



INFORME CNO DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-027

Jueves, 12 de julio 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 – 027
Jueves 12 de julio de 2018**



Contenido



1	Situación Operativa	Situación Operativa Caribe Recomendaciones y plan de contingencia Ituango Recomendaciones para el 20 de julio
2	Variables en el SIN	Hidrología Generación e importaciones Demanda SIN
3	Panorama Energético	Análisis energético de mediano y largo plazo
4	Varios	Indicadores de Operación Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963 (Seguimiento Semestral)



1. Situación Operativa

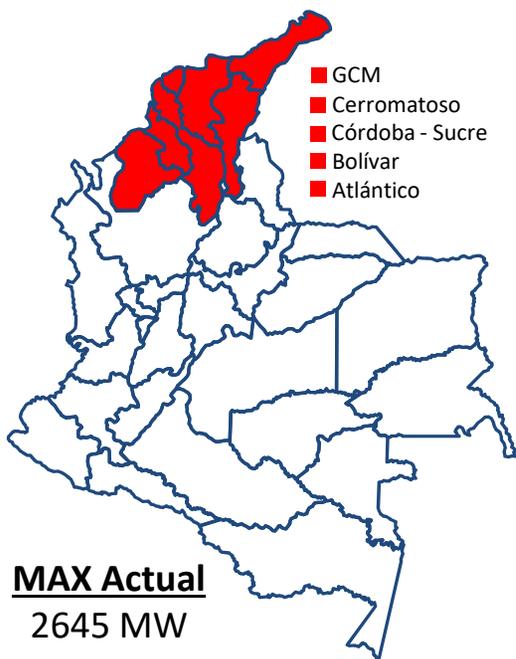




Situación Operativa Caribe



¿Cómo estamos?



MAX Actual
2645 MW

Se presentan restricciones en la transformación lo que hace necesario programar generación a nivel de 110 kV para controlarla.

No se evidencia obra de expansión definida que mitigue las restricciones.

El ESPS que se encuentra asociado a los transformadores en cerromatoso actualmente son insuficientes en situaciones de mantenimiento.

Es necesaria la programación de generación de seguridad, debido a que ante la contingencia del circuito Copey – Bolívar 500 kV se observan bajas tensiones en la subárea.

Las restricciones que se presentan no cuentan con generación de seguridad para ser controladas, por lo que están implementados 8 esquemas suplementarios, no obstante, se observa que el esquema en Bosque - Chambacú 1 y 2 66 kV es insuficiente; solo se hace suficiente ante la entrada en operación la subestación Manzanillo 110 kV.

Se recomienda la repotenciación del circuito Bosque – Bocagrande 66 kV al igual que se hizo con Cartagena – Bocagrande 66 kV.



Se requiere generación de seguridad para el control de tensión ante N-1.

Se observa congestión en los transformadores en Valledupar 220/110 kV, 220/34.5 kV y 110/34.5 kV.

Se espera la conexión de varios proyectos de generación solar, donde su beneficio se vería reflejado en los escenarios de demanda media donde se cuenta con generación

Actualmente se encuentra declarada en emergencia.

Se tiene restricciones asociadas a sobrecargas en los circuitos salientes de Tebsa 110 kV y Flores 110 kV, por lo que es necesario realizar balances de generación.

Los balances de generación en algunos escenarios no son suficientes, por lo que se tienen implementados 9 esquemas suplementarios que desatienden demanda.

Adicionalmente las subestaciones Flores 110 kV y Tebsa 110 kV están alcanzando los valores nominales de nivel de corto circuito, haciendo necesario degradar la confiabilidad de la red o limitar la generación de la subárea.

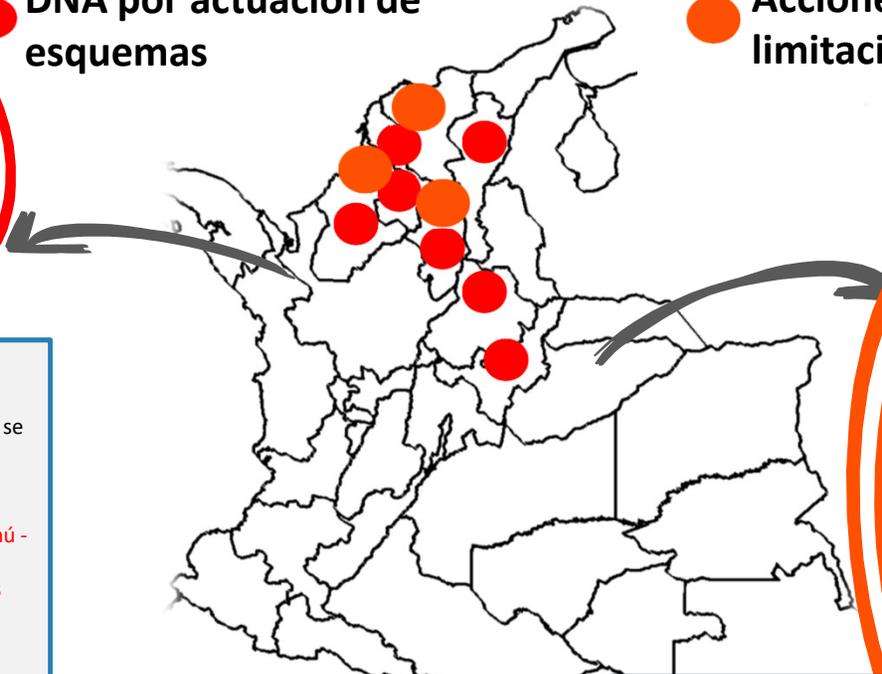


Existe riesgo en la atención de la demanda por:

Atlántico
Bolívar
Córdoba – Sucre
GCM
Santander

DNA por actuación de esquemas

Acciones topológicas por limitaciones en la red



- Alcance de los niveles de corto circuito en Termoflores 110 kV
- Malambo 110 kV desacoplada
- Alta carga en condición normal de operación del circuito Chinú - Boston 110 kV.
- Apertura de los interruptores 7010 y 7030 o 7020 y 7040 de la subestación Tolujiejo 110 kV
- Operación abierta del interruptor en Caucheras de la línea Apartadó – Caucheras 110 kV
- Línea Gambote – Tcalamar 66 kV abierta en Gambote 66 kV

Insuficiencia de ESPS

Ante la condición actual de demanda y topología, se evidencia que los siguientes esquemas son insuficientes:

1. Esquema de deslastre asociado a la línea Chinú - Boston 110 kV
2. Esquema de deslastre de carga asociado a los transformadores de Chinú 500/110/34.5 kV
3. Esquema de deslastre asociado a la barra de Boston 110 kV
4. Esquema de deslastre de carga en la subestación Río Sinú.
5. Esquema de separación de las subáreas Chinú y Cerromatoso por oscilación de potencia y sobrecarga
6. ESPS asociado a la línea Chinú - Coveñas 110 kV
7. Esquema de deslastre asociado a las líneas línea Bosque - Chambacú 1, 2 66 kV

	ESPS	Insuficiencia actual	Insuficiencia 2019
Atlantico	9	-	-
GCM	4	-	-
Chinu	5	4	5
Cordoba-Sucre	5	2	2
Bolivar	8	1	1
Cerromatoso	1	1	1
Total	32	8	9

ESPS Totales

ESPS Insuficientes

ESPS insuficientes ante mantenimiento



Subárea Córdoba - Sucre

Declaración estado de emergencia de Córdoba-Sucre



6012 - 2.11

Doctor
ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN
Avenida calle 26 No. 69-63, Ed. Torre 26, Oficina 408
Teléfono: (091) 702 30 29 / 26
Correo Electrónico: olarte@cno.org.co
Bogotá D.C.



Asunto: Declaración estado de emergencia de la demanda de las subestaciones Coveñas, Sierra Flor, Boston, Tolviejo y Ternera a 110 kV y de las subestaciones El Carmen, Zambrano, Calamar y San Jacinto a 66 kV por condición operativa de la red.

Respetado doctor Olarte:

Para evitar la sobrecarga en estado estacionario del circuito Chinú - Boston 110 Kv y dado que los Esquemas Suplementarios que actúan ante la contingencia de los circuitos Chinú - Coveñas 110 kV, Chinú - Boston 110 kV, Boston - Sierra Flor 110 kV o Ternera - Tolviejo 110 Kv no son suficientes para evitar eventos en cascada en la subarea, es necesario operar en forma fraccionada la subestación Tolviejo 110 kV, generando atención radial de las demandas del asunto.

Dado lo anterior, a partir del día 14 de junio de 2018 y hasta nueva notificación emitida por el CND por este mismo medio, se declara la operación de estas subestaciones en Estado de emergencia.

La operación en estado de emergencia se realizará según lo indicado en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995-Codigó de Operación que establece lo siguiente:

Todos los dere

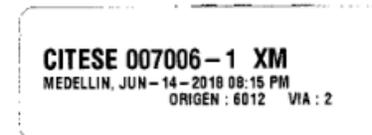


"Estado de emergencia:

Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda".

Quedamos atentos a cualquier inquietud al respecto.

Cordialmente,




CARLOS ANDRÉS CANO ISAZA
Director Coordinación Operación

Copias:

Dr. Hector Emilio Andrade Hamburger, Director Gestión Red Electricidad Colombia, Electrificadora del Caribe S.A.E.S.P. E-mail: handradeh@electricaribe.co.

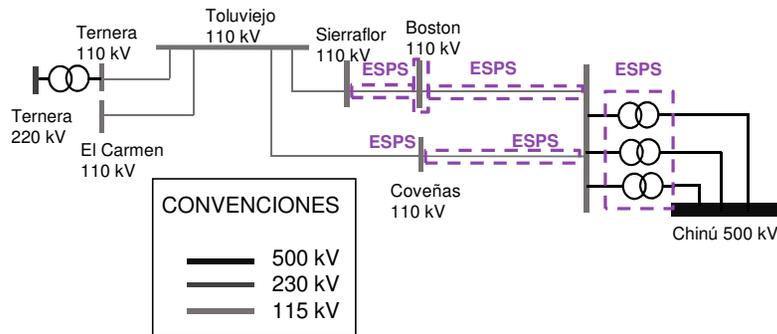
- Dr. José Fernando Plata Puyana, Superintendente delegado de Energía y Gas Combustible, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD. E-mail: jplata@superservicios.gov.co

Revisó y Aprobó: Carlos Andrés Cano Isaza

una empresa ISA



Estado actual de la Subárea Córdoba-Sucre



Sobrecarga del circuito Chinú – Boston 110kV en estado normal de operación:

- Programar generación de seguridad en Bolívar (Proeléctrica, Cartagena, Candelaria). Sobrecostos y riesgos operativos.
- Limitar importación de Caribe STN. Programar más generación de seguridad al interior de Caribe. Sobrecostos y riesgos operativos.
- Apertura anillo Tuluvejo 110kV
- En caso de no ser suficiente lo anterior, se debe programar DNA preventiva en Boston.

Sobrecarga no admisible del circuito Chinú – Boston 110kV y bajas tensiones ante N-1 de Chinú – Coveñas 110 kV:

- Actuaría primero la protección antes que el ESPS, provocando apagón de la zona.
- En caso de actuar el ESPS deslastrando el 100% de la carga de Boston correctamente antes que la protección, se sigue evidenciando sobrecarga del circuito Chinú – Boston 110 kV y bajas tensiones, lo cual podría generar disparo del circuito y eventos en cascada provocando apagón de la zona.

Sobrecarga no admisible del circuito Chinú – Coveñas 110kV y bajas tensiones ante N-1 de Chinú – Boston 110 kV:

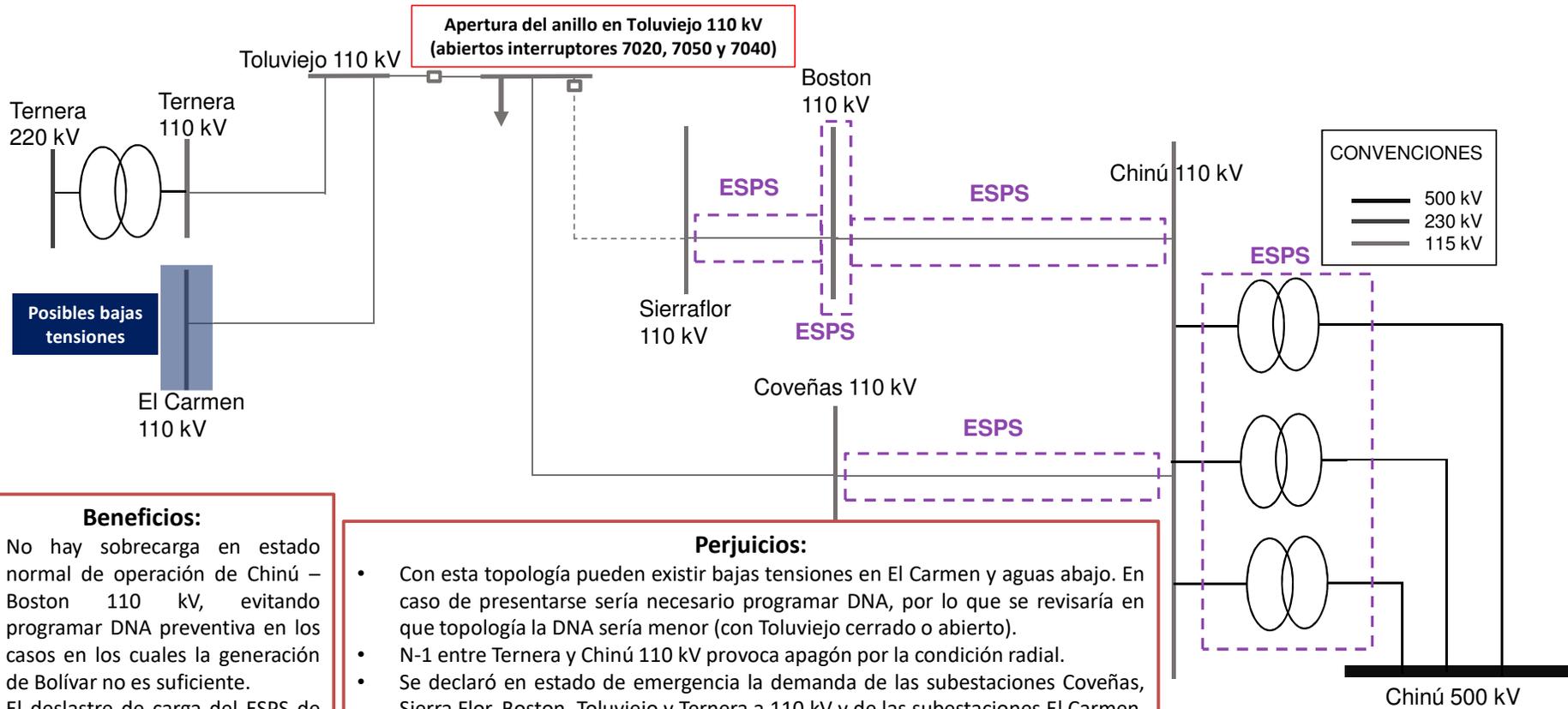
El ESPS deslastra el 12% de la carga de Coveñas, pero no es suficiente y se sigue evidenciando sobrecarga no admisible del circuito Chinú – Coveñas 110 kV y bajas tensiones, lo cual podría generar disparo del circuito y eventos en cascada provocando apagón de la zona.

Sobrecarga no admisible en transformación de Chinú 500/110 kV ante N-1 de esta transformación:

- El ESPS deslastra toda la carga de San Marcos, La Mojana, Since, Magangué y Mompox, pero no es suficiente y se sigue evidenciando sobrecarga no admisible en la transformación de Chinú 500/110 kV, lo cual podría generar eventos en cascada provocando apagón de toda la subárea Córdoba-Sucre.
- Programar generación de seguridad en Bolívar (Proeléctrica, Cartagena, Candelaria) y limitación de generación de Porce 3 para que el deslastre del ESPS sea suficiente para evitar eventos en cascada. Además de tener riesgos de DNA por actuación de ESPS, se están generando sobrecostos operativos.
- Existen casos en los cuales ni la generación es suficiente, por lo que habría riesgos de colapsos ante N-1.

