



INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-029

Jueves, 2 de agosto de 2018



Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

Dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación

**Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM - CND – 029
Jueves 2 de agosto de 2018**



-
- | | | |
|----------|----------------------------|--|
| 1 | Situación Operativa | Mantenimiento de la central de Generación Guavio
Medidas operativas para el 7 de agosto de 2018 |
| 2 | Variables en el SIN | Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN |
| 3 | Panorama Energético | Análisis energético de mediano plazo
Análisis energético de largo plazo |
| 4 | Varios | Indicadores de Operación
Seguimiento a las curvas S |
-



1. Situación Operativa

- Mantenimiento de la central de Generación Guavio
- Medidas operativas para el 7 de agosto de 2018





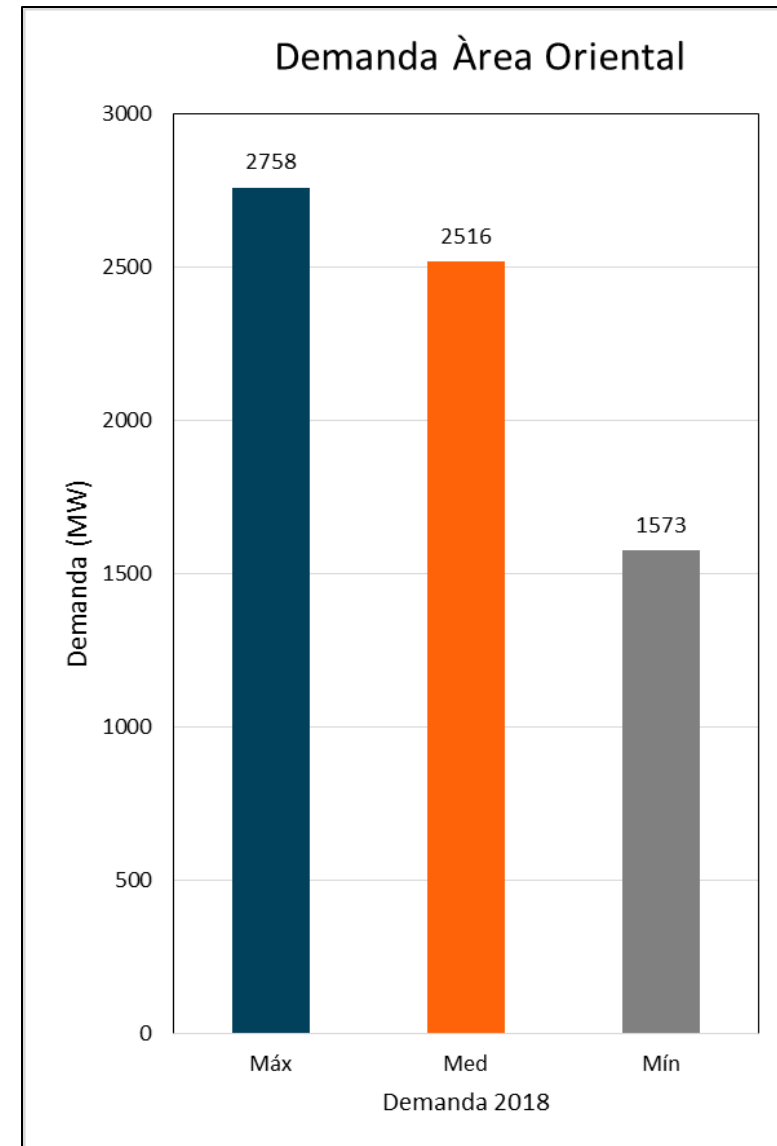
Mantenimiento de la central de Generación Guavio



Supuestos

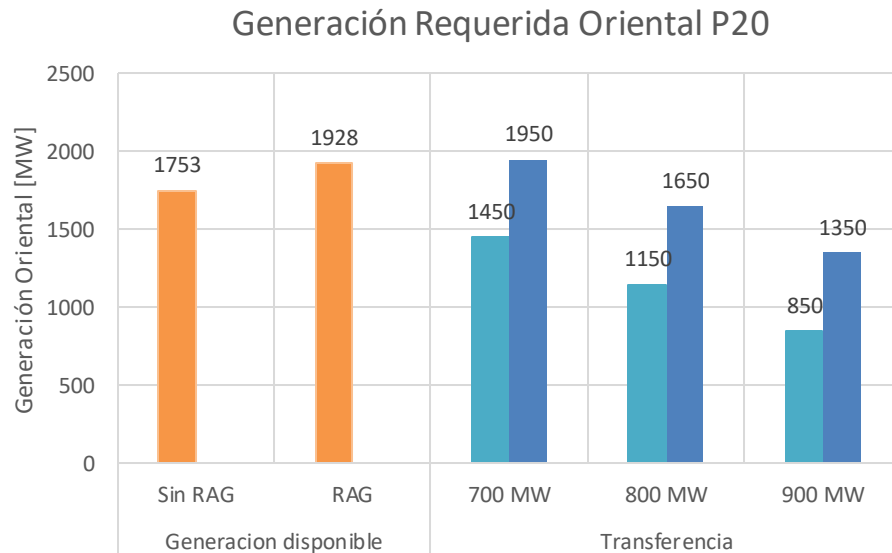


- Mantenimiento de la planta Guavio, desde el 16 de Octubre al 16 de Noviembre de 2018.
- Se considera disponibilidad completa de la red del STR y el STN, incluidos elementos de compensación.
- No se considera la operación de las plantas menores del área Oriental.
- Mantenimiento de las unidades Chivor 3, Miel 2 y Zipa 2.



Disponibilidad de Generación

En demanda MÁXIMA se puede llegar a necesitar hasta 1950 MW para controlar el corte en 700 MW dependiendo de la generación aledaña al área.

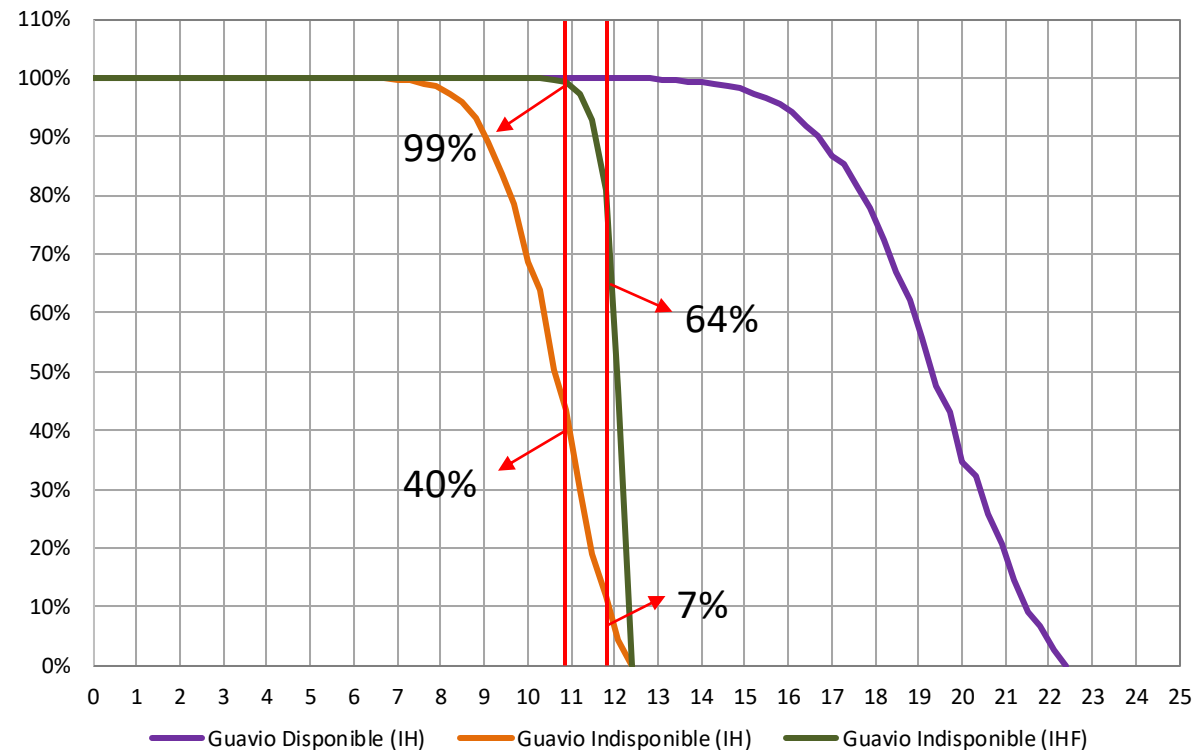


Elemento	Capacidad por unidad (MW)	Número de unidades	Capacidad total por planta
Chivor	125	7	875-700
Guaca	108	3	324
Guavio	250	5	1250
La Miel	132	2	264
Paraíso	92	3	276
Zipa 3-4-5	63	3	189
Total con Guavio			3003
Total sin Guavio			1753
Total sin Guavio y con RAG			1928

Disponibilidad Unidades de Generación

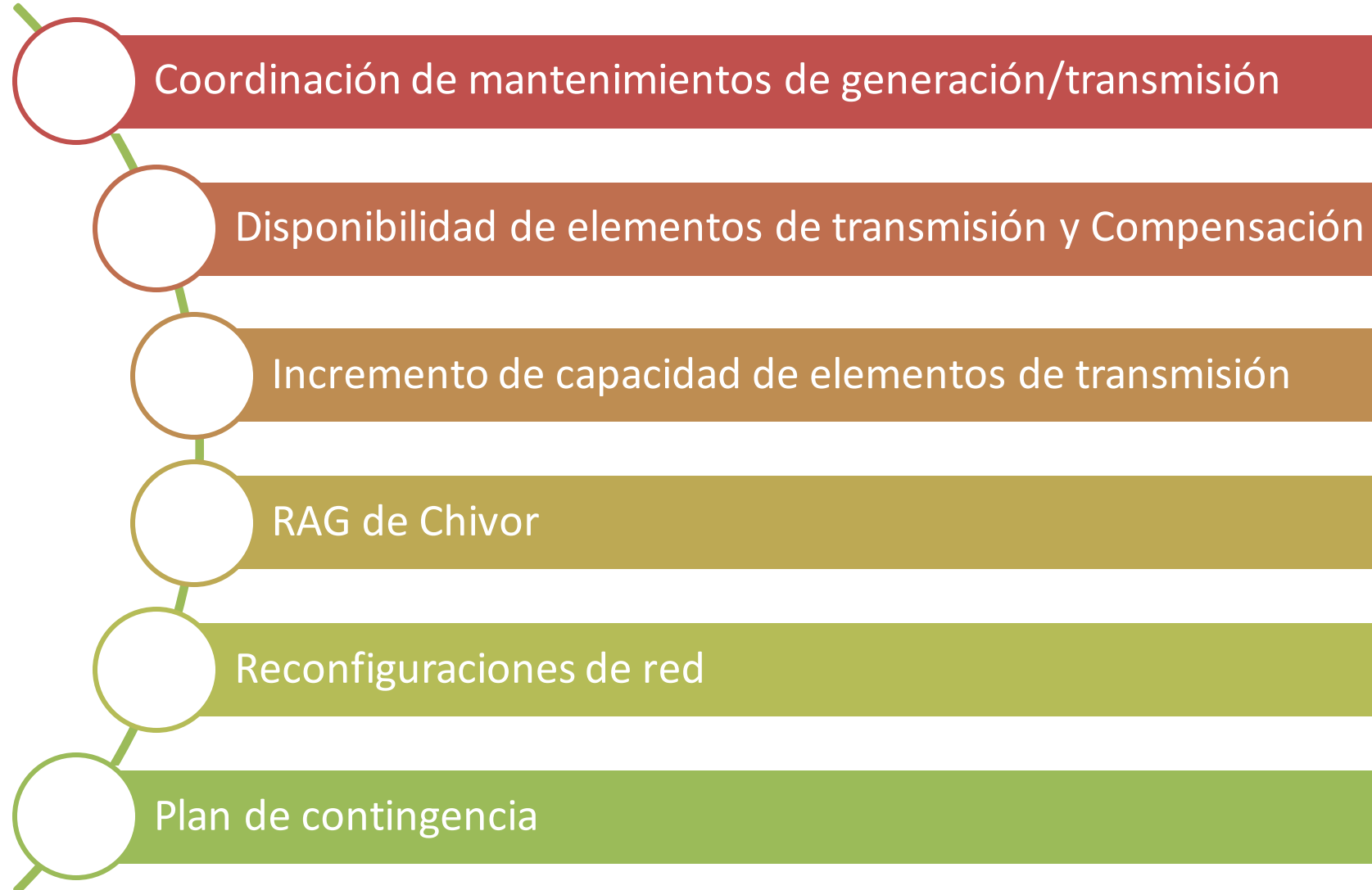
En demanda MÁXIMA se requieren 11 o 12 unidades mínimas equivalentes de generación para un límite en el corte a 500 kV Primavera-Bacatá de 700 u 800 MW respectivamente.

Convolución Disp Unidades De Generación Área Oriental



Elemento	Peso por unidad	Numero de Unidades	Unidades equivalentes por planta
Chivor	1	7	7
Guaca	0.6	3	1.8
Guavio	2	5	10
La Miel	0.3	2	0.6
Paraíso	0.6	3	1.8
Zipa 3-4-5	0.4	3	1.2
Total Con Guavio	-	-	22.4
Total Sin Guavio	-	-	12.4

Gestiones para minimizar los riesgos por la indisponibilidad



Conclusiones y Recomendaciones



- Los requerimientos de seguridad para el área Oriental corresponden a un balance entre generación de seguridad interna del área, que permita controlar la transferencia a través del circuito Primavera – Bacatá 500kV, y un requerimiento mínimo de unidades equivalentes para el control de tensión.
- El mantenimiento de la central de generación Guavio representa un riesgo operativo para el área Oriental, ya que no contar con los 1250 MW y 10 unidades equivalente que representa esta central, limita los recursos disponibles para el control de restricciones del área.
- En búsqueda de minimizar los riesgos operativos evidenciados y poder tener una operación segura y confiable del área, se requiere seguir trabajando en las acciones presentadas que permitan:
 - Incrementar el número de unidades que pueden prestar control de tensión
 - Incrementar la disponibilidad de generación interna (a través de la propia generación o de la redes de transmisión)
 - Elaborar plan de contingencia, en caso que se presente la contingencia crítica.



Medidas operativas para el 7 de agosto de 2018



Medidas para realizar la planeación de mantenimientos



Comunicado XM a agentes 27/07/2018

Con motivo de la posesión presidencial que se realizará el próximo 7 de agosto en Colombia, para realizar la planeación de los mantenimientos en los activos de la red del SIN para la semana 32 recomendamos tener en cuenta lo siguiente:

Para el día 07 de agosto de 2018 no programar:

Mantenimientos de alto impacto en la red del SIN.

Mantenimientos que ocasionen degradación de la red del SIN.



2. Variables del SIN

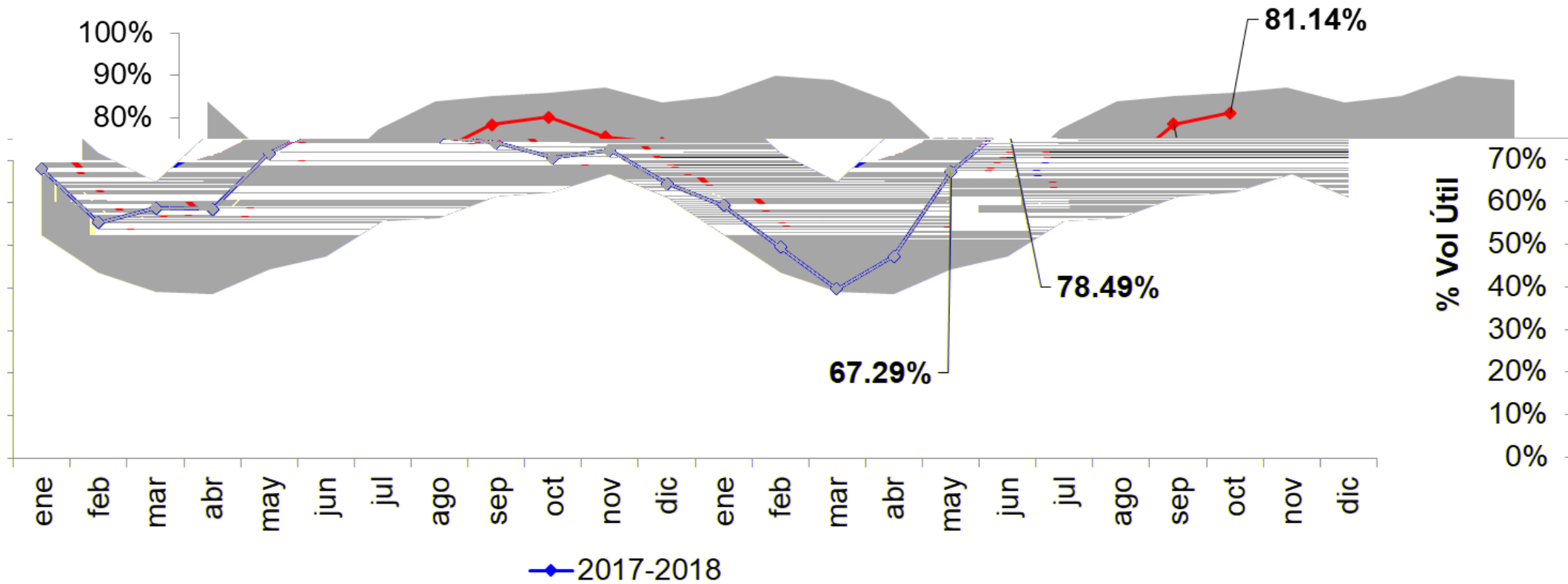
- Hidrología
- Generación e importaciones
- Demanda del SIN



Evolución reservas del SIN



Reservas hídricas - 2000 a 2018



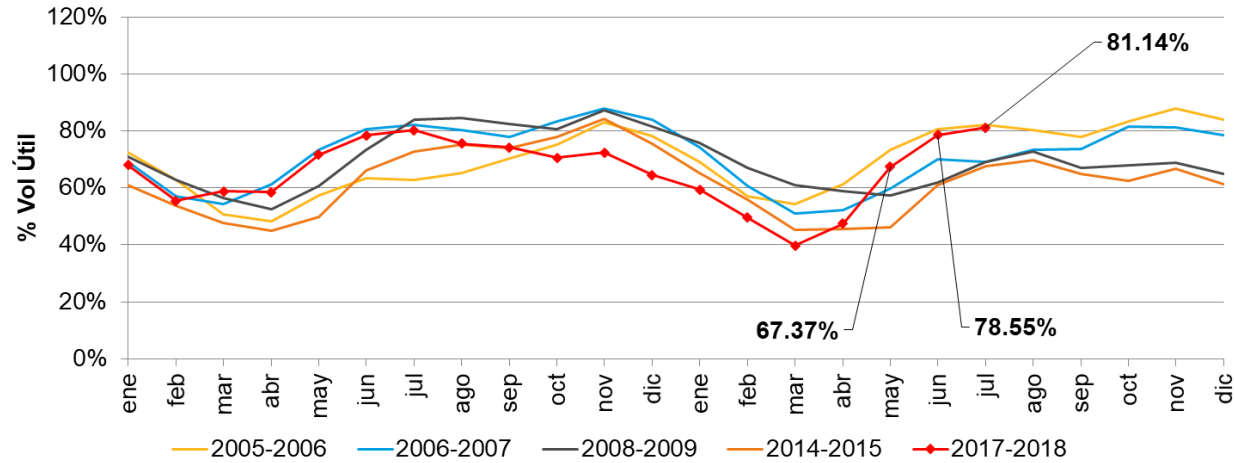
Información hasta el: 2018-07-31

Información actualizada el: 2018-08-01

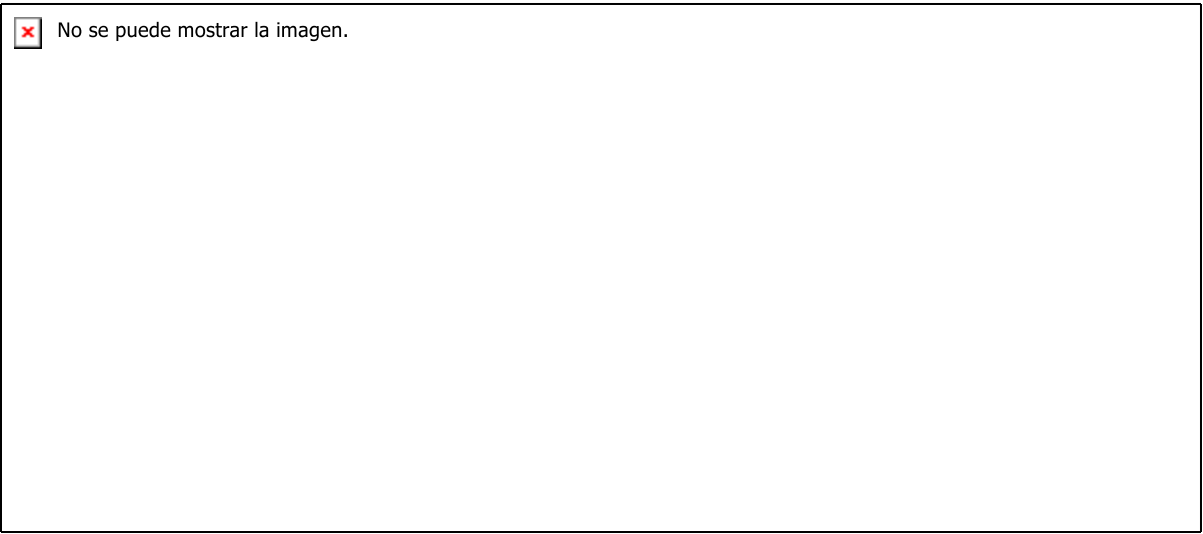
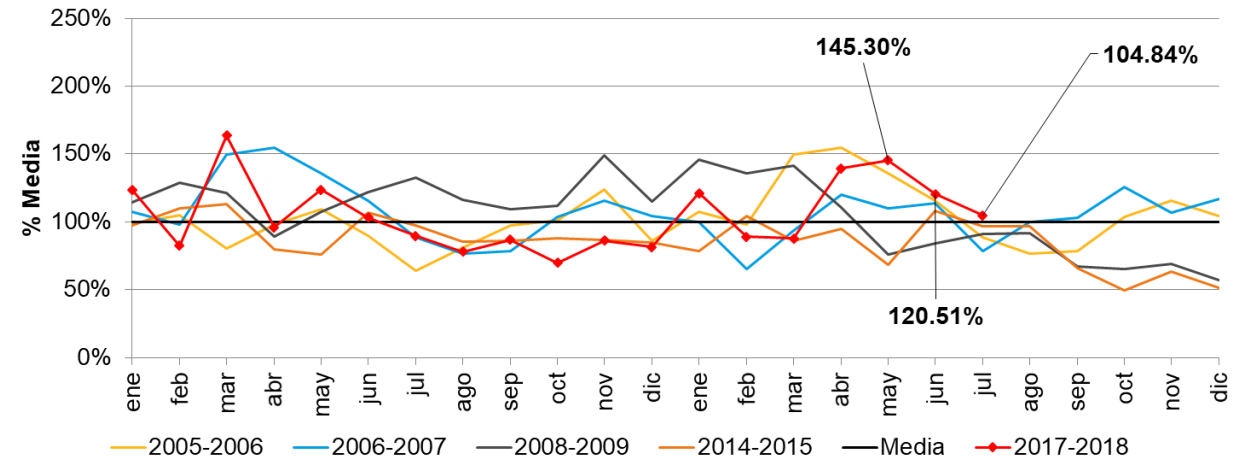
Hidrología del SIN



