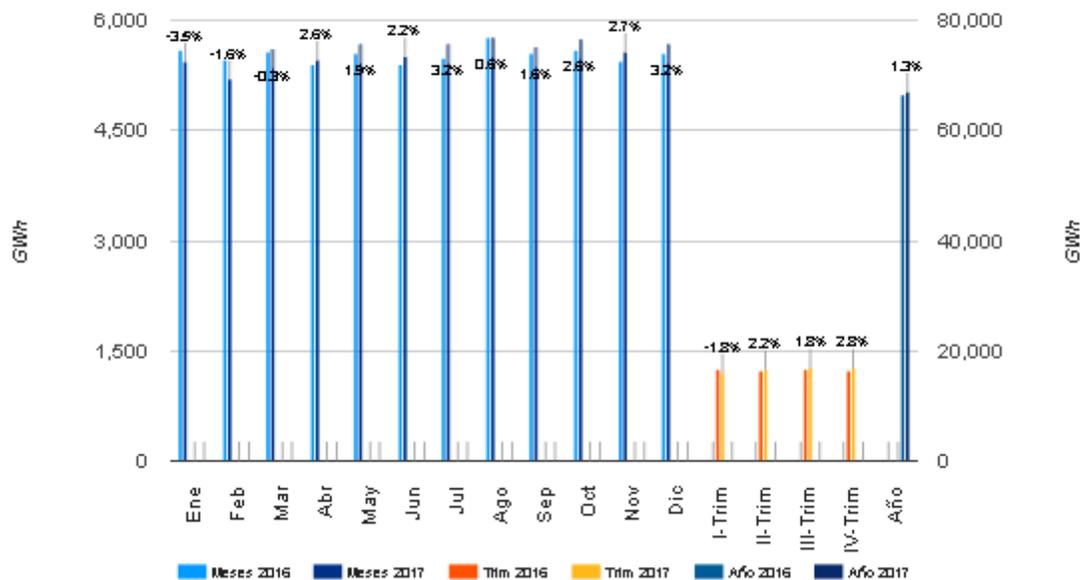
Es importante tener en cuenta que los crecimientos de la demanda de energía se calculan como el promedio ponderado de los crecimientos de los diferentes tipos de días (comerciales, sábados y domingos-festivos). Este tipo de cálculo disminuye las fluctuaciones que se presentan en los seguimientos mensuales, originados por la dependencia del consumo de energía con relación al número de días presentados en el mes de análisis.

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 5,769 GWh y los de mayor crecimiento fueron julio y diciembre con un porcentaje de 3.2%. A nivel trimestral, el tercer trimestre fue donde se presentó la mayor demanda de energía con 17,058 GWh, mientras que el mayor crecimiento se presentó durante el cuarto trimestre del año con un valor de 2.8% debido principalmente a los altos consumos de energía en el área Caribe tanto en el mercado reguardo y no regulado, aspecto que no se refleja en el resto de áreas.

Adicionalmente, en la Gráfica 2 se evidencia que a partir de abril de 2017 se presenta un crecimiento de la demanda de energía después de 11 meses de contracción, igual período al ocurrido en el racionamiento de 1992. El crecimiento obedece principalmente a la recuperación de los hábitos del consumo en el sector residencial y pequeños negocios, acorde con el comportamiento observado del

consumo de energía en el mercado Regulado y a una menor escala en el mercado no regulado donde el consumo de energía no reacciona, debido posiblemente a la baja producción, aspecto que se observa en la conformación del PIB de estas actividades en los primeros tres trimestres de 2017.

Gráfica 2. Comportamiento de demanda de energía del SIN a nivel mensual, trimestral y anual – GWh



	Meses 2016	Meses 2017	Trim 2016	Trim 2017	Año 2016	Año 2017
Ene	5,584	5,428				
Feb	5,465	5,188				
Mar	5,567	5,608				
Abr	5,397	5,451				
May	5,549	5,682				
Jun	5,401	5,493				
Jul	5,487	5,665				
Ago	5,762	5,769				
Sep	5,542	5,624				



Oct	5,587	5,740				
Nov	5,428	5,573				
Dic	5,548	5,672				
I-Trim			16,616	16,224		
II-Trim			16,347	16,626		
III-Trim			16,791	17,058		
IV-Trim			16,563	16,985		
Año					66,318	66,893

Finalmente, se presenta el comportamiento de la demanda comercial de energía del mercado regulado y no regulado, para los cuales se presentó un crecimiento del 1.9 % para el mercado regulado y un crecimiento para el mercado no regulado de 0 % como se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Demanda de energía por tipos de mercados - GWh					
	2016	2017	Crecimiento	Participación	
Regulado	45,110	45,787	1.9%	69%	
No Regulado	20,856	20,760	0%	31%	
<i>Agropecuaria, silvicultura, caza y pesca</i>	598.8	631.3	6.0%	3.0%	
<i>Comercio, reparación, restaurantes y hoteles</i>	1,363.7	1,349.0	-0.7%	6.5%	
<i>Construcción</i>	1,271.8	1,254.7	-1.0%	6.0%	
<i>Electricidad, gas de ciudad y agua</i>	435.6	365.8	-15.8%	1.8%	
<i>Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas</i>	1,080.1	1,085.0	1.0%	5.2%	



<i>Explotación de minas y canteras</i>	4,682.6	4,769.1	2.1%	23.0%
<i>Industrias manufactureras</i>	9,348.1	9,181.7	-1.3%	44.2%
<i>Servicios sociales, comunales y personales</i>	1,711.6	1,731.4	1.6%	8.3%
<i>Transporte, almacenamiento y comunicación</i>	363.8	391.7	8.2%	1.9%

Es importante tener en cuenta que en el desarrollo de este capítulo se mencionarán diferentes tipos de demanda por lo cual se hace necesario tener presente los siguientes conceptos:

Demanda comercial: considera la demanda propia de cada comercializador más la participación en las pérdidas del STN y los consumos propios de los generadores.
 $\text{Demanda Comercial (kWh)} = \text{Demanda Real (kWh)} + \text{Pérdidas de Energía (kWh)}$.

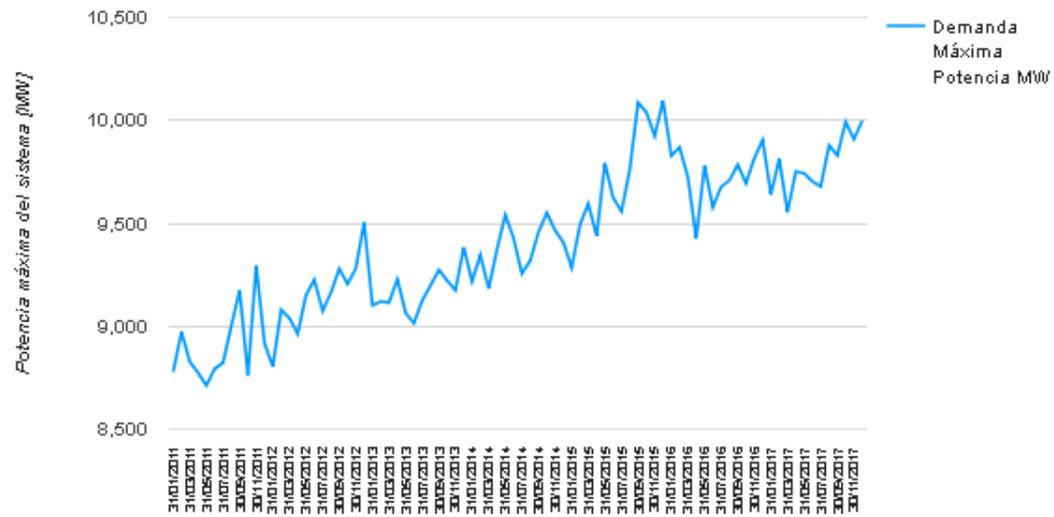
Demanda de energía del SIN: se calcula con base en la generación neta de las plantas e incluye: hidráulicas, térmicas, plantas menores, cogeneradores, demanda no atendida, limitación del suministro e importaciones. Considera las plantas registradas ante el MEM.
 $\text{Demanda Energía SIN} = \text{Generación} + \text{Demanda No Atendida} + \text{Importaciones} - \text{Exportaciones}$

Demanda de potencia nacional

En 2017 la demanda máxima de potencia se presentó el día miércoles 06 de diciembre en el período 19, con un valor de 9,996 MW y un crecimiento de 1.0% respecto al año 2016. En la Gráfica 1, se muestra la evolución de la demanda de potencia nacional desde el 2011 hasta el 2017, y se identifica que la demanda de potencia máxima durante esta historia se presentó en diciembre de 2015.



Gráfica 1. Demanda máxima de potencia MW - 2011 a 2017



30/11/2011	9,295
31/12/2011	8,917
31/01/2012	8,806
29/02/2012	9,080
31/03/2012	9,040
30/04/2012	8,964
31/05/2012	9,152



30/06/2011	8,796
31/07/2011	8,823
31/08/2011	9,003
30/09/2011	9,176
31/10/2011	8,764
30/11/2011	9,295
31/12/2011	8,917
31/01/2012	8,806
29/02/2012	9,080
31/03/2012	9,040
30/04/2012	8,964
31/05/2012	9,152
30/06/2012	9,226
31/07/2012	9,074
31/08/2012	9,164
30/09/2012	9,280
31/10/2012	9,206
30/11/2012	9,281
31/12/2012	9,504



31/01/2013	9,103
28/02/2013	9,121
31/03/2013	9,116
30/04/2013	9,229
31/05/2013	9,065
30/06/2013	9,015
31/07/2013	9,127
31/08/2013	9,198
30/09/2013	9,274
31/10/2013	9,223
30/11/2013	9,175
31/12/2013	9,383
31/01/2014	9,218
28/02/2014	9,347
31/03/2014	9,183
30/04/2014	9,372
31/05/2014	9,540
30/06/2014	9,427
31/07/2014	9,257
31/08/2014	9,318
30/09/2014	9,458
31/10/2014	9,551
30/11/2014	9,466
31/12/2014	9,407
31/01/2015	9,285
28/02/2015	9,493
31/03/2015	9,594



30/04/2015	9,438
31/05/2015	9,791
30/06/2015	9,623
31/07/2015	9,557
31/08/2015	9,760
30/09/2015	10,085
31/10/2015	10,038
30/11/2015	9,922
31/12/2015	10,095
31/01/2016	9,826
29/02/2016	9,868
31/03/2016	9,722
30/04/2016	9,426
31/05/2016	9,780
30/06/2016	9,578
31/07/2016	9,677
31/08/2016	9,707
30/09/2016	9,783
31/10/2016	9,693
30/11/2016	9,815
31/12/2016	9,904
31/01/2017	9,641



28/02/2017	9,811
31/03/2017	9,554
30/04/2017	9,751
31/05/2017	9,741
30/06/2017	9,702
31/07/2017	9,679
31/08/2017	9,876
30/09/2017	9,829
31/10/2017	9,991
30/11/2017	9,907
31/12/2017	9,996

Demanda de energía por regiones

A nivel regional con excepción de la región del Valle y Antioquia, se observa un crecimiento en el consumo de la demanda comercial de energía como se muestra en Tabla 1. Respecto a la región de Antioquia este decrecimiento se debe especialmente al mercado no regulado y al crecimiento desacelerado del mercado regulado, mientras que para la región del Valle este decrecimiento es de forma generalizada, es decir, para el mercado regulado y el no regulado.

Finalmente, en la Figura 1 se presenta el crecimiento de demanda comercial de energía por Operadores de Red –OR- para el año 2017, donde es posible observar que uno de los OR con menor crecimiento es Empresa de Energía de Cali S.A. E.S.P.-EMCALI-, lo que puede explicar en parte el decrecimiento del área del Valle, y que el de mayor crecimiento fue Codensa con un valor porcentual 7.7% respecto a 2016.

Es importante mencionar el crecimiento del OR Codensa S.A. E.S.P. está asociado en parte a la Resolución 199 de 2016, por la que se aprobaron los costos y cargos unificados de distribución y comercialización para el STR y SDL resultante de la integración de los sistemas anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.



Demanda de energía por regiones

A nivel regional con excepción de la región del Valle y Antioquia, se observa un crecimiento en el consumo de la demanda comercial de energía como se muestra en Tabla 1. Respecto a la región de Antioquia este decrecimiento se debe especialmente al mercado no regulado y al crecimiento desacelerado del mercado regulado, mientras que para la región del Valle este decrecimiento es de forma generalizada, es decir, para el mercado regulado y el no regulado.

Finalmente, en la Figura 1 se presenta el crecimiento de demanda comercial de energía por Operadores de Red –OR- para el año 2017, donde es posible observar que uno de los OR con menor crecimiento es Empresa de Energía de Cali S.A. E.S.P.-EMCALI-, lo que puede explicar en parte el decrecimiento del área del Valle, y que el de mayor crecimiento fue Codensa con un valor porcentual 7.7% respecto a 2016.

Es importante mencionar el crecimiento del OR Codensa S.A. E.S.P. está asociado en parte a la Resolución 199 de 2016, por la que se aprobaron los costos y cargos unificados de distribución y comercialización para el STR y SDL resultante de la integración de los sistemas anteriormente operados por Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P

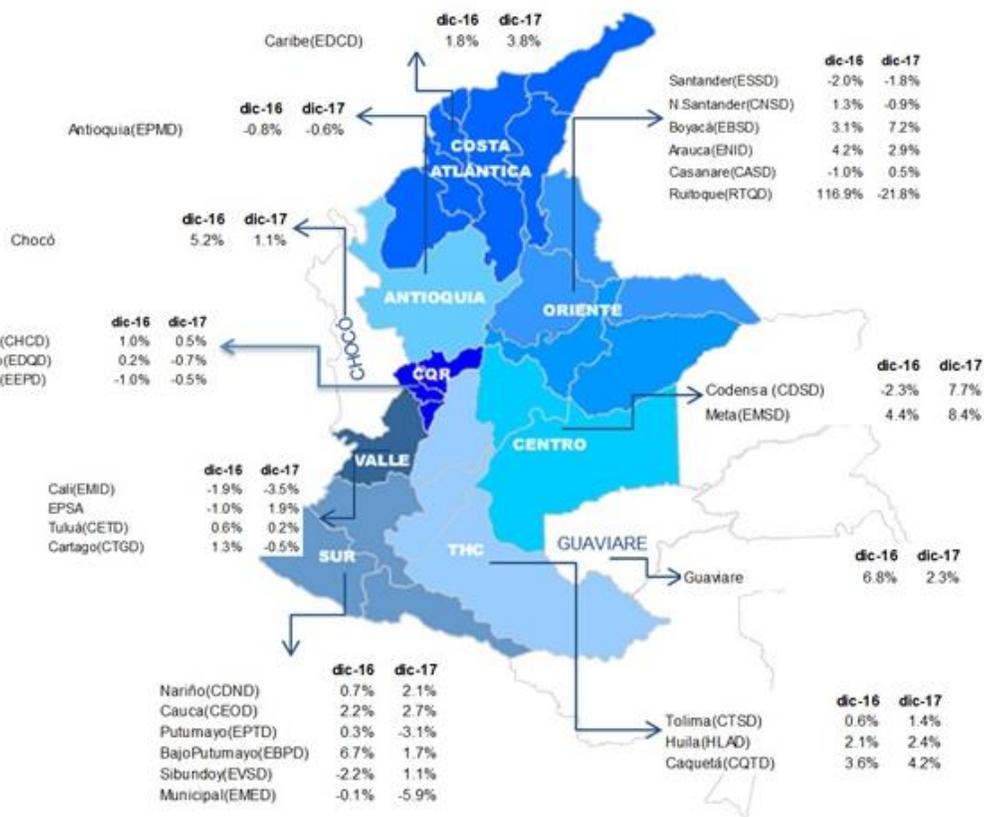
Tabla 1. Comportamiento de la demanda de energía comercial en 2016 y 2017 a nivel regional (GWh)

Región	2016	Crec	2017	Crec
Centro	16,259.1	-1.6%	16,491.5	1.9%
Antioquia	9,290.0	-0.8%	9,190.8	-0.6%
Costa Atlántica	15,274.4	1.8%	15,802.9	3.8%
Valle	7,285.4	1.2%	6,960.1	-4.0%



Oriente	6,930.9	0.5%	6,967.4	0.9%
CQR	2,680.4	0.3%	2,672.0	0.1%
THC	2,725.1	1.4%	2,770.1	2.0%
Sur	1,896.7	1.6%	1,927.2	2.0%
Chocó	241.4	5.2%	243.2	1.1%
Guaviare	54.9	6.8%	56.0	2.3%

Figura 1. Comportamiento de la demanda de energía por operador de red – OR

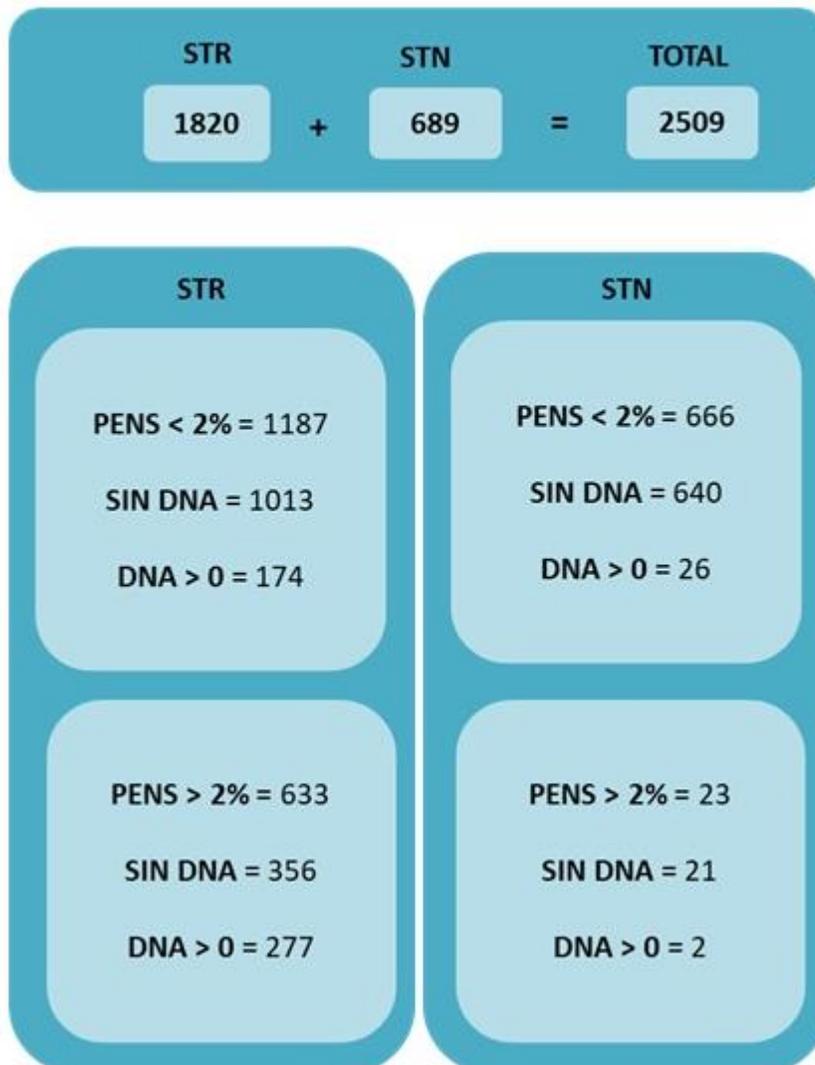




Cálculo de la ENS y PENS

Atendiendo lo establecido en las Resoluciones CREG 093 y 094 de 2012, en el 2017 se le calculó la ENS (Energía No Suministrada) y el PENS (Porcentaje de Energía No Suministrada) a 2,509 eventos no programados de los cuales el 73% se presentaron en el STR (Sistema de Transmisión Regional) y el 27% en el STN (Sistema de Transmisión Nacional).

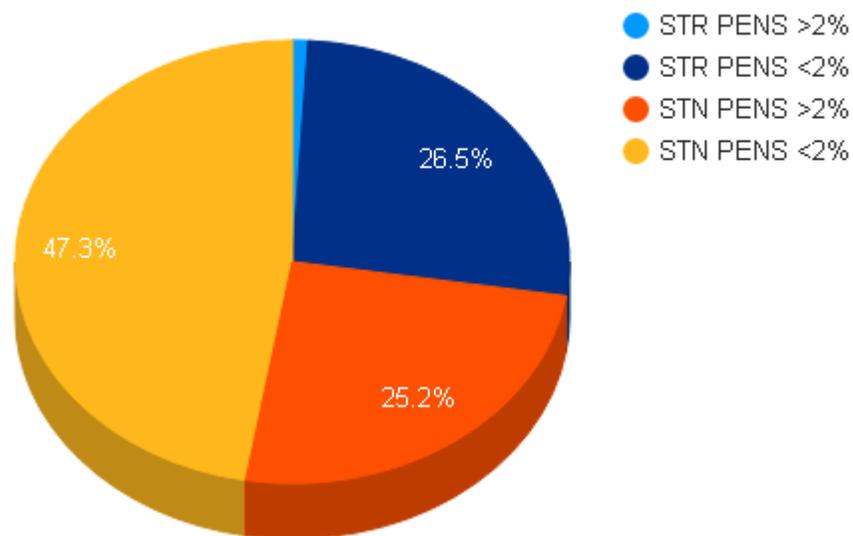
Figura 1. Estadísticas eventos no programados 2017





Las estadísticas de medición de la energía no suministrada – ENS para años 2016 y 2017 son presentadas a mediante las Gráficas 1 y 2.

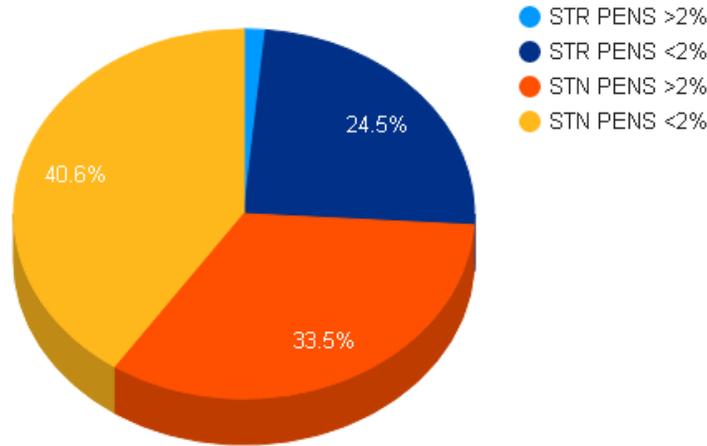
Gráfica 1. Eventos presentados 2016



Eventos presentados 2016	
STR PENS >2%	23
STR PENS <2%	666
STN PENS >2%	633
STN PENS <2%	1187



Gráfica 2. Eventos presentados 2017



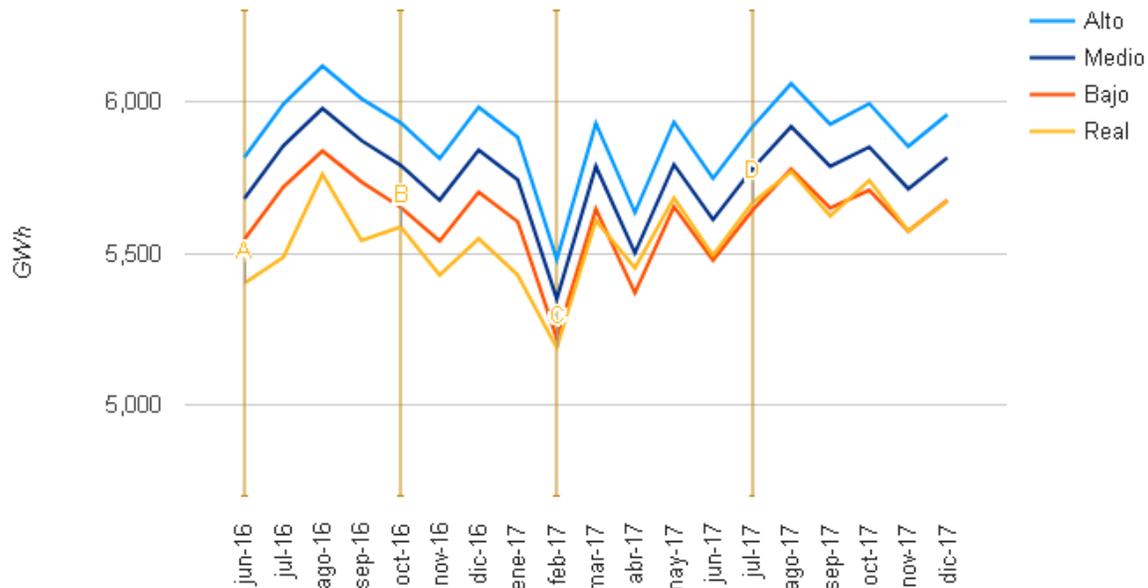
Eventos presentados 2017	
STR PENS >2%	34
STR PENS <2%	554
STN PENS >2%	758
STN PENS <2%	919

Escenarios UPME

En la gráfica 1 se muestra donde se ubicó la demanda real de energía en el año 2017, 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 1. Seguimiento de la demanda real con los escenarios de la UPME



Planeación del SIN

Planeamiento operativo energético

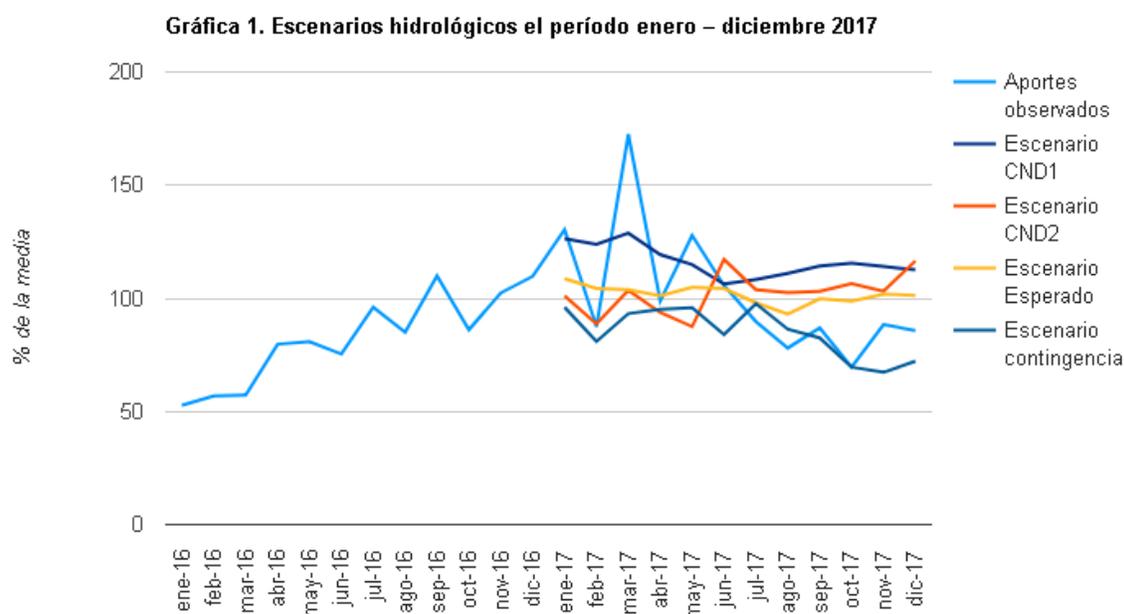
En este informe, se realiza un estudio de la evolución en los supuestos considerados para las principales variables del planeamiento energético de mediano plazo durante el 2017. Mediante el análisis de las causas que originaron variaciones de estos supuestos con respecto a la operación en tiempo real y el comportamiento del mercado, se explica de forma sistemática cómo fue el comportamiento de la planeación energética durante el año. Las variables de mayor impacto que ameritan análisis de los supuestos son: Escenarios hidrológicos, demanda, expansión de la generación e intercambios internacionales, las cuales se desarrollan a continuación.

Escenarios Hidrológicos

En la Gráfica 1 se presentan los distintos escenarios hidrológicos usados en el mes de enero para las simulaciones determinísticas que realiza el CND. En primera parte de la gráfica se muestra la evolución de los aportes hidrológicos durante el 2016 y después los aportes del año 2017. La evolución real de los aportes de 2017



muestra que en primer semestre el comportamiento de los aportes, en términos de los promedios mensuales, fue altamente variable, con valores que superaron a la mayoría de los escenarios, en especial en los meses de enero, febrero y mayo.

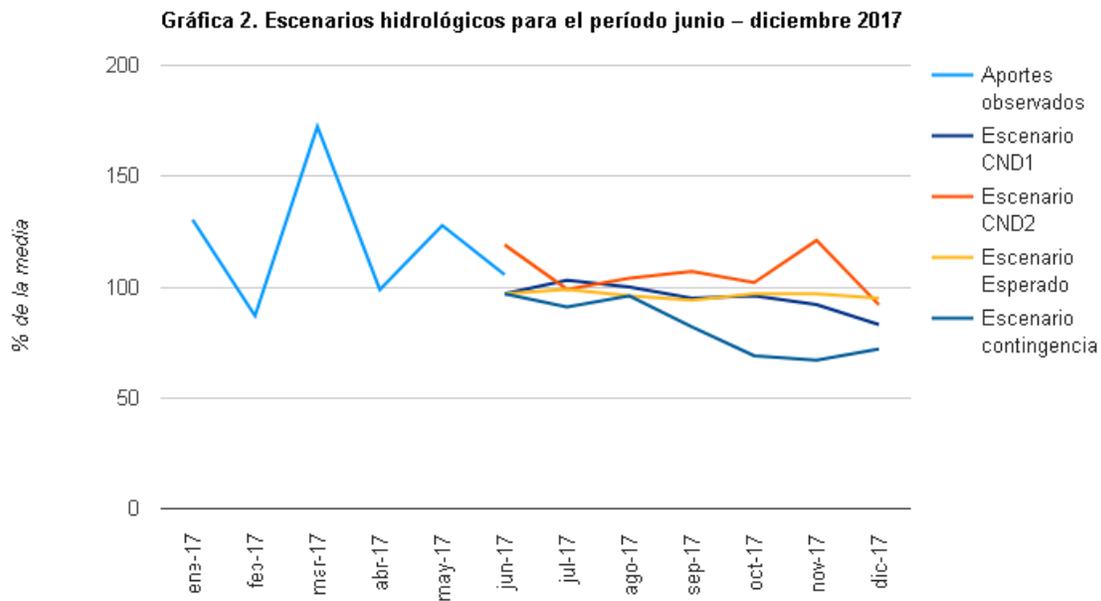


Para el segundo semestre los valores de aportes reales se situaron por debajo del 90% de la media en cada mes, quedando por debajo de todos los escenarios, con excepción del escenario contingencia. El planeamiento realizado a principios de 2017 tenía expectativas de recuperación de caudales dada la tendencia mostrada por los aportes en el segundo semestre de 2016 y las predicciones climáticas del momento. El criterio de mantener un escenario desfavorable, como el caso Contingencia (elaborado por el subcomité hidrológico del CNO), permite elaborar estudios de confiabilidad en un rango de aportes bajos dada la incertidumbre de esta variable.

En la Gráfica 2 se muestra los escenarios hidrológicos considerados en las simulaciones del mes de junio para lo restante del 2017. Nuevamente los valores reales de los aportes totales se situaron por debajo de los escenarios considerados, con excepción del escenario Contingencia, confirmando la importancia de escenarios deficitarios cuando las expectativas climáticas muestren tendencias neutras y no exista indicios claros de eventos extremos (“El Niño o La Niña”). El escenario Esperado del subcomité hidrológico del CNO así como los escenarios



CND estimaban evoluciones cercanas a los promedios históricos teniendo en cuenta la proyecciones de variables climáticas a mediados del año, que contemplaban neutralidad en las temperaturas superficiales en el pacífico para la segunda mitad de 2017.

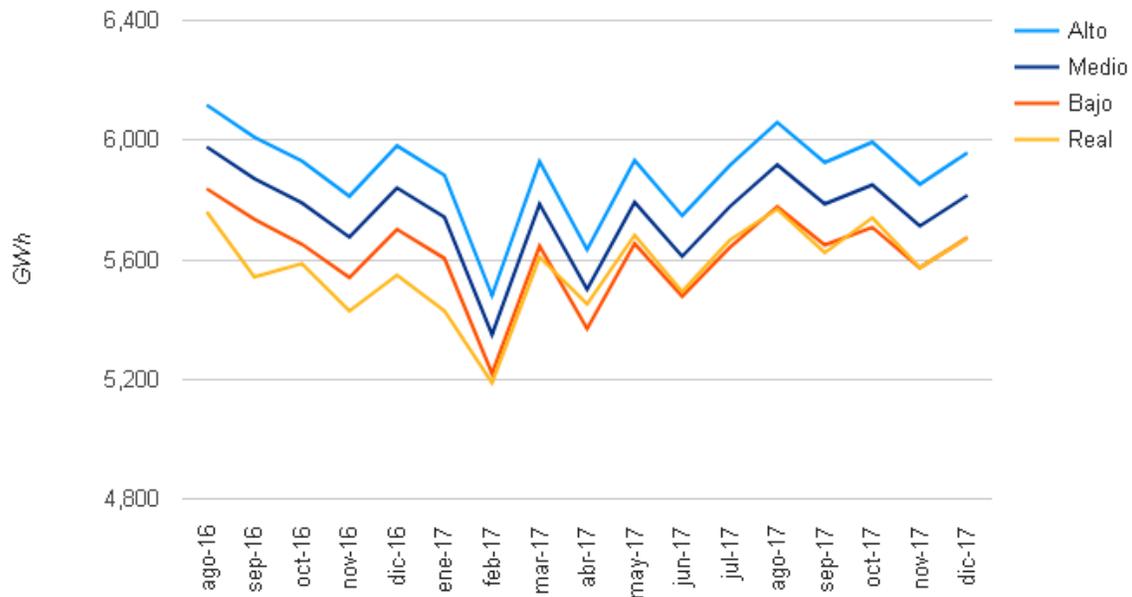


Demanda

Durante 2017, UPME realizó dos revisiones en la proyección de escenarios de demanda, la primera en el mes de febrero y la segunda en el mes de julio. Para el planeamiento energético se selecciona el escenario UPME a considerar dependiendo del comportamiento que haya presentado el consumo de energía en los últimos meses antes de la ejecución del estudio. Como se puede observar en la Gráfica 3, los valores reales de demanda del SIN mensuales se ubicaron relativamente cerca del escenario bajo a lo largo del año. Para las simulaciones energéticas, el CND seleccionó en 2017 el escenario medio con el objetivo de considerar un caso ligeramente desfavorable para la confiabilidad, de tal forma que se cubriese eventos de incremento de la demanda respecto a lo observado. La diferencia anual entre la demanda real y el escenario medio de UPME fue de 1.65 TWh, cantidad que representa 2.5% más del real.



Gráfica 3. Escenarios UPME Vs demanda real del SIN en 2016-2017



Plan de expansión de la generación

Las simulaciones energéticas ejecutadas en enero 2017 contemplaron para el primer año de análisis la expansión que se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Supuesto de expansión en el planeamiento energético de enero 2017

Proyecto	Capacidad [MW]	Fecha esperada de entrada en operación	Área operativa
Gecelca 32 (T)	250	Septiembre 30 de 2017	Cerromatoso
Termoyopal 3 (T)	40	Diciembre 01 de 2017	Nordeste
Termonorte (T)	88	Diciembre 01 de 2017	GCM

Al finalizar 2017, ninguno de los proyectos de la tabla anterior entró en operación. Este supuesto incidió en los resultados de las simulaciones, especialmente en lo estimado para la operación el verano 17/18.

Respecto a la entrada de plantas menores, los constantes cambios en la información reportada para estos recursos respecto a la entrada en operación, conllevó a que en el planeamiento no se considerara expansión de estos recursos.



Su representación se limitó a incluirlos en los análisis en la medida en que estos iban entrando en operación. Esta consideración particular es conservadora para las señales de confiabilidad en el mediano plazo, ya que no cuenta con nuevos recursos a futuro distintos de los que tienen obligaciones adquiridas en el esquema del cargo por confiabilidad.

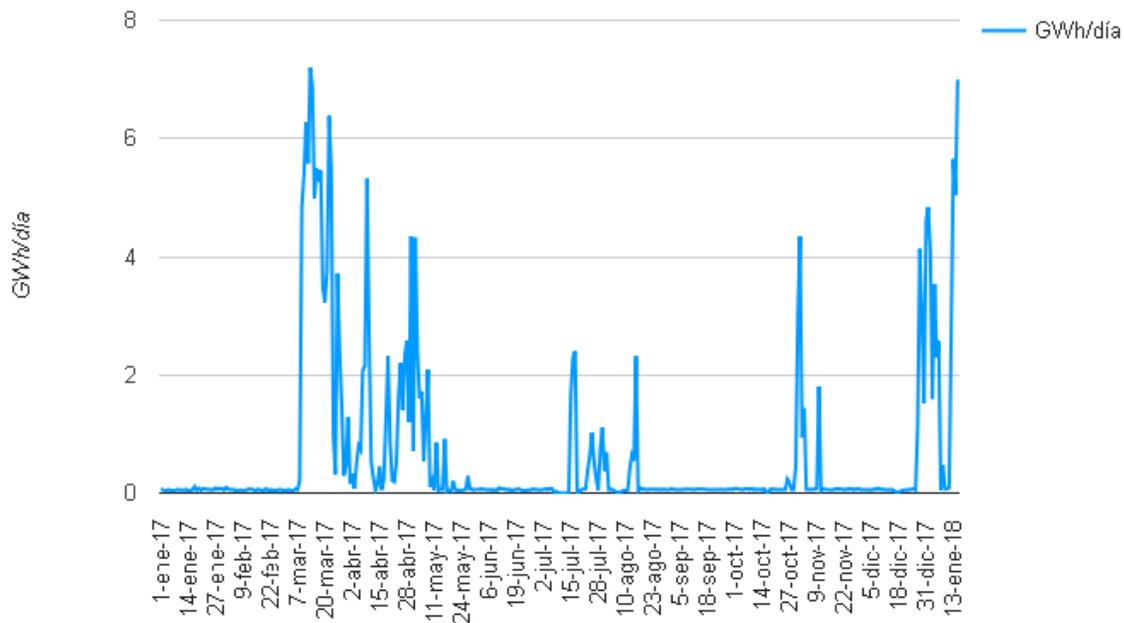
En 2017 entraron 180 MW de recursos menores, la mayoría de estas plantas son pequeñas centrales hidroeléctricas en Antioquia (64%). Se destaca la entrada de la primera planta solar fotovoltaica de 9.8MW, instalada en el Valle. Las restantes menores corresponden a térmicas a gas y cogeneradores.

Intercambios internacionales

El supuesto de intercambios internacionales se ve afectado por el comportamiento del mercado entre los países. En el caso de Venezuela, su realidad política ha inactivado los intercambios con Colombia desde hace varios años, y en 2017 no se presentaron transacciones. Con Ecuador, la situación es diferente, si bien existe un corredor que permite intercambios en los dos sentidos que pueden llegar a superar los 8 GWh/día, las condiciones de mercado no han permitido alcanzar estos niveles de transacción. La oferta de energía de Ecuador ha cambiado sustancialmente con la instalación de varias centrales de generación en los últimos años, especialmente hidráulicas, que han modificado el panorama energético del vecino país. Las simulaciones energéticas coordinadas Colombia-Ecuador, considerando las capacidades de intercambio reales (obtenidas de estudios eléctricos) muestran en el mediano plazo cantidades importantes de excedentes de Ecuador exportadas a Colombia. No obstante, las ofertas de precio y disponibilidad en el mercado mostraron otra realidad, como se observa en la Gráfica 4 para el comportamiento diario de la exportación de Ecuador a Colombia.



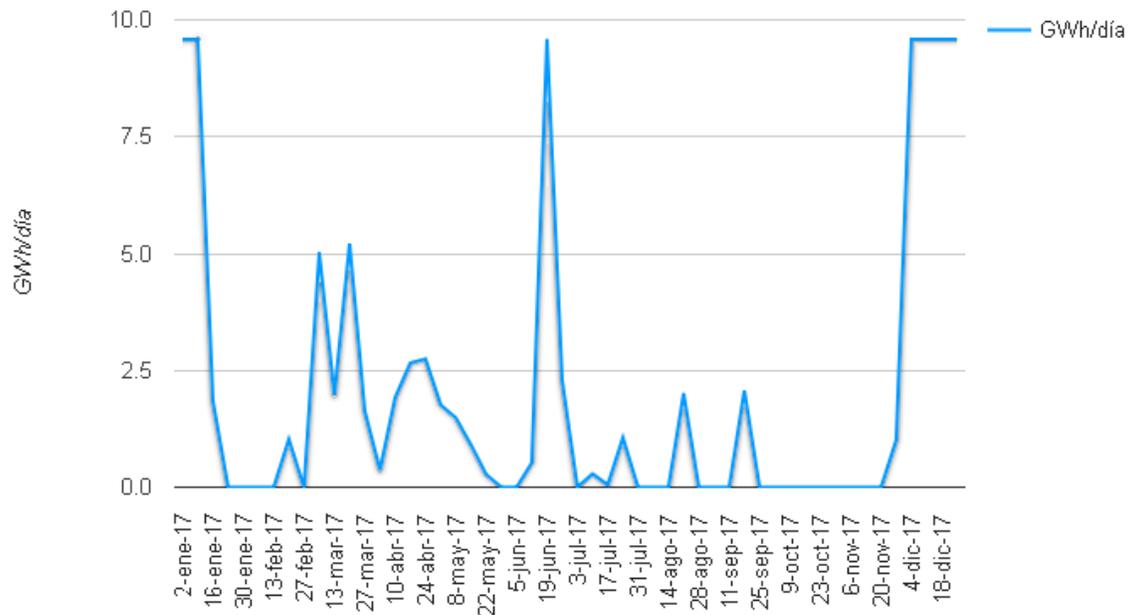
Gráfica 4. Importaciones del SIN desde Ecuador



Ante la incertidumbre sobre los intercambios a futuro, el CND en sus estudios de mediano plazo consideró distintas alternativas. Las simulaciones autónomas del sistema colombiano se consolidaron como supuesto básico para el planeamiento ante la realidad descrita anteriormente. Estas simulaciones permiten obtener señales conservadoras de la confiabilidad del sistema, al no contar con importaciones de alta incertidumbre. Por otro lado, la condición de autoabastecimiento de Ecuador, llevó a que las exportaciones desde Colombia se limitaran a situaciones esporádicas por razones de seguridad, haciendo cada vez más remoto que el país venda energía. La Gráfica 5 muestra las exportaciones resultantes de una simulación de mediano plazo determinística en enero de 2017, en la cual se modeló un intercambio a capacidad máxima de Ecuador a Colombia.



Gráfica 5. Importaciones simuladas del SIN desde Ecuador



Esta simulación de principios de 2017 mostraba una proyección optimista de las importaciones. Los distintos casos simulados a lo largo del año entre escenarios autónomos y con importación libre, permitieron dar señales pertinentes sobre la operación del SIN ante la incertidumbre de esta variable.

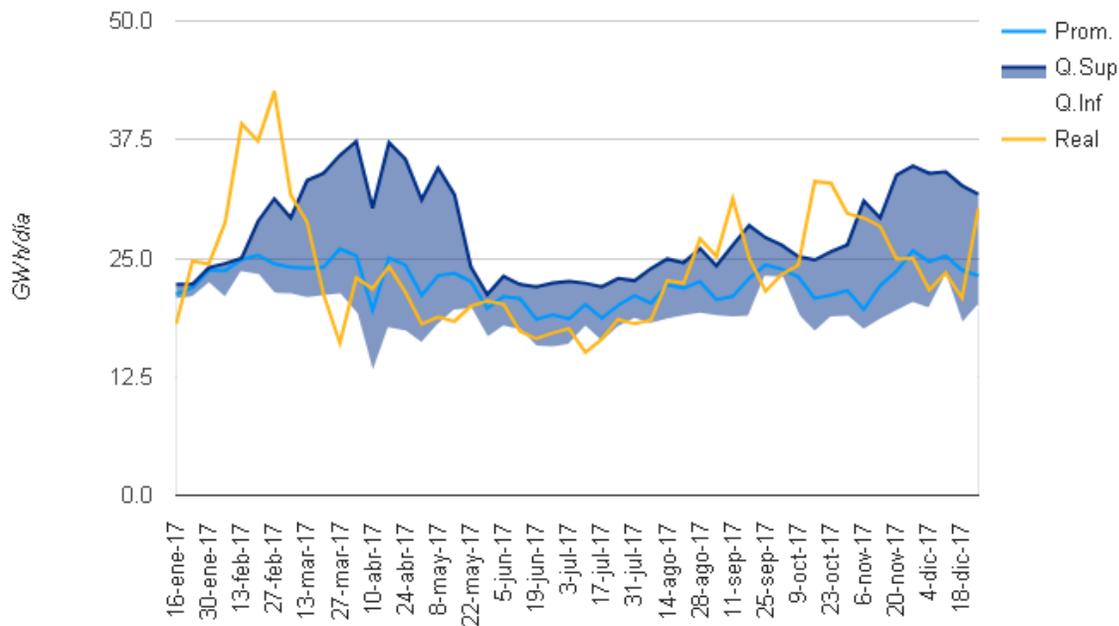
Comparación de variables reales del SIN VS señales del planeamiento de mediano plazo

Como se ha realizado en pasados informes de operación, este aparte muestra una comparación básica entre variables globales del SIN vs lo real observado en 2017. Para este ejercicio se toma la información de una simulación estocástica de mediano plazo de principios de año y se analiza la energía almacenada en embalses y la generación total térmica e hidráulica. Esta comparación tiene como objetivo mostrar el comportamiento de las variables frente a un estudio que consideró un conjunto de supuestos según la información disponible en el momento. No se pretende calificar el estudio como “predictor” de la evolución de variables, sino observar las señales encontradas con un modelo matemático de optimización que tiene como objetivo identificar posibles riesgos en la atención de la demanda.



La Gráfica 1 muestra como fue el comportamiento de la generación real y el resultado del estudio estocástico de mediano plazo realizado a inicios de 2017 en el mes de enero. La realidad mostro un incremento significativo de la generación térmica en el mes de febrero, mientras que en el estudio los aumentos de esta generación se esperaban hacia finales del marzo y principios de abril, con la finalización de la etapa de bajos caudales. En gran parte, este comportamiento puede obedecer a la evolución hidrológica presentada en el año. Un comportamiento similar se observó para el mes de octubre, donde el aumento de la generación térmica real se adelantó a lo esperado por los estudios. La comparación con casos determinísticos de mediano plazo puede observarse en la Gráfica 2.

Gráfica 1. Generación Térmica total del SIN real vs simulada. Corrida Estocástica de mediano plazo enero 2017



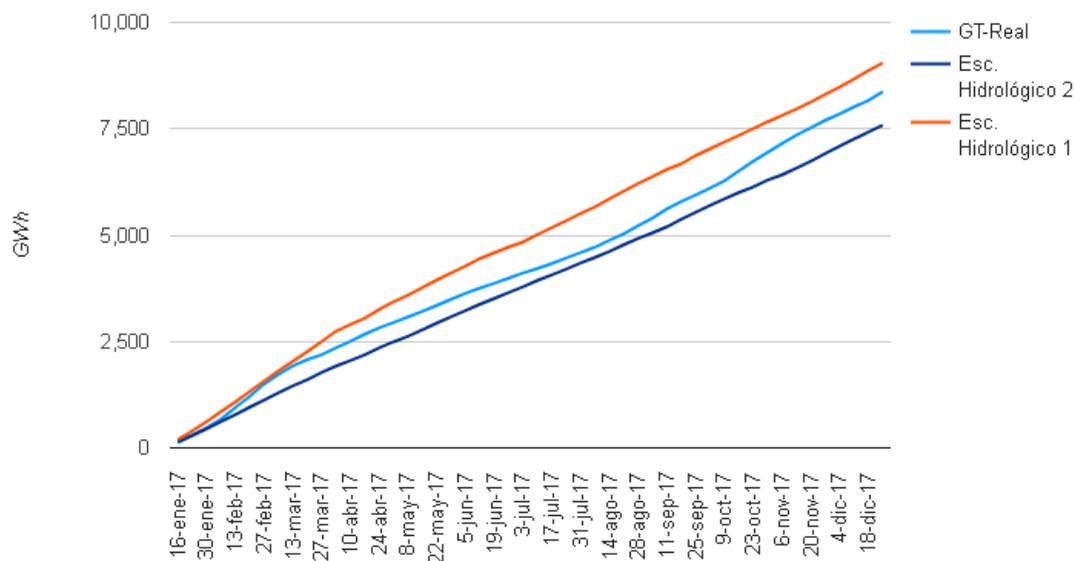
Para estos casos, en enero de 2017 se seleccionaron varios escenarios hidrológicos (históricos o de pronóstico) de los cuales se han escogieron dos para contrastar sus señales frente al a valores reales en este informe. Debido a la obvia diferencia a nivel semanal entre los aportes reales registrados y los simulados, la generación térmica presenta un comportamiento variable al realizar la comparación, sin embargo, al acumular la energía generada a lo largo del año se



aprecia como la generación total real evoluciona entre los valores acumulados para los escenarios determinísticos, mostrando similitudes en el comportamiento energético anual.

Con relación a la generación hidráulica, la Gráfica 3 muestra la comparación para esta variable en los mismos casos determinísticos de mediano plazo mencionados.