Acciones operativas realizadas

Apertura de la red – Reducción de confiabilidad



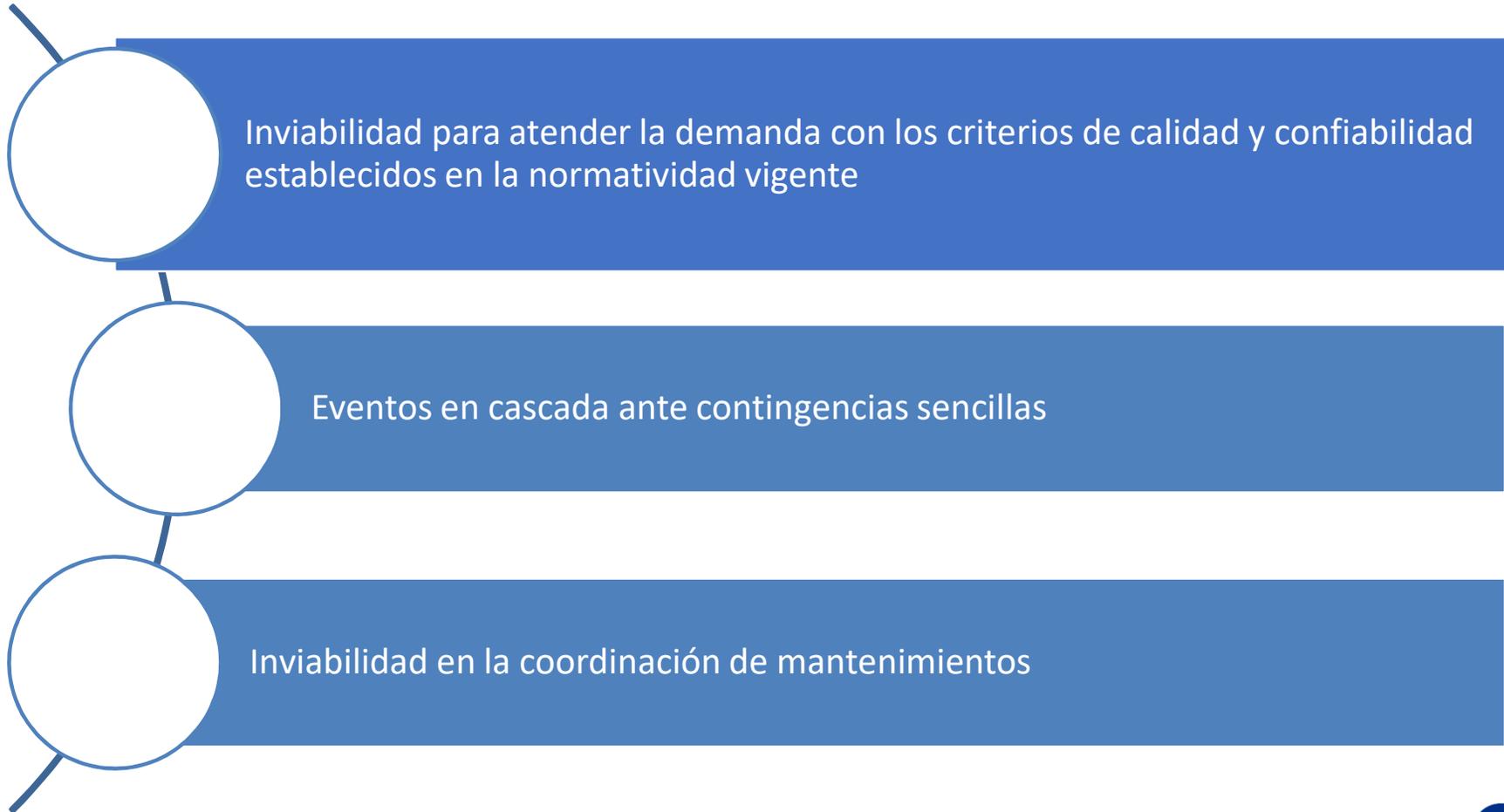
Beneficios:

- No hay sobrecarga en estado normal de operación de Chinú – Boston 110 kV, evitando programar DNA preventiva en los casos en los cuales la generación de Bolívar no es suficiente.
- El deslastre de carga del ESPS de los transformadores de Chinú 500/110kV es efectivo para evitar colapsos ante N-1.

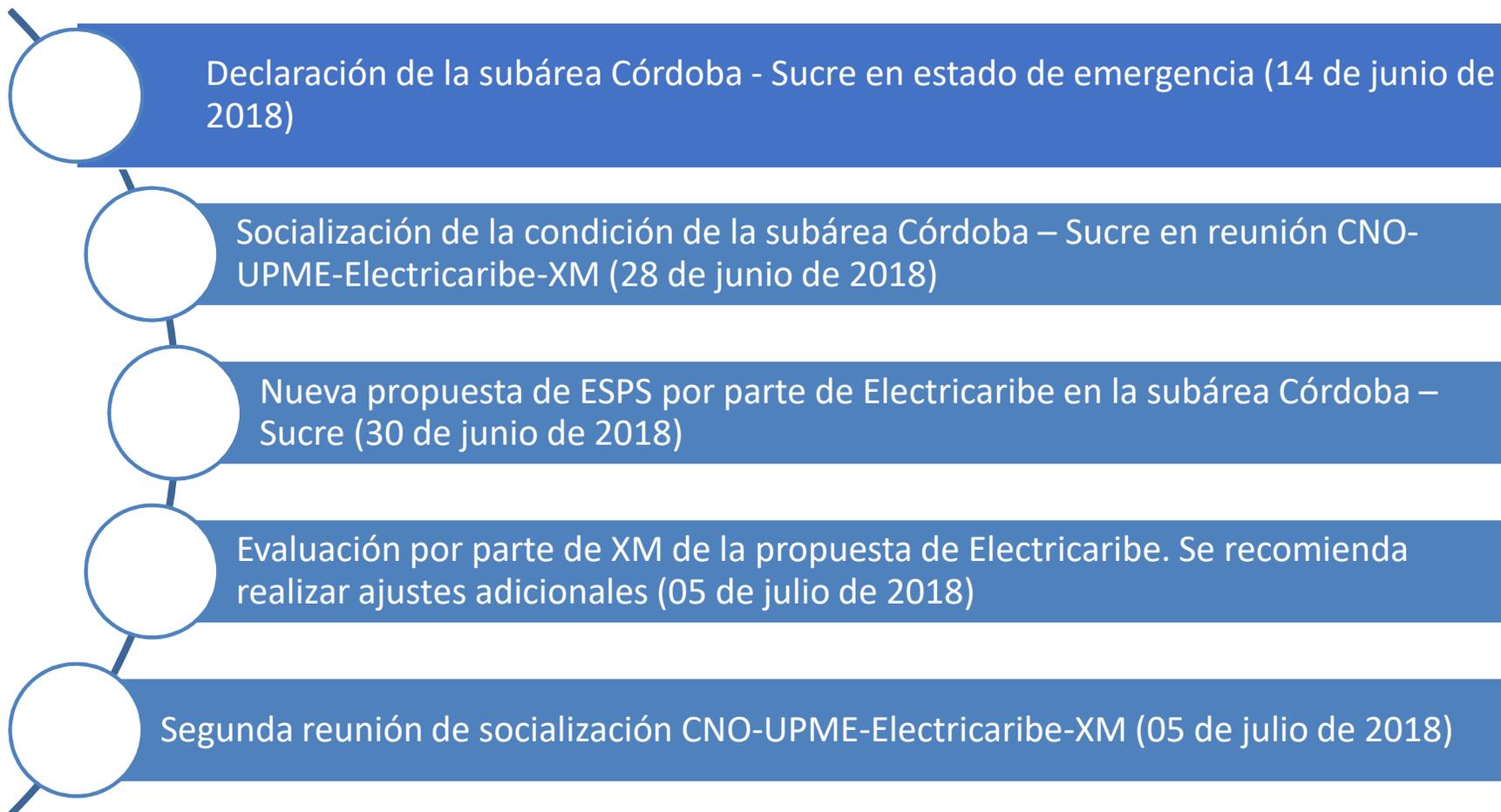
Perjuicios:

- Con esta topología pueden existir bajas tensiones en El Carmen y aguas abajo. En caso de presentarse sería necesario programar DNA, por lo que se revisaría en que topología la DNA sería menor (con Toluvejo cerrado o abierto).
- N-1 entre Ternera y Chinú 110 kV provoca apagón por la condición radial.
- Se declaró en estado de emergencia la demanda de las subestaciones Coveñas, Sierra Flor, Boston, Toluvejo y Ternera a 110 kV y de las subestaciones El Carmen, Zambrano, Calamar y San Jacinto a 66 kV por condición operativa de la red.

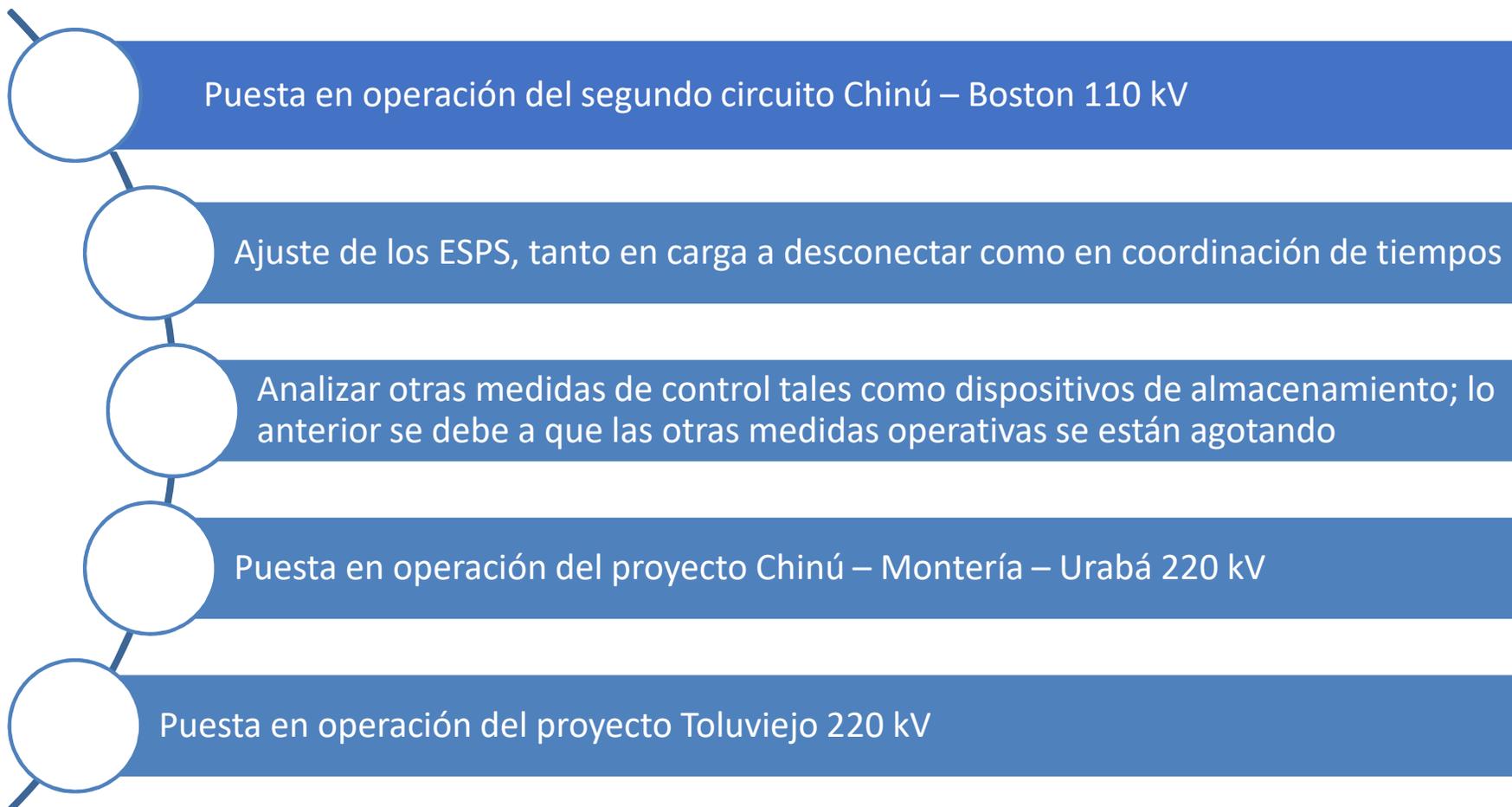
Riesgos operativos identificados



Acciones realizadas



Acciones necesarias



Resumen de acciones a realizar de acuerdo a reunión CNO-UPME-Electricaribe-XM



Acciones mediano plazo	Responsable	Fecha
Entrada en operación de Chinú – Boston 2 110kV (reuniones periódicas para ver condición del proyecto)	Electricaribe - UPME	6 meses de construcción después de imposición de servidumbre Reunión de revisión el 5 de julio de 2018
Presentación de cronograma de puesta en operación de Chinú – Boston 2 110 kV	Electricaribe	12 de julio de 2018
Retroalimentación de la posibilidad de implementación de soluciones DLR (Dynamic Line Rating)	Electricaribe	12 de julio de 2018
Medidas de mitigación para soportar hasta la entrada del proyecto Toluviejo 220/110 kV en el 2022 (revisión entrada de proyectos de generación menor, baterías).	UPME	



Plan de contingencia y Recomendaciones Ituango



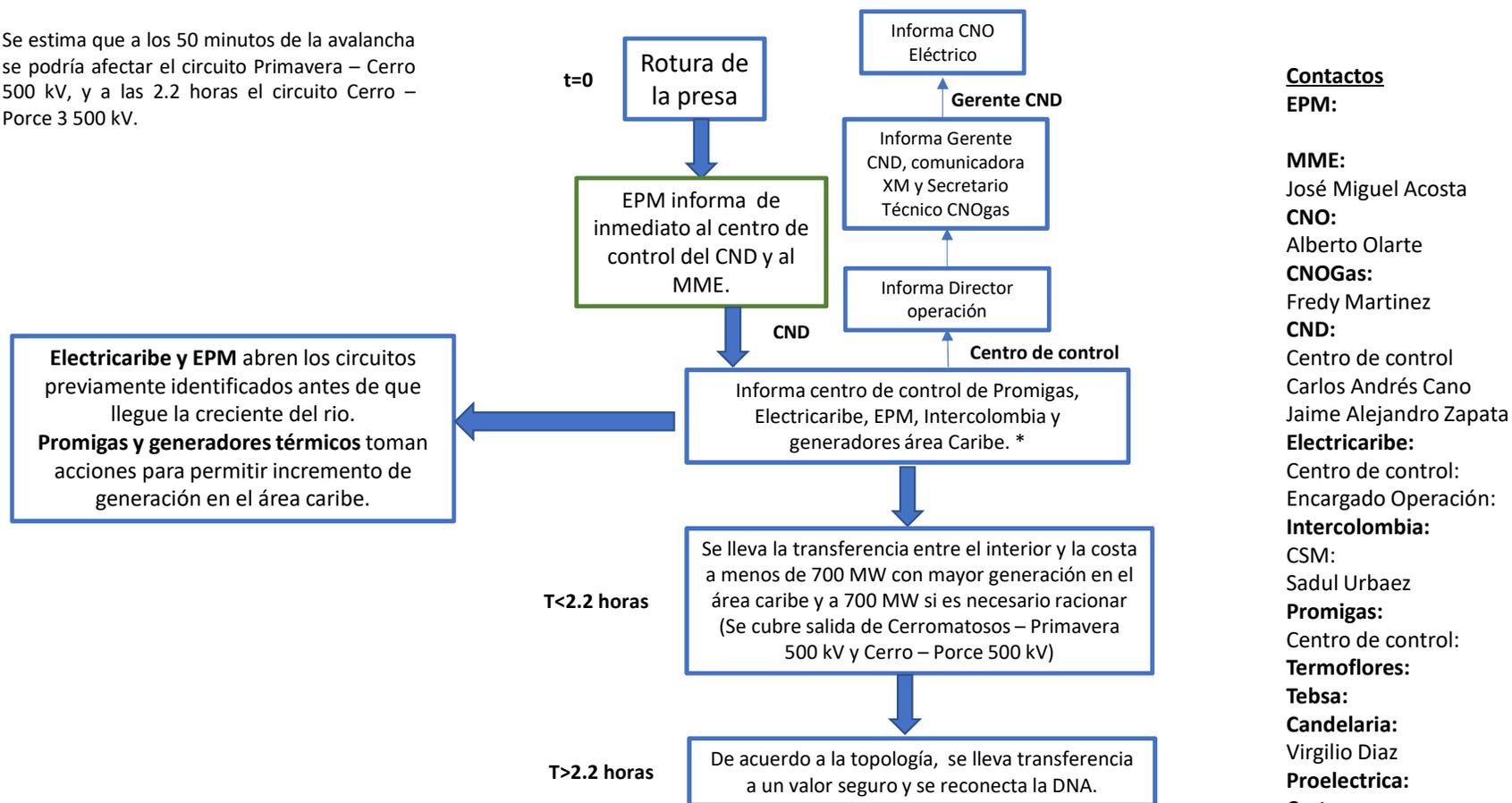
Plan de contingencia



Probabilidad de colapso de la presa	Medida operativa preventiva	Responsable
Bajo	Ninguna	
Medio	Ninguna	
Medio – Alto	Incrementar presión de operación del gasoducto	Promigas
	No programar pruebas de generación en el área Caribe	Agentes
Alto	Programar mayor número de unidades en línea (Reserva Caliente), programar Urra al mínimo.	CND
	Encender la planta Regasificadora	Grupo Térmico
	Incrementar presión de operación del gasoducto	Promigas
Inminente	Programar límite de intercambio entre interior y costa a valores alrededor de los 300 MW	CND

Plan de contingencia

Se estima que a los 50 minutos de la avalancha se podría afectar el circuito Primavera – Cerro 500 kV, y a las 2.2 horas el circuito Cerro – Porce 3 500 kV.



Se debe solicitar deshabilitar recierre de los circuitos afectados.

La comunicación entre centros de control se realizara por los canales establecidos.