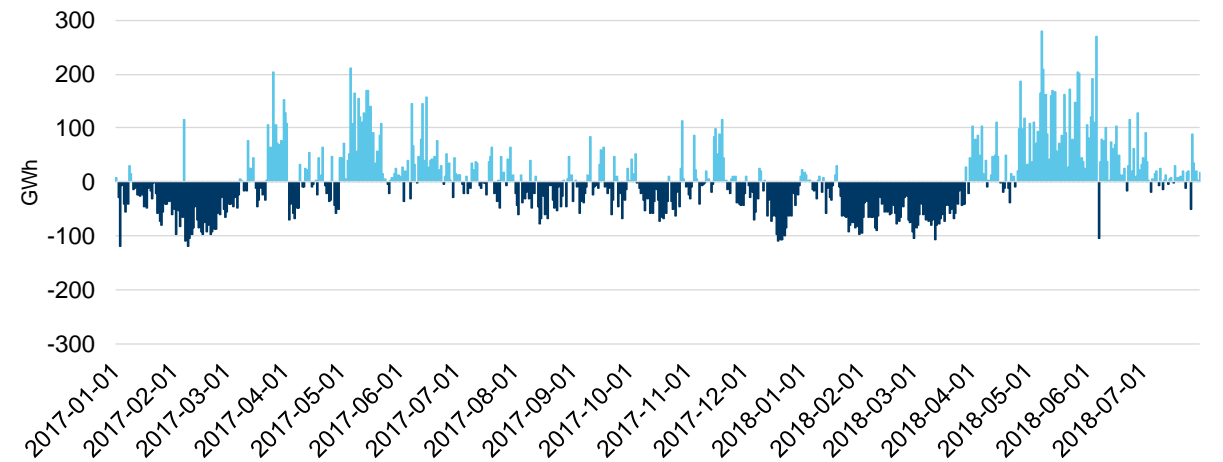
Reservas hídricas



Aportes hídricos



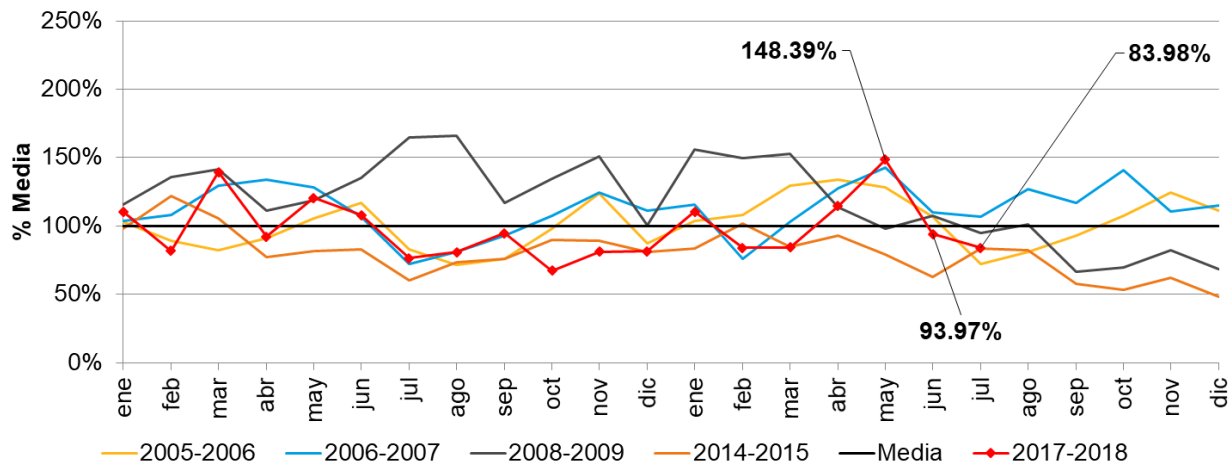
Tasa de embalsamiento



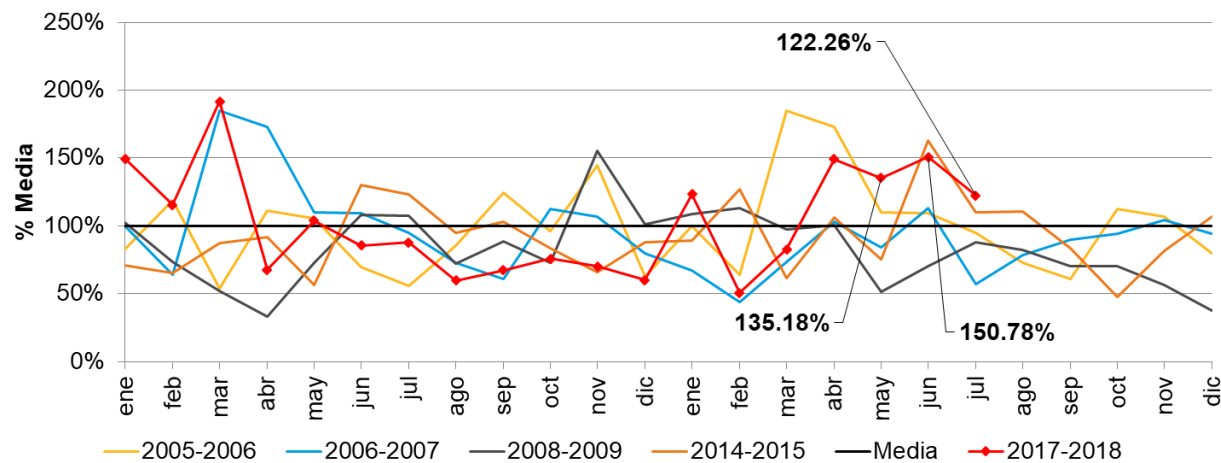
Aportes por regiones



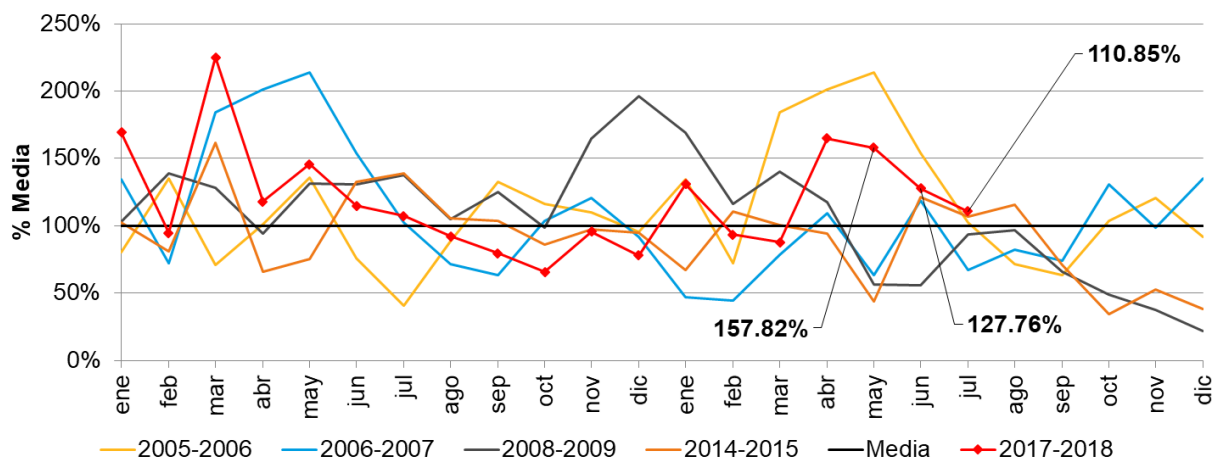
Antioquia



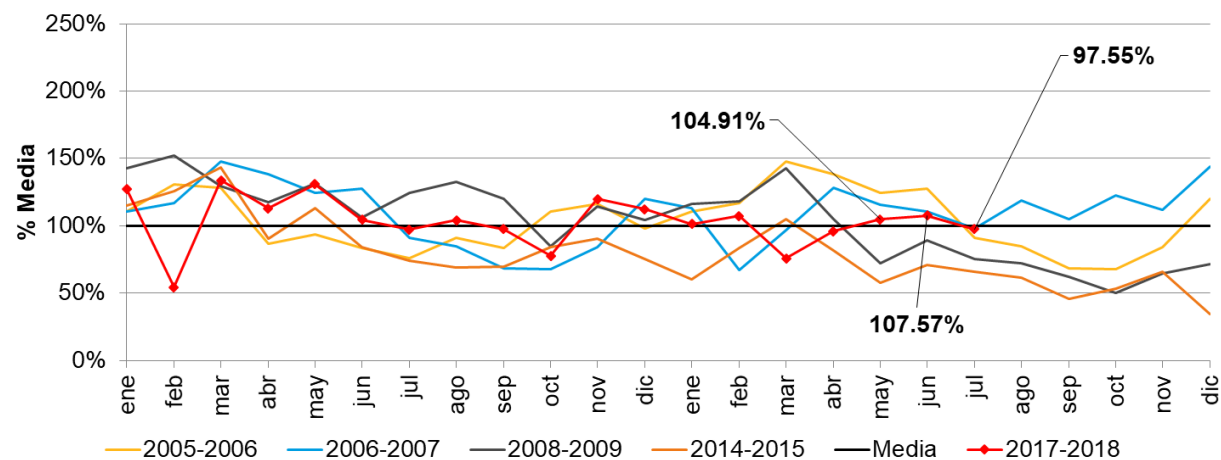
Oriente



Centro



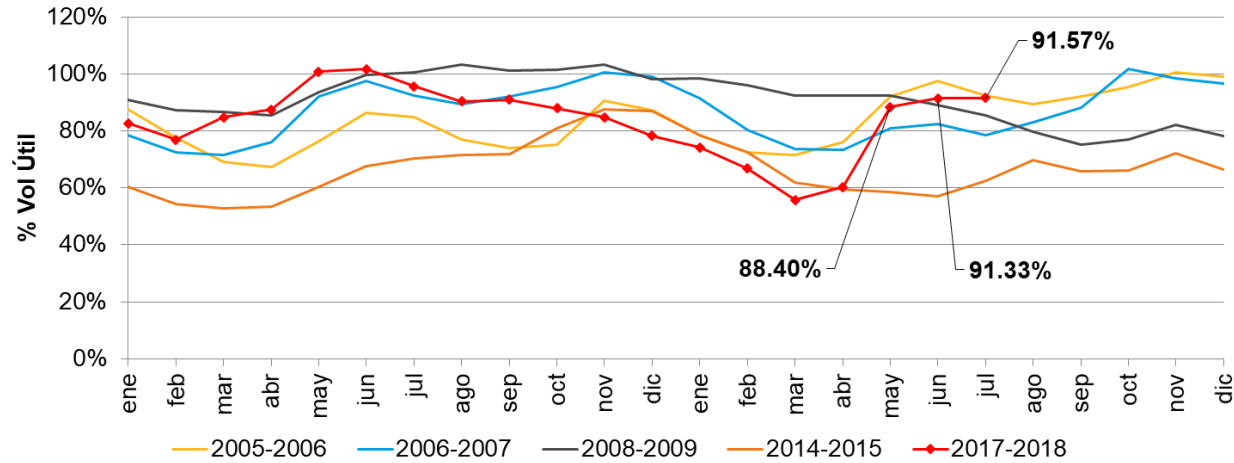
Valle



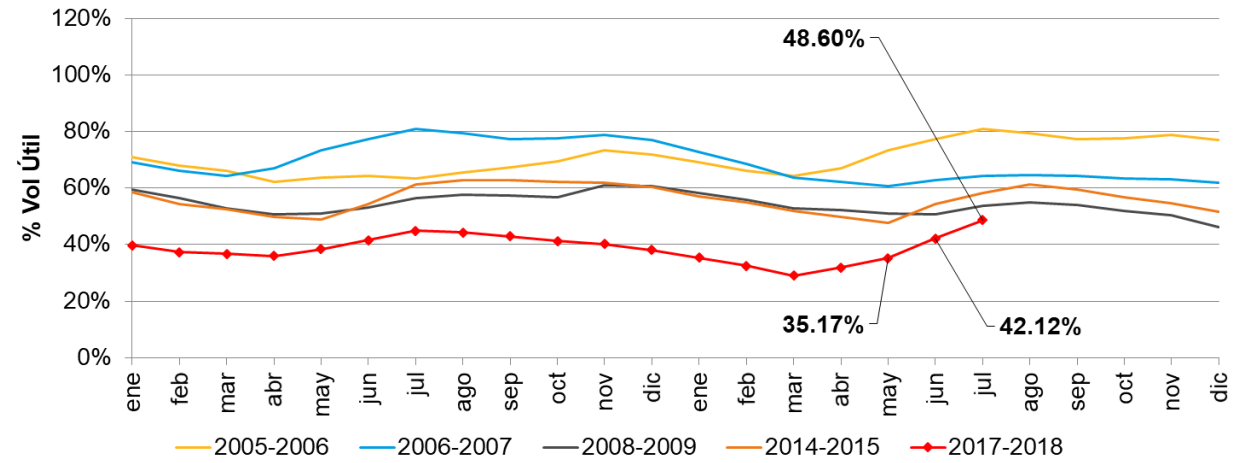
Evolución de principales embalses



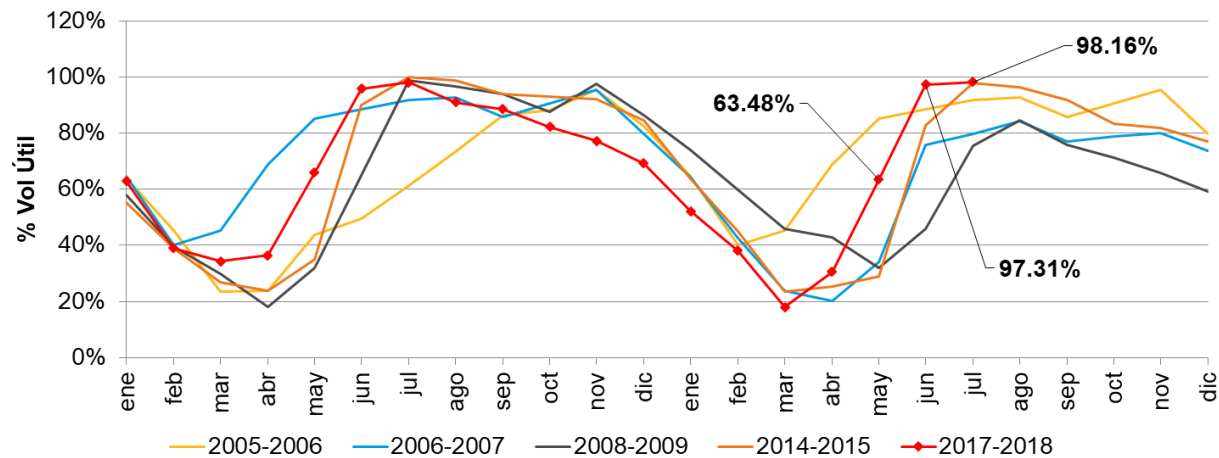
Peñol



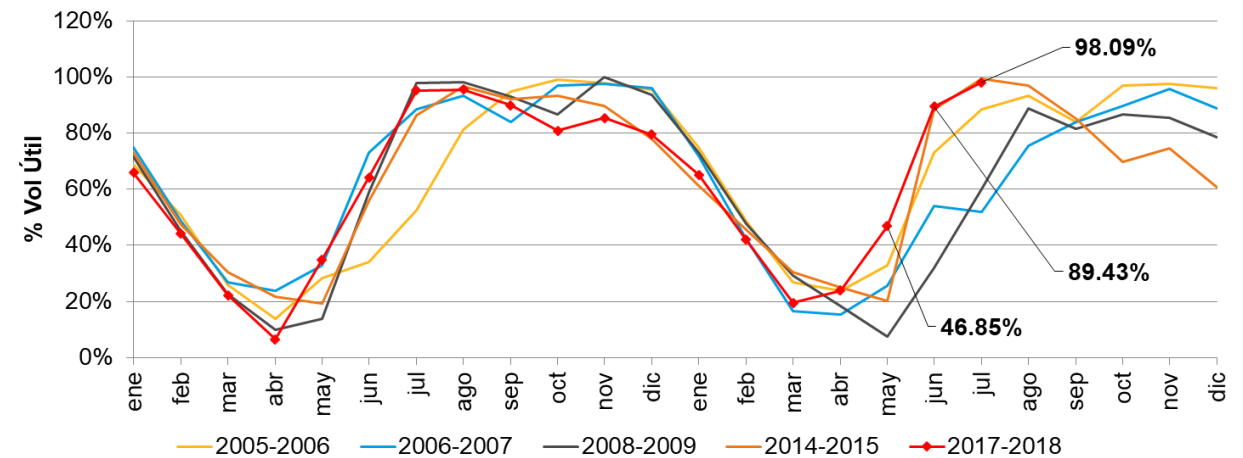
Agregado Bogotá



Guavio



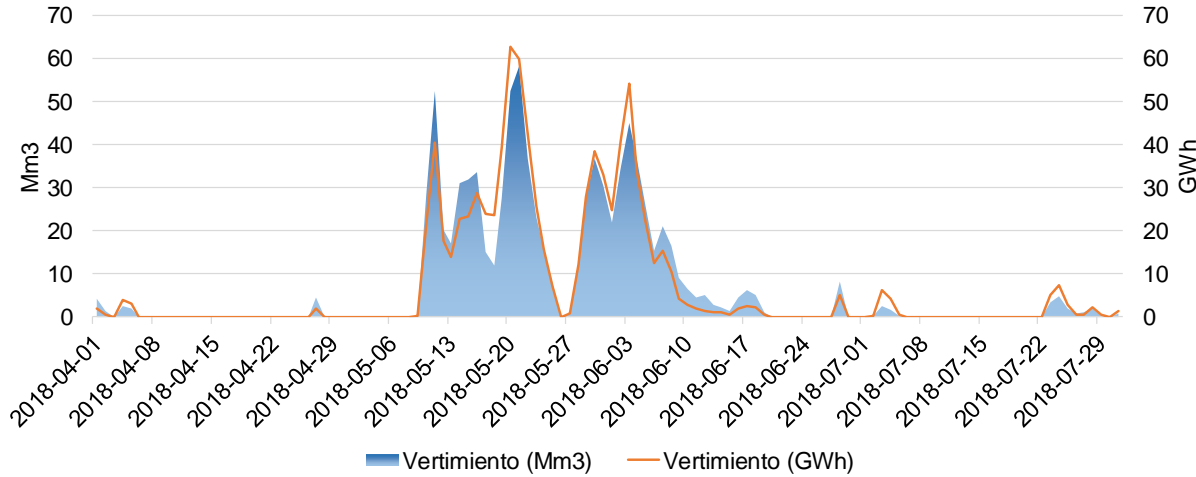
Esmeralda - Chivor



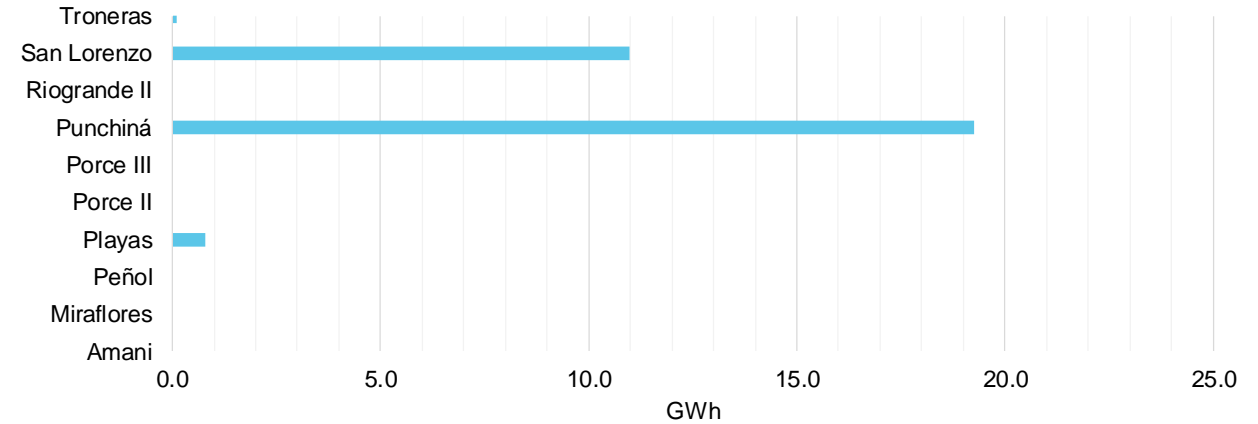
Vertimientos por regiones



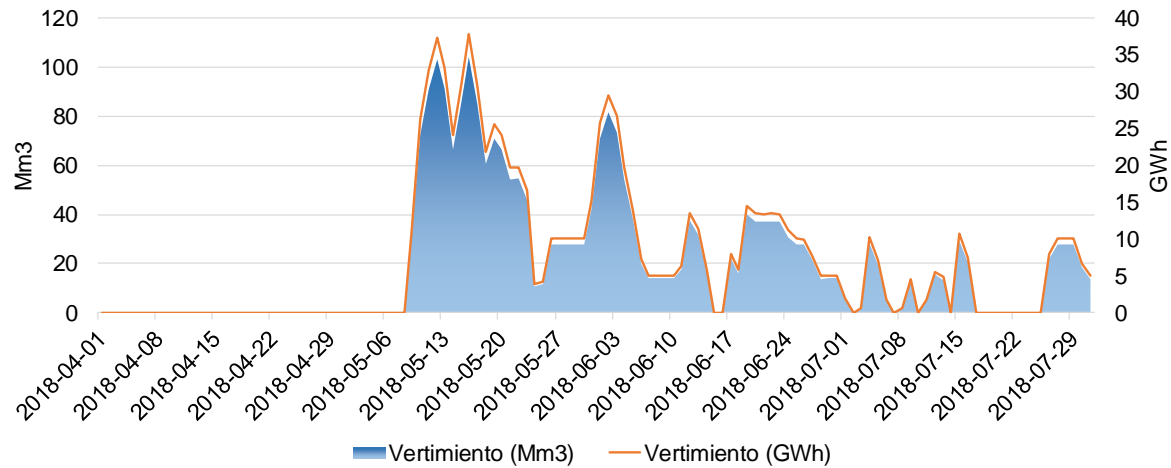
Antioquia



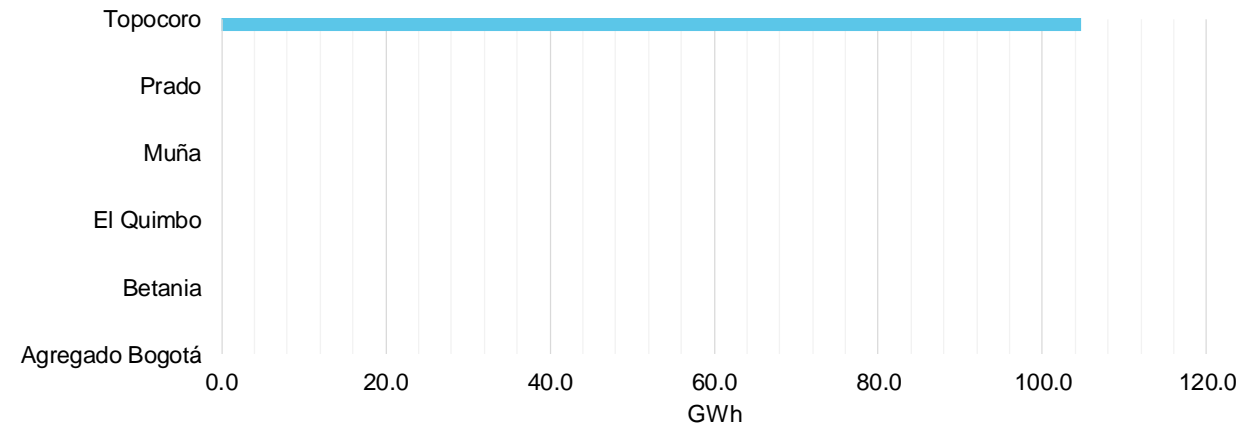
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Antioquia



Centro



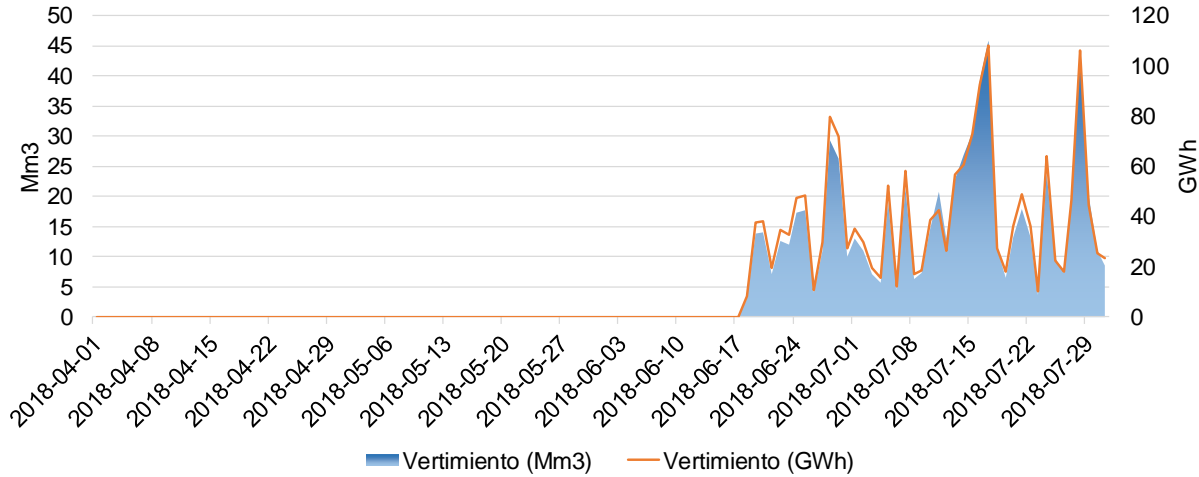
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Centro



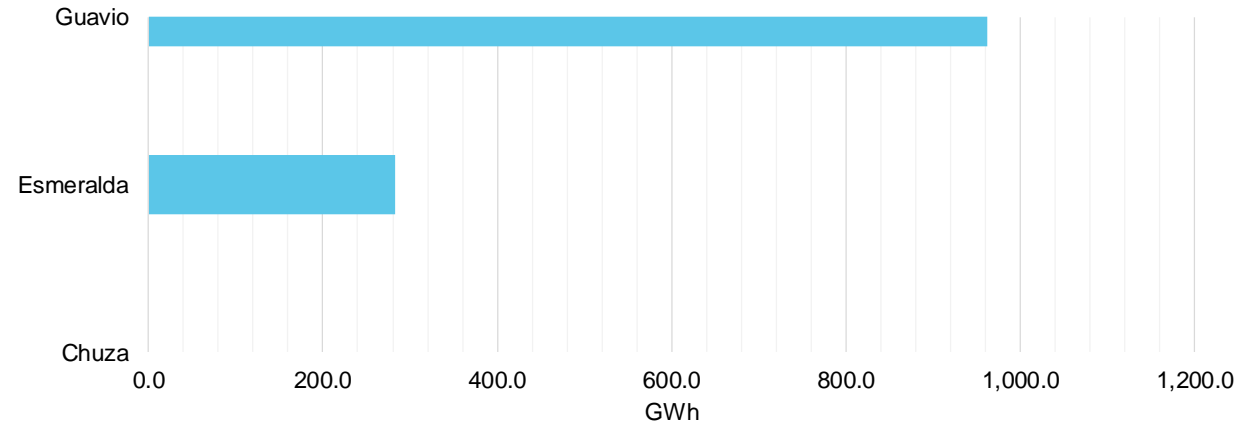
Vertimientos por regiones



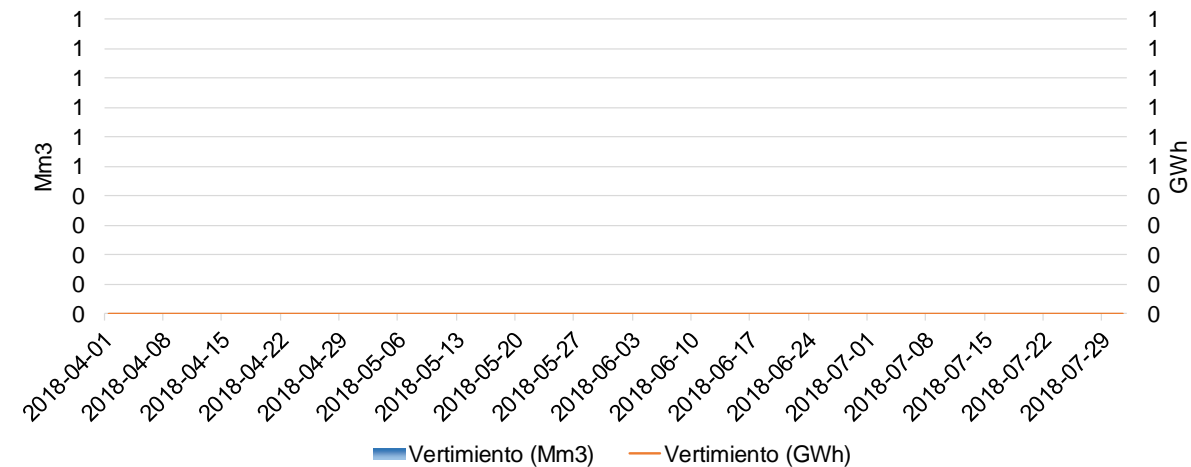
Oriente



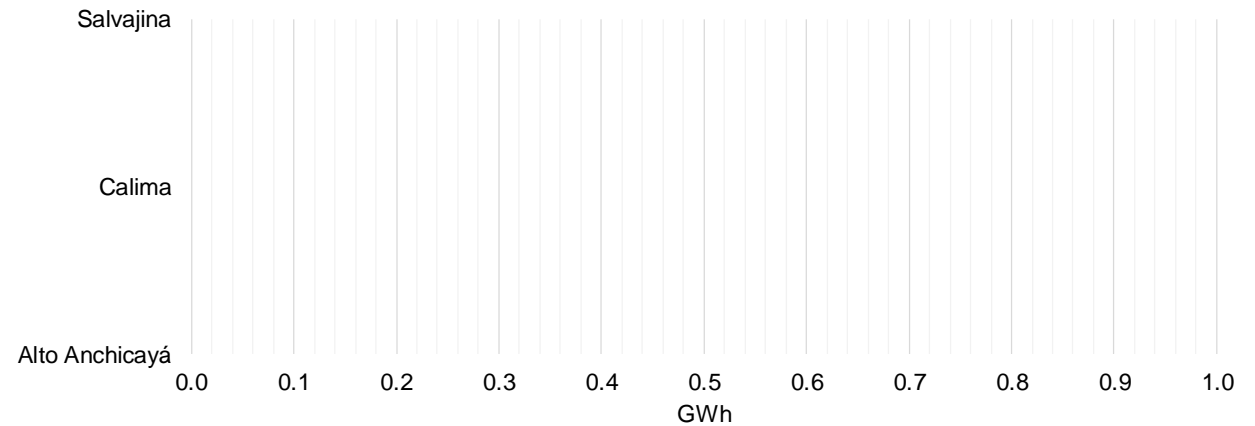
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Oriente



Valle



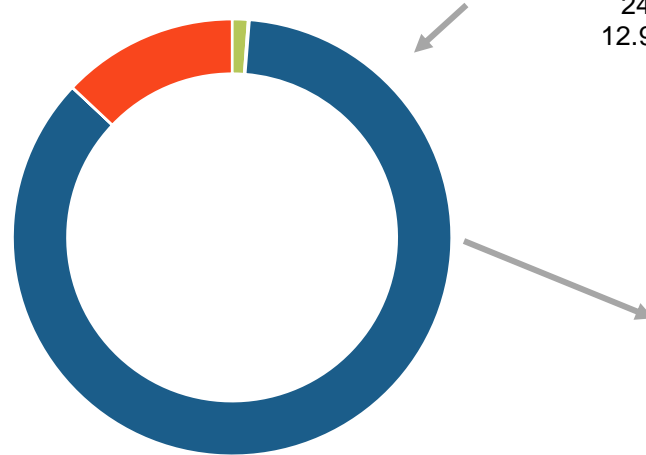
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Valle



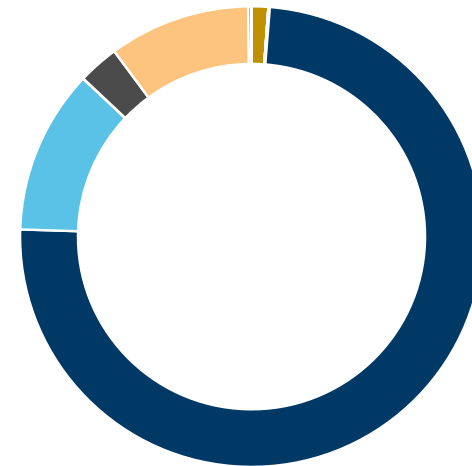
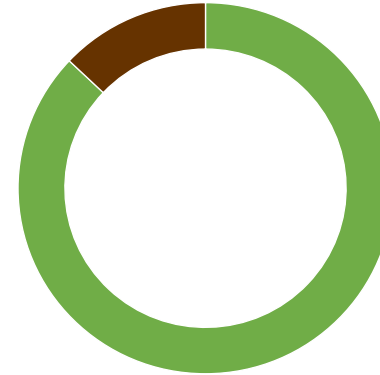
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 190.8 GWh-día