Gráfica 2. Generación Térmica acumulada del SIN real vs simulada. Corridas determinísticas de mediano plazo enero 2017

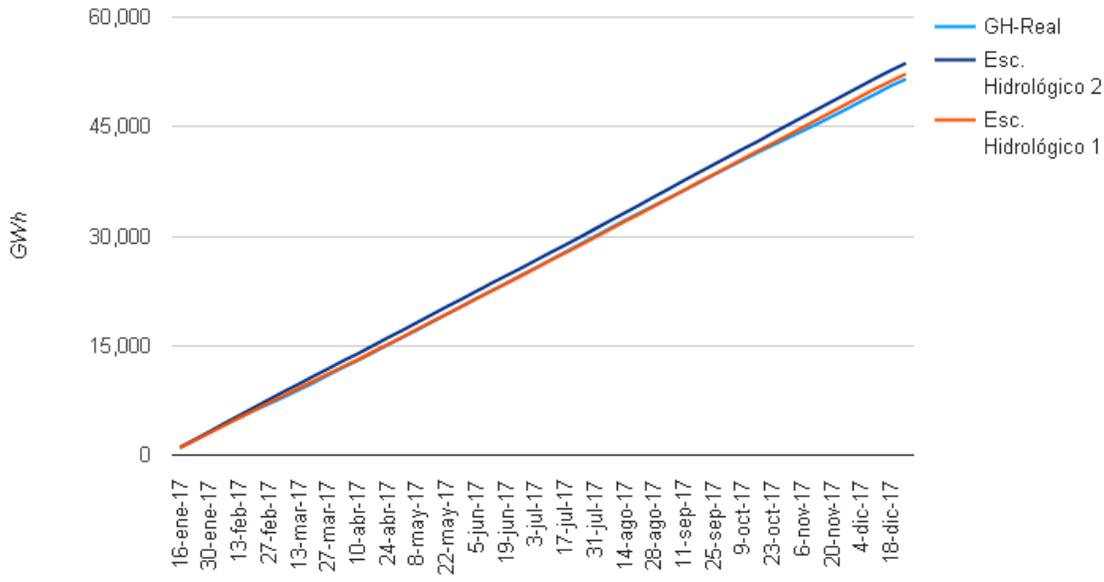


La evolución real de la generación muestra cómo se produce la disminución de la generación en el segundo semestre comparado con los casos determinísticos, en los cuales no se preveía la disminución de aportes en la segunda temporada de lluvias del año. Al observar la cantidad de energía producida desde recursos hidráulicos despachos centralmente, se aprecia que la desviación de los dos casos frente a la realidad es relativamente baja.

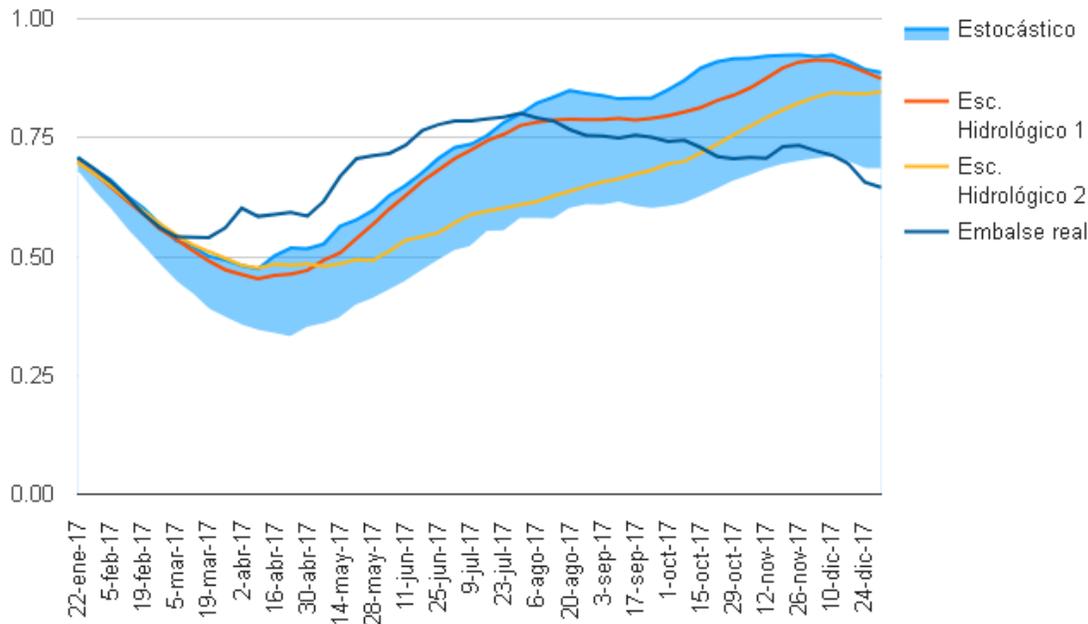
Una variable consecuente con el manejo de los aportes y recursos de generación del sistema es la reserva agregada y almacenada en los embalses del SIN, la cual es de gran interés en el análisis de confiabilidad energética y de relevancia la operación y el mercado. La Gráfica 4 presenta la evolución del embalse agregado real del SIN y los resultados de las simulaciones determinísticas seleccionadas y la estocástica.



Gráfica 3. Generación Hidráulica acumulada del SIN real vs simulada. Corridas determinísticas de mediano plazo enero 2017



Gráfica 4. Embalse Agregado real del SIN vs Simulado. Corridas determinísticas y Estocásticas de MP de enero 2017





Como se puede apreciar en la Gráfica 4, hasta finales de febrero de 2017 la evolución real del embalse agregado es similar a los casos determinísticos y a la banda superior del estocástico (Percentil 95), sin embargo, en marzo la evolución real se separa con valores más altos que en lo esperado en las simulaciones. Esto se explica en parte al alto aporte hídrico recibido en el mes marzo de 2017, el cual se situó en cerca 170% de la media histórica. A partir de agosto, y debido al comportamiento de aportes inferiores a los promedios históricos en el segundo semestre, la evolución real presenta un descenso que cruza el rango esperado por las simulaciones, las cuales preveían un ascenso del nivel con el invierno de este periodo.

Señales del planeamiento en estudios de largo plazo

Con los cambios regulatorios que inició la Ley 1715 de 2014, el interés por parte de inversionistas en el desarrollo de proyectos de generación con las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales (FRNC), ha tenido un notable crecimiento, el cual en 2017 alcanza un nivel importante que se evidencia en el incremento de solicitudes de inscripción de proyecto de esta naturaleza en la UPME. Ante un panorama energético cambiante por la incorporación de proyectos renovables en especial eólicos y solares, XM ha realizado estudios técnicos que visionan el comportamiento de estos recursos en la operación del SIN.

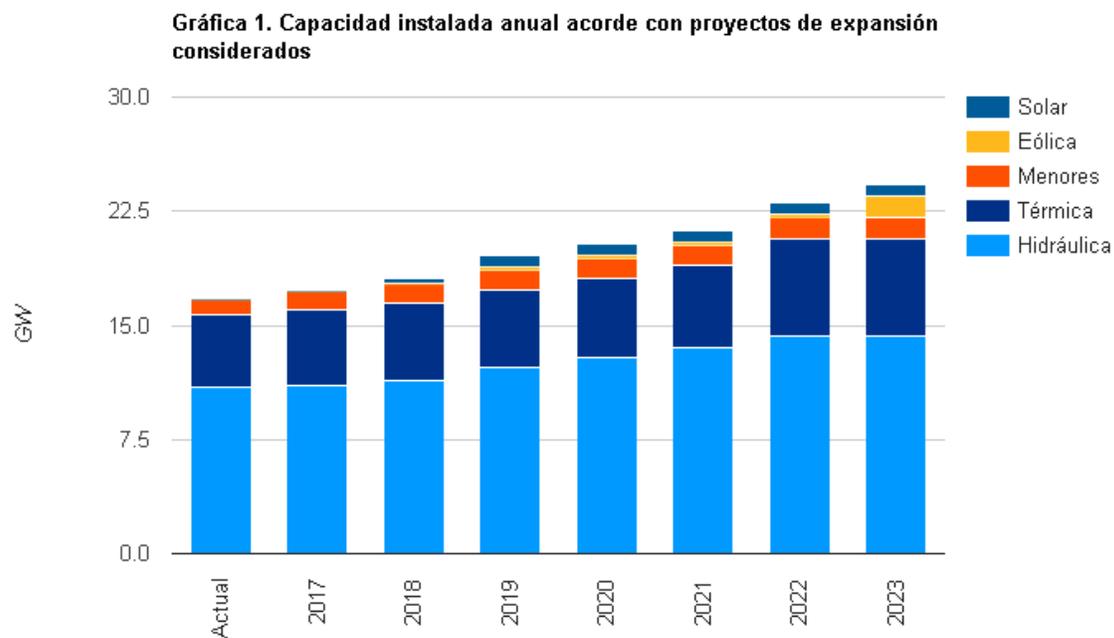
En lo que respecta a los análisis energéticos de largo plazo, se realizaron estudios considerando un escenario posible dentro de una amplia gama de alternativas de expansión de estas tecnologías, teniendo en cuenta la alta incertidumbre que conlleva los plazos de su construcción y conexión a la red, dados los retos que enfrenta el desarrollo de proyectos en Colombia.

Los proyectos considerados correspondieron a los contenidos en el plan de expansión de la UPME 2016-2030, con concepto de conexión UPME y registrados en la página web SIEL en estado fase II y III hasta el 12 de mayo de 2017. Estos proyectos incluyen tecnologías solar, eólica, térmica e hidráulica.

La primera fase del estudio consistió en obtener la información correspondiente a series de viento y radiación solar en los puntos donde serían ubicados los futuros proyectos. Para ello fue necesaria la consecución de información a partir de bases de datos públicas y complementar las mismas con información proveniente de los agentes del sector. Las bases de datos utilizadas fueron las disponibles por la NASA mediante su modelo Merra (Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications) para datos correspondientes a velocidad de viento y

las dispuestas por NREL (National Renewable Energy Laboratory) para radiación solar y temperatura.

La capacidad instalada del parque generador, en GW, a partir de los proyectos considerados se presenta en la Gráfica 1.



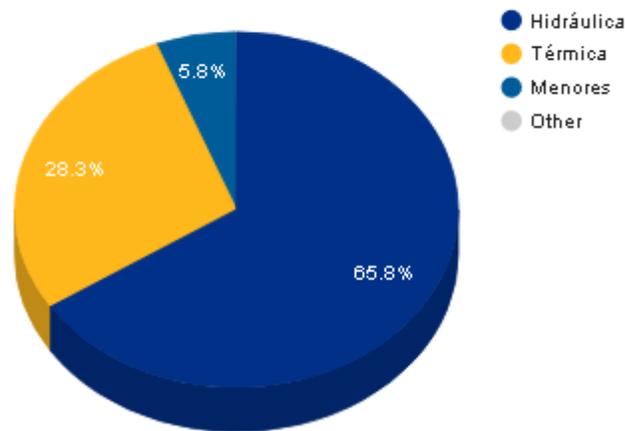
Año	Eólica	Hidráulica	Solar	Térmica	Menores	Total
Actual	0.02	10.98	0.00	4.73	0.97	16.70
2017	0.02	11.04	0.04	5.02	1.15	17.27
2018	0.02	11.34	0.33	5.11	1.26	18.06
2019	0.25	12.24	0.71	5.11	1.27	19.57
2020	0.25	12.85	0.71	5.20	1.34	20.34
2021	0.25	13.50	0.71	5.40	1.36	21.22
2022	0.25	14.26	0.71	6.45	1.36	23.02
2023	1.45	14.26	0.71	6.45	1.36	24.22



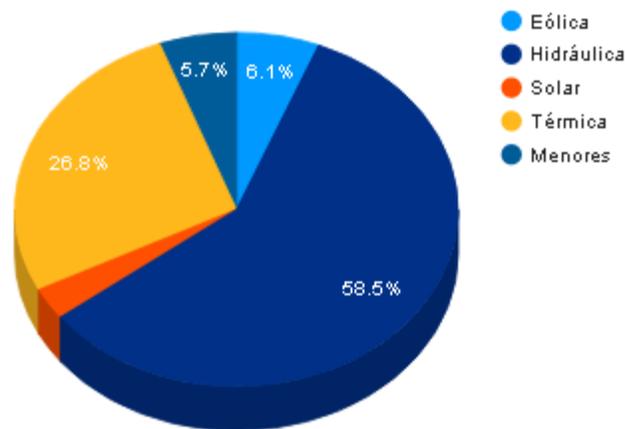
En la Gráfica 1 la capacidad instalada presenta crecimiento para todos los tipos de tecnología, presentándose el mayor aumento para la tecnología hidráulica. La tecnología solar comienza a contribuir en el país a partir del 2017 y la eólica, adicional a la ya existente, comienza su impacto a partir del 2019. La Gráfica 2 presenta el cambio esperado en la matriz energética comparando la situación actual (mediados de 2017) con el esperado en el año 2023.

Gráfica 2. Cambio en la matriz energética acorde con proyectos de expansión considerados

Sistema actual



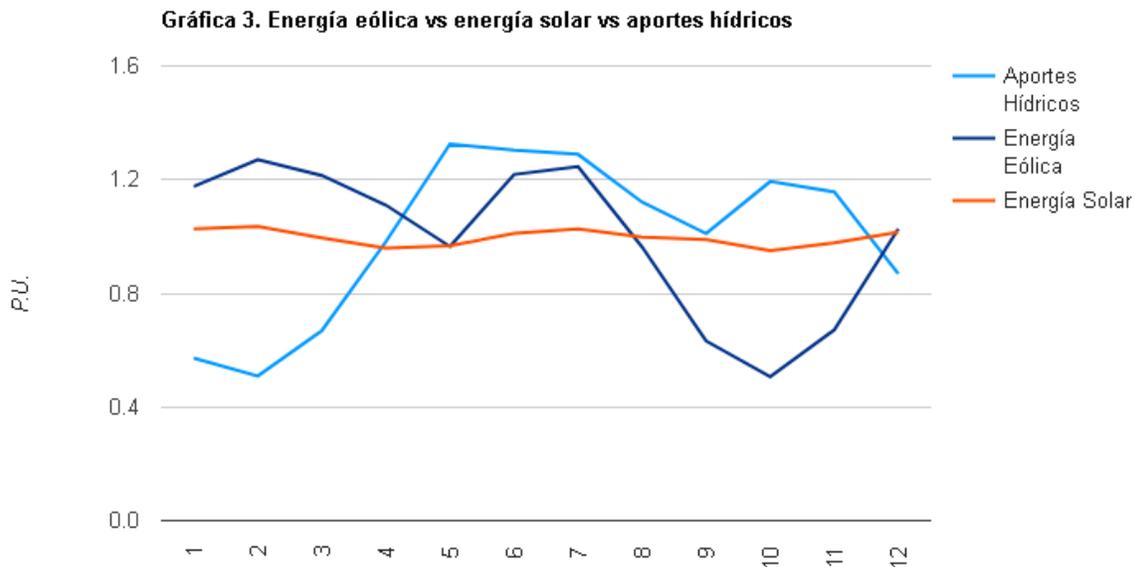
Escenario al 2023





En la Gráfica 2 se observa que el principal cambio en las componentes de la matriz energética es el crecimiento de la tecnología eólica en su participación y la entrada de la tecnología solar en la participación sobre la capacidad instalada del parque generador. La disminución en los porcentajes de participación para la generación térmica e hidráulica es debido al aumento de la capacidad instalada total.

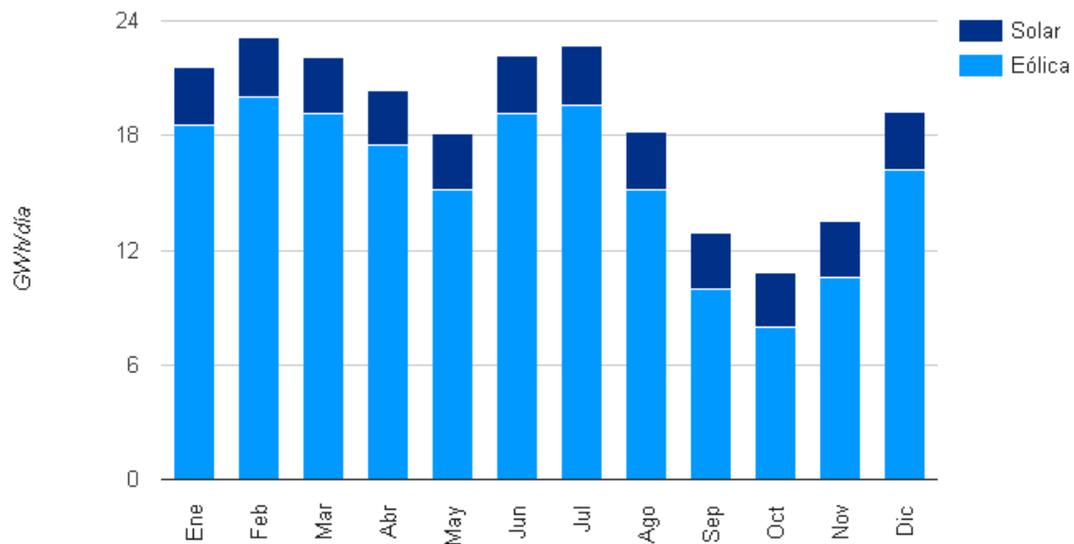
La información con respecto a velocidad de viento para proyectos eólicos y radiación – temperatura para proyectos solares, permitió realizar una estimación de la energía que estaría disponible para el sistema eléctrico con estas tecnologías y compara su comportamiento con respecto al régimen hidrológico característico en el país. La Gráfica 3 presenta a nivel comparativo para un año promedio el comportamiento de los aportes hídricos vs las energías solar y eólica.



En la Gráfica 3 se presentan los aportes hídricos totales en el país, los cuales reflejan la temporada seca (entre diciembre y abril) y la temporada de lluvias (entre mayo y noviembre). El comportamiento de la generación eólica muestra una generación igual o superior a su promedio durante los meses de temporada seca y una disminución pronunciada durante los meses entre septiembre y noviembre, meses considerados como temporada de lluvias. La energía solar por su parte, evidencia un comportamiento que aparentemente es independiente a las

temporadas que se presentan en el país. La Gráfica 4 presenta la generación solar y eólica promedio según los proyectos considerados.

Gráfica 4. Energía promedio de las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales a 2023



	Eólica	Solar
Ene	18.51956699	3.096795929
Feb	19.99127166	3.120721846
Mar	19.1228513	3.001170224
Abr	17.47760992	2.889840737
May	15.18174337	2.919548276
Jun	19.17554873	3.046850514
Jul	19.61482404	3.095308109
Ago	15.15657353	3.007974621
Sep	9.946477445	2.984838836
Oct	7.968821418	2.863954352
Nov	10.57426969	2.948028918
Dic	16.16799333	3.062474119



La Gráfica 4 presenta el comportamiento estacional de la generación eólica reflejado en la Gráfica 3. Es importante resaltar que a 2023 se esperaría una generación conjunta entre eólica y solar entre 10 y 25 GWh/día.

El estudio de suficiencia realizado por XM para conocer cómo sería la atención de la demanda eléctrica del país acorde con las tecnologías de generación disponibles fue realizado mediante el aplicativo Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) con los supuestos presentados en la tabla 1.

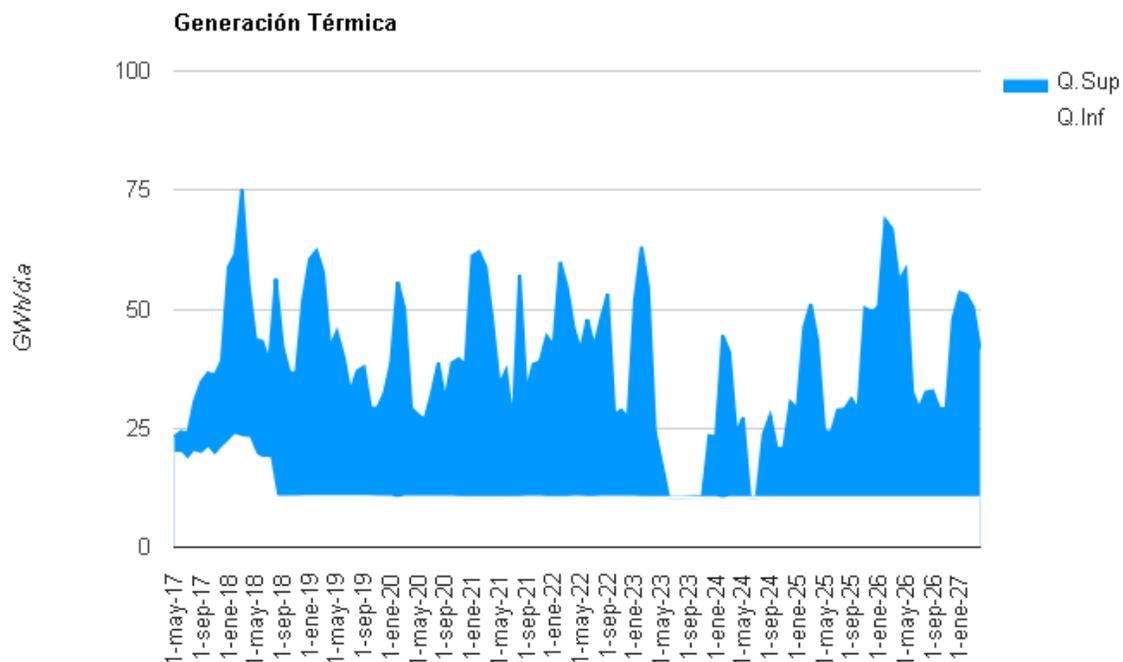
Tabla 1. Supuestos utilizados en la simulación energética de largo plazo.

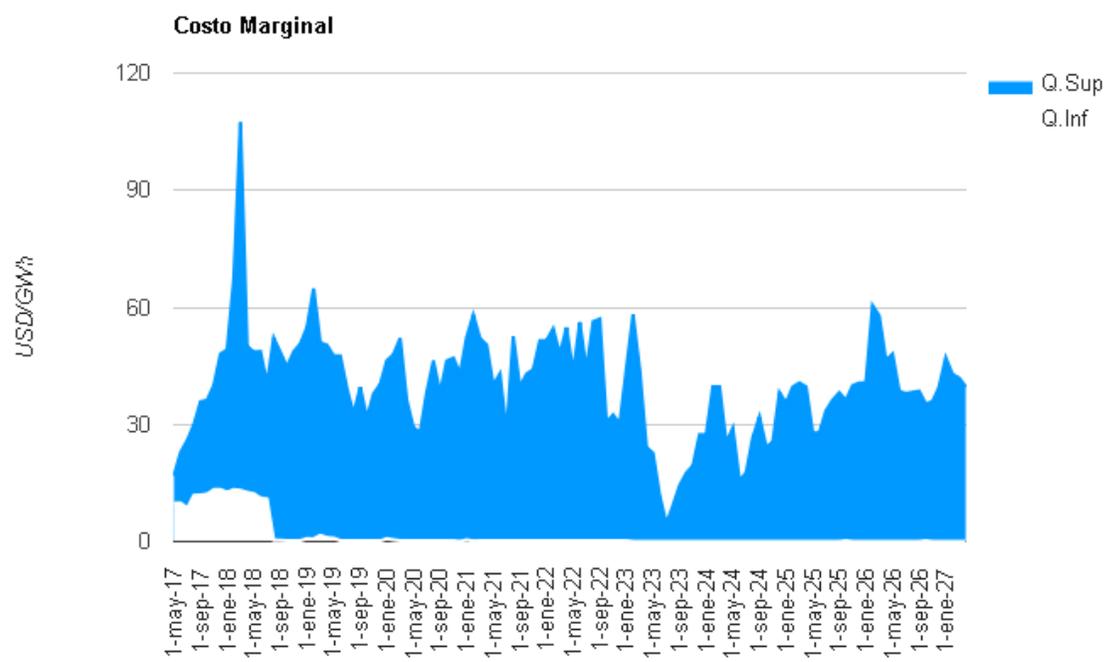
Horizonte	10 años, resolución mensual.
Tipo de estudio	Estocástico
Número de series hidrológicas	100
Demanda	Escenario medio de la UPME (Act Feb/17)
Costos de racionamiento	Último umbral UPME Junio/17.
Condición Inicial Embalse	71%
Desbalance hídrico	14 GWh/día
Mantenimiento Generación	Jun/17 - May/18
Mínimo Embalse agregado	35%
Intercambios Internacionales	No se consideran.
Combustible	Precios: UPME Disponibilidad: Reportada por Agentes
Precio energía generada por FRNC	0 USD/MW
Proyectos de expansión	Escenario 1: Proyectos con asignación de Obligación de Energía Firme (OEF) + Proyectos plan expansión de la UPME 2016-2030, con concepto de conexión UPME y registrados en la página web SIEL en estado fase II y III hasta el 12 de mayo de 2017. Escenario 2: Proyectos con asignación de OEF.



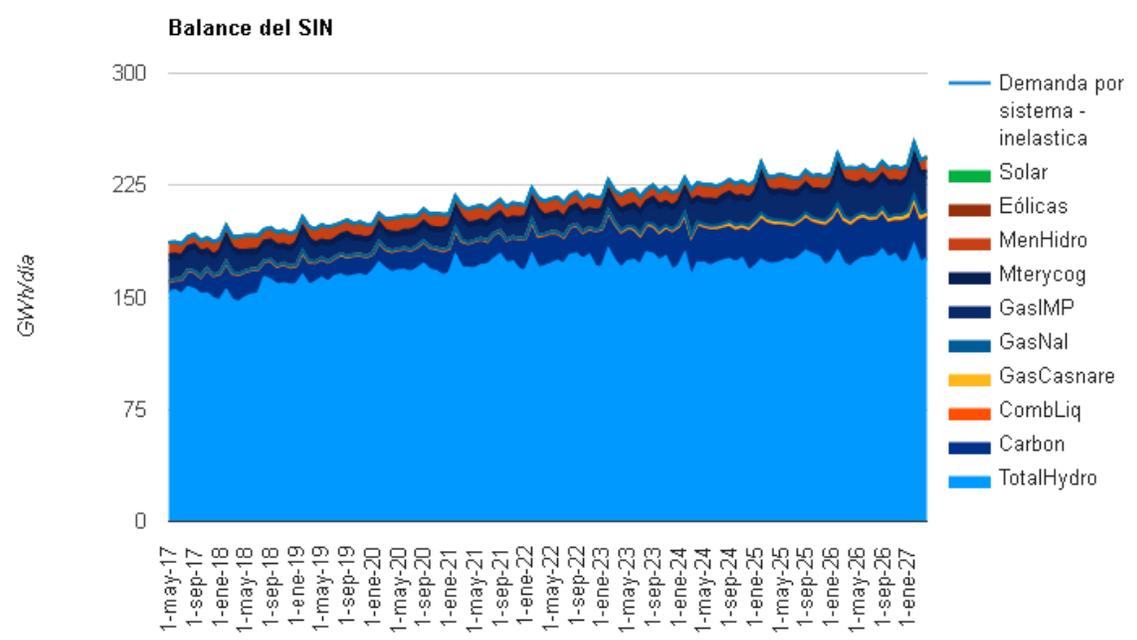
Para el estudio de suficiencia se presentan 2 escenarios a manera de comparación, en los cuales el único supuesto que varía son los proyectos futuros que considerar. La Gráfica 5 presenta el comparativo entre el balance promedio de atención para la demanda, la generación térmica y los costos marginales.

El Balance del SIN representa el valor promedio de cada una de las tecnologías para la atención de la demanda eléctrica. Para ambos escenarios, la Gráfica 5 muestra un sistema mayoritariamente cubierto con energía hidráulica y complementada con energía térmica y FRNC. La generación térmica es mayor para el escenario que solo contempla proyectos con OEF (Escenario 2), lo que reflejaría que ante la entrada de los proyectos de FRNC, y bajo el supuesto de que su precio de energía generada sería 0 USD/MW, se presentaría un desplazamiento de generación térmica. Esta situación también es reflejada por los costos marginales del sistema, mostrando que con el uso de FRNC el costo marginal es menor.



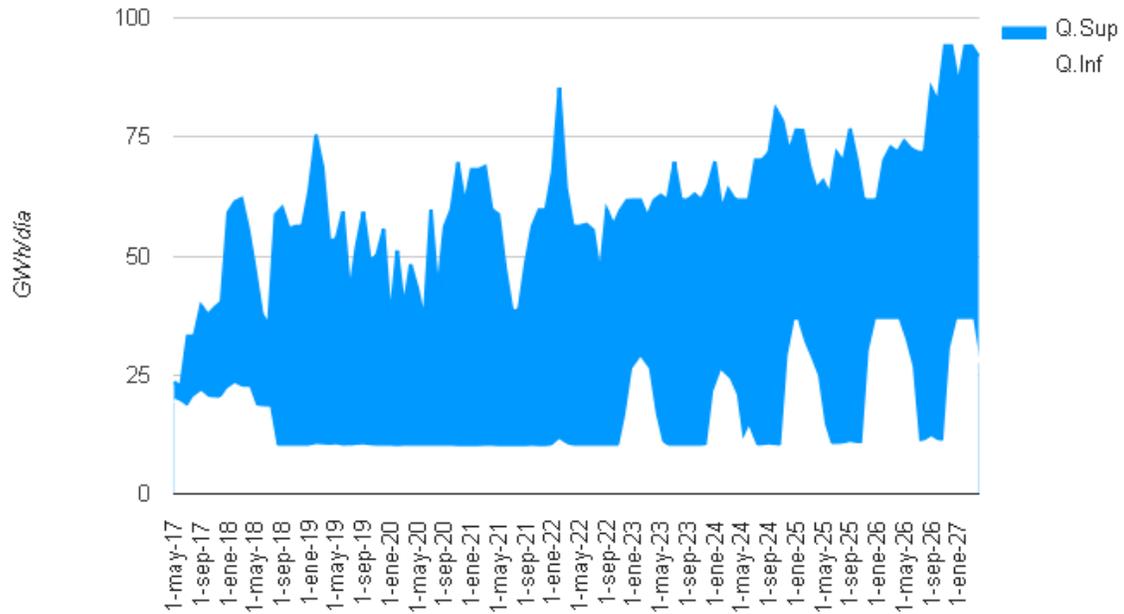


Escenario 2.

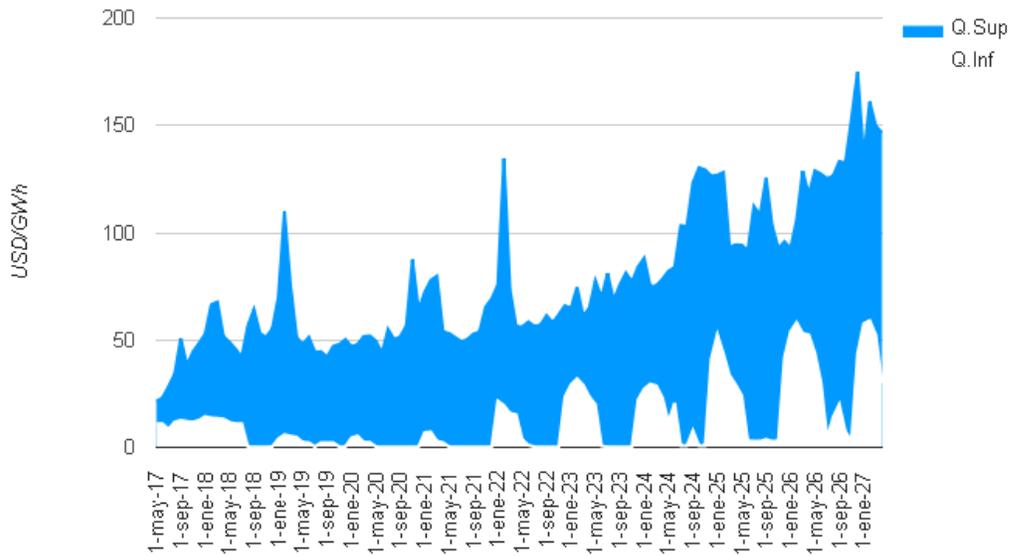




Generación Térmica

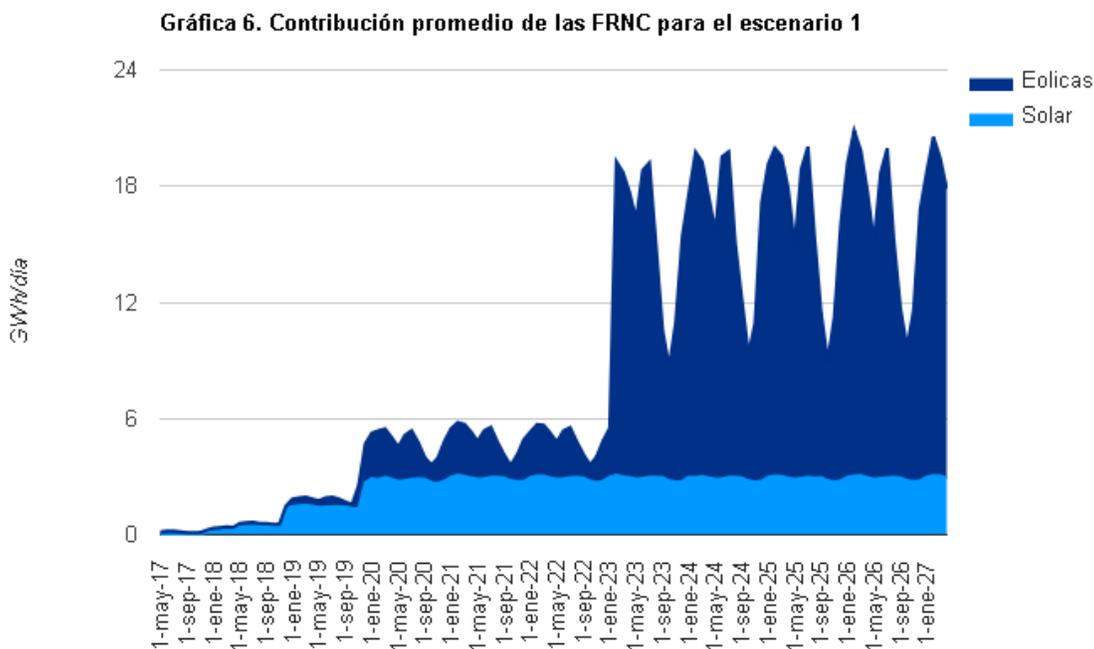


Costo Marginal





Con el objetivo de presentar un mayor detalle sobre la participación de las FRNC en el escenario 1 y el impacto que se presenta en el sistema eléctrico ante condiciones de hidrología extrema, las Gráficas 6 y 7 presentan la contribución promedio de las FRNC para la atención de la demanda en el escenario 1 y la comparación entre dos series hidrológicas tomadas del estudio estocástico para una condición húmeda y una condición de sequía extrema.



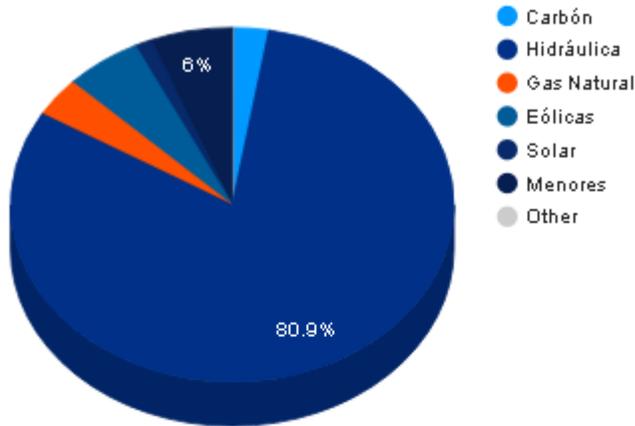
La Gráfica 6 refleja el comportamiento observado en la energía solar y eólica obtenido a través de las series históricas de radiación y velocidad de viento. La generación solar mantiene una contribución sin variaciones apreciables y la generación eólica presenta altas contribuciones de energía en los meses enero – abril y una disminución marcada en los meses entre septiembre – noviembre.

La Gráfica 7 refleja la participación de cada una de las tecnologías presentes en la matriz energética para el suministro de la demanda de energía según los proyectos considerados para el escenario 1. Para ambos escenarios la participación de las FRNC más las plantas menores es bastante similar, y aunque la energía eólica y solar presentan una variación hacia arriba en la serie seca, consideramos que este valor no es determinante para definir una tendencia marcada.

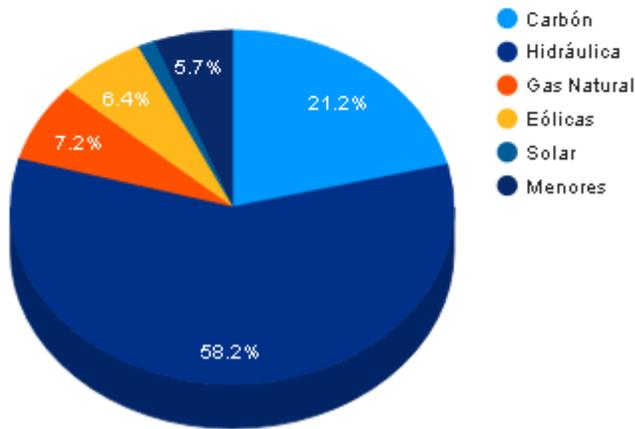


Gráfica 7. Comparativo entre serie húmeda y serie seca para el escenario 1.

Serie húmeda



Serie seca



En la Gráfica 7, para una serie húmeda, la demanda del país estaría cubierta en un 80.9% por energía hidroeléctrica, mientras que la contribución de la generación térmica sería 6.2%. Para la serie seca, la generación térmica aumenta su participación a un 28.3% y la hidráulica disminuye a un 58.2%, mostrando de manera determinante e imprescindible que la generación térmica continúa siendo una energía fundamental para la confiabilidad del SIN ante eventos de escasez hidrológica.



Coordinación gas – electricidad

El Centro Nacional de Despacho (CND), durante el 2017, 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 2017 presentó grandes retos en la coordinación del suministro de combustibles para las plantas de generación térmica, lo anterior ante la programación de intervenciones y eventos en los campos de producción y la infraestructura de transporte del sector gas.

Dentro de los mantenimientos y eventos en el sector gas se resaltan:

Mantenimiento Chevron – Campos de la Guajira 07 al 12 de enero 2017

Mantenimiento Chevron – Campos de la Guajira 24 al 26 de mayo 2017

Mantenimiento Chevron – Campos de la Guajira 26 al 28 de julio 2017

Mantenimiento Chevron – Campos de la Guajira 07 y 08 de septiembre 2017

Evento Eximente Equion – CPF Floreña 08 de septiembre 2017

Mantenimiento Chevron – Campos de la Guajira 16 y 17 de noviembre 2017

Esta coordinación permitió la atención confiable de la demanda eléctrica ante los distintos escenarios presentados.

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 2017 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.

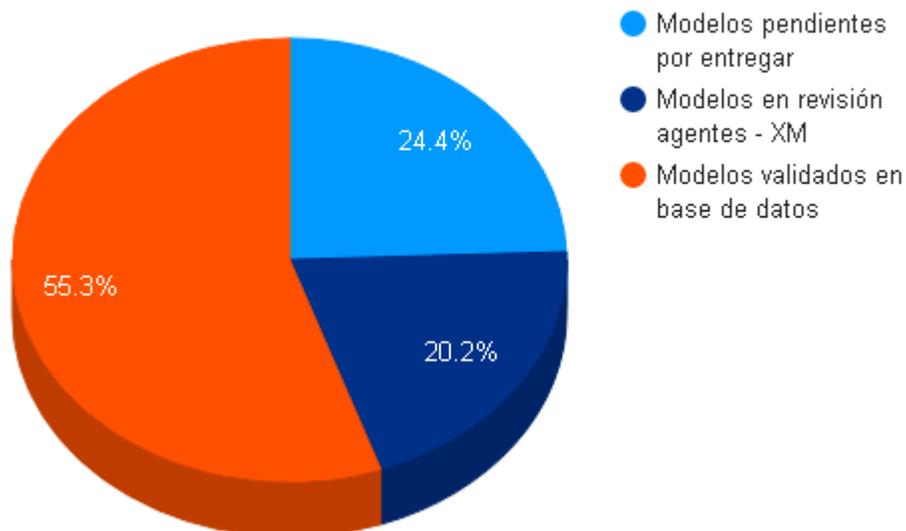


Con este trabajo se pretende emular de forma más precisa el comportamiento dinámico del sistema ante diferentes situaciones, con lo que se pueden definir con mayor certeza sus límites operativos.

Hasta la fecha se han realizado las pruebas necesarias y se han revisado informes de modelos y parámetros de generadores correspondientes al 75.57% de la capacidad instalada del SIN (16 GW), de la cual el 55.32% 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 1.

Este balance refleja el estado actual de los modelos de control considerando las modernizaciones que se han realizado en los mismos. Sin embargo, si se consideran todas las unidades que han entregado información desde la fecha de aplicación del citado Acuerdo, se ha realizado una primera validación en el 92% de controles de generación del SIN respecto a la capacidad instalada.

Gráfica 1. Balance de entrega de modelos de control y parámetros de generadores con base en la potencia instalada (15,879 MW)





Adicionalmente, teniendo en cuenta la integración prevista para el SIN de fuentes no síncronas, se trabajó en la identificación y desarrollo de los modelos de control de estas fuentes. Estos modelos se han utilizado para realizar estudios de evaluación de impacto de este tipo de generación en el sistema de potencia y para definir los requerimientos aplicables a los mismos teniendo en cuenta los criterios de confiabilidad y calidad del sistema eléctrico colombiano.

Dispositivos FACTS

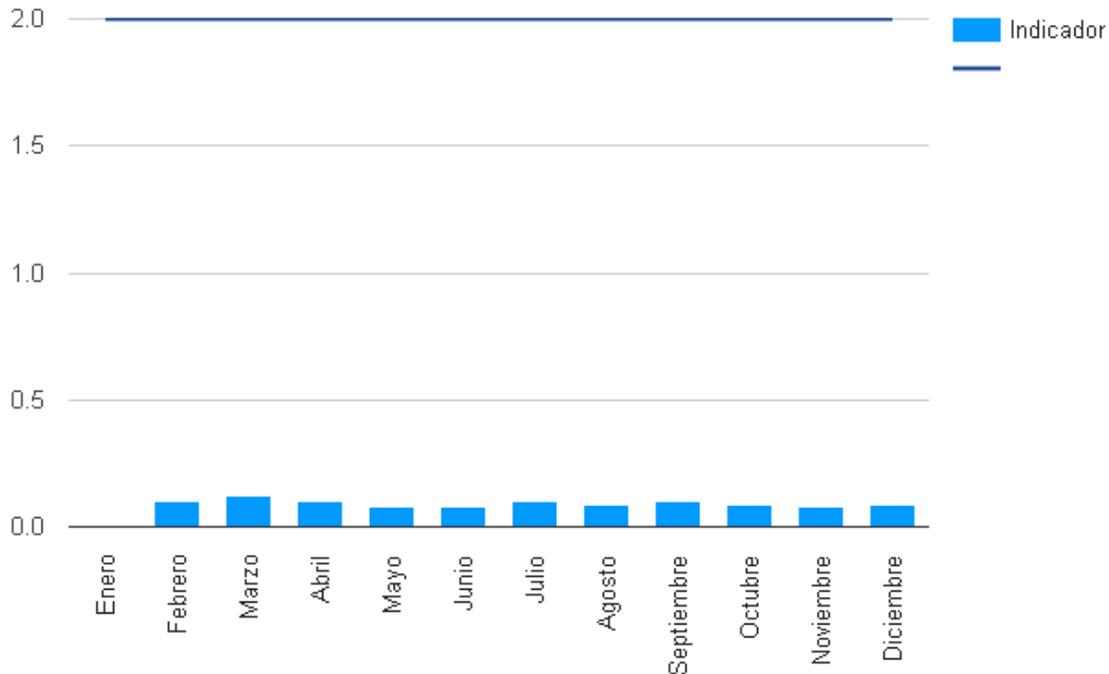
Con el fin de definir lineamientos para el modelamiento de los dispositivos FACTS y de esta forma mejorar la información utilizada en los estudios de planeación, en el 2016 y 2017 se trabajó con los agentes que disponen de estos equipos en la definición de un Acuerdo para establecer estos requerimientos buscando garantizar que los modelos que los agentes suministren al CND sean validados y cumplan con criterios de calidad definidos. El citado Acuerdo fue gestionado a través del Subcomité de Análisis de Planeamiento Eléctrico y aprobado por el CNO (Acuerdo CNO 947) para ser aplicado a los dispositivos SVC y STATCOM que se conecten al SIN.

Estabilidad dinámica del SIN

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 definió un indicador que determina el comportamiento del modo de oscilación de muy baja frecuencia. Este indicador que se calcula con la información proveniente de las PMUs instaladas en el sistema, se mantuvo por debajo del umbral establecido que corresponde al 2 %, mostrando que el modo presenta un comportamiento estable y valida la eficacia de las medidas tomadas para el control de estas oscilaciones. En la Gráfica 1 se presenta la evolución del indicador de oscilaciones acumulado a lo largo del 2017.



Gráfica 1. Evolución en el 2017 del indicador acumulado asociado al modo de oscilación de muy baja frecuencia.



Regulación de Frecuencia

Atendiendo los requerimientos de confiabilidad, seguridad y calidad asociados a la prestación del servicio de energía eléctrica en el SIN, entre el 2016 y el 2017 se gestionó a través del subcomité de controles la actualización del Acuerdo que define los requisitos y procedimientos para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN. Este Acuerdo que fue aprobado en el 2017, modificó el procedimiento de retiro de unidades favoreciendo la seguridad de la operación y la identificación de causas de problemas de desempeño de unidades de generación para tomar las acciones requeridas para mejorar su respuesta.

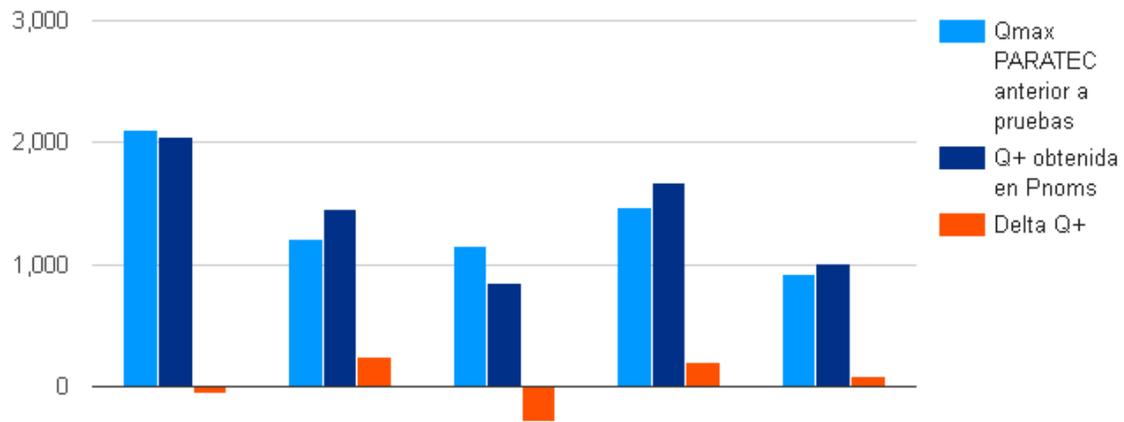
Pruebas de potencia reactiva en generadores

Durante el 2017, XM lideró el proceso de planeación y coordinación de las pruebas de potencia reactiva definidas a través del Acuerdo CNO 932, teniendo en cuenta la información suministrada por los Agentes. En el balance de resultados para las pruebas realizadas entre el 2013 y el 2017, se ha encontrado una capacidad de potencia reactiva adicional de 334.9 MVar en la región de entrega de reactivos y de 153.1 MVar en la región de absorción respecto a lo reportado originalmente para



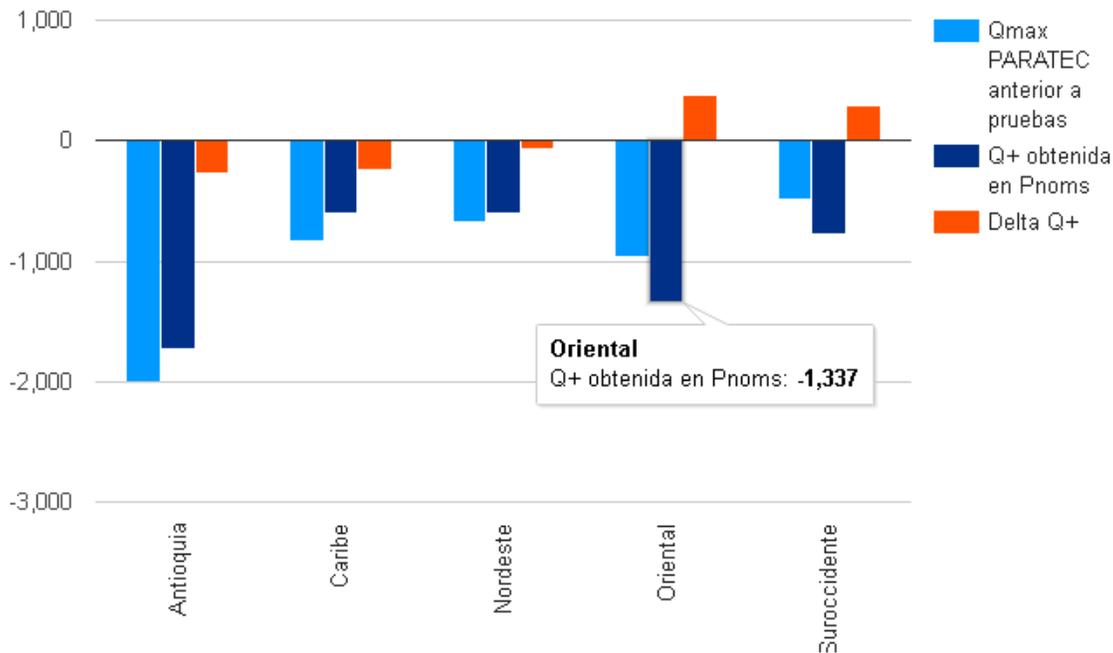
estas plantas, con un porcentaje de avance del 91% con respecto a la capacidad instalada del SIN (16 GW). En las Gráficas 1 y 2 se presenta un detalle del balance de pruebas de potencia reactiva realizadas tomando como referencia la potencia reactiva entregada y absorbida a la potencia nominal de los generador

Gráfica 1. Balance por áreas de resultados de pruebas de potencia reactiva de las unidades de generación considerando la potencia reactiva entregada por las unidades a la potencia nominal.