Contactos

EPM:

MME:

José Miguel Acosta

CNO:

Alberto Olarte

CNOGas:

Fredy Martinez

CND:

Centro de control

Carlos Andrés Cano

Jaime Alejandro Zapata

Electricaribe:

Centro de control:

Encargado Operación:

Intercolombia:

CSM:

Sadul Urbaez

Promigas:

Centro de control:

Termoflores:

Tebsa:

Candelaria:

Virgilio Diaz

Proelectrica:

Cartagena:

Guajira, Gecelcas:

Urra:

Plan de contingencia



Otras acciones	Responsable
Realizar levantamiento de circuitos que podrían verse afectados.	Intercolombia, Electricaribe, EPM
Realizar inventario de equipos que podrían requerirse para minimizar afectación a usuarios.	Electricaribe y EPM
Construir inventarios de equipos (Repuestos, plantas Diesel, etc) que podrían prestar otras empresas	MME y CNO
Realizar levantamiento de posible afectación de vías y construir plan de transporte de equipos.	MME
Identificar disponibilidad de combustible para las plantas Diesel.	MME

Recomendaciones



Recomendación	Acción	Periodicidad	Responsable
Contar con un nuevo cronograma de puesta en servicio del proyecto Hidroituango.	Construir e informar nuevo cronograma	Única Vez	EPM
	Realizar seguimiento a la ejecución del nuevo cronograma	Trimestralmente	CNO
Garantizar la máxima disponibilidad de los recursos de generación existentes, sus fuentes primarias y la red de transmisión de energía y gas.	Construir balances físicos de gas para los años 2019 a 2022 (Interior y costa)	Semestral	CNO Gas
	Realizar seguimiento a restricciones del sistema de transporte de gas	Semestral	CNO gas
	Realizar seguimiento a la logística y plan de mantenimientos de las estación regasificadora	Semestral	CACSSE
	Realizar seguimiento a los planes de mantenimiento de las plantas térmicas	Semestral – Horizonte anual	CNO
	Seguimiento a la propuesta regulatoria de caudales ecológicos del MADS	Semestral	MME
Hacer levantamiento de las restricciones para la operación de los embalses cerca a su mínimo útil.	Realizar ajustes regulatorios para incluir el gas con destino a la generación de seguridad en la demanda esencial	Única Vez	MME

Recomendaciones



Recomendación	Acción	Periodicidad	Responsable
Realizar seguimiento detallado y permanente a la evolución de las principales variables inciertas (hidrología y demanda) con el objeto de dar las señales necesarias de manera anticipada.	Continuar realizando seguimiento a la evolución de las principales variables energéticas del sistema	Mensual	CNO
	Realizar actualización periódica de los pronósticos de demanda	Trimestral	UPME
	Realizar seguimiento a la entrada de Grandes consumidores	Trimestral	UPME
Hacer seguimiento detallado a la entrada en operación de los proyectos de generación que tienen concepto de conexión por parte de la UPME, en búsqueda de identificar las acciones necesarias que viabilicen la entrada en las fechas establecidas.	Construir listado de proyectos con concepto de conexión y fecha de entrada previa a 2022	Permanente	UPME
	Hacer seguimiento a fecha de entrada de proyectos	Trimestral	UPME
	Identificar causas de atraso y gestionar	Trimestral	UPME - MME
Realizar gestiones para adelantar la entrada en operación de proyectos de transmisión y generación que estén en curso.	Construir listado de proyectos en desarrollo	Permanente	UPME
	Identificar posibilidades de adelanto	trimestral	UPME

Recomendaciones



Recomendación	Acción	Periodicidad	Responsable
Conservar en las plantas térmicas la posibilidad de operar con combustibles líquidos ante eventos en los sistemas de transporte o suministro de gas, dados los requerimientos de generación térmica que se observan.	Crear los incentivos regulatorios para mantener la operación dual de las plantas	Única Vez	CREG
	Revisar logística de suministro y transporte de combustibles líquidos	Anual	CNO
Implementar ajustes regulatorios al mecanismo de respuesta de demanda.	Realizar los ajustes regulatorios requeridos.		CREG
Incentivar y/o acelerar la entrada de proyectos de generación con bajos tiempos de construcción y de generación distribuida	Emisión definitiva de resoluciones		CREG
	Hacer seguimiento a la respuesta del mercado a las resoluciones.		CNO
Revisar la necesidad de realizar nuevas subastas de energía firme con entrada en operación antes del año 2022	Emisión definitiva de resoluciones		CREG
	Hacer seguimiento a la respuesta del mercado a las resoluciones.		CNO

Recomendaciones



Recomendación	Acción	Periodicidad	Responsable
Gestionar otras fuentes de energía	Gestionar la ampliación de la capacidad de importación de energía desde Ecuador – ESA.	Única Vez	XM
	Gestionar la ampliación de la capacidad de importación de energía desde Ecuador – obras del STR	Semestral	UPME
	Identificar posibilidades de energía adicional de plantas existentes o retiradas del mercado.	Semestral	CNO
	Actualizar inventario de excedentes de autogeneradores del sistema	Anual	UPME
Garantizar la entrada en la fecha establecida de la planta de regasificación en el Pacífico y los proyectos asociados, buscando dar prioridad de dicho gas al sector térmico.	Realizar las gestiones necesarias para la entrada en operación en el año 2021	Única Vez	UPME
	Hacer seguimiento a la ejecución del proyecto	Semestral	UPME
	Revisar el mecanismo regulatorio de asignación del gas de la planta de regasificación	Única Vez	CREG



Recomendaciones para el 20 de julio



Medidas para realizar la planeación de mantenimientos



Comunicado XM a agentes 09/07/2018

Con motivo de la posesión del Senado y la Cámara 2018 – 2022 que se realizará el próximo 20 de julio en Colombia, para realizar la planeación de los mantenimientos en los activos de la red del SIN para la semana 29 recomendamos tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

Para el día 20 de julio 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

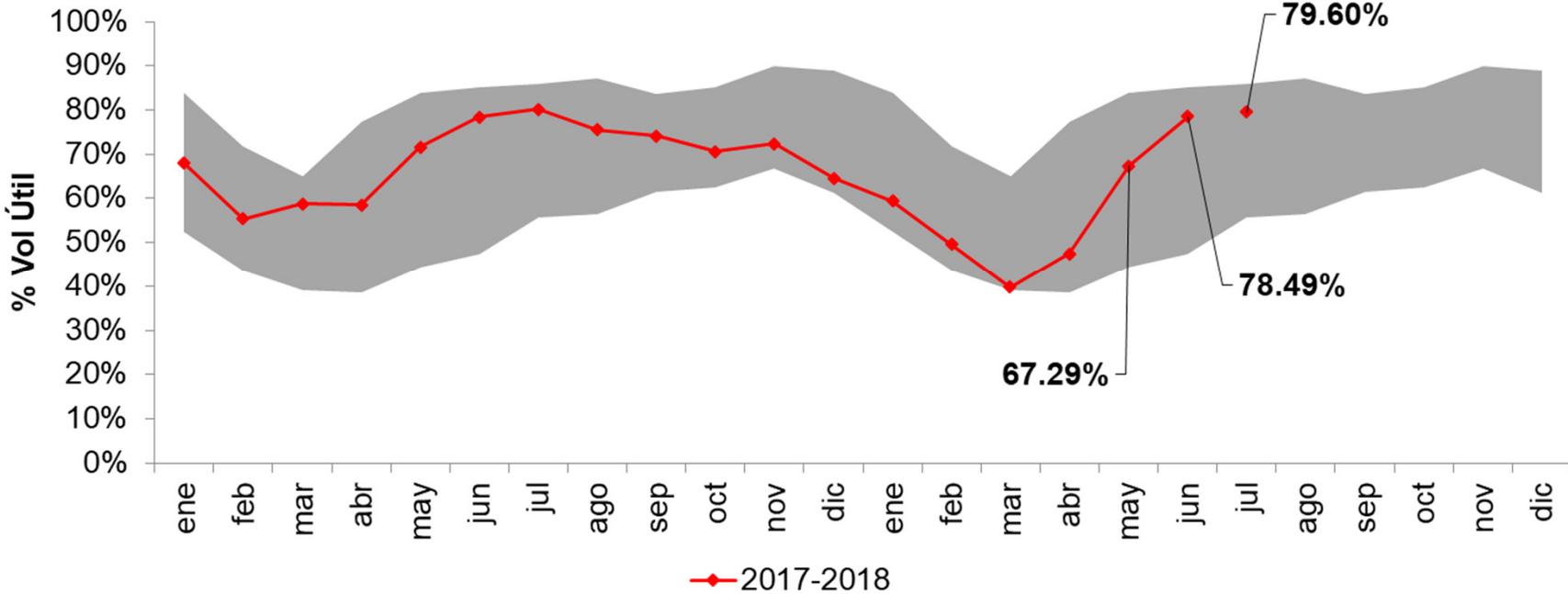
- Hidrología
- Generación e importaciones
- Demanda SIN (con análisis regional)





Evolución reservas del SIN corte al 11 de junio

Reservas hídricas - 2000 a 2018

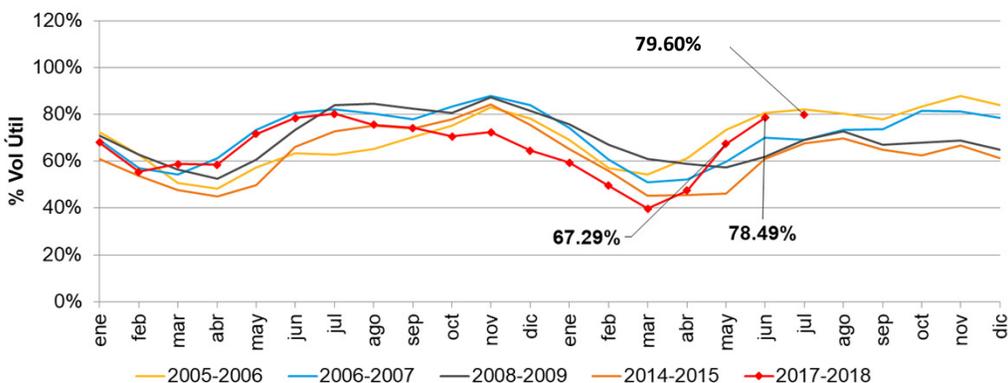


Información hasta el: 2018-06-11
Información actualizada el: 2018-06-12

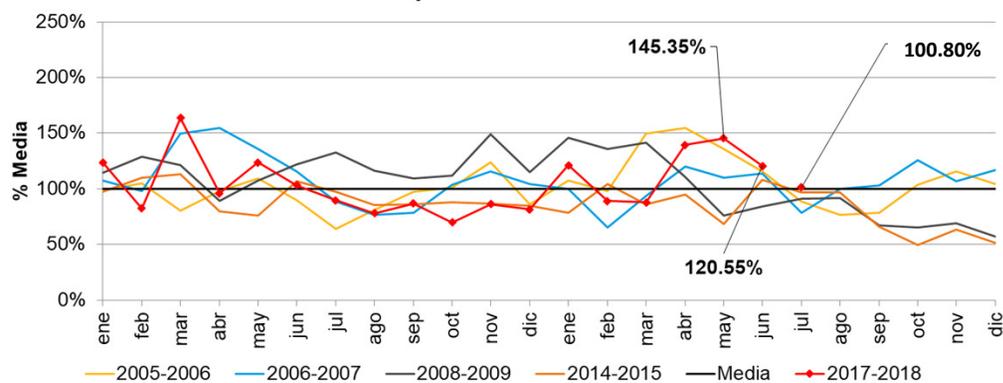
Hidrología del SIN



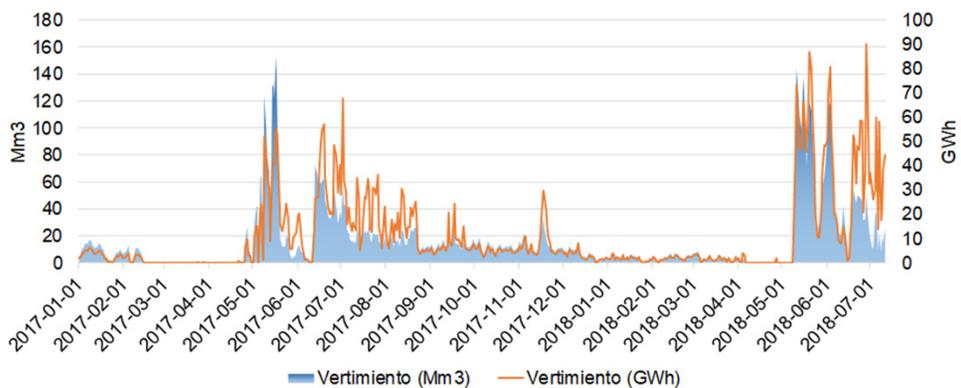
Reservas hídricas



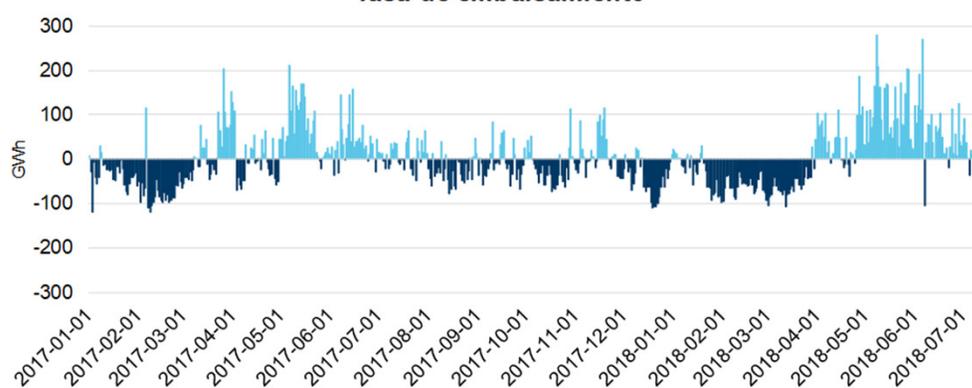
Aportes hídricos



Vertimientos



Tasa de embalsamiento

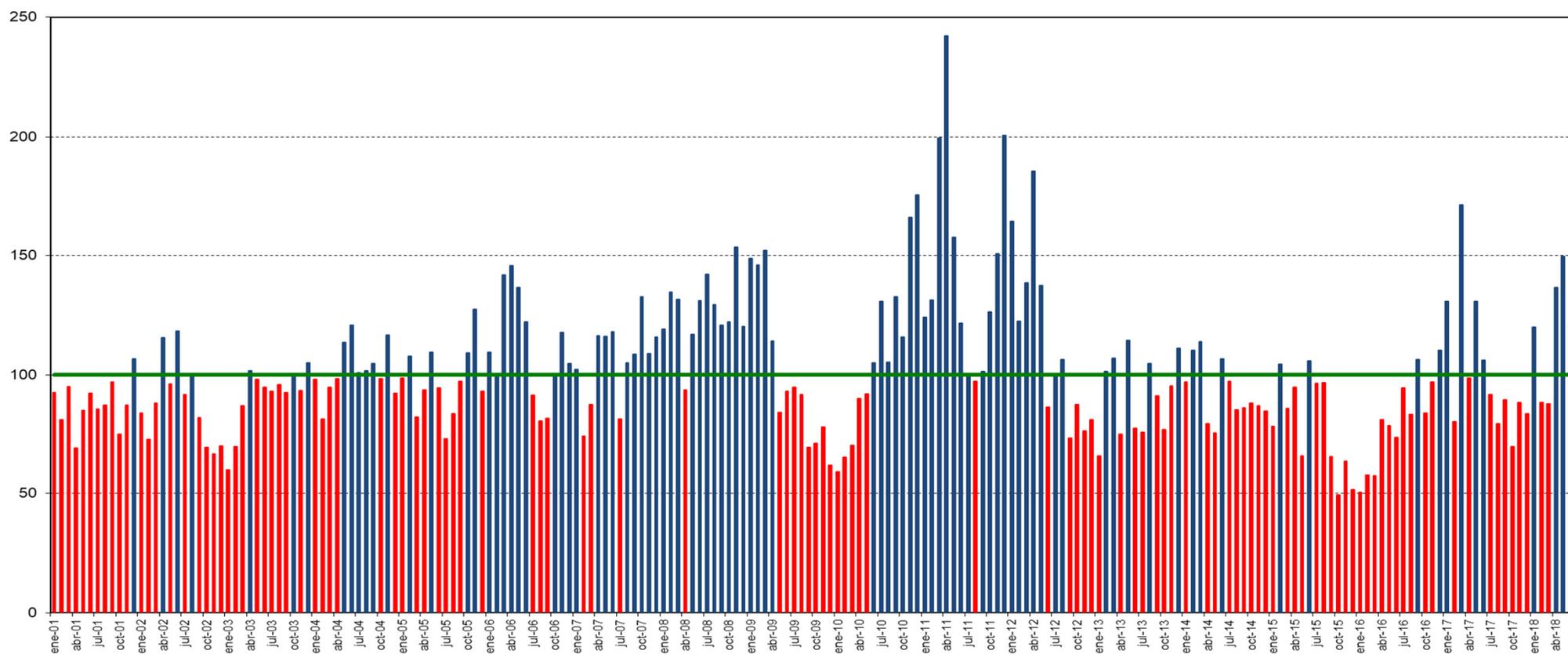


Comportamiento de aportes mensuales respecto a la media



[%media]

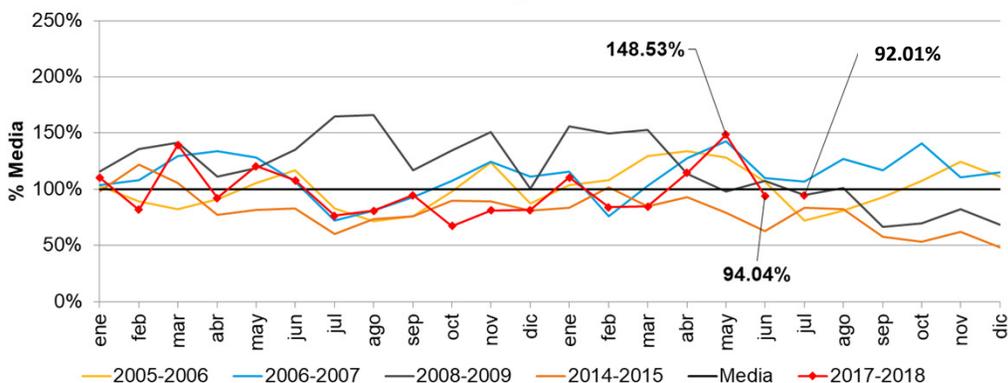
Aportes Energéticos (Hidráulicos) Agregados al SIN en % de la media