- Biomasa, 2.2, 1.17%
- Eolica, 0.2, 0.10%
- Hidraulica, 163.6, 85.77%
- Solar, 0.0, 0.01%
- Combustible fosil, 24.7, 12.95%



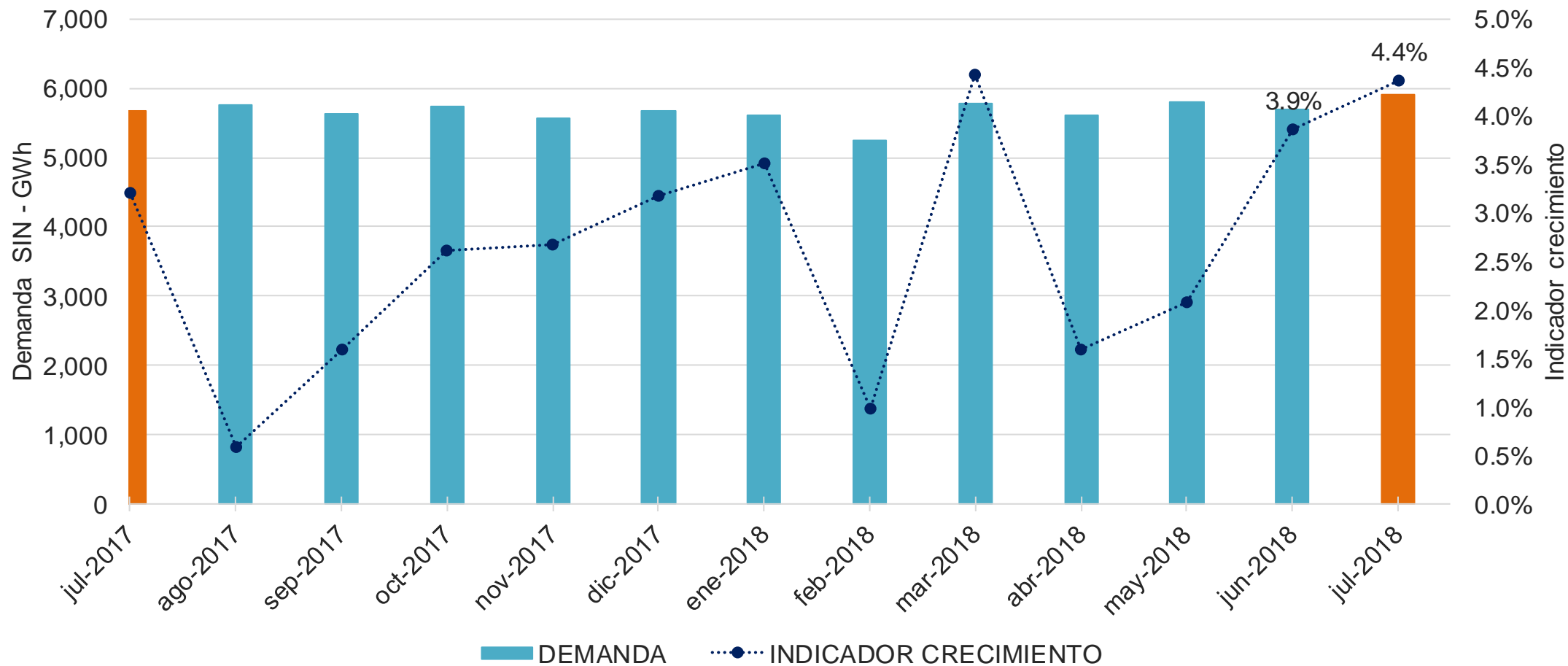
- Renovable 166.1 87.05%
- No renovable 24.7 12.95%



- Bagazo, 2.2, 1.16%
- Biogas, 0.0, 0.01%
- Eolica, 0.2, 0.10%
- Embalse, 141.6, 74.23%
- Filo de agua, 22.0, 11.54%
- Fotovoltaica, 0.0, 0.01%
- Carbón, 5.4, 2.84%
- Gas, 18.8, 9.87%
- Líquidos, 0.4, 0.22%
- Mezcla, 0.0, 0.01%

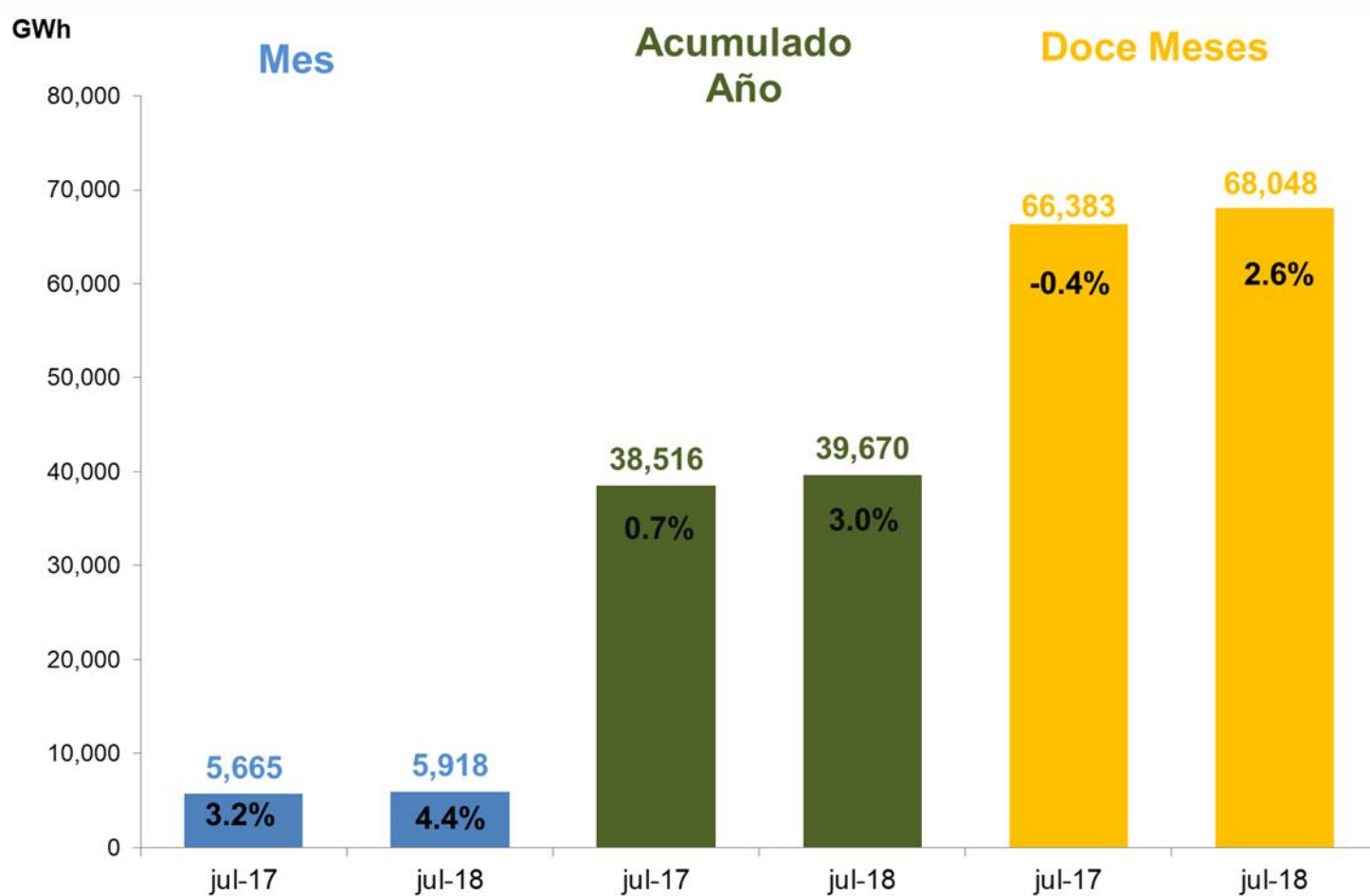
La generación por combustible se clasifica según el registro correspondiente al combustible principal de la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 31 de julio de 2018

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Seguimiento de la demanda de energía del SIN

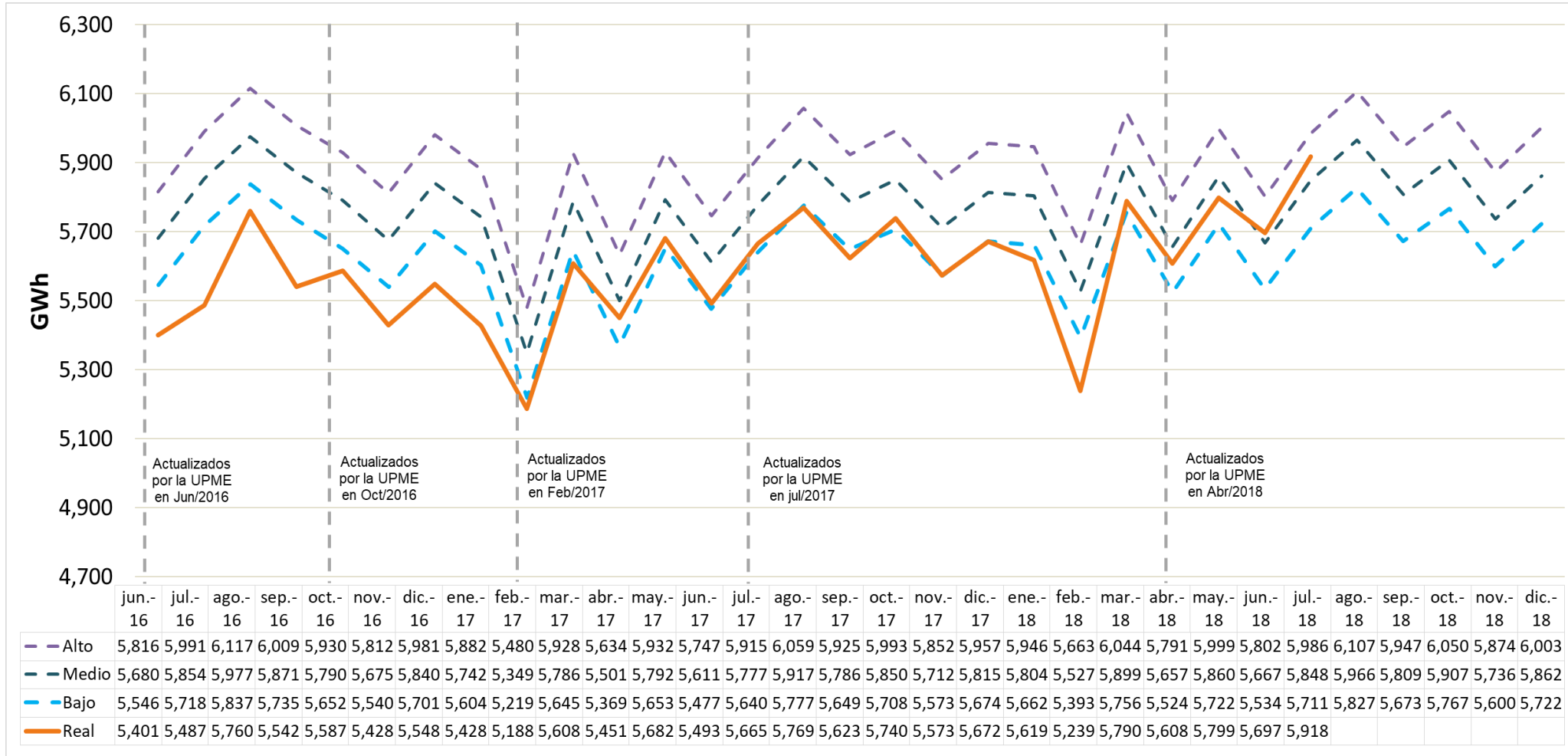
Julio 2018



	2017			2018			Crecimiento
	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	
Comerciales	3,615.5	19	190.3	3,957.2	20	197.9	4.0%
Sábados	911.0	5	182.2	759.6	4	189.9	4.2%
Dom. - Festivos	1,138.5	7	162.6	1,201.5	7	171.6	5.5%
Total Mes	5665.0	31	182.7	5,918.2	31	190.9	4.4%

Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME

Julio 2018

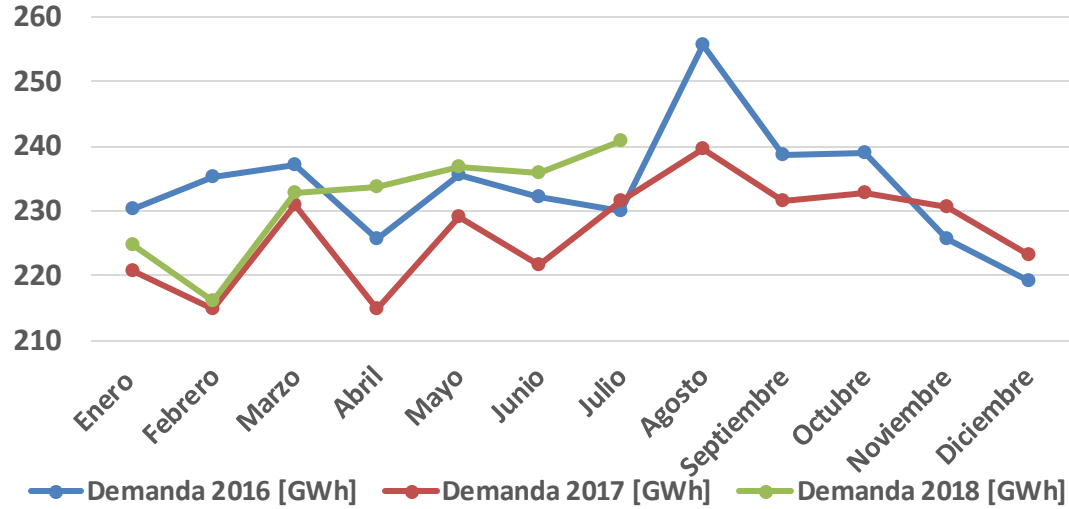


Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado No Regulado

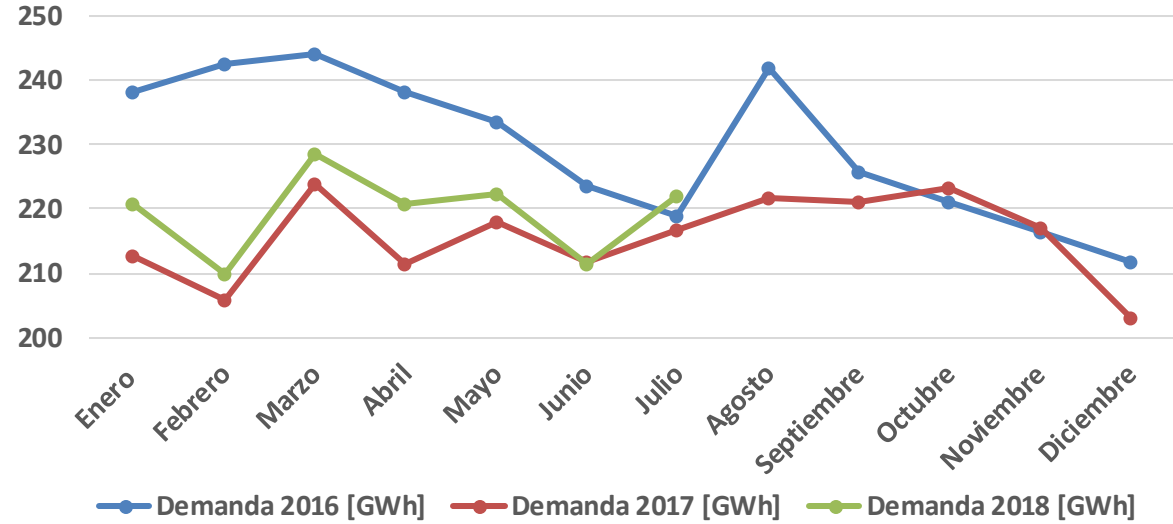
Enero 2016-Julio de 2018



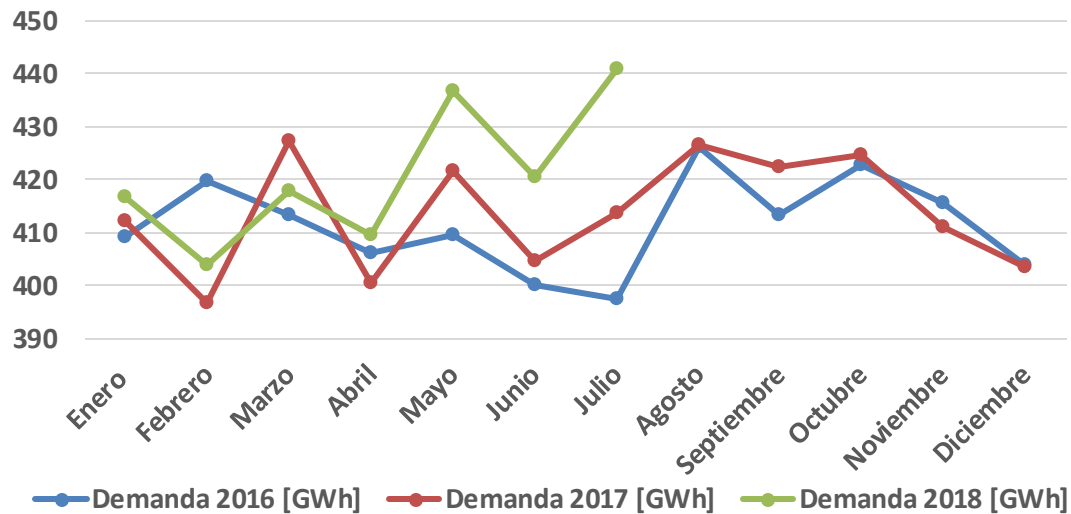
DEMANDA MERCADO NO REGULADO VALLE DEL CAUCA



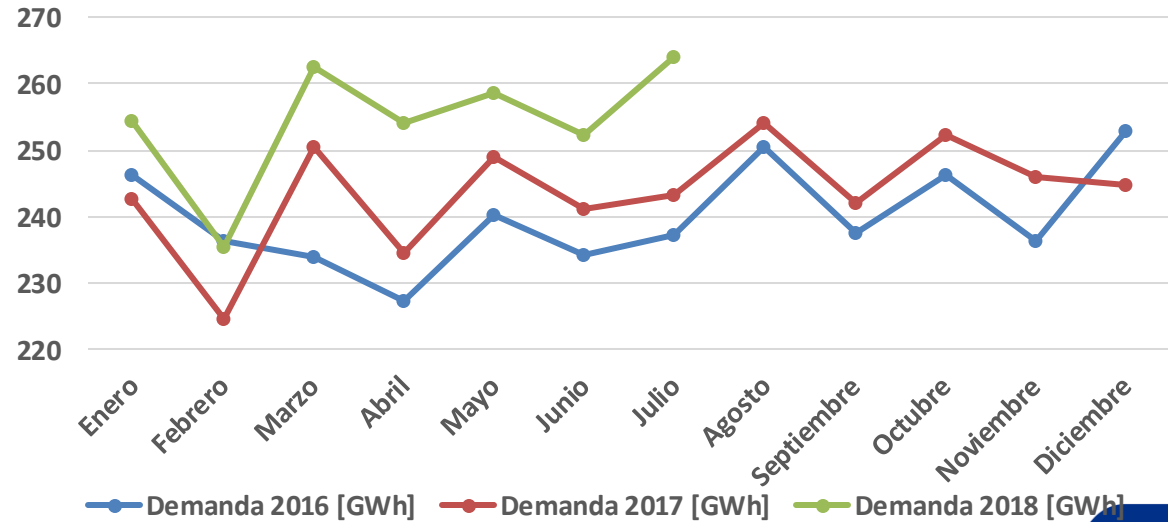
DEMANDA MERCADO NO REGULADO ANTIOQUIA



DEMANDA MERCADO NO REGULADO CENTRO



DEMANDA MERCADO NO REGULADO COSTA ATLÁNTICA



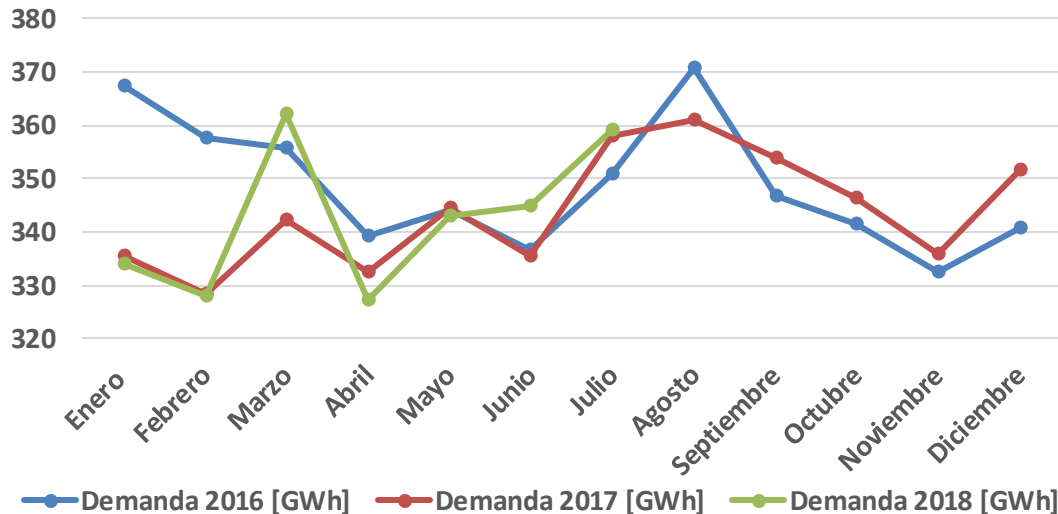
La información para el valor del mes de Junio considero la información disponible el día 6 de junio

Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado Regulado

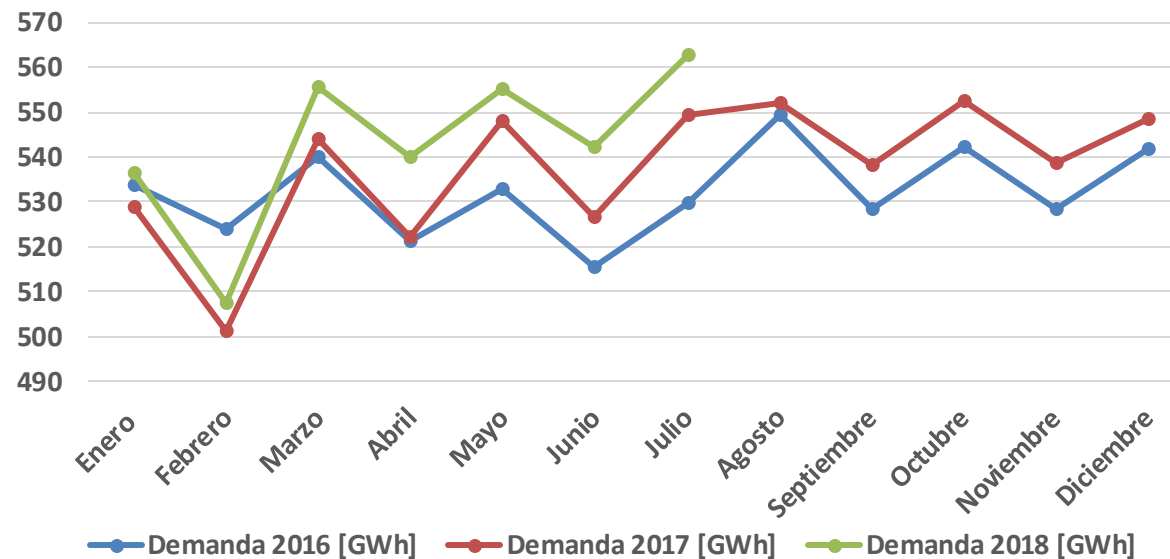
Enero 2016-Julio de 2018



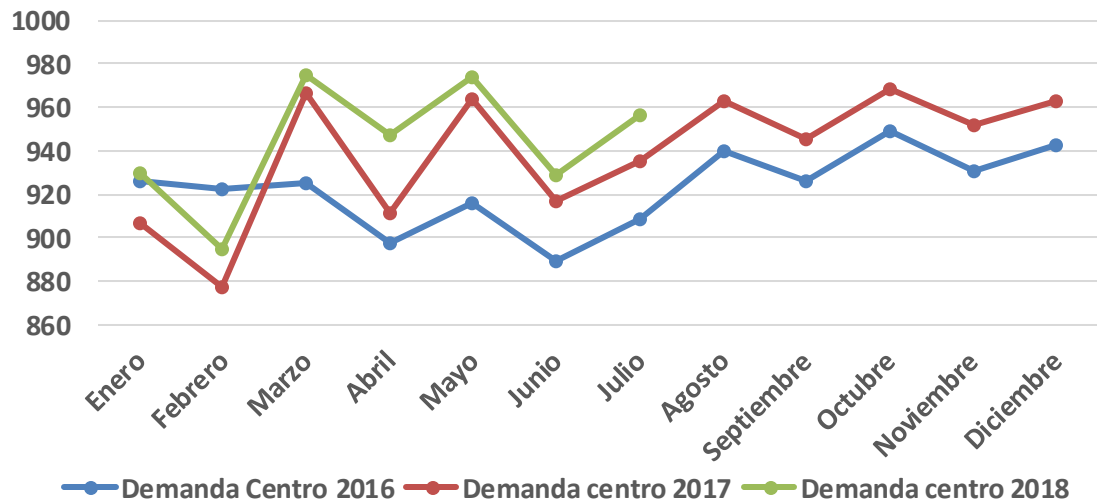
DEMANDA MERCADO REGULADO VALLE DEL CAUCA



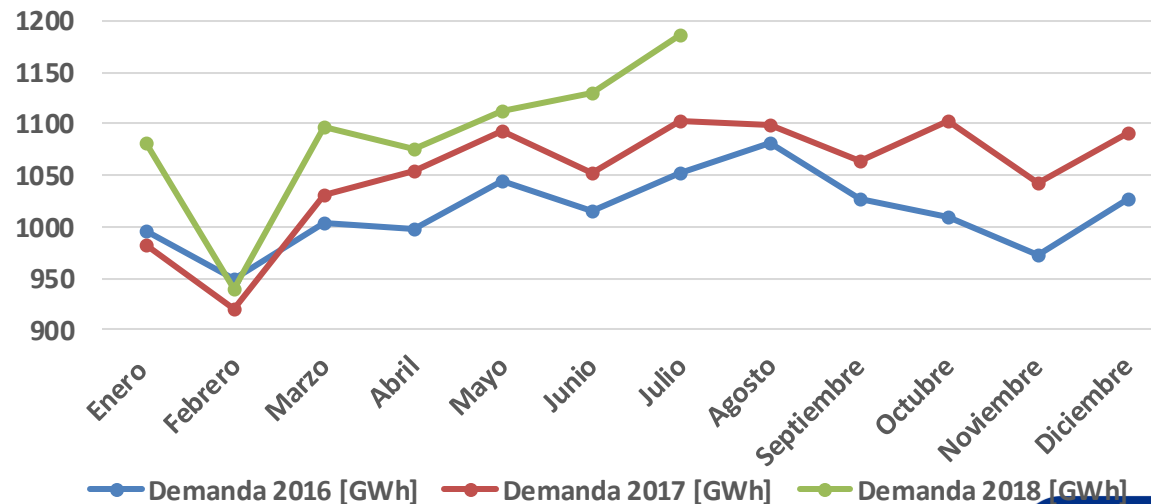
DEMANDA MERCADO REGULADO ANTIOQUIA



DEMANDA MERCADO REGULADO CENTRO

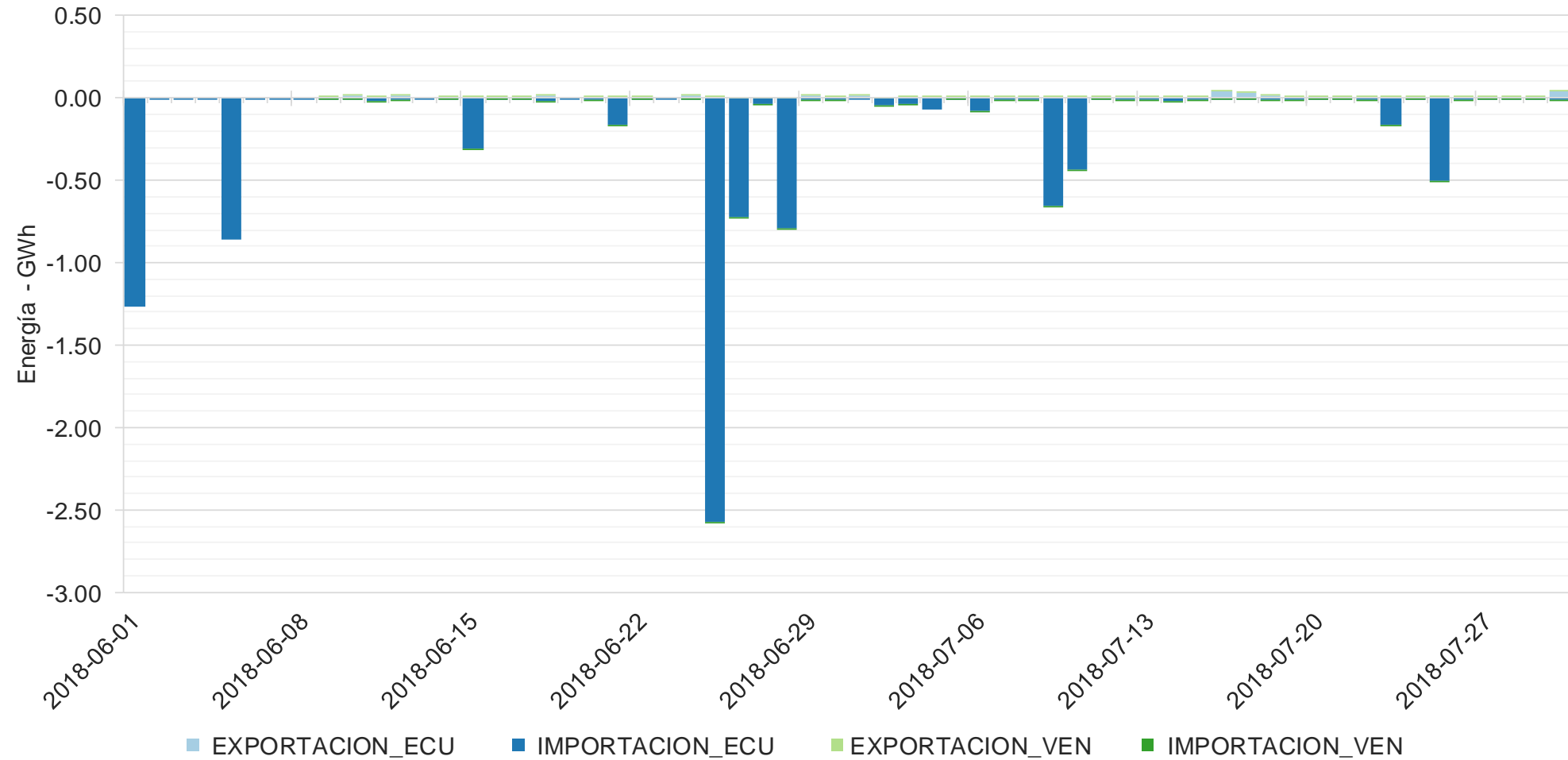


DEMANDA MERCADO REGULADO COSTA ATLÁNTICA



La información para el valor del mes de Junio considero la información disponible el día 6 de junio

Importaciones y exportaciones de energía





3. Panorama Energético

Análisis energético de mediano plazo
Análisis energético de largo plazo



Supuestos considerados



Horizonte

MP: 2 años, resolución semanal
LP: 6 años, resolución mensual

Demanda

Escenario medio UPME
(Abr/18)

Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Costos de racionamiento

Último Umbral UPME Jul/18.