Gráfica 2. Balance por áreas de resultados de pruebas de potencia reactiva de las unidades de generación considerando la potencia reactiva absorbida por las unidades a la potencia nominal.



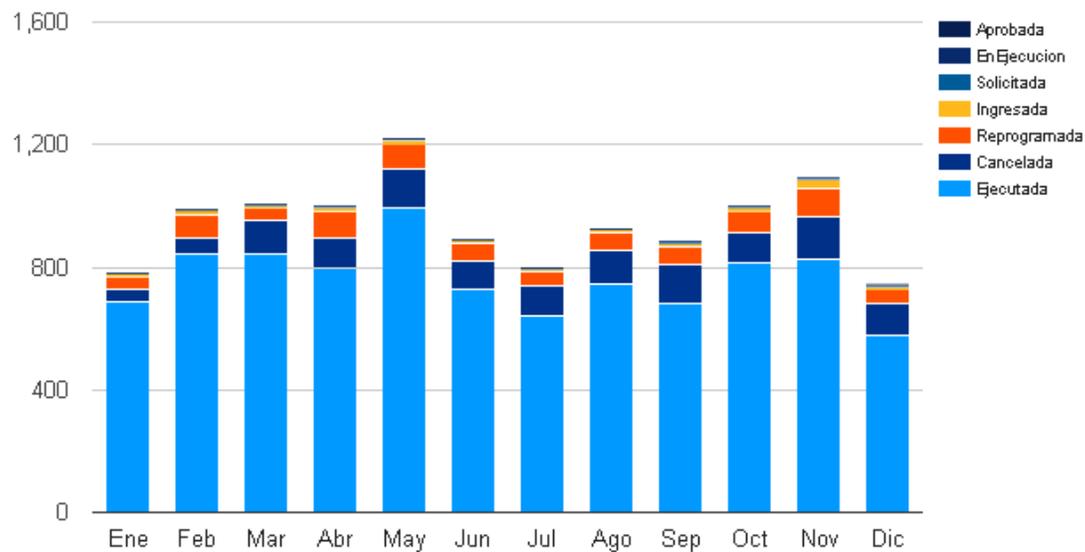
Gestión de mantenimientos

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 los equipos del SIN manteniendo la operación del sistema bajo condiciones de confiabilidad, seguridad y economía.

Durante el año 2017, de las 11,315 intervenciones consideradas por el CND se ejecutaron 9,180, como se observa en la Gráfica 1. cabe indicar que toda solicitud de intervención realizada por cada uno de 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, revisión de simultaneidades, análisis eléctrico y energético y aprobación de la intervención para su ejecución.



Gráfica 1. Consignaciones consideradas por el CND durante 2017



Periodo	Ejecutada	Cancelada	Reprogramada	Ingresada	Solicitada	EnEjecucion	Aprobada
Ene	685	44	40	10	1	0	0
Feb	845	50	77	13	2	0	0
Mar	845	106	42	9	1	0	0
Abr	800	94	89	12	3	0	0
May	993	130	76	16	4	0	0
Jun	725	96	56	11	1	0	0
Jul	642	97	49	6	2	0	0
Ago	747	105	58	12	4	0	0
Sep	682	129	56	10	7	0	0
Oct	813	99	69	15	1	0	0
Nov	827	137	95	29	2	1	0
Dic	576	108	41	10	4	3	3

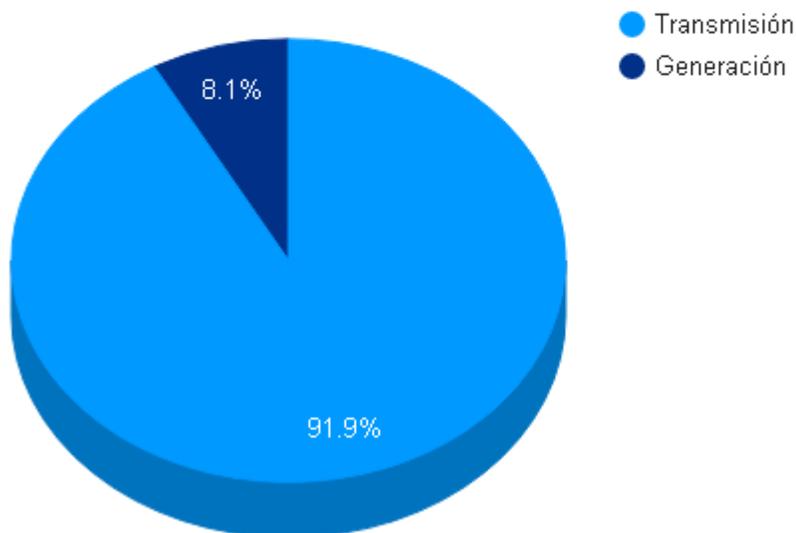


Los agentes del SIN solicitan sus intervenciones ante el CND mediante consignaciones nacionales, en el aplicativo WEB Sistema Nacional de Consignaciones (SNC), el cual facilita la identificación de los riesgos asociados al SIN de cada una de las consignaciones.

Del total de consignaciones nacionales ejecutadas, el 8% (740) fueron sobre unidades de generación de energía y el 92% (8,440) sobre equipos asociados a la transmisión de energía en el SIN. La Gráfica 2 presenta la desagregación del total de consignaciones ejecutadas durante el 2017.

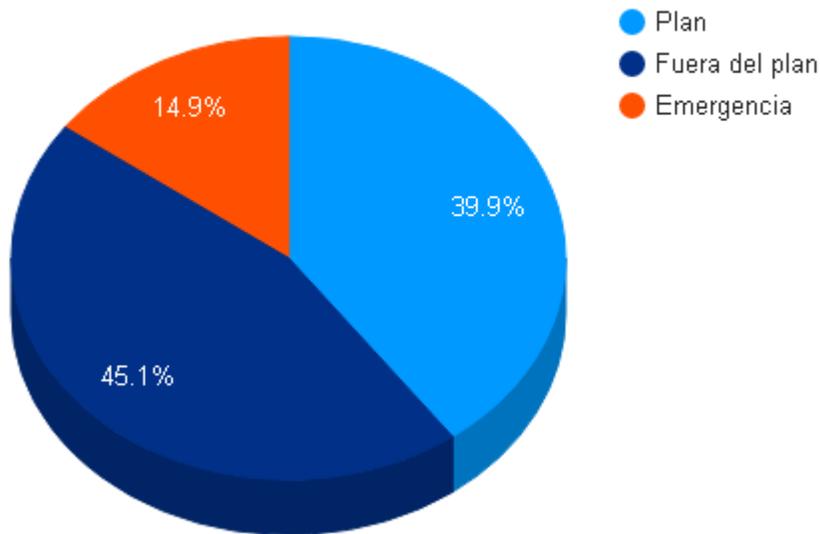
Gráfica 2. Desagregación del total de consignaciones ejecutadas durante 2017

Tipo Consignación





Tipo de Ingreso

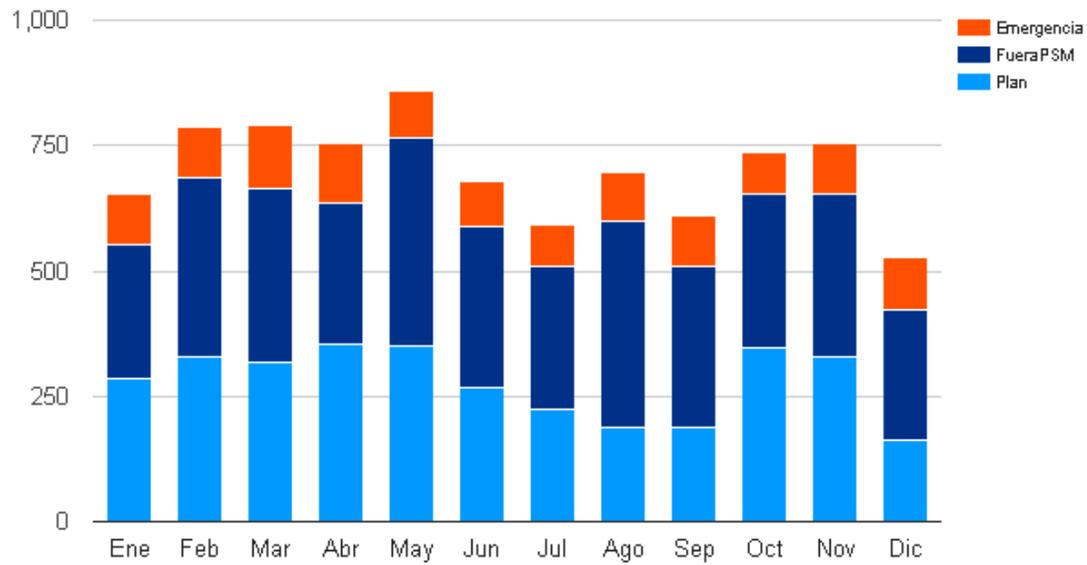


Las consignaciones se discriminan por tipo de ingreso, teniendo en cuenta aquellas que son solicitadas por plan anual de mantenimientos (PAM) y plan semestral de mantenimientos (PSM) para consignaciones de generación y transmisión respectivamente, así como aquellas solicitadas por fuera de PAM o PSM y las solicitadas por emergencia, para el 2017 el 40% 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 marzo (790) y mayo (861), como lo muestra la Gráfica 3. cabe anotar que en esos meses se finalizaba el PSM II 2016 y se iniciaba el PSM I del 2017.



Gráfica 3. Consignaciones de transmisión ejecutadas durante 2017

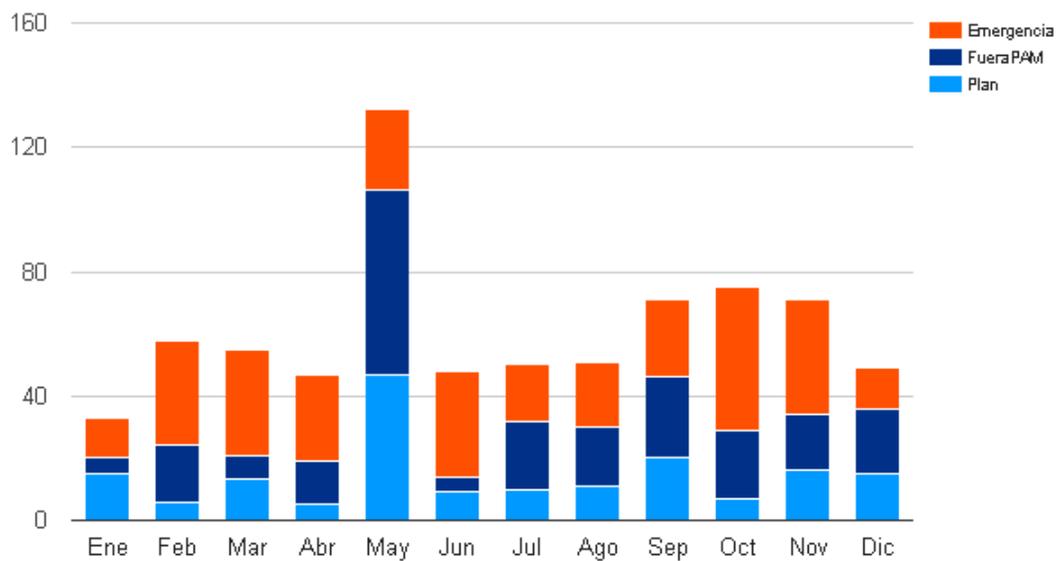


Periodo	Cantidad total	Plan	FueraPSM	Emergencia
Ene	652	284	268	100
Feb	787	330	357	100
Mar	790	316	350	124
Abr	753	352	283	118
May	861	351	414	96
Jun	677	266	323	88
Jul	592	223	287	82
Ago	696	188	411	97
Sep	611	188	320	103
Oct	738	347	307	84
Nov	756	329	326	101
Dic	527	161	261	105



Para las consignaciones nacionales sobre unidades de generación los meses con mayor número de solicitudes ejecutadas se situaron en Mayo (132) y Octubre (75), como lo muestra la Gráfica 4.

Gráfica 4. Consignaciones de generación ejecutadas durante 2017



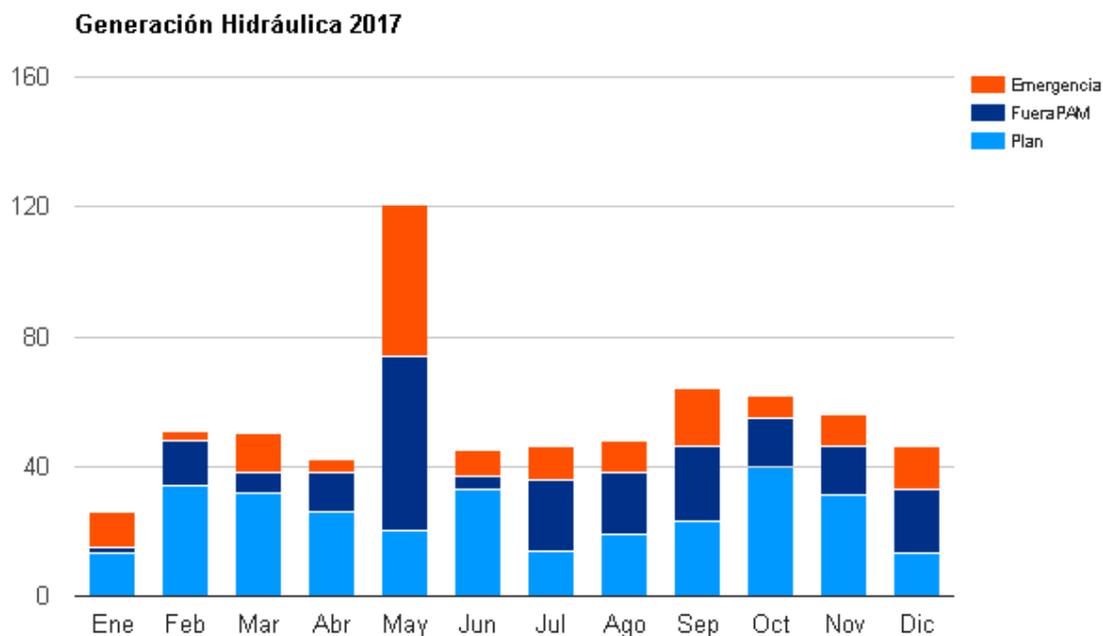
Periodo	Emergencia	FueraPAM	Plan
Ene	15	5	13
Feb	6	18	34
Mar	13	8	34
Abr	5	14	28
May	47	59	26



Jun	9	5	34
Jul	10	22	18
Ago	11	19	21
Sep	20	26	25
Oct	7	22	46
Nov	16	18	37
Dic	15	21	13

Desagregando los mantenimientos de generación por tipo de recurso, Gráfica 5, se evidencia un aumento de las consignaciones de generación hidráulica en el mes de mayo de 2017, coincidiendo con el final de la temporada seca y el inicio de la temporada de lluvias en Colombia, así mismo, se evidencia un aumento en las consignaciones de la generación térmica para los meses de octubre y noviembre, época de lluvias.

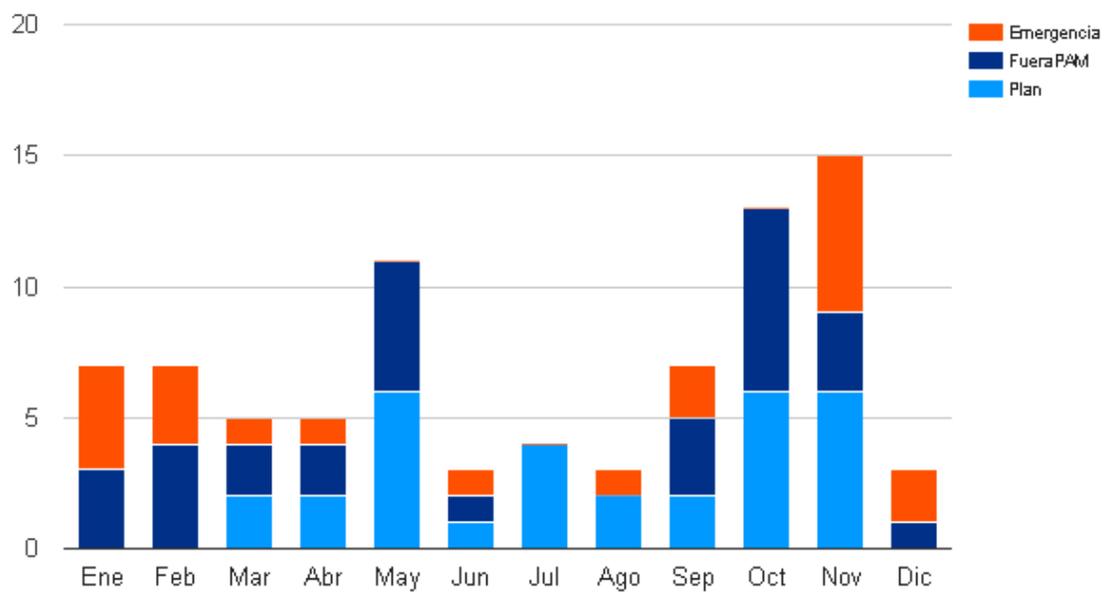
Gráfica 5. Consignaciones de generación por tipo de recurso ejecutadas 2017





Periodo	Plan	FueraPAM	Emergencia
Ene	13	2	11
Feb	34	14	3
Mar	32	6	12
Abr	26	12	4
May	20	54	47
Jun	33	4	8
Jul	14	22	10
Ago	19	19	10
Sep	23	23	18
Oct	40	15	7
Nov	31	15	10
Dic	13	20	13

Generación Térmica 2017

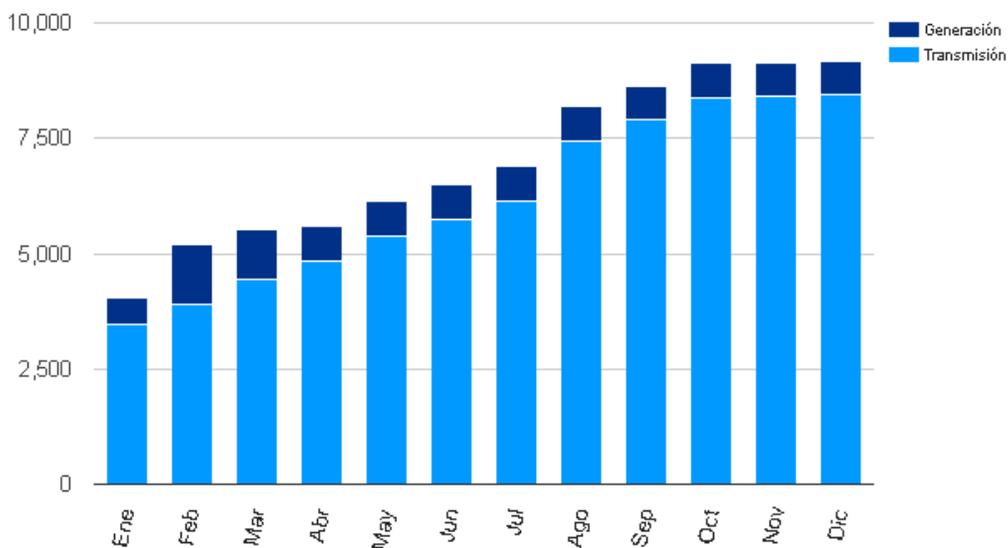




Periodo	Plan	FueraPAM	Emergencia
Ene	0	3	4
Feb	0	4	3
Mar	2	2	1
Abr	2	2	1
May	6	5	0
Jun	1	1	1
Jul	4	0	0
Ago	2	0	1
Sep	2	3	2
Oct	6	7	0
Nov	6	3	6
Dic	0	1	2

En el 2017 se mantuvo el número de intervenciones ejecutadas con respecto a los últimos 2 años (2015-2016), presentándose un alto con respecto al crecimiento progresivo que se venía registrando desde el año 2007, como se ilustra en la Gráfica 6.

Gráfica 6. Evolución de la ejecución de consignaciones 2006 – 2017





Año	Transmisión	Generación
2006	3482	548
2007	3909	1280
2008	4454	1074
2009	4825	778
2010	5364	780
2011	5749	746
2012	6150	753
2013	7423	780
2014	7913	710
2015	8390	738
2016	8402	723
2017	8440	740

Operación del SIN

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

Para garantizar la atención de la demanda del SIN es requerido un servicio complementario llamado Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), cuya función principal es ser la primera instancia de control en un sistema de potencia para llevar la frecuencia a su valor nominal, a través de la respuesta de los generadores ante los movimientos normales de carga y eventos de desbalance carga – generación. Adicional a lo anterior, la siguiente instancia de control es la Regulación Secundaria de Frecuencia, la cual en Colombia se realiza con una herramienta computación de última generación, más conocida como AGC por sus siglas en inglés (Automatic Generation Control), la cual permite corregir las desviaciones de frecuencia e intercambios internacionales de potencia activa, manteniendo el equilibrio entre la generación y la demanda de forma automática.



Dando cumplimiento a lo descrito en la Resolución CREG 023 de 2001, se determina la prestación efectiva del servicio de RPF de las unidades de generación despachadas centralmente en el SIN, y de manera preventiva también se realiza seguimiento diario al desempeño de las unidades de generación que prestan el servicio de AGC.

El no cumplimiento de la prestación de estos servicios representa un alto riesgo para la atención confiable de la demanda, dado que, ante eventos en frecuencia de normal ocurrencia, una reducción en la reserva de generación puede originar activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja Frecuencia (EDAC).

En el 2017 se presentaron 84 eventos de frecuencia en los cuales se reportaron 321 recursos de generación que no prestaron efectivamente el servicio de RPF. El número de eventos se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Eventos Regulación Primaria de Frecuencia 2017		
Mes	Número de eventos de frecuencia	Recursos de generación que no prestaron efectivamente el servicio de RPF
Enero	2	2
Febrero	6	15
Marzo	12	36
Abril	4	11
Mayo	11	49
Junio	6	26
Julio	19	71
Agosto	5	30
Septiembre	5	16
Octubre	7	39
Noviembre	2	3
Diciembre	5	23



Para el mismo año se tenía como objetivo primordial incluir en los análisis factores que permitieran determinar con mayor certeza y objetividad los inconvenientes que presentaran las unidades de generación al prestar los servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia. Fue así que en el 2017 se realizaron varios desarrollos que incluían metodologías de análisis que consideraban la calidad de los datos fuente. Con lo anterior no solo se cumplió el objetivo, sino que se minimizaron tiempos de procesamiento de la información y por ende tiempo en la ejecución de procesos.

Adicionalmente, teniendo en cuenta la importancia de las instancias de control de frecuencia para la confiabilidad y operación del SIN, las oportunidades técnicas de mejoramiento detectados en los seguimientos postoperativos, se analizaron diferentes escenarios con el Consejo Nacional de Operación (CNO) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Se participó en la emisión de los siguientes documentos:

Acuerdo CNO 982 de 2017, en el cual se establecen las pruebas para las plantas o unidades de generación que el CND autorizará para desviarse de su programa.

Acuerdo CNO 983 de 2017, en el cual se especifican las pruebas autorizadas de unidades o plantas de generación bajo las cuales existen restricciones técnicas para la prestación del servicio de RPF.

Acuerdo CNO 1023 de 2017, que entró en vigencia el 05 de diciembre del mismo año, en el cual se plasmó un nuevo procedimiento de retiro de unidades de generación de la prestación del servicio de AGC.

Desconexión automática de carga – EDAC

La regulación vigente establece en la Resolución CREG 061 de 1996 entre otros: criterios de diseño del esquema, lineamientos de demanda a ser desconectada por relés de baja frecuencia, lineamientos de reporte de información, responsabilidades del CND y los agentes en cuanto al esquema. Es así, que en 2017 se lideró la emisión de los Acuerdos CNO 955 y de 964 de 2017, en los cuales se formalizan las modificaciones al procedimiento para el reporte de información y la definición de la realización de pruebas del EDAC. Se plantea para el 2018 seguir trabajando en las oportunidades de mejora detectadas en el proceso en lo relacionado con los porcentajes de desviación de la demanda.

Durante el año 2017 se presentaron dos eventos con operación del Esquema de Desconexión Automático de Carga – EDAC. Estos se relacionan a continuación:



Evento del 28 de enero de 2017

Se presentó la desconexión a las 11:55 horas en ambos extremos de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Sochagota a 230 kV. Ante la condición operativa y topológica de red aislada de la subárea Boyacá - Casanare, se presentaron variaciones de frecuencia causadas por cambios súbitos en las cargas industriales y la respuesta dinámica de las unidades de generación en esta subárea.

Durante estas variaciones se alcanzó un valor máximo de 60.79 Hz y luego un mínimo 58.47 Hz presentándose a las 12:12 horas actuación de las etapas 1 a 6 del Esquema de Desconexión Automático de Carga - EDAC en la subárea; sin embargo, con la operación de estas etapas y la reducción de aproximadamente 34 MW de la carga industrial, la frecuencia retornó temporalmente a rangos de operación normal. A las 12:27 horas se presentó desconexión de la unidad 2 de la central TermoPaipa ocasionando el descenso de la frecuencia desde una condición inicial de 59.43 Hz a 57.5 Hz en 13.7 s; activando las etapas 7 y 8 del EDAC. Finalmente, por baja frecuencia se presentó la desconexión de las unidades 3 y 4 de la central TermoPaipa y las unidades U1, U3, U4 y U5 de la central TermoYopal ocasionando el colapso total de la subárea.

Evento del 13 de junio de 2017

A las 10:52 se produjo desconexión de unidades 1 y 2 de la central Sogamoso con 546 MW, ocasionando el descenso de la frecuencia a un valor de 59.389 Hz y la operación de la etapa 1 del Esquema de Desconexión Automático de Carga – EDAC, desconectando aproximadamente 342 MW en el SIN. La frecuencia estuvo por debajo de 59.4 Hz un tiempo aproximado de 573 ms.

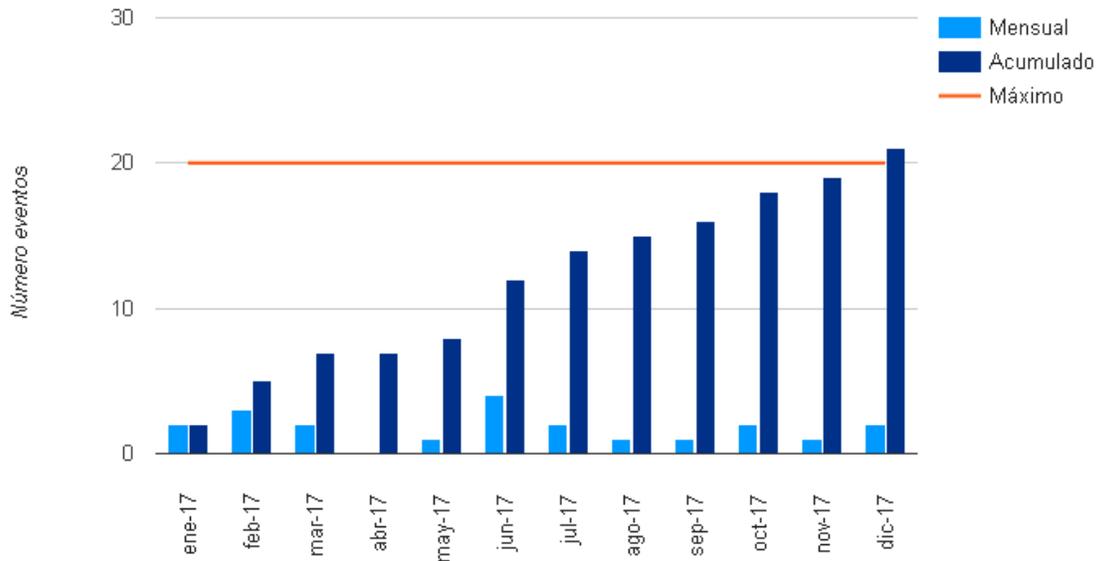
Detalle de los indicadores de la operación

Tensión fuera de rango

En la Gráfica 1 se muestran los índices de tensión fuera de rango tanto mensual como acumulado para el año 2017.



Gráfica 1. Tensión fuera de rango enero 2017 – diciembre 2017



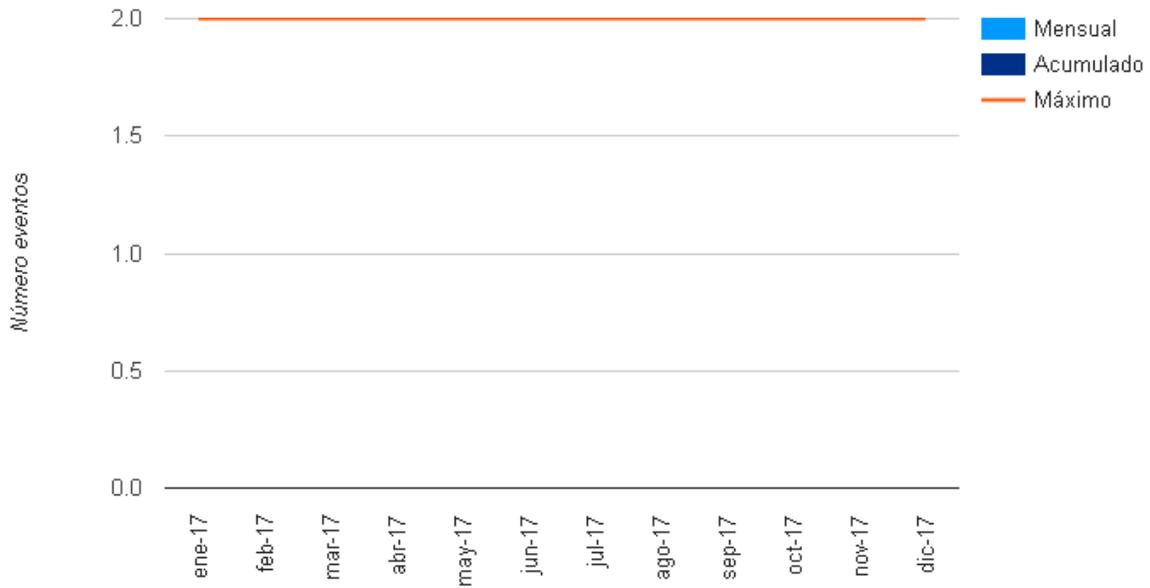
Durante el año 2017 se superó el límite máximo permitido de número de eventos de tensión por fuera de rango, alcanzando un total de 21 eventos en el año. Además, se puede evidenciar que para algunos meses no se presentaron eventos de tensión, y para los meses de febrero y junio se presentó el mayor número de eventos de tensión con 3 y 4 registros para cada mes, respectivamente.

Variaciones lentas de frecuencias

En la Gráfica 2 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 2017.



Gráfica 2. Variaciones lentas de frecuencia fuera de rango 59.8 – 60.2 Hz



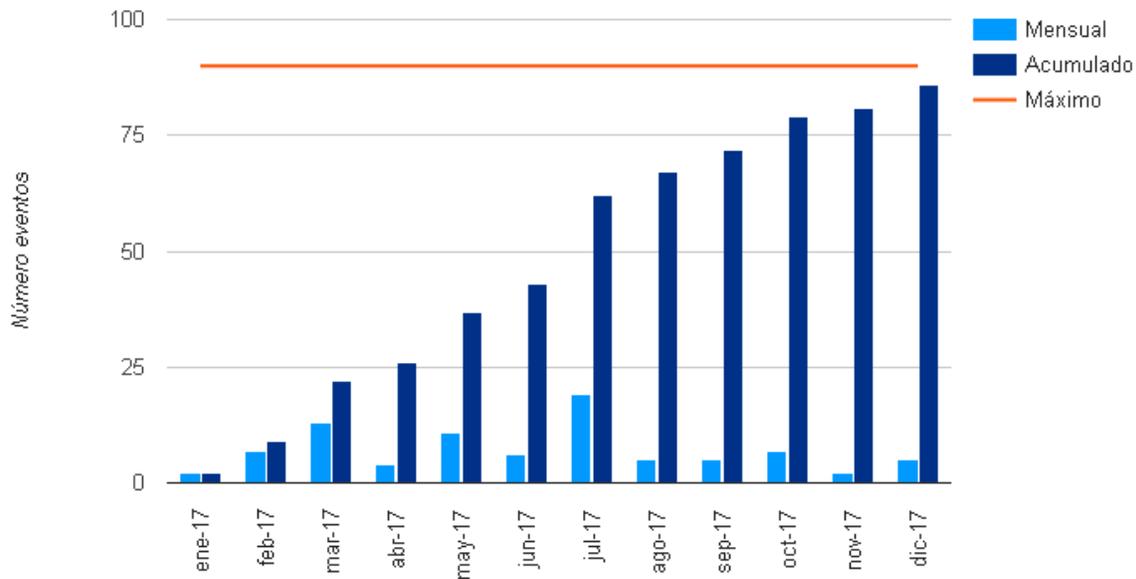
Para el año 2017 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.

Variaciones transitorias de frecuencias

En la Gráfica 3 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 2017.



Gráfica 3. Variaciones transitorias de frecuencia fuera de rango 59.8 – 60.2 Hz



Durante los meses de marzo, mayo y julio se presentaron el mayor número de eventos transitorios de frecuencia con 13, 11 y 19 eventos, respectivamente. De los 86 eventos transitorios de frecuencia 74 fueron asociados a unidades de generación, 5 eventos asociados al sistema ecuatoriano (salidas de unidades de generación y actuación del esquema de separación de áreas) y los 7 eventos restantes asociados a contingencias en equipos de transmisión y transformación. Las plantas de generación que presentaron mayor número de desconexiones ocasionando excursiones de la frecuencia por fuera de los valores regulatorios fueron El Quimbo y Sogamoso 31 y 19 eventos, respectivamente.

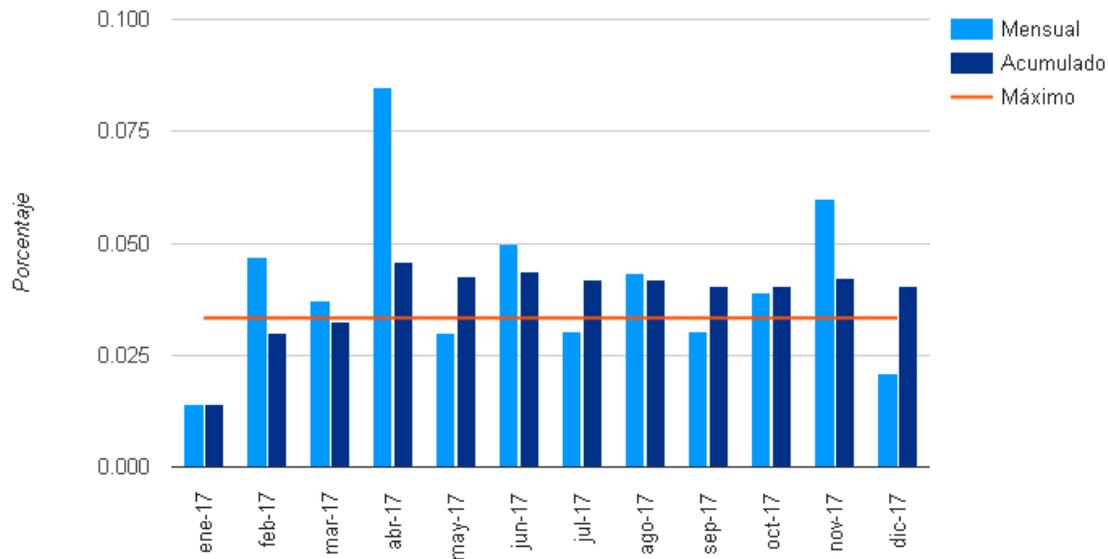
Durante el 2017 solo se presentó un evento de frecuencia con actuación del EDAC (Esquema de Deslaste Automático de Carga), ocurrido el 13 de junio de 2017 a las 10:52 horas por la desconexión de las unidades 1 y 2 de Sogamoso. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.38 Hz actuando la primera etapa del EDAC.

[Demanda no atendida por causas programadas](#)

La Gráfica 4 muestra el porcentaje (índice) de demanda no atendida programada para el año 2017. Esta gráfica incluye el porcentaje mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.



Gráfica 4. Demanda no atendida programada enero 2017 – diciembre 2017



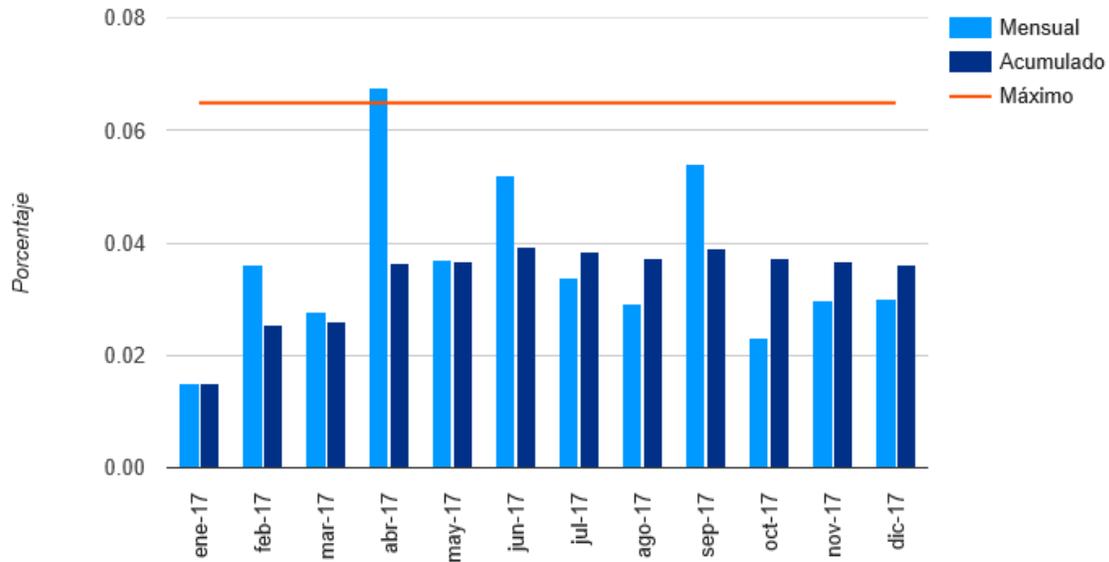
En el mes de abril se presentó el valor máximo de demanda no atendida programada con 0.0848 %, dado que el 31 de marzo de 2018 a las 11:58 horas se presentó la avalancha en la ciudad de Mocoa. En los meses de febrero, marzo, abril, junio, agosto, octubre y noviembre se superó el límite máximo (0.033 %).

Demanda no atendida por causas no programadas

En la Gráfica 5 se presenta el porcentaje (índice) de demanda no atendida no programada para el año 2017. Esta gráfica incluye el porcentaje mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.



Gráfica 5. Demanda no atendida no programada enero 2017 – diciembre 2017



Durante el 2017 en el mes de abril se superó el límite máximo (0.065%) alcanzando un valor de 0.0676%. A partir del 4 de abril de 2018 se considera demanda no atendida programada la correspondiente a la ocurrida por la avalancha de la ciudad de Mocoa.

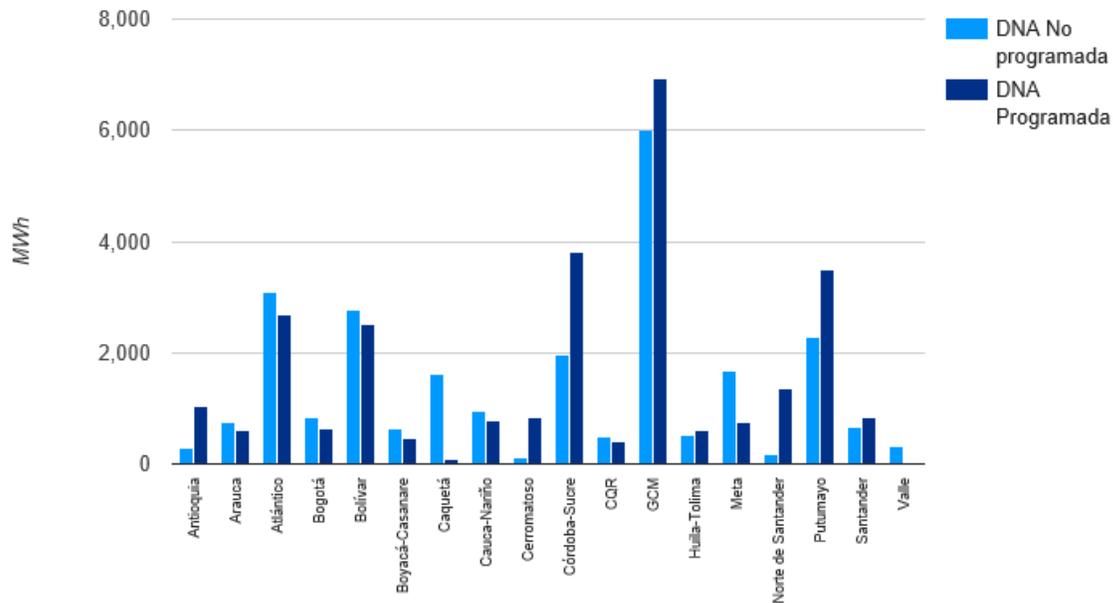
Adicional a la evolución anual de los indicadores de operación también se muestra la Demanda no atendida programada y no programada por área operativa 2017

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

En la Gráfica 6 se presenta la demanda no atendida por causas programadas y no programadas por áreas operativas en el año 2017



Gráfica 6. Resumen demanda no atendida programada y no programada por área operativa año 2017



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

Principales eventos ocurridos en el Sistema Interconectado Nacional durante el 2017

Durante el año 2017 se presentaron dos eventos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que ocasionaron la operación del Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC) y tres eventos que produjeron desatención de más del 50 % de la demanda total de la subárea operativa.

En la Tabla 1 se muestran detalles de los eventos mencionados, donde se destaca el evento del 28 de enero donde se presentó actuación del EDAC y la desatención de la demanda fue superior al 50%



DESCRIPCIÓN	Frecuencia (Hz)	Observaciones
<p>El 28 de enero de 2017, a las 11:55 horas, se presentó la desconexión en ambos extremos de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Sochagota a 230 kV. Ante la condición operativa y topológica de red aislada de la subárea Boyacá - Casanare, se presentaron variaciones de frecuencia causadas por cambios súbitos en las cargas industriales y la respuesta dinámica de las unidades de generación en esta subárea. Durante estas variaciones se alcanzó un valor máximo de 60.79 Hz y luego un mínimo 58.47 Hz presentándose a las 12:12 horas actuación de las etapas 1 a 6 del Esquema de Desconexión Automático de Carga - EDAC en la subárea; sin embargo, con la operación de estas etapas y la reducción de aproximadamente 34 MW de la carga industrial, la frecuencia retornó temporalmente a rangos de operación normal. A las 12:27 horas se presentó desconexión de la unidad 2 de la central Termopaipa ocasionando el descenso de la frecuencia desde una condición inicial de 59.43 Hz a 57.5 Hz en 13.7 s; activando las etapas 7 y 8 del EDAC. Finalmente, por baja frecuencia se presentó la desconexión de las unidades 3 y 4 de la central Termopaipa y las unidades U1, U3, U4 y U5 de la central Termoyopal ocasionando el colapso total de la subárea.</p>	60.79 - 57.5	El evento produjo ausencia de tensión en las subestaciones Sochagota y Paipa 230 kV y en todas las subestaciones 115 kV de la subárea Boyacá y desatención de más del 50% de la demanda de la subárea.
<p>El 17 de marzo de 2017 a las 11:27 horas, se produjo la desconexión de todos los elementos de la subestación Termoflores II a 220 kV, así como las bahías de línea 1 y 2 hacia Termoflores II en la subestación Nueva Barranquilla 220 kV. A las 11:45 horas, se produjo la desconexión de las unidades de generación ST1 y CT1 de la central Flores I y las líneas a 110 kV Cordialidad - Tebsa, en el extremo de Cordialidad; Silencio - Veinte de Julio, en el extremo de Veinte de Julio y El Río - Oasis, en ambos extremos, con posterior recierre en el extremo de la subestación El Río 110 kV. Adicionalmente, se presentó actuación de las etapas 1 y 2 de los ESPS asociados a los Autotransformadores Tebsa 1, 2 y 3 220/110 kV y a la línea Tebsa - El Río 110 kV, así como operación de la etapa 1 del ESPS de la línea Cordialidad - Tebsa 110 kV.</p>	60.29	"El evento de las 11:27 horas produjo ausencia de tensión en la subestación a 220 kV Termoflores II, pero no desatención de demanda. El evento de las 11:45 horas, produjo ausencia de tensión en las subestaciones Termoflores I y II 110 kV, Silencio 110/34.5 kV, Centro 110 kV, Cordialidad 110 kV, Oasis 110 kV, Flores 110/34.5 kV y Riomar 34.5 kV desatención de más del 50% de la demanda de la subárea."
<p>El 13 de junio de 2017, a las 10:52 horas, se produjo la desconexión de las unidades 1 y 2 de la central Sogamoso con 546 MW, ocasionando el descenso de la frecuencia a un valor de 59.389 Hz y la operación de la etapa 1 del Esquema de Desconexión Automático de Carga - EDAC, desconectando aproximadamente 342 MW en el SIN. La frecuencia estuvo por debajo de 59.4 Hz un tiempo aproximado de 573 ms</p>	59.38	El evento produjo desatención de demanda.
<p>El 14 de Julio de 2017, a las 13:41 horas, se produjo la desconexión en la subestación La Reforma 115 kV de las bahías de línea Cáqueza, Ocoa 2, Barzal y de las bahías de los bancos de autotransformadores 1, 2 y 3, al igual que la bahía del transformador 1, asociadas a la barra principal 1, por operación de la protección diferencial de barras (ANSI 87B). Esto ocasiono la desenergización de la subestación La Reforma 115 kV. Adicionalmente salieron de servicio en la subestación La Reforma 230 kV los activos BT LA REFORMA 1 150 MVA 230 kV</p>	60.23	El evento produjo ausencia de tensión en las subestaciones La Reforma, Barzal, Ocoa, Granada, San José del Guaviare, Suria, Puerto López, Puerto Gaitán y Campo Bonito a 115 kV y desatención de más del 50% de la demanda de la subárea.



Eventos tensión fuera de rango

En la Tabla 1 que se muestra a continuación se encuentra el detalle de los eventos de tensión fuera de rango registrados en 2017.

Tabla 1. eventos de tensión fuera de rango registrados en 2017	
Fecha ocurrencia	Descripción
28/01/2017 11:55	Desconexión de las dos barras de SOCHAGOTA 230 kV. En el momento del evento la subestación se encontraba en 2 barras con el acople abierto por ejecución de la consignación nacional C0140112 sobre el activo MODULO SOCHAGOTA DIFERENCIAL BARRAS 230 kV; bajo estos trabajos solo se contemplaba el riesgo de disparo de la Barra 2.
28/01/2017 12:27	Desconexión de la unidad Paipa IV dejando sin tensión la subestación PAIPA 230 kV en las maniobras de normalización por materialización del riesgo de desconexión sobre el activo BARRA SOCHAGOTA 230 kV bajo consignación nacional C0140112, cuando el sistema se encontraba en dos islas.
04/02/2017 20:52	Desconexión de todos los interruptores asociados a la barra TERMOFLORES II 220 kV, además del interruptor de corte central 8430 y las bahías de línea 1 y 2 en NUEVA BARRANQUILLA a TERMOFLORES II 220 kV quedando la subestación TERMOFLORES II 220 kV sin tensión. El agente reporta desprendimiento de la templa de la fase B y esta cayó sobre la fase C de la conexión de la unidad de vapor de FLORES IV originando actuación de la diferencial de barra.
21/02/2017 14:52	Apertura de emergencia de la bahía de línea en Samoré a Banadía 230 kV por problemas en seccionador, quedando sin tensión las subestaciones Banadía y Caño Limón 230 kV.
22/02/2017 8:38	Desconexión de todos los elementos asociados a la Barra TERMOFLORES II 220 KV. El agente reporta actuación de la diferencial de barras, debido a un error al poner una tierra en la unidad 3 de Termoflores IV.
17/03/2017 11:27	Desconexión de los activos TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV, TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV, NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8430 220 KV, BT TERMOFLORES II 1 150 MVA 220 kV y BT TERMOFLORES II 2 150 MVA 220 KV, quedando sin tensión la subestación TERMOFLORES 2 220 kV. El agente reporta que por desprendimiento de aisladores asociados a la bahía de generación de la unidad 3 de TERMOFLORES 2 se produjo la caída de la fase T y posterior apertura de todos los interruptores en la subestación TERMOFLORES 2 220 kV.
31/03/2017 23:58	Desconexión de todos los activos asociados a la barra MOCOA 230 kV. El agente reporta avalancha sobre la subestación.
17/05/2017 21:28	Desconexión de todos los elementos asociados a la subestación GUADALUPE IV 220 KV. El agente reporta falla en BL GUADALUPE IV A BARBOSA 220 kV.
02/06/2017 18:05	Desconexión de la BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV quedando sin tensión las subestaciones TOLEDO, SAMORÉ, BANADÍA y CAÑO LIMÓN 230 kV. El agente reporta transformador de corriente averiado en la BL1 SAMORÉ A BANADÍA 230 kV.
06/06/2017 16:03	Desconexión de todos los elementos asociados a la subestación Guadalupe IV a 220 kV. Se presenta desconexión de la generación de las unidades 1, 2 y 3 de Guadalupe IV con 168 MW y de la unidad 2 de Porce II con 135 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.77 Hz. El agente reporta falla en la BL GUADALUPE IV A BARBOSA 220 kV.