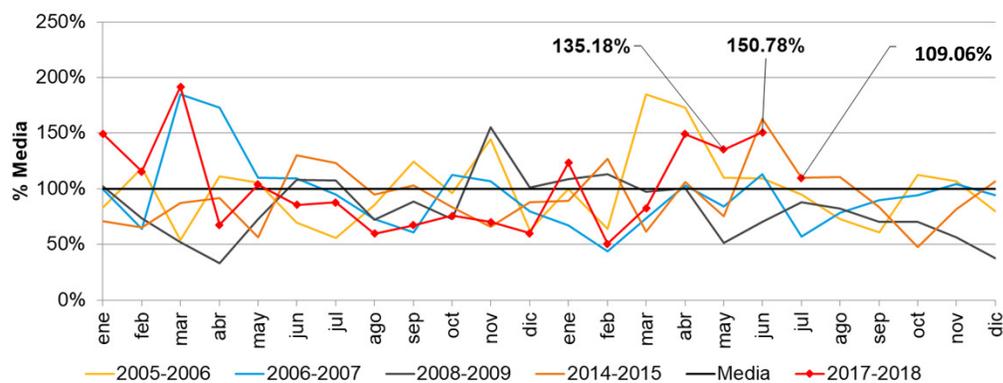
Aportes por regiones



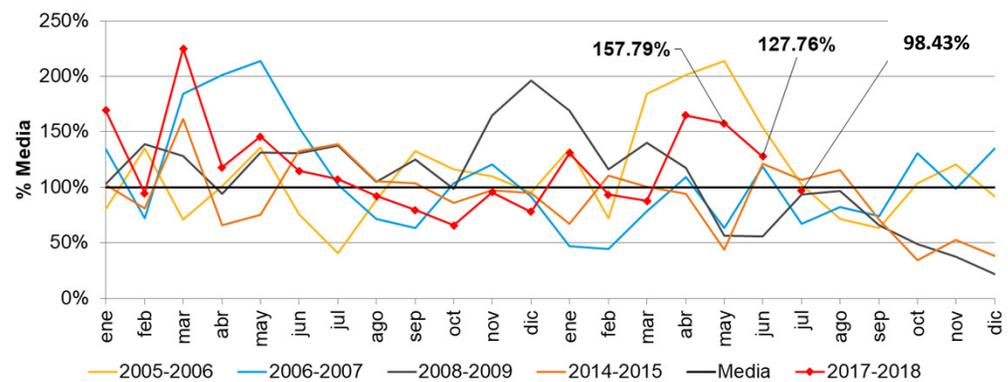
Antioquia



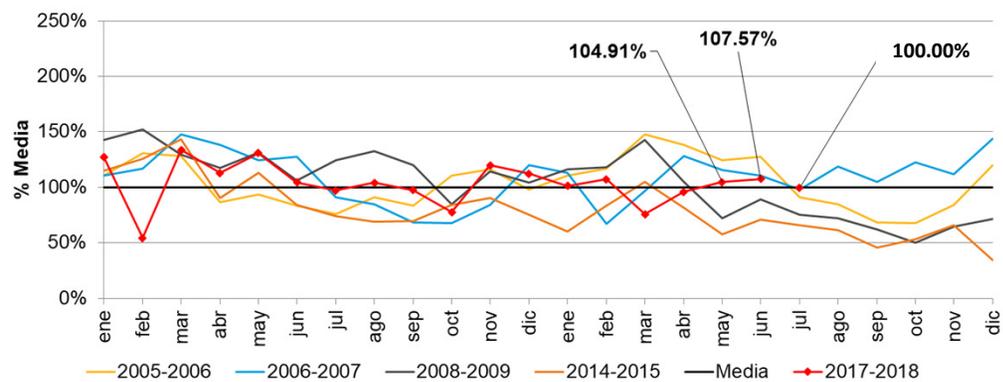
Oriente



Centro



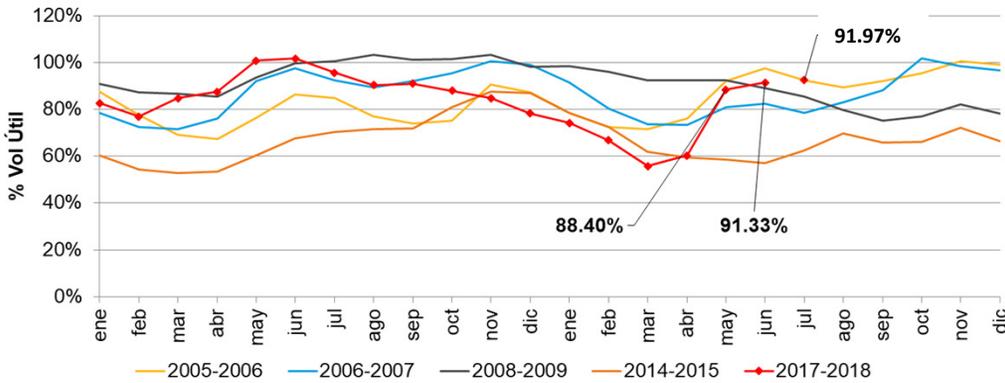
Valle



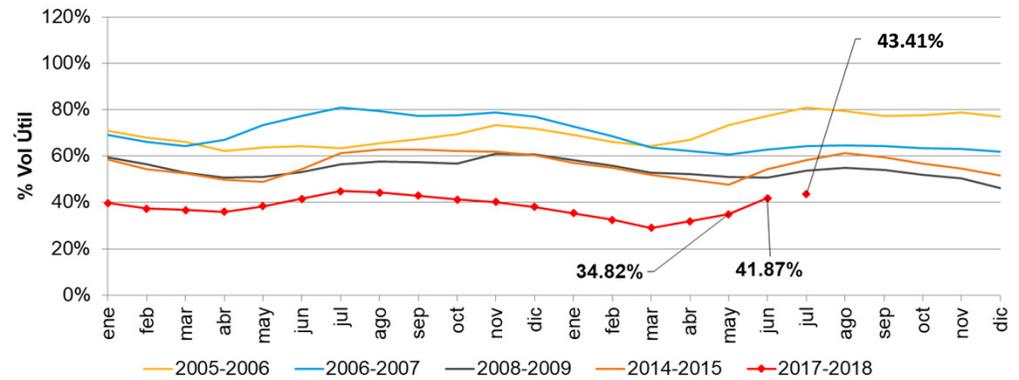
Evolución de principales embalses



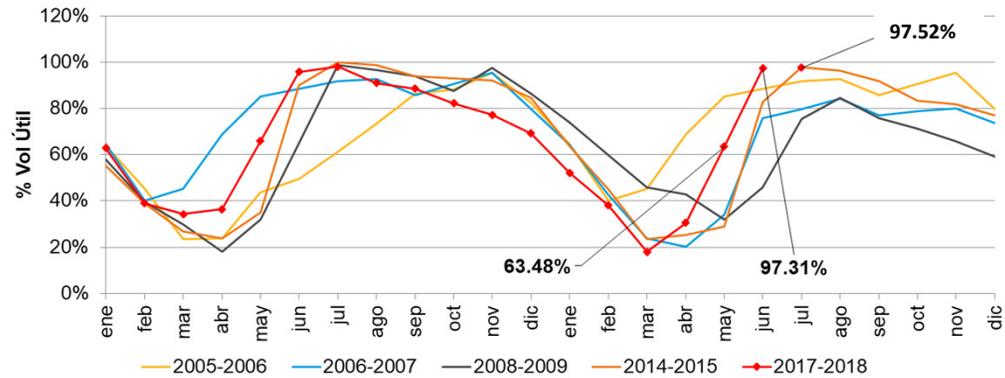
Peñol



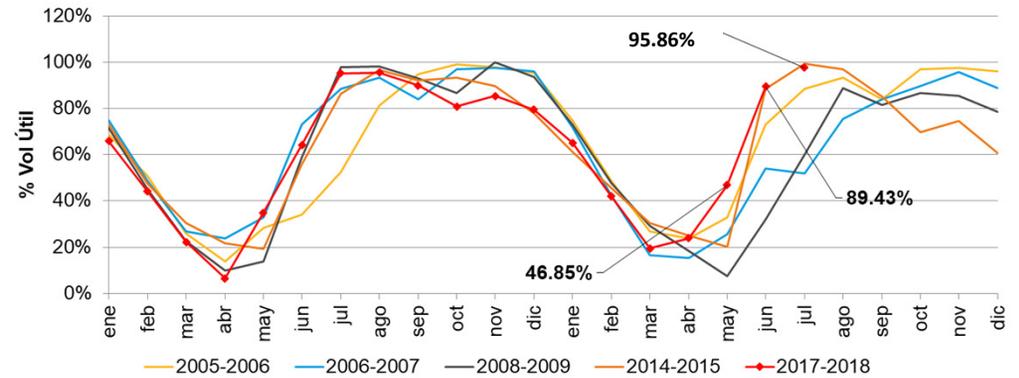
Agregado Bogotá



Guavio



Esmeralda - Chivor

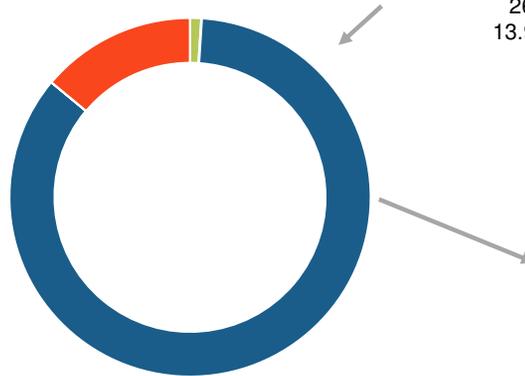




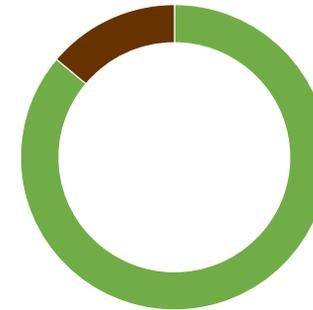
Generación promedio diaria en GWh-día a 30 de junio

Total 189.5
GWh-día

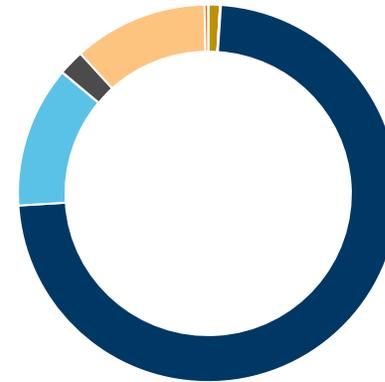
- Biomasa, 1.9, 1.00%
- Eolica, 0.1, 0.07%
- Hidraulica, 161.1, 85.00%
- Solar, 0.0, 0.02%
- Combustible fosil, 26.4, 13.91%



- Renovable
163.1
86.09%
- No
renovable
26.4
13.91%



- Bagazo, 1.9, 0.99%
- Biogas, 0.0, 0.00%
- Eolica, 0.1, 0.07%
- Embalse, 138.1, 72.90%
- Filo de agua, 22.9, 12.10%
- Fotovoltaica, 0.0, 0.02%
- Carbón, 4.2, 2.19%
- Gas, 21.6, 11.41%
- Líquidos, 0.6, 0.32%
- Mezcla, 0.0, 0.00%



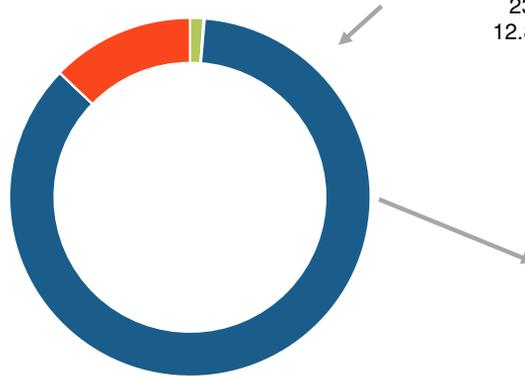
La generación por combustible se clasifica según el registro correspondiente al combustible principal de la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 30 de junio de 2018



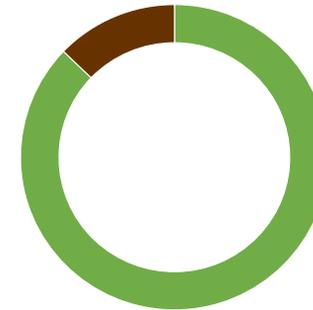
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 186.0 GWh-día

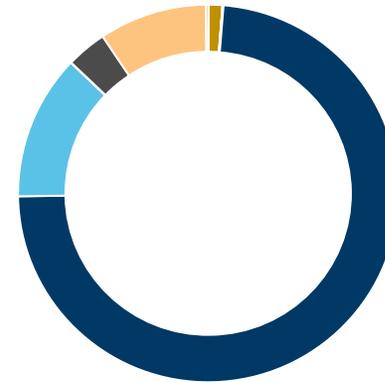
- Biomasa, 2.2, 1.21%
- Eolica, 0.2, 0.09%
- Hidraulica, 159.7, 85.88%
- Solar, 0.0, 0.02%
- Combustible fosil, 23.8, 12.80%



- Renovable 162.2 87.20%
- No renovable 23.8 12.80%



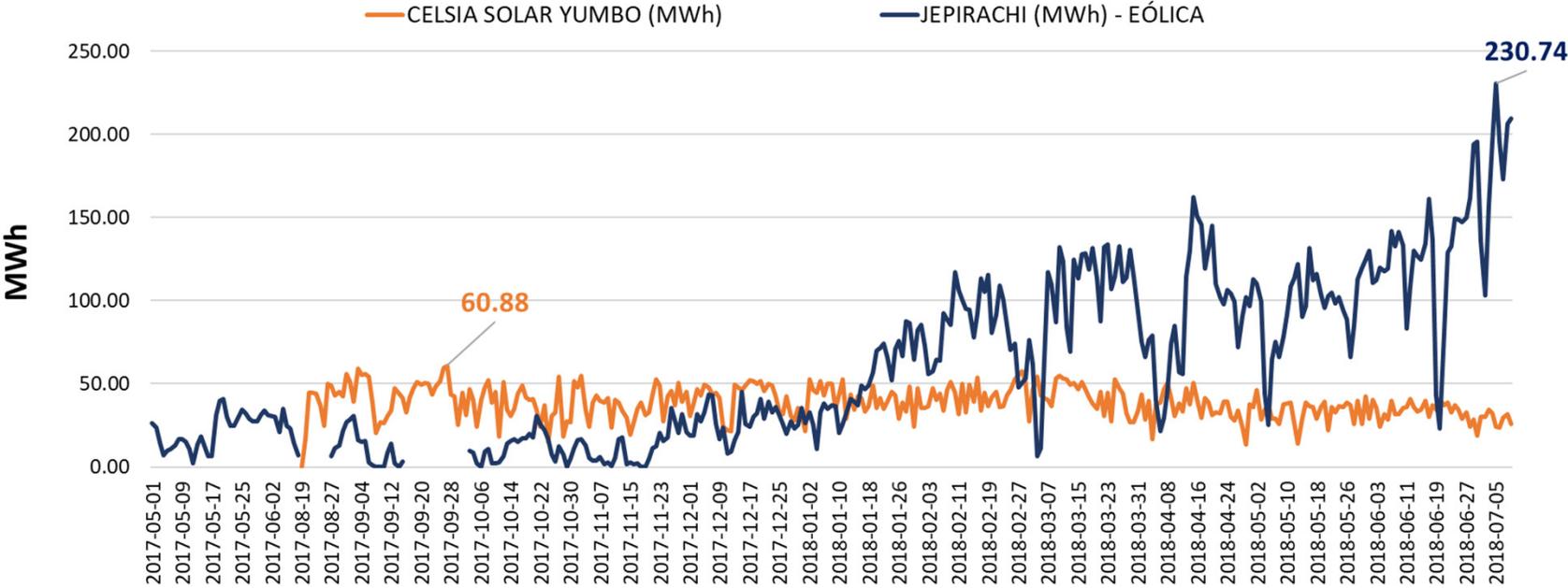
- Bagazo, 2.2, 1.20%
- Biogas, 0.0, 0.01%
- Eolica, 0.2, 0.09%
- Embalse, 136.6, 73.46%
- Filo de agua, 23.1, 12.42%
- Fotovoltaica, 0.0, 0.02%
- Carbón, 6.4, 3.44%
- Gas, 17.1, 9.17%
- Líquidos, 0.4, 0.19%
- Mezcla, 0.0, 0.00%