Condición Inicial Embalse

Julio 29, 79.6% (MP)
Junio 30, 78.5% (LP)

Desbalance hídrico

14 GWh/día

Mttos Generación

Aprobados, solicitados y
en ejecución – SNC Jul/18 - Jun/19

Mín. Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)

Intercambios Internacionales

No se consideran

Información combustibles

Precios: UPME
Disponibilidad reportada por agentes

Expansión Generación

- Proyectos con OEF. (MP y LP)
- Un caso del MP y LP con proyectos con OEF y concepto de conexión por parte de UPME

Información combustibles



Según lo reportado por los agentes bajo el acuerdo CNO 695 se consideran las plantas operando con los combustibles indicados

Plantas que operan con Carbón

Zona	Plantas
Costa	Guajira
	Gecelca 3
Interior	Tasajero
	Paipa
	Zipa

Zona	Planta	Combustible
Costa	Tebsa	GNI
	Barranquillas	GNI
	Flores 1 y 4	GNI
	Proelectrica	Gas
	Termocandelaria	GNI
	Cartagena	Combustóleo
Interior	Merilectrica	Gas
	Termosierra	ACPM
	Termocentro	Gas
	Termodorada	ACPM
	Termoemcali	ACPM y Gas
	Termovalle	ACPM
	Termoyopal	Gas

Panorama Energético Mediano Plazo



Resumen Casos

Caso

Caso 1

Caso 2

Caso 3

Caso 4

Caso 5

Caso 6

Hidrología

Esperado

Contingencia

CND1

CND2

Contingencia

Estocástico

Proyectos de generación

Con OEF *

Con OEF+ con concepto UPME

Con OEF

Total MW Proyectos futuros considerados*

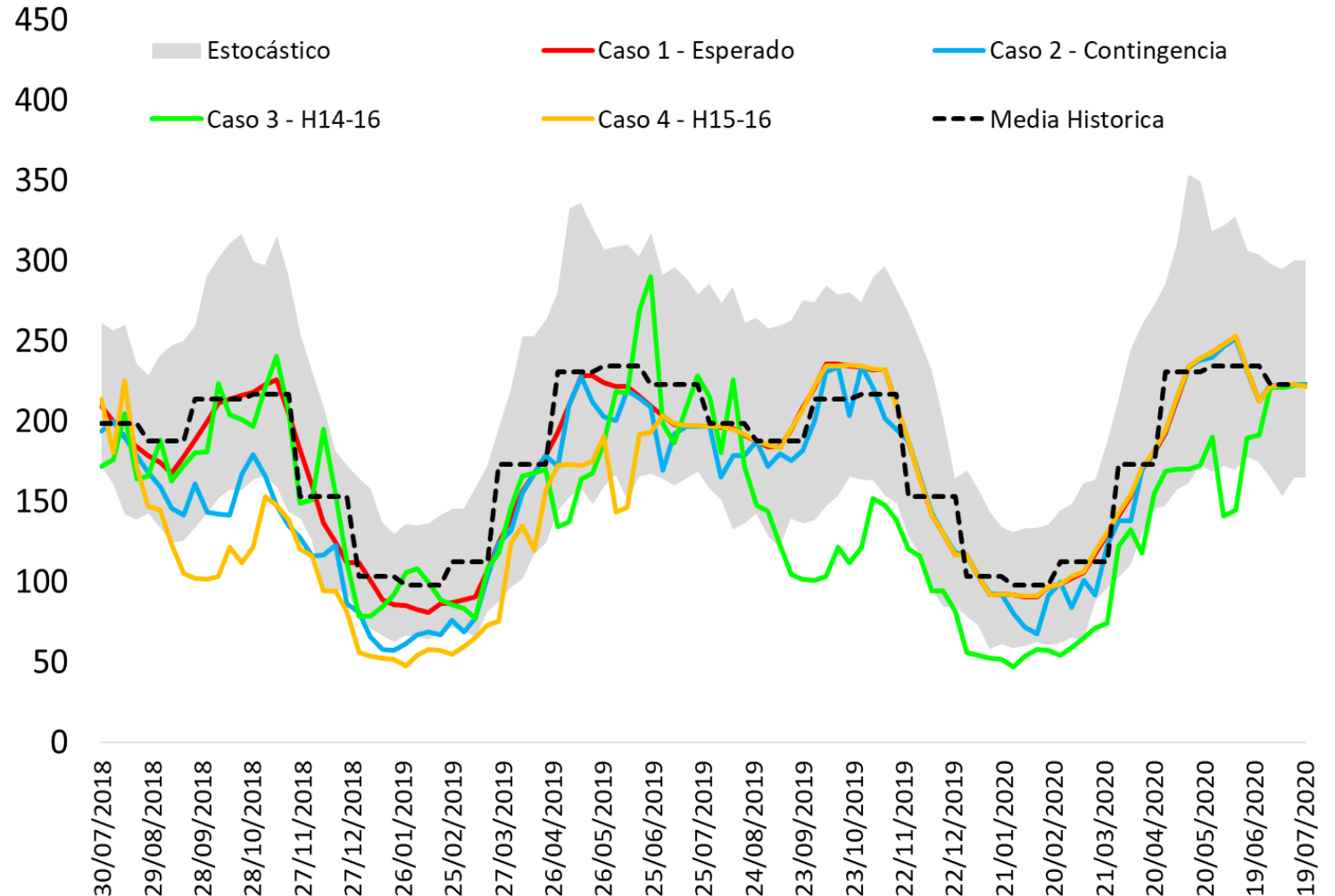
Tipo	Casos 1 al 4 y 6	Caso 5
Hidráulico	0*	151**
Térmico	362	432**
Solar	0	268
Eólico	0	112
Total	362	963

Proyectos con entrada hasta el 01 de Julio de 2020.

*No se considera Ituango en el horizonte de análisis del MP.

**Despachados y No Despachados Centralmente

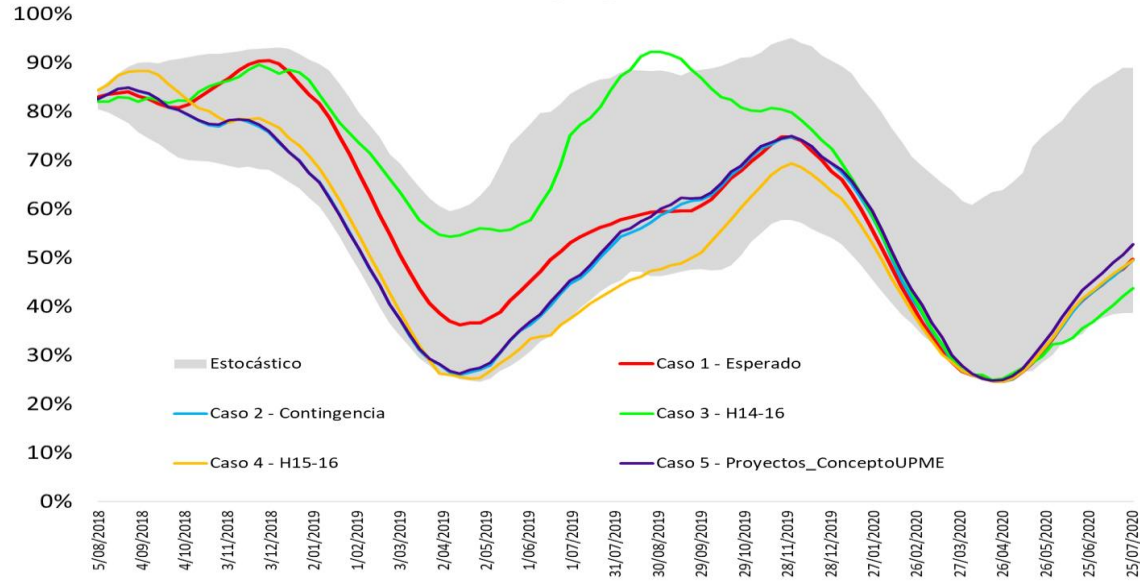
Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



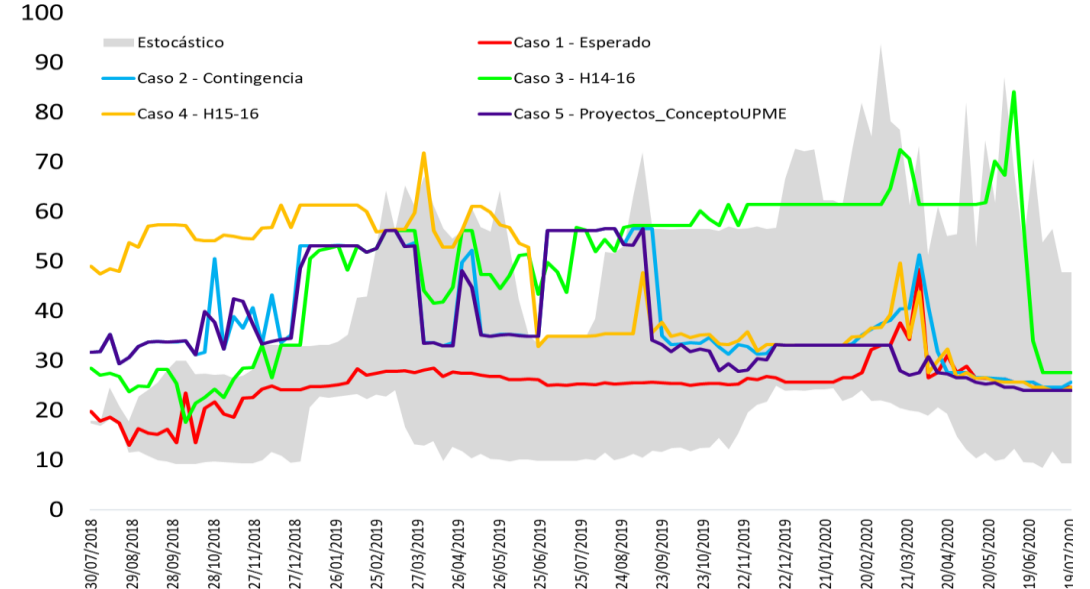
Panorama Energético Mediano Plazo



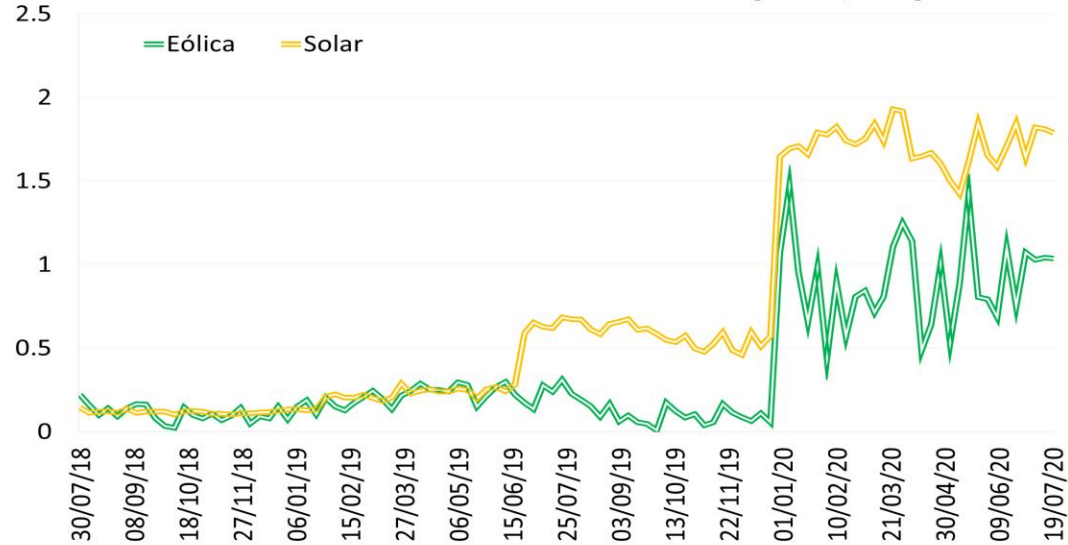
Embalse agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]



GENERACIÓN FRNC PROMEDIO CASO 5 [GWH/DÍA]



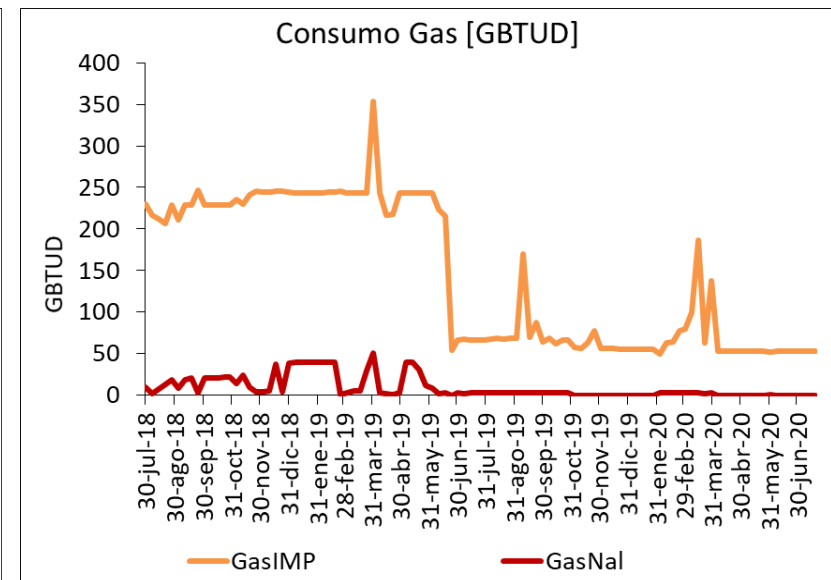
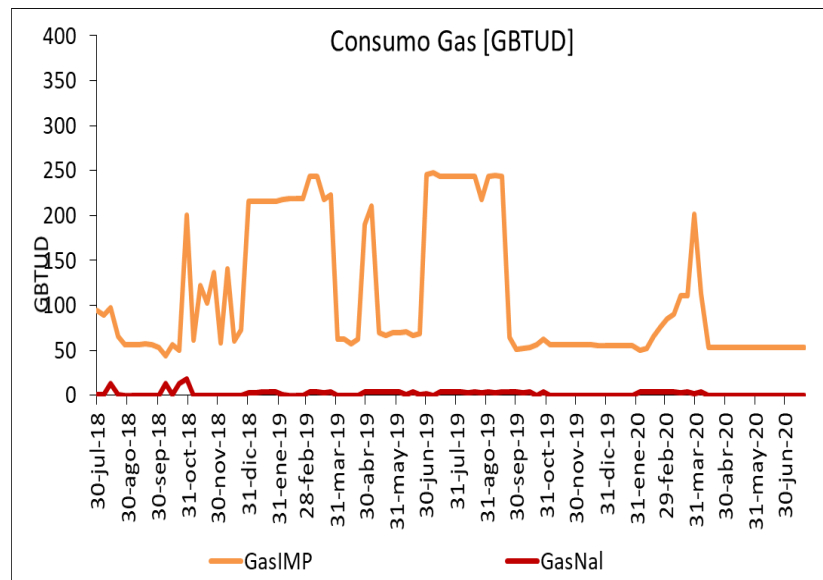
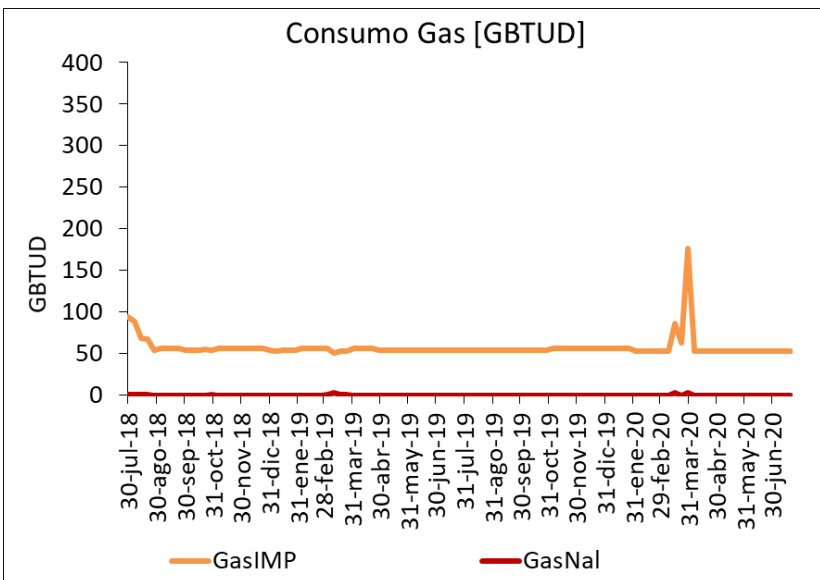
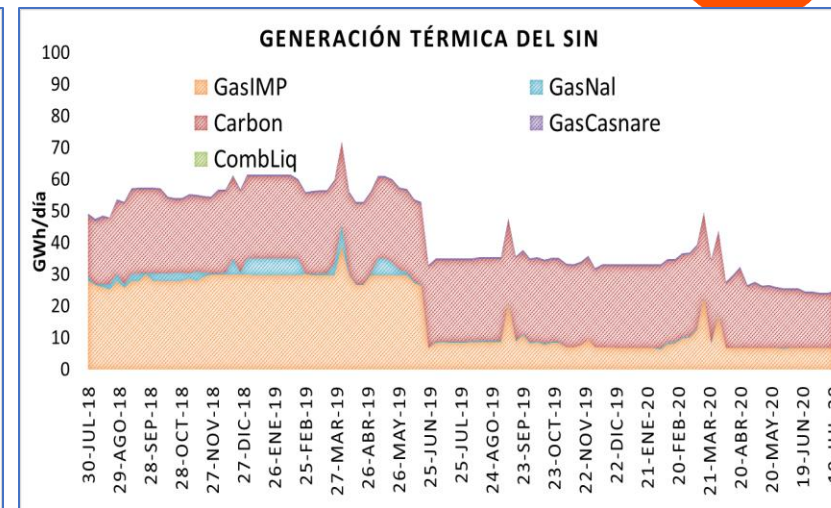
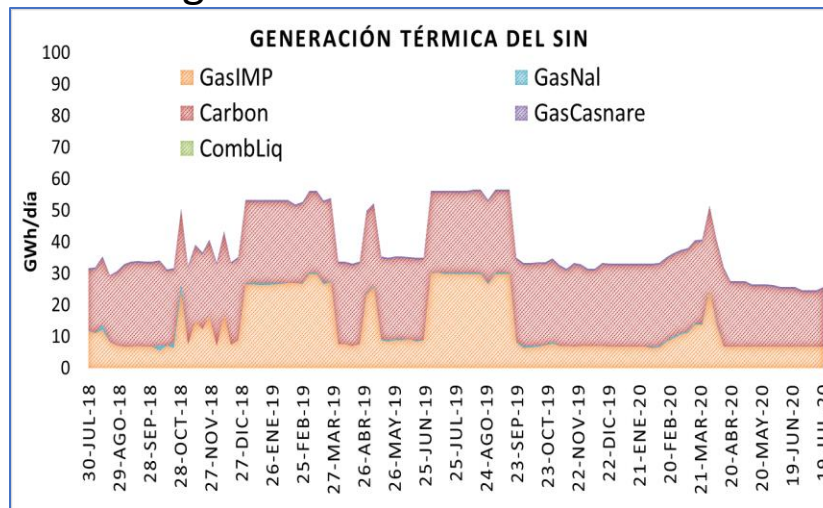
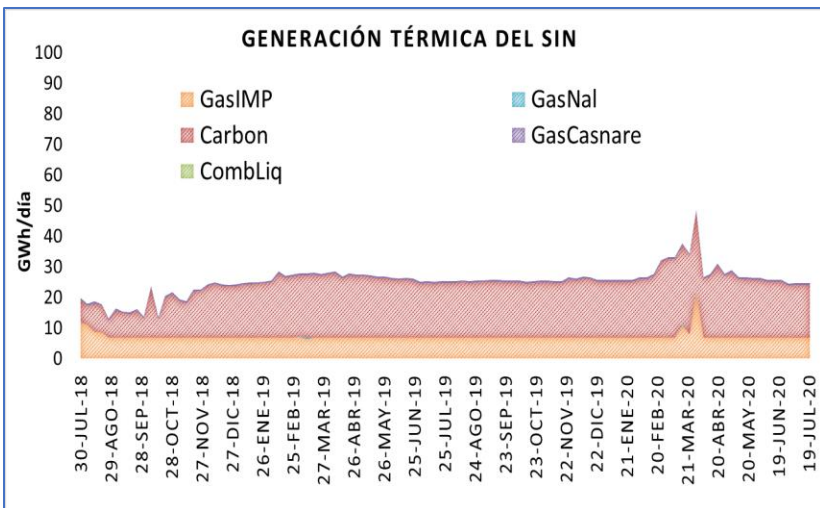
Panorama Energético Mediano Plazo



Pronóstico SH

Contingencia

H 2015 - 2016



Análisis Energético Estacástico– Largo Plazo 2018-2024



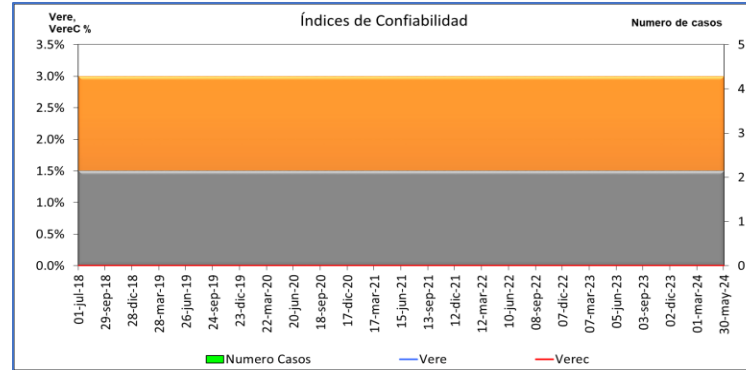
Se considera la entrada de la primera unidad de Ituango Nov/22

Solo proyectos con OEF

Simulación estocástica 100 series

Autónomo.

Demanda UPME Abr/18: media



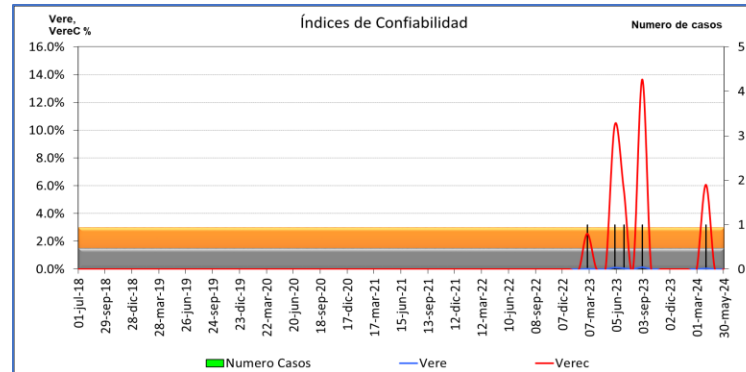
No se considera Ituango en el horizonte de estudio

Solo proyectos con OEF

Simulación estocástica 100 series

Autónomo.

Demanda UPME Abr/18: media



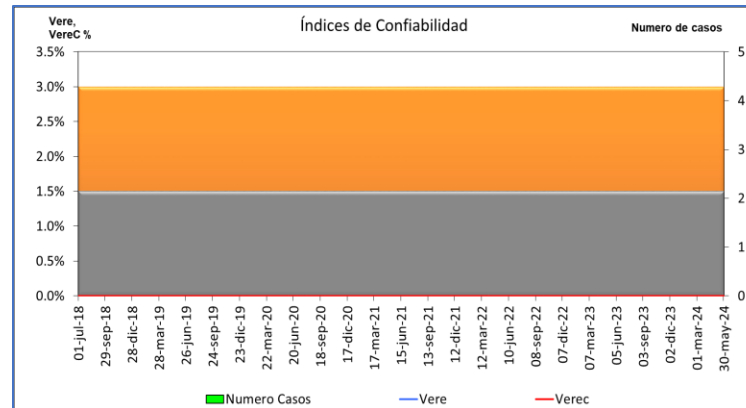
No se considera Ituango en el horizonte de estudio

Proyectos con OEF + Proyectos Concepto UPME

Simulación estocástica 100 series

Autónomo.