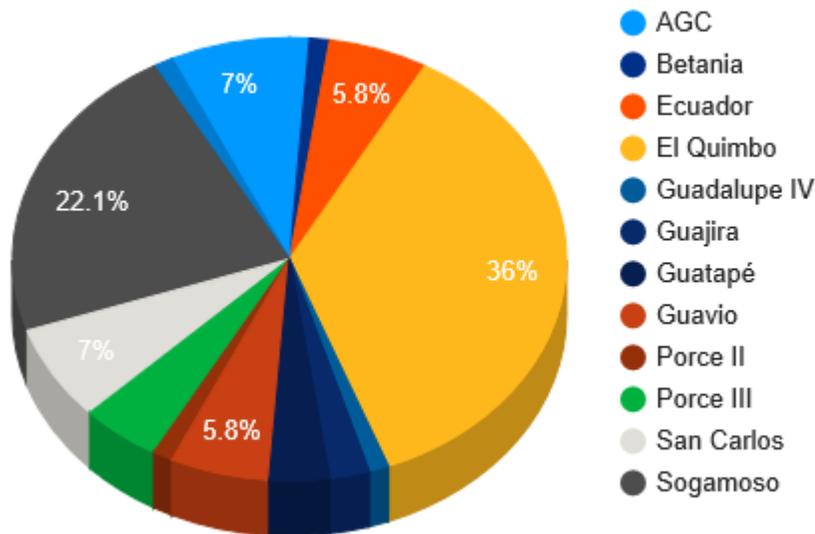
11/06/2017 7:29	Desconexión de las líneas JUANCHITO - SALVAJINA 1 230 kV y PANCE - SALVAJINA 1 230 kV, quedando sin tensión la subestación SALVAJINA 230 kV. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.
16/06/2017 0:56	Desconexión de todos los elementos asociados a la Barra 1 de SAN MARCOS 230 kV y del ATR2 SAN MARCOS 450 MVA 500/230/34.5 kV, quedando sin tensión la subestación SAN MARCOS 500 kV. El agente reporta operación incorrecta de la Etapa 2 de la protección Falla Interruptor asociada al corte central 2M090 en SAN MARCOS 230 kV.
03/07/2017 3:00	Desconexión de todos los elementos asociados a la subestación SALVAJINA 230 kV. El agente reporta error en cableado que hacía que permaneciera arrancada la protección 50BF de la BL1 SALVAJINA A PANCE 230 kV. No se presenta DNA debido a que se encontraba anillado por 34.5 kV.
03/07/2017 3:38	Desconexión de todos los elementos asociados a la subestación SALVAJINA 230 kV. El agente reporta error en cableado que hacía que permaneciera arrancada la protección 50BF de la BL1 SALVAJINA A PANCE 230 kV, queda en revisión esta bahía. No se presenta DNA debido a que se encontraba anillado por 34.5 kV.
16/08/2017 17:42	Recierre del activo BL1 URRÁ A URABÁ 230 kV y apertura del activo BL1 URABÁ A URRÁ 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones URABÁ 230/115 kV y APARTADÓ 115 kV. El agente reporta descargas atmosféricas.
25/09/2017 23:56	CENACE (Ecuador) solicitó realizar apertura del circuito JAMONDINO - POMASQUI 1 230 kV para mejorar sus niveles de tensiones. En principio se realizó apertura de la BL JAMONDINO-POMASQUI 1 230 kV. En el momento que CENACE realizó la apertura de la BL POMASQUI-JAMONDINO 1 230 KV se abrieron al mismo tiempo los activos: JAMONDINO - POMASQUI 2 230 en ambos extremos, BL POMASQUI - JAMONDINO 3 230 Kv y BL POMASQUI - JAMONDINO 4 230 Kv. Como resultado del evento se observaron tensiones por encima del valor regulatorio en la subestación JAMONDINO 230 KV
03/10/2017 21:30	Desconexión de los activos BL2 PARAÍSO A LA GUACA 230 kV y BL2 PARAÍSO A NUEVA ESPERANZA 230 kV. En ese momento se encontraban abiertos los activos BAHÍA ACOPLE 1 PARAÍSO 230 kV, BL1 PARAÍSO A LA GUACA 230 kV y BL1 PARAÍSO A NUEVA ESPERANZA 230 kV debido al evento ocurrido a las 16:45 horas, por lo cual se presentó ausencia de tensión en la BARRA PARAÍSO 230 KV. El agente reporta que desconoce la causa del evento.
09/10/2017 3:43	Desconexión de BL1 URABÁ A URRÁ 230 kV con recierre de BL1 URRÁ A URABÁ 230 kV, quedan sin tensión las subestaciones URABÁ 220/110 kV y APARTADÓ 110 kV. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.
30/11/2017 18:02	Desconexión de todos los activos asociados a la Barra 1 en URRÁ 230 kV dejando sin tensión el circuito URRÁ - URABÁ 230 kV. El agente reporta falla en unidad de generación Urrá 1.
21/12/2017 15:50	Desconexión de los activos BL1 ALTO ANCHICAYA A PANCE 230 kV y BL1 ALTO ANCHICAYA A YUMBO 230 kV quedando sin tensión la subestación ALTO ANCHICAYÁ 230 kV. El agente reporta causa desconocida.
27/12/2017 8:46	Desconexión de los activos asociados a la BARRA 1 de URRÁ 230 kV. El agente reporta error en mantenimiento local.



Eventos de variación de frecuencia del sistema

Durante el 2017 se presentaron 86 eventos de frecuencia, de los cuales 31 fueron ocasionados por desconexión de las unidades de El Quimbo, 19 por desconexión de las unidades de Sogamoso, 6 debido a eventos en el sistema de transmisión, 5 por eventos en el sistema ecuatoriano y los demás se presentaron por desconexión en unidades del Sistema Interconectado Nacional, ver Gráfica 1.

Gráfica 1. Causas de eventos de frecuencia durante el 2017



Atentados a la infraestructura del SIN

Durante el 2017 solo se presentó un atentado en el SIN, ocurrido el 22 de abril de 2017 a las 06:02 horas sobre el activo GRANADA - SAN JOSÉ DEL GUAVIARE 1 115 kV de la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare (ENERGUAVIARE). El activo fue normalizado el mismo día a las 12:34 horas.



Calidad supervisión

La información requerida para la planeación y operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) debe ser suministrada o recibida de manera oportuna y confiable por parte de los agentes hacia el CND.

Por lo anterior, es de gran importancia que la supervisión del SIN cuente con un porcentaje de confiabilidad lo suficientemente alta que permita la operación bajo los estándares establecidos en la reglamentación vigente, por lo cual durante el año 2017 el Equipo Gestión Tiempo Real de manera integral realizó las siguientes acciones que permitieron la mejora continua de la confiabilidad de la supervisión del SIN:

- Generación mensual de informes del estado de la supervisión y mejora continua de los mismos.
- Gestión permanente con los agentes sobre los problemas de supervisión del SIN y posibles oportunidades de mejora.
- Asistencia mensual en los diferentes comités del CNO tales como Comités de Transmisión y Distribución.
- Capacitación a los agentes sobre la importancia de la supervisión del SIN en la operación.

Por medio de la gestión realizada durante el año 2017, se logró un aumento en el porcentaje de supervisión del 1.3% correspondiente a 75 medidas y un aumento en la confiabilidad del 2.3% correspondiente a 125 medidas del sistema.

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 realiza el seguimiento periódico a la disponibilidad de los canales de comunicación con los Centros Regionales de Control (CRC), manteniendo registro de las indisponibilidades semanales de los canales. Durante todo el año 2017, se cumplió con el nivel de disponibilidad establecido en el 97% para la comunicación entre el CND y los Centros Regionales de Control (CRC).

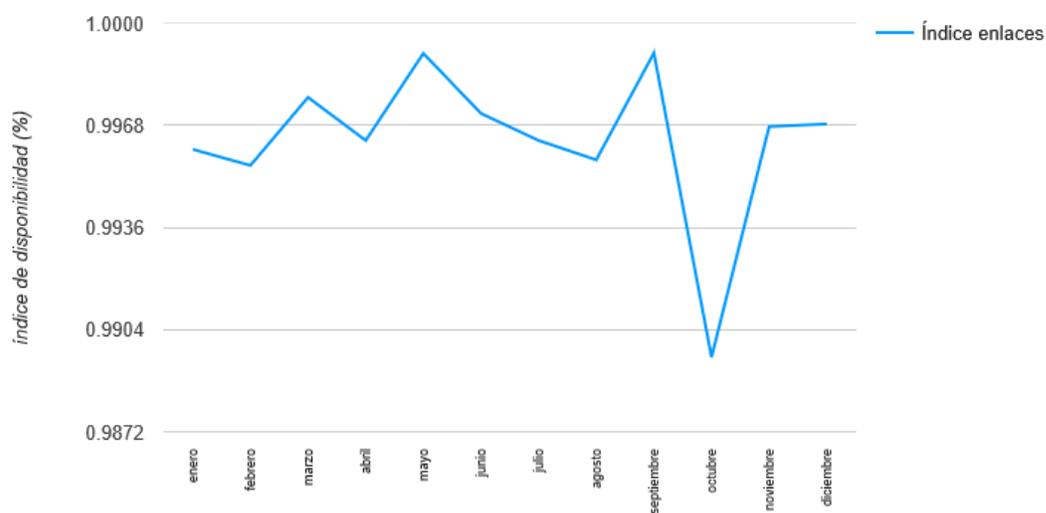
En la siguiente Tabla 1 se muestran detalles de los eventos mencionados.



Tabla 1. Índice promedio de enlaces año 2017

Mes	Índice enlaces
Enero	99.61%
Febrero	99.56%
Marzo	99.77%
Abril	99.63%
Mayo	99.91%
Junio	99.72%
Julio	99.63%
Agosto	99.57%
Septiembre	99.91%
Octubre	98.96%
Noviembre	99.68%
Diciembre	99.69%

Gráfica 1. Ilustración de los índices promedio de los enlaces en el año 2017





Mes	Índice enlaces
enero	99.61%
febrero	99.56%
marzo	99.77%
abril	99.63%
mayo	99.91%
junio	99.72%
julio	99.63%
agosto	99.57%
septiembre	99.91%
octubre	98.96%
noviembre	99.68%
diciembre	99.69%

Sistema de Gestión de Seguridad Operacional

En XM, se entiende la Seguridad Operacional como un sistema de gestión que vela porque 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 en el contexto operacional, considerando cuatro pilares fundamentales: entorno, procesos, tecnología y personas.

Para la implementación de este sistema de gestión, se realizó un diagnóstico a partir de referentes internacionales de empresas que operan sistemas en tiempo real, identificando seis frentes de trabajo principales:



- Declaración y direccionamiento de la alta gerencia sobre la seguridad operacional.
- Definición de los roles, procesos y responsabilidades de las personas en cuanto al sistema de seguridad operacional.
- Gestión en cuanto a la conservación, actualización y disponibilidad de los procedimientos operacionales.
- Implementación y uso de un sistema de reporte de riesgos operacionales.
- Programa de Factores Humanos y cultura de la seguridad operacional.
- Seguimiento a la implementación de defensas que protejan el sistema a la luz de los riesgos identificados.

Desde el último trimestre de 2015, se adelantó el desarrollo de cada uno de los frentes. En el 2017, se llevó a cabo la consolidación del sistema de reporte de riesgos operacionales, procedimientos estándares de operación y, con mayor énfasis, el tema de factores humanos y cultura.

Figura 1. Implementación del sistema de gestión de seguridad operacional

Direccionamiento Estratégico	Definición Procesos y Responsabilidades	Procedimientos Operacionales	Sistema de Reporte e Información	Factores Humanos y Cultura	Seguimiento a Riesgos y Defensas	
						2018
						2017
						2016
						2015



Sistema de Gestión de Seguridad Operacional – Frente Factores Humanos y Cultura

Conscientes de que el factor más vulnerable de la operación es el humano, el sistema de gestión ha consolidado el frente de factores humanos a través de cinco elementos:

- Gestión del error
- Manejo de recursos emocionales
- Conciencia situacional
- Gestión de fatiga
- Entrenamiento

Gestión de fatiga – acciones 2017

XM realizó en el 2016, un estudio acerca del nivel de fatiga que se alcanza por el diseño actual del cuadro de turnos 7*24.

Después de diferentes análisis se llegó a la conclusión de que para alcanzar un nivel moderado de índice de riesgo por fatiga (puntaje 41), con el cuadro de turnos actual del Centro de Control, era necesario implementar una zona y horarios de recuperación para los operadores durante su turno de noche, donde pudieran tener un periodo de sueño de 90 minutos con el fin de normalizar sus condiciones cognitivas de alerta y concentración.

En 2017, se llevó a cabo dicha implementación con la consecuente modificación al manual de operación del Centro de Control.



Figura 2. Niveles de índice de riesgo por fatiga de acuerdo al sistema Circadian Alertness Simulator

Puntos	Nivel
0-40	Leve
41-60	Moderado
61-80	Alto
81-100	Inaceptable

Figura 3. Cuadro de turnos del Centro de Control de XM

LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO
Descanso	Oficina	Oficina	Oficina	Oficina	Día-12H	Día-12H
Día	Día	Día	Día	Día	Descanso	Descanso
Tarde	Tarde	Tarde	Tarde	Tarde	Descanso	Descanso
Noche	Noche	Noche	Noche	Noche	Noche-12H	Noche-12H
Descanso	Descanso	Descanso	Descanso	Descanso	Descanso	Descanso

Figura 4. Zona de recuperación Centro de Control XM





Entrenamiento – acciones 2017

El Centro de Entrenamiento de XM fue remodelado durante el 2017, con el fin de modernizar las salas de aprendizaje e implementar el nuevo simulador del sistema SCADA.

Con el fin de alistar a los operadores, para las prácticas simuladas al finalizar la remodelación, se diseñó e impartió, en el 2017, un programa de repaso conceptual de 48 horas de duración con los siguientes temas:

- Generalidades de la operación
- Protecciones y teleprotecciones
- SPEM
- Subestaciones
- Maniobras de alto impacto en mantenimientos
- Regulación aplicada a la operación
- AGC
- TNA
- Gestión de fatiga

Figura 5. Remodelación salas de entrenamiento XM





Sintonía Aplicativos

La filosofía del módulo Transmission Network Analysis (TNA) es brindar una herramienta, robusta y confiable, que apoye técnicamente la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), permitiéndole a los operadores, prever escenarios, analizar condiciones y minimizar riesgos que se puedan presentar en el SIN y que comprometan la seguridad y operación del mismo. De igual manera, permite realizar acciones en pro de mitigar la posibilidad de ocurrencia de los escenarios mencionados.

Las acciones llevadas a cabo por el Equipo de Gestión Tiempo Real (EGTR) contemplan la importancia que el módulo (TNA) tiene para la sala de operación Centro Nacional de Despacho (CND). Durante el año 2017, se realizaron diversas actividades enfocadas a mejorar el funcionamiento, disponibilidad y precisión del módulo. El TNA se apoya en los resultados del estimador de estados (SE), por lo que en el año se realizó:

- La revisión y ajustes de parámetros de las líneas modeladas en el sistema.
- Ajustes al modelo de los transformadores del sistema.
- Ajustes al modelo de cargas del sistema.
- Parametrización del SE y casos de estudio.

Gracias a las actividades descritas, la precisión y disponibilidad del SE incrementó. Lo que se traduce en resultados más confiables, sobre los cuales la sala CND puede tomar decisiones ante un análisis de contingencias y/o maniobras (casos de estudio).

Los esfuerzos realizados también han permitido mejorar la detección de problemas en telemidas y estados elementos, pues como se mencionaba, la precisión del SE incrementó y actualmente, muchos de sus resultados se toman como base para el análisis de supervisión del SIN

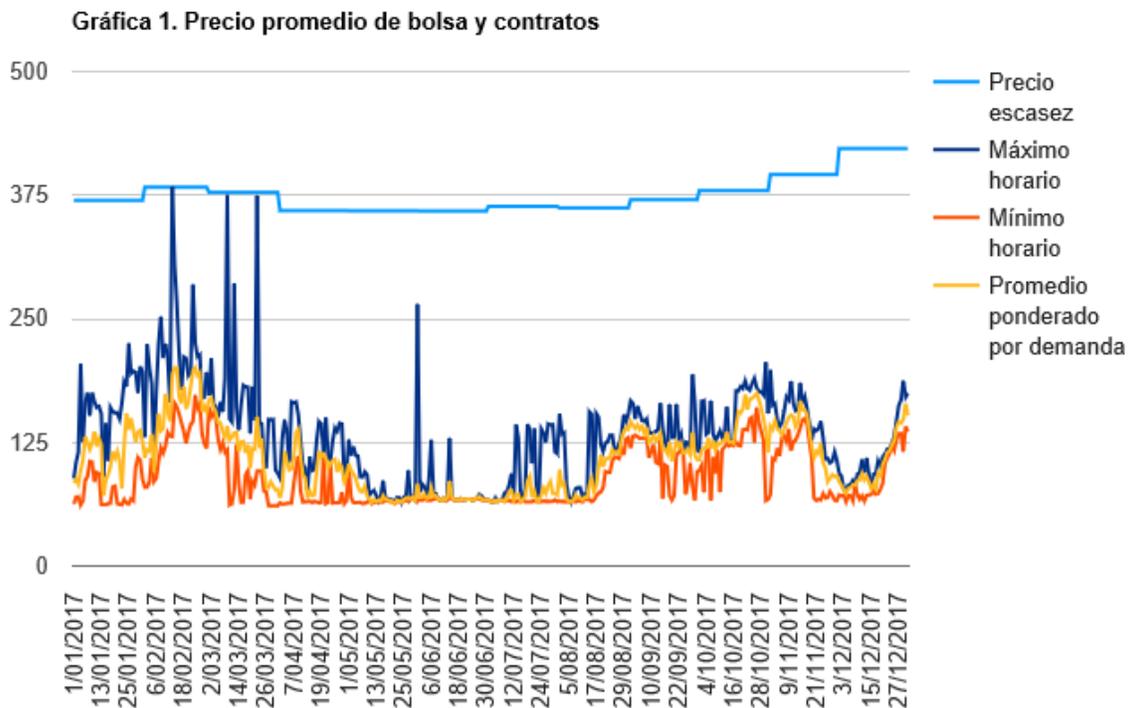


Transacciones del Mercado Mayorista

Precios

En la Gráfica 1, se aprecia la evolución de precio de bolsa en 2017, durante el primer semestre se destacan algunos precios máximos cercanos al precio de escasez en ciertos periodos puntuales; en el segundo semestre se regularizó el comportamiento de la variable con precios cercanos a los 200 \$/kWh. Este comportamiento es consistente con una mayor disponibilidad de recursos hidroeléctricos y un mejor comportamiento de los aportes con relación al 2016. Tanto así que durante el año no fue extraño observar períodos donde el Precio de Bolsa estuviera muy cercano al límite inferior de CERE + FAZNI definido por la regulación, por ejemplo en el mes de junio.

Es importante resaltar que con la expedición de la Res. CREG 140 de 2017, se modifica el Precio de Escasez considerado para la determinación de la Condición Crítica del mercado





FECHA	Precio escasez	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio ponderado por demanda
1/01/2017	369.26	88.09	62.16	83.45
2/01/2017	369.26	104.27	69.27	87.32
3/01/2017	369.26	114.47	69.47	82.28
4/01/2017	369.26	204.30	61.38	96.32
5/01/2017	369.26	124.44	65.44	106.65
6/01/2017	369.26	164.42	86.52	130.87
7/01/2017	369.26	174.99	89.99	124.18
8/01/2017	369.26	151.35	105.25	117.42
9/01/2017	369.26	175.08	104.58	123.52
10/01/2017	369.26	165.88	84.38	135.71
11/01/2017	369.26	160.05	94.05	120.46
12/01/2017	369.26	160.94	92.79	128.65
13/01/2017	369.26	153.57	61.81	122.50
14/01/2017	369.26	89.27	61.51	70.59
15/01/2017	369.26	144.32	61.57	86.71
16/01/2017	369.26	105.45	62.70	91.96
17/01/2017	369.26	159.75	63.00	99.91
18/01/2017	369.26	155.50	79.50	115.28
19/01/2017	369.26	154.29	80.29	108.77
20/01/2017	369.26	154.44	62.68	115.35
21/01/2017	369.26	148.44	61.69	105.66
22/01/2017	369.26	164.25	61.49	77.85
23/01/2017	369.26	185.73	66.73	122.07
24/01/2017	369.26	180.69	62.94	154.17
25/01/2017	369.26	225.06	62.31	137.25



26/01/2017	369.26	194.26	67.36	149.16
27/01/2017	369.26	196.57	65.57	137.29
28/01/2017	369.26	195.55	99.55	124.49
29/01/2017	369.26	174.25	109.25	134.86
30/01/2017	369.26	201.52	106.52	136.64
31/01/2017	369.26	195.34	87.34	125.03
1/02/2017	382.63	129.47	79.17	108.83
2/02/2017	382.63	224.29	79.29	117.10
3/02/2017	382.63	200.16	84.16	115.70
4/02/2017	382.63	183.96	108.96	133.11
5/02/2017	382.63	114.09	85.09	93.86
6/02/2017	382.63	176.15	88.15	125.83
7/02/2017	382.63	223.75	105.75	153.95
8/02/2017	382.63	252.02	118.88	136.36
9/02/2017	382.63	209.70	113.70	138.61
10/02/2017	382.63	224.61	120.61	173.79
11/02/2017	382.63	210.45	134.45	156.66
12/02/2017	382.63	164.82	130.92	145.75
13/02/2017	382.63	383.45	130.45	193.42
14/02/2017	382.63	303.38	164.08	200.08
15/02/2017	382.63	264.13	160.23	199.56
16/02/2017	382.63	213.36	153.06	170.33
17/02/2017	382.63	177.39	144.19	163.84
18/02/2017	382.63	210.91	136.01	181.55
19/02/2017	382.63	209.41	123.41	158.32
20/02/2017	382.63	192.07	134.37	164.68
21/02/2017	382.63	194.73	142.73	180.82



22/02/2017	382.63	284.65	145.65	196.90
23/02/2017	382.63	224.59	172.59	199.92
24/02/2017	382.63	211.31	158.81	192.11
25/02/2017	382.63	213.07	163.07	194.72
26/02/2017	382.63	169.65	132.95	155.40
27/02/2017	382.63	170.26	123.26	160.83
28/02/2017	382.63	195.81	118.26	155.15
1/03/2017	377.38	171.72	160.42	167.14
2/03/2017	377.38	209.80	150.30	169.42
3/03/2017	377.38	162.85	154.75	159.88
4/03/2017	377.38	160.40	148.90	155.71
5/03/2017	377.38	149.73	127.73	144.71
6/03/2017	377.38	165.55	117.55	144.19
7/03/2017	377.38	155.09	124.09	135.48
8/03/2017	377.38	189.63	114.53	130.12
9/03/2017	377.38	375.00	116.98	141.16
10/03/2017	377.38	148.47	61.39	127.18
11/03/2017	377.38	145.41	62.41	129.63
12/03/2017	377.38	285.61	76.61	134.12
13/03/2017	377.38	159.62	122.62	134.71
14/03/2017	377.38	136.60	82.60	115.02
15/03/2017	377.38	162.05	63.97	124.87
16/03/2017	377.38	182.17	64.17	125.42
17/03/2017	377.38	180.75	91.68	113.71
18/03/2017	377.38	180.22	95.72	122.38
19/03/2017	377.38	133.34	66.85	98.41
20/03/2017	377.38	181.20	85.20	118.44



21/03/2017	377.38	146.45	81.45	117.84
22/03/2017	377.38	374.58	95.58	151.05
23/03/2017	377.38	144.56	95.56	118.81
24/03/2017	377.38	143.55	95.55	128.68
25/03/2017	377.38	104.90	75.40	94.79
26/03/2017	377.38	98.27	74.27	79.29
27/03/2017	377.38	147.71	60.63	78.83
28/03/2017	377.38	147.39	60.31	84.47
29/03/2017	377.38	147.55	60.48	80.51
30/03/2017	377.38	96.57	60.49	76.78
31/03/2017	377.38	93.43	60.35	76.79
1/04/2017	358.89	88.70	63.32	68.20
2/04/2017	358.89	128.79	62.09	78.36
3/04/2017	358.89	147.63	62.24	115.77
4/04/2017	358.89	135.16	63.06	105.70
5/04/2017	358.89	103.90	63.02	96.64
6/04/2017	358.89	165.55	63.17	97.75
7/04/2017	358.89	164.57	82.57	110.83
8/04/2017	358.89	165.41	99.41	134.56
9/04/2017	358.89	152.17	110.85	137.62
10/04/2017	358.89	125.83	74.83	109.42
11/04/2017	358.89	101.53	64.14	91.71
12/04/2017	358.89	98.67	64.29	88.72
13/04/2017	358.89	75.61	64.73	67.89
14/04/2017	358.89	110.39	65.01	75.22
15/04/2017	358.89	96.09	63.71	70.71
16/04/2017	358.89	97.32	64.94	71.61



17/04/2017	358.89	126.64	64.26	95.49
18/04/2017	358.89	145.63	63.25	116.03
19/04/2017	358.89	143.28	63.90	109.96
20/04/2017	358.89	113.94	111.94	112.74
21/04/2017	358.89	150.02	62.64	108.79
22/04/2017	358.89	111.07	63.79	98.70
23/04/2017	358.89	105.87	100.87	103.50
24/04/2017	358.89	126.58	63.20	106.08
25/04/2017	358.89	139.00	63.61	107.39
26/04/2017	358.89	135.88	63.49	94.26
27/04/2017	358.89	143.95	63.57	102.94
28/04/2017	358.89	143.25	74.25	99.15
29/04/2017	358.89	92.81	62.43	84.72
30/04/2017	358.89	94.01	65.31	89.52
1/05/2017	358.69	127.60	100.60	103.22
2/05/2017	358.69	110.96	68.96	96.13
3/05/2017	358.69	120.59	63.71	92.85
4/05/2017	358.69	111.36	63.49	88.80
5/05/2017	358.69	110.71	63.83	79.72
6/05/2017	358.69	89.93	63.94	75.19
7/05/2017	358.69	89.53	62.65	74.56
8/05/2017	358.69	94.73	62.86	80.21
9/05/2017	358.69	91.98	63.99	70.64
10/05/2017	358.69	71.14	66.26	67.24
11/05/2017	358.69	74.39	62.51	63.68
12/05/2017	358.69	75.94	64.06	66.75
13/05/2017	358.69	70.86	63.98	64.74



14/05/2017	358.69	65.96	65.96	65.96
15/05/2017	358.69	70.88	64.00	65.53
16/05/2017	358.69	86.13	64.25	70.77
17/05/2017	358.69	67.65	65.78	66.74
18/05/2017	358.69	67.68	65.80	66.68
19/05/2017	358.69	66.42	64.55	65.43
20/05/2017	358.69	66.26	64.39	64.91
21/05/2017	358.69	64.52	62.64	62.83
22/05/2017	358.69	68.82	64.94	66.18
23/05/2017	358.69	68.61	64.73	64.93
24/05/2017	358.69	64.04	64.04	64.04
25/05/2017	358.69	69.11	65.12	66.90
26/05/2017	358.69	70.66	66.79	68.50
27/05/2017	358.69	96.74	64.86	68.04
28/05/2017	358.69	67.50	67.50	67.50
29/05/2017	358.69	69.90	69.12	69.20
30/05/2017	358.69	66.72	65.94	66.34
31/05/2017	358.69	265.04	64.88	82.93
1/06/2017	358.50	73.82	67.41	68.97
2/06/2017	358.50	82.39	65.98	69.18
3/06/2017	358.50	79.49	68.08	72.23
4/06/2017	358.50	69.93	66.01	67.71
5/06/2017	358.50	87.41	65.99	68.76
6/06/2017	358.50	127.45	66.04	78.36
7/06/2017	358.50	72.73	67.23	70.08
8/06/2017	358.50	72.58	68.27	70.86
9/06/2017	358.50	67.22	66.90	67.02



10/06/2017	358.50	66.00	65.88	65.94
11/06/2017	358.50	67.40	67.40	67.40
12/06/2017	358.50	65.89	65.89	65.89
13/06/2017	358.50	70.69	66.09	68.83
14/06/2017	358.50	129.41	67.99	85.86
15/06/2017	358.50	68.80	68.80	68.80
16/06/2017	358.50	66.51	66.51	66.51
17/06/2017	358.50	65.86	65.86	65.86
18/06/2017	358.50	65.90	65.90	65.90
19/06/2017	358.50	67.55	67.55	67.55
20/06/2017	358.50	66.24	66.24	66.24
21/06/2017	358.50	66.77	66.77	66.77
22/06/2017	358.50	67.22	67.22	67.22
23/06/2017	358.50	67.24	67.24	67.24
24/06/2017	358.50	65.88	65.88	65.88
25/06/2017	358.50	67.09	67.09	67.09
26/06/2017	358.50	68.12	68.12	68.12
27/06/2017	358.50	71.85	67.75	70.13
28/06/2017	358.50	70.36	66.26	67.47
29/06/2017	358.50	66.26	66.26	66.26
30/06/2017	358.50	66.19	66.19	66.19
1/07/2017	363.18	66.04	66.04	66.04
2/07/2017	363.18	64.64	64.64	64.64
3/07/2017	363.18	64.46	64.46	64.46
4/07/2017	363.18	68.58	65.50	66.16
5/07/2017	363.18	64.87	64.87	64.87
6/07/2017	363.18	65.65	65.65	65.65



7/07/2017	363.18	66.36	66.36	66.36
8/07/2017	363.18	73.31	64.73	65.15
9/07/2017	363.18	74.57	66.00	67.28
10/07/2017	363.18	81.58	66.00	75.33
11/07/2017	363.18	93.15	64.57	75.65
12/07/2017	363.18	68.24	65.66	66.27
13/07/2017	363.18	143.01	64.44	72.01
14/07/2017	363.18	128.90	65.32	71.91
15/07/2017	363.18	66.99	64.42	64.67
16/07/2017	363.18	66.47	65.89	66.18
17/07/2017	363.18	78.04	64.47	70.42
18/07/2017	363.18	143.06	64.48	85.36
19/07/2017	363.18	138.06	64.48	89.87
20/07/2017	363.18	103.08	64.50	68.54
21/07/2017	363.18	139.05	65.47	75.04
22/07/2017	363.18	71.05	64.47	65.80
23/07/2017	363.18	70.04	64.47	65.30
24/07/2017	363.18	138.15	64.57	71.68
25/07/2017	363.18	133.93	65.35	78.34
26/07/2017	363.18	124.18	64.60	73.05
27/07/2017	363.18	143.14	64.57	80.53
28/07/2017	363.18	142.41	64.83	84.87
29/07/2017	363.18	142.57	64.99	73.25
30/07/2017	363.18	114.97	66.40	72.68
31/07/2017	363.18	113.16	64.58	71.29
1/08/2017	361.63	153.70	65.23	97.25
2/08/2017	361.63	132.97	64.50	81.18



3/08/2017	361.63	134.34	64.87	82.94
4/08/2017	361.63	82.80	64.33	68.02
5/08/2017	361.63	68.98	64.28	64.84
6/08/2017	361.63	64.34	64.34	64.34
7/08/2017	361.63	70.31	65.61	66.08
8/08/2017	361.63	77.78	64.31	71.43
9/08/2017	361.63	78.85	65.38	68.41
10/08/2017	361.63	78.76	65.29	68.66
11/08/2017	361.63	69.69	64.27	66.22
12/08/2017	361.63	72.54	67.27	69.20
13/08/2017	361.63	70.29	66.82	68.80
14/08/2017	361.63	155.30	66.83	81.23
15/08/2017	361.63	152.86	64.65	87.64
16/08/2017	361.63	79.52	66.05	74.59
17/08/2017	361.63	153.62	70.22	80.83
18/08/2017	361.63	149.78	73.58	99.33
19/08/2017	361.63	122.45	74.28	112.07
20/08/2017	361.63	115.54	78.54	99.64
21/08/2017	361.63	124.04	95.04	108.15
22/08/2017	361.63	125.35	94.35	107.90
23/08/2017	361.63	131.78	94.28	109.25
24/08/2017	361.63	131.86	105.86	117.36
25/08/2017	361.63	116.33	109.83	113.87
26/08/2017	361.63	118.18	109.38	115.20
27/08/2017	361.63	123.19	108.19	113.50
28/08/2017	361.63	132.26	118.96	128.07
29/08/2017	361.63	152.85	111.85	135.45



30/08/2017	361.63	145.84	127.84	139.41
31/08/2017	361.63	153.37	129.37	137.71
1/09/2017	369.98	166.56	118.56	145.64
2/09/2017	369.98	163.86	130.66	141.75
3/09/2017	369.98	148.01	131.83	138.68
4/09/2017	369.98	161.67	130.17	142.16
5/09/2017	369.98	153.86	128.66	137.56
6/09/2017	369.98	146.69	128.84	140.68
7/09/2017	369.98	145.86	128.68	133.56
8/09/2017	369.98	148.27	129.06	140.19
9/09/2017	369.98	134.24	108.94	124.65
10/09/2017	369.98	133.90	115.86	126.80
11/09/2017	369.98	134.57	122.57	131.16
12/09/2017	369.98	135.38	104.43	125.84
13/09/2017	369.98	137.62	103.12	129.67
14/09/2017	369.98	164.77	127.77	133.90
15/09/2017	369.98	137.83	67.33	117.26
16/09/2017	369.98	125.22	101.72	117.71
17/09/2017	369.98	115.61	100.11	113.44
18/09/2017	369.98	163.66	70.66	125.55
19/09/2017	369.98	129.63	66.13	105.20
20/09/2017	369.98	129.66	70.66	115.55
21/09/2017	369.98	163.65	112.65	125.04
22/09/2017	369.98	129.62	113.62	120.63
23/09/2017	369.98	133.63	117.64	123.42
24/09/2017	369.98	114.03	113.63	113.77
25/09/2017	369.98	124.84	71.64	114.48



26/09/2017	369.98	124.21	84.16	117.33
27/09/2017	369.98	116.99	103.98	112.16
28/09/2017	369.98	193.67	80.67	134.90
29/09/2017	369.98	164.14	65.65	111.91
30/09/2017	369.98	116.66	94.66	107.14
1/10/2017	379.14	115.26	96.16	107.01
2/10/2017	379.14	165.96	100.96	116.72
3/10/2017	379.14	166.67	73.67	118.93
4/10/2017	379.14	132.85	115.35	119.49
5/10/2017	379.14	134.62	116.82	129.40
6/10/2017	379.14	167.09	65.41	118.13
7/10/2017	379.14	133.06	109.95	126.79
8/10/2017	379.14	126.21	93.09	116.79
9/10/2017	379.14	130.49	117.10	123.68
10/10/2017	379.14	135.94	73.94	122.59
11/10/2017	379.14	128.97	117.36	125.79
12/10/2017	379.14	134.95	119.95	126.58
13/10/2017	379.14	160.95	122.95	135.31
14/10/2017	379.14	126.78	121.00	124.75
15/10/2017	379.14	126.28	122.76	125.35
16/10/2017	379.14	125.37	121.37	123.76
17/10/2017	379.14	176.57	124.57	139.52
18/10/2017	379.14	176.63	121.63	155.77
19/10/2017	379.14	181.05	121.05	154.29
20/10/2017	379.14	179.03	137.23	158.57
21/10/2017	379.14	186.50	137.85	173.05
22/10/2017	379.14	178.97	137.22	157.55



23/10/2017	379.14	177.25	148.20	168.41
24/10/2017	379.14	183.93	149.93	169.10
25/10/2017	379.14	189.15	124.15	171.38
26/10/2017	379.14	179.92	160.02	173.96
27/10/2017	379.14	175.92	144.92	167.89
28/10/2017	379.14	175.89	135.99	159.05
29/10/2017	379.14	172.76	126.76	148.45
30/10/2017	379.14	206.13	65.68	135.98
31/10/2017	379.14	153.54	66.85	114.13
1/11/2017	395.41	198.15	71.65	141.04
2/11/2017	395.41	162.23	108.23	138.08
3/11/2017	395.41	163.89	106.89	146.40
4/11/2017	395.41	146.90	118.90	138.44
5/11/2017	395.41	140.47	110.58	136.13
6/11/2017	395.41	144.41	128.71	132.42
7/11/2017	395.41	156.20	131.20	138.03
8/11/2017	395.41	170.43	125.43	144.10
9/11/2017	395.41	167.70	138.20	149.74
10/11/2017	395.41	186.68	115.87	152.12
11/11/2017	395.41	164.13	125.13	150.55
12/11/2017	395.41	156.63	126.83	140.33
13/11/2017	395.41	157.19	132.19	144.40
14/11/2017	395.41	185.18	139.18	166.96
15/11/2017	395.41	165.31	147.11	157.63
16/11/2017	395.41	170.56	148.67	157.48
17/11/2017	395.41	158.21	143.10	152.26
18/11/2017	395.41	143.32	125.12	137.26



19/11/2017	395.41	126.16	109.47	121.05
20/11/2017	395.41	138.12	68.32	109.15
21/11/2017	395.41	136.50	65.81	115.33
22/11/2017	395.41	138.67	66.98	113.30
23/11/2017	395.41	146.20	66.41	124.13
24/11/2017	395.41	129.10	72.52	103.57
25/11/2017	395.41	107.91	68.32	98.76
26/11/2017	395.41	108.27	68.68	84.82
27/11/2017	395.41	103.80	74.80	88.10
28/11/2017	395.41	105.62	71.13	91.80
29/11/2017	395.41	114.75	66.06	89.91
30/11/2017	395.41	106.37	65.58	90.82
1/12/2017	421.69	93.57	71.40	84.93
2/12/2017	421.69	90.36	70.55	81.24
3/12/2017	421.69	77.25	71.17	76.42
4/12/2017	421.69	77.63	64.51	73.13
5/12/2017	421.69	81.12	70.87	77.96
6/12/2017	421.69	81.97	70.57	78.94
7/12/2017	421.69	86.15	65.49	81.82
8/12/2017	421.69	81.84	81.44	81.60
9/12/2017	421.69	92.36	71.26	86.18
10/12/2017	421.69	94.11	67.04	86.54
11/12/2017	421.69	107.65	70.30	93.07
12/12/2017	421.69	93.53	65.41	86.54
13/12/2017	421.69	109.14	71.04	90.21
14/12/2017	421.69	91.41	71.31	84.74
15/12/2017	421.69	79.05	71.85	77.54



16/12/2017	421.69	92.30	75.30	82.50
17/12/2017	421.69	93.26	72.26	77.87
18/12/2017	421.69	105.78	72.78	93.28
19/12/2017	421.69	101.16	77.16	91.10
20/12/2017	421.69	110.04	83.04	102.74
21/12/2017	421.69	112.67	103.67	107.18
22/12/2017	421.69	117.47	108.47	114.53
23/12/2017	421.69	118.45	113.55	116.40
24/12/2017	421.69	122.88	120.58	121.59
25/12/2017	421.69	130.47	116.37	126.52
26/12/2017	421.69	146.34	127.34	140.47
27/12/2017	421.69	161.82	133.32	145.35
28/12/2017	421.69	167.47	133.47	144.04
29/12/2017	421.69	187.22	114.93	147.65
30/12/2017	421.69	170.36	140.86	163.91
31/12/2017	421.69	174.36	135.36	151.79

Transacciones del mercado

De acuerdo con la Tabla 1, el volumen total transado en el Sistema de Intercambios Comerciales – SIC - para el año 2017 fue de \$16.05 billones de pesos. Se aprecia una reducción porcentual importante en los montos transados la cual se explica por los menores Precios de Bolsa que se presentaron durante el año; esto es evidente en las Compras en Bolsa Nacional, Compras en Bolsa TIE y Compras en Bolsa Internacional las cuales tienen una relación directa con el Precio de Bolsa Nacional. Respecto de las Restricciones Finales, el incremento se debe principalmente a el pago de la infraestructura de Gas Natural Importado al Grupo Térmico (OPACGNI), una menor ejecución de Garantías del Cargo por Confiabilidad y un aumento en el recaudo de la Res. CREG 178 de 2015 por la indexación de estos valores con el IPC.

Tabla 1. Transacciones del mercado (miles de millones de pesos*)

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Crec. %
Contratos**	7,340.70	8,115.22	8,990.04	9,181.66	10,263.59	10,256.46	11,305.28	10.2%
Compras en Bolsa Nacional	1,272.31	1,870.11	2,669.84	3,452.28	3,909.03	4,108.95	2,032.30	-50.5%
Compras en Bolsa TIE	110.35	34.83	117.48	169.68	109.26	17.73	1.66	-90.6%
Compras en Bolsa Internacional	24.83	55.24	103.33	4.60	0.46	0.20	0.03	-84.7%
Restricciones Finales (Con alivios)	707.95	622.42	295.69	281.54	433.33	997.77	1,454.83	45.8%
Responsabilidad Comercial de AGC	136.29	154.90	210.42	257.47	393.57	345.18	326.41	-5.4%
Reconciliaciones Negativas	827.70	1,023.50	1,378.09	1,511.93	2,753.57	2,284.93	925.41	-59.5%
Desviaciones al Programa de Generación	7.81	11.44	12.18	12.95	61.06	34.23	4.79	-86.0%
Desviaciones de OEF	-	-	-	0.19	1,344.04	1,123.08	0.00	100.0%
Total transacciones en el SIC	10,427.93	11,887.66	3,777.06	14,872.30	19,267.91	19,168.54	16,050.72	-16.3%
Servicio de AGC	294.16	444.30	709.25	954.45	1,628.34	1,198.49	525.94	-56.1%
Recaudo Res. CREG 178 de 2015	-	-	-	-	7.45	146.35	162.87	11.3%
Cobros a Cogeneradores y Autogeneradores (Res. CREG 005/2010 y 024/2014)	-	-	-	0.00	1.98	1.26	0.00	100.0%
Garantías del Cargo por Confianza	4.90	24.96	47.97	2.18	34.73	33.64	17.78	-47.2%



Balance Final Programa de Ahorro Comercializadores (Res. CREG 029/2016)	-	-	-	-	-	69.40	34.70	N/A
Ingreso Regulado de OPACGNI	-	-	-	-	-	6.25	124.01	N/A
Servicios SIC - CND	67.80	73.21	77.40	95.29	102.21	123.79	129.99	5.0%
Liquidación de la Energía Excedentaria (Res. 197/2015)	-	-	-	-	3.21	16.04	-	-
Restricciones (Sin alivios)	692.07	643.10	404.38	285.78	493.07	837.84	1,252.60	49.5%
Reconciliaciones Positivas	1,361.90	1,377.20	1,283.64	1,100.73	2,011.88	2,269.46	1,978.49	-12.8%
Rentas de Congestión por Importación y Exportación TIE	9.80	0.38	1.61	2.20	2.73	47.17	2.52	-94.6%
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	3,514.62	2.7%
Liquidación FAZNI	61.96	66.94	67.76	69.61	77.26	118.79	119.79	0.8%
Liquidación FOES	7.77	0.21	0.42	0.26	0.07	100.54	119.58	18.9%

* Pesos corrientes.

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

Durante los años 2016 y 2017 se siguieron liquidando los nuevos conceptos dentro del SIC, como el balance del programa de ahorro, Ingreso regulado de OPACGNI,



el recaudo de la Resolución CREG 178 de 2015, entre otras, las cuales se presentan en la Tabla 1.

El concepto Recaudo de la Resolución CREG 178 de 2015, corresponde al valor facturado por el ASIC a los comercializadores por concepto del Valor de la Opción – VDO, descrito en dicha resolución. La facturación por este concepto ascendió en el año 2017 a los 162 mil millones de pesos, valor que será facturado en cuotas por el ASIC hasta el primer semestre del año 2019.

En cumplimiento de la Resolución CREG 029 de 2016, los comercializadores del SIC entregaron al ASIC el balance final del programa de ahorro, el cual inició su facturación en el año 2016, dicho valor estuvo alrededor de \$34 mil millones de pesos para el año 2017.

A partir de diciembre de 2016, el ASIC inició con la liquidación y facturación del ingreso regulado de las plantas que respaldan sus Obligaciones de Energía Firme con Gas Natural Importado (OPACGNI), de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 062 de 2013, modificada por las Resoluciones CREG 196 y 259 de 2016. La liquidación de este concepto estuvo alrededor de 124 mil millones de pesos en el año 2017 y seguirá liquidándose hasta el 30 de noviembre de 2025.

Con la aplicación de la Resolución CREG 231 de 2015, se presentó un aumento considerable en el recaudo del Fondo de Energía Social - FOES – a partir del año 2016, para el año 2017 estuvo alrededor de 119 mil millones de pesos.

Intercambios internacionales

Durante el 2017 se presentaron intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, exportándose hacia Ecuador un total de 18.52 GWh, valor inferior al registrado en el 2016 (43.9 GWh), y a Venezuela 0.42 GWh. Por su parte, Colombia importó desde Ecuador 194.23 GWh, frente a 378.27 GWh transados en 2016, año en el que durante los primeros meses se presentó fenómeno de El Niño. Se concluye entonces que la dinámica de los Intercambios Internacionales estuvo determinada por la ausencia del Fenómeno del Niño en el 2017, sin embargo es importante resaltar que Ecuador ha realizado una expansión importante de su capacidad instalada, lo que le ha permitido aumentar su volumen de ventas a Colombia; como lo constata la evolución de las cifras históricas de las Importaciones.

Desde la implementación en el año 2003 de las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE con Ecuador, se ha exportado al vecino país alrededor de 12,989 GWh por un valor cercano a los USD 1,149,465.2 miles de dólares. (Ver tabla 1).

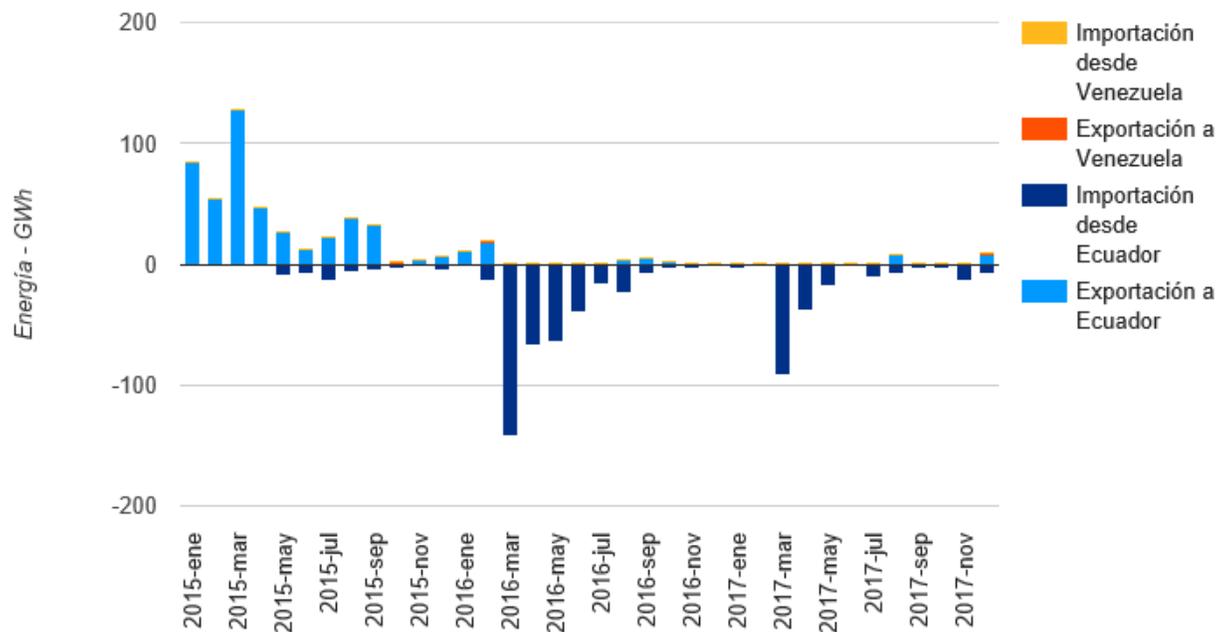


Tabla 1. Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE

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
2017	18.5	194.2	1,884.4	6,272.8
Total desde 2003	12,989.6	933.5	1,149,465.2	158,382.8

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

Gráfica 1. Intercambios internacionales de energía (GWh)

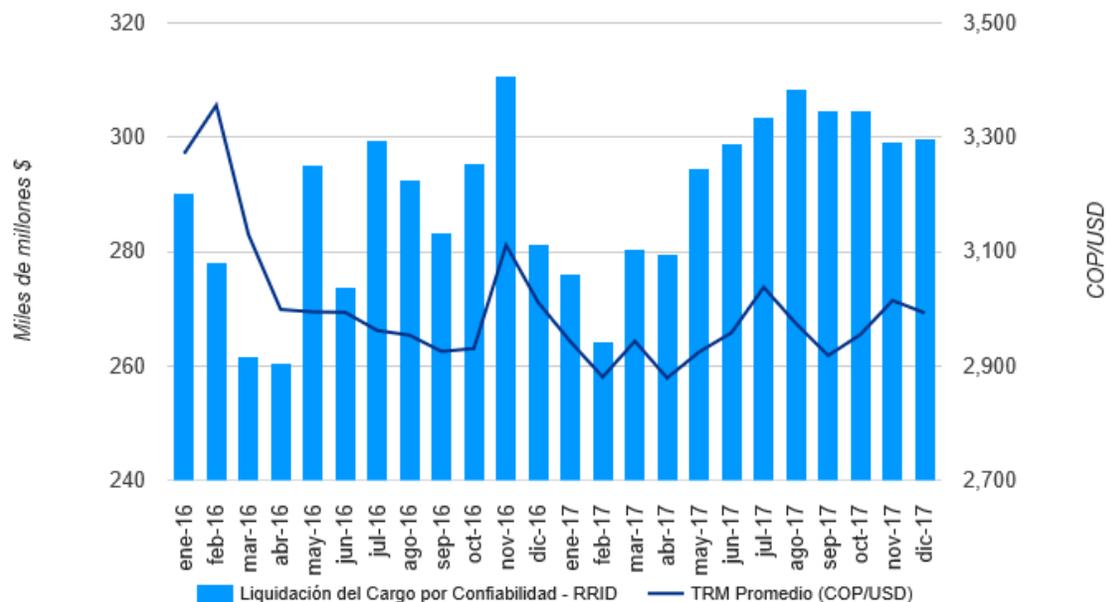




Valor a distribuir por confiabilidad y TRM promedio

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.