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 10 de julio de 2018

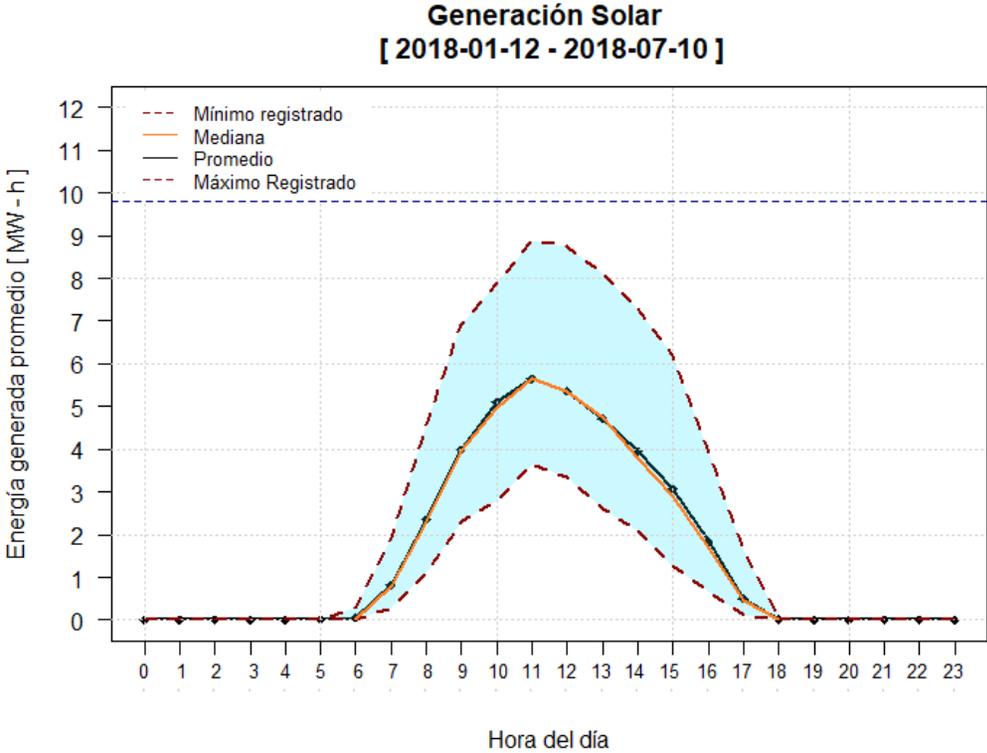


Generación real FERNC



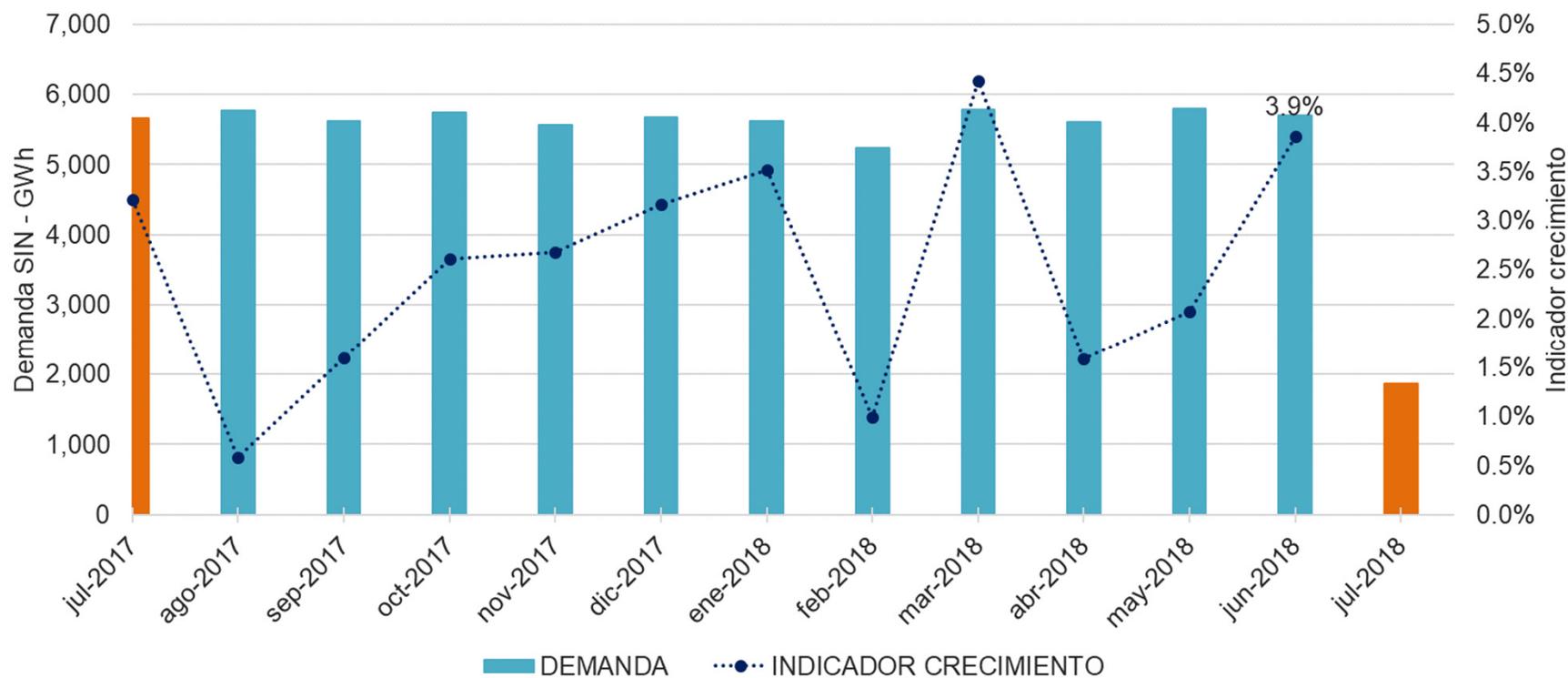
CAPACIDAD EFECTIVA NETA - CEN	
CELSIA SOLAR YUMBO (MW)	JEPIRACHI (MW)
9.8	18.42

Generación solar real por hora

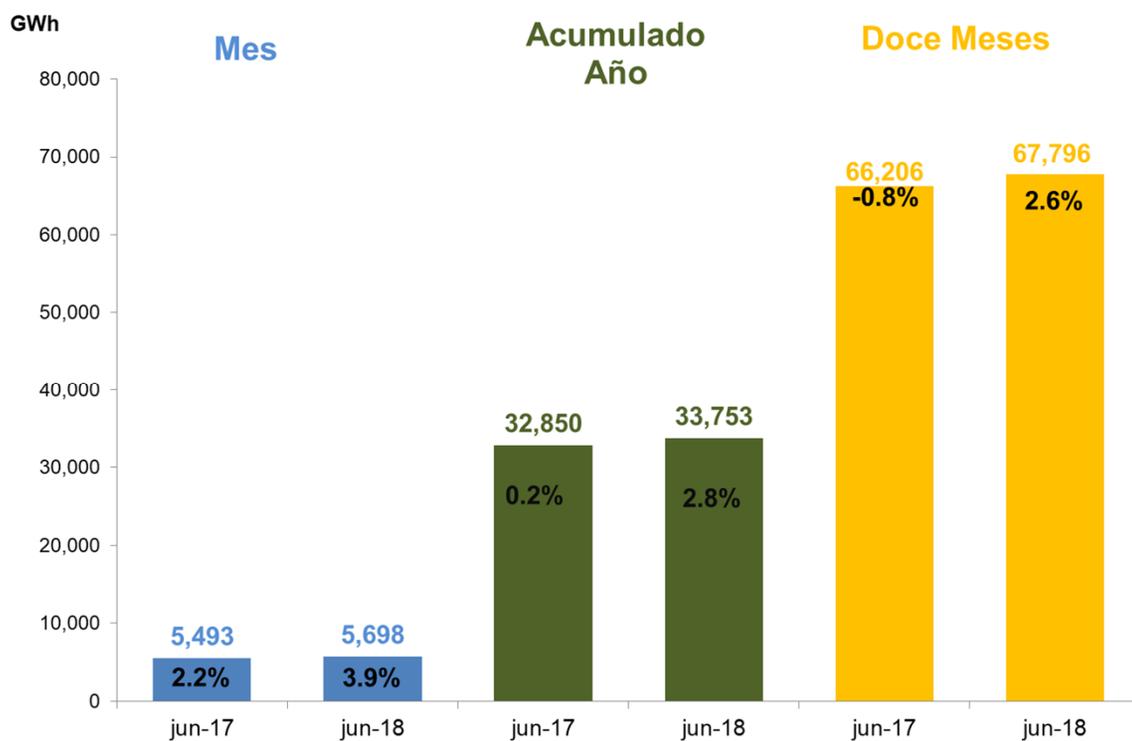


Información hasta el: 2018-07-09
Información actualizada el: 2018-07-11

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



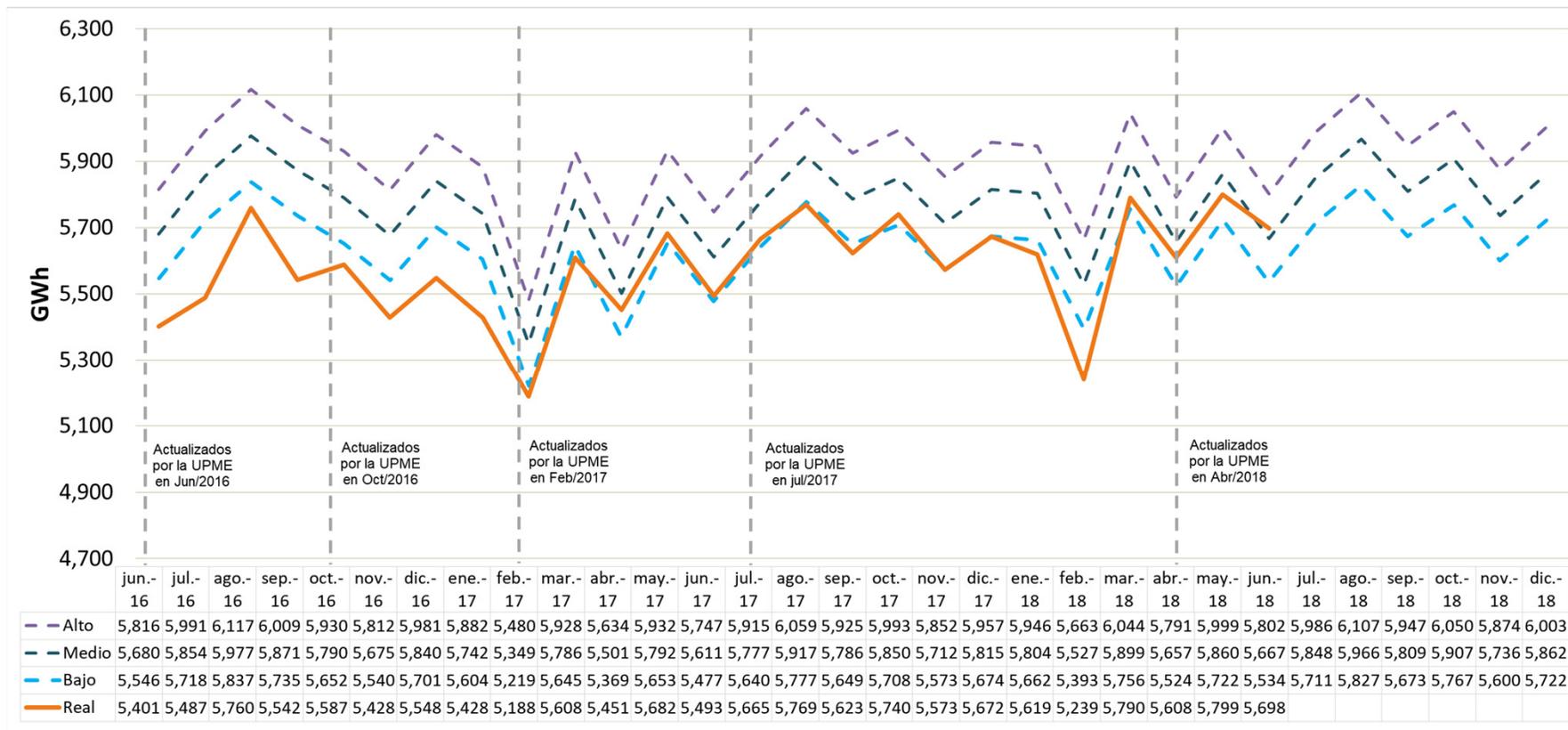
Seguimiento de la demanda de energía del SIN Junio 2018



Cálculo de crecimiento demanda

	2017		2018		Crecimiento
	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	Demanda Promedio Día	
Comerciales	3,788.5	20	189.4	196.8	3.9%
Sábados	731.7	4	182.9	187.8	2.7%
Dom. - Festivos	972.7	6	162.1	169.8	4.8%
Total Mes	5492.9	30	183.1	189.9	3.9%

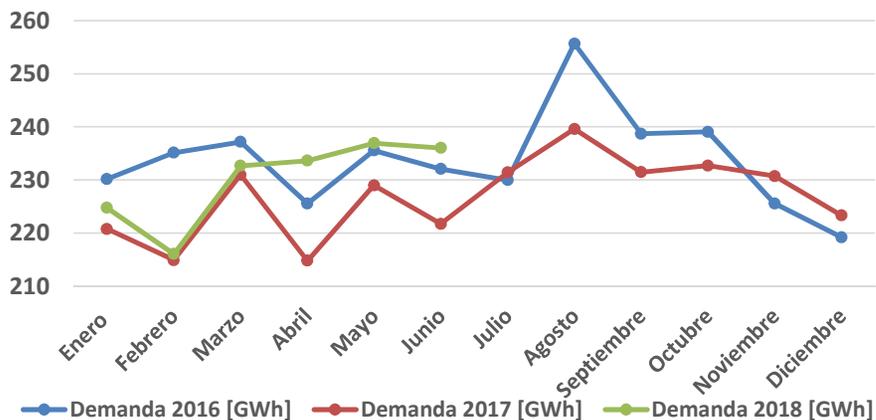
Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Junio 2018



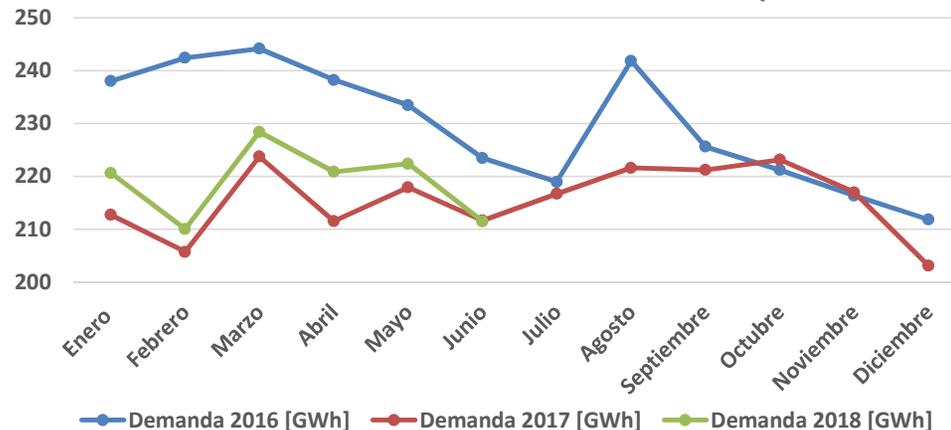
Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado No Regulado Enero 2016-Junio de 2018



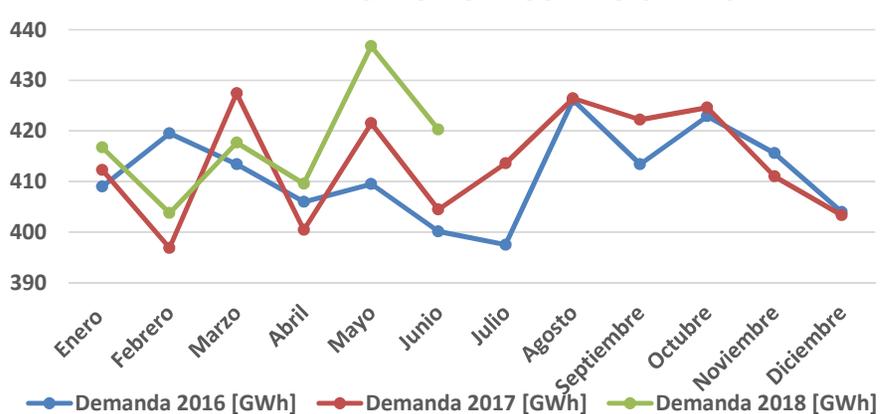
DEMANDA MERCADO NO REGULADO VALLE DEL CAUCA



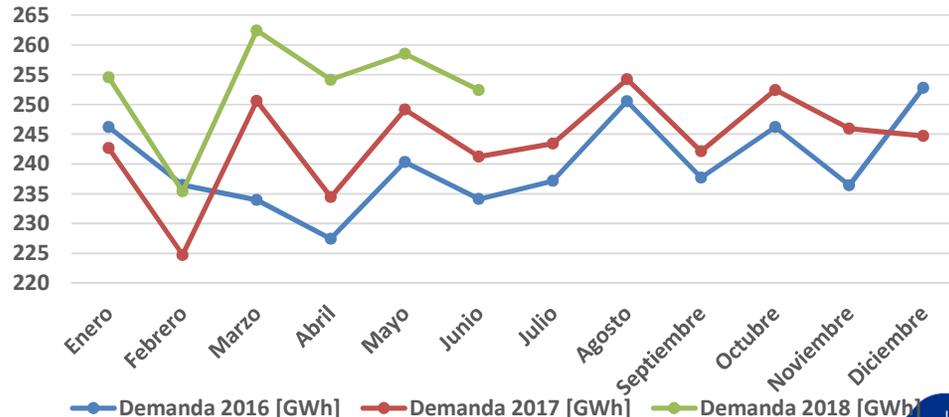
DEMANDA MERCADO NO REGULADO ANTIOQUIA



DEMANDA MERCADO NO REGULADO CENTRO



DEMANDA MERCADO NO REGULADO COSTA ATLÁNTICA

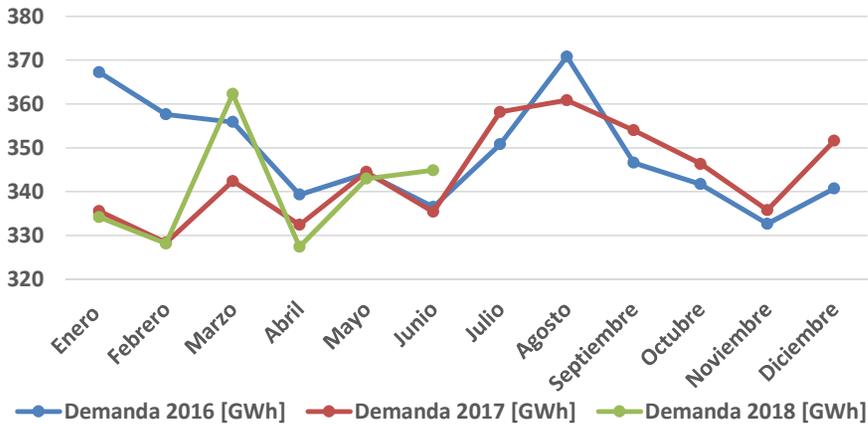


La información para el valor del mes de Junio considero la información disponible el día 6 de junio