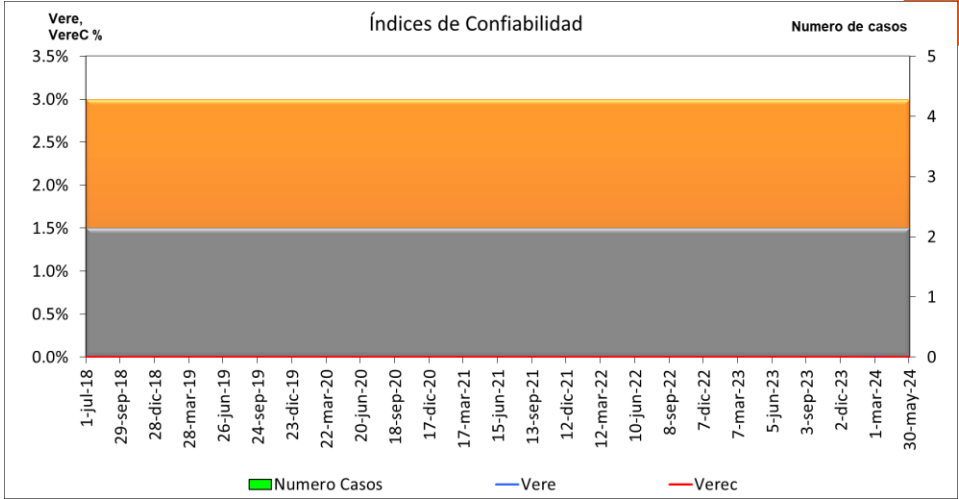
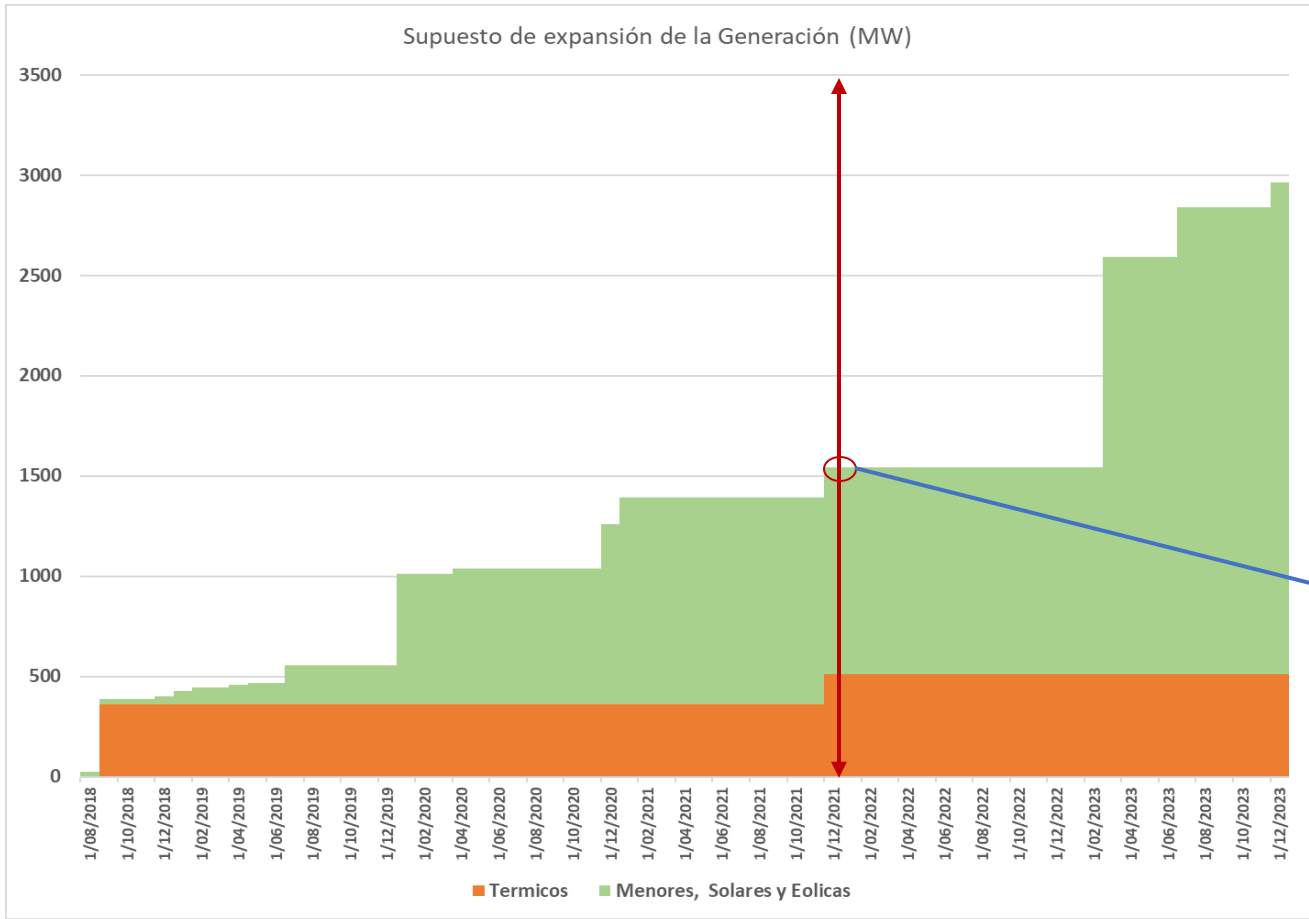
Demanda UPME Abr/18: media



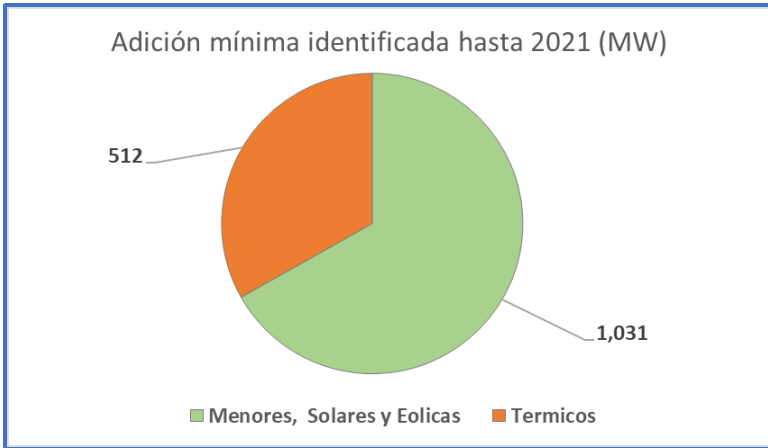
En el análisis de LP en el CNO de julio se presentaron los efectos de la ausencia de Hidroituango en la confiabilidad.
Se mostró como con proyectos de generación reportados, la confiabilidad cumple con los criterios del Código de Operación

¿Cuál es la menor adición de proyectos que reduce el déficit para cumplir con los criterios de confiabilidad del SIN ?

Análisis Energético – Largo Plazo 2018-2024



Con una adición mínima como la considerada hasta diciembre de 2021 se cumple con los criterios de confiabilidad en el horizonte



Solar: 486MW
Eólico: 312MW
Hidro: 162MW
Térmica: 71MW

- Hasta dic de 2021 se considera una adición de **1543 MW** (**1181 MW** sin contar a Gecelca32 ni a TermoNorte)
- La energía puesta por **1181 MW** de proyectos adicionales representan una energía promedio diaria de **11.3 GWh/día** en el verano 2022/2023.

Supuestos Generales considerados

Horizonte

LP: 5 años, resolución semanal

Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Costos de racionamiento

Último Umbral UPME Jul/18.

Condición Inicial Embalse

Julio 26, 80.4%

Desbalance hídrico

14 GWh/día

Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC Jul/18 - Jun/19

Mín. Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)

Precios combustibles

Indicados por UPME en mayo de 2017

Expansión Generación

Proyectos con OEF.
No se considera la entrada de Ituango en el horizonte de análisis

Hidrología

En 2018 y 2019 – Hidrología media a partir de 2020 se considera la hidrología de El Niño 2014-2016, luego condiciones cercanas a la media.

Curva de administración al riesgo

Mínimo embalse agregado acorde con los mínimos históricos de los embalses

Demanda

Escenario Alto publicado por UPME en Abril de 2018

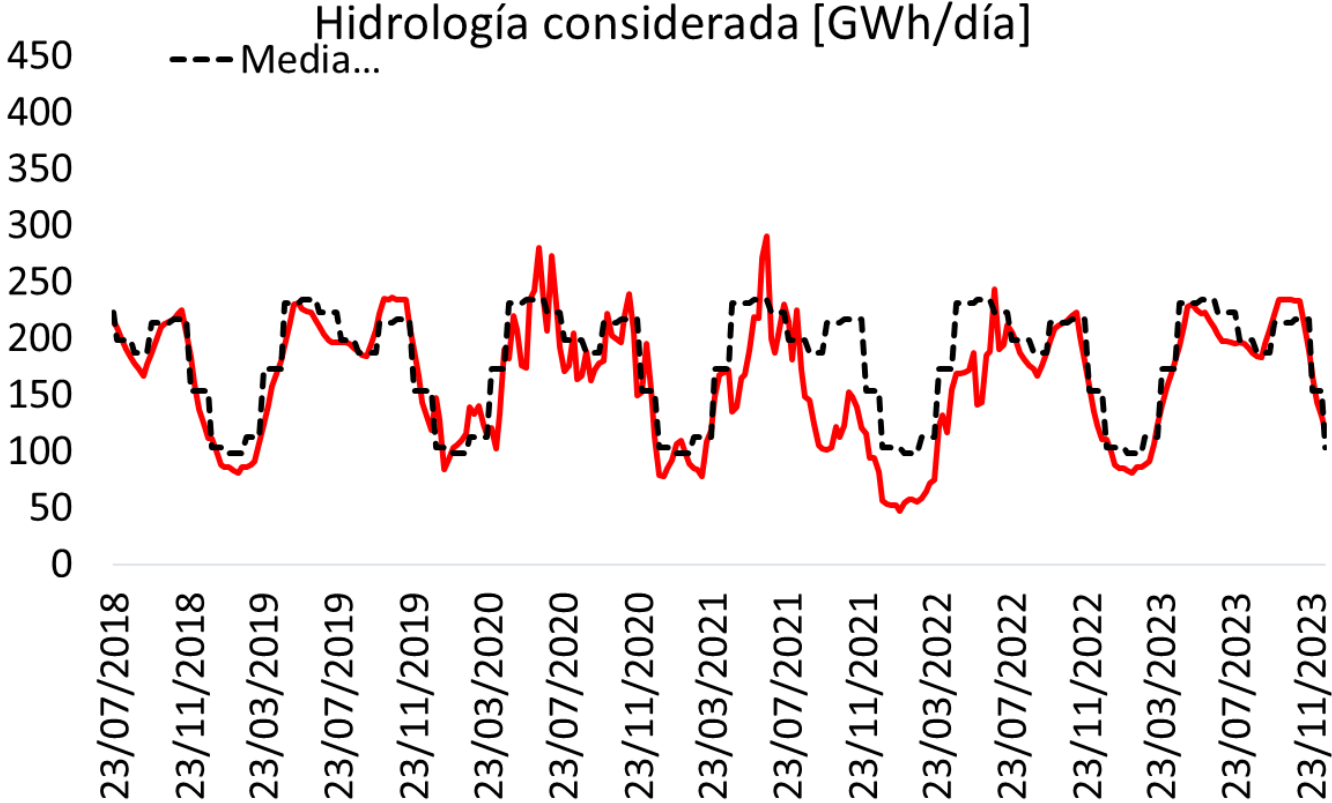
Análisis Energético Determinístico – Largo Plazo 2018-2023

Resumen Casos



Caso	Importación	Proyectos
Caso 1	Variable	Con OEF
Caso 2	No se considera	Proyectos FRNC
Caso 3	Variable	
Caso 4	No se considera	

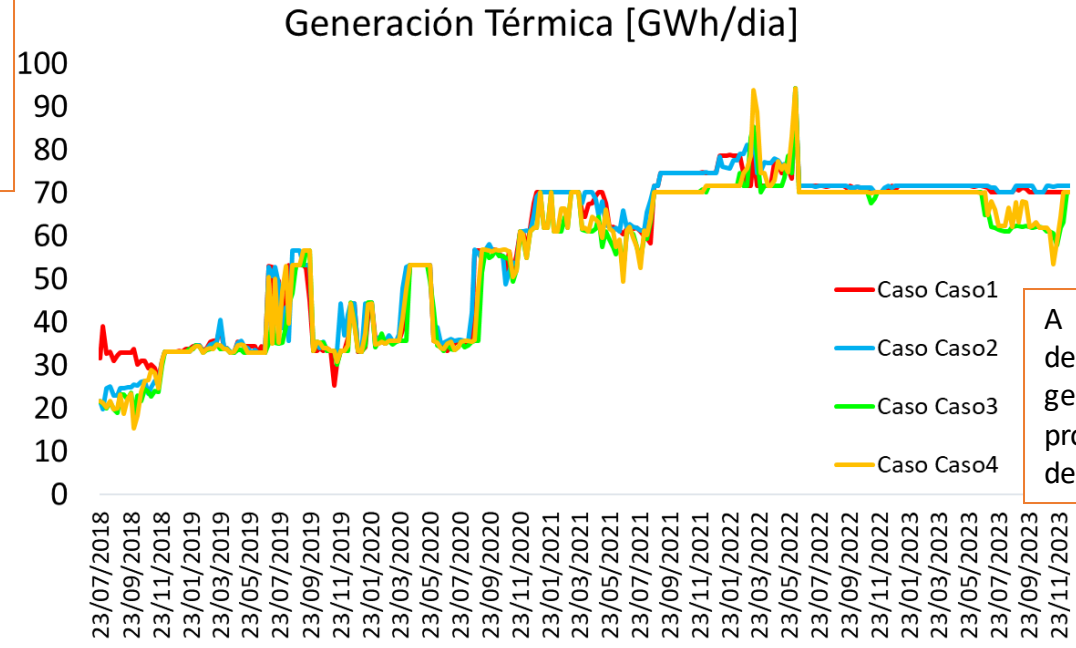
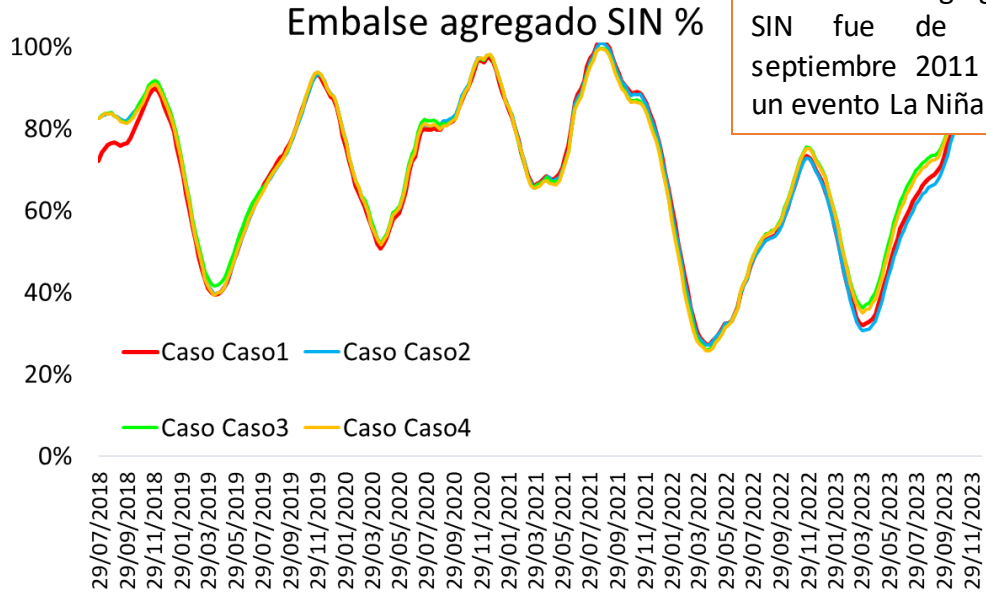
No se considera Ituango en el horizonte de análisis del MP.



Análisis Energético Determinístico – Largo Plazo 2018-2023



Resultados

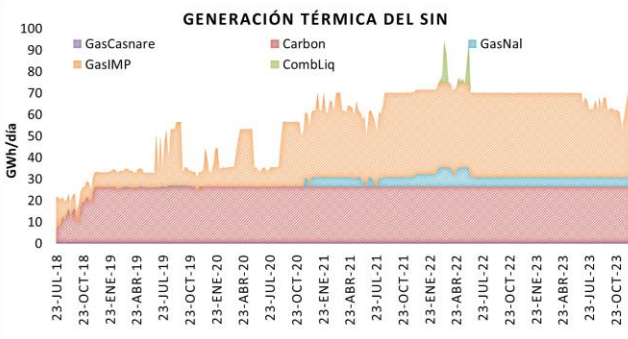
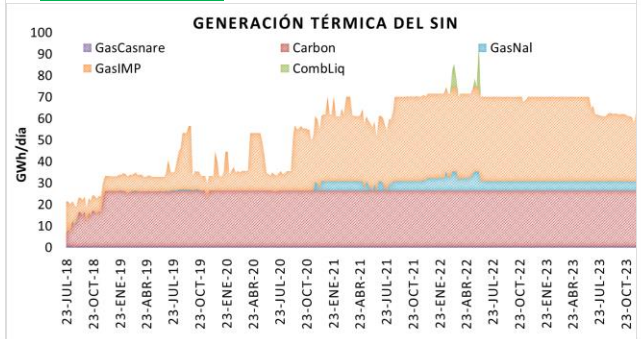
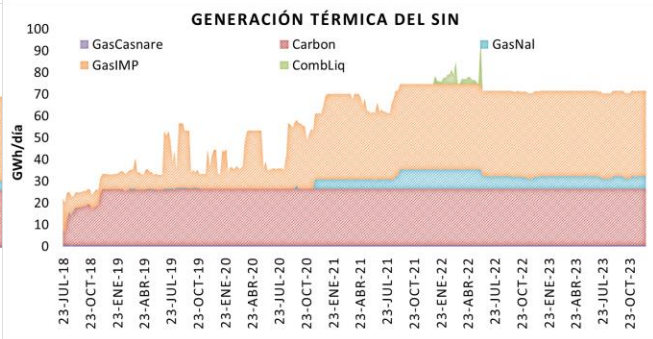
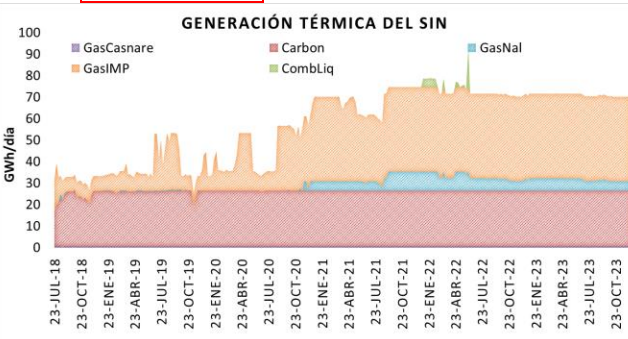


CASO 1

CASO 2

CASO 3

CASO 4



Conclusiones



- En el mediano plazo (2 años) y con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperadas y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente. De presentarse condiciones deficitarias de aportes, como el presentado en el escenario tipo “El Niño” del caso 4, la generación térmica promedio incrementa a valores sostenidos superiores a 60 GWh/día a partir del inicio de horizonte para obtener una evolución de embalse que no descienda en el verano por debajo de un 26%
- En el largo plazo con los supuestos considerados, para el escenario autónomo y sin la entrada de la generación de Hidroituango, una adición como la que se reporta hasta antes de 2022, y la cual corresponde a 1181 MW, permite cumplir con los criterios de confiabilidad. El mix de proyectos representa una energía de media de 11.3 GWh/día en el verano 2022/2023.
- El escenario de ocurrencia de fenómeno de El Niño en el verano 2021-2022, con los supuestos indicados, se muestra un aumento anticipativo de la generación térmica a valores promedio de alrededor de 70 GWh/día, este aumento de la generación térmica comienza a partir del mes de diciembre de 2020. Se resalta la evolución del embalse agregado previa al verano 2021-2022, la cual no corresponde a una respuesta natural del mercado.
- Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN.



4. Varios

- Indicadores de Operación
- Seguimiento a las curvas S





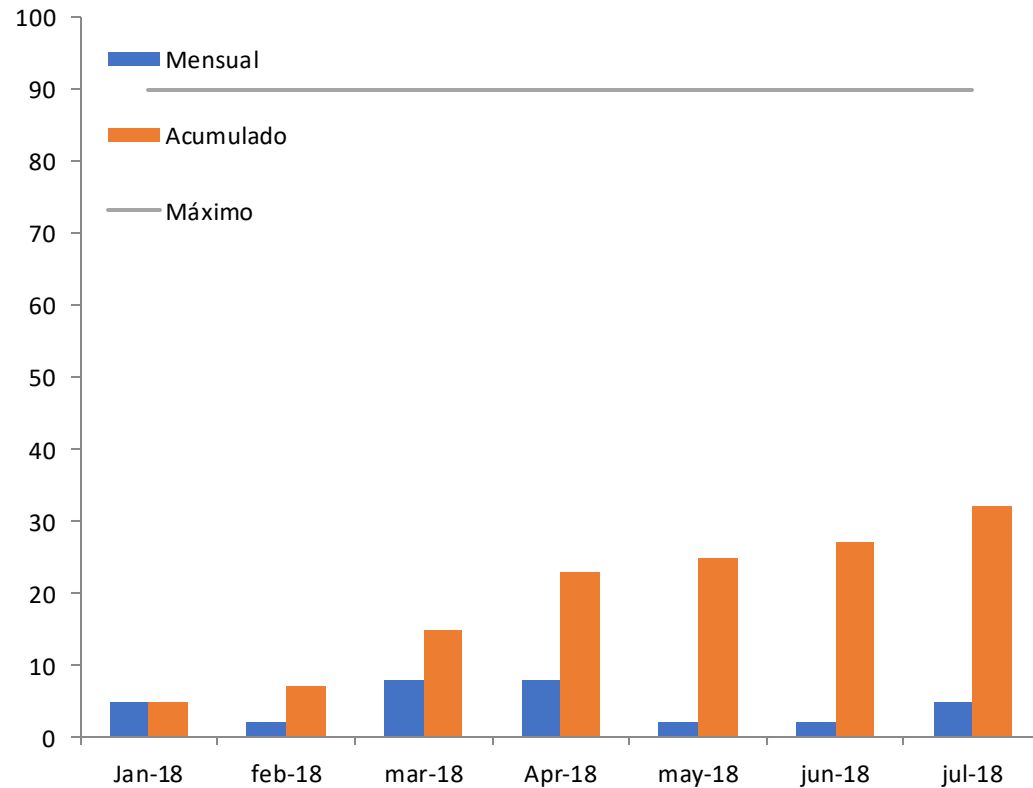
Indicadores de Operación



Eventos transitorios de frecuencia



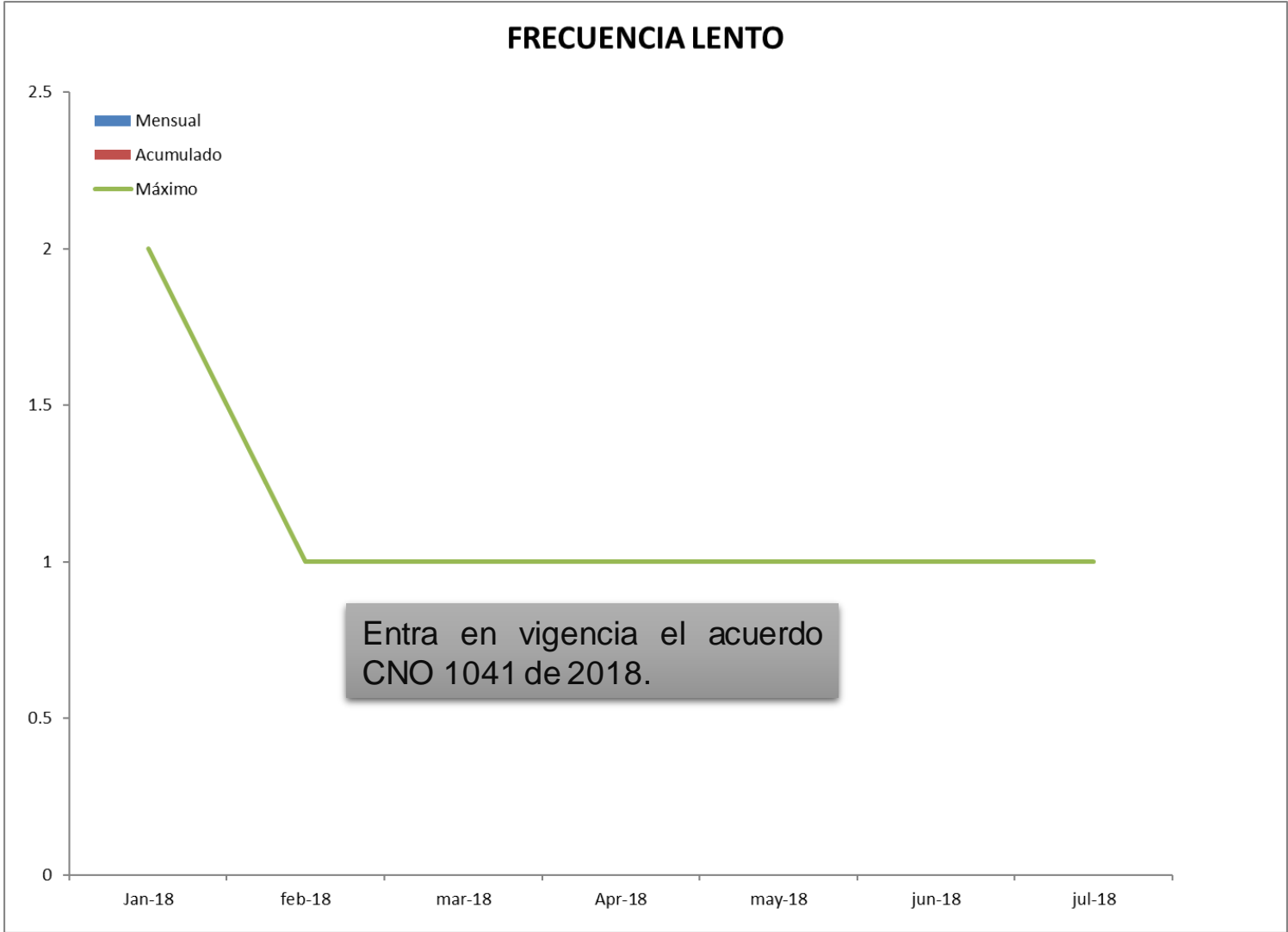
FRECUENCIA TRANSITORIO



Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
8/07/2018 11:35	3	59,78	Transitorio	Evento de frecuencia debido a la salida de 120 MW en la unidad 02 del Alto Anchicayá durante prueba de rechazo de carga. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.78 Hz.
14/07/2018 0:42	4	59,76	Transitorio	Evento de frecuencia debido a la salida de 192 MW en la unidad 01 del Quimbo durante operación normal. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.76 Hz. El agente reporta falla en el regulador de velocidad.
17/07/2018 10:49	3	59,72	Transitorio	Evento de frecuencia debido a la salida de 240 MW en la unidad 04 de GUAVIO durante operación normal. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.72 Hz. El agente no reporta causa.
18/07/2018 12:06	1	59,79	Transitorio	Evento de frecuencia debido a la salida de 160 MW en la unidad ST24 de TEBSA durante operación normal. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente no reporta causa.
25/07/2018 7:32	6	59,73	Transitorio	Evento de frecuencia debido a la salida de 192 MW en la unidad 02 del Quimbo durante operación normal. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.73 Hz. El agente reporta falla en el regulador de velocidad.

Durante el mes de julio de 2018 se presentaron 5 eventos de frecuencia transitorio, sin actuación del EDAC.