Gráfica 1. Valor liquidado del Cargo por Confiabilidad* - RRID - y TRM promedio del mes.



FECHA	Liquidación del Cargo por Confiabilidad - RRID Miles millones \$	TRM Promedio (COP/USD)
1/02/2016	278.25	3354.96
1/03/2016	261.65	3128.79
1/04/2016	260.44	2997.73



1/05/2016	295.18	2993.51
1/06/2016	273.92	2992.86
1/07/2016	299.44	2961.00
1/08/2016	292.49	2952.77
1/09/2016	283.46	2924.27
1/10/2016	295.49	2929.39
1/11/2016	310.84	3110.26
1/12/2016	281.44	3009.86
1/01/2017	276.17	2941.40
1/02/2017	264.22	2879.57
1/03/2017	280.54	2942.29
1/04/2017	279.68	2877.82
1/05/2017	294.68	2923.61
1/06/2017	299.05	2957.10
1/07/2017	303.41	3036.58
1/08/2017	308.45	2973.20
1/09/2017	304.70	2917.09
1/10/2017	304.56	2953.76
1/11/2017	299.26	3013.47
1/12/2017	299.69	2991.76

* Información en pesos corrientes.

De diciembre 2016 a 2017, se presenta un incremento en la liquidación del Cargo por Confiabilidad, con respecto al periodo de vigencia anterior (Dic 2015 – Nov 2016); esto obedece al precio del Cargo por Confiabilidad actualizado.

Para el periodo comprendido entre 1 de diciembre de 2015 y el 30 de noviembre de 2016, la Obligación de Energía Firme total fue de 75,100,448,046 kWh-año, mientras que para el periodo comprendido entre el 1 diciembre de 2016 y el 30 de



noviembre de 2017, la Obligación de Energía Firme total fue de 73,344,020,163 kWh-año. Para el siguiente periodo de vigencia, que inició el 1 de diciembre de 2017, se presenta un aumento en la liquidación del Cargo por Confiabilidad, explicado principalmente por una mayor cantidad de OEF asignadas, las cuales corresponden a 75,151,020,164 kWh-año.

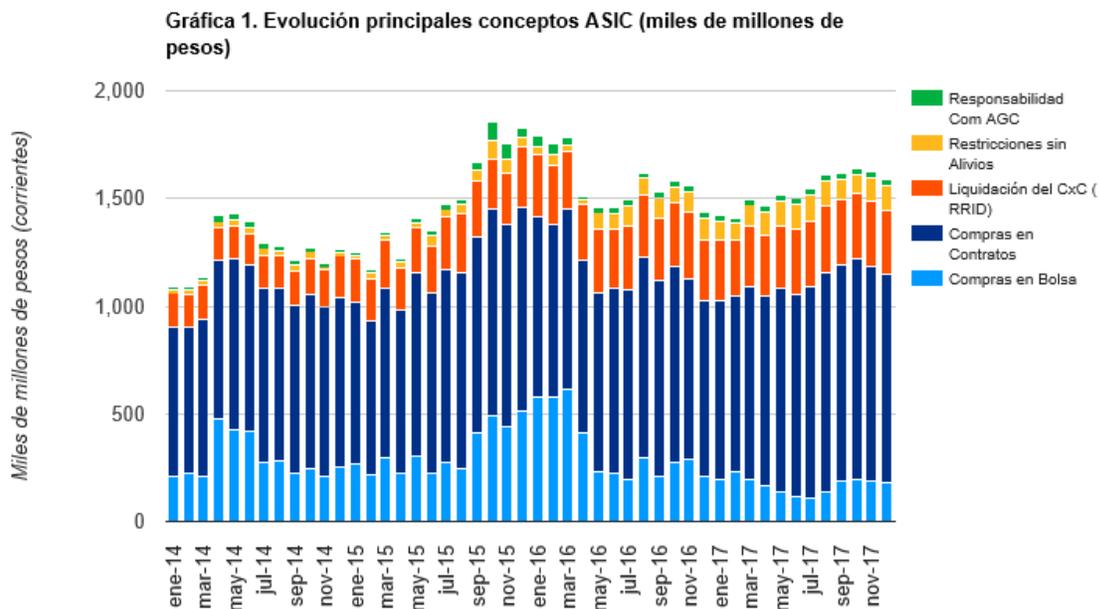
Implementación de nuevas resoluciones

En el mes de septiembre la CREG expidió la Resolución CREG 140 de 2017, por la cual establece el cálculo del Precio Marginal de Escasez (PME) y el Precio de Escasez de Activación (PEA); este último definido como el precio al cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme (OEF).

Estos precios aplicaron a partir del año cargo (1 de diciembre 2017 hasta 30 de noviembre 2018). A partir del mes de noviembre de 2017, XM dispuso de un aplicativo en su página web, que les permite a los agentes del mercado hacer el reporte de sus costos de combustibles que hacen parte de la información insumo para calcular el PME.

Anexos

Principales conceptos ASIC





Evolución Principales Conceptos ASIC (Miles de millones de pesos)

Fecha	Compras en Bolsa	Compras en Contratos	Liquidación del CxC (RRID)	Restricciones sin alivios	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

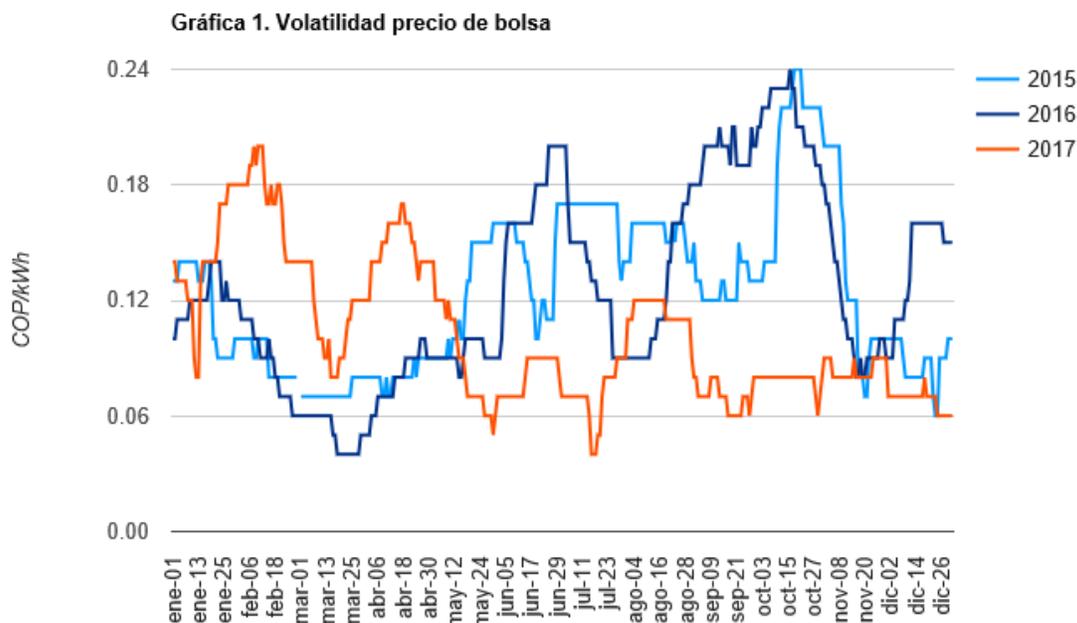


dic-15	513.99	947.87	277.60	42.55	43.95
ene-16	576.68	837.09	290.37	37.50	46.73
feb-16	574.36	802.94	278.25	50.38	51.52
mar-16	613.51	840.33	261.65	34.13	34.13
abr-16	414.23	796.32	260.44	24.57	15.17
may-16	230.62	831.59	295.18	76.98	25.77
jun-16	223.54	856.72	273.92	78.75	22.53
jul-16	198.12	877.23	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
ene-17	197.12	831.00	276.17	89.71	26.22
feb-17	233.90	811.60	264.22	74.70	23.20
mar-17	194.47	897.39	280.54	99.32	25.79
abr-17	164.09	881.48	279.68	113.31	26.71
may-17	135.37	944.42	294.68	112.92	27.78
jun-17	112.49	944.60	299.05	116.39	28.20
jul-17	106.26	984.47	303.41	119.35	28.73
ago-17	134.19	1,022.10	308.45	114.33	28.60
sep-17	189.71	1,001.61	304.70	95.82	27.53
oct-17	196.75	1,020.66	304.56	90.60	26.93
nov-17	187.67	999.39	299.26	111.00	27.99
dic-17	180.42	966.56	299.69	115.17	28.76



Volatilidad precio de bolsa

En la gráfica 1 se presenta la volatilidad del precio de bolsa, la metodología de cálculo usa una ventana móvil de 30 días para calcular la desviación 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 de 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 año 2015-2016 darían la impresión de una disminución importante para ese periodo. Se aprecian en 2017 valores de volatilidad baja desde agosto de 2017.





Fecha	2015	2016	2017
ene/01	0.13	0.10	0.14
ene/02	0.13	0.10	0.14
ene/03	0.13	0.11	0.13
ene/04	0.14	0.11	0.13
ene/05	0.14	0.11	0.13
ene/06	0.14	0.11	0.13
ene/07	0.14	0.11	0.13
ene/08	0.14	0.11	0.12
ene/09	0.14	0.12	0.12
ene/10	0.14	0.12	0.12
ene/11	0.14	0.12	0.09
ene/12	0.14	0.12	0.08
ene/13	0.13	0.12	0.08
ene/14	0.13	0.12	0.13
ene/15	0.13	0.12	0.14
ene/16	0.14	0.12	0.14
ene/17	0.14	0.12	0.14
ene/18	0.14	0.13	0.14
ene/19	0.13	0.14	0.14
ene/20	0.10	0.14	0.14
ene/21	0.10	0.14	0.14
ene/22	0.09	0.14	0.15
ene/23	0.09	0.14	0.17
ene/24	0.09	0.12	0.17
ene/25	0.09	0.12	0.17
ene/26	0.09	0.13	0.17



ene/27	0.09	0.12	0.18
ene/28	0.09	0.12	0.18
ene/29	0.09	0.12	0.18
ene/30	0.10	0.12	0.18
ene/31	0.10	0.12	0.18
feb/01	0.10	0.12	0.18
feb/02	0.10	0.11	0.18
feb/03	0.10	0.11	0.18
feb/04	0.10	0.11	0.18
feb/05	0.10	0.11	0.18
feb/06	0.10	0.11	0.19
feb/07	0.10	0.11	0.19
feb/08	0.09	0.10	0.20
feb/09	0.09	0.10	0.19
feb/10	0.10	0.10	0.20
feb/11	0.10	0.09	0.20
feb/12	0.10	0.09	0.20
feb/13	0.10	0.09	0.18
feb/14	0.10	0.09	0.17
feb/15	0.08	0.10	0.17
feb/16	0.08	0.09	0.18
feb/17	0.08	0.09	0.17
feb/18	0.08	0.08	0.17
feb/19	0.08	0.08	0.18
feb/20	0.08	0.07	0.18
feb/21	0.08	0.07	0.17
feb/22	0.08	0.07	0.15



feb/23	0.08	0.07	0.14
feb/24	0.08	0.07	0.14
feb/25	0.08	0.07	0.14
feb/26	0.08	0.06	0.14
feb/27	0.08	0.06	0.14
feb/28	0.08	0.06	0.14
feb/29	#N/A	0.06	0.14
mar/01	0.07	0.06	0.14
mar/02	0.07	0.06	0.14
mar/03	0.07	0.06	0.14
mar/04	0.07	0.06	0.14
mar/05	0.07	0.06	0.14
mar/06	0.07	0.06	0.14
mar/07	0.07	0.06	0.12
mar/08	0.07	0.06	0.11
mar/09	0.07	0.06	0.10
mar/10	0.07	0.06	0.10
mar/11	0.07	0.06	0.10
mar/12	0.07	0.06	0.09
mar/13	0.07	0.06	0.09
mar/14	0.07	0.06	0.10
mar/15	0.07	0.06	0.08
mar/16	0.07	0.05	0.08
mar/17	0.07	0.05	0.08
mar/18	0.07	0.04	0.08
mar/19	0.07	0.04	0.09
mar/20	0.07	0.04	0.09



mar/21	0.07	0.04	0.09
mar/22	0.07	0.04	0.10
mar/23	0.07	0.04	0.11
mar/24	0.07	0.04	0.11
mar/25	0.08	0.04	0.12
mar/26	0.08	0.04	0.12
mar/27	0.08	0.04	0.12
mar/28	0.08	0.04	0.12
mar/29	0.08	0.05	0.12
mar/30	0.08	0.05	0.12
mar/31	0.08	0.05	0.12
abr/01	0.08	0.05	0.12
abr/02	0.08	0.05	0.12
abr/03	0.08	0.06	0.14
abr/04	0.08	0.06	0.14
abr/05	0.08	0.06	0.14
abr/06	0.08	0.07	0.14
abr/07	0.08	0.07	0.14
abr/08	0.07	0.07	0.15
abr/09	0.07	0.07	0.15
abr/10	0.08	0.07	0.15
abr/11	0.07	0.07	0.16
abr/12	0.07	0.07	0.16
abr/13	0.08	0.07	0.16
abr/14	0.08	0.08	0.16
abr/15	0.08	0.08	0.16
abr/16	0.08	0.08	0.16



abr/17	0.08	0.08	0.17
abr/18	0.08	0.08	0.17
abr/19	0.08	0.09	0.16
abr/20	0.08	0.09	0.16
abr/21	0.08	0.09	0.16
abr/22	0.08	0.09	0.15
abr/23	0.09	0.09	0.15
abr/24	0.08	0.09	0.14
abr/25	0.09	0.09	0.13
abr/26	0.09	0.10	0.14
abr/27	0.09	0.10	0.14
abr/28	0.09	0.10	0.14
abr/29	0.09	0.09	0.14
abr/30	0.09	0.09	0.14
may/01	0.09	0.09	0.14
may/02	0.09	0.09	0.14
may/03	0.09	0.09	0.12
may/04	0.09	0.09	0.12
may/05	0.09	0.09	0.12
may/06	0.09	0.09	0.12
may/07	0.09	0.09	0.12
may/08	0.09	0.09	0.11
may/09	0.10	0.09	0.12
may/10	0.09	0.09	0.11
may/11	0.10	0.09	0.11
may/12	0.10	0.09	0.11
may/13	0.10	0.09	0.10



may/14	0.11	0.08	0.09
may/15	0.10	0.08	0.09
may/16	0.10	0.09	0.09
may/17	0.12	0.10	0.08
may/18	0.13	0.10	0.07
may/19	0.13	0.10	0.07
may/20	0.15	0.10	0.07
may/21	0.15	0.10	0.07
may/22	0.15	0.10	0.07
may/23	0.15	0.10	0.07
may/24	0.15	0.10	0.07
may/25	0.15	0.10	0.07
may/26	0.15	0.09	0.06
may/27	0.15	0.09	0.06
may/28	0.15	0.09	0.06
may/29	0.15	0.09	0.06
may/30	0.16	0.09	0.05
may/31	0.16	0.09	0.06
jun/01	0.16	0.09	0.07
jun/02	0.16	0.09	0.07
jun/03	0.16	0.10	0.07
jun/04	0.16	0.13	0.07
jun/05	0.16	0.15	0.07
jun/06	0.16	0.16	0.07
jun/07	0.16	0.16	0.07
jun/08	0.16	0.16	0.07
jun/09	0.16	0.16	0.07



jun/10	0.15	0.16	0.07
jun/11	0.15	0.16	0.07
jun/12	0.15	0.16	0.07
jun/13	0.15	0.16	0.07
jun/14	0.14	0.16	0.08
jun/15	0.14	0.16	0.09
jun/16	0.13	0.16	0.09
jun/17	0.12	0.16	0.09
jun/18	0.12	0.17	0.09
jun/19	0.10	0.18	0.09
jun/20	0.10	0.18	0.09
jun/21	0.11	0.18	0.09
jun/22	0.12	0.18	0.09
jun/23	0.12	0.18	0.09
jun/24	0.11	0.18	0.09
jun/25	0.11	0.20	0.09
jun/26	0.11	0.20	0.09
jun/27	0.11	0.20	0.09
jun/28	0.15	0.20	0.09
jun/29	0.17	0.20	0.09
jun/30	0.17	0.20	0.08
jul/01	0.17	0.20	0.07
jul/02	0.17	0.20	0.07
jul/03	0.17	0.20	0.07
jul/04	0.17	0.17	0.07
jul/05	0.17	0.15	0.07
jul/06	0.17	0.15	0.07



jul/07	0.17	0.15	0.07
jul/08	0.17	0.15	0.07
jul/09	0.17	0.15	0.07
jul/10	0.17	0.15	0.07
jul/11	0.17	0.15	0.07
jul/12	0.17	0.15	0.07
jul/13	0.17	0.14	0.07
jul/14	0.17	0.14	0.06
jul/15	0.17	0.13	0.04
jul/16	0.17	0.13	0.04
jul/17	0.17	0.13	0.04
jul/18	0.17	0.12	0.05
jul/19	0.17	0.12	0.05
jul/20	0.17	0.12	0.07
jul/21	0.17	0.12	0.08
jul/22	0.17	0.12	0.08
jul/23	0.17	0.12	0.08
jul/24	0.17	0.12	0.08
jul/25	0.17	0.09	0.08
jul/26	0.17	0.09	0.08
jul/27	0.17	0.09	0.09
jul/28	0.14	0.09	0.09
jul/29	0.13	0.09	0.09
jul/30	0.14	0.09	0.09
jul/31	0.14	0.09	0.09
ago/01	0.14	0.09	0.11
ago/02	0.14	0.09	0.11



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



ago/30	0.14	0.18	0.11
ago/31	0.14	0.18	0.09
sep/01	0.15	0.18	0.08
sep/02	0.13	0.18	0.08
sep/03	0.13	0.18	0.07
sep/04	0.13	0.18	0.07
sep/05	0.12	0.19	0.07
sep/06	0.12	0.20	0.07
sep/07	0.12	0.20	0.07
sep/08	0.12	0.20	0.07
sep/09	0.12	0.20	0.08
sep/10	0.12	0.20	0.08
sep/11	0.12	0.20	0.08
sep/12	0.12	0.20	0.08
sep/13	0.12	0.21	0.07
sep/14	0.13	0.20	0.07
sep/15	0.13	0.20	0.07
sep/16	0.12	0.20	0.07
sep/17	0.12	0.20	0.06
sep/18	0.12	0.19	0.06
sep/19	0.12	0.21	0.06
sep/20	0.12	0.21	0.06
sep/21	0.12	0.19	0.06
sep/22	0.15	0.19	0.06
sep/23	0.14	0.19	0.06
sep/24	0.14	0.19	0.07
sep/25	0.14	0.19	0.07



sep/26	0.14	0.19	0.07
sep/27	0.13	0.19	0.06
sep/28	0.13	0.21	0.07
sep/29	0.13	0.20	0.08
sep/30	0.13	0.20	0.08
oct/01	0.13	0.21	0.08
oct/02	0.13	0.21	0.08
oct/03	0.13	0.22	0.08
oct/04	0.14	0.22	0.08
oct/05	0.14	0.22	0.08
oct/06	0.14	0.22	0.08
oct/07	0.14	0.23	0.08
oct/08	0.14	0.23	0.08
oct/09	0.14	0.23	0.08
oct/10	0.19	0.23	0.08
oct/11	0.21	0.23	0.08
oct/12	0.22	0.23	0.08
oct/13	0.22	0.23	0.08
oct/14	0.22	0.23	0.08
oct/15	0.22	0.23	0.08
oct/16	0.22	0.24	0.08
oct/17	0.23	0.23	0.08
oct/18	0.24	0.23	0.08
oct/19	0.24	0.21	0.08
oct/20	0.24	0.21	0.08
oct/21	0.24	0.21	0.08
oct/22	0.22	0.21	0.08



oct/23	0.22	0.20	0.08
oct/24	0.22	0.20	0.08
oct/25	0.22	0.20	0.08
oct/26	0.22	0.20	0.08
oct/27	0.22	0.20	0.08
oct/28	0.22	0.19	0.07
oct/29	0.22	0.19	0.06
oct/30	0.22	0.19	0.07
oct/31	0.21	0.18	0.08
nov/01	0.20	0.18	0.09
nov/02	0.20	0.17	0.09
nov/03	0.20	0.17	0.09
nov/04	0.20	0.16	0.09
nov/05	0.20	0.15	0.08
nov/06	0.20	0.14	0.08
nov/07	0.20	0.14	0.08
nov/08	0.20	0.13	0.08
nov/09	0.17	0.12	0.08
nov/10	0.16	0.11	0.08
nov/11	0.13	0.11	0.08
nov/12	0.12	0.10	0.08
nov/13	0.12	0.10	0.08
nov/14	0.12	0.10	0.08
nov/15	0.12	0.09	0.09
nov/16	0.12	0.08	0.08
nov/17	0.08	0.08	0.08
nov/18	0.08	0.09	0.08



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



dic/16	0.08	0.16	0.07
dic/17	0.08	0.16	0.07
dic/18	0.09	0.16	0.08
dic/19	0.09	0.16	0.07
dic/20	0.09	0.16	0.07
dic/21	0.09	0.16	0.07
dic/22	0.07	0.16	0.07
dic/23	0.06	0.16	0.07
dic/24	0.06	0.16	0.06
dic/25	0.09	0.16	0.06
dic/26	0.09	0.16	0.06
dic/27	0.09	0.15	0.06
dic/28	0.09	0.15	0.06
dic/29	0.10	0.15	0.06
dic/30	0.10	0.15	0.06
dic/31	0.10	0.15	0.06

Precio de bolsa y aportes hídricos

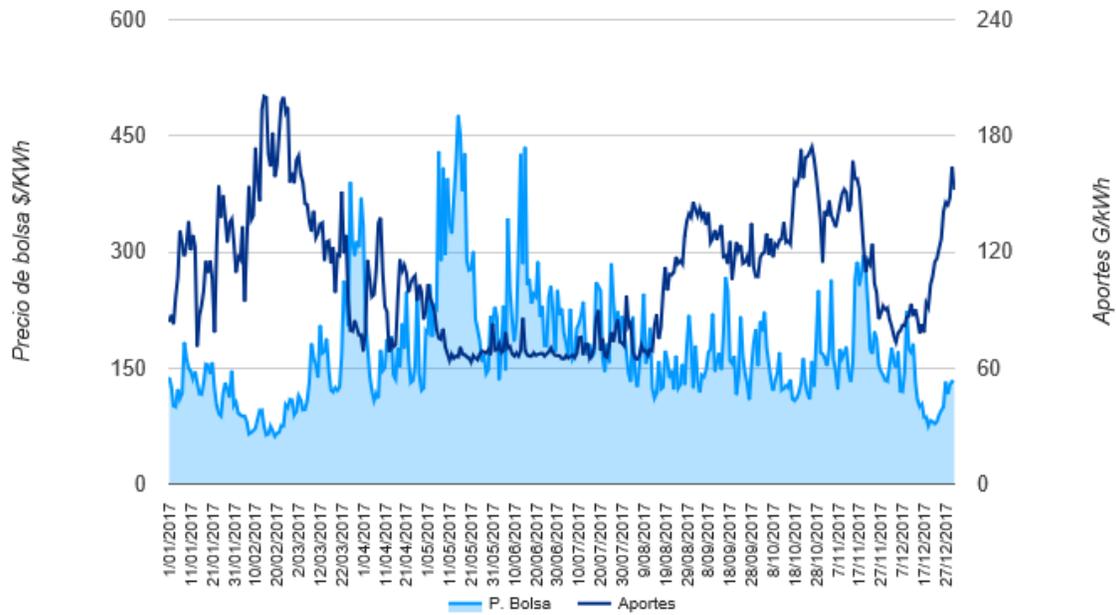
En la gráfica 1 se ilustra la evolución del precio de bolsa vs los aportes hídricos durante el año 2017, donde se puede apreciar que los mayores precios de bolsa se presentaron en los meses de febrero y marzo de 2017, con precios cercanos a los 200\$/kWh, pero no tan altos como en el mismo periodo del año 2016 en el que los precios de bolsa superaron los 800\$/kWh.

Para el año 2017, el máximo valor del precio de bolsa nacional horario se presentó el día 14 de febrero con un valor de 200.08 \$/kWh, y el valor mínimo el día 21 de mayo con un valor de 62.83 \$/kWh.

Durante todo el periodo se observa la relación inversa entre el precio de bolsa y los aportes hídricos, a mayor aporte hídrico menor precio de bolsa.



Gráfica 1. Precio de bolsa y aportes hídricos en GWh



Fecha	Aportes Hídricos GWh - día	Precio de Bolsa \$/kWh
1/01/2017	137.71	83.45
2/01/2017	125.39	87.32
3/01/2017	100.51	82.28
4/01/2017	99.26	96.32
5/01/2017	122.46	106.65
6/01/2017	110.02	130.87



7/01/2017	116.77	124.18
8/01/2017	183.27	117.42
9/01/2017	162.42	123.52
10/01/2017	149.17	135.71
11/01/2017	145.28	120.46
12/01/2017	135.56	128.65
13/01/2017	144.94	122.50
14/01/2017	130.27	70.59
15/01/2017	116.19	86.71
16/01/2017	115.48	91.96
17/01/2017	129.94	99.91
18/01/2017	154.20	115.28
19/01/2017	153.34	108.77
20/01/2017	141.44	115.35
21/01/2017	156.90	105.66
22/01/2017	123.14	77.85
23/01/2017	100.86	122.07
24/01/2017	90.87	154.17
25/01/2017	87.62	137.25
26/01/2017	116.46	149.16



27/01/2017		130.58	137.29
28/01/2017		121.76	124.49
29/01/2017		110.84	134.86
30/01/2017		146.41	136.64
31/01/2017		100.99	125.03
1/02/2017		104.97	108.83
2/02/2017		90.91	117.10
3/02/2017		88.54	115.70
4/02/2017		86.88	133.11
5/02/2017		87.32	93.86
6/02/2017		79.78	125.83
7/02/2017		64.34	153.95
8/02/2017		66.05	136.36
9/02/2017		68.59	138.61
10/02/2017		71.71	173.79
11/02/2017		83.74	156.66
12/02/2017		94.66	145.75
13/02/2017		94.83	193.42
14/02/2017		73.60	200.08
15/02/2017		62.89	199.56
16/02/2017		64.22	170.33
17/02/2017		73.94	163.84
18/02/2017		68.43	181.55
19/02/2017		61.30	158.32
20/02/2017		65.02	164.68
21/02/2017		66.49	180.82
22/02/2017		74.99	196.90



23/02/2017	74.54	199.92
24/02/2017	102.07	192.11
25/02/2017	98.61	194.72
26/02/2017	108.64	155.40
27/02/2017	107.89	160.83
28/02/2017	88.87	155.15
1/03/2017	93.43	167.14
2/03/2017	113.60	169.42
3/03/2017	108.14	159.88
4/03/2017	95.42	155.71
5/03/2017	95.77	144.71
6/03/2017	107.19	144.19
7/03/2017	132.22	135.48
8/03/2017	181.67	130.12
9/03/2017	161.91	141.16
10/03/2017	153.86	127.18
11/03/2017	136.69	129.63
12/03/2017	205.37	134.12
13/03/2017	168.62	134.71
14/03/2017	171.05	115.02
15/03/2017	187.96	124.87
16/03/2017	146.48	125.42
17/03/2017	120.68	113.71
18/03/2017	118.48	122.38
19/03/2017	123.95	98.41
20/03/2017	120.47	118.44
21/03/2017	124.54	117.84



22/03/2017	165.71	151.05
23/03/2017	262.53	118.81
24/03/2017	236.48	128.68
25/03/2017	203.07	94.79
26/03/2017	390.41	79.29
27/03/2017	311.15	78.83
28/03/2017	293.97	84.47
29/03/2017	313.69	80.51
30/03/2017	304.94	76.78
31/03/2017	369.80	76.79
1/04/2017	332.98	68.20
2/04/2017	212.08	78.36
3/04/2017	176.14	115.77
4/04/2017	139.03	105.70
5/04/2017	120.22	96.64
6/04/2017	107.38	97.75
7/04/2017	116.15	110.83
8/04/2017	110.04	134.56
9/04/2017	173.16	137.62
10/04/2017	146.02	109.42
11/04/2017	149.82	91.71
12/04/2017	186.88	88.72
13/04/2017	174.07	67.89
14/04/2017	191.07	75.22
15/04/2017	140.04	70.71
16/04/2017	134.76	71.61
17/04/2017	176.11	95.49



18/04/2017	150.15	116.03
19/04/2017	207.48	109.96
20/04/2017	173.87	112.74
21/04/2017	248.72	108.79
22/04/2017	161.80	98.70
23/04/2017	130.71	103.50
24/04/2017	133.17	106.08
25/04/2017	151.14	107.39
26/04/2017	253.91	94.26
27/04/2017	141.91	102.94
28/04/2017	120.84	99.15
29/04/2017	123.73	84.72
30/04/2017	197.55	89.52
1/05/2017	194.94	103.22
2/05/2017	257.64	96.13
3/05/2017	189.16	92.85
4/05/2017	229.56	88.80
5/05/2017	226.55	79.72
6/05/2017	429.69	75.19
7/05/2017	287.03	74.56
8/05/2017	408.88	80.21
9/05/2017	295.14	70.64
10/05/2017	395.07	67.24
11/05/2017	338.70	63.68
12/05/2017	322.81	66.75
13/05/2017	370.10	64.74
14/05/2017	415.12	65.96



15/05/2017	476.52	65.53
16/05/2017	449.80	70.77
17/05/2017	377.42	66.74
18/05/2017	427.24	66.68
19/05/2017	288.67	65.43
20/05/2017	275.89	64.91
21/05/2017	276.84	62.83
22/05/2017	300.71	66.18
23/05/2017	212.64	64.93
24/05/2017	199.64	64.04
25/05/2017	184.87	66.90
26/05/2017	157.23	68.50
27/05/2017	167.27	68.04
28/05/2017	142.17	67.50
29/05/2017	147.34	69.20
30/05/2017	217.13	66.34
31/05/2017	204.15	82.93
1/06/2017	228.93	68.97
2/06/2017	214.59	69.18
3/06/2017	133.27	72.23
4/06/2017	171.61	67.71
5/06/2017	230.47	68.76
6/06/2017	146.01	78.36
7/06/2017	342.98	70.08
8/06/2017	251.51	70.86
9/06/2017	212.63	67.02
10/06/2017	183.31	65.94



12/06/2017	304.57	65.89
13/06/2017	426.48	68.83
14/06/2017	283.09	85.86
15/06/2017	435.65	68.80
16/06/2017	256.18	66.51
17/06/2017	264.93	65.86
18/06/2017	232.34	65.90
19/06/2017	244.82	67.55
20/06/2017	241.54	66.24
21/06/2017	287.80	66.77
22/06/2017	215.06	67.22
23/06/2017	229.86	67.24
24/06/2017	178.55	65.88
25/06/2017	178.09	67.09
26/06/2017	240.97	68.12
27/06/2017	255.75	70.13
28/06/2017	218.41	67.47
29/06/2017	169.38	66.26
30/06/2017	250.64	66.19
1/07/2017	217.55	66.04
2/07/2017	226.86	64.64
3/07/2017	194.83	64.46
4/07/2017	182.07	66.16
5/07/2017	165.34	64.87
6/07/2017	226.34	65.65
7/07/2017	160.92	66.36
8/07/2017	166.02	65.15



10/07/2017	206.83	75.33
11/07/2017	217.35	75.65
12/07/2017	235.43	66.27
13/07/2017	182.44	72.01
14/07/2017	165.48	71.91
15/07/2017	180.55	64.67
16/07/2017	164.44	66.18
17/07/2017	168.99	70.42
18/07/2017	260.35	85.36
19/07/2017	254.68	89.87
20/07/2017	249.39	68.54
21/07/2017	161.71	75.04
22/07/2017	144.02	65.80
23/07/2017	181.63	65.30
24/07/2017	155.18	71.68
25/07/2017	284.85	78.34
26/07/2017	235.21	73.05
27/07/2017	200.91	80.53
28/07/2017	223.25	84.87
29/07/2017	182.24	73.25
30/07/2017	217.08	72.68
31/07/2017	199.38	71.29
1/08/2017	168.87	97.25
2/08/2017	142.46	81.18
3/08/2017	131.18	82.94
4/08/2017	216.29	68.02
5/08/2017	143.25	64.84



6/08/2017	124.43	64.34
7/08/2017	152.15	66.08
8/08/2017	183.82	71.43
9/08/2017	245.79	68.41
10/08/2017	154.58	68.66
11/08/2017	167.18	66.22
12/08/2017	201.51	69.20
13/08/2017	123.76	68.80
14/08/2017	110.76	81.23
15/08/2017	116.98	87.64
16/08/2017	158.41	74.59
17/08/2017	122.31	80.83
18/08/2017	124.66	99.33
19/08/2017	171.94	112.07
20/08/2017	159.55	99.64
21/08/2017	136.03	108.15
22/08/2017	146.63	107.90
23/08/2017	121.20	109.25
24/08/2017	165.67	117.36
25/08/2017	123.34	113.87
26/08/2017	127.96	115.20
27/08/2017	155.21	113.50
28/08/2017	127.06	128.07
29/08/2017	176.84	135.45
30/08/2017	218.40	139.41
31/08/2017	180.92	137.71
1/09/2017	122.89	145.64
2/09/2017	178.65	141.75



3/09/2017		133.61	138.68
4/09/2017		117.43	142.16
5/09/2017		140.07	137.56
6/09/2017		138.02	140.68
7/09/2017		147.57	133.56
8/09/2017		169.45	140.19
9/09/2017		173.65	124.65
10/09/2017		220.40	126.80
11/09/2017		144.24	131.16
12/09/2017		158.06	125.84
13/09/2017		169.29	129.67
14/09/2017		146.42	133.90
15/09/2017		192.61	117.26
16/09/2017		267.20	117.71
17/09/2017		248.37	113.44
18/09/2017		159.27	125.55
19/09/2017		155.06	105.20
20/09/2017		165.20	115.55
21/09/2017		114.04	125.04
22/09/2017		139.34	120.63
23/09/2017		216.52	123.42
24/09/2017		164.80	113.77
25/09/2017		142.97	114.48
26/09/2017		129.10	117.33
27/09/2017		107.76	112.16
28/09/2017		150.79	134.90
29/09/2017		181.37	111.91



30/09/2017		199.57	107.14
1/10/2017		151.20	107.01
2/10/2017		210.22	116.72
3/10/2017		196.50	118.93
4/10/2017		222.69	119.49
5/10/2017		176.21	129.40
6/10/2017		155.02	118.13
7/10/2017		134.53	126.79
8/10/2017		119.79	116.79
9/10/2017		133.16	123.68
10/10/2017		142.75	122.59
11/10/2017		170.19	125.79
12/10/2017		120.96	126.58
13/10/2017		122.92	135.31
14/10/2017		126.74	124.75
15/10/2017		124.11	125.35
16/10/2017		134.96	123.76
17/10/2017		109.31	139.52
18/10/2017		107.34	155.77
19/10/2017		110.52	154.29
20/10/2017		117.89	158.57
21/10/2017		130.18	173.05
22/10/2017		162.60	157.55
23/10/2017		128.49	168.41
24/10/2017		116.49	169.10
25/10/2017		108.69	171.38
26/10/2017		158.73	173.96



27/10/2017		124.75	167.89
28/10/2017		184.43	159.05
29/10/2017		250.48	148.45
30/10/2017		169.40	135.98
31/10/2017		167.51	114.13
1/11/2017		162.63	141.04
2/11/2017		151.65	138.08
3/11/2017		173.98	146.40
4/11/2017		263.97	138.44
5/11/2017		160.63	136.13
6/11/2017		146.18	132.42
7/11/2017		121.45	138.03
8/11/2017		174.32	144.10
9/11/2017		162.09	149.74
10/11/2017		167.53	152.12
11/11/2017		177.26	150.55
12/11/2017		144.30	140.33
13/11/2017		131.13	144.40
14/11/2017		156.92	166.96
15/11/2017		263.96	157.63
16/11/2017		287.08	157.48
17/11/2017		255.31	152.26
18/11/2017		273.37	137.26
19/11/2017		296.39	121.05
20/11/2017		273.85	109.15
21/11/2017		231.00	115.33
22/11/2017		173.82	113.30



23/11/2017		167.40	124.13
24/11/2017		196.87	103.57
25/11/2017		186.95	98.76
26/11/2017		152.95	84.82
27/11/2017		145.02	88.10
28/11/2017		140.17	91.80
29/11/2017		133.57	89.91
30/11/2017		132.22	90.82
1/12/2017		152.28	84.93
2/12/2017		175.97	81.24
3/12/2017		157.07	76.42
4/12/2017		149.35	73.13
5/12/2017		171.10	77.96
6/12/2017		119.47	78.94
7/12/2017		119.04	81.82
8/12/2017		144.14	81.60
9/12/2017		223.47	86.18
10/12/2017		173.87	86.54
11/12/2017		169.56	93.07
12/12/2017		181.03	86.54
13/12/2017		131.65	90.21
14/12/2017		107.14	84.74
15/12/2017		99.73	77.54
16/12/2017		102.78	82.50
17/12/2017		85.99	77.87
18/12/2017		85.95	93.28
19/12/2017		74.52	91.10

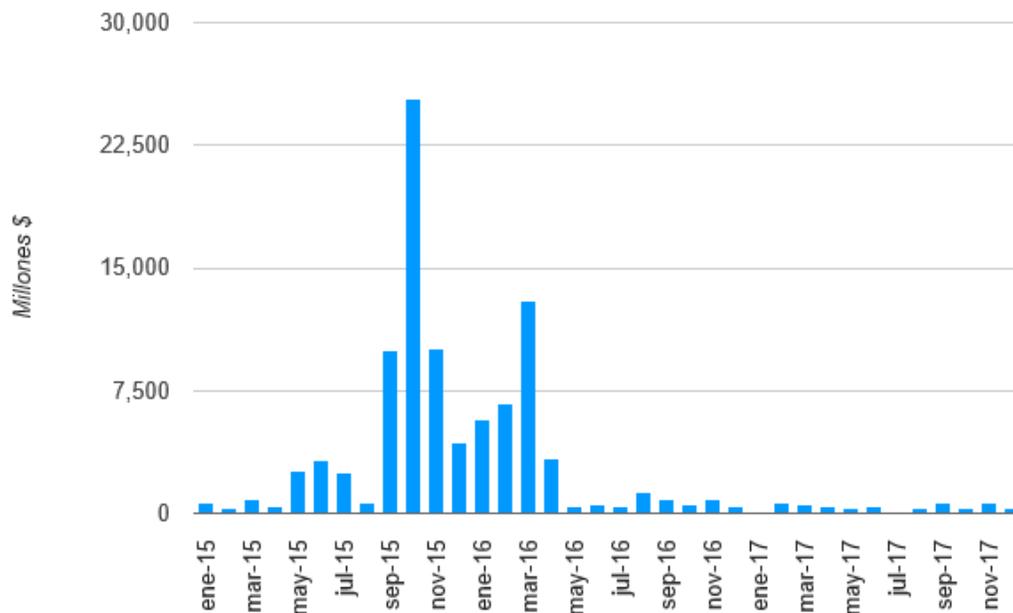


20/12/2017	81.52	102.74
21/12/2017	79.95	107.18
22/12/2017	77.29	114.53
23/12/2017	80.41	116.40
24/12/2017	88.95	121.59
25/12/2017	94.65	126.52
26/12/2017	99.16	140.47
27/12/2017	132.15	145.35
28/12/2017	115.22	144.04
29/12/2017	127.51	147.65
30/12/2017	132.00	163.91
31/12/2017	131.46	151.79

Pagos por desviaciones de generación

En la gráfica 1 se ilustra mes a mes el valor total en millones de pesos a cargo de los generadores por concepto de desviaciones en su programa de generación.

Gráfica 1. 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
ene-17	90.89



feb-17	628.75
mar-17	592.22
abr-17	453.39
may-17	345.45
jun-17	433.71
jul-17	38.84
ago-17	285.88
sep-17	666.90
oct-17	323.55
nov-17	666.48
dic-17	264.42

Transacciones TIE

Tabla 1. Transacciones TIE entre Colombia y Ecuador							
Fecha	Energía (GWh)		Valor (Miles de US\$)				
	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Rentas de Congestión	Rentas de Congestión Importación	
2017-01-01	0.08	1.80	4.92	75.57	0.11	8.94	
2017-02-01	0.08	1.52	6.85	54.45	-	25.24	
2017-03-01	0.04	91.27	2.50	1,792.72	-	1,096.69	
1/04/2017	0.14	37.59	7.42	550.71	-	308.05	
2017-05-01	0.15	18.10	6.15	181.91	-	35.79	
2017-06-01	0.17	1.72	7.19	4.22	-	0.38	
2017-07-01	0.27	10.66	10.49	105.19	-	78.76	
2017-08-01	8.54	7.31	378.97	113.87	28.28	44.37	

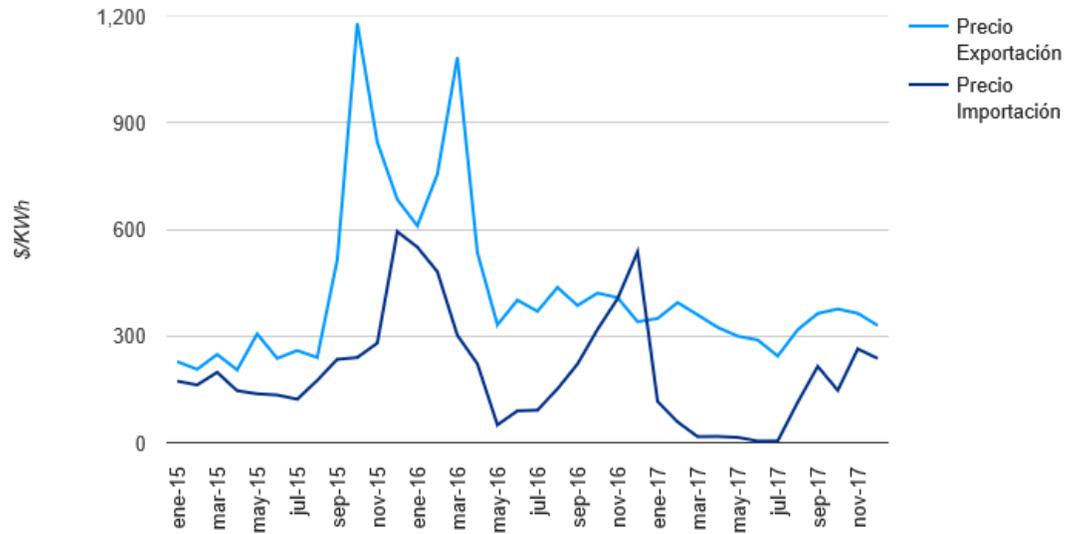


2017-09-01	0.07	1.84	4.14	136.31	-	3.34
2017-10-01	0.05	2.14	3.23	110.20	-	5.07
2017-11-01	0.13	13.48	6.52	479.63	0.13	38.38
2017-12-01	8.79	6.80	461.69	277.04	14.18	25.52
Total 2017	18.5	194.2	900.1	3,881.8	42.7	-
Total 2016	43.9	378.3	6,348.4	103,468.9	37.9	30,273.5
Total 2015	457.2	45.2	48,032.2	3,501.5	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	79,481.8	1,692.2	555.67	1,139.74
Total 2012	236.0	6.5	25,548.1	243.2	290.58	133.39
Total 2011	1,294.6	8.2	93,009.0	231.3	10,325.82	89.77
Total 2010	797.7	9.7	86,432.1	802.6	7,493.62	48.31
Total 2009	1,076.7	20.8	116,001.4	1,173.4	12,625.34	51.89
Total 2008	509.8	37.5	35,908.4	2,155.7	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	90,976.6	2,334.7	44,347.75	-
Total Historia	12,971.1	739.3	1,157,951.8	121,173.0	313,121.1	35,757.1

Precios equivalentes a los que Colombia ha transado con Ecuador



Gráfica 1. Precios equivalentes a los que Colombia ha transado con Ecuador



Precios equivalentes a los que Colombia ha transado con Ecuador		
Fecha	Precio Exportación	Precio Importación
ene-12	118.160186	35.51721833
feb-12	128.5264321	48.13859315
mar-12	157.2590874	62.92103357
abr-12	126.5101873	40.37154869
may-12	104.035537	31.23955664
jun-12	143.997848	46.623411
jul-12	143.8123474	0
ago-12	177.6359057	138.1819691



sep-12	232.21613	99.51735395
oct-12	241.9537262	157.190442
nov-12	208.9345928	154.7265288
dic-12	228.4070191	153.790886
ene-13	254.176127	139.9338757
feb-13	235.0634474	155.7950327
mar-13	202.4203635	100.6688233
abr-13	310.8698234	178.3530088
may-13	201.7206079	120.2979029
jun-13	190.8441645	87.47565287
jul-13	299.6938548	156.9650827
ago-13	195.1906448	104.1195153
sep-13	185.7639632	128.0837928
oct-13	321.2941094	179.7242491
nov-13	214.1071173	184.3294249
dic-13	197.0588179	107.678878
ene-14	199.393144	172.2373199
feb-14	234.7098057	201.0714018
mar-14	195.1479746	164.5807734
abr-14	419.6569971	161.3110689
may-14	421.6828734	124.7091777
jun-14	383.9193743	95.37935062
jul-14	232.0213742	79.18207175
ago-14	249.8694794	87.4999593
sep-14	220.0884089	157.6843739
oct-14	256.5733211	131.3531137
nov-14	206.2357973	191.3066226

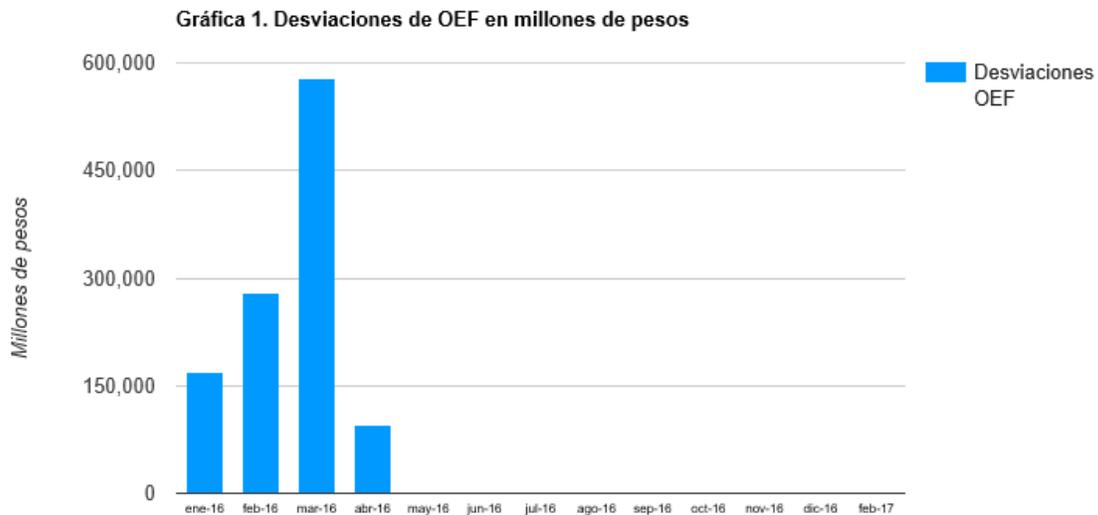


dic-14	216.2330813	196.2995597
ene-15	230.1107734	175.1891562
feb-15	208.4062872	164.3829393
mar-15	250.2003615	199.8513626
abr-15	206.6845532	148.1461086
may-15	308.081375	139.3986711
jun-15	239.1064579	136.1001857
jul-15	261.100489	124.2477762
ago-15	241.6131382	177.0277895
sep-15	516.2120438	236.5154237
oct-15	1181.751782	241.4009859
nov-15	846.9629504	282.0933891
dic-15	686.0451537	595.5895543
ene-16	611.9961669	552.0957611
feb-16	756.9430277	486.0149614
mar-16	1086.067629	306.9198024
abr-16	536.5092864	226.7436498
may-16	333.4580328	53.47489307
jun-16	402.9228549	89.94422078
jul-16	371.49249	93.04255308
ago-16	438.7373127	153.3550232
sep-16	387.9948001	220.2671119
oct-16	422.7660911	320.757581
nov-16	410.214384	402.5596554
dic-16	342.6283124	548.1256936



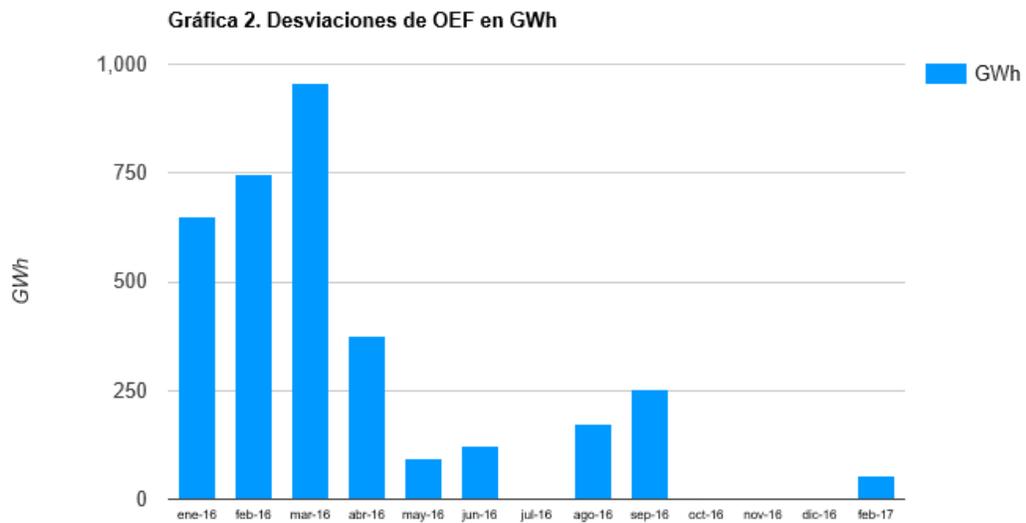
Desviaciones mensuales de Obligaciones de Energía Firme

En las gráficas anteriores, se presenta el dinero liquidado por concepto de desviaciones de OEF - Obligaciones de Energía Firme por mes. El valor de las desviaciones totales para el año 2017 fue de 2.25 millones de pesos, correspondientes a una desviación de 53.2 GWh, mientras que en el 2016 fue de 1,023,083 millones de pesos, lo que correspondía a una desviación de energía de 3,367.3 GWh. Lo anterior se debe a que en el 2017 sólo se presentó un día en que el precio de bolsa superó el precio de escasez.