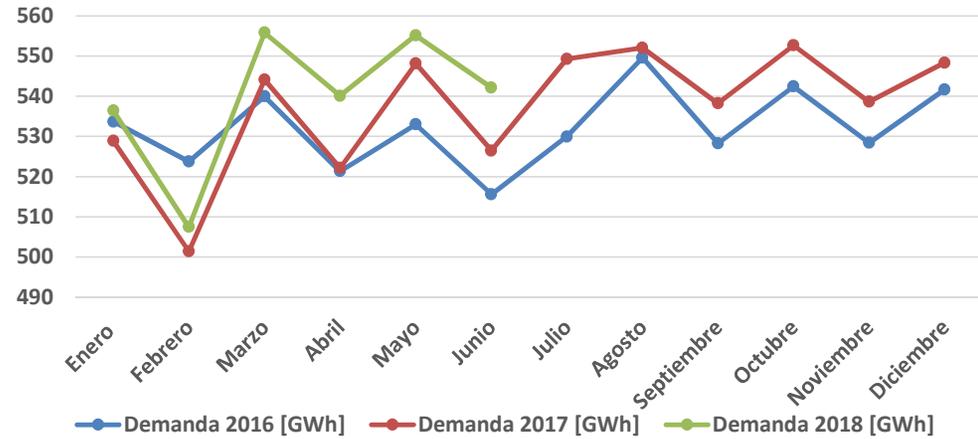
Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado Regulado Enero 2016-Junio de 2018



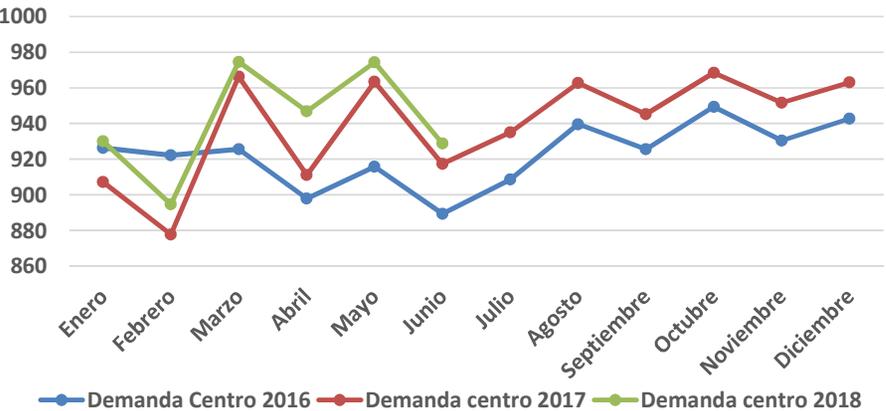
DEMANDA MERCADO REGULADO VALLE DEL CAUCA



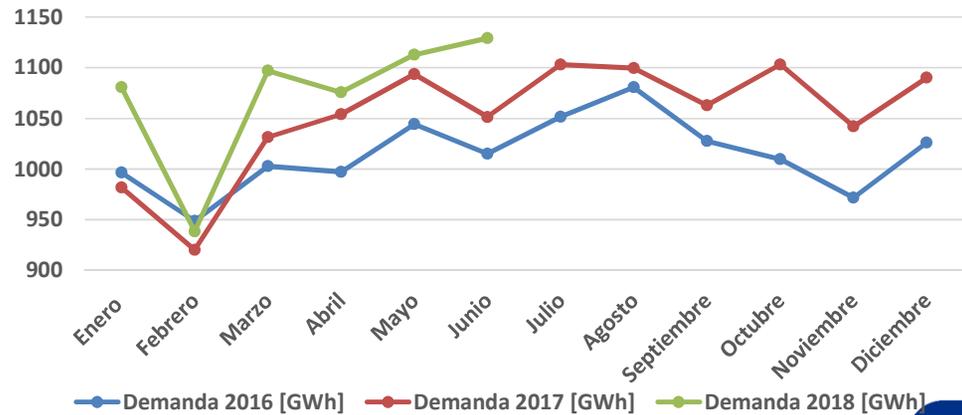
DEMANDA MERCADO REGULADO ANTIOQUIA



DEMANDA MERCADO REGULADO CENTRO

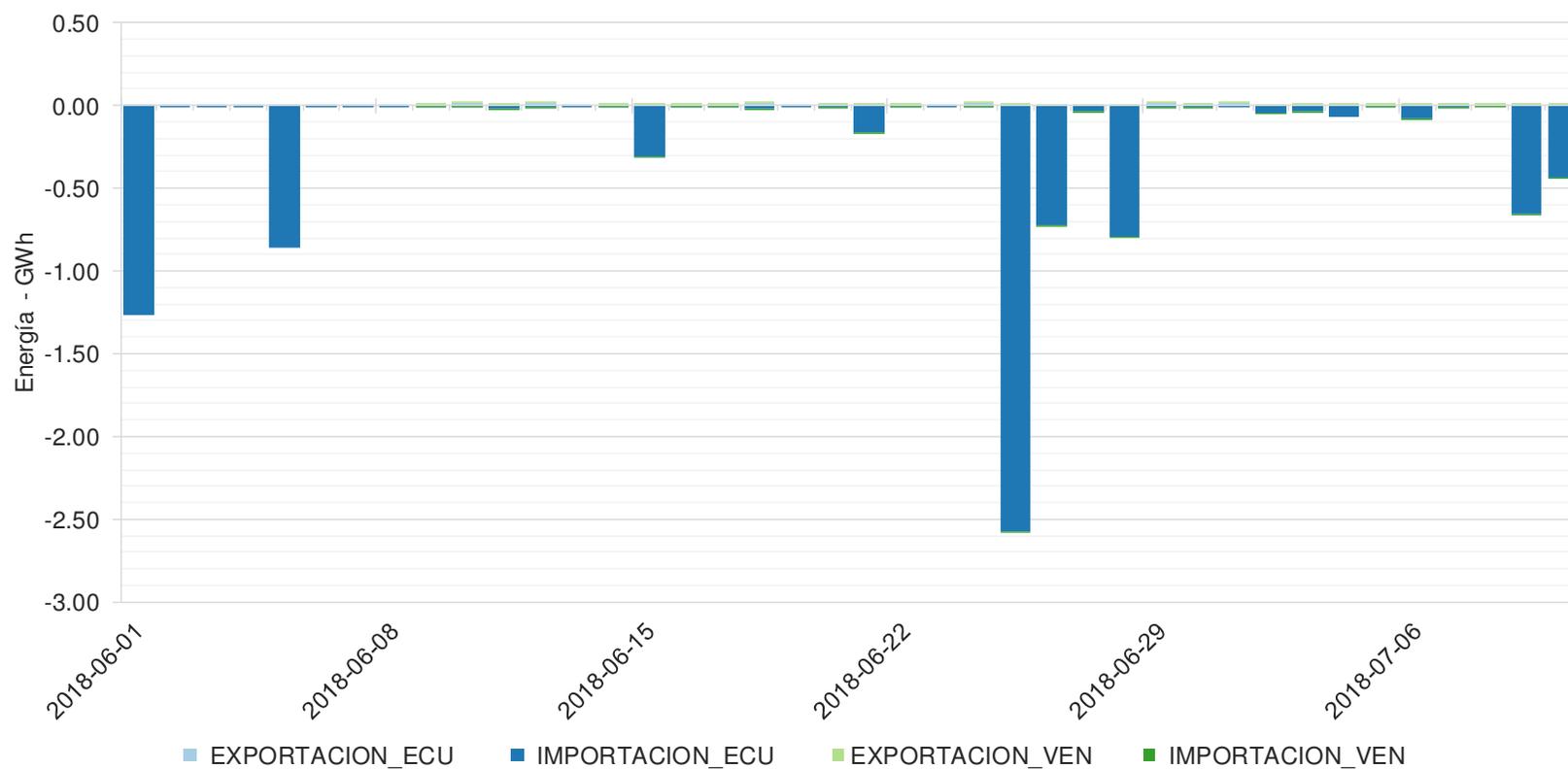


DEMANDA MERCADO REGULADO COSTA ATLÁNTICA



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 largo y mediano 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 8, 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	Tebesa	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*

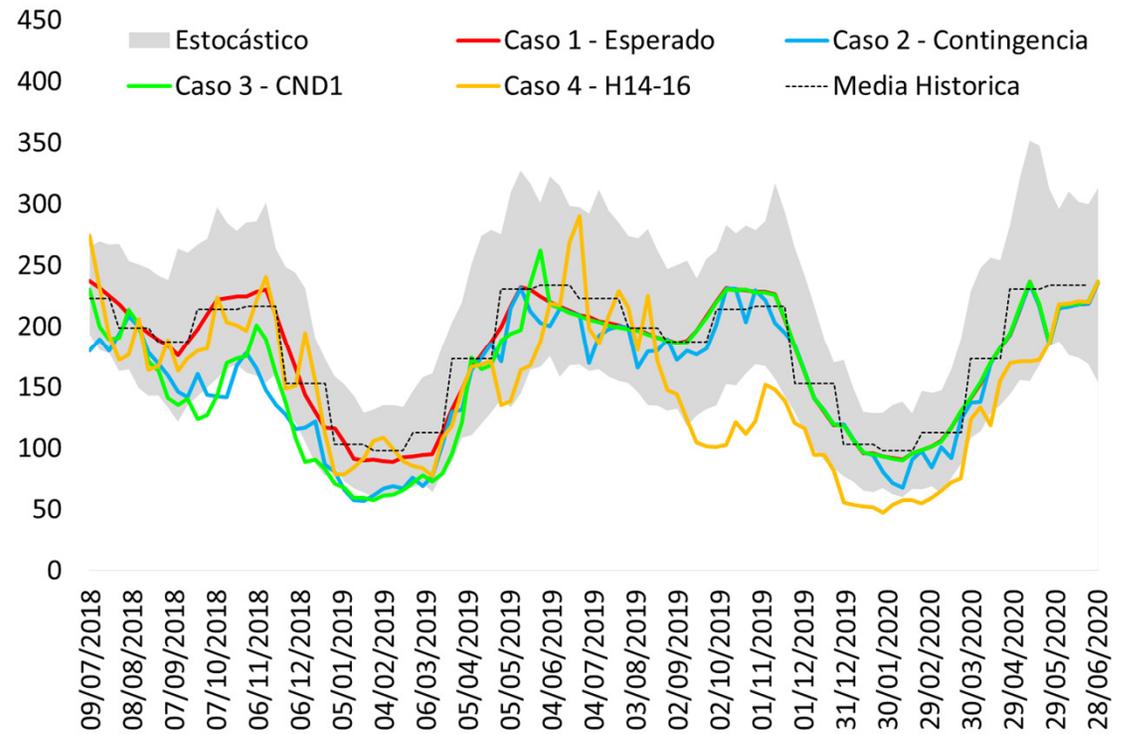
Tipo	Casos 1 al 4 y 6	Caso 5
Hidráulico	0*	151*
Térmico	362	432**
Solar	0	268
Eólico	0	312
Total	362	1163

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

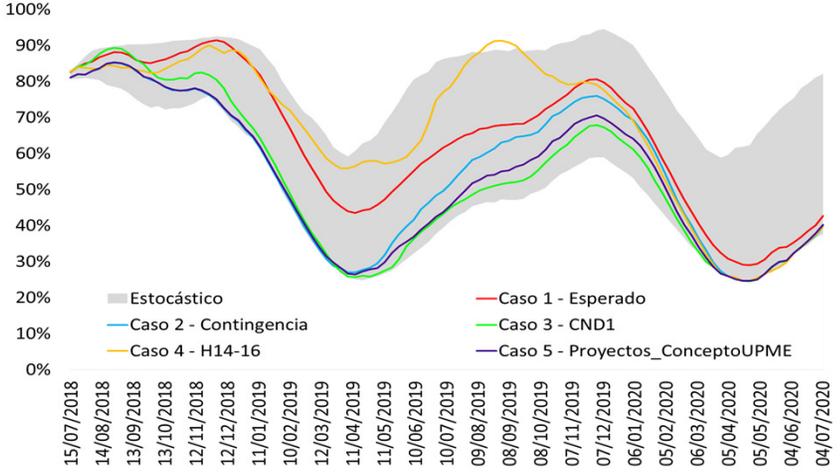
Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



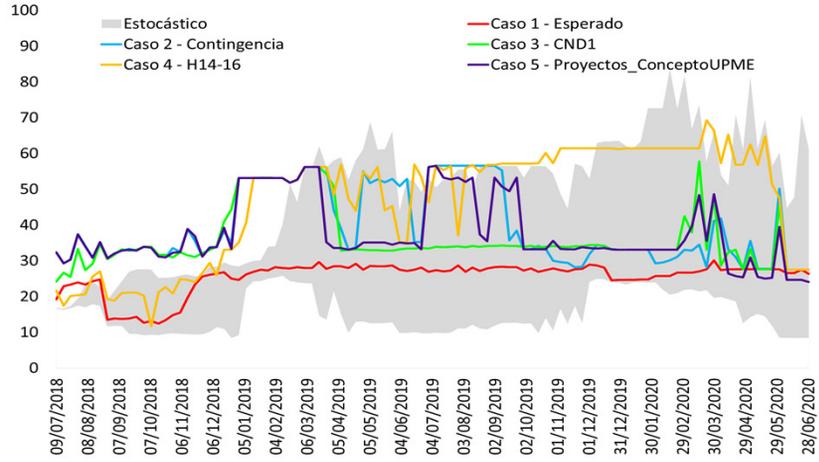


Panorama Energético Mediano Plazo

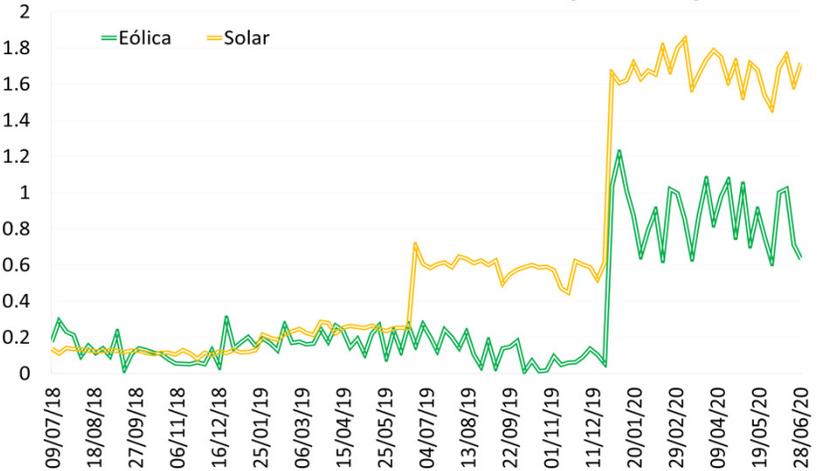
Embalse agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]



GENERACIÓN FRNC PROMEDIO CASO 5 [GWH/DÍA]