Variaciones de frecuencia lentas



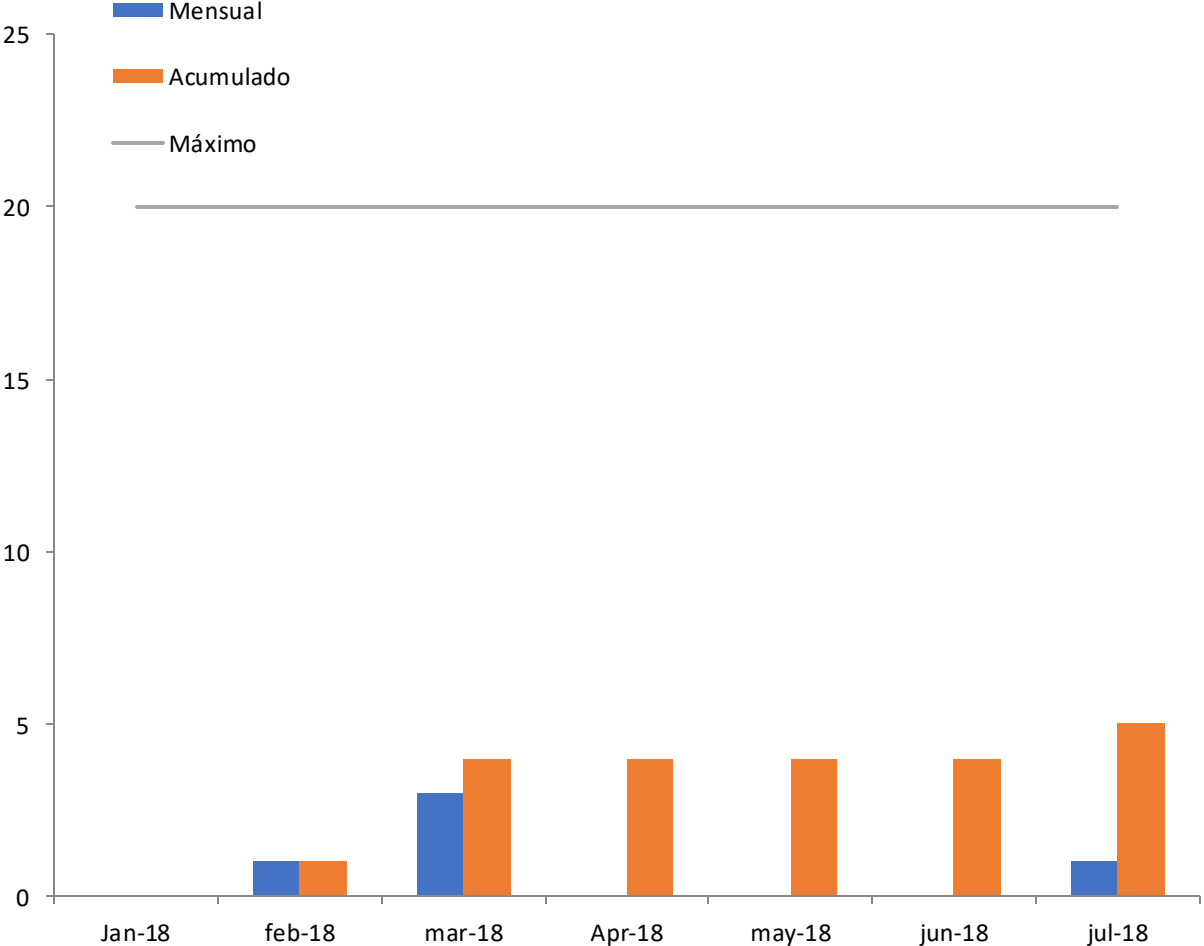
Durante el mes de julio de 2018 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.

Entra en vigencia el acuerdo CNO 1041 de 2018.

Eventos de tensión fuera de rango

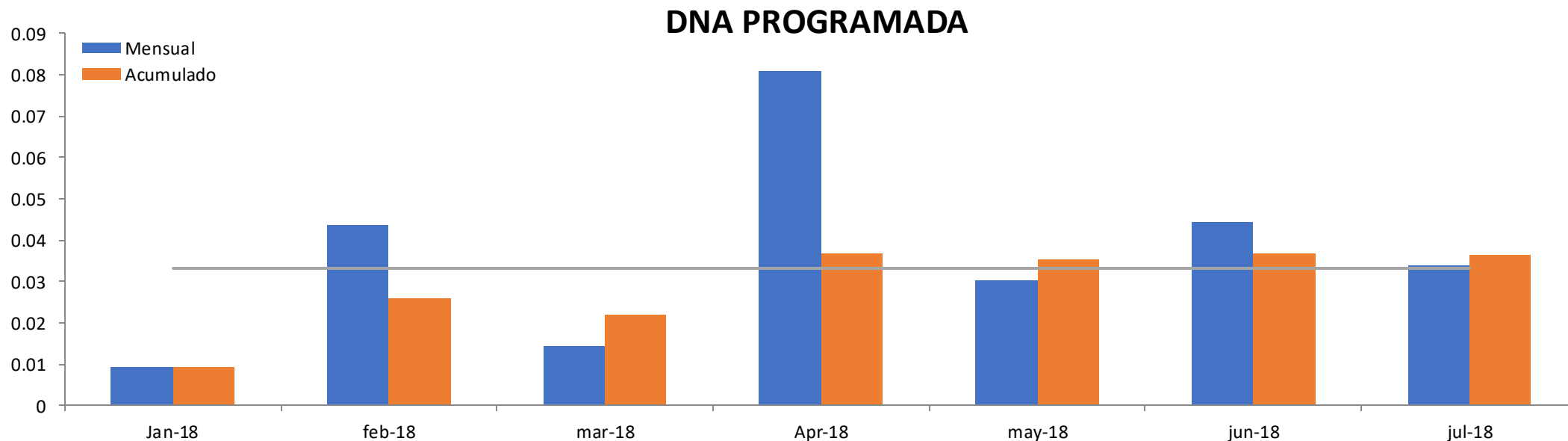


TENSIÓN



Durante el mes de julio de 2018 se presentó 1 evento de tensión en el sistema.

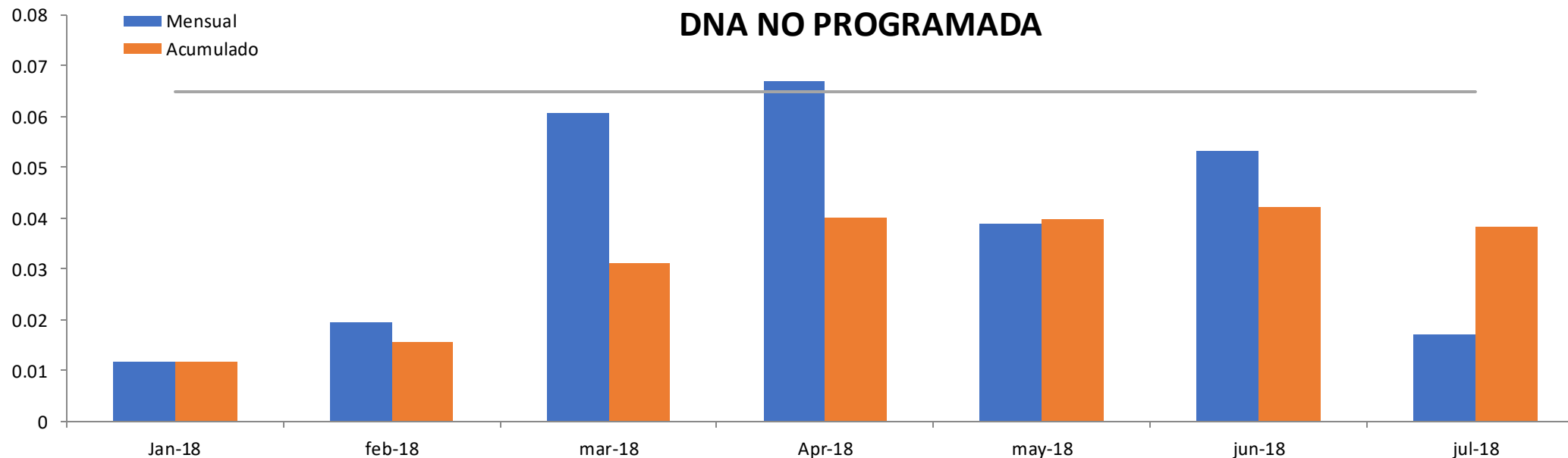
Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 1,97 GWh en el mes de julio de 2018. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
29/07/2018 6:00	356,95	Demanda no atendida por trabajos de las consignaciones C0153142, C0157791, C0153663 y C0153664 por apertura de los activos CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV, BL1 CUESTECITAS A RIOHACHA 110 kV, BT RIOHACHA 1 30/10/25 MVA 110 kV y RIOHACHA 1 30/10/25 MVA 115/34.5/13.2 KV respectivamente.
28/07/2018 6:04	233,4	Demanda no atendida por trabajos de las consignaciones nacionales C0153140 y C0153377 sobre los activos CUESTECITAS - MAICAO 1 110 kV y BT MAICAO 1 25 MVA 110 kV.
22/07/2018 7:00	212,54	Debida a los trabajos asociados a las consignaciones nacionales C0157857 y C0157858, sobre los activos BT ZARAGOCILLA 2 35 MVA 66 kV y ZARAGOCILLA 2 35 MVA 66/13.8 KV.
8/07/2018 7:06	178,6	Trabajos de las consignaciones C0147327, C0153128, C0153646, C0155525, C0157656 y C0157822 sobre los activos MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV, BT MOMPOX 1 45 MVA 34.5 kV, CHINU - SINCE 1 110 kV, BL1 CHINU A SINCE 110 kV, BL1 MOMPOX A MAGANGUE 110 kV y BL1 SINCE A CHINU 110 kV respectivamente.

Porcentaje de DNA No Programada



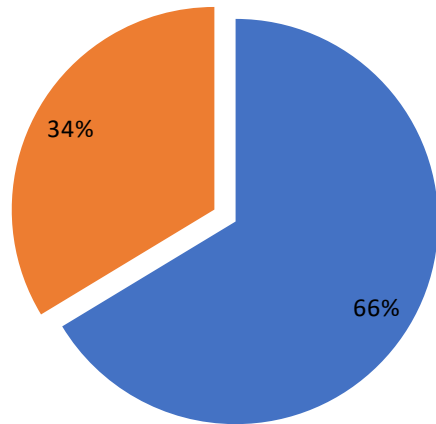
Por causas no programadas se dejaron de atender 998.57 MWh en el mes de julio de 2018. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
3/07/2018 1:57	139,7	Disparo del circuito MAGANGUE - MOMPOX 110 KV. El agente reporta línea en el piso entre las estructuras 73 y 74.
19/07/2018 15:57	114,5	Disparo del Transformador 2 FUNDACION 110/34.5/13.8 KV. El agente reporta actuación de la portecccion 87, se encuentra mufa quemada en 13.8 kv en la fase S.
29/07/2018 0:00	111,36	Continúa abierto el activo BL1 SAN MARCOS (SUCRE) A LA MOJANA 110 KV dejando sin tensión la subestación LA MOJANA 110 KV. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.
4/07/2018 20:18	110,5	Indisponibilidad del activo BT MAICAO 1 25 MVA 110 kv. El agente reporta falla en bajante a nivel de 13.8 kv.

Demanda No Atendida



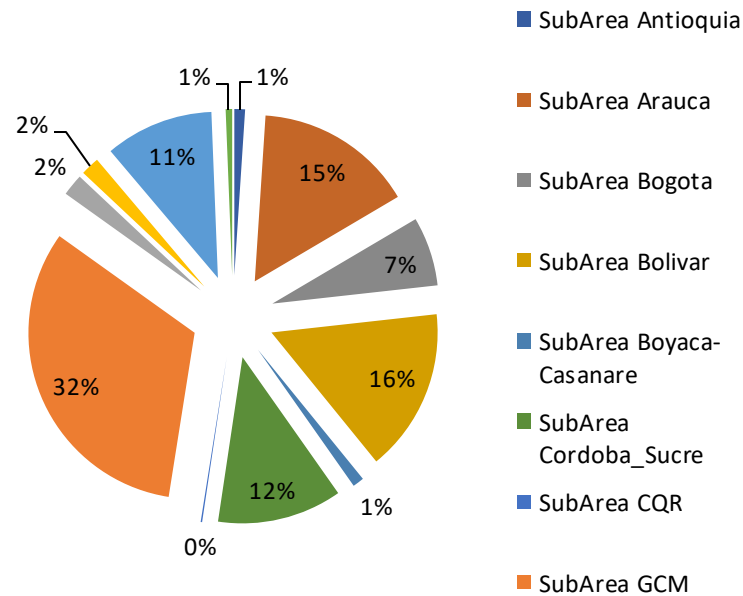
% DNA



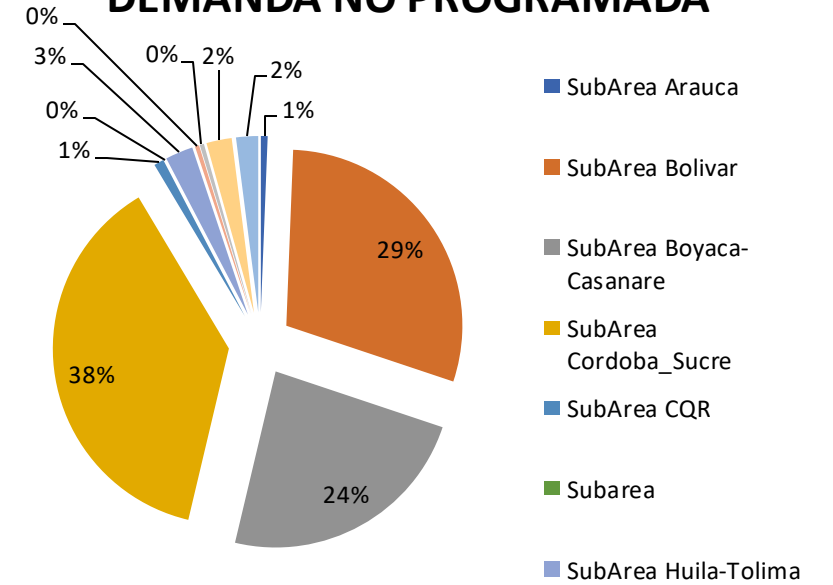
■ % PROGRAMADA

■ % NO PROGRAMADA

DEMANDA PROGRAMADA



DEMANDA NO PROGRAMADA



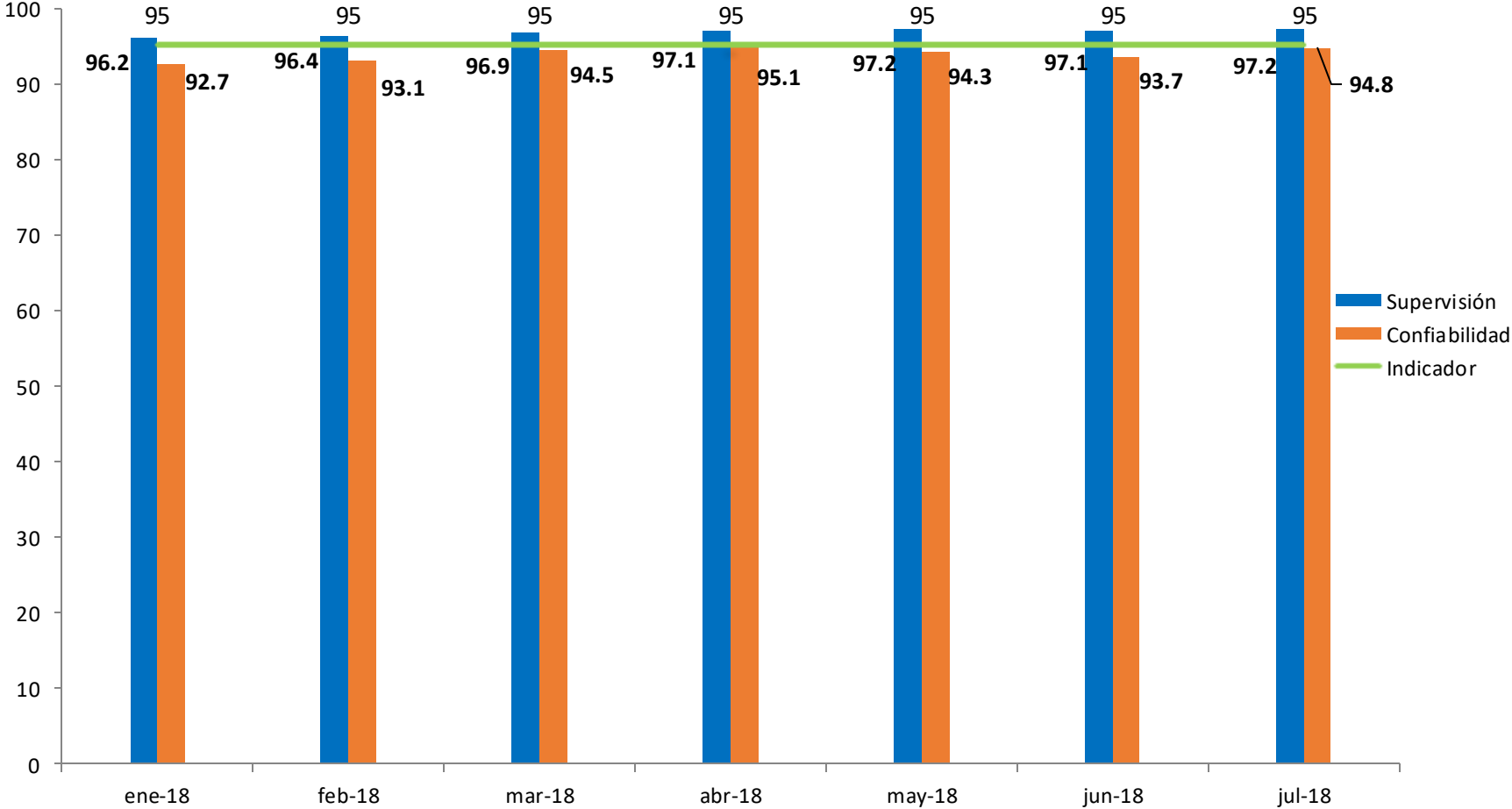
El total de demanda no atendida en julio de 2018 fue 2,97 GWh.

Subarea	Mes (MWh)	Subarea	Mes (MWh)	Subarea	Mes (MWh)	Subarea	Mes (MWh)
SubArea Antioquia	20,4	SubArea CQR	2,8	SubArea Arauca	4,34	SubArea Huila-Tolima	17,79
SubArea Arauca	304,7	SubArea GCM	637,28	SubArea Bolivar	206,48	SubArea Meta	2,68
SubArea Bogota	132,36	SubArea Huila-Tolima	41,65	SubArea Boyaca-Casanare	164,92	SubArea Norte de Santander	2,72
SubArea Bolivar	312,83	SubArea Meta	35,9	SubArea Cordoba_Sucre	263,88	SubArea Putumayo	16,25
SubArea Boyaca-Casanare	21,76	SubArea Santander	207,7	SubArea CQR	6,38	SubArea Santander	14,15
SubArea Cordoba_Sucre	238,56	SubArea Valle	12,35	SubArea GCM	298,98		

Indicador de Calidad de la Supervisión



Calidad de la Supervisión y Confiabilidad



Indicador de Calidad de la Supervisión



AGENTE	%Sup.	%Conf.
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	96.8	85.6
CODENSA S.A. E.S.P.	97.2	92.9
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	92.7	92.7
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	94.2	91.7
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	83.3	80.0
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.2	90.7
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	92.7	78.0
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100.0	80.0
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	30.8	23.1
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	85.7	85.7
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	85.7	28.6
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	100.0	92.5
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P.	100.0	84.6
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	57.1	57.1



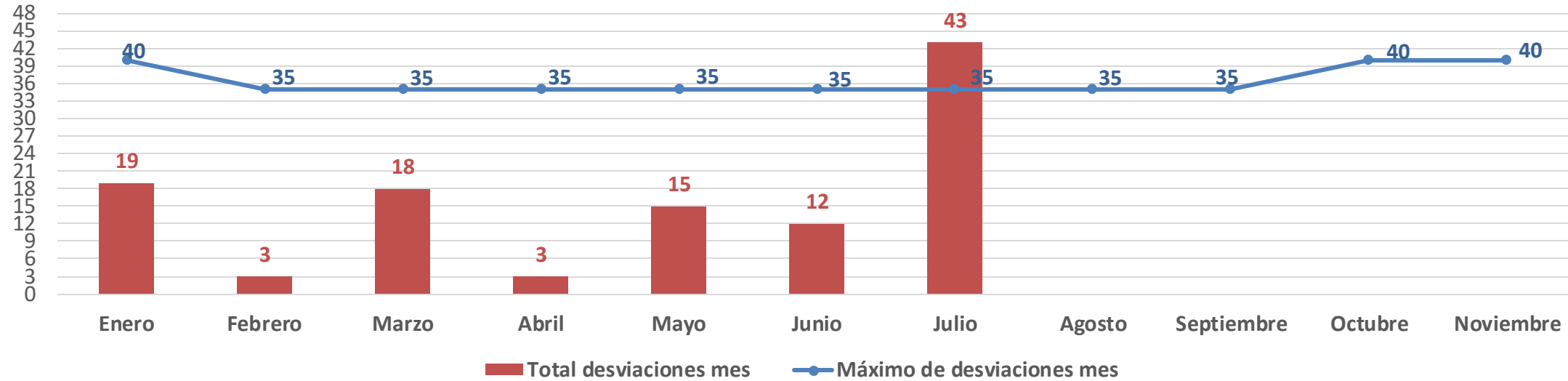
Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión.

Indicador de calidad del pronóstico oficial

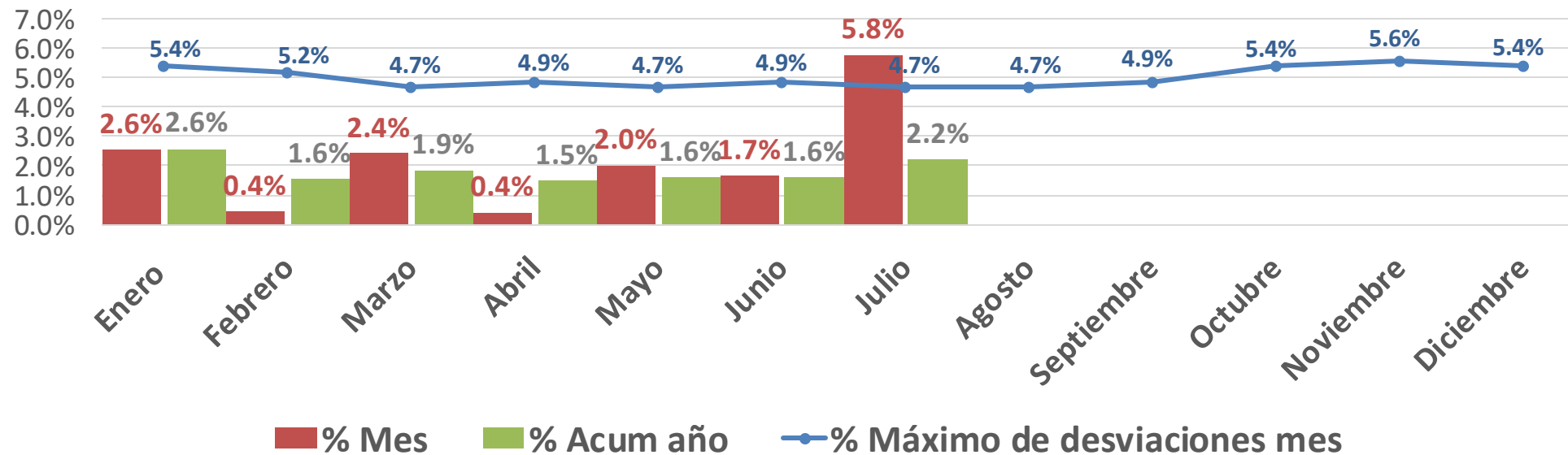
Julio 2018



Número de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



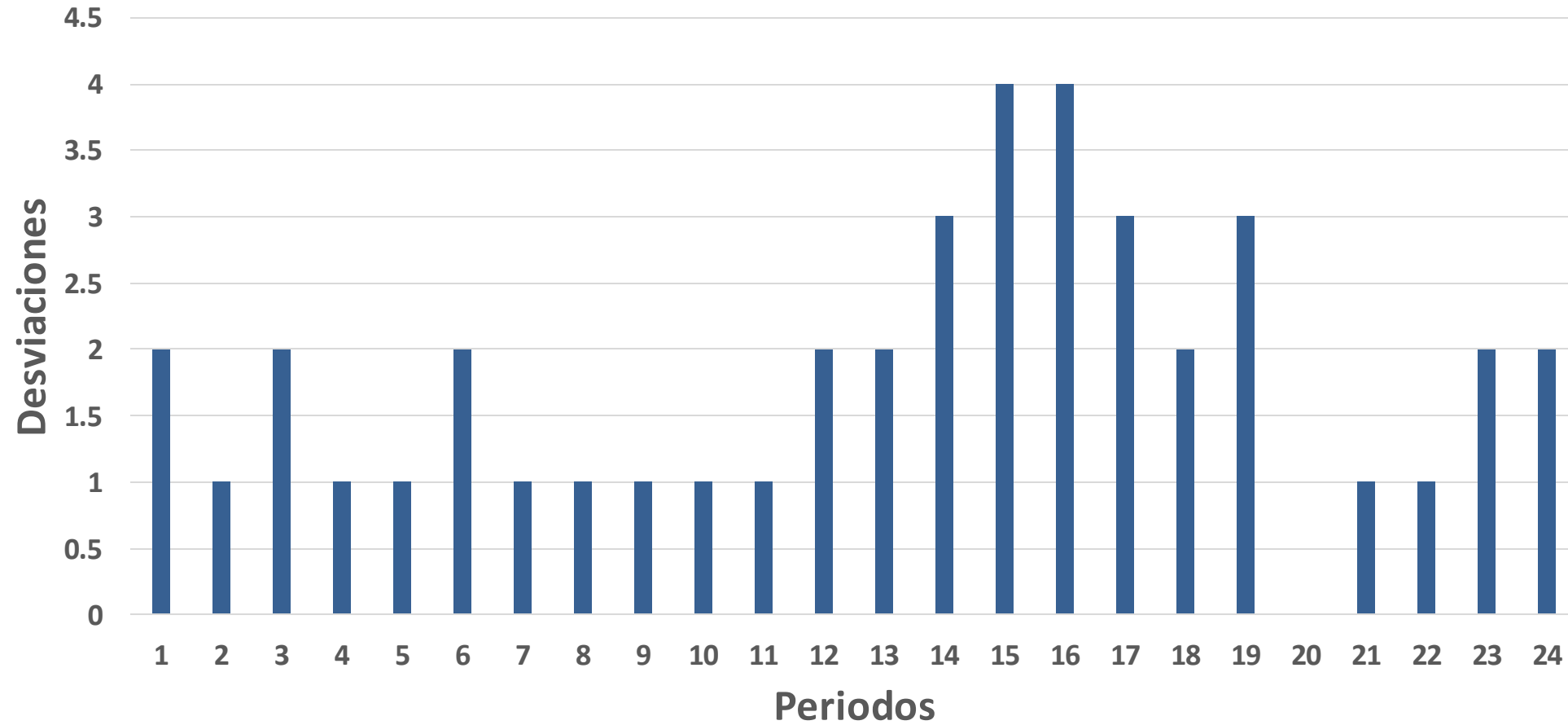
Porcentaje de desviaciones por mes y acumulado



El 49% del total de las desviaciones se presentaron el 20 de julio.