Periodo	OEF_Positiva_Agregada (Mill \$)	OEF_Negativa_Agregada (Mill \$)	OEF (Mill \$)
ene-16	168,935	-168,935	168,935
feb-16	279,836	-279,836	279,836
mar-16	578,322	-578,322	578,322
abr-16	95,826	-95,826	95,826
may-16	17	-17	17
jun-16	45	-45	45
ago-16	26	-26	26
sep-16	78	-78	78
feb-17	2	-2	2





Agrupación	OEF_Positiva_Agregada (GWh)	OEF_Negativa_Agregada (GWh)	OEF (GWh)
ene/2016	649.09	-649.09	649.09
feb/2016	748.05	-748.05	748.05
mar/2016	955.22	-955.22	955.22
abr/2016	374.52	-374.52	374.52
may/2016	93.18	-93.18	93.18
jun/2016	122.86	-122.86	122.86
ago/2016	173.19	-173.19	173.19
sep/2016	251.20	-251.20	251.20
feb/2017	53.22	-53.22	53.22

Restricciones

¿Cómo inició el 2017?

La red eléctrica colombiana inicia el 2017 con varias subáreas en estado de emergencia: GCM, Atlántico, Bolívar, Córdoba – Sucre, Santander, Norte de Santander y Huila – Caquetá. Esto quiere decir, que en dichas subáreas se presentaba desatención de demanda ante contingencias sencillas. Con los proyectos de expansión que ingresaron durante el 2017 y con las acciones que fueron gestionadas durante el mismo año, se eliminó la condición de emergencia de las subáreas Santander y Norte de Santander. Actualmente, las otras subáreas mencionadas continúan en estado de alerta. A continuación se muestran algunos detalles importantes en cada una de las áreas operativas del Sistema Interconectado Nacional (SIN):

En el área Antioquia, era necesario mantener un balance de generación entre el norte y el oriente del área para controlar las restricciones del corredor Ancón Sur – Envigado – Guayabal 110 kV, además era necesario programar generación de seguridad para soporte de tensión; lo anterior se evidenció hasta septiembre, mes en el que entró en operación el proyecto Bello – Guayabal – Ancón 220 kV eliminando dicha condición. Adicionalmente, se evidenciaban bajas tensiones en el Magdalena medio en las barras de Puerto Nare 110 kV, Puerto Inmarco 110 kV, Moriche 110 kV, Rio Claro 110 kV, Cocorná 110 kV, Texas 110 kV, Puerto Boyacá



110 kV, Vasconia 110 kV y Palagua 110 kV, ante la contingencia Playas – Puerto Nare 110 kV, para lo cual se gestionó y se ejecutó el traslado temporal de la compensación capacitiva de San Lorenzo 110 kV a Cocorná 110 kV eliminando dicha restricción.

En el área Caribe, aun operando en condiciones de red completa, se presentaron riesgos en la atención de la demanda debido al agotamiento del sistema de transmisión regional. La situación fue más crítica ante indisponibilidades programadas o de emergencia de los elementos de generación o transmisión del área y variaciones de la demanda. Los riesgos han sido mitigados a través de esquemas suplementarios, diseñados como una medida correctiva que realiza desconexiones parciales de carga.

En la subárea Atlántico, se evidenciaron riesgos de desatención de carga, ya que no existían escenarios seguros de generación en los que fueran controladas todas las contingencias. Actualmente, los riesgos se han incrementado por el crecimiento de demanda y la entrada no oportuna en operación de los proyectos de expansión.

Algunas de las restricciones operativas de la subárea Bolívar estaban asociadas a la contingencia del transformador de Bosque 220/66 kV, la cual no podía ser controlada mediante generación de seguridad, y por lo tanto era necesaria la actuación de esquemas suplementarios, no obstante, con la puesta en operación del segundo transformador de Bosque 220/66 kV se mitigó dicha condición. Por otro lado, existen restricciones en la red de 66 kV que ponen en riesgo la atención de la demanda con los criterios de calidad establecidos en la regulación.

Las restricciones operativas de la subárea Córdoba – Sucre han estado asociadas al agotamiento de la transformación y líneas de transmisión de la red, las cuales deben ser mitigadas con los esquemas suplementarios implementados en la zona. A inicios del 2017, se evidenciaba que las desconexiones de carga de dichos esquemas ya no eran suficientes, por lo cual, estos fueron ajustados en el transcurso del año incrementando las desconexiones automáticas de carga.

El transformador de Urrá 230/110 kV se encontraba limitado al 80% de su capacidad. Esta condición tuvo un alto impacto para la confiabilidad de la red, pues era necesaria la apertura del circuito Río Sinú – Montería en Montería 110 kV, dejando las cargas de Montería, Río Sinú y Tierra Alta atendidas de manera radial. En diciembre se normalizó la capacidad del transformador y por lo tanto, se eliminó la condición mencionada de riesgo.



Las subáreas Norte de Santander y Santander se encontraban operando en estado de emergencia y era necesaria la actuación de esquemas suplementarios para controlar los riesgos en la atención de la demanda. No obstante, con los proyectos de expansión que ingresaron durante el 2017 y con las acciones que fueron gestionadas durante el mismo año, se eliminó dicha condición.

El transformador de Sochagota 230/115 kV, el cual entró en operación en febrero, eliminó la necesidad de programar generación de seguridad al interior de la subárea Boyacá – Casanare, por el agotamiento que se presentaba en la transmisión y transformación.

En el área Oriental se ha tenido la necesidad de programar generación de seguridad para soporte de tensión y para el control de transferencias por la red de 500 kV y 115 kV. Esta necesidad se mitigó con la puesta en operación del proyecto Nueva Esperanza 500-115 kV en julio de 2017. Aún se sigue evidenciando la congestión en el corredor Chivor – Guavio 230 kV ante desbalances de generación entre Chivor y Guavio, la cual es mitigada con el proyecto Norte 230 kV.

Al igual que en el área Oriental, en el área Suroccidental se ha tenido la necesidad de programar unidades para soporte de tensión y para el control de transferencias por la red de 500 kV, no obstante, con la demanda y el sistema de transmisión que se tuvo durante el 2017, no se evidenciaron problemas operativos para la programación de esta seguridad.

En la subárea Valle, se operó desacoplada la subestación Chipichape 115 kV para así mitigar la congestión de las líneas que salen de Yumbo 115 kV en escenarios de alta generación térmica. Actualmente, se mantiene dicha condición operativa.

Durante el 2017, el agotamiento del circuito Jamondino – Catambuco 115 kV representó la restricción más relevante en la subárea Cauca-Nariño, y la cual se hace más crítica en condiciones de importación desde Ecuador. La restricción sigue vigente actualmente.

En la subárea Huila-Tolima-Caquetá (HTC) se presentaron restricciones por agotamiento en la red de 115 kV para evacuar la totalidad de la generación, no obstante, se gestionó y se ejecutó el incremento de capacidad de algunos circuitos mitigando dicha condición.

Finalmente, en la subárea Caquetá no se han tenido recursos de generación para controlar la contingencia en la transformación de Altamira 230/115 kV, por lo que



la misma ocasionaría desconexión de demanda. Actualmente, la restricción sigue vigente.

En resumen, los proyectos de expansión que fueron puestos en operación en el 2017 y las acciones operativas que fueron ejecutadas durante el mismo año, permitieron eliminar o mitigar algunas de las restricciones con las que se empezó la operación del sistema eléctrico colombiano en el 2017. Es necesaria la entrada oportuna en operación de los proyectos de expansión y así, flexibilizar la operación del sistema.

Proyectos de transmisión que entraron en operación en 2017

Buscando aprovechar al máximo la capacidad de transmisión de energía entre los centros de generación y de consumo, el Centro Nacional de Despacho de XM ha entregado las señales y recomendaciones para garantizar que la operación integrada de los recursos de generación y transmisión cubra la demanda de potencia y energía del Sistema Interconectado Nacional – SIN – con una adecuada confiabilidad, calidad y seguridad. Además, se ha gestionado con las diferentes empresas que hacen parte de los Sistemas de Transmisión Nacional y Regional, la eliminación o reducción de las limitaciones en la red que afectan la operación confiable, segura y económica del sistema. Puntualmente, se han gestionado diferentes medidas logrando mitigar/liberar las siguientes limitaciones y riesgos:

- En Antioquia se trasladó la compensación capacitiva de San Lorenzo 110 kV a Cocorná 110 kV para eliminar el riesgo de desatención de demanda por bajas tensiones ante contingencias sencillas. Este capacitor se instaló provisionalmente hasta la entrada en operación del proyecto La Sierra 220/110 kV.

- En Bogotá se aumentó la flexibilidad operativa de la subárea mediante el aumento de capacidad emergencia de los circuitos NUEVA ESPERANZA – PARAÍSO 1 y 2 230 kV de 960 A a 1120 A, mitigando la restricción asociada a estos enlaces, la cual puede generar atrapamientos de generación en PAGUA. Además, se sigue operando abierta la bahía de línea en Guateque a Sesquilé 115 kV para evitar la programación de demanda no atendida por sobrecarga del transformador de Guavio 230/115 kV en estado normal de operación y ante contingencia.

- En Boyacá-Casanare se implementó un nuevo esquema suplementario en Cimitarra 115 kV reduciendo el impacto de la restricción asociada a bajas tensiones en esta zona ante contingencias sencillas, máxime teniendo en cuenta que la



materialización de las mismas podría generar desconexión descontrolada de demanda.

- En Santander y Norte de Santander se redujo el impacto de las restricciones de la subárea mediante el ajuste de esquemas suplementarios teniendo en cuenta los crecimientos de demanda y las nuevas condiciones operativas de la subárea.

- En Córdoba-Sucre se redujo el impacto de las restricciones de la subárea mediante el ajuste de esquemas suplementarios existentes, evitando la desatención de forma preventiva de carga para cubrir las contingencias sencillas de las líneas entre Chinú y Toluviejo 110 kV, máxime teniendo en cuenta que la materialización de las mismas podría generar desconexión descontrolada de demanda. Además, se recomienda la apertura de los interruptores 7010 y 7030 de la subestación Toluviejo 110 kV o limitar la importación del área Caribe para evitar la programación de demanda no atendida por sobrecargas en estado normal de operación del circuito Chinú – Boston 110 kV.

- En Atlántico, debido al alcance de los niveles de corto circuito a los valores de diseño en la subestación Termoflores 110 kV se opera esta subestación desacoplada (interruptor 7110 abierto), evitando posibles daños en los equipos de esta subestación.

- Debido a la reducción de capacidad del transformador Urrá 230/110 kV, se operó la línea Montería – Río Sinú 110 kV abierta en Río Sinú 110 kV para evitar programar demanda no atendida por sobrecargas en estado normal de operación del transformador.

- En el Valle se sigue operando la subestación Chipichape 115 kV con barras desacopladas, lo cual mitiga en gran proporción la restricción asociada al corredor Yumbo – La Campiña - Chipichape 115 kV, evitando atrapamientos de generación térmica.

- En GCM se instaló un transformador provisional en Copey 220/110 kV compartiendo bahías con el transformador actual, para evitar la programación de demanda no atendida por sobrecargas en estado normal de operación del transformador. Además, con la detección de los bajos factores de potencia de la subárea, ha sido necesaria la programación de unidades en Termoguajira, evitando riesgos de desatención de demanda por bajas tensiones en la zona ante contingencia de la línea Ocaña – Copey 500 kV.



- En Caribe se ha programado generación de seguridad al interior del área para cubrir el límite de importación y un mínimo número de unidades equivalentes para soporte de tensión. Además, en caso de que no se puedan programar las unidades equivalentes mínimas requeridas debido a mantenimientos o indisponibilidades, se ha recomendado disminuir el intercambio de potencia entre el interior y el área Caribe (alrededor de 100 MW por unidad requerida), para de esta manera eliminar el riesgo de colapso de toda el área Caribe ante contingencias sencillas en 500 kV.

- Se realizó análisis y recomendaciones para la distribución de los campos de las subestaciones con configuración doble barra del Sistema de Transmisión Nacional-STN

que vienen operando en una sola barra, con el fin de ofrecer mayor flexibilidad y confiabilidad en la operación del sistema.

- Para el ingreso de proyectos de expansión se realizaron recomendaciones operativas para disminuir el impacto de las desconexiones necesarias:

- Caracolí 220 kV: análisis y gestión para la desconexión de Flores 220 kV, lo cual implicó generación de seguridad y coordinación de mantenimientos para evitar riesgos de colapsos de la subárea Atlántico.

- Río Córdoba 220 kV: análisis y gestión para la desconexión de Santa Marta – Fundación 1 y 2 simultáneamente, lo cual implicó generación de seguridad y coordinación de mantenimientos para evitar riesgos de colapsos de la subárea GCM.

- Nueva Montería 110 kV: análisis y gestión para la desconexión de circuitos del STR entre Chinú y Urrá 110 kV, lo cual implicó coordinación de mantenimientos y recomendaciones operativas para mitigar riesgos en la subárea Córdoba-Sucre.

- Cambio en los ajustes del Esquema de Separación de Áreas – ESA – entre Colombia y Ecuador para un correcto funcionamiento ante los eventos de desconexión de grandes bloques de generación registrados en la red ecuatoriana (desde noviembre de 2016), evitando desconexión de demanda en el sistema colombiano.

Adicional a lo anterior, durante el año 2017 entraron en operación proyectos de expansión que eliminaron o redujeron restricciones en el SIN. A continuación, se detalla el impacto de los mismos:



- Cuestecitas 6 100 MVA 220/110/13.2 kV y Cuestecitas 7 40 MVA 220/110/13.2 kV (enero). Se eliminó la restricción asociada a la congestión de los transformadores de Cuestecitas 220/110 kV al ampliar la capacidad de transformación de 160 MVA a 300 MVA
- San Mateo 2 150 MVA 230/115 kV (febrero). Se eliminaron las restricciones asociadas a las contingencias de los transformadores de San Mateo 230/115 kV y Belén 230/115 kV. Se redujo el riesgo de desatención de demanda por actuación de esquemas suplementarios
- Guavio – Nueva Esperanza 230 kV (febrero). Permitió disminuir 2 unidades equivalentes para soporte de tensión en el área Oriental, además se eliminó la restricción asociada a la doble contingencia Guavio – Reforma 1 + 2 230 kV
- Sochagota 1 180 MVA 230/115 kV (febrero). Se eliminó la restricción asociada a la congestión de los transformadores de Paipa 230/115 kV al tenerse un nuevo punto de inyección a la red de 115 kV de la subárea Boyacá. Lo anterior permitió disminuir la programación de generación de seguridad para el control de la congestión mencionada
- Subestación Tuluní 230 kV y proyectos asociados (marzo). Eliminó restricciones de la red de 115 kV de la subárea Huila-Tolima. Lo anterior permitió disminuir la programación de generación de seguridad para el control de congestiones
- Valledupar 11 100 MVA 220/110 kV (marzo). Eliminó la condición radial de la subestación Valledupar 110 kV y por lo tanto, se eliminó el riesgo de desatención de demanda ante contingencia sencilla
- Bacatá – Nueva Esperanza 500 kV y transformador Nueva Esperanza 1 450 MVA 500/230/34.5 kV (mayo). Eliminó las restricciones asociadas a congestiones que se presentaban en los transformadores de Bacatá 500/115 kV y en las líneas Salitre – La Paz 115 kV, Bacatá – Salitre 115 kV y Bacatá – Suba 115 kV. Adicionalmente, se disminuyó una unidad equivalente para el soporte de tensión en el área Oriental y se incrementó la transferencia por el circuito Primavera – Bacatá 500 kV de 830 MW a 900 MW
- Condensador Tibú 2x15 Mvar 115 kV (junio). Mejoró el perfil de tensiones en la subárea Norte de Santander



- Nueva Esperanza 1 450 MVA 500/115/11.4 kV, Nueva Esperanza – Bosa 115 kV, Nueva Esperanza – La Paz 115 kV, Nueva Esperanza – Laguneta 115 kV, Tunal – Veraguas 115 kV y Nueva Esperanza – Muña 115 kV (julio). Eliminó restricciones a nivel de 115 kV en la subárea Bogotá. Eliminó la necesidad de programar unidades en PAGUA para soporte de tensión
- Línea Cerromatoso – Caucasia 2 115 kV (julio). Eliminó la conexión radial de la subestación Caucasia 110 kV y por lo tanto, se eliminó el riesgo de desatención de demanda ante contingencia sencilla
- Línea Aguazul – Yopal 115 kV (julio). Incrementó la confiabilidad de la carga de Aguazul 115 kV además de ser un circuito adicional para la evacuación de la generación conectada en la barra de Termoyopal 115 kV. Mejoró la condición de tensión en Aguazul 115 kV
- Copey 5 100 MVA 220/110/34.5 kV (agosto). Se alivió la sobrecarga que se presentaba en condición normal de operación en el transformador Copey 220/110 kV y, por lo tanto, se eliminó la necesidad de desconexión de carga para el control de dicha sobrecarga
- Celsia Solar Yumbo 9.8 MW (septiembre). Primera planta solar fotovoltaica en Colombia conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN)
- Bello – Guayabal 1 220 kV, Ancón Sur – Guayabal 1 220 kV y transformadores Guayabal 180 MVA 220/110/44 kV 1 y 2 (septiembre). Eliminó restricciones en la red de 110 kV del área Antioquia, adicionalmente, ya no es necesaria la programación de unidades equivalentes para soporte de tensión. Por lo anterior, se tiene una mayor flexibilidad en la programación de los recursos de generación
- Bosque 5 150 MVA 220/66 kV (noviembre). Eliminó las restricciones resultantes de la contingencia del transformador de Bosque 4 220/66 kV disminuyendo el riesgo de demanda no atendida por actuación de esquemas suplementarios.
- Reconfiguración del circuito Esmeralda – San Felipe 230 kV en Esmeralda – La Enea 230 kV y San Felipe – La Enea 230 kV (noviembre). Mitiga la restricción de los transformadores de Esmeralda 230/115 kV e incrementa la conectividad de la subestación La Enea 230 kV.
- Caracolí – Nueva Barranquilla 1 220 kV y Caracolí – Tebsa 1 220 kV (diciembre). Inicio del plan de expansión en Atlántico.



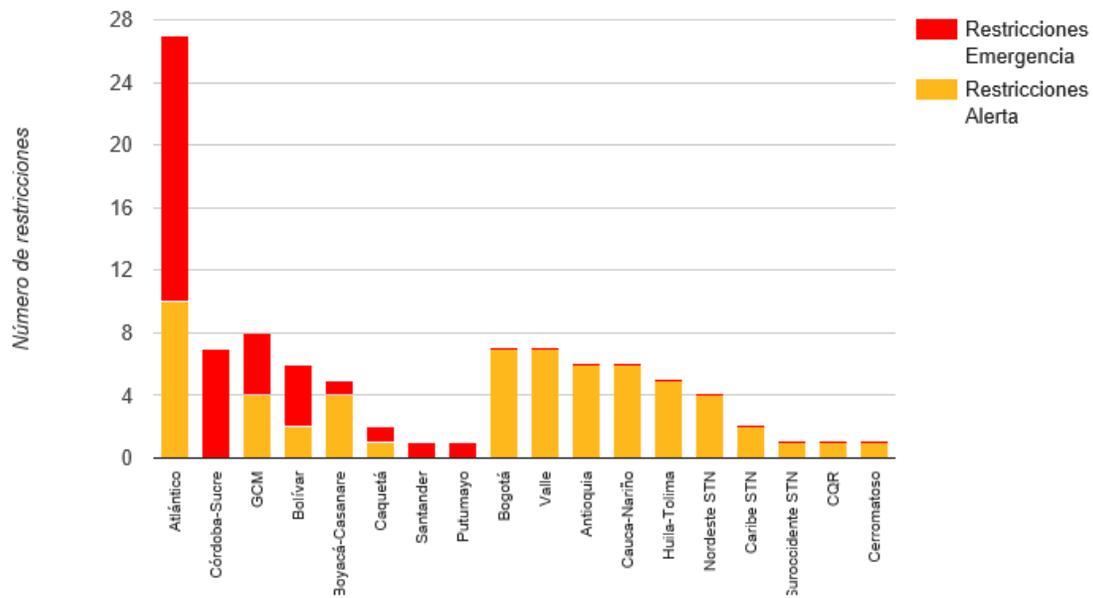
- Bucaramanga 4 150 MVA 230/115 kV (diciembre). Aumentó la capacidad de transformación de la subárea Santander y mejoró el perfil de tensiones de la zona. Se minimizó el riesgo de desatención de carga por actuación de esquemas suplementarios.
- Puerto López – Suria 2 115 kV (diciembre). Eliminó la atención radial de Puerto López 115 kV y por lo tanto, se eliminó el riesgo de desatención de demanda ante contingencia sencilla.
- Chivor – Tunjita 115 kV (diciembre). Incrementó la confiabilidad de la demanda atendida por el transformador de Guavio 230/115 kV, el cual atendía de manera radial las cargas de Guavio, Santa María, Tunjita y Guateque.
- Sierra 90 MVA 220/110/44 kV (diciembre). Elimina las bajas tensiones que se presentan ante la contingencia de Playas – Puerto Nare 110 kV ya que se tiene un nuevo punto de conexión a la red de 110 kV que era alimentada por los transformadores de Guatapé 220/110 kV y Playas 220/110 kV.

Cómo finalizó el 2017

A pesar de todas las acciones operativas realizadas durante el año 2017 y la entrada en operación de proyectos de expansión que eliminaron o redujeron restricciones en el Sistema Interconectado Nacional, se sigue evidenciando una condición crítica en algunas subáreas operativas como Atlántico, Córdoba-Sucre, GCM, Bolívar y Caquetá, las cuales se evidencian en el estado de operación de las diferentes áreas del SIN al finalizar el año 2017, según las definiciones establecidas en el código de operación Res CREG 025 de 1995.



Gráfica 1. Estado de operación del SIN al finalizar 2017



Área	Total Restricciones	Restricciones Alerta	Restricciones Emergencia	% Alerta	% Emergencia	Calificación
Atlántico	27	10	17	37.0%	63.0%	Emergencia
Córdoba-Sucre	7	0	7	0.0%	100.0%	Emergencia
GCM	8	4	4	50.0%	50.0%	Emergencia
Bolívar	6	2	4	33.3%	66.7%	Emergencia
Boyacá-Casanare	5	4	1	80.0%	20.0%	Emergencia
Caquetá	2	1	1	50.0%	50.0%	Emergencia
Santander	1	0	1	0.0%	100.0%	Emergencia
Putumayo	1	0	1	0.0%	100.0%	Emergencia



Bogotá	7	7	0	100.0%	0.0%	Alerta
Valle	7	7	0	100.0%	0.0%	Alerta
Antioquia	6	6	0	100.0%	0.0%	Alerta
Cauca-Nariño	6	6	0	100.0%	0.0%	Alerta
Huila-Tolima	5	5	0	100.0%	0.0%	Alerta
Nordeste STN	4	4	0	100.0%	0.0%	Alerta
Caribe STN	2	2	0	100.0%	0.0%	Alerta
Suroccidente STN	1	1	0	100.0%	0.0%	Alerta
CQR	1	1	0	100.0%	0.0%	Alerta
Cerromatoso	1	1	0	100.0%	0.0%	Alerta

De la Gráfica 1 se observan 97 restricciones., de las cuales existen 36 en emergencia y 61 en alerta. Atlántico, Córdoba-Sucre, GCM, Bolívar y Caquetá son las subáreas que presentaron la condición más crítica del SIN debido al agotamiento de la red de transmisión, el crecimiento de la demanda y falta de expansión, lo cual generó que gran parte de la demanda se encontrara en riesgo ante contingencias sencillas. Los retrasos en la entrada en operación de los proyectos de expansión hicieron inviable atender la demanda con los criterios de calidad y confiabilidad establecidos en la normatividad vigente. La situación se hizo más crítica en la operación real del sistema ante indisponibilidades programadas o de emergencia de los elementos de generación o transmisión, lo cual condujo a riesgos de colapsos que fueron mitigados a través de esquemas suplementarios diseñados como una medida correctiva a través de desconexiones parciales de carga. Lo anterior conllevó a una mayor complejidad y pérdida de eficiencia en la coordinación de los despachos de generación, ejecución de pruebas y programación de mantenimientos debido a la falta de capacidad en la red.

Adicional a lo anterior, a continuación, se presentan las situaciones más críticas que pusieron en riesgo la atención de la demanda al finalizar el 2017:



Tabla 1. Restricciones al finalizar 2017

Subárea	Restricción	Impacto	Solución Estructural
Santander	Bajas tensiones en San Silvestre 115 kV ante contingencia de Barranca - San Silvestre 115 kV o transformación de Barranca 2 230/115 kV.	Posible desatención de demanda mediante esquemas suplementarios para disminuir impacto de contingencias sencillas.	* Conexión de Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV (FEO: marzo de 2019).
		Este esquema pone en riesgo alrededor del 1.5% de la demanda de la subárea Santander.	* Tercer y cuarto transformador en la subestación Barranca 230/115 kV de 90 MVA c/u (FEO: diciembre de 2019).
Boyacá-Casanare	Bajas tensiones en Cimitarra 115 kV ante contingencia de Paipa - Barbosa 115 kV.	Posible desatención de demanda mediante esquema suplementario para disminuir impacto de contingencias sencillas.	Proyectos que mitigan la restricción, pero no la eliminan:
		Este esquema pone en riesgo alrededor del 2.3% de la demanda de la subárea Boyacá-Casanare.	* Subestación Alto Ricaurte 115 kV seccionando la línea Tunja - Chiquinquirá 115 kV - FEO: diciembre de 2019.
			* Subestación Muiscas 115 kV seccionando las líneas Paipa - Tunja 115 kV y Tunja - Alto Ricaurte 115 kV. Nuevos circuitos Muiscas - Alto Ricaurte - Chiquinquirá 115 kV - FEO: diciembre de 2019.
			* Subestación Jenesano 115 kV y nuevos circuitos Muiscas - Jenesano 115 kV y Jenesano - Guateque 115 kV - FEO: diciembre de 2019.



			No existe un proyecto definido como solución estructural.
Caquetá y Putumayo	Sobrecarga no admisible de Betania - Doncello 115 kV y bajas tensiones en Altamira, Florencia y Doncello 115 kV ante contingencia del transformador de	Posible colapso de las subáreas Caquetá y Putumayo ante contingencia en transformación de Altamira 230/115 kV.	Segundo transformador Altamira 230/115 kV. Convocatoria adjudicada a EEB. FEO: marzo de 2019.
	Altamira 230/115 kV.	Está en riesgo el 100% de la demanda de las subáreas Caquetá y Putumayo.	
		Sería necesario realizar desconexiones preventivas de carga para evitar un colapso total de toda la demanda alimentada por Altamira y Betania - Hobo 115 kV.	
		La subárea Putumayo se encuentra alimentada por el transformador de Altamira 230/115 kV debido al desastre natural que llevó a reconfiguración para poder atender la demanda de Putumayo.	
Atlántico	Sobrecargas no admisibles en Tebsa - Unión 110 kV y La Unión - El Río 34.5 kV ante contingencias sencillas en transformación de El Río 110/34.5 kV.	Posible desatención de demanda mediante esquemas suplementarios para disminuir impacto de contingencias sencillas.	* Proyecto Flores - Caracolí - Sabana 220 kV (En ejecución, FEO: enero de 2018).
		Estos esquemas ponen en riesgo alrededor del 19% de la demanda de la subárea Atlántico.	* Proyecto Caracolí STR (En ejecución, FEO: junio de 2018).



	Sobrecarga no admisible en transformación de Sabana 220/110 kV ante contingencias sencillas en esta transformación.	Posible desatención de demanda descontrolada por sobrecarga ante contingencias sencillas.	* Convocatorias UPME 01 y 02 STR (Desiertas).
		Podría ser necesario realizar desconexiones preventivas de carga para evitar una desatención de demanda no controlada.	* El Río 220/110 kV y obras asociadas (pendiente convocatoria)
		Se tiene en riesgo alrededor del 15% de la demanda de la subárea Atlántico.	Estos proyectos permiten el cierre de la subestación Malambo 110 kV
	Sobrecargas no admisibles en El Río - Unión 34.5 kV, El Río Magdalena 34.5 kV y El Río 110/34.5 kV ante contingencia de Tebsa - Unión 110 kV.	Posible desatención de demanda mediante esquemas suplementarios para disminuir impacto de contingencias sencillas.	
		Estos esquemas ponen en riesgo alrededor del 13% de la demanda de la subárea Atlántico.	
	Sobrecargas no admisibles en Oasis - Silencio 110 kV, Silencio - Riomar 2 34.5 kV y Silencio 1 110/34.5 kV + Silencio 2 110/34.5 kV ante contingencia de Termoflores - Las Flores 110 kV.	Posible desatención de demanda mediante esquemas suplementarios para disminuir impacto de contingencias sencillas.	
		Estos esquemas ponen en riesgo hasta el 21% de la demanda de la subárea Atlántico.	



	Sobrecargas no admisibles en El Río - La Unión 34.5 kV, El Río - Magdalena 34.5 kV, El Río 110/34.5 kV ante contingencias sencillas en transformación de La Unión 110/34.5 kV y el circuito Tebsa - Unión 110 kV.	Posible desatención de demanda mediante esquemas suplementarios para disminuir impacto de contingencias sencillas.	
		Estos esquemas ponen en riesgo alrededor del 8% de la demanda de la subárea Atlántico.	
Bolívar	Sobrecargas no admisibles en Bosque - Chambacú 1 y 2 66 kV ante contingencias sencillas en estos enlaces.	Posible desatención de demanda mediante esquemas suplementarios para disminuir impacto de contingencias sencillas.	Proyecto La Marina 66kV y obras asociadas (pendiente de convocatoria).
		Estos esquemas ponen en riesgo alrededor del 2% de la demanda de la subárea Bolívar.	Este proyecto se agota para el año 2020 (pendiente definición de obra complementaria).
		Con el crecimiento de la demanda, estos esquemas ya no son efectivos, por lo que es necesario ajustarlos aumentando el deslastre de carga.	
	Sobrecargas no admisibles en Cartagena - Bocagrande 66 kV ante contingencias sencillas en Bosque - Bocagrande 66 kV.	Posible desatención de demanda mediante esquemas suplementarios para disminuir impacto de contingencias sencillas.	
	Sobrecargas no admisibles en Bosque - Bocagrande 66 kV ante contingencia en Cartagena - Bocagrande 66 kV.	Estos esquemas ponen en riesgo alrededor del 1% de la demanda de la subárea Bolívar.	



	Sobrecargas no admisibles en Ternera - Zaragocilla 66 kV ante contingencia en Cartagena - Zaragocilla 66 kV.		
Córdoba - Sucre	Sobrecargas no admisibles en Chinú - Boston 110 kV ante contingencias sencillas en Chinú - Coveñas, Coveñas - Tolviejo, Ternera - Tolviejo 110 kV, Ternera 220/110 kV	Posible desatención de demanda mediante esquemas suplementarios para disminuir impacto de contingencias sencillas.	* Chinú - Montería - Urabá 220 kV STN (FEO: septiembre de 2018).
		Estos esquemas ponen en riesgo alrededor del 12% de la demanda de la subárea Córdoba - Sucre.	* Corredor Chinú - Tolviejo - Bolívar 220 kV con nuevo punto de conexión en Tolviejo 220/110 kV y segundo circuito Nueva Montería - Río Sinú 110 kV. Sin convocatoria.
	Sobrecargas no admisibles en transformación de Chinú 500/110 kV ante contingencias sencillas en esta transformación.	Posible desatención de demanda mediante esquemas suplementarios para disminuir impacto de contingencias sencillas.	
		Estos esquemas ponen en riesgo alrededor del 18% de la demanda de la subárea Córdoba - Sucre. En ocasiones es necesario programar generación de seguridad en Urrá para que el esquema sea efectivo.	
	Sobrecargas no admisibles en Chinú - Nueva Montería 110 kV ante contingencias sencillas en Tierralta - Río Sinú 110 kV, Urrá - Tierralta 110 kV y Urrá 230/110 kV.	Posible desatención de demanda mediante esquemas suplementarios para disminuir impacto de contingencias sencillas.	



		Estos esquemas ponen en riesgo alrededor del 10% de la demanda de la subárea Córdoba - Sucre.	
	Sobrecargas no admisibles en Chinú - Coveñas 110 kV ante contingencias sencillas en Chinú - Boston 110 kV.	Posible desatención de demanda mediante esquemas suplementarios para disminuir impacto de contingencias sencillas.	
		Estos esquemas ponen en riesgo alrededor del 5% de la demanda de la subárea Córdoba - Sucre.	
GCM	Congestión en los transformadores de Valledupar 220/34.5 kV.	Posible desatención de demanda por contingencias sencillas en transformación de Valledupar 220/34.5 kV. Para cubrir esta restricción sería necesario programar DNA preventiva.	* Tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV, FEO: marzo de 2019.
		Se comienzan a observar sobrecargas en estado normal de operación, lo que implicaría DNA para evitarlo.	* San Juan 220/110 kV y obras asociadas. Sin convocatoria. FEO: agosto de 2020
		Se tiene en riesgo alrededor del 13% de la demanda de la subárea GCM.	
	Sobrecargas no admisibles en Fundación - Río Córdoba 110 kV ante contingencia en Santa Marta - Gaira 110 kV.	Posible desatención de demanda mediante esquemas suplementarios para disminuir impacto de contingencias sencillas.	Subestación Río Córdoba 220/110 kV. Entró en operación el 10 de enero de 2018.
		Estos esquemas ponen en riesgo alrededor del 7% de la demanda de la subárea GCM.	

¿Qué se espera para el 2018?

Para el 2018 se esperan proyectos de expansión que tendrán un impacto positivo en la operación de la red eléctrica colombiana. A continuación, se listan los proyectos de transmisión y generación con los que se eliminarán/mitigarán restricciones en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).



Tabla 1. Proyectos de expansión esperados para 2018

Mes	Proyecto esperado
Febrero	Gecelca 32 (273 MW)
Marzo	Transformador Armenia 230/115 kV
	Subestación Jardinera 115 kV y obras asociadas
Abril	Línea Ayacucho - Nueva Aguachica 115 kV
	Subestación Buturama (Aguachica) 115 kV y obras asociadas
Mayo	Segundo circuito Cartagena - Bolívar 220 kV
	Termonorte (88 MW)
Junio	Subestación Caracolí 110 kV y obras asociadas
	Segundo transformador La Enea 230/115 kV
	Subestación Gran Sabana 115 kV
	Subestación Cereté 110 kV
	Repotenciación de la línea Ocaña - Convención 115 kV
	Subestación Suamox 115 kV
	Subestación La Plata 115 kV y Línea Altamira - La Plata 115 kV
Julio	Doble transformador en Palenque 230/115 kV
	Circuito San Lorenzo - Sonsón 115 kV
	Circuito Amalfi - Cruzada 110 kV
	Subestación Compartir 115 kV
	Subestación San Martín 115 kV y obras asociadas
Agosto	S/E Antioquia 500 kV y Medellín 500/230 kV
	Doble circuito Tesalia - Alférez 230 kV
	Subestación Calizas 110 kV
Septiembre	Subestación Montería 230 kV
	Nuevas subestaciones Bolívar 110 kV, Manzanillo 110 kV



Octubre	Subestación La Loma 500 kV
	Línea Panamericana (IpiALES) - Jardinera 115 kV
Noviembre	Línea Esmeralda - La Hermosa 230 kV
	Nueva subestación Norte 110 kV, transformador Nueva Barranquilla 220/110/13.8 kV, línea Norte-Nueva Barranquilla 110 kV
	Ituango (1200 MW)
	El Paso (67 MW)
Diciembre	Subestación San Antonio 230 kV con doble transformación 230/115 kV
	Segundo transformador La Hermosa 230/115 kV
	Transformador Suria 230/115 kV
	Circuito Muña - Nueva Esperanza 115 kV
	Subestación Terminal 115 kV
	Segundo circuito Puerto López - Puerto Gaitán 115 kV
	Subestación El Huche 115 kV y obras asociadas
	SE Principal 115 kV y obras asociadas
	Reconfiguración de la T Bucaramanga
	Subestación Conucos 115 kV y obras asociadas
	Subestación Río Frío 115 kV y obras asociadas
	Subestación Buena Vista 115 kV y obras asociadas
	Compensación capacitiva Yopal de 40 Mvar
	Subestación Yopalosa 115 kV
	Subestación San Luis de Palenque 115 kV
	Subestación Santa Rosalía 115 kV y obras asociadas
	Línea Ocaña - San Alberto 115 kV
	Subestación Diesel II 115 kV y obras asociadas
	Subestación Sur 115 kV y línea Meléndez - Sur 115 kV
	Subestación Ladera 115 kV y obras asociadas



Termoyopal (40 MW)

Windpeshi (200 MW)

Latam Solar La Loma (150 MW)

Entre los proyectos de mayor impacto, se tienen:

- S/E Antioquia 500 kV y Medellín 500/230 kV: Se redefine la frontera del área Caribe, se aumenta el límite de importación a 1700 MW y se disminuye en 2 el requerimiento de unidades mínimas requeridas por tensión

- Subestación Montería 230 kV: Mejora el perfil de tensiones de la subárea, elimina restricciones asociadas al corredor entre Chinú y Urrá 110 kV y la N-1 del transformador de Cerro 500/230 kV. Mitiga la restricción asociada a los transformadores de Chinú 500/110 kV.

- Windpeshi (200 MW) y El Paso (70 MW): En escenarios de alta generación en GCM, se pueden presentar atrapamientos, los cuales se evidencian con las siguientes restricciones:

- Guajira - Santa Marta 2 220 kV / Termocol - Santa Marta 220 kV

- Termocol - Santa Marta 220 kV / Guajira - Santa Marta 220 kV

- Cuestecita - Valledupar 220 kV / Termocol - Santa Marta 220 kV

- Transformador Suria 230/115 kV: aumentan la confiabilidad de la subárea Meta y eliminan la congestión que se presenta en los transformadores de Villavicencio 230/115 kV. Se evidencia una nueva congestión que debe ser controlada: Suria - Reforma 230 kV

- Subestación Buturama (Aguachica) 115 kV y obras asociadas: Mejora la interconectividad de las subestaciones Aguachica 115 kV y Ayacucho 115 kV, eliminando las conexiones radiales asociadas a las líneas Ocaña - Aguachica 115 kV y Convención – Ayacucho 115 kV. Con la entrada de este proyecto es necesaria la repotenciación de los circuitos Ocaña – Aguachica 115 kV y Convención – Ayacucho 115 kV para evitar sobrecargas ante contingencias sencillas de estos circuitos



- Subestación San Antonio 230 kV con doble transformación 230/115 kV y subestación Suamox 115 kV: Se eliminan los cortes en los transformadores en Paipa 230/115 kV y Sochagota 230/115 kV. Elimina el requerimiento de generación al interior de la subárea para control de tensiones

- Termoyopal (40 MW): Este proyecto aumenta la capacidad de generación al interior de la subárea Boyacá. Aparece la restricción: Termoyopal - Yopal 1 / Termoyopal - Yopal 2 115 kV y se hace más crítica la restricción: Yopal - San Antonio 1 / Yopal - San Antonio 2 115 kV El peso de esta unidad es el mismo que tiene Termoyopal.

- Transformador Armenia 230/115 kV: Elimina la restricción Hermosa 1 230/115 kV / Esmeralda 1+2 230/115 kV. 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

- Doble circuito Tesalia – Alférez 230 kV: Mitiga las restricciones en Jamondino - Pasto 115 kV y Jamondino - Catambuco 115 kV y aumenta la flexibilidad operativa de la subárea, esta condición mitiga las restricciones de importación desde Ecuador.

No obstante, con los proyectos esperados para el 2018, aún se siguen evidenciando restricciones en la red eléctrica. A continuación, se citan las de mayor impacto:

- Sobrecarga en Valledupar 1 y 3 220/34.5/13.8 kV y Valledupar 9 110/34.5/13.8 kV (Solución: tercer Valledupar 220/34.5 kV - 2019)

- Congestión en el corredor Bosque – Chambacú 66 kV (Solución: Proyecto La Marina, sin convocatoria ni fecha definida)

- Congestión en el circuito Boston - Sierraflor 110 kV (Solución: repotenciación del circuito, del cual no se conoce fecha, y proyecto Tolúviejo 220/110 kV, sin convocatoria y definido para el 2020)

- Congestión en Chinú - Coveñas 110 kV y en Chinú - Boston 110 kV (Solución: Chinú – Boston 2 110 kV, del cual aún no se conoce fecha de entrada en operación, y proyecto Tolúviejo 220/110 kV, sin convocatoria y definido para el 2020)



- Baja tensión en San Silvestre 115 kV (Solución: Proyecto Palenque 230/115 kV, con fecha de entrada en operación en 2019)
- Baja tensión en Cimitarra 115 kV (Solución: Proyecto Barbosa-Suaita-Oiba-San Gil 115 kV – 2020)
- Congestión en Jamondino – Pasto 115 kV / Jamondino – Catambuco 115 kV y Jamondino – Catambuco 115 kV / Jamondino – Pasto 115 kV (Solución: No existe proyecto definido). Esta restricción implica limitaciones de Betania y/o Quimbo o limitaciones en la importación desde Ecuador.
- Congestión en Betania – Hobo 115 kV (Solución: Segundo transformador de Altamira 230/115 kV, con fecha de entrada en operación en 2019)

Restricciones activas en 2017

En cumplimiento de la Resolución CREG 062 de 2000, en particular del artículo 9º, el CND realiza con resolución trimestral un seguimiento a la evolución de las restricciones, buscando evidenciar los agotamientos reiterados de la capacidad de transmisión y la evolución en el tiempo de la misma. El propósito es analizar de forma estadística los principales cortes activos desde la operación real en los cuales se evidencian agotamientos reiterados de la capacidad de transmisión.

El análisis parte de los archivos de recomendaciones eléctricas que produce de forma diaria el análisis eléctrico del Despacho. En estos archivos se reportan, con resolución horaria, los conjuntos de activos por los cuales se transfiere la máxima cantidad de potencia, los cuales se denominan cortes activos.

Luego de procesar y agrupar estos archivos se obtiene para cada uno de los cortes la cantidad de tiempo que estuvieron activos, los cuales a su vez se ordenan de forma descendente buscando enfocar el análisis en los cortes que evidencian una mayor participación durante el trimestre.

A continuación, se presenta la participación de los quince primeros cortes activos durante el 2017 .



Número	Corte	Horas	Porcentaje
1	Cortes asociados al corredor desde Urrá 110 kV a Chinú 110 kV	8717	0.995091324
2	Cortes asociados a enlaces que salen de Termoflores 110 kV	8635	0.985730594
3	Cortes asociados a enlaces que salen de Tebsa 110 kV	8604	0.982191781
4	Cortes asociados a la red de 66 kV de Cartagena	8381	0.95673516
5	Cortes asociados a la red de 110 kV entre Santa Marta y Fundación	8045	0.918378995
6	Cortes asociados a la red de 110 kV que interconecta Córdoba - Sucre con Bolívar	8016	0.915068493
7	Cortes asociados a la transformación de Valledupar 220/34.5/13.8 kV	7864	0.897716895
8	Cortes asociados a la transformación Sabanalarga 220/110 kV	7713	0.880479452
9	Cortes asociados a la transformación de Córdoba - Sucre 500/110 kV	6880	0.785388128
10	Cortes asociados al circuito Betania - Hobo 1 115	6331	0.722716895
11	Cortes asociados a la transformación de Cuestecitas 220/110 kV	3391	0.387100457
12	Cortes asociados con los intercambios a Caribe a 500 kV	2822	0.322146119
13	Copey - Valledupar 2 220 / Valledupar 9 110/34/13	2554	0.291552511
14	Cortes asociados a STR Atlántico	2125	0.242579909
15	Cortes asociados a la transformación de Magdalena 220/110 kV	688	0.078538813



Tabla 1. Quince primeros cortes activos durante 2017

Número	Corte	Horas	Porcentaje
1	Cortes asociados al corredor desde Urrá 110 kV a Chinú 110 kV	8717	99.5
2	Cortes asociados a enlaces que salen de Termoflores 110 kV	8635	98.6
3	Cortes asociados a enlaces que salen de Tebsa 110 kV	8604	98.2
4	Cortes asociados a la red de 66 kV de Cartagena	8381	95.7
5	Cortes asociados a la red de 110 kV entre Santa Marta y Fundación	8045	91.8
6	Cortes asociados a la red de 110 kV que interconecta Córdoba - Sucre con Bolívar	8016	91.5
7	Cortes asociados a la transformación de Valledupar 220/34.5/13.8 kV	7864	89.8
8	Cortes asociados a la transformación Sabanalarga 220/110 kV	7713	88.0
9	Cortes asociados a la transformación de Córdoba - Sucre 500/110 kV	6880	78.5
10	Cortes asociados al circuito Betania - Hobo 1 115	6331	72.3
11	Cortes asociados a la transformación de Cuestecitas 220/110 kV	3391	38.7
12	Cortes asociados con los intercambios a Caribe a 500 kV	2822	32.2
13	Copey - Valledupar 2 220 / Valledupar 9 110/34/13	2554	29.2
14	Cortes asociados a STR Atlántico	2125	24.3
15	Cortes asociados a la transformación de Magdalena 220/110 kV	688	7.9

• Los primeros seis cortes con mayor participación del 2017 estuvieron activos más del 90% de tiempo. Lo anterior muestra que, en la mayoría de escenarios de demanda y topología del sistema durante el 2017, estos cortes estuvieron activos, indicando agotamiento de la red de transporte.

• Los cortes asociados a la red de 66 kV de Cartagena estuvieron activos durante casi todo el 2017, sin embargo, los últimos dos meses del año bajaron debido a la entrada en operación del segundo transformador Bosque 220/66 kV el 06/11/2017, permitiendo una operación menos estresada ante algunas contingencias de la red.



• Los cortes asociados a la transformación de Cuestecitas 220/110 kV se eliminaron desde la entrada de los transformadores Cuestecitas 6 100 MVA 220/110 kV y Cuestecitas 7 40 MVA 220/110 kV en enero de 2017.

• La mayoría de cortes activos con mayor participación en el 2017 son los mismos que en el 2016, lo que muestra que las restricciones más críticas del sistema aún no eliminan debido a la falta de entrada de expansión que refuerce la red más débil del país.

• Es importante resaltar que para cada una de las restricciones más activas durante el 2017 se tiene definido un proyecto de expansión para reducirlas o eliminarlas, por lo que es vital la entrada oportuna de estos proyectos de expansión. A continuación, se presenta un resumen del estado de proyectos de expansión definidos para el levantamiento de las limitaciones asociadas con los primeros quince cortes que estuvieron activos durante el 2017.