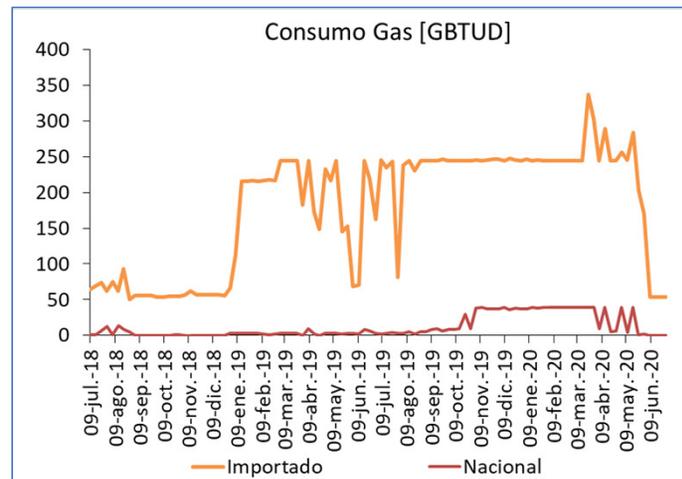
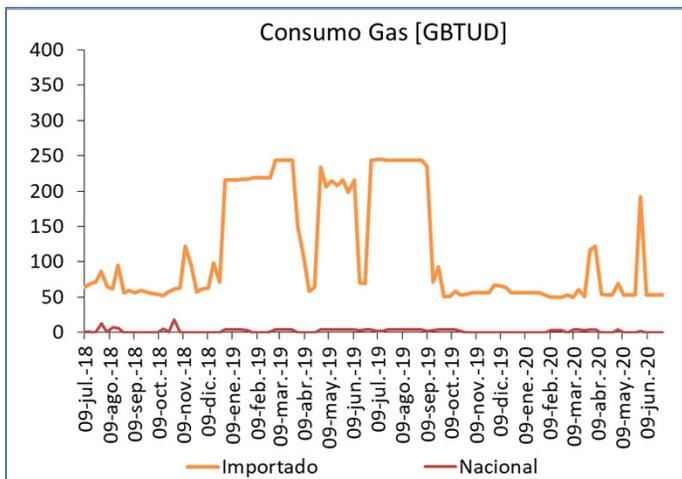
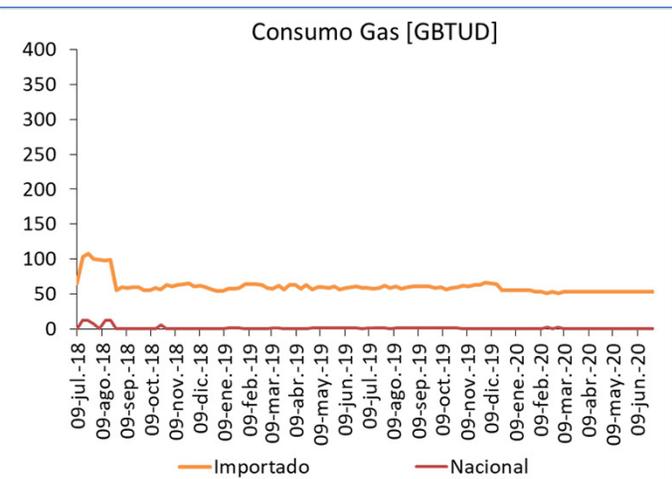
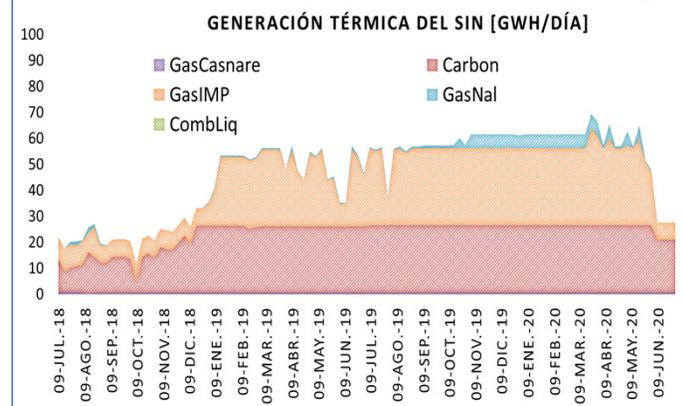
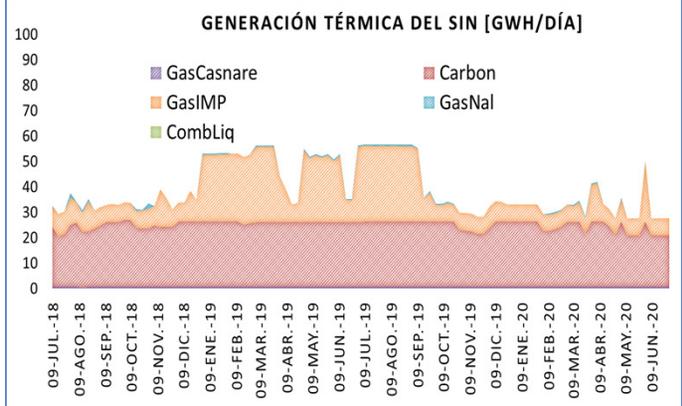
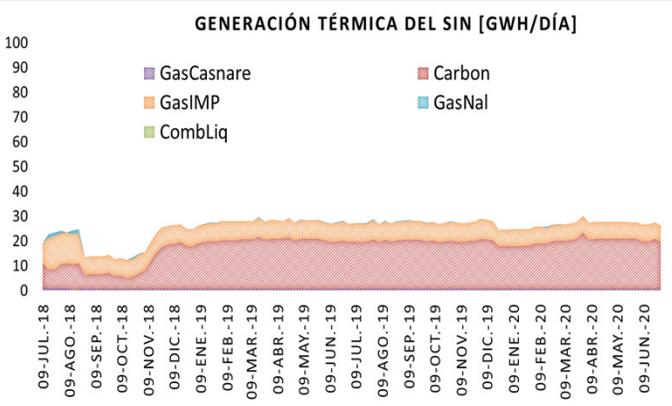


Panorama Energético Mediano Plazo 2018-2020

Pronóstico SH

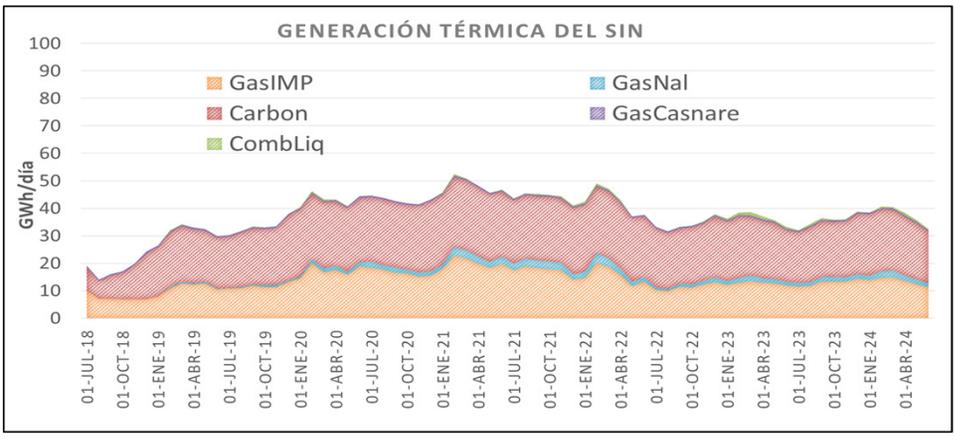
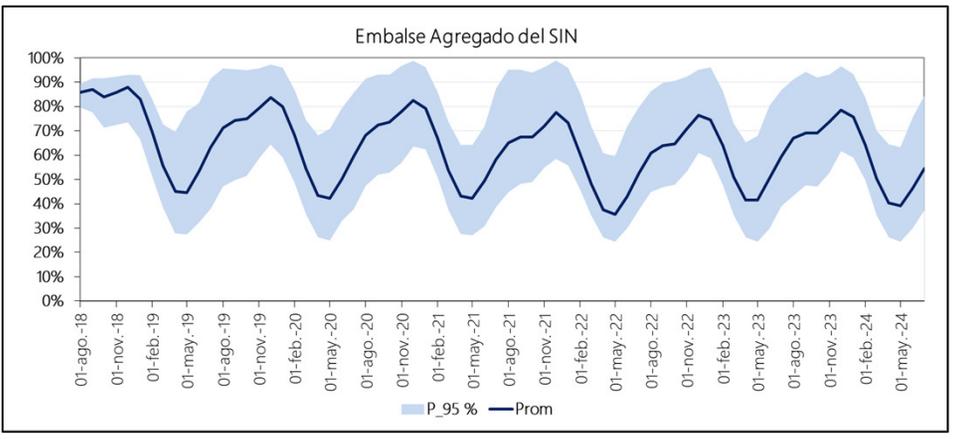
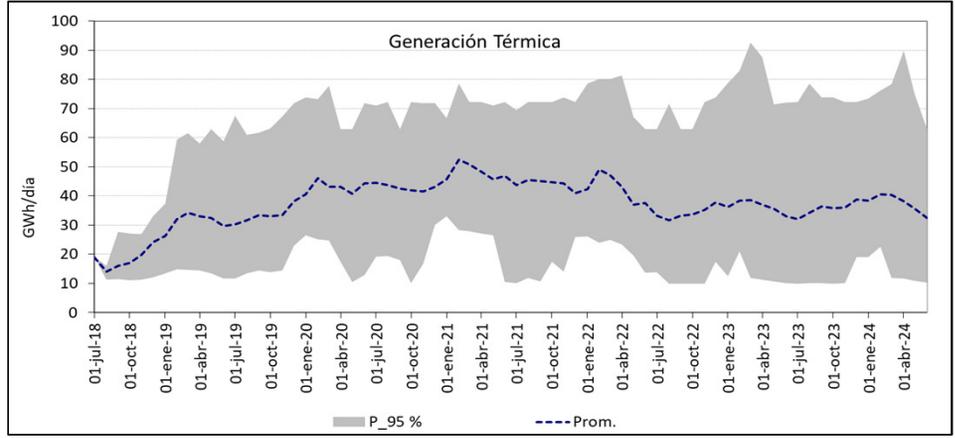
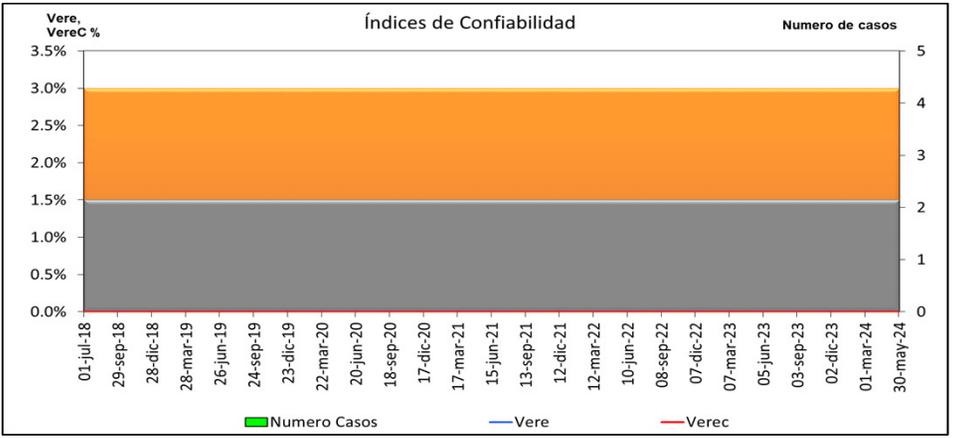
Contingencia

H 2014 - 2016



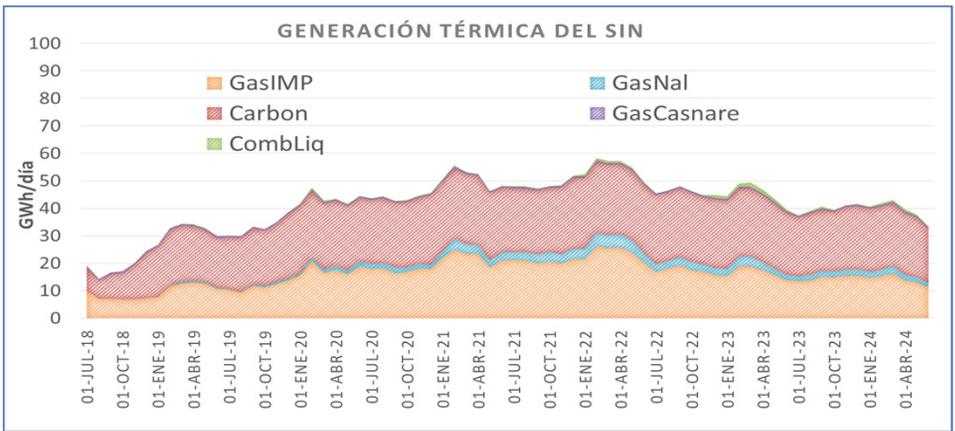
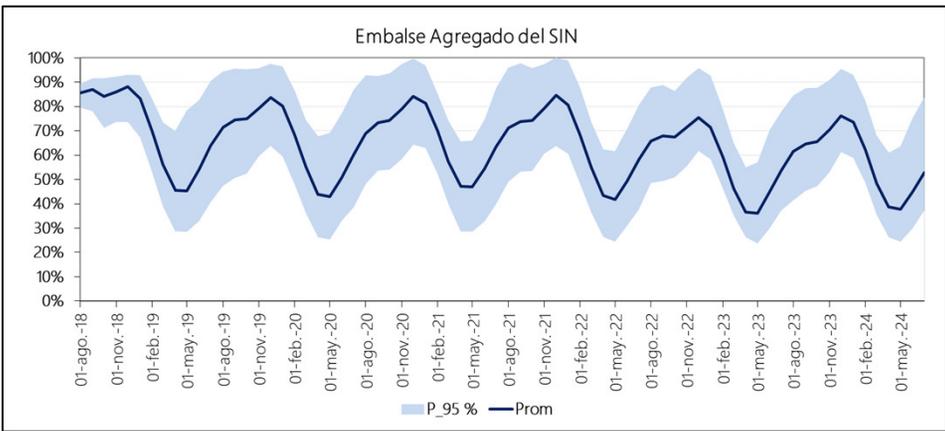
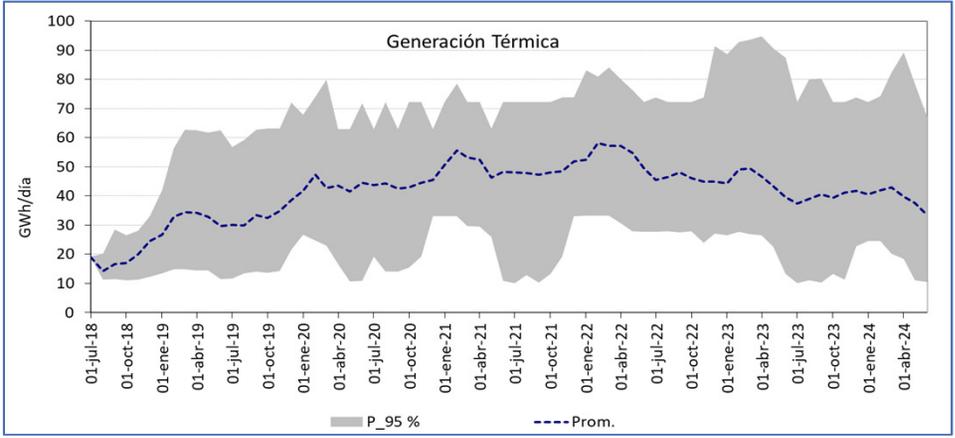
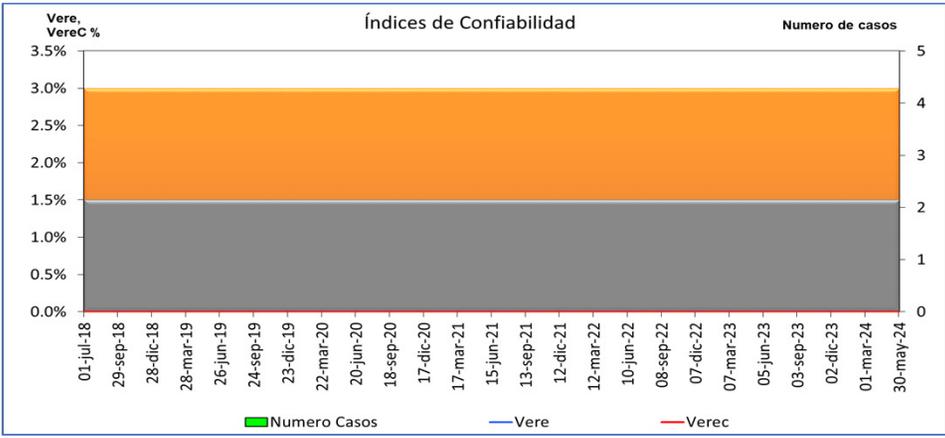
Se considera la entrada de la primera unidad de Ituango Nov/21
 Solo proyectos con OEF
 Simulación estocástica 100 series
 Autónomo.
 Demanda UPME Abr/18: media