Número de desviaciones por periodo para el mes de Julio





Seguimiento a las curvas S



Auditorías Plantas Subasta 2011 y 2012

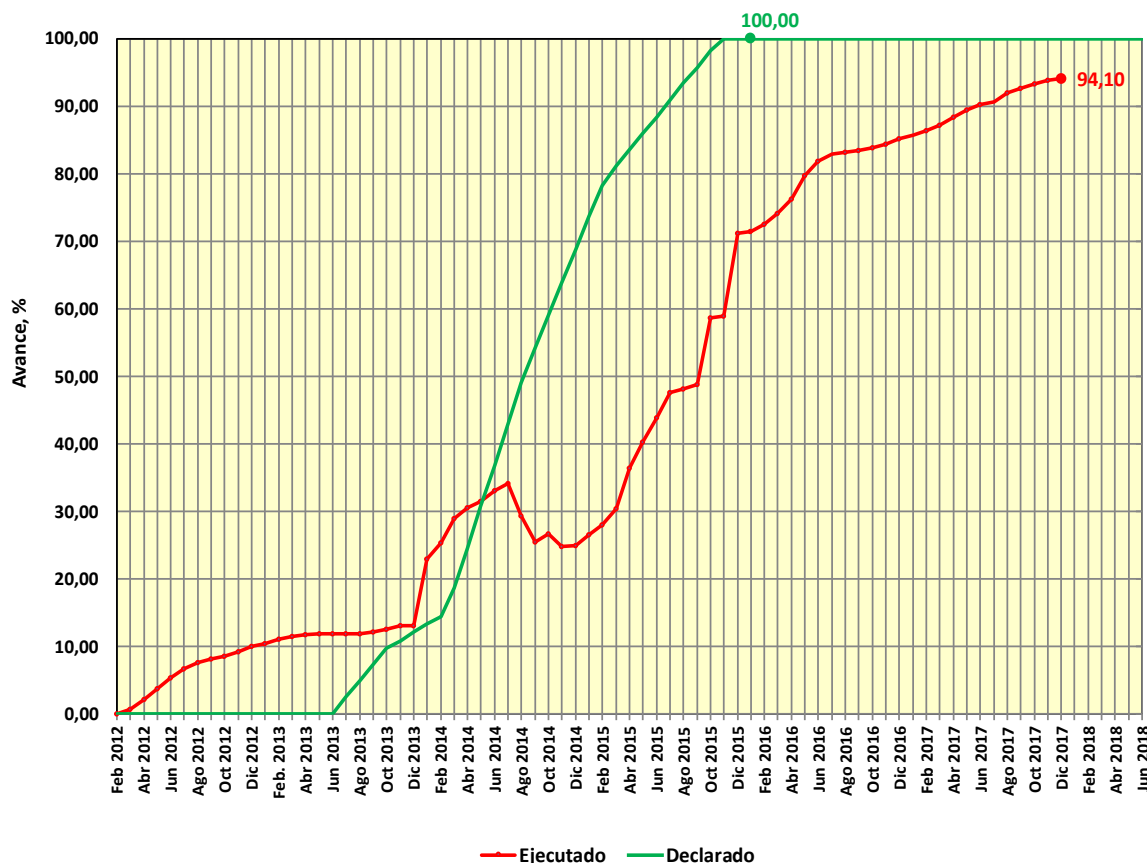
Planta	MW	Empresa	Asignación	IPVO	Corte Último Informe	Atraso IPVO Nueva fecha	
Ambeima	45	ENERGÍA DE LOS ANDES	Subasta 2011	01-dic-15	jun-13	<u>Pérdida OEF</u>	✘
Porvenir II	352	PRODUCCIÓN ENERGÍA	GGPS 2012	01-dic-18	feb-14	<u>Pérdida OEF</u>	✘
Tasajero II	160	TERMOTASAJERO II	Subasta 2011	01-dic-15		Operación: 30 de noviembre de 2015	✔
San Miguel	42	LA CASCADA	Subasta 2011	01-dic-15		Operación: 23 de diciembre de 2015	✔
Carlos Lleras Restrepo	78	HIDRALPOR	Subasta 2011	01-dic-15		Operación: 22 de noviembre de 2015	✔
Gecelca 3.2	250	GECELCA	Subasta Reconfiguración - COEF*	01/12/2015 01/12/2016 01/12/2017	dic-17	30 de noviembre de 2018	
Termonorte	88	TERMONORTE	GGPS 2012	01-dic-17	mar-18	31 de agosto de 2018	

* COEF: Cesión Obligación Energía Firme

Gecelca 3.2 (Térmica) – Lee E Infante (Diciembre 2017)



IPVO: 1 Dic 2015



Ubicación Proyecto: Córdoba

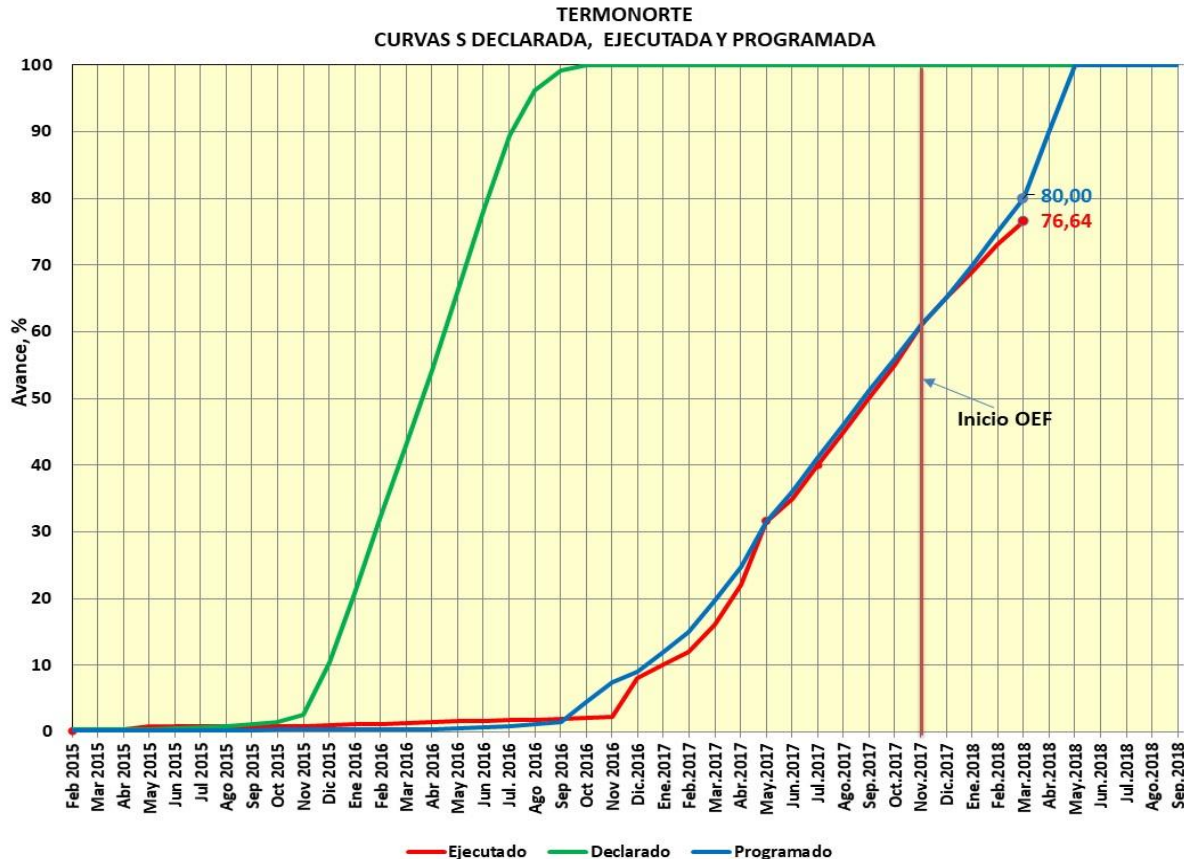
1 Unidad

- El proyecto presenta un retraso de 365 días para el período 2015 - 2016 con respecto al cronograma declarado a la CREG el 23 de noviembre de 2011. Las obligaciones del periodo 2015-2016 se encuentran cubiertas por contratos de respaldo. Para el periodo 2016-2017 GECELCA participó en la subasta de reconfiguración de venta con el 97% de su obligación, el 3% restante fue cubierto a través del mecanismo de cesión de OEF. La totalidad de las obligaciones del periodo 2017-2018 quedaron cubiertas con OEF de Venta.
- Nueva fecha de puesta en operación: 30 de noviembre de 2018 (Subasta de Reconfiguración de Venta).
- Se tiene retrasos principalmente en las obras civiles y en el montaje.
- Tipo de garantía: Construcción y Puesta en Operación (capítulo 4 Reglamento de Garantías) Disponibilidad de Contratos de Combustibles (capítulo 5 Reglamento de Garantías).
- Fecha probable de entrada en operación agosto 2018.

Termonorte (Térmica) – Lee E Infante (Marzo 2018)



IPVO: 1 Dic 2017



Ubicación Proyecto: Santa Marta

1 Unidad

- El informe establece que el porcentaje de avance del proyecto es del 76.64% y la curva S debería estar en un 100% de avance.
- Nueva fecha de entrada en operación 31 de agosto de 2018.
- La Auditoría llama la atención respecto al riesgo de ocurrencia de imprevistos en el transporte marítimo y terrestre hasta el sitio, montaje, puesta en marcha y pruebas de la planta que puedan causar mayores atrasos.
- Termonorte, presentó contratos de respaldo en el mercado secundario y actualizó la garantía en los plazos establecidos en la norma.
- Tipo de garantía: Construcción y Puesta en Operación (capítulo 4 Reglamento de Garantías) Disponibilidad de Contratos de Combustibles (capítulo 5 Reglamento de Garantías)

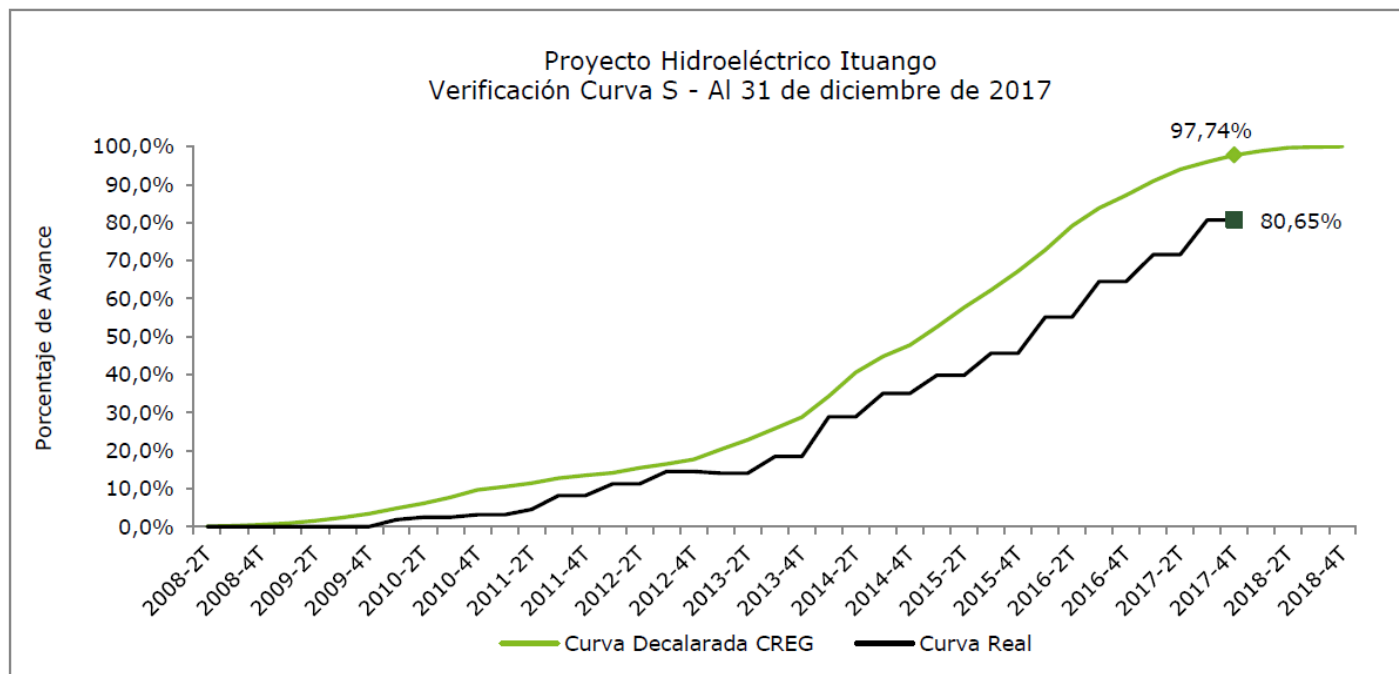
Auditorías Plantas Subasta 2008



Planta	MW	Empresa	Asignación	IPVO	Corte Último Informe	Atraso IPVO Nueva fecha	
Flores IV	↑ 163	TERMOFLORES	Transición	01-dic-10		Operación : 12 de agosto de 2011	✓
Porce III	660	EPM	Transición	01-dic-11		Operación: 02 de septiembre de 2011	✓
Miel II	135.2	PROMOTORA MIEL	GPPS	01-dic-14		<u>Pérdida OEF</u>	✗
Porce IV	400	EPM	GPPS	01-dic-15		<u>Pérdida OEF</u>	✗
Termocol	210	GRUPO POLIOBRAS	Subasta Reconfiguración	2012-12-01 2013-12-01		<u>Pérdida OEF</u>	✗
Amoyá	78	ISAGEN	Subasta Reconfiguración	2012-12-01 2013-12-01		Operación: 30 de mayo de 2013	✓
Miel I	↑ 163	ISAGEN	Subasta	01-dic-12		Operación: 8 de junio de 2013	✓
Sogamoso	800	ISAGEN	GPPS	01-dic-14		Operación: 20 de diciembre de 2014	✓
Quimbo	396	EMGESA	GPPS - COEF*	01-dic-14		Operación: 16 de noviembre de 2015	✓
Cucuana	60	EPSA	GPPS	01-dic-14		Operación: 10 de noviembre de 2015	✓
Gecelca 3	150	GECELCA	Subasta Reconfiguración - COEF*	2012-12-01 2013-12-01		Operación: 17 de noviembre de 2015	✓
Ituango	1,200	EPM ITUANGO	GPPS	01-dic-18	dic-17	21-agosto-2019	

* COEF: Cesión Obligación Energía Firme

Ituango (Hidroeléctrica) – Deloitte (Diciembre 31 de 2017)



IPVO: 1 Dic 2018

4 Unidades

Ubicación Proyecto: Antioquia

- Nueva fecha de entrada en operación 21 de agosto de 2019. Desviación negativa frente a la Curva S declarada de 17.09 puntos porcentuales originada principalmente por atrasos en: Presa y vertedero, Descargas del enlace, Costos ambientales y Conducción a presión.
- EPM presentó contratos de respaldo en el mercado secundario y actualizó la garantía en los plazos establecidos en la norma.
- Tipo de garantía: Construcción y Puesta en Operación (capítulo 4 Reglamento de Garantías)
- Ya se iniciaron las actividades del informe de auditoría con corte a 30 de junio de 2018.





ANEXOS





Anexos Mantenimiento Guavio



Gestiones para minimizar los riesgos por la indisponibilidad (detalle)



Actividad	Responsable	Fecha de finalización
Coordinación de mantenimientos de Generación/Transmisión		
Reprogramar Consignación ZIPA2	EMGESA	En espera de respuesta a la carta enviada por XM
Reprogramar Consignación MIELI 1 MIELI 2	ISAGEN	En espera de respuesta a la carta enviada por XM
Ajustar y Reprogramar Consignación CHIVOR 3	CHIVOR	En espera de respuesta a la carta enviada por XM
Maximizar la disponibilidad de plantas despachadas centralmente a filo de agua y de plantas no despachadas centralmente	EMGESA	En espera de respuesta a la carta enviada por XM
Coordinación del Plan Semestral de Mantenimientos II 2018	ITCO - GEB - CODENSA - EMSA - Otros Agentes del área Oriental	03/08/2018
Maximizar disponibilidad de elementos de transmisión		
Gestión para disminuir probabilidad falla Primavera - Bacatá 500 kV	ITCO	En espera de respuesta a la carta enviada por XM
Gestión para disminuir probabilidad falla STATCOM	ITCO	En espera de respuesta a la carta enviada por XM
Gestión para disminuir probabilidad falla SVC	GEB	En espera de respuesta a la carta enviada por XM
Incremento de capacidad de elementos de transporte		
Revisión de aumento de capacidad Paraíso - Nueva Esperanza 230 kV	GEB	En espera de respuesta a la carta enviada por XM
RAG de Chivor		
Verificar lógica de actuación del RAG propuesto	ITCO - CHIVOR	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018
Verificar rampas de actuación propuestas del RAG	CHIVOR	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018
Verificar condiciones mecánicas y de control que puedan comprometer la operación de la central Chivor ante la implementación del RAG	CHIVOR	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018
Verificar la coordinación del RAG con las protecciones de las líneas Chivor - Guavio 1 y 2 230 kV	ITCO	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018
Pruebas de diseño al RAG de Chivor	ITCO - CHIVOR	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018
Implementación del RAG acordado	ITCO - CHIVOR	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018
Pruebas de implementación al RAG de Chivor	ITCO - CHIVOR	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018

Gestiones para minimizar los riesgos por la indisponibilidad (detalle)



Actividad	Responsable	Fecha de finalización
Reconfiguraciones de red		
Verificar conjuntamente, XM y los agentes involucrados, las reconfiguraciones propuestas	XM - CODENSA - EBSA - ENERTOLIMA	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018
Verificar ajuste y coordinación de protecciones de reconfiguración solicitada S/E Guavio	GEB	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018
Verificar ajuste y coordinación de protecciones de reconfiguración solicitada 110 kV	CODENSA	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018
Definir consigna operativa para la realización de la reconfiguraciones propuestas	XM - CODENSA - EBSA - ENERTOLIMA - GEB	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018
Plan de contingencia		
Revisión propuesta del Plan de Contingencia Propuesto	CODENSA - EMSA	03/08/2018
Análisis conjunto, XM - CODENSA - EMSA, de la nueva propuesta del plan de contingencia	XM - CODENSA - EMSA	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018
Implementación del Plan de Contingencia coordinado	CODENSA - EMSA	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018
Definir consigna operativa para la desconexión de cargas propuestas	XM - CODENSA - EMSA	Por definir en reunión conjunta del 03/08/2018
Otros		
Maximizar Disponibilidad Unidades	EMGESA - CHIVOR - MIEL	Se espera conocer, por parte de los agentes, los planes de gestión para llevar a cabo esta actividad



Anexos

Seguimiento a las curvas S



Proyecto Ituango



Fechas de entrada en operación de las cuatro unidades del proyecto Ituango

Tarea	Fecha de entrada en operación
4 unidad	23 de noviembre de 2018
3 unidad	21 de febrero de 2019
2 unidad	22 de mayo de 2019
1 unidad	21 de agosto de 2019

El proyecto en su totalidad entra el 21 de agosto de 2019.



Informe Hidro climático



Variables de Clima



Las anomalías de la temperatura superficial del mar –TSM- se encuentran dentro del rango de neutralidad (entre -0.5°C y 0.5°C) a lo largo de todo el Pacífico ecuatorial (fig. 1).

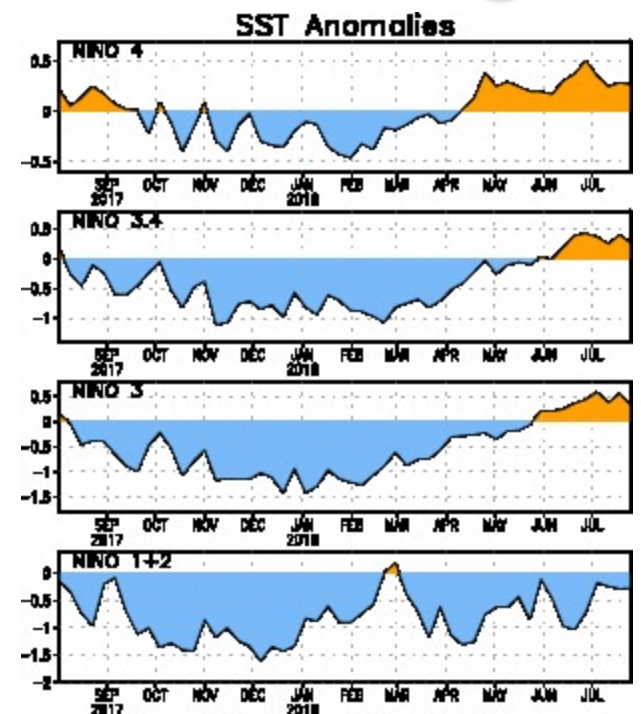
Bajo la superficie oceánica (fig. 2) persiste un calentamiento anómalo, cuyas temperaturas en su núcleo más cálido son de 4°C por encima de la media. Esta isoterma se encuentra entre 50 y 80 m de profundidad, al este de los 120W.

Los vientos alisios (fig. 3) son normales sobre la mayor parte del Pacífico ecuatorial, aunque muestran un pequeño debilitamiento en su extremo occidental.

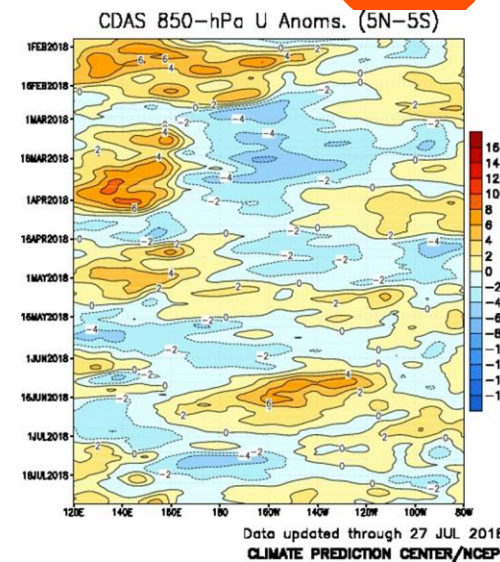
La última imagen de las anomalías de radiación saliente de onda larga (fig. 4) muestra normalidad sobre la mayor parte del Pacífico ecuatorial.

En resumen, las variables de océano y atmósfera asociadas con el ENSO se encuentran dentro de su normalidad climática.

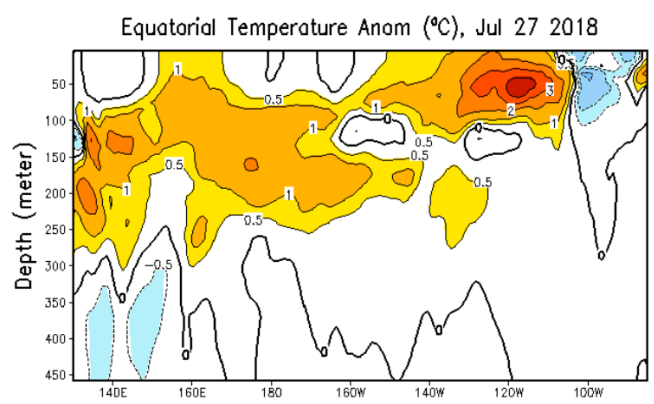
1



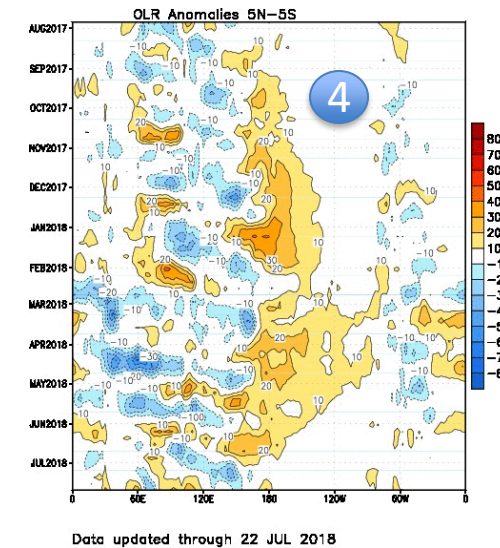
3



2



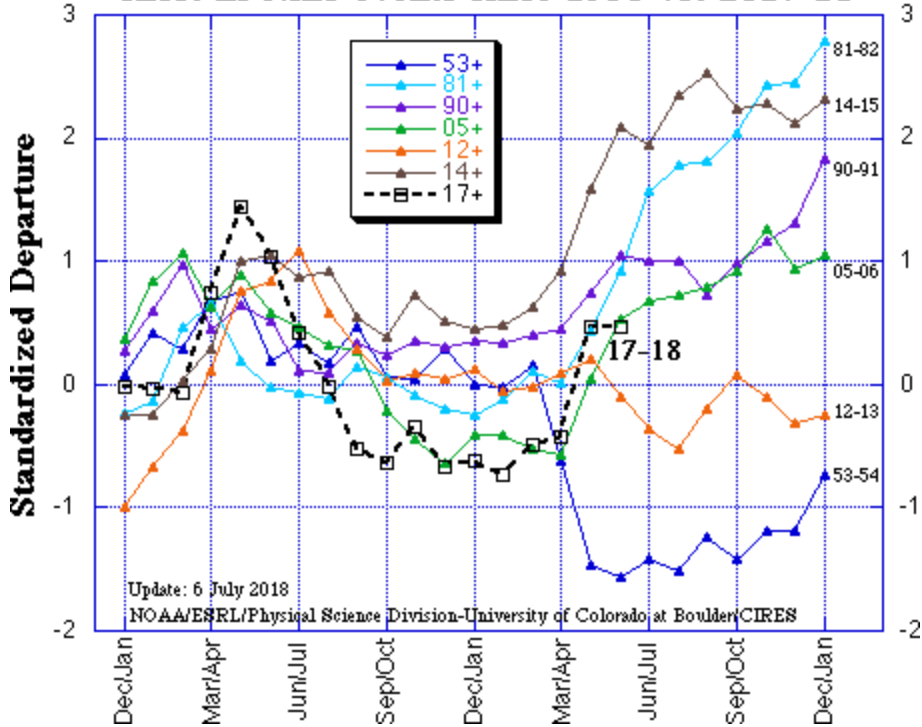
4





Indicadores: Multivariate ENSO Index (MEI) y ONI

Multivariate ENSO Index (MEI) for six short El Niño events since 1950 vs. 2017-18



El último valor del índice MEI (may-jun) permanece estable en +0.47.

Los años 1951, 57, 76, 06 y 09 son análogos a la situación actual. “Todos los cinco análogos alcanzaron condiciones El Niño al finalizar el año, aunque dos de ellos (51, 76) alcanzaron dicho pico antes, pero se debilitaron a condiciones ENSO neutrales al finalizar el año calendario”.

Comparado con el mes anterior, la probabilidad de condiciones El Niño al finalizar este año se ha afirmado y parece inevitable, al menos de aquí a una o dos estaciones”.

El último valor del índice ONI, fue de -0.1 (trimestre abr-jun/2018), lo cual lo coloca dentro de la región de normalidad, después de haberse presentado el episodio La Niña (2017-18) de intensidad débil.