Tabla 2. Resumen del estado de proyectos de expansión para levantar limitaciones asociadas a los cortes			
Corte	Proyecto	Fecha Prevista	Estado
Cortes asociados al corredor desde Urrá 110 kV a Chinú 110 kV	Proyecto corredor Chinú - Montería - Urabá 220 kV	18-sep	En ejecución
Cortes asociados a enlaces que salen de Termoflores 110 kV	Caracolí STR	18-jun	En ejecución
	UPME STR 01 - 2016 (Termoflores - Centro 110 kV)	20-abr	Declarada desierta
	UPME STR 02 - 2016 (Subestación Estadio 110 kV)	20-abr	Declarada desierta



	Subestación El Río 220 kV	20-nov	Definido por la UPME y pendiente de convocatoria
	Subestación El Río 220 kV	20-nov	Definido por la UPME y pendiente de convocatoria
Cortes asociados a los enlaces que salen de Tebsa 110 kV	Caracolí STR	18-jun	En ejecución
	UPME STR 01 - 2016 (Termoflores - Centro 110 kV)	20-abr	Declarada desierta
	UPME STR 02 - 2016 (Subestación Estadio 110 kV)	20-abr	Declarada desierta
	Subestación El Río 220 kV	20-nov	Definido por la UPME y pendiente de convocatoria
Cortes asociados a la red a 66 kV de Cartagena	Tercer transformador Bosque 220/66 kV	20-nov	En ejecución
	Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas.	20-nov	Pendiente convocatoria (En estructuración de pliegos)
	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 la red de 110 kV entre Santa Marta y Fundación	Proyecto Río Córdoba 220/110 kV.	17-dic	En operación 10/01/2018
Cortes asociados a la red de 110 kV que interconecta Córdoba - Sucre con Bolívar	Proyecto Tolviejo 220/110 kV y Nuevo corredor Chinú - Tolviejo - Bolívar 220 kV.	20-nov	Pendiente convocatoria
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.	20-ago	Definido por la UPME y pendiente de convocatoria
	Repotenciación enlace Valledupar - Guatapurí 110 kV.		
Cortes asociados a la transformación Sabanalarga 220/110 kV	Caracolí STR. Permite la operación del anillo de la subestación de Malambo 110 kV cerrado	18-jun	En ejecución
Cortes asociados a la transformación de Córdoba - Sucre 500/110 kV	Proyecto Tolviejo 220/110 kV y Nuevo corredor Chinú - Tolviejo - Bolívar 220 kV.	20-nov	Pendiente convocatoria
Cortes asociados al circuito Betania - Hobo 1 115 kV	Segundo transformador Altamira 230/115 kV definido en el plan de expansión UPME 2015-2029.	19-mar	En ejecución
Cortes asociados a la transformación de Cuestecitas 220/110 kV	Cuestecitas 6 100 MVA 220/110 kV y Cuestecitas 7 40 MVA 220/110 kV	17-ene	En operación
Cortes asociados con los intercambios a Caribe a 500 kV	Ituango - Cerro 1 y 2 500 kV	18-ago	En ejecución
	Cerro - Chinú - Copey 500 kV	19-dic	En ejecución
Copey - Valledupar 2 220 / Valledupar 9 110/34/13	Tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV	19-mar	En ejecución
	San Juan 220/110 kV y obras asociadas en 110 kV	20-ago	Pendiente convocatoria
Cortes asociados a STR Atlántico	Caracolí STR	18-jun	En ejecución
Cortes asociados a la transformación de Magdalena 220/110 kV	Río Córdoba 220/110 kV	18-ene	En operación

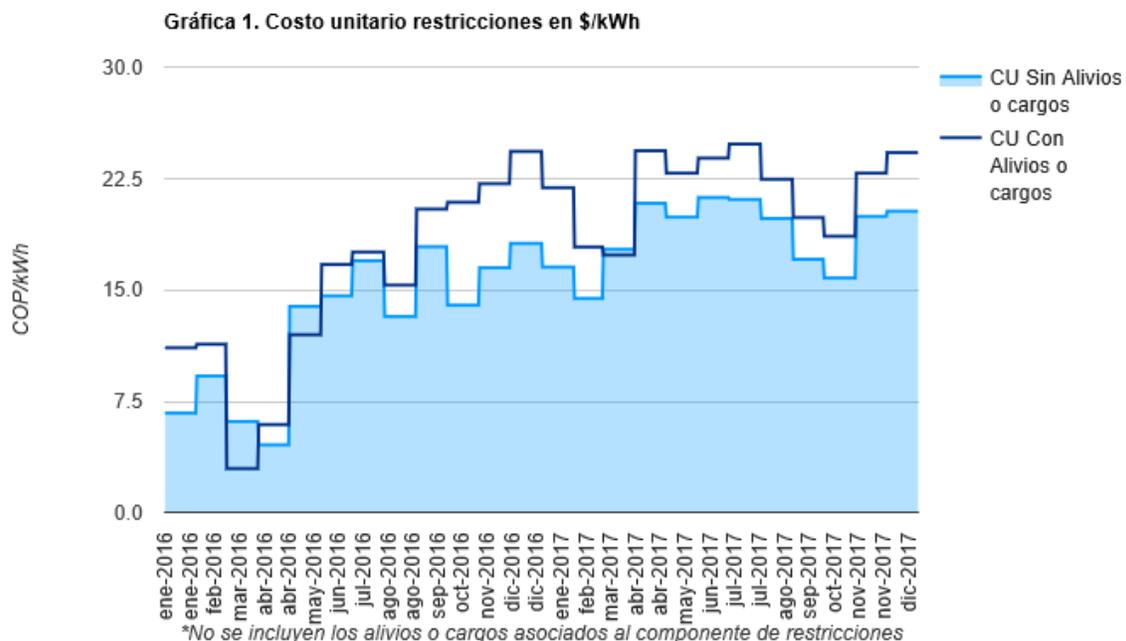


Costo unitario de restricciones

Durante el 2017 el costo total de restricciones, sin incluir alivios, fue de \$1,252.59 miles de millones de pesos, 49.4% más que en 2016 (\$838.41 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 18.73 \$/kWh para 2017 y de 12.64 \$/kWh para 2016.

Para el año 2017, el máximo valor del costo unitario de restricciones se presentó en el mes de junio con un valor de 21.31 \$/kWh, y el valor mínimo en el mes de febrero con un valor de 14.47 \$/kWh.

El incremento del costo unitario de restricciones para el año 2017, se debe principalmente a la liquidación de la Resolución CREG 062 de 2013, que corresponde al ingreso regulado de OPACGNI y el balance del programa de ahorro de la Resolución CREG 029 de 2016.



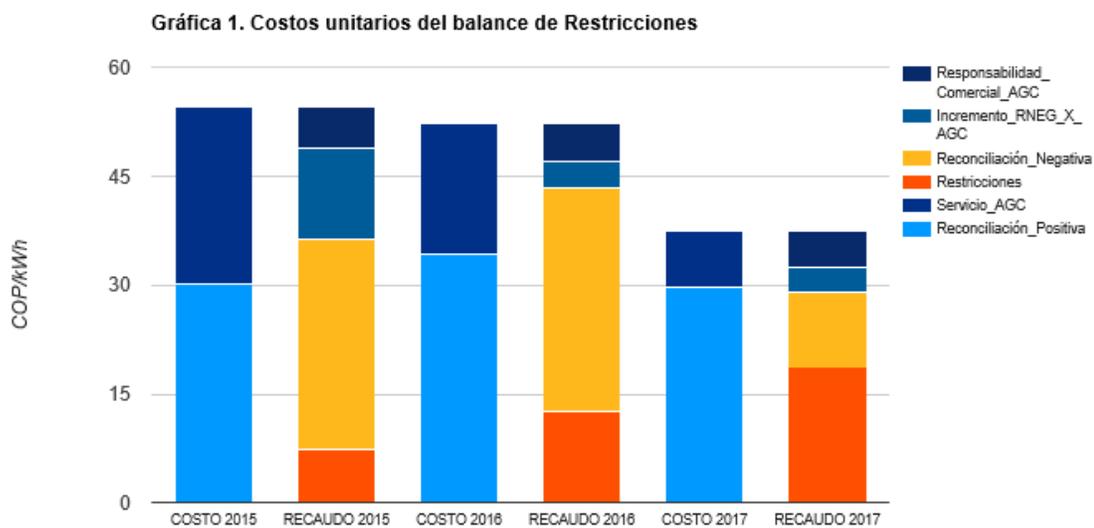


dic-2016	18.12	24.31
ene-2017	16.53	21.87

Conceptos asociados a restricciones

Tabla 1. Conceptos asociados al balance de Restricciones en \$/kWh*			
Concepto de Liquidación	2016	2017	Dif (\$/kWh)
Reconciliación Positiva	34.23	29.59	-4.64
Servicio de AGC	18.07	7.87	-10.20
Total Costos	52.30	37.46	-14.84
Reconciliación Negativa	34.45	13.84	-20.61
Responsabilidad Comercial de AGC	5.21	4.88	-0.32
Restricciones (Sin Alivios)	12.64	18.73	6.09
Total Recaudo	52.30	37.46	-14.84
Restricciones a Cargo de la Demanda (Con Alivios)	15.05	21.76	6.71

Costos unitarios de restricciones





Remuneración del transporte de energía eléctrica

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

Los valores liquidados por concepto de servicios asociados correspondientes a la Liquidación y Administración de Cuentas – 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 2017.

Tabla 1. Valor facturado por servicio LAC (no incluye IVA)			
	Transmisores Nacionales (\$)	Operadores de Red (\$)	Total (\$)
Total	11,521,827,697	2,314,283,041	13,836,110,738

Cargos por uso

Cargos por uso del STN

En la Tabla 1 se presenta el total facturado a los agentes generadores y comercializadores por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional-STN en 2016 y 2017.

Tabla 2. Cargos por uso del STN			
Agentes	Cargos	2016	2017
Comercializador/Generador	Pago Bruto (1)	\$1,809,428,132,948	\$1,881,470,290,089
	Compensación (2)	\$872,188,881	\$863,120,861
	Neto (3)	\$1,808,555,944,067	\$1,880,607,169,228

(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 2017 un valor neto total de \$1,880,607,169,228, valor que incluye las contribuciones (FAER, PRONE y FOES).

ANEXOS

Valores históricos liquidados y facturados por el LAC

En la Tabla 1 se presenta el total de los valores liquidados y facturados por el Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC desde 1995 hasta 2017.

Tabla 1. Valores Históricos liquidados y facturados por el LAC				
Año	Cargos por Uso STN Facturado (\$ Dic 2017)	Cargos por Uso STR Facturado (\$ Dic 2017)	Cargos por Uso STR Liquidado (\$ Dic 2017)	Áreas de Distribución (ADD) Liquidado (\$ Nov 2017)
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
2017	1,880,607,169,228		1,223,939,810,655	3,957,685,078,276
Total	22,608,051,414,612	4,292,552,376,913	9,380,899,299,168	26,332,616,585,305

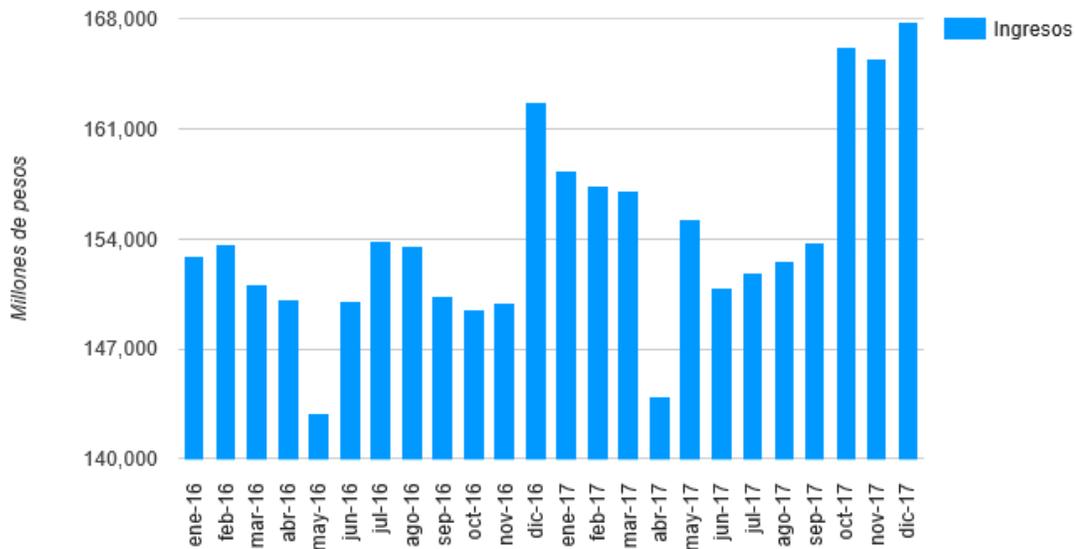
Ingresos netos

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 (2016 y 2017)

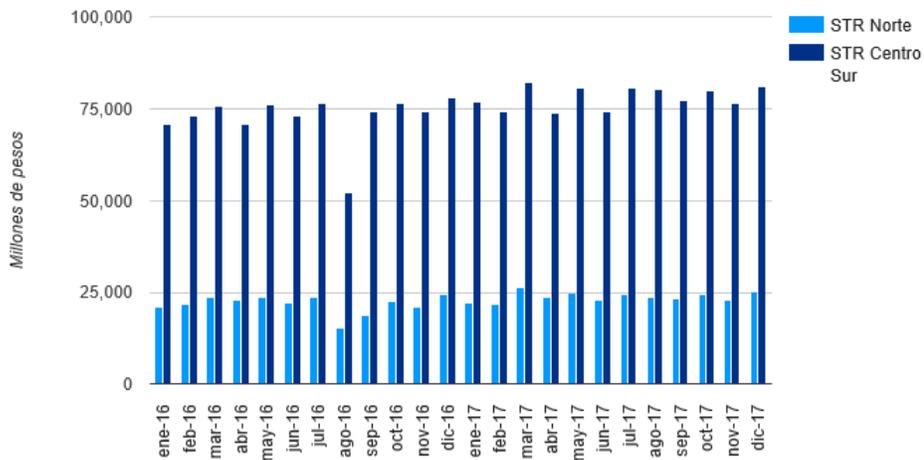


Ingresos netos de Operadores de Red

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 2017 presentaron un valor neto de \$1,223,939,810,655.00 pesos, distribuidos en \$286,236,896,264.00 pesos para el STR Norte y \$937,702,914,391.00 pesos para el STR Centro Sur.



Gráfico 2. Evolución de los ingresos de los Operadores de Red por cargo uso del STR – 2016 y 2017

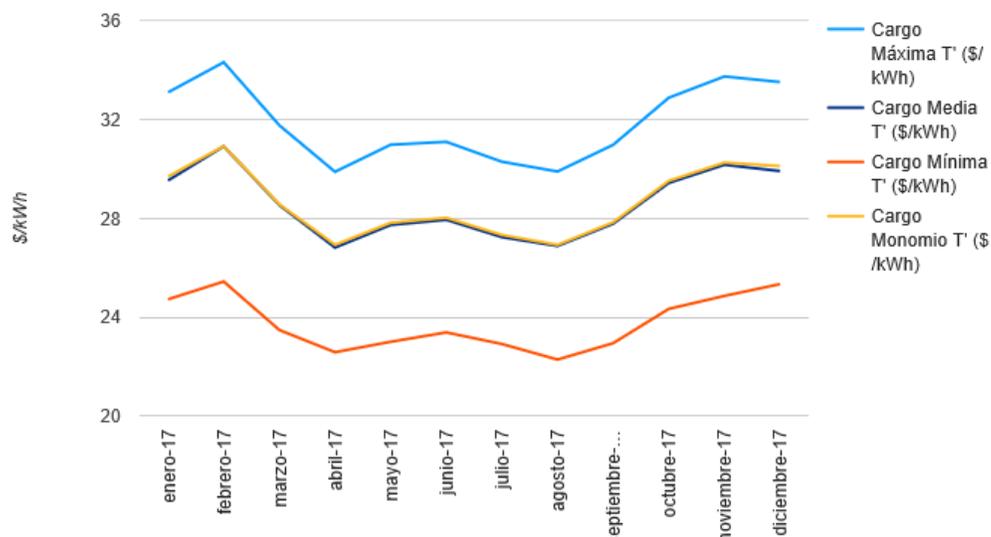


Liquidación de los Cargos por uso

Cargos por uso STN (\$/KWh)

El Gráfico 1 muestra la evolución de los cargos por uso del STN, en \$/kWh para el Sistema de Transmisión Nacional, durante el año 2017.

Gráfico 1. Evolución de los cargos por uso del STN

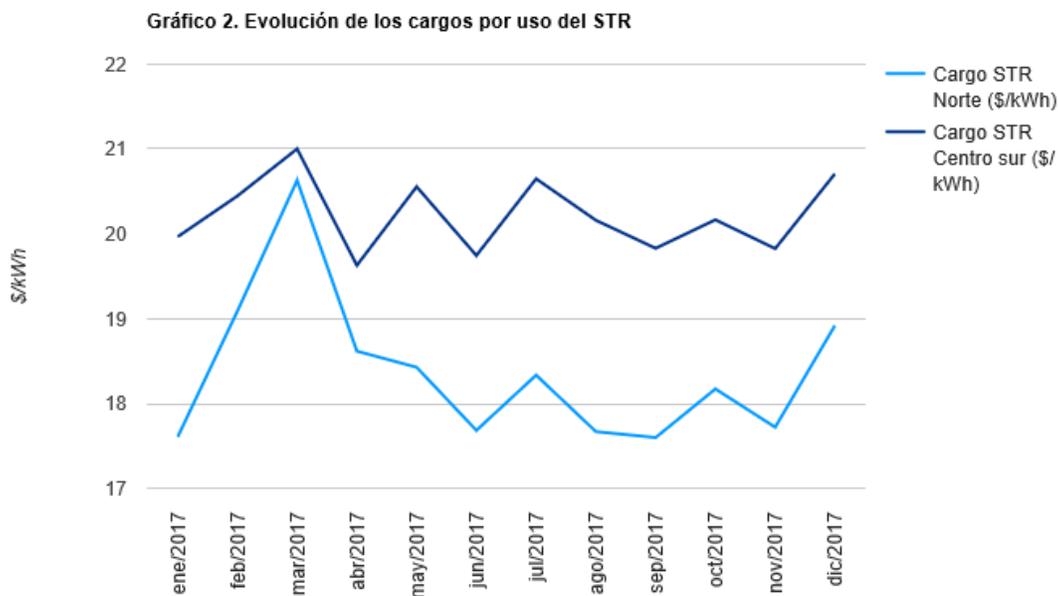




En el mes de abril, se observa que se presenta una disminución en el cargo del STN, lo anterior debido a los descuentos efectuados a los transmisores nacionales por incumplimiento en la fecha de operación de proyectos de expansión, adicionalmente obedece al decremento de la demanda respecto al mes anterior.

Cargos por uso STR(\$/KWh)

El gráfico 2 muestra la evolución de los cargos por uso del STR, en \$/kWh para los dos sistemas de transmisión regional, durante el año 2017.



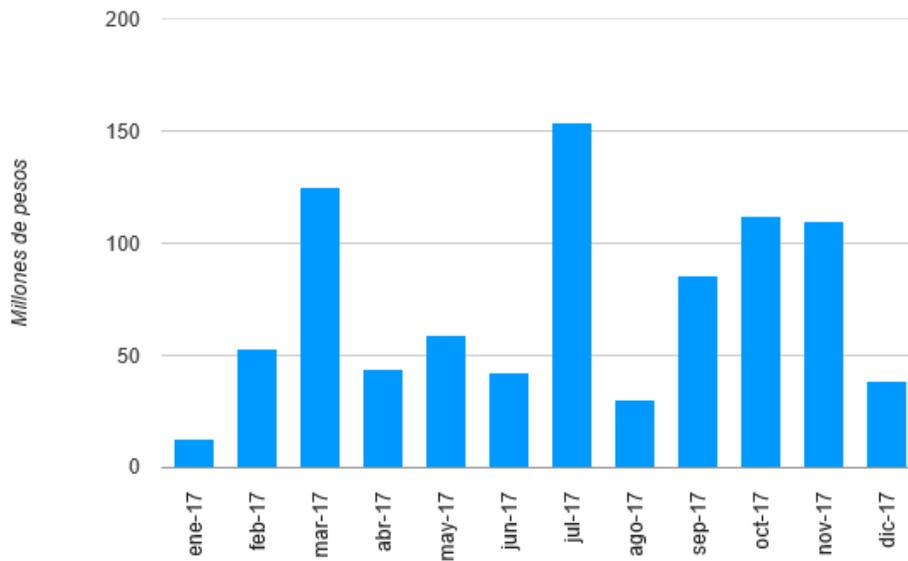
En el primer trimestre del 2017 se observa un aumento paulatino en el cargo del STR Norte, lo anterior debido fundamentalmente a la remuneración de los proyectos realizados por los transmisores regionales en este STR.

Compensaciones en el STN y STR

El Gráfico 1 muestra la evolución de las compensaciones en el STN en millones de pesos, que fueron calculadas durante el año 2017.

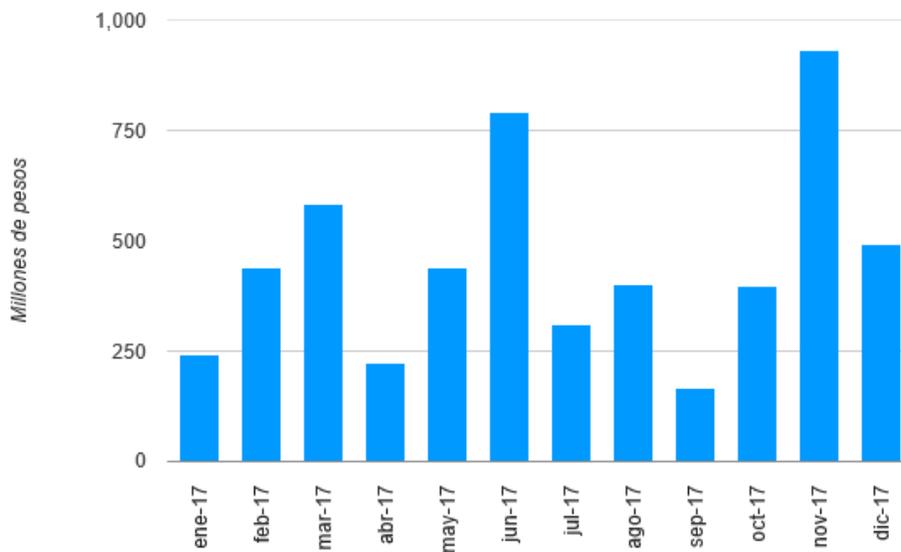


Gráfico 1. Evolución de las compensaciones en el STN



El Gráfico 2 muestra la evolución de las compensaciones en el STR en millones de pesos, que fueron calculadas durante el año 2017.

Gráfico 2. Evolución de las compensaciones en el STR





El aumento en las compensaciones del STR, se debe fundamentalmente a los actos administrativos de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, mediante los cuales se determinó la Energía No Suministrada – ENS, para eventos ocurridos a cargo de 10 Operadores de Red. Esta información se tuvo en cuenta en el cálculo de las compensaciones según lo definido en la Resolución CREG 097 de 2008 y 094 de 2012.

Áreas de distribución ADD

Los gráficos 1, 2, 3 y 4 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.

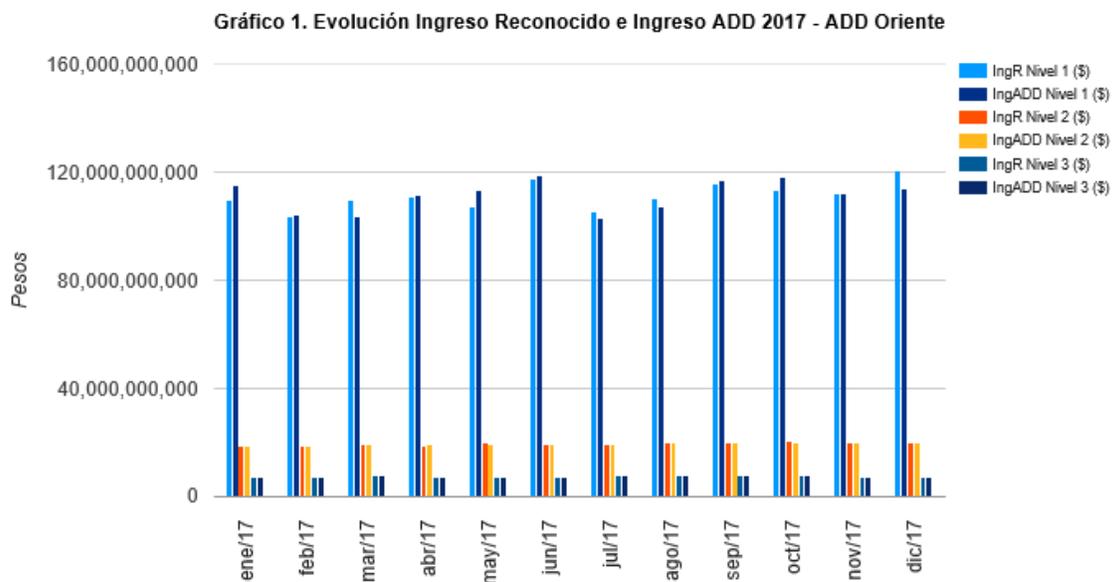




Gráfico 2. Evolución Ingreso Reconocido e ingreso ADD 2017 - ADD Occidente

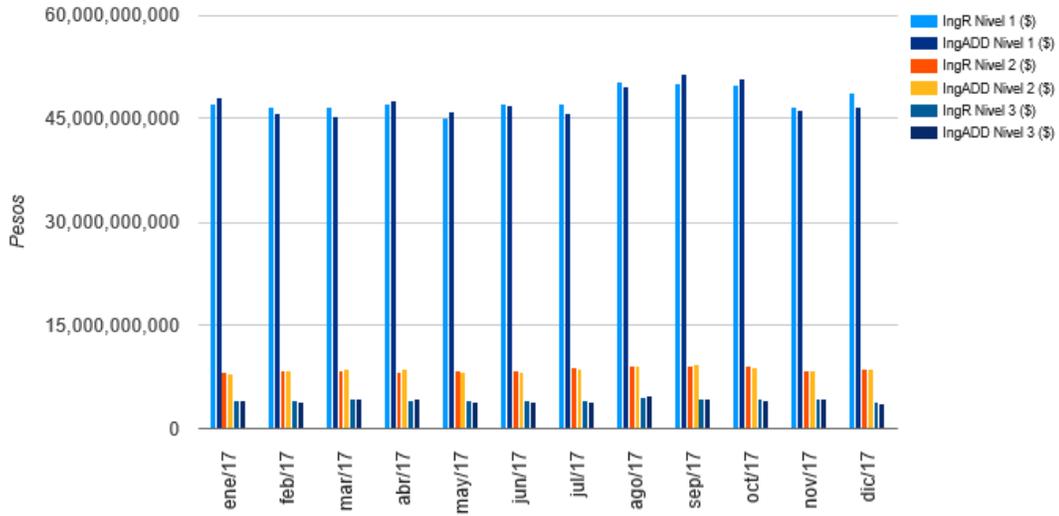


Gráfico 3. Evolución Ingreso Reconocido e ingreso ADD 2017 - ADD Sur

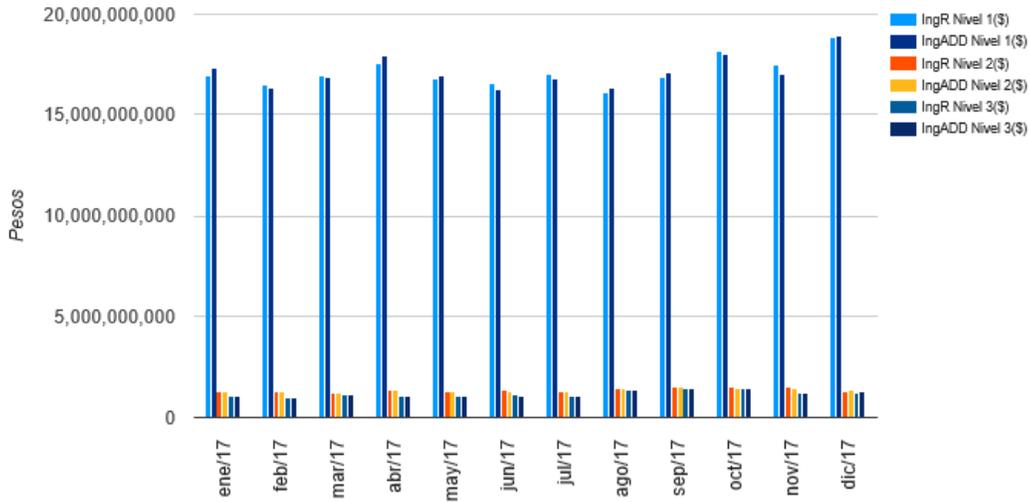
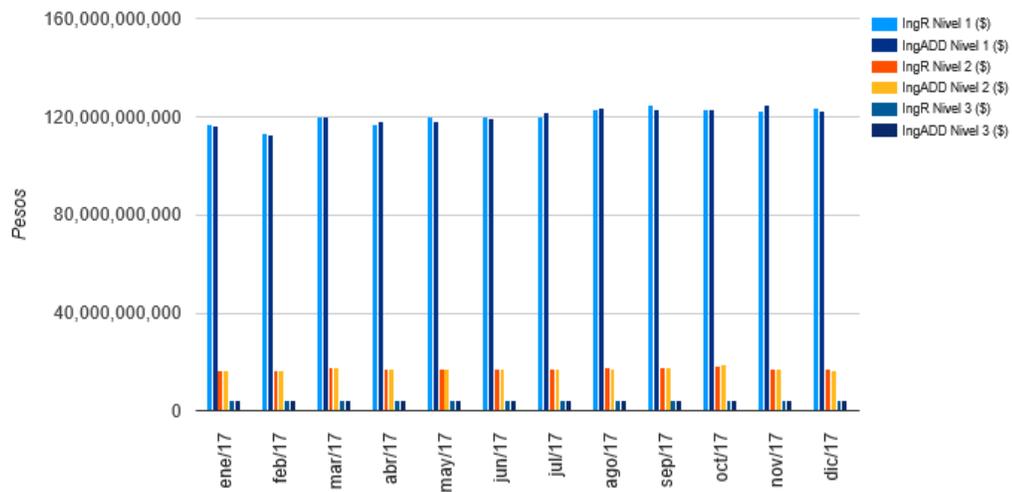




Gráfico 4. Evolución Ingreso Reconocido e ingreso ADD 2017 - ADD Centro



Las Áreas de Distribución – ADD, están conformadas tal como se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1. 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

Capacidad de respaldo de operaciones en el mercado (CROM)

La CROM es una medida de prevención importante del Mercado de Energía Mayorista (MEM) la cual busca garantizar que cada uno de los agentes se encuentre en capacidad de responder por los riesgos derivados de sus



operaciones en el mercado y por consiguiente blindar al MEM ante un riesgo sistémico. Lo anterior se continúa evidenciando año a año y no muestra de ello es que posterior a su implementación no se han presentado eventos de esta naturaleza. Adicionalmente, el resultado de la Capacidad de Respaldo del total de los agentes garantiza la cobertura de la demanda total del sistema.

De otro lado, la implementación de las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF- en las empresas del país tuvo un impacto importante en el cálculo de la CROM durante el año 2017. Dicha implementación generó que la información contable del corte de diciembre 2016 no estuviera disponible oportunamente en la plataforma de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, lo cual ocasionó que los cálculos de la variable Patrimonio Transaccional (PaT) no se pudieran actualizar con la nueva información de las empresas. Sin embargo, en octubre de 2017 la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG - emitió la resolución 147 de 2017 donde habilitaba a los agentes del mercado para actualizar el valor de la variable PaT si éstos habían realizado capitalizaciones a sus empresas después del 31 de diciembre de 2014 lo cual subsanó de alguna manera a ciertas empresas que se encontraba en una situación complicada por no poder actualizar su información financiera.

Adicionalmente a finales del mes de diciembre de 2017 la CREG publicó en consulta la resolución 199 de 2017 en la cual realizan una propuesta que modifica la variable PaT de forma que esta pueda ser calculada con la información bajo NIIF e introdujo otros ajustes al cálculo de la CROM. Se espera que la resolución en firme sea publicada a finales del primer trimestre de 2018 de acuerdo con la agenda regulatoria publicada.

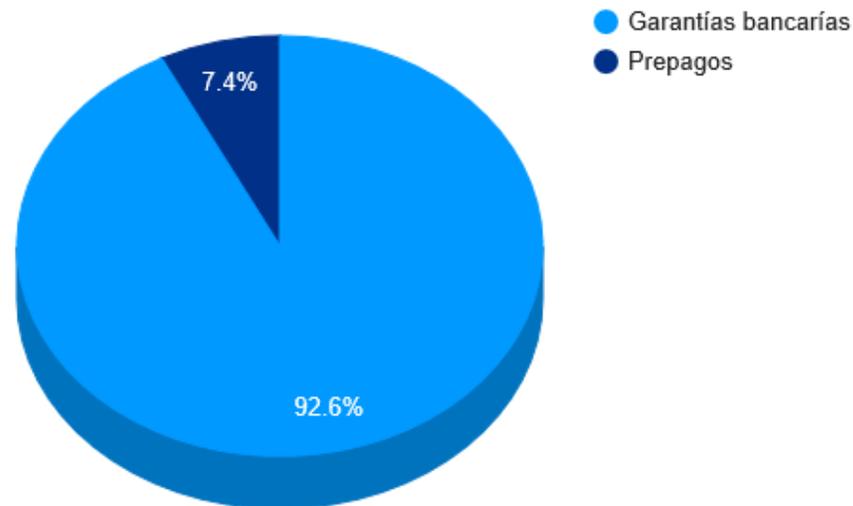
Mecanismos de cubrimiento

Garantías para respaldar las transacciones en el mercado nacional

En virtud de la Resolución CREG 158 de 2011, para el 2017 el 93% de las transacciones del mercado fueron respaldadas con garantías bancarias, otorgadas por 8 bancos nacionales por un valor de \$4.6 billones, mientras que el 7% restante fue respaldado por dinero en efectivo (prepagos) por un monto de \$370 mil millones, los cuales generaron rendimientos a una tasa de DTF – 0.2 en la cuenta custodia de cada agente.



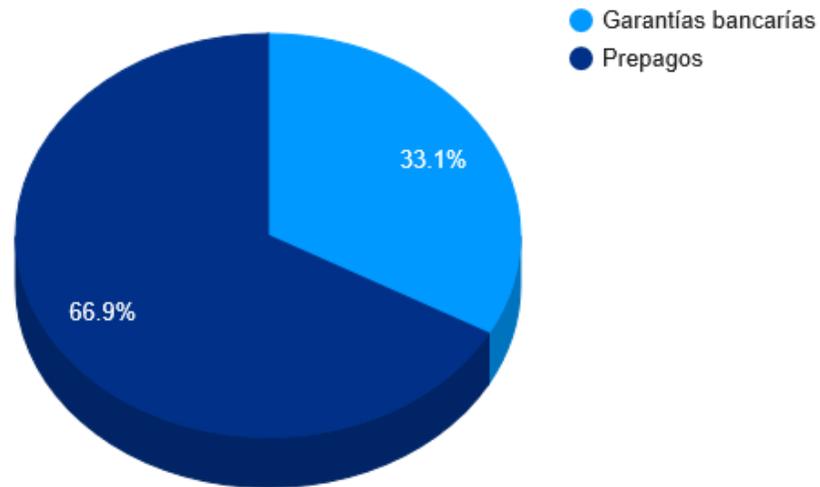
Gráfica 1. Garantías Bancarias vs Prepagos 2017 (Cifras en millones de pesos)



En comparación con el año anterior, se presentó un leve aumento en los valores cubiertos con garantías bancarias, lo anterior se debe especialmente a que algunas empresas nuevas en el mercado han optado por usar las garantías bancarias como su instrumento de cobertura, adicionalmente también se presenta un ligero aumento el número de empresas que usan este instrumento. A corte del 31 de diciembre de 2017, 83 empresas usan prepagos para garantizar las transacciones del mercado, mientras otras 41 empresas usan las garantías bancarias como su instrumento de cobertura.



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

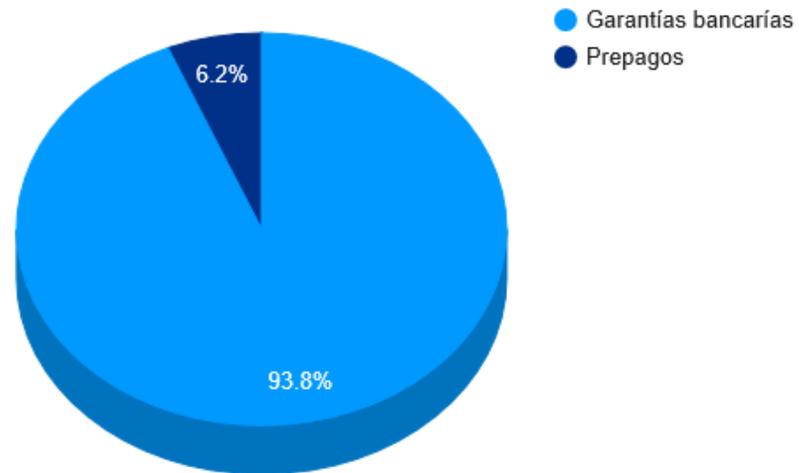


Adicionalmente, en cumplimiento de la Resolución CREG 159 de 2011, modificada por la Resolución CREG 240 de 2015, se solicitan mensualmente garantías a los comercializadores por los cargos por uso del STR valores cercanos a los \$70 mil millones de pesos, mientras que por los cargos por uso del SDL se calculan garantías por \$40 mil millones de pesos aproximadamente.

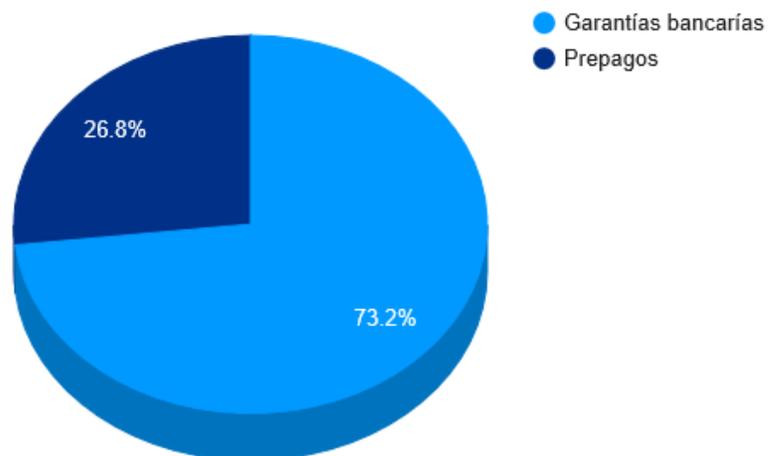
Estos valores se cubren mediante garantías bancarias y mediante los denominados prepagos, las siguientes gráficas presentan la participación porcentual de cada uno de las modalidades utilizadas para las coberturas en el valor total.



Gráfica 3. Valores garantizados para los cargos por uso del STR



Gráfica 4. Valores garantizados para los cargos por uso del SDL





Garantías de conexión

A 31 diciembre de 2017, se presentaron garantías correspondientes a la Resolución CREG 106 de 2006 por un valor de \$2,625 millones, para cubrir la reserva de capacidad de transporte de 35 plantas. Igualmente se presentaron garantías correspondientes a la Resolución CREG 022 de 2001, modificada mediante Resolución CREG 093 de 2007, por un valor de \$1.3 billones, para cubrir el cumplimiento de las obligaciones asociadas a 39 proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional. Adicionalmente, se presentaron garantías correspondientes a la Resolución CREG 024 de 2013, por un valor de \$175.636 millones, para cubrir las obligaciones asociadas a 32 proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Regional. Todas las garantías fueron otorgadas por bancos nacionales.

Tabla 1. Garantías de Conexión (31 Dic 2017) cifras en Millones COP

Resolución	Valor
Res CREG 106	\$2,625
Res CREG 093 Generadores	\$468,310
Res CREG 093 ORs	\$121,529
Res CREG 093 Transmisores	\$726,212
Res CREG 024 TRs-ORs	\$174,521
Res CREG 024 Generadores	\$1,115

Garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad

En cumplimiento de la Resolución CREG 061 de 2007, a diciembre 31 de 2017 se presentó un valor cubierto por USD268.23 millones en garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad, las cuales son respaldadas por 7 bancos nacionales y 2 bancos internacionales. Los tipos de garantías asociadas al cargo por confiabilidad cubren los eventos de ENFICC incremental, entrada en operación, combustible y Proyectos acogidos a la Resolución 041 de 2015

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



Tabla 1. Garantías de Conexión (31 Dic 2017) cifras en Millones COP

Evento que respalda	Valor
ENFICC incremental	USD 80
Entrada en operación y ENFICC incremental	USD 114
Entrada en operación	USD 44
Disponibilidad de combustibles	USD 7
Resolucion 041	USD 23

Durante el periodo 2017 un agente del mercado representante de plantas con ENFICC incremental presentó 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, dicho agente decidió 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 el agente con incumplimiento decidió 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 el agente involucrado realizó el pago directo al ASIC correspondiente al incumplimiento de ENFICC Incremental y procedió a presentar la nueva garantía.

Auditorías de plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad

Durante el 2017 los auditores contratados entregaron los informes finales de los proyectos de generación, El Quimbo y Cucuana y de la Planta de Regasificación. Los cuales fueron exitosos cumpliendo con todos los requisitos establecidos en la normatividad de la CREG.



Administración de cuentas ASIC, LAC y TIE

XM S.A. E.S.P., realizó durante el 2017 la administración de \$3.39 billones por concepto de transacciones en la bolsa de energía, \$1.89 billones correspondientes a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional – STN y \$479.9 mil millones pertenecientes a los fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE.

En la Gráfica 1, 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). Se resalta la suscripción de un acuerdo de pago por parte de la Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P para el vencimiento abril, cuyos pagos se efectuaron en los meses de noviembre y diciembre de 2017 y enero de 2018. Así mismo, el nivel de recaudo del SIC y del LAC se vio afectado por incumplimientos en las obligaciones por ajustes a la empresa Electricaribe S.A. E.S.P (agente antes de la intervención), lo cual llevó a tener indicadores de recaudo promedio del 99.82% entre los meses de enero y abril de 2017.

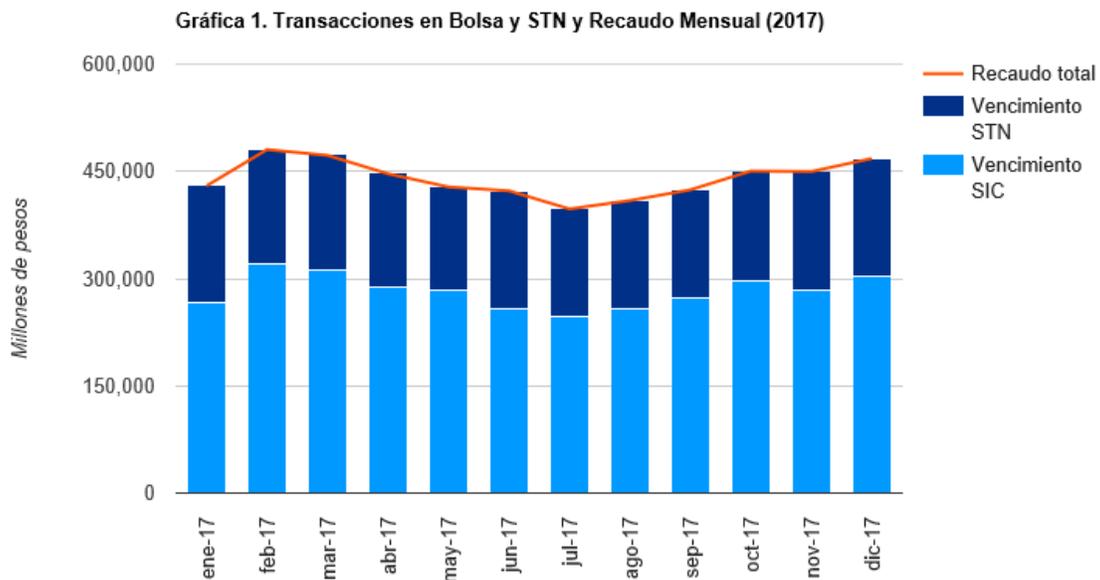




Tabla1. Transacciones en bolsa, SIN y recaudo mensual (Millones COP)

Mes	Vencimiento SIC	Vencimiento STN	Recaudo SIC	Recaudo LAC STN	Recaudo total
ene-17	\$265,786	\$165,213	265,786	\$164,336	\$430,122
feb-17	\$321,076	\$160,610	320,816	\$160,045	\$480,861
mar-17	\$312,852	\$160,824	312,762	\$160,071	\$472,833
abr-17	\$287,235	\$160,599	287,143	\$159,912	\$447,055
may-17	\$284,735	\$143,902	284,735	\$143,902	\$428,637
jun-17	\$258,559	\$164,683	258,560	\$164,683	\$423,243
jul-17	\$247,006	\$150,869	247,006	\$150,869	\$397,875
ago-17	\$258,841	\$150,793	258,841	\$150,793	\$409,634
sep-17	\$271,861	\$152,789	271,861	\$152,789	\$424,650
oct-17	\$297,095	\$153,734	297,095	\$153,734	\$450,829
nov-17	\$283,967	\$166,184	283,999	\$166,239	\$450,238
dic-17	\$302,837	\$165,511	302,873	\$165,566	\$468,439
Total	\$3,391,852	\$1,895,710	\$3,391,478	\$1,892,938	\$5,284,416

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 2017 la suma de USD 0.88 millones por concepto de pagos anticipados por exportaciones, y realizó prepagos por USD 3 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 2017, XM S.A E.S.P., recaudó \$479,9 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 1 se presenta la evolución de los valores de dichos fondos para los años 2012 a 2017. Se observa que respecto al año 2016, todos los Fondos presentaron incrementos que ascienden a 3.12% para FAZNI (\$3.6 mil millones), 15.56% para FAER (\$16.7 mil millones), 24.49% para FOES (24.4 mil millones) y 18.76% para PRONE (\$17.7 mil millones). Así mismo se destaca que el recaudo en el 2017 fue del 100% con respecto a lo facturado.

Tabla 1. Facturación anual de contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE Cifras en millones de pesos							
Contribución	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Variación % 2016-2017
FAZNI	\$71,865	\$67,685	\$69,429	\$76,385	\$115,959	\$119,571	3.12%
FAER	\$82,724	\$77,465	\$79,452	\$87,402	\$107,350	\$124,052	15.56%
FOES	\$2,465	\$284	\$342	\$186	\$99,679	\$124,093	24.49%
PRONE	\$57,343	\$53,037	\$54,146	\$52,861	\$94,507	\$112,237	18.76%
TOTAL	214,397	198,472	203,369	216,834	417,495	479,953	14.96%

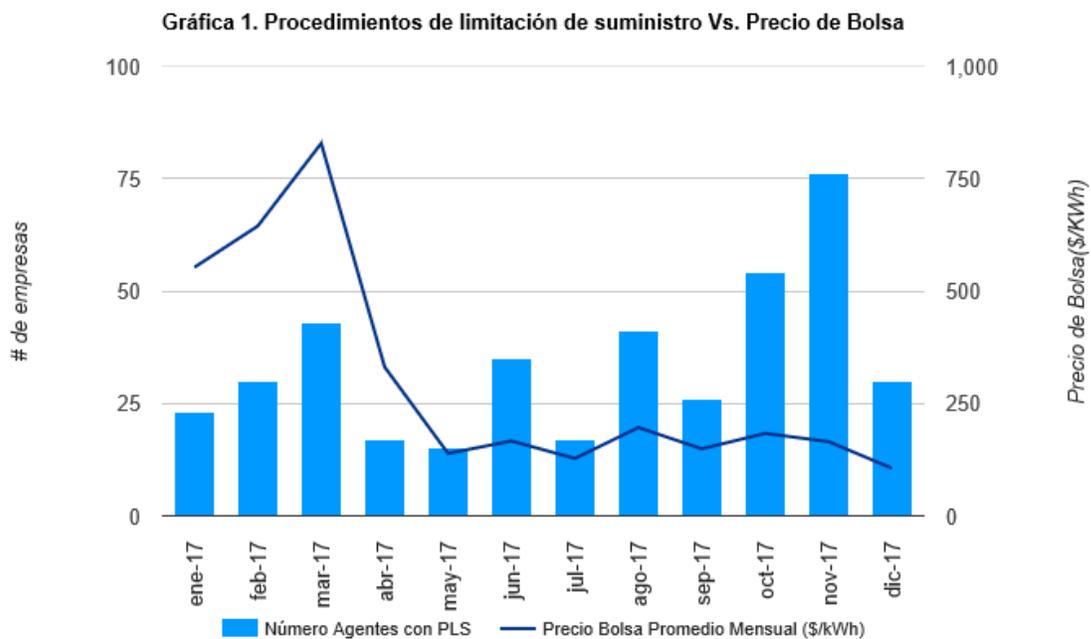


Gestión de cartera

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 2017, el ASIC inició 355 procedimientos de limitación de suministro en cumplimiento de la resolución 116 de 1998, de los cuales 6 procedimientos fueron por mandato [1] y 349 procedimientos de oficio [2]. De los 349 procedimientos de limitación de suministro por oficio, el ASIC inició 273 por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la regulación y 76 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 1. se presenta, la cifra mensual de agentes a los cuales se les inició procedimiento de limitación de suministro en el año 2017, comparados con el Precio de Bolsa mensual.





En el año 2017, fueron retirados tres agentes comercializadores del MEM por concepto de 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. Estos agentes fueron INERCOL, EDN y Generamos Energía.

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

[1] Por Mandato: Cuando se presente mora en la cancelación de obligaciones por concepto de las transacciones realizadas mediante contratos bilaterales entre agentes del Mercado Mayorista, ya sea que se trate de contratos de energía, contratos de conexión, o contratos por el uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local; o por mora en la cancelación de obligaciones por concepto de uso de otros Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local. La iniciación del programa de limitación del suministro podrá ser solicitada por uno o más de los agentes que participan en el mercado mayorista, quienes serán responsables de los daños y perjuicios que se ocasionen, en el caso en que dicha orden no esté sustentada en una de las causales previstas en la presente resolución.

[2] De oficio: Cuando, en desarrollo del contrato de mandato, se presente mora en la cancelación de obligaciones derivadas de transacciones realizadas en la bolsa de energía; mora en la cancelación de las cuentas por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional; mora en la cancelación de las cuentas por reconciliaciones, servicios complementarios, servicios del Centro Nacional de Despacho o de los Centros Regionales de Despacho y, en general, por cualquier concepto que deba ser pagado al Administrador del SIC y al Administrador de cuentas por uso del Sistema de Transmisión Nacional.



Acuerdos de pago

En el 2017 XM contribuyó a la firma de acuerdo de pago de la Empresa de Energía de Putumayo presentado en el mes de abril, donde el agente, motivado por la situación de emergencia declarada por el Gobierno Nacional en el estado de excepción económica, social y ecológica en el Departamento de Putumayo, mediante el Decreto No. 601 del 6 de abril de 2017. Con el apoyo de XM, se logró que el 98% de los agentes acreedores aceptaran el acuerdo y apoyaran la difícil situación del agente.

Informe de deuda

Al cierre de diciembre de 2017 la deuda total del Mercado de Energía Mayorista alcanzó \$144 Mil millones, de los cuales \$114 mil millones corresponden a Transacciones en Bolsa, \$31 mil millones a STN, \$51 millones a STR, y servicios por \$32 millones. La Tabla 1 muestra la deuda vencida total con corte de intereses a 31 de diciembre de 2017.

Tabla 1. Deuda de mercado de energía vencida a 31 de diciembre de 2017 (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
Electricaribe	Intervenida	\$ 27.88	\$ 61,667.00	\$ 20,712.00		\$ 82,406.88
Generamos Energía	Comercializador retira por incumplimiento / Generador en operación	\$ 4.00				\$ 4.00
Trelca	Operación				\$ 42.00	\$ 42.00
Total		\$ 31.88	\$ 114,627.87	\$ 29,692.34	\$ 51.50	\$ 144,403.59

La deuda de empresas activas en el MEM, con corte a 31 de diciembre de 2017, se refiere a las obligaciones de Electricaribe por un valor total de \$82.41 mil millones correspondiente a los vencimientos de noviembre y diciembre de 2016 y enero, febrero, marzo y abril de 2017. 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.

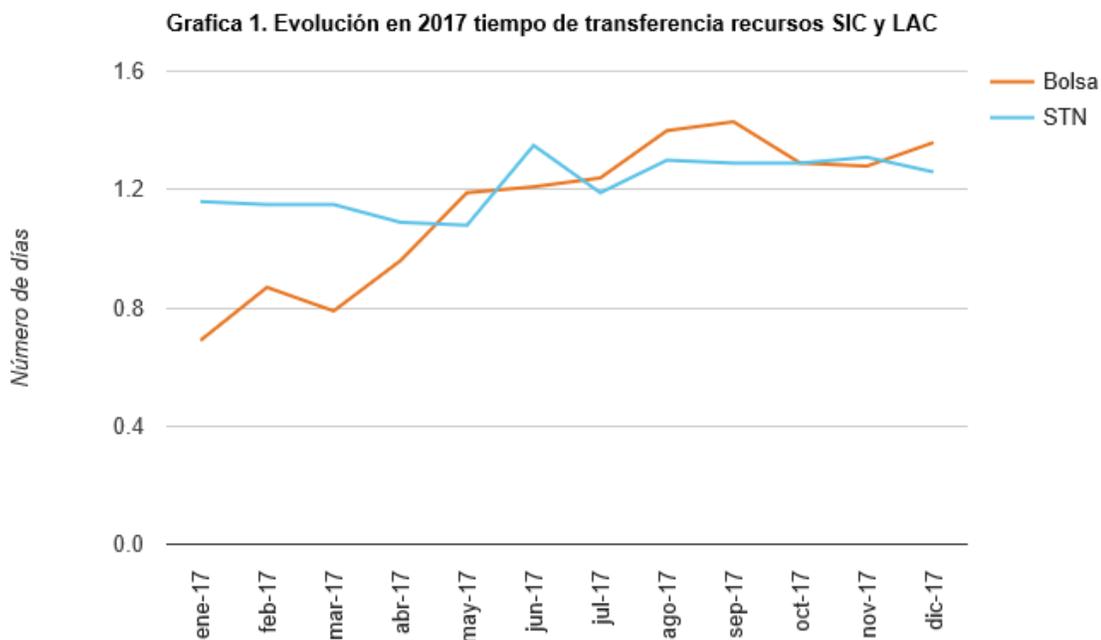
Por otro lado, la deuda vencida de las empresas retiradas del MEM, a diciembre 31 de 2017, por concepto de servicios de XM ascendía a \$31.9 millones. Mientras que la deuda de las empresas en proceso de liquidación fue de \$61.95 mil millones, la cual no ha presentado variaciones con respecto al 2015. 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:

- Resolución 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 2017 con un tiempo de transferencia promedio de 1.14 días hábiles para el negocio SIC y 1.22 días hábiles para el negocio LAC.



- 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%.



Proyectos en la operación y en el Mercado

Avance de proyectos en la planeación

Nueva herramienta de optimización para la planeación energética de sistemas eléctricos: Modelo Orquídea

La incursión de las energías renovables no convencionales en el sistema eléctrico colombiano ha pasado de ser una posibilidad a una realidad. Sumado a ello, la incorporación de nuevos elementos y actores en los sistemas (como: generación distribuida, vehículos eléctricos, almacenamiento de energía y respuesta y gestión de la demanda) están modificando los paradigmas tradicionalmente utilizados para evaluar la flexibilidad y la confiabilidad de los sistemas de energía, además de aumentar considerablemente la incertidumbre en los procesos de planeación de la operación.

Ante tal realidad y en la búsqueda continua por mejorar la planeación y garantizar la confiabilidad en la operación del Sistema, durante el 2017 XM ha continuado con la incorporación de mejoras en las herramientas utilizadas para la planeación energética de mediano y largo plazo mediante el desarrollo del modelo Orquídea. Bajo la premisa de que una planeación oportuna, ágil y precisa, que permita internalizar en las decisiones presentes la incertidumbre del futuro, es fundamental para garantizar la seguridad y suficiencia en el suministro de energía eléctrica y el desarrollo sostenible del país, se adelantaron avances significativos en el desarrollo y validación del modelo estocástico, la implementación de un prototipo de interfaz gráfica y se implementó un módulo adicional que permitirá hacer el cálculo de los mínimos operativos reglamentados en la Resolución CREG 025 de 1994 a partir del 2018. Adicionalmente, se elaboró un contrato con la Universidad de Comillas para agilizar el desarrollo de nuevas funcionalidades que permitirán representar el sistema energético con mayor precisión garantizando soluciones robustas ante los nuevos retos del planeamiento.

Nueva herramienta de optimización para la planeación operativa eléctrica

El crecimiento de la red eléctrica colombiana ha creado nuevos retos en la planeación operativa eléctrica basados principalmente en el crecimiento del árbol de escenarios que deben ser analizados. Buscando una mayor robustez y eficiencia en los resultados, se han desarrollado metodologías y herramientas que actualmente son aplicadas a los procesos de análisis eléctrico. Un caso particular de ello, es el programa de análisis de seguridad GAPS, basado en conceptos de



análisis geométrico aplicado a los sistemas de potencia. Dicha herramienta ha permitido que el análisis de congestiones en la red de transmisión, pase de varios días a un par de horas teniendo en cuenta todo el espacio de escenarios de generación.

Nueva Herramienta para la programación de recursos de generación

El proyecto de programación de recursos de generación tiene una duración de dos años, el inicio de este se presentó en 2017, año en el cual el objetivo principal fue contar con una versión del modelo matemático para la programación de recursos de generación, integrado al sistema de información actual llamado DRP. Este modelo describe matemáticamente las características técnicas de los recursos de generación, particularidades de cada proceso y las reglas que se deben incluir según la regulación vigente, además, es un modelo integrado que responde a las necesidades de los procesos de Despacho Económico, Redespacho y Despacho Ideal, y tiene una interacción directa con base de datos. Todas estas características permiten que exista un menor número de intervenciones manuales en los procesos que intervienen con la programación de recursos de generación, lo que se transmite en un incremento en el análisis de los resultados obtenidos agregando calidad a los productos entregados. Es de resaltar que el modelo se ha implementado en un lenguaje de programación matemática, lo cual permite una gran flexibilidad en el momento de necesitarse alguna modificación o actualización, además, es un modelo desarrollado por personal de XM.

Otro de los objetivos del proyecto tiene que ver con la realización de un estado del arte en programación de recursos de generación, el cual se realiza en dos entregas, la primera de ellas tiene como énfasis profundizar en alternativas para incluir la red en el problema de programación óptima de unidades, la segunda es una visión más global del problema, explorando características más comunes y modelado de plantas de generación con diferente principio de operación. El estado del arte se convierte en una hoja de ruta para proponer posibles mejoras al modelo de optimización, en función de los elementos académicos encontrados. En el 2017 se desarrolló la primera entrega, la cual se realizó mediante una consultoría con la Universidad de Comillas.

Proyecto integración de fuentes renovables no convencionales a los procesos del CND

La integración al SIN de fuentes renovables no convencionales como la solar y eólica, conlleva cambios significativos en los procesos-procedimientos y en la



infraestructura crítica necesaria para la operación del SIN. Este tipo de recursos no convencionales junto con la mayoría de las pequeñas centrales hidráulicas, tienen un comportamiento variable, dada su fuerte dependencia del comportamiento de variables hidrometeorológicas. Esta dependencia agrega un alto nivel de incertidumbre, a diferentes escalas de análisis temporal y espacial, afectando la certeza en los niveles de generación de energía eléctrica y por ende en la operación del sistema.

En consecuencia, para que XM continúe desempeñando sus funciones con los criterios de confiabilidad, seguridad y economía exigidos por la ley ante la integración de recursos renovables no convencionales, XM inició este proyecto en el 2017 con el fin de preparar los procesos del CND ante la integración de fuentes renovables no convencionales, desde la perspectiva tecnológica y de competencias para garantizar la confiabilidad, seguridad calidad y economía de la operación del SIN.

Hitos 2017

Durante el 2017 se desarrollaron y finalizaron satisfactoriamente los siguientes hitos:

- Certificación de 25 personas en planeación y operación de fuentes renovable no convencionales con el instituto de investigación alemán, Fraunhofer.



- Apropiación de las mejores prácticas en planeación y operación de fuentes renovables no convencionales de los siguientes operadores: Energinet (Dinamarca), UTE (Uruguay), REE (España), 50Herz (Alemania), CDEC SING (Chile), AEMO (Australia), CAISO (USA) APS (USA), Excel (USA).



- Identificación de los retos del CND para la integración de fuentes renovables no convencionales.



- Estudios de seguridad y suficiencia: Los estudios de seguridad realizados fueron insumo para verificar que se cumplan los criterios de voltaje - frecuencia y definir los requerimientos mínimos de conexión de las fuentes renovables no convencionales al sistema. Adicionalmente, estos estudios permitieron identificar restos operativos en GCM, para los cuales se analizó la máxima penetración de fuentes no convencionales de acuerdo a la capacidad de corto circuito del punto de conexión.

En los estudios de suficiencia, se evaluó la participación de estos recursos en la confiabilidad energética, la complementariedad de fuentes renovables no convencionales con fuentes hidráulicas, los posibles impactos en la composición de la matriz energética y el comportamiento del costo marginal del sistema.

- Propuesta regulatoria: En noviembre de 2017 se publicó la propuesta regulatoria para la integración de fuentes renovables no convencionales al SIN, la cual contiene los resultados de los estudios de suficiencia y seguridad realizados, las



mejores prácticas internacionales y los cambios identificados para continuar operando el SIN de una forma segura, económica y confiable como lo determina la ley.

iSAAC - Sistema Inteligente de Supervisión y Control Avanzado

El Programa de proyectos Supervisión Inteligente y Control Avanzado - ISAAC tiene como objetivo continuar desarrollando e implementando la arquitectura necesaria para la futura supervisión y control del Sistema Interconectado Nacional (SIN), como una evolución natural del actual sistema SCADA/EMS (Supervisory control and data acquisition/energy management system), que permita aumentar la confiabilidad del SIN, una mayor capacidad de autogestión y autoprotección, y la prevención o mitigación de impactos de eventos de gran magnitud.

Los sistemas de supervisión tradicionales están experimentando avances por los cambios en las telecomunicaciones, la capacidad de procesamiento y el surgimiento de la medición fasorial sincronizada. Con estos tres elementos es posible realizar una verdadera supervisión en tiempo real de la dinámica del sistema de potencia, permitiendo mejoras en la conciencia situacional y en la toma de acciones de control. Con información de sincrofasores, es posible, además, implementar esquemas de protección sistémica o de auto-alivio, de forma tal que mitiguen el efecto de perturbaciones de baja probabilidad de ocurrencia, pero de gran impacto.

Con esa iniciativa, se busca crear un ecosistema en donde sea posible minimizar los riesgos identificados dentro del proceso de Gestión Integral de Riesgos: los riesgos de la gestión inadecuada de la información, de errores y omisiones, de fallas de procedimientos y de deficiencia en las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC), entre otros.

Dentro del proyecto se tienen actividades específicas relacionadas con verificación en línea de la regulación primaria de frecuencia. Adicionalmente, el desarrollo e implementación de metodologías para la validación de modelos de generadores, proporcionará una herramienta alterna que evita la realización periódica de pruebas de generación, disminuyendo considerablemente los costos y las limitaciones operativas en los que se incurre por este concepto.

Principales logros durante 2017

Los aspectos relevantes logrados durante el año anterior fueron:



- Programa iSAAC incluido en la lista de proyectos calificados por Colciencias Puesto Número 1 del total de proyectos calificados. Calificación 99.
- Entrenamiento del Simulador en Tiempo Real (OPAL) con modelos del sistema colombiano.
- Se presentó el programa iSAAC, en la primera ventana de la convocatoria a Colciencias con fecha límite finales de septiembre de 2017. Esta convocatoria tiene como objetivo lograr un estimado de \$770 millones de pesos en beneficio tributario para el año 2018.
- Finalización de la conceptualización del prototipo para evaluación “online” del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia - RPF de generadores del SIN con Medición Fasorial Sincronizada.
- Primeras pruebas exitosas de “Hardware In the Loop” – HIL, en el Sistema de Simulación en Tiempo Real – SSTR.
- Entrada en operación comercial del primer proyecto de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME en la subestación Valledupar con Medición Fasorial Sincronizada – MFS.
- Avances en la elaboración del primer prototipo de supervisión de microrredes. Específicamente se logró recibir la información de variables eléctricas de la microrred de la Universidad Pontificia Bolivarian - UPB e integrarse al Sistema de Simulación en Tiempo Real.
- Propuesta para la incorporación de Medición Fasorial en el sistema de potencia colombiano.
- Primer avance del piloto funcional del Esquema de Separación de Áreas – ESA entre Colombia y Ecuador en el Sistema de Simulación en Tiempo Real - SSTR.
- Aumento de la población de las Unidades de Medición Fasorial - PMU’s instaladas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el año 2016 se instalaron 12 Unidades de Medición Fasorial - PMU’s conectadas al nuevo centro de control (NCC). En el año 2017 se incrementó esta cantidad logrando finalmente 20 Unidades de Medición Fasorial - PMU’s instaladas en el nuevo centro de control.



- Análisis de interoperabilidad con nuevas tecnologías para la supervisión y control del SIN, se desarrolló una propuesta que integra las iniciativas del ecosistema científico y el proyecto iSAAC, teniendo en cuenta el rol de XM en la operación del sistema con microredes.

- Reconocimiento, en el V Congreso CIER con el trabajo: “Aproximación inicial al monitoreo angular: Coherencia entre el estimador de estados y la medición sincrofasorial”.

- Adquisición del primer controlador industrial, el cual permitirá el desarrollo del Intelligent Decision Device (IDD).

- Prototipo del esquema de separación de áreas entre Colombia y Ecuador con medición fasorial en el Sistema de Simulación en Tiempo Real.

- Prototipo de control automático de tensión en el Sistema de Simulación en Tiempo Real, el cual se probó en la sub área Guájira, César y Magdalena del sistema de potencia nacional.

- Desarrollo de una guía metodológica para validación de Unidades de Medición Fasorial - PMU's en el Sistema de Simulación en Tiempo Real - SSTR.

- Desarrollo de un prototipo de monitoreo local de la calidad de datos sincrofasoriales para asegurar que los datos medidos representan la realidad del sistema y son correctamente reportados a los aplicativos de los procesos.

- Avance en el desarrollo de la medición fasorial sincronizada en el ambiente del nuevo centro de control: se realizaron capacitaciones a los operadores de la sala de control, se interactuó con el proveedor con el fin de incorporar mejoras de su producto y se instaló en la sala de control un monitor para los despliegues sincrofasoriales.

- Primer prototipo de validación de modelos implementado para varias unidades de generación del país, utilizando registros de perturbaciones tomados en línea por medio de Unidades de Medición Fasorial - PMU's.

- Implementación del primer prototipo de comunicaciones avanzadas denominado iSAACnet en 6 subestaciones (nodos) del país, en la cual se puede evaluar y medir los tiempos de atraso de latencia, la disponibilidad y la publicación y suscripción de datos.



Ecosistema Científico

En 2017 el Ministerio de Educación Nacional - MEN, el Ministerio de Comercio Industria y Turismo - MinCIT, el Instituto Colombiano de Crédito Educativo y Estudios Técnicos en el Exterior - ICETEX y el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS, formularon un programa llamado Colombia Científica, el cual comprende dos componentes: Pasaporte a la Ciencia, orientado a la formación de alto nivel, y Ecosistema Científico, orientado al mejoramiento de la calidad educativa, por medio de la consolidación de la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación (I+D+i) en las Instituciones de Educación Superior – IES, en estrecha relación con el sector productivo nacional y con centros de I+D+i internacionales de gran impacto, que incentiven la generación de nuevo conocimiento, la transferencia tecnológica, la vinculación de personal de alto nivel a las empresas, y la mejora de la productividad y competitividad, en torno a las apuestas productivas regionales y nacionales y el desarrollo sostenible de los territorios y su población.

Para el desarrollo del Ecosistema Científico, se abrió una convocatoria cuyo objetivo general es contribuir al mejoramiento de la calidad de las IES colombianas participantes, a partir de la conformación de alianzas que impulsen el desarrollo regional y respondan a los retos del desarrollo social y productivo del país, mediante la confirmación de un banco de programas de I+D+i elegibles, en cinco focos estratégicos, con resultados perdurables y sostenibles en el tiempo. Los focos estratégicos a desarrollar son:

- 1.Salud
- 2.Energía Sostenible
- 3.Alimentos
- 4.Sociedad
- 5.Bioeconomía

XM, para el foco estratégico Energía Sostenible en conjunto con ocho universidades de Colombia y once instituciones internacionales concursó con una propuesta dirigida a desarrollar una estrategia integral para la transformación del sector energético colombiano, orientada a su confiabilidad y sostenibilidad social,



económica y ambiental en el horizonte del año 2030. Esta propuesta fue la ganadora de la convocatoria y a partir de 2018, durante cuatro años, 22

instituciones, con más de 120 investigadores, tendrán como reto repensar el sector eléctrico colombiano a la luz de las condiciones actuales del entorno y los cambios tecnológicos que se están incorporando en la industria eléctrica.

Este reto está enmarcado en siete objetivos específicos:

Objetivo Específico 1: Evaluar el potencial de las fuentes de generación de energía, a través de la implementación de una infraestructura funcional que integre fuentes renovables, no convencionales de energía, con el fin de crear nodos de abastecimiento que actúen como capacidad instalada de generación de energía y que apunte a la diversificación de la canasta energética.

Objetivo Específico 2: Evaluar nuevas soluciones de potenciales nodos prosumidores, a través de la implementación de Living-Labs, teniendo en cuenta la transformación del consumidor hacia el horizonte 2030, con el fin de evaluar los patrones de consumo de energía de diferentes nodos, tales como la vivienda y el transporte, así como los mecanismos de interacción con el mercado.

Objetivo Específico 3: Formular los posibles modelos de gestión de la operación del sistema de energía, considerando los nuevos elementos tecnológicos (generación, transmisión y consumo) y las diferentes fuentes de información (meteorológicas, seguridad, etc.) a través de las TICs, para garantizar la confiabilidad y sostenibilidad energética en el horizonte 2030.

Objetivo Específico 4: Formular escenarios de desarrollo del mercado colombiano de energía, que permitan proponer legislación y políticas, con el fin de garantizar un escenario sostenible del sector energético a 2030.

Objetivo Específico 5: Establecer los impactos sociales que se tengan derivados de las evaluaciones energéticas, especialmente adaptados a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas y articularlos de manera adecuada a las necesidades de los retos establecidos para el contexto colombiano.

Objetivo Específico 6: Articular una estrategia de fortalecimiento institucional, acelerada a través de los procesos de investigación alrededor de las energías sostenibles, aplicadas en diversas regiones del país, con el fin de impulsar la generación de conocimiento, el desarrollo de tecnologías y la internacionalización



de los miembros de la alianza, apoyados en la formación de recurso humano de alto nivel y la articulación de acciones conjuntas de alta calidad académica e investigativa

Objetivo Especifico 7: Evaluar las necesidades e impactos del almacenamiento en la calidad del servicio y el apoyo a fuentes no convencionales de energía renovable.

Para el logro de estos objetivos se abordarán 10 proyectos:

1.Transformación del consumidor en el mercado energético colombiano hacia una respuesta activa de la demanda, mediante la gestión integral y el uso eficiente de energía, como fuente de recursos distribuidos en el horizonte 2030.

2.Construcción energéticamente sostenible.

3.Movilidad Sostenible: Análisis de la movilidad eléctrica como potencial nodo prosumidor

4.Poligeneración: La Biomasa, precursor para nuevos productos de valor agregado y oportunidad para garantizar un sistema eléctrico confiable y sustentable.

5.Generación distribuida de energía eléctrica en Colombia a partir de energía solar y eólica.

6.Política, Regulación y Mercados.

7.Análisis de escenarios y definición de estrategias futuras.

8.Pruebas de concepto de Micro-Redes en Colombia: Diseño e Implementación de recursos distribuidos y estrategias de control Secundario para Redes de Distribución Activas y Micro-Redes en Colombia.

9.Supervisión, control y protecciones de sistemas eléctricos con alta participación de fuentes no convencionales de energía renovable y fuentes de generación distribuida con alta incertidumbre en el contexto Colombia 2030.

10.Laboratorio de cocreación para la apropiación tecnológica de nuevas alternativas de producción y consumo de energía en Colombia.



11.XM, con la participación activa en este Ecosistema Científico afianzará los vínculos con las instituciones educativas y de investigación, pues la investigación el conocimiento son las principales fuentes para la sostenibilidad empresarial.

Avance de proyectos en la operación

Mejoramiento Procesos

La introducción de fuentes renovables no convencionales y los nuevos esquemas de mercado suponen una oportunidad de crecimiento sostenible para el país y un reto técnico y humano para XM como operador del sistema eléctrico nacional y las interconexiones internacionales. Consientes de esto, durante el año 2017 se continuo con la ejecución de proyectos de mejoramiento de los procesos de la operación, cuyo objetivo consiste en propiciar el cambio humano, tecnológico y de procesos que permita mantener los niveles de confiabilidad y seguridad de la operación del Sistema Interconectado Nacional y garantizar el suministro eficiente y confiable de electricidad frente a los nuevos retos operativos que surgen de la introducción en la matriz energética nacional de fuentes renovables no convencionales y la necesidad de nuevos paradigmas de mercado, cada vez más cercanos a la operación real del sistema, que garanticen una formación eficiente de precios. En este sentido, durante el 2017 se lograron los siguientes hitos:

Puesta en operación de una nueva herramienta para el intercambio de información del redespacho en tiempo real (CNDnet Redespacho), mejorando los niveles de Consciencia Situacional de los operadores al eliminar un gran volumen de llamadas telefónicas que ingresaban al centro de control para solicitud de redespachos y que permitirá un intercambio de información entre el CND y los agentes más seguro, ágil, confiable y con la capacidad de soportar el volumen transaccional requerido por los nuevos paradigmas de mercado.

Puesta en operación de un nuevo modelo de optimización para el redespacho económico incluye el modelamiento un número mayor de restricciones y ofrece una mayor flexibilidad del modelo para una incorporación más ágil de cambios en las reglas del despacho.

Se avanzó en la adecuación de los procesos y la tecnología que soportan la coordinación de la operación del sistema, lo que permitirá tener un esquema Multisitio, que permitirá la operación en paralelo desde dos centros de control minimizando los riesgos asociados a la interrupción de las funciones desarrolladas como parte de la coordinación de la operación.



Se introdujo la herramienta SPEM, que permite realizar la planeación de las maniobras que se realizarán en el sistema, mitigando el riesgo de error durante la ejecución de las mismas.

Se probó la adecuada respuesta del “Despacho Económico del Operador en Tiempo Real”, que permitirá contar con un control de generación automático el cual además de permitir una utilización más eficiente y segura de los recursos del SIN, es fundamental para la operación de los sistemas de potencia con alta penetración de Fuentes de Energía Renovable No Convencional.

Gestiones Regulatorias

Como parte del compromiso de XM con el fortalecimiento continuo del sector y con la seguridad y confiabilidad de la operación del sistema, durante el 2017 se realizaron diferentes gestiones ante el CNO y la CREG que permitieron mitigar riesgos actuales para la operación. Parte de estas gestiones se adelantaron mediante la participación continua en los diferentes comités y subcomités del Consejo Nacional de Operación, que permitieron la expedición de los Acuerdos CNO 977 “Por el cual se aprueba el procedimiento para la coordinación y ejecución de las maniobras sobre activos de Uso del STN y STR y Conexión al STN” y CNO 1023 “Por el cual se establecen los requisitos y procedimientos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN”. El primero agiliza la puesta en servicio de los equipos y disminuye el volumen de llamadas telefónicas entre el CND y los agentes, propiciando mejores niveles de consciencia situacional en los centros de control y garantizando la utilización oportuna y eficiente de la infraestructura de transmisión disponible, el segundo establece el procedimiento para el retiro de unidades de generación de la prestación del servicio de AGC durante la operación real del sistema, garantizando la calidad de este importante servicio.

Coordinación de la Operación del SIN

Durante el 2017, XM realizó los procesos relacionados a la coordinación de la operación con un nivel de seguridad, confiabilidad y continuidad ajustado a la reglamentación vigente y cumpliendo todos los indicadores de operación establecidos en la misma.

Dada la importancia de las personas para tener una operación segura y confiable, se realizó una actualización de las instalaciones del centro de control de XM, que



incluyo la adecuación de los puestos de trabajo y la iluminación, la dotación de las zonas de recuperación y la adecuación de dos salas de entrenamiento fuera de línea de los operadores. Con estas mejoras se buscó contribuir a la seguridad operacional y mantener a la compañía a la vanguardia nacional e internacional en lo referente a seguridad operacional en centros de control. Durante este mismo año, se demostró la robustez de la plataforma tecnológica, al mantener la continuidad de los procesos que soportan la operación del sistema bajo condiciones críticas derivadas de los ciberataques a escala mundial wannacry y ramsonware, los cuales pusieron a prueba nuestra preparación para afrontar este nuevo tipo de amenaza para los procesos críticos que realizamos.

Avance de proyectos en el mercado

Proyecto Sistema de Administración del Mercado (SAM)

Con el propósito de impulsar y transformar la operación del mercado, XM ha venido desarrollando el proyecto SAM, un reto que además de integrar herramientas tecnológicas, nos permitirá responder de una manera ágil, flexible y efectiva cuando la regulación colombiana evolucione hacia la inclusión de tendencias como energías renovables, generación distribuida, respuesta de demanda, integración de mercados, entre otras.

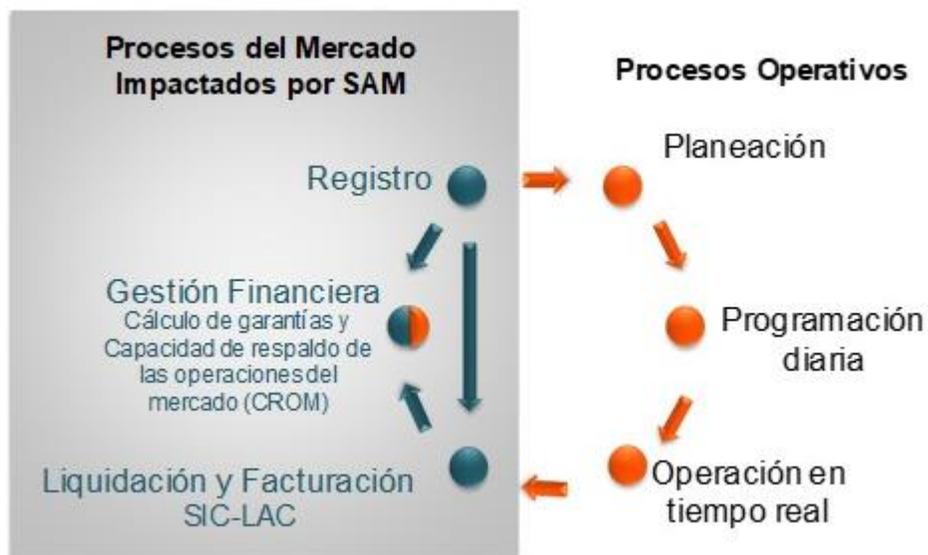
SAM será un sistema de información robusto, confiable, adaptable y transparente, soportado en soluciones comerciales especializadas, probadas en mercados internacionales, y encaminado a:

- La eficiencia operativa del negocio
- La agilidad para responder a las necesidades de los clientes
- La flexibilidad en la incorporación de la dinámica regulatoria

El sistema soportará los procesos de registro, liquidación, facturación, cálculo de garantías, CROM y QER vs CROM a partir de su puesta en servicio en el año 2018 y, como mínimo, por seis años más. Es decir, que SAM será la plataforma de la operación del mercado al menos hasta el año 2024.



Figura 1. Procesos del mercado impactados por SAM



Proveedor

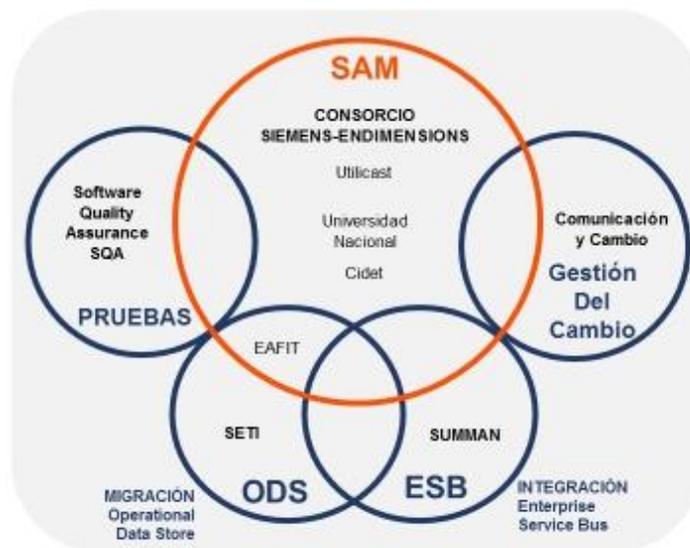
Fruto de un análisis detallado de proponentes y de realizar una prueba de concepto para verificar la calidad, la velocidad y la flexibilidad, el Consorcio Siemens – Endimensions fue seleccionado como el proveedor que acompaña la implementación del sistema. Siemens, con presencia a nivel mundial apoyando la mayoría de las empresas del sector eléctrico y de tecnología; Endimensions, empresa estadounidense con más de 20 años de experiencia en mercados de energía, que incluye grandes aplicaciones de datos, de liquidación, plataformas y herramientas para acompañar la complejidad del mercado.

Frentes de trabajo y proyectos complementarios

SAM es un esfuerzo de máximo nivel para XM y viene siendo gestionado como un programa de proyectos con distintos frentes complementarios que apuntan todos hacia el objetivo común de lograr su implementación en las condiciones de calidad requeridas para que se obtengan los beneficios esperados sin producir impactos negativos en la administración del mercado de energía mayorista colombiano. El programa de proyectos incluye directamente los frentes de implementación, pruebas y gestión del cambio empresarial. Adicionalmente existen dos proyectos complementarios liderados por la Gerencia de Tecnología que son fundamentales

para garantizar la adecuada migración de la información desde los sistemas que van a ser reemplazados y la perfecta integración con los sistemas legados que seguirán conviviendo con SAM: El proyecto Operational Data Store – ODS y el proyecto Enterprise Service Bus – ESB.

Figura 2. Red de aliados de SAM en los distintos frentes de trabajo



Interacción con tendencias del mercado

En XM nos venimos referenciando acerca de los nuevos retos que se vislumbran para el futuro cercano en el mercado eléctrico colombiano, temas que hoy están siendo abordados por otros mercados, para los cuales las soluciones de Endimensions y Siemens, proveedores de SAM, han demostrado la capacidad de soportarlos, garantizando transiciones exitosas e integración de nuevas tecnologías e innovación en mercados.

Avances durante el año 2017

- Análisis, diseño y desarrollo de la solución
- Planeación e inicio de las actividades para la gestión del cambio con los distintos públicos de interés



- Hardware y software recibidos en las instalaciones de XM
- Análisis, diseño e inicio del desarrollo de la integración con otros sistemas
- Migración de datos para pruebas en fábrica – FAT
- Primer ciclo del entrenamiento y primera etapa de las FAT – módulo de liquidación, facturación y cálculo de garantías

Implementación de mejoras en la gestión financiera

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).

- Garantías Electrónicas

Somos la primera empresa en Colombia en lanzar garantías electrónicas para lograr eficiencia, seguridad, agilidad en las coberturas. Este es un producto estructurado por XM S.A. E.S.P. en conjunto con Certicámara y el apoyo de algunos bancos con el cual se reemplazan las garantías bancarias de papel por garantías electrónicas, lo que mejora la oportunidad y agilidad en los procesos de emisión, entrega y liberación.

- Acuerdos de Pago

En el 2017 contribuimos a la firma de acuerdo de pago de la Empresa de Energía de Putumayo presentado en el mes de abril, donde el agente, motivado por la situación de emergencia declarada por el Gobierno Nacional en el estado de excepción económica, social y ecológica en el Departamento de Putumayo, mediante el Decreto No. 601 del 6 de abril de 2017. Con el apoyo de XM, se logró que el 98% de los agentes acreedores aceptaran el acuerdo y apoyaran la difícil situación del agente.

- Lanzamiento del Aplicativo de Administración de Garantías

Este aplicativo permite que los agentes autogestionen el envío y las solicitudes de liberación de las garantías, adicionalmente genera alertas automáticas para renovación de éstas tanto para los agentes como para XM. Con el aplicativo el recibo de las garantías no depende de los analistas, se mejoran notablemente los



tiempos de aprobación de los documentos en beneficio de los agentes y se minimizan los errores en el proceso.

- Publicación del Detalle del Cálculo de las Garantías STR y SDL

Desde el mes de diciembre de 2017 XM S.A. E.S.P. pone a disposición de los agentes comercializadores del mercado la publicación de las variables utilizadas para realizar las estimaciones mensuales de las garantías por los cargos por uso del STR y SDL.

Se publica en la página de internet de XM el detalle de la información que ha sido usada para el cálculo de las garantías por cargo por uso del STR y SDL para cada agente comercializador, las variables que se detallan son básicamente las demandas, los cargos por uso de los diferentes niveles de tensión, los ingresos mensuales y el factor de pérdidas por nivel de tensión.

Avance de proyectos de tecnología para la operación y mercado

La transformación digital que se está viviendo actualmente plantea retos para las organizaciones y exige establecer a partir de la convergencia de tecnologías e industrias, nuevos momentos de negocio que le permiten entregar nuevas propuestas de valor a sus clientes, optimizar sus procesos o desarrollar nuevos productos y servicios. Es entonces relevante identificar que tecnologías o metodologías pueden generar beneficios inmediatos y cuales se requieren para apoyar en la innovación de los modelos de negocio.

Conscientes de los retos actuales, durante el 2017 se realizaron ajustes al plan tecnológico en sus cuatro pilares y se estableció un nuevo modelo de operación de TI para responder de una manera más rápida y eficiente a las necesidades de los negocios.

El propósito superior establecido es “Liderar la transformación digital e integración de soluciones diferenciadoras dentro de la estrategia y en el modelo de negocio de XM, entregando servicios de tecnología ágiles, innovadores, óptimos y oportunos”.

El Modelo de Operación se orientó al fortalecimiento de tecnología como un aliado del negocio, buscando desarrollar una visión integral para cada uno de los negocios y procesos.

Este modelo se fundamenta en tres ejes:



1. Entrega de los servicios de Tecnología de Información

Se redefinieron los procesos para responder con mayor flexibilidad y agilidad a las necesidades de los procesos, la organización y los agentes del mercado. Se destacan los siguientes proyectos:

◦ Modernización de la página web de XM

Este proyecto permitió brindar una mejor experiencia de usuario e integrar tecnologías que facilitan la adaptación del sitio a los diferentes dispositivos móviles

◦ Modernización de la infraestructura tecnológica

Este proceso es continuo en la organización para asegurar la confiabilidad y disponibilidad de la infraestructura, durante el 2017 de acuerdo a los ciclos establecidos se renovaron los servidores y almacenamientos.

◦ Modelo de Contratación de Servicios de TI – Multisourcing

Se incorporó un nuevo modelo de contratación de servicios denominado Multisourcing que permitió tener habilitado un grupo de proveedores con alta capacidad operativa y financiera para atender los picos de demanda generados por la dinámica regulatoria.

Este modelo inició operación para el servicio de soporte y mantenimiento de las aplicaciones.

◦ Proyecto Modelo Operativo para TI con Enfoque Bimodal

■ Se realizó la primera definición de equipos ágiles y flexibles para el desarrollo de proyectos, permitiendo iniciar la incorporación de metodologías ágiles en la organización. Con este proyecto se logró:

■ Definición de equipos flexibles y ágiles

■ Definición del modelo de operación: roles y estructura

■ Definición de la gestión de proyectos con este enfoque.

◦ Programa integral de Ciberseguridad



Con el crecimiento del riesgo cibernético en el mundo, se definió para la organización un programa integral de ciberseguridad que busca desarrollar un modelo de operación más seguro y con nuevas capacidades de respuesta mediante la articulación de iniciativas en la perspectiva de procesos, personas y tecnología.

2.Administración integral de la Demanda

Se establecieron los elementos necesarios para desarrollar este proceso q integra las necesidades de los negocios, define las prioridades, genera el balance de las necesidades con la capacidad para atender estas necesidades, determina los niveles de servicios y busca la mejor eficiencia en la atención.

3.Arquitectura Empresarial

Durante este año se consolidó el marco de trabajo mediante la adopción de modelo de referencia de TOGAF, buscando establecer el modelo de integración de

las vistas de Negocio, información, aplicaciones, infraestructura y Seguridad de la información. Se realizaron los siguientes proyectos:

◦Arquitectura Empresarial

Dado que la arquitectura exige una dinámica permanente, durante este año se realizó:

- El modelo de Gobierno de la arquitectura empresarial
- Actualizaciones dominio de arquitectura de aplicaciones, datos y tecnología
- Actualización de la arquitectura de referencia.
- Actualización de lineamientos de arquitectura.

◦Bus de Integración de Servicios

Mediante este proyecto se incorporó bajo la arquitectura de referencia, la tecnología de un Bus de Integración de Servicios q permite un nuevo modelo de



intercambio e integración por servicios entre las aplicaciones disminuyendo los errores por duplicación.

◦Esquema Centralizado de la Información Operativa

Se definió un esquema centralizado de la información de la operación como plataforma de datos base para el desarrollo de Analítica Avanzada en XM.

◦Ciclo de Vida de Aplicativos

Se realizó la primera clasificación del portafolio de aplicaciones que permitió orientar las inversiones y establecer los mapas de desarrollo de las mismas con base en su nivel de contribución al negocio y su estado tecnológico actual. Esto significó:

- Definir la Metodología y criterios de clasificación
- Definir el Proceso de gestión del portafolio de aplicaciones
- Obtener el portafolio clasificado de aplicaciones y orientar las acciones para la gestión.

En la transformación digital significó la exploración e incorporación de nuevas tecnologías y herramientas relacionadas con Automatización de procesos – RPA (Robot Process Automation), Analítica Avanzada. Se realizaron pruebas de

concepto y pilotos con diferentes herramientas y soluciones que han contribuido en el desarrollo de los ciclos de innovación

Resumen normatividad 2017

Desde el año 2014, con la promulgación de la Ley 1715 de 2014, por la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, se vienen dando avances desde el Ministerio de Minas y Energía –MME-, la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME- y la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-, por ejemplo, en el establecimiento de lineamientos para la actividad de autogeneración de pequeña y gran escala, así como la generación distribuida.



En cumplimiento de lo anterior, el MME expidió el Decreto 2469 de 2014 con el fin de establecer los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración a gran escala. Así mismo, en el Decreto 348 de 2017 estableció los lineamientos para tal fin en autogeneradores a pequeña escala y con base en esto la CREG debía definir condiciones simplificadas para esta actividad, relacionadas con la medición, la conexión, el contrato de respaldo y la entrega de excedentes y su respectiva liquidación.

Para la actividad de autogeneración a gran escala, la CREG expidió en el 2015 la Resolución 024 de 2015 donde se definieron las condiciones de conexión, de respaldo, suministro de energía y entrega de excedentes para autogeneradores a gran escala. Además, mediante la Resolución UPME 281 de 2015 se definió que el límite para ser considerado autogenerador a gran escala es 1 MW.

En el marco de la Ley 2015 de 2014, la CREG, la UPME y el MME han dado los lineamientos y adelantado la publicación de resoluciones, decretos y demás normas para darle el adecuado desarrollo.

Resoluciones CREG expedidas

Durante el año 2017, la Comisión expidió diferentes resoluciones las cuales fueron implementadas por el ASIC en cumplimiento de lo allí estipulado, entre las cuales se resaltan:

- Resolución 017: En esta normatividad la Comisión realizó la convocatoria para la realización de una Subasta de Reconfiguración de Venta para el periodo de vigencia de 2017 – 2018, además de indicar el cronograma que debía aplicar el ASIC para su ejecución.

- Resolución 140: En esta normatividad la Comisión definió el precio marginal de escasez del Cargo por Confiabilidad, el cual tiene como característica principal el uso de información de los costos de generación locales, y fue calculado por el ASIC por primera vez en el mes de noviembre de 2017. Además, se definió un mecanismo de transición para los generadores con OEF entregadas en vigencias pasadas. El esquema de transición busca que los generadores con dichas OEF, puedan migrar a una dupla en el que las OEF son exigibles cuando el precio de bolsa supere el precio marginal de escasez, a cambio una reducción en la prima del Cargo por Confiabilidad. Los esquemas de transición se denominaron menú de corto plazo, al cual podían optar los generadores con OEF hasta el 2019 y el menú de largo plazo para los generadores con una vigencia de OEF posterior a 2019 y



fueron calculados para que los usuarios paguen un monto equivalente en los dos regímenes, el vigente desde la expedición de la Resolución CREG 071 de 2006 y el que se implementa con el precio marginal de escasez.

- Resolución 146: En esta normatividad la Comisión modificó al Artículo 2 de la Resolución CREG 098 de 2015, para permitir que los agentes que hayan hecho capitalizaciones en sus empresas después del 31 de diciembre de 2014, puedan solicitar al ASIC, que el valor del patrimonio transaccional sea ajustado. Lo anterior, teniendo en cuenta la entrada en vigencia de las Normas de Información Financiera –NIF-, que hicieron necesaria una revisión del patrimonio transaccional para el cálculo de la Capacidad de Respaldo para Operaciones en el Mercado –CROM-.

- Resolución 167: En esta normatividad la Comisión definió la metodología para calcular la Energía Firme del Cargo por Confiabilidad – ENFICC-, para las plantas de generación eólicas, con la cual se espera que se incremente la competencia y se formen precios más eficientes en la subasta de asignación de la obligación de energía firme.

- Resolución 201: En esta normatividad la Comisión definió la metodología para calcular la Energía Firme del Cargo por Confiabilidad – ENFICC-, para las plantas de generación solares fotovoltaicas.

Por otro lado, la Comisión publicó varios proyectos de resoluciones los cuales buscan realizar cambios a las reglas actuales del Mercado de Mayorista, entre los que se resaltan:

- Proyecto Resolución 019: En el cual se busca establecer la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional. La metodología definitiva fue publicada a comienzos del año 2018 con la expedición de la Resolución CREG 015 de 2018.

- Proyecto Resolución 055: En el cual se busca modificar las reglas para las asignaciones de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad, establecidas en la Resolución CREG 071 de 2006.

- Proyecto Resolución 144: En el cual se busca modificar la Tarifa de Venta en Bloque de energía eléctrica para efectos de la liquidación de las transferencias establecidas en el artículo 45 de la Ley 99 de 1993.



- Proyecto Resolución 121: En el cual se establecen los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida, incorporando elementos necesarios para promover esta actividad en forma gradual considerando los impactos sobre la tarifa. Con este proyecto se establecen mecanismos simplificados de conexión y la aceptación de medidores bidireccionales de bajo costo para la autogeneración. Así mismo se define el límite para la generación distribuida en 1100kW.

- Proyecto Resolución 160: En el cual se busca modificar parcialmente las Resoluciones CREG 157 de 2011 y 038 de 2014, principalmente aspectos relacionados con la cancelación de fronteras de generación, entre agentes, de distribución, enlace internacional, etc, y algunos aspectos relevantes de la verificación quinquenal de la que trata el Anexo 9 del Código de Medida.

- Proyecto Resolución 199: En este proyecto se presenta una alternativa para que los agentes puedan incrementar su Capacidad de Respaldo en Operaciones del Mercado a través del uso de garantías bancarias voluntarias para respaldar sus operaciones en el mercado.

- Proyecto Resolución 200: En este proyecto se revisan algunas reglas de la Resolución CREG 004 de 2003 que establece la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, eliminando las importaciones TIE del recaudo del cargo por Confiabilidad en el mercado colombiano, establece metodología para el cálculo del umbral y establece el precio de oferta de Ecuador como vinculante.

Propuestas regulatorias

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, XM presentó a la Comisión varias propuestas regulatorias entre las que se destacan:

- Mercado Estandarizado de Contratos en el MEM (MEC)

Presentamos elementos a considerar para implementar un Mercado Estandarizado de Contratos –MEC-, el cual parte de transacciones que se realizan en un sistema de negociación sometido a la inspección y vigilancia de la Superintendencia Financiera de Colombia, donde compradores y vendedores que participan en forma voluntaria, realizan sus ofertas a través de un sistema de subasta primaria y



posteriormente en el mercado secundario. En las transacciones de este mercado, la Cámara de Riesgo se interpone como contraparte entre compradores y vendedores. Esta estructura promueve una formación más eficiente de precios y, por ello, puede convertirse en el referente de precio para la tarifa del mercado regulado y permitir una mayor liquidez en el mercado no regulado.

• Despacho Vinculante y Mercado Intradía

Presentamos alternativas para implementar un Despacho Vinculante y un Mercado Intradía, en el Mercado de Energía Mayorista —MEM— de Colombia. Lo anterior, en búsqueda de un uso adecuado de los recursos de generación, permitir la entrada de nuevas tecnologías, brindar herramientas de administración del riesgo en la operación del sistema tanto para los agentes como para el operador mismo en pro de garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema, y a la vez propender por una formación más eficiente de precios.

• Cargo por Confiabilidad

Presentamos una revisión de los temas más relevantes del Cargo por Confiabilidad, así como propuestas de mejoramiento, que buscan garantizar la confiabilidad del suministro de energía a corto y largo plazo, la formación eficiente de precios a la demanda, viabilizando la inversión en recursos de generación necesarios para atender la demanda de manera confiable y eficiente aún en condiciones críticas de abastecimiento.

• Estatutos de Racionamiento y Riesgo de Desabastecimiento

Presentamos el análisis sobre algunos aspectos del Estatuto de Racionamiento (Resolución CREG 119 de 1998) y Estatuto para situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (Resolución CREG 026 de 2014). Los análisis y recomendaciones que se presentaron recogen la experiencia operativa en la aplicación de ambos estatutos. Para el Estatuto de Racionamiento se recomienda implementar un programa de auto racionamiento articulado con los programas de respuesta de la demanda, que a partir de señales económicas en la tarifa incentive el cumplimiento de cuotas de ahorro, capitalizando experiencias nacionales como las del programa “Ahorrar Paga”.

En relación con la atención confiable de la demanda y el Estatuto de Desabastecimiento, se recomienda su eliminación y que a partir de la revisión



integral del Cargo por Confiabilidad se mantenga éste como mecanismo que brinde las señales en el corto y mediano plazo.

- Respuesta de la Demanda. (RD)

Presentamos la segunda versión de las propuestas relevantes para la implementación de la RD en el MEM. Se presentaron algunos elementos esenciales en el diseño de un programa de RD para incorporarlo en los procesos de planeación, despacho y operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN-, y en los procesos de verificación, liquidación y pagos de la desconexión. Además, se planteó la necesidad de que se implemente un esquema robusto de RD en Colombia para mejorar la confiabilidad, seguridad y la eficiencia del sistema utilizándola como recurso para: i) respuesta a precios del mercado, ii) mejorar la seguridad de la operación de corto plazo, iii) casos de emergencia energética o riesgo de racionamiento, iv) la prestación de servicios complementarios y v) participar en el mercado de confiabilidad.

- Integración de fuentes renovables no convencionales a los procesos del CND

XM presentó una propuesta con los requisitos mínimos tanto técnicos como operativos para la integración de fuentes no síncronas al SIN. Esta propuesta es el resultado de más de doce meses de trabajo, en los cuales XM ha contado con la asesoría y acompañamiento de operadores de sistemas, entidades internacionales con experiencia en la planeación y operación de fuentes renovables no convencionales, así como la revisión y comentarios de fabricantes de plantas solares y eólicas.

Siglas

- AGC: Automatic Generation Control
- ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
- CME: Consumo mensual de energía
- CND: Centro Nacional de Despacho



- CNO: Concejo Nacional de Operación
- COP: Pesos Colombianos
- CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas
- CROM: Capacidad de Respaldo de las Operaciones en el Mercado
- DC: Despachado Centralmente
- DDV: Demanda desconectable voluntaria
- DTF: Depósito a Término Fijo
- EDAC: Desconexión Automática de Carga por baja Frecuencia
- ENFICC: Energía En Firme Para el Cargo por Confiabilidad
- FAER: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
- FAZNI: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas
- FOES: Fondo de Energía Social
- FRNC: Fuentes de Energía Renovables No Convencionales
- IBR: Indicador Bancario de Referencia
- IHF: Índice de Disponibilidad Histórica
- LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas
- MEM: Mercado de Energía Mayorista
- MME: Ministerio de Minas y Energía
- MP: Mediano Plazo



- NDC: No despachado Centralmente
- OEF: Obligación de energía firme
- NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera
- OPACGNI: Opción para Asignaciones del Cargo por Confiabilidad con Gas Natural Importado
- OR: Operador Regional
- PaT: Patrimonio Transaccional
- PMU: Phasor measurement unit
- PRONE: Programa de Normalización de Redes Eléctricas
- RPF: Regulación Primaria de Frecuencia
- SAM: Proyecto Sistema de Administración del Mercado
- SDL: Sistema de Distribución Local
- SIEL: Sistema de Información Eléctrico Colombiano
- SIN: Sistema Interconectado Nacional
- STN: Sistema de Transmisión Nacional
- STR: Sistema de Transmisión Regional
- SUI: Sistema Único de Información
- TIE: Transacciones Internacionales de Energía
- TR: Transmisor Regional
- UPME: Unidad de Planeación Minero Energética