Análisis Energético – Largo Plazo 2018-2024



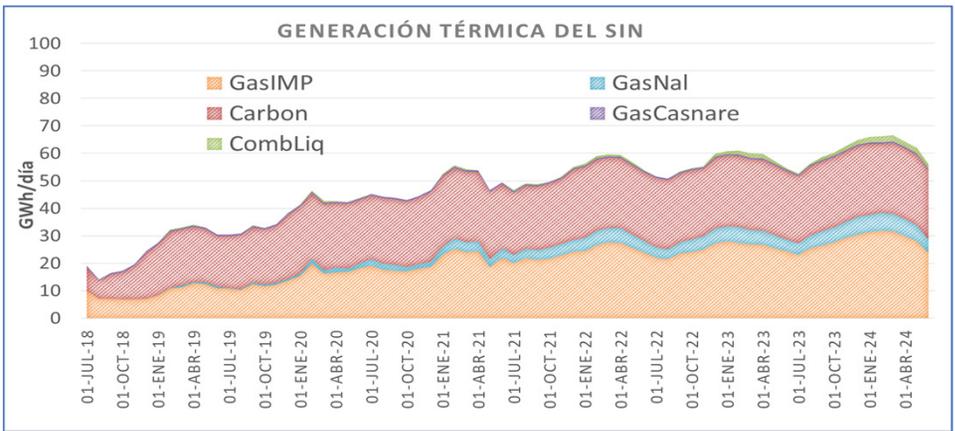
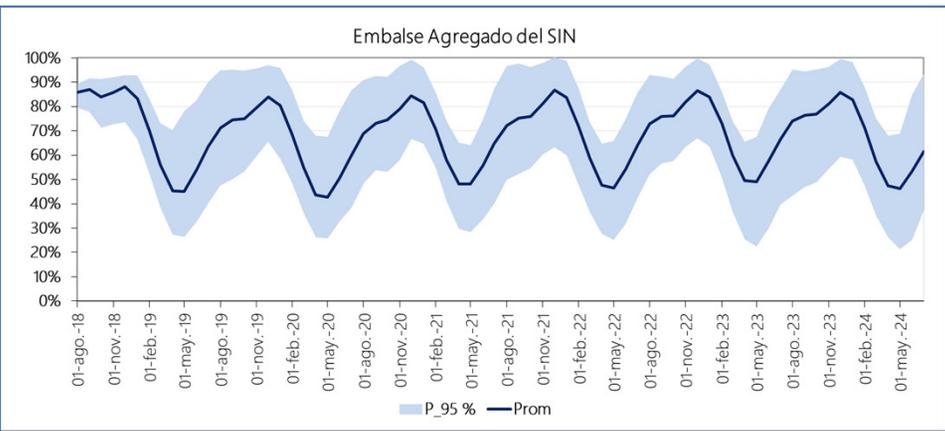
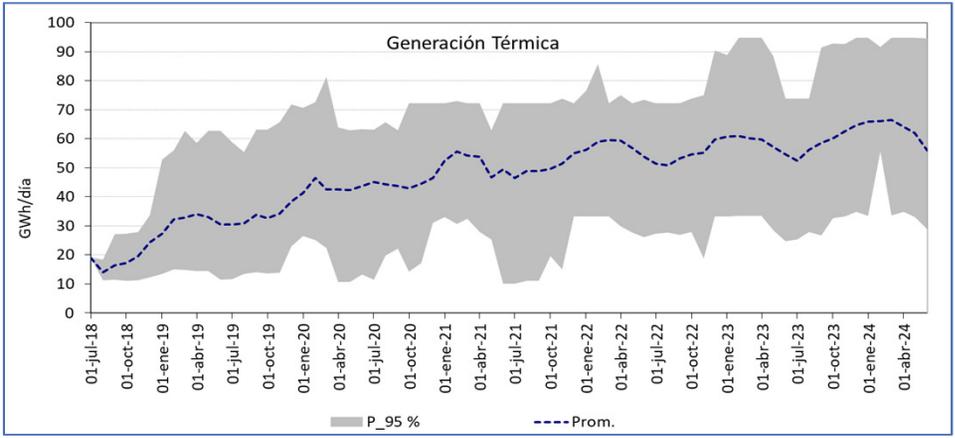
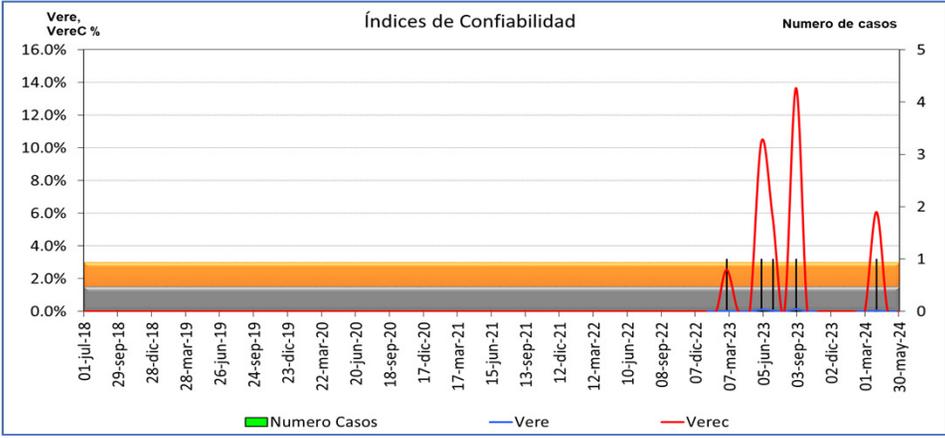
Se considera la entrada de la primera unidad de Ituango Nov/22
 Solo proyectos con OEF
 Simulación estocástica 100 series
 Autónomo.
 Demanda UPME Abr/18: media

Análisis Energético – Largo Plazo 2018-2024



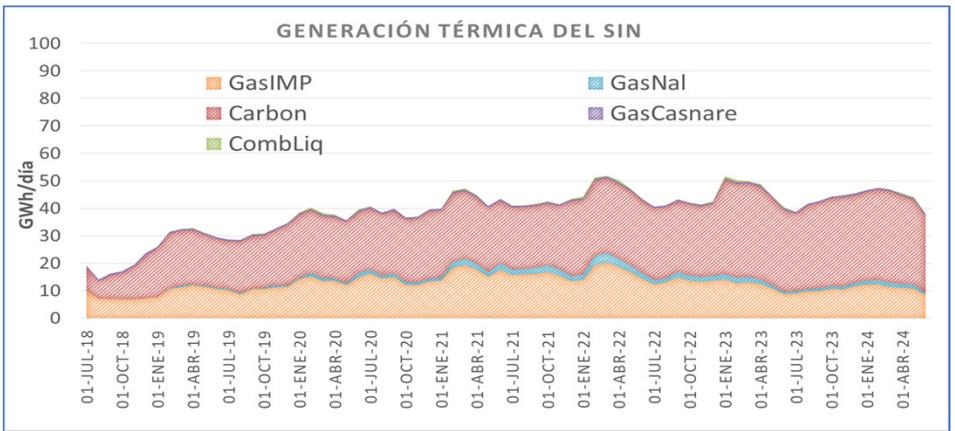
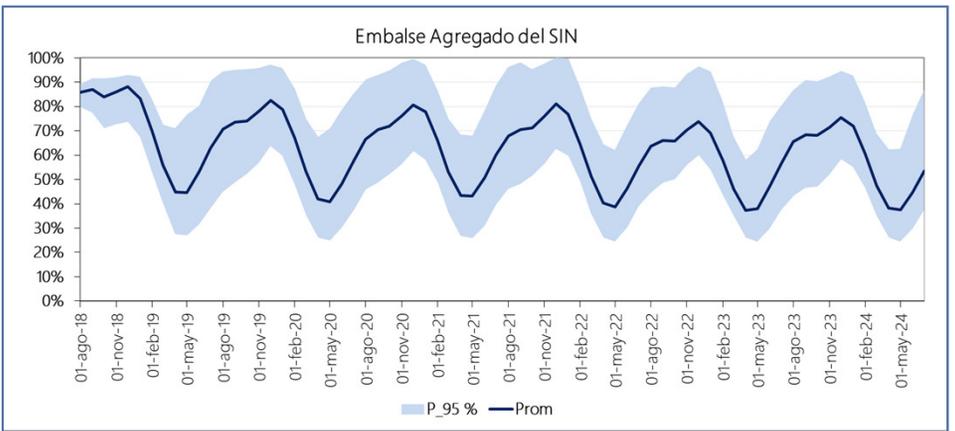
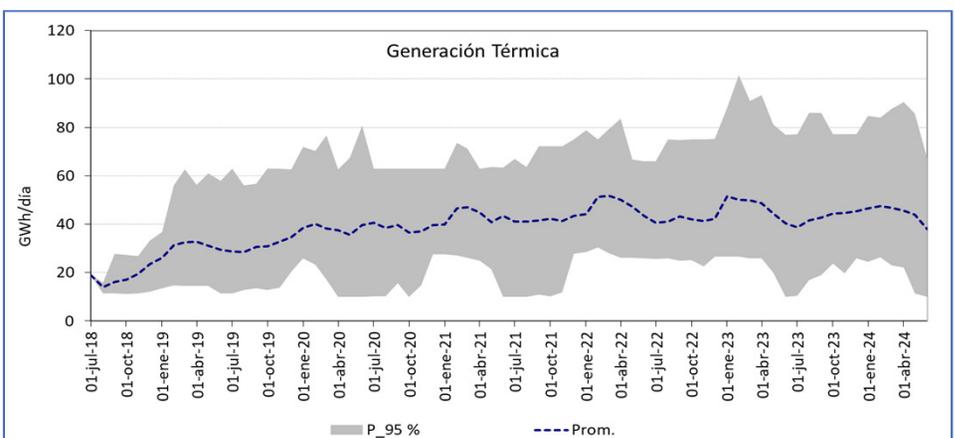
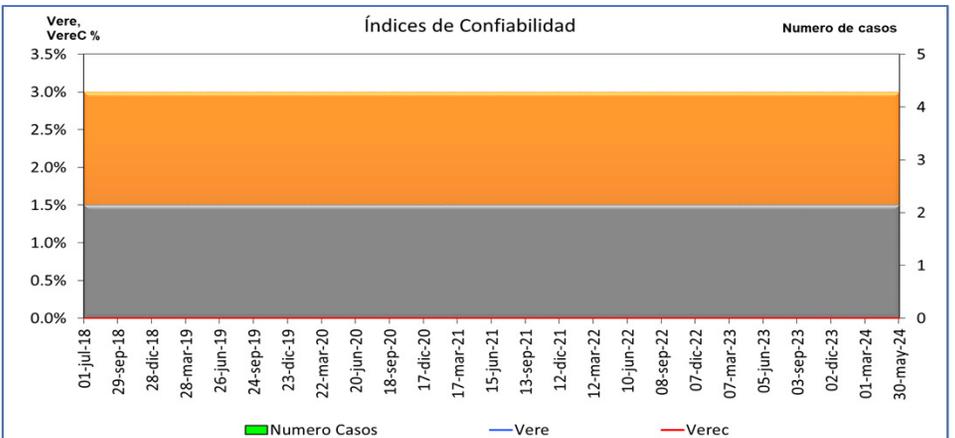
No se considera Ituango en el horizonte de estudio
 Solo proyectos con OEF
 Simulación estocástica 100 series
 Autónomo.
 Demanda UPME Abr/18: media

Análisis Energético – Largo Plazo 2018-2024



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

Análisis Energético – Largo Plazo 2018-2024



Proyectos

Item	Asignación	Proyecto	Capacidad MW	Fecha considerada de entrada de proyectos
1	OEF	Gecelca 32 (T)	273	15/07/2018
2	CONCEPTO UPME	JUAN GARCIA	4.9	31/07/2018
3	CONCEPTO UPME	H_AuresBajo	19.4	31/07/2018
4	CONCEPTO UPME	H_SanJoseMon	1.1	31/07/2018
5	OEF	Termonorte (T)	88.6	01/09/2018
6	CONCEPTO UPME	PCH DOVIO	14.22	30/11/2018
7	CONCEPTO UPME	RIO MULATOS2	7.34	15/12/2018
8	CONCEPTO UPME	BUGALAGRAND	9.9	30/12/2018
9	CONCEPTO UPME	EgipPalmas	4.4	30/12/2018
10	CONCEPTO UPME	H_Barrancas	4.7	31/12/2018
11	CONCEPTO UPME	S_Since	19.9	01/02/2019
12	CONCEPTO UPME	S_PoloNuevo2	9.9	01/04/2019
13	CONCEPTO UPME	DJUANA_II	9.88	01/05/2019
14	CONCEPTO UPME	PCH_TZ	10.5	30/06/2019
15	CONCEPTO UPME	Escuela de Minas	55	01/07/2019
16	CONCEPTO UPME	S_EIPaso	70	01/07/2019
17	CONCEPTO UPME	S_SolBolivar	9	01/07/2019
18	CONCEPTO UPME	RIO MULATOS	9.2	15/12/2019
19	CONCEPTO UPME	SAN ANDRES	19.9	30/12/2019
20	CONCEPTO UPME	H_Conde	3.52	30/12/2019
21	CONCEPTO UPME	COG_Incauca2	60	31/12/2019
22	CONCEPTO UPME	S_Proserpida	19.5	01/01/2020
23	CONCEPTO UPME	S_Lalguana	19.5	01/01/2020
24	CONCEPTO UPME	S_LatamSolar	150	01/01/2020
25	CONCEPTO UPME	S_Sierpe	19.9	01/01/2020
26	CONCEPTO UPME	S_SanJuanI	19.9	01/01/2020
27	CONCEPTO UPME	S_SanJuanII	9.9	01/01/2020
28	CONCEPTO UPME	S_Colorados	9.9	01/01/2020
29	CONCEPTO UPME	E_Guajira	32	01/01/2020
30	CONCEPTO UPME	E_Acacia	80	01/01/2020
31	CONCEPTO UPME	S_Ponedera	9.9	01/04/2020

Item	Asignación	Proyecto	Capacidad MW	Fecha considerada de entrada de proyectos
32	CONCEPTO UPME	S_Atlantico1	19.3	01/04/2020
33	CONCEPTO UPME	H_AuresAlto	19.9	30/11/2020
34	CONCEPTO UPME	E_Windpeshi	200	01/12/2020
35	CONCEPTO UPME	H_Hidronare	14	30/12/2020
36	CONCEPTO UPME	H_Montebonit	19.9	31/12/2020
37	CONCEPTO UPME	S_BSLlanos1	19.9	01/01/2021
38	CONCEPTO UPME	S_BSLlanos2	19.9	01/01/2021
39	CONCEPTO UPME	S_BSLlanos3	19.9	01/01/2021
40	CONCEPTO UPME	S_BSLlanos4	19.9	01/01/2021
41	CONCEPTO UPME	S_BSLlanos5	19.9	01/01/2021
42	OEF	Ituango (H)	300	23/11/2021
43	CONCEPTO UPME	Paipa 4.2 (T)	150	01/12/2021
44	OEF	Ituango (H)	600	21/02/2022
45	OEF	Ituango (H)	900	22/05/2022
46	OEF	Ituango (H)	1200	21/08/2022
47	CONCEPTO UPME	Santo Domingo (H)	56	01/12/2022
48	CONCEPTO UPME	CAA (H)	90	09/12/2022
49	CONCEPTO UPME	CAB (H)	30	09/12/2022
50	CONCEPTO UPME	CARG (H)	51	09/12/2022
51	CONCEPTO UPME	La Luna (T)	660	01/01/2023
52	CONCEPTO UPME	E_Irraipa	99	28/02/2023
53	CONCEPTO UPME	E_CasaElectr	180	28/02/2023
54	CONCEPTO UPME	E_Carrizal	195	28/02/2023
55	CONCEPTO UPME	E_Kuisa	200	28/02/2023
56	CONCEPTO UPME	E_Urraichi	100	28/02/2023
57	CONCEPTO UPME	E_EO	200	28/02/2023
58	CONCEPTO UPME	E_Apotalorru	75	28/02/2023
59	CONCEPTO UPME	E_Camelia	250	01/07/2023
60	CONCEPTO UPME	S_NRColl	120	01/12/2023
61	CONCEPTO UPME	Porvenir II (H)	352	01/01/2024



Conclusiones

- Los resultados obtenidos evidencian la necesidad del proyecto Hidroeléctrico Ituango para atender de forma económica, segura y confiable la demanda.
- 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.
- Con la entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME en el horizonte de análisis del mediano plazo, se observa una contribución de recursos renovables solares y eólicos, que se incrementa hacia diciembre de 2019 con participación de valores semanales promedios superiores a 1 GWh/día.
- En el largo plazo, para el escenario autónomo sin considerar la entrada de la generación de Hidroituango presenta violaciones en el índices de confiabilidad VEREC a partir del 2023. Si se considera un escenario autónomo con la entrada del proyecto Hidroituango a partir de noviembre del 2021 o noviembre del 2022, no se presentan escenarios con déficit en el horizonte de la simulación. Finalmente, ante un escenario autónomo que no considera Ituango pero considera proyectos de expansión con concepto UPME, no se presentan escenarios con déficit en el horizonte de análisis.
- 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

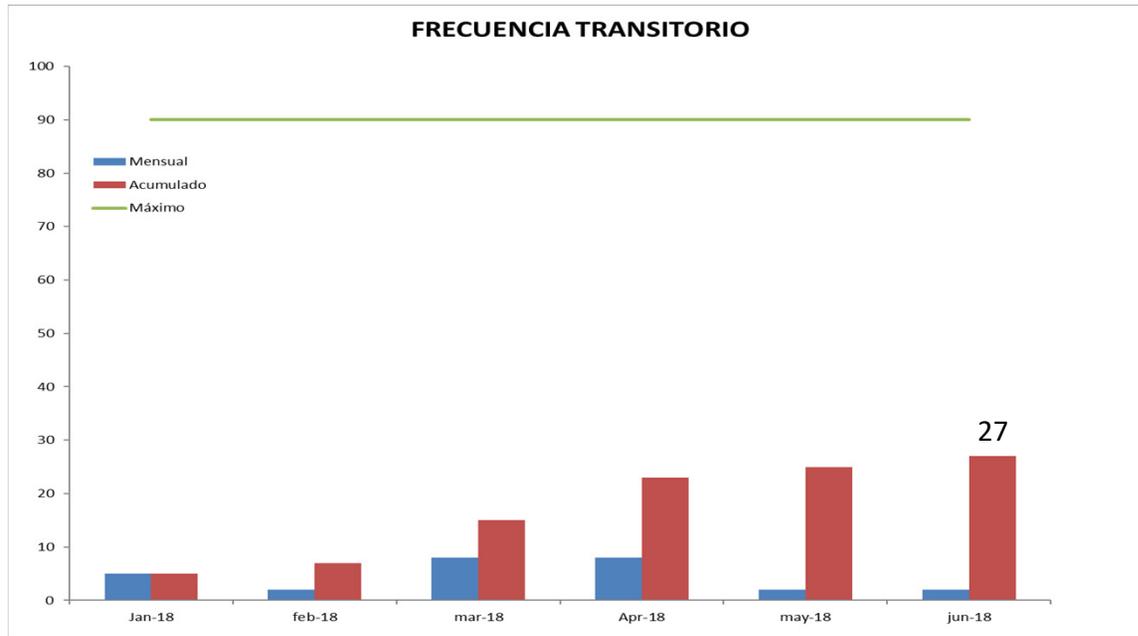




Indicadores de Operación



Eventos transitorios de frecuencia