Year	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2010	1.5	1.3	0.9	0.4	-0.1	-0.6	-1.0	-1.4	-1.6	-1.7	-1.7	-1.6
2011	-1.4	-1.1	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.5	-0.7	-0.9	-1.1	-1.1	-1.0
2012	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.2	0.0	-0.2
2013	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3
2014	-0.4	-0.4	-0.2	0.1	0.3	0.2	0.1	0.0	0.2	0.4	0.6	0.7
2015	0.6	0.6	0.6	0.8	1.0	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	2.5	2.6
2016	2.5	2.2	1.7	1.0	0.5	0.0	-0.3	-0.6	-0.7	-0.7	-0.7	-0.6
2017	-0.3	-0.1	0.1	0.3	0.4	0.4	0.2	-0.1	-0.4	-0.7	-0.9	-1.0
2018	-0.9	-0.8	-0.6	-0.4	-0.1							

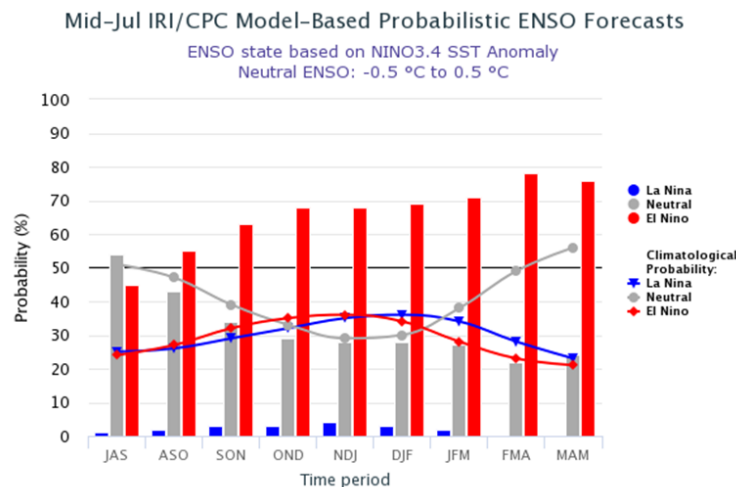
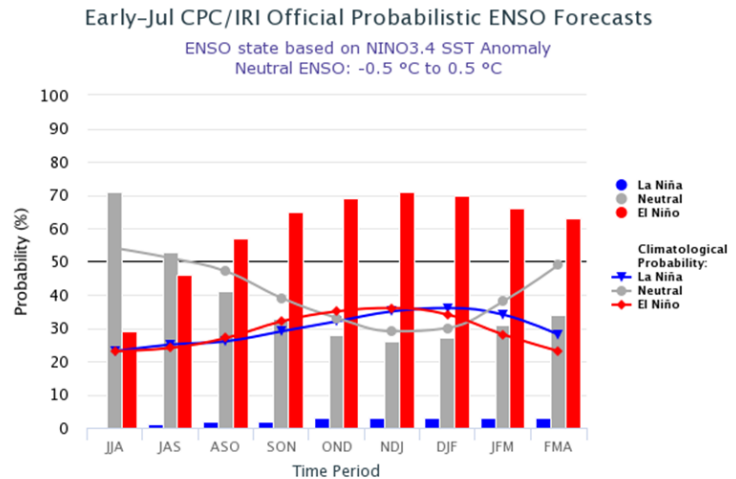
Predicción climática

IRI 2018 July Quick Look (IRI, 18 de julio de 2018)

El análisis oficial del CPC/IRI, apunta a condiciones neutrales durante la estación de verano boreal, con una probabilidad del 65% de que El Niño se desarrolle durante el otoño, subiendo al 70% durante el invierno 2018-19. Los últimos resultados de los modelos estadísticos y dinámicos favorecen el desarrollo de un episodio El Niño débil hacia finales del verano o comienzos de otoño, creciendo a débil o moderado durante finales del otoño y el invierno.”. (Fig. 1)

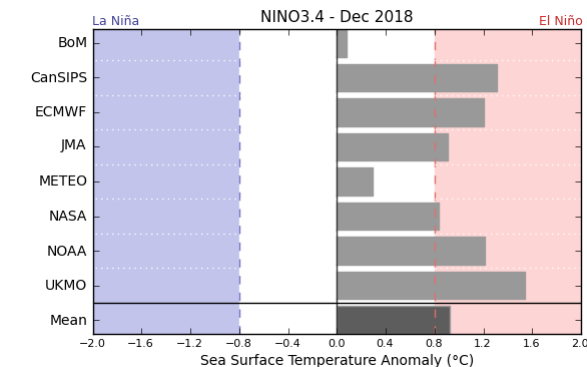
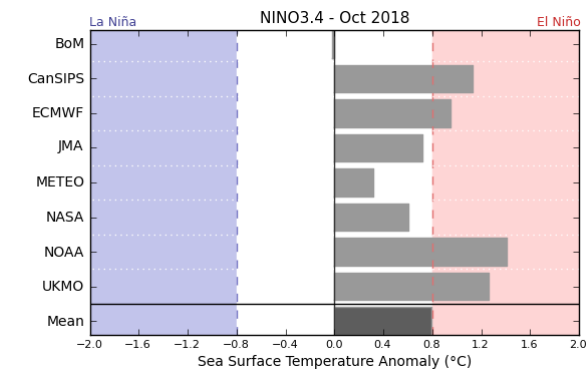
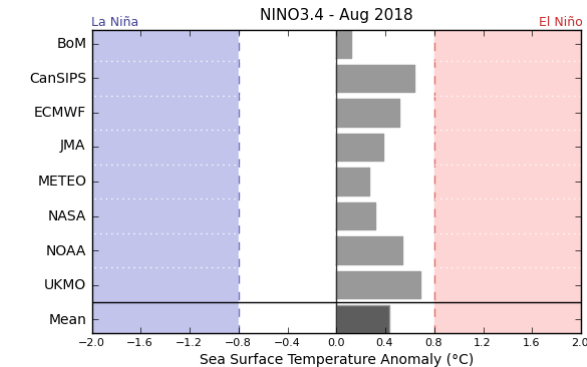
BOM ENSO Wrap-Up (17 de julio de 2018)

El ENSO permanece neutral. Sin embargo, la probabilidad de que se forme El Niño en 2018 es de aproximadamente 50%, el doble de la probabilidad normal.” (Fig. 2)



1

2



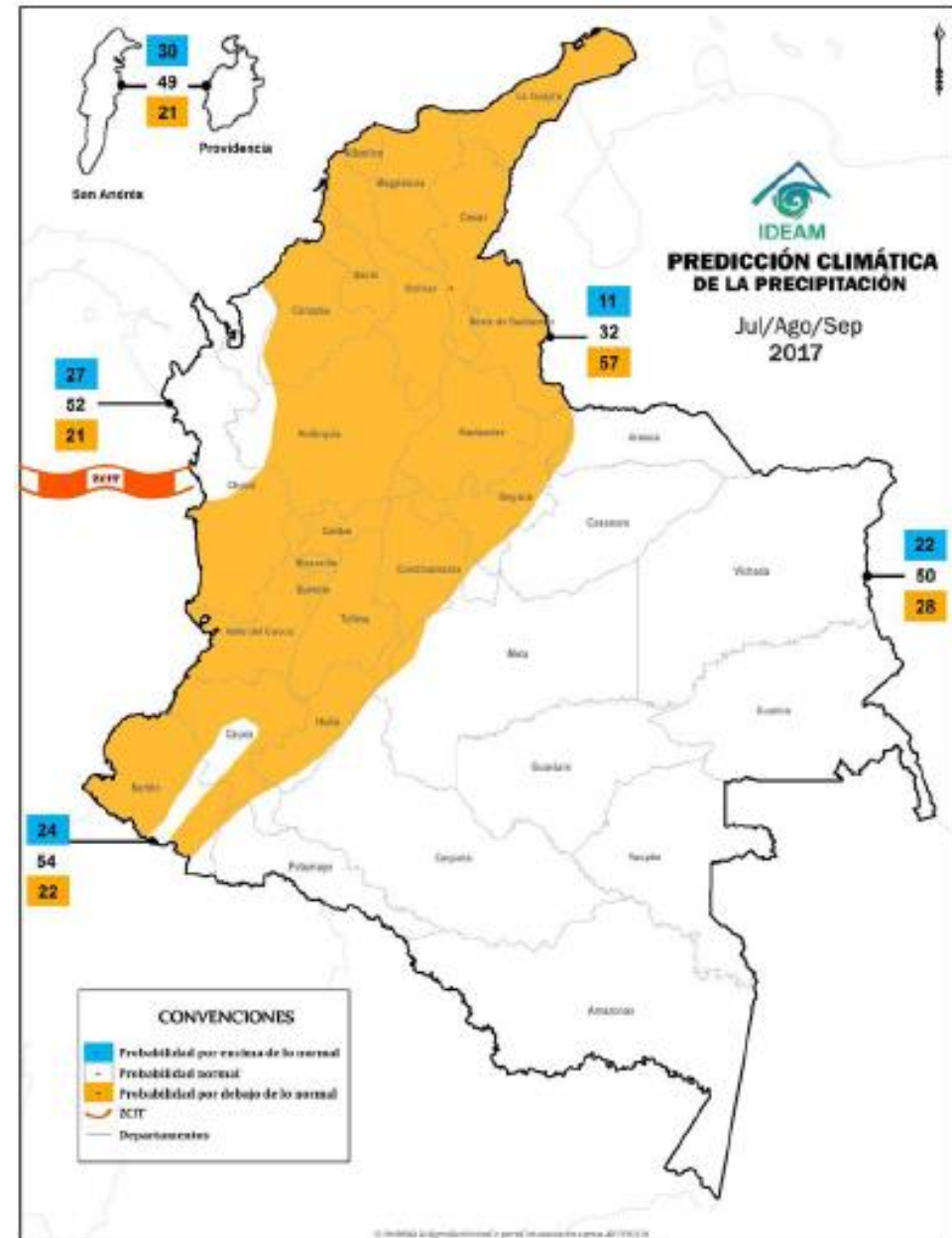
Predicción climática

El Niño/Oscilación del Sur. Discusión Diagnóstica. CPC/NCEP/NWS (12 de julio de 2018)

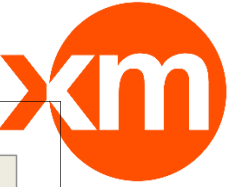
"El consenso de los pronosticadores favorece el comienzo de El Niño durante el otoño del Hemisferio Norte, que debe continuar hasta el invierno. Estos pronósticos son respaldados por el calentamiento anómalo de la subsuperficie a través de la mitad este del Océano Pacífico."

IDEAM (Boletín de Predicción Climática y Recomendación Sectorial, 4 de julio de 2018)

"Con respecto al trimestre julio-agosto-septiembre (JAS) y en términos de precipitación, se prevén volúmenes por debajo de lo normal en la región Caribe, la región Andina y gran parte de la región Pacífica, con excepción del norte de Chocó. Para el resto del país se estiman precipitaciones cercanas a los promedios históricos, en la que se incluye la parte central de Nariño y parte de Cauca, en la región Andina."

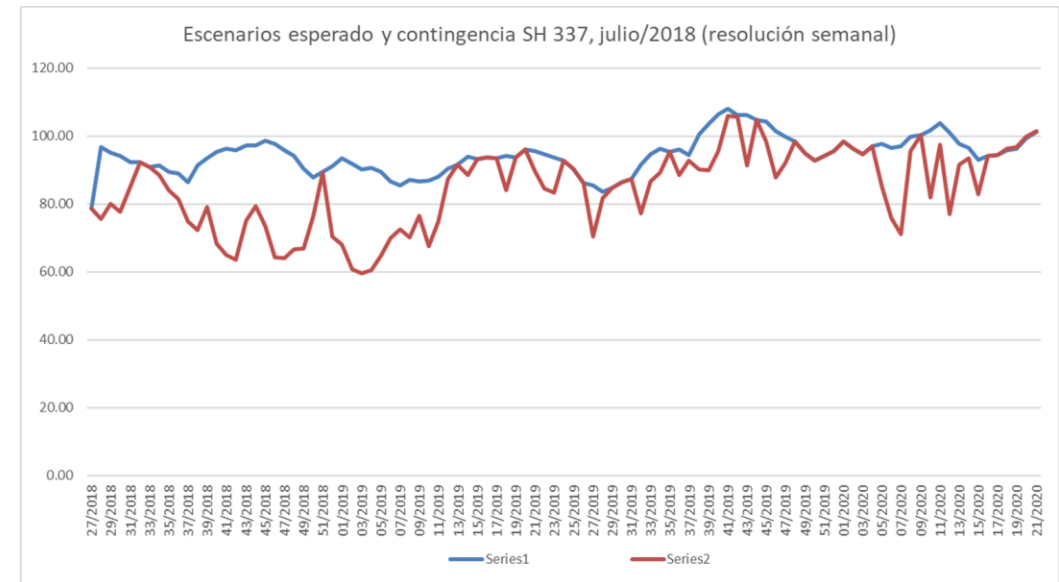
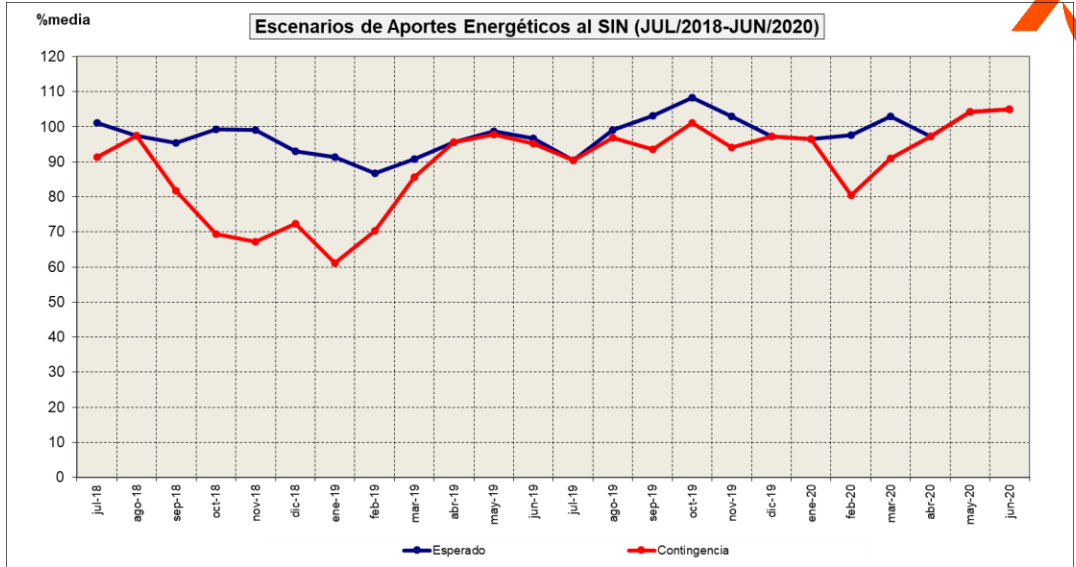
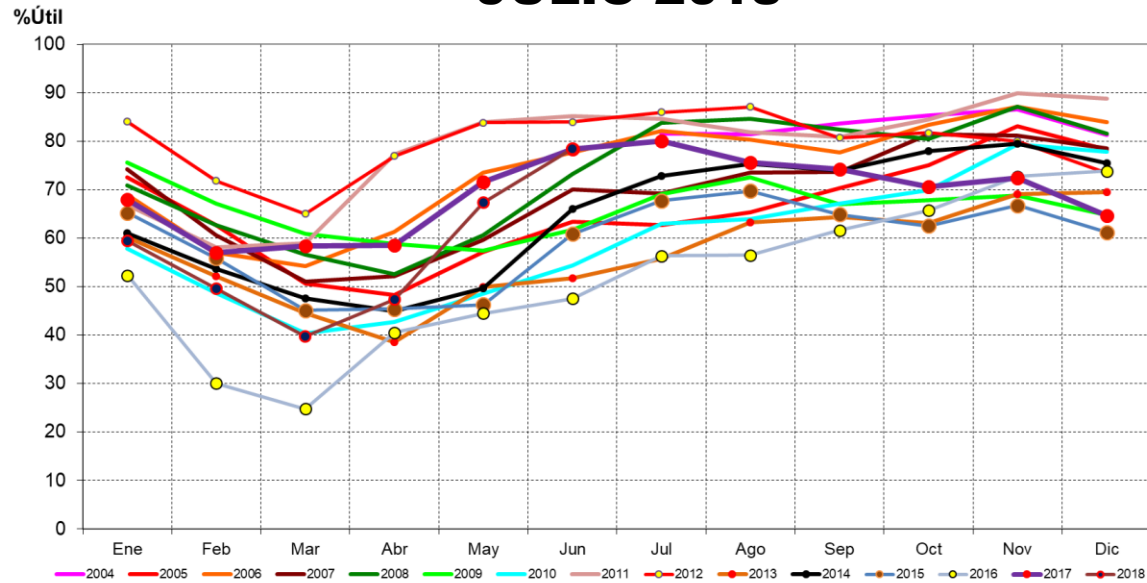


Comportamiento aportes, reservas y pronósticos



REGIÓN	OBSERVADO		PRONOSTICADO	
	%media	Energía	%media	Energía
ANTIOQUIA	105.8	2279.8	118.5	2551.9
CENTRO	131.2	2115.6	126.0	2031.6
ORIENTE	150.9	3005.8	122.0	2430.3
VALLE	108.9	274.6	108.1	272.6
CARIBE	125.2	191.3	105.0	160.4
CALDAS	79.6	205.6	94.2	243.1
SIN	125.7	8072.5	119.8	7690.0

JULIO 2018

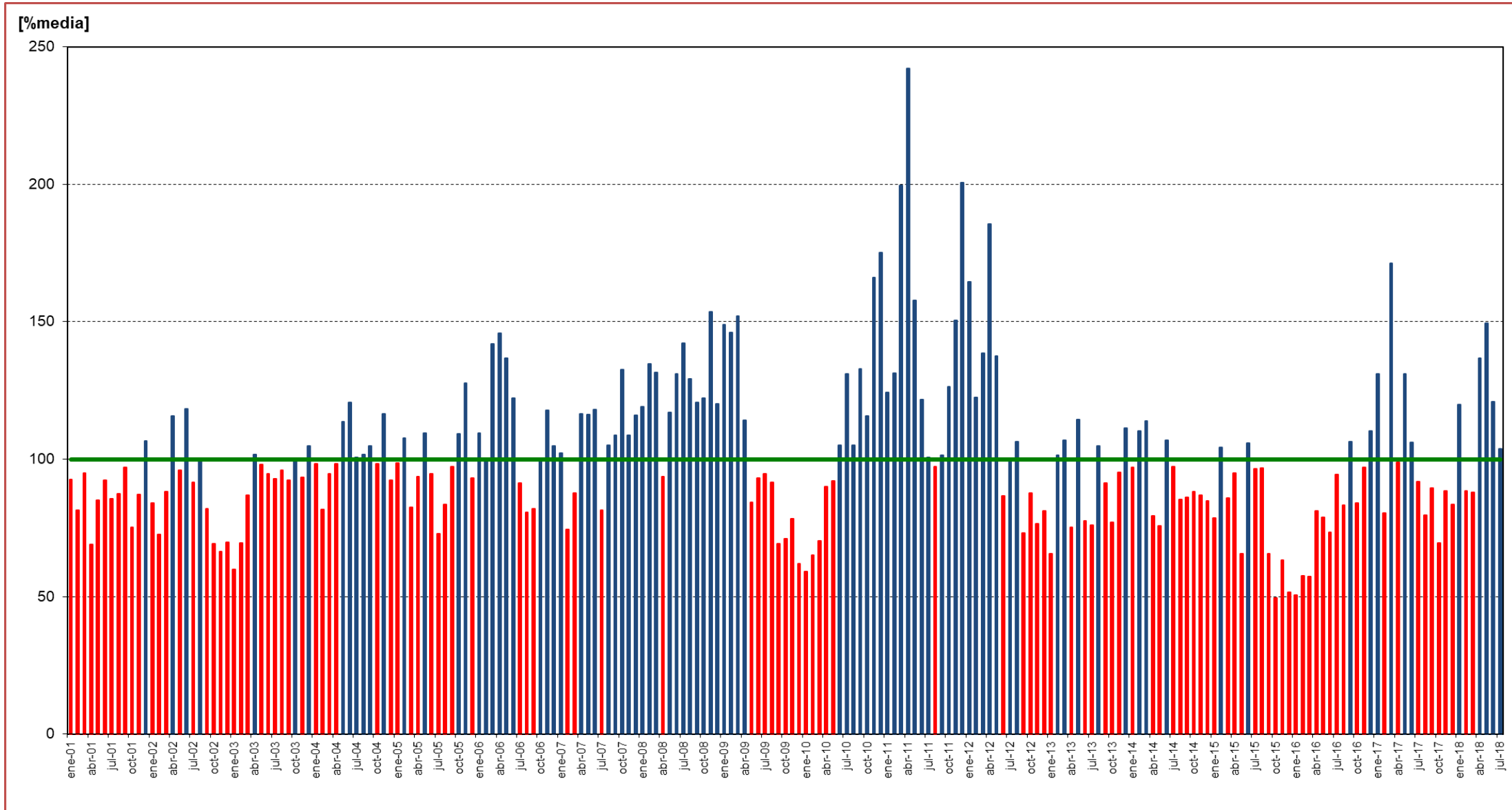




Variables SIN



Comportamiento de aportes mensuales respecto a la media



*Datos del mes de julio de 2018, hasta el día 29.

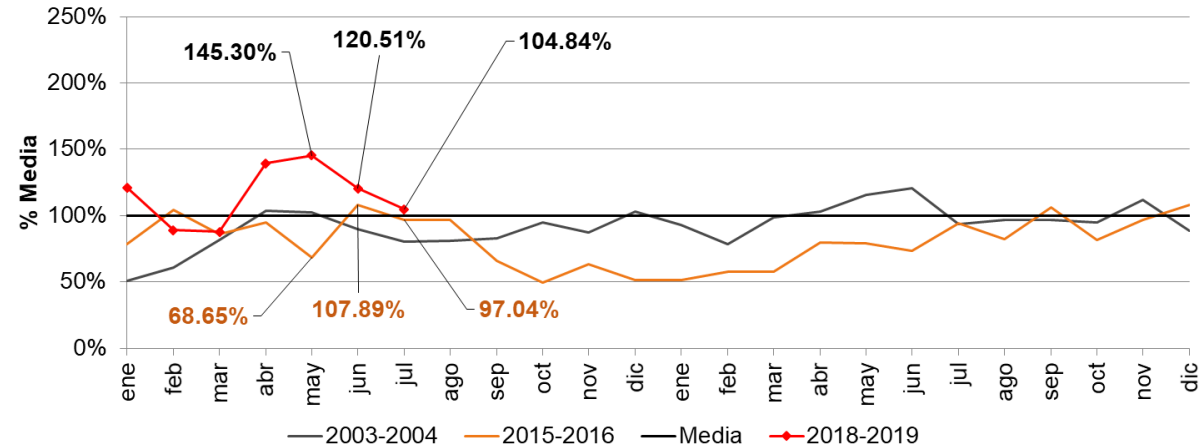
Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Hidrología del SIN

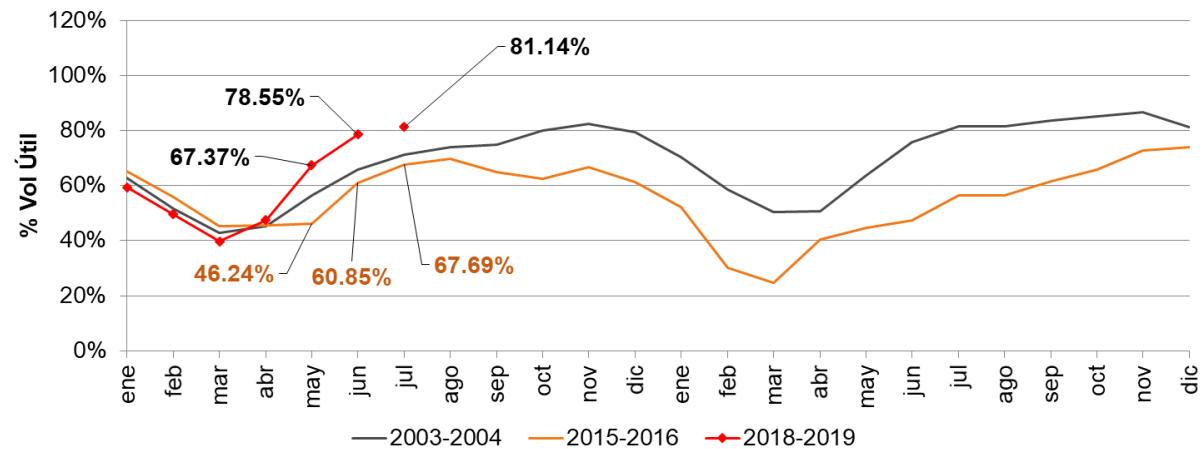
Comparación 2015-2016 y 2003-2004 vs 2018-2019



Aportes hídricos



Reservas hídricas



Información hasta el: 2018-07-31

Información actualizada el: 2018-08-01

Estado de los embalses



Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Volumen útil diario (%)
2018-07-31	Agregado SIN	Colombia	17,197.71	13,955.08	13.09	1,381.95	81.1%
2018-07-31	Peñol	Antioquia	4,242.90	3,885.01	0.08	0.00	91.6%
2018-07-31	Agregado Bogotá	Centro	3,763.36	1,828.93	7.74	0.00	48.6%
2018-07-31	Guavio	Oriente	2,086.04	2,047.56	0.52	963.21	98.2%
2018-07-31	Esmeralda	Oriente	1,124.35	1,102.87	3.13	282.95	98.1%
2018-07-31	El Quimbo	Centro	1,104.37	796.36	0.17	0.00	72.1%
2018-07-31	Chuza	Oriente	1,004.20	1,013.63	2.30	0.00	100.9%
2018-07-31	Topocoro	Centro	998.89	986.43	0.04	104.63	98.8%
2018-07-31	Riogrande II	Antioquia	554.30	444.42	-2.70	0.00	80.2%
2018-07-31	San Lorenzo	Antioquia	426.87	384.36	-0.53	10.97	90.0%
2018-07-31	Miraflores	Antioquia	313.19	261.60	1.41	0.00	83.5%
2018-07-31	Amani	Antioquia	245.54	222.63	0.32	0.00	90.7%
2018-07-31	Calima	Valle	218.78	182.36	0.23	0.00	83.3%
2018-07-31	Salvajina	Valle	194.48	164.66	-0.37	0.00	84.7%
2018-07-31	Urrá	Caribe	153.01	129.41	-0.01	0.00	84.6%
2018-07-31	Porce II	Antioquia	133.76	62.15	-0.14	0.00	46.5%
2018-07-31	Betania	Centro	124.51	101.34	0.06	0.00	81.4%
2018-07-31	Porce III	Antioquia	115.79	57.24	-0.15	0.00	49.4%
2018-07-31	Playas	Antioquia	95.90	61.84	-0.49	0.80	64.5%
2018-07-31	Punchiná	Antioquia	73.39	74.52	1.28	19.27	101.5%
2018-07-31	Troneras	Antioquia	71.02	63.11	0.66	0.11	88.9%
2018-07-31	Muña	Centro	57.60	55.73	-0.06	0.00	96.8%
2018-07-31	Prado	Centro	56.28	7.84	-0.71	0.00	13.9%
2018-07-31	Alto Anchicayá	Valle	39.18	21.09	0.31	0.00	53.8%

Aportes hídricos



Fecha	Estacion de medida	Región hidrológica	Media histórica (GWh-día)	Promedio diario acumulado (GWh-día)	Promedio diario acumulado (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2018-07-31	Agregado SIN	Colombia	218.17	228.72	104.8%	4.8%
2018-07-31	Guavio	Oriente	33.87	47.76	141.0%	41.0%
2018-07-31	Bata	Oriente	29.60	34.87	117.8%	17.8%
2018-07-31	Nare	Antioquia	17.39	13.88	79.8%	-20.2%
2018-07-31	Bogotá N.R.	Centro	16.52	24.02	145.4%	45.4%
2018-07-31	El Quimbo	Centro	15.25	14.28	93.6%	-6.4%
2018-07-31	Sogamoso	Centro	12.49	11.81	94.6%	-5.4%
2018-07-31	Grande	Antioquia	11.34	9.33	82.3%	-17.7%
2018-07-31	Chuza	Oriente	9.15	7.11	77.7%	-22.3%
2018-07-31	A. San Lorenzo	Antioquia	8.74	8.44	96.6%	-3.4%
2018-07-31	Guadalupe	Antioquia	7.30	7.25	99.3%	-0.7%
2018-07-31	Carlos Lleras	Antioquia	5.67	3.60	63.5%	-36.5%
2018-07-31	Porce II CP	Antioquia	5.54	5.58	100.7%	0.7%
2018-07-31	Sinú Urrá	Caribe	5.18	6.20	119.7%	19.7%
2018-07-31	Guatapé	Antioquia	4.70	5.29	112.6%	12.6%
2018-07-31	Otros Rios (Estimados)	Rios Estimados	4.19	4.26	101.7%	1.7%
2018-07-31	Desv. EEPMP (NEC,PAJ,DO)	Antioquia	3.72	2.14	57.5%	-42.5%
2018-07-31	Alto Anchicayá	Valle	3.32	3.64	109.6%	9.6%
2018-07-31	Betania CP	Centro	3.29	2.52	76.6%	-23.4%
2018-07-31	San Carlos	Antioquia	2.97	2.46	82.8%	-17.2%
2018-07-31	Concepción	Antioquia	2.58	2.12	82.2%	-17.8%
2018-07-31	Amoyá	Centro	2.52	2.82	111.9%	11.9%
2018-07-31	Cauca Salvajina	Valle	2.39	2.14	89.5%	-10.5%
2018-07-31	Miel I	Antioquia	2.19	1.58	72.1%	-27.9%
2018-07-31	Porce III	Antioquia	1.63	1.41	86.5%	-13.5%
2018-07-31	Tenche	Antioquia	1.46	1.41	96.6%	-3.4%
2018-07-31	Desv. Guarino	Antioquia	1.25	0.01	0.8%	-99.2%
2018-07-31	Cucuana	Centro	0.87	1.02	117.2%	17.2%
2018-07-31	Blanco	Oriente	0.78	0.00	0.0%	-100.0%
2018-07-31	Florida II	Valle	0.60	0.37	61.7%	-38.3%
2018-07-31	Calima	Valle	0.37	0.32	86.5%	-13.5%
2018-07-31	Desv. Manso	Antioquia	0.35	0.02	5.7%	-94.3%
2018-07-31	Prado	Centro	0.35	0.52	148.6%	48.6%
2018-07-31	Desv. San Marcos	Centro	0.33	0.23	69.7%	-30.3%
2018-07-31	Digua	Valle	0.27	0.31	114.8%	14.8%

Hidrología por regiones



Fecha	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Volumen útil diario (%)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Media histórica de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (GWh-día)	Promedio diario acumulado de aportes (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2018-07-31	Colombia	17,197.71	13,955.08	81.1%	13.09	1,381.95	218.17	228.72	104.8%	4.8%
2018-07-31	Antioquia	6,272.66	5,516.87	88.0%	-0.27	31.16	76.83	64.52	84.0%	-16.0%
2018-07-31	Centro	6,105.01	3,776.64	61.9%	7.25	104.63	51.62	57.22	110.8%	10.8%
2018-07-31	Oriente	4,214.59	4,164.06	98.8%	5.95	1,246.16	73.40	89.74	122.3%	22.3%
2018-07-31	Valle	452.44	368.11	81.4%	0.17	0.00	6.95	6.78	97.6%	-2.4%
2018-07-31	Caribe	153.01	129.41	84.6%	-0.01	0.00	5.18	6.20	119.7%	19.7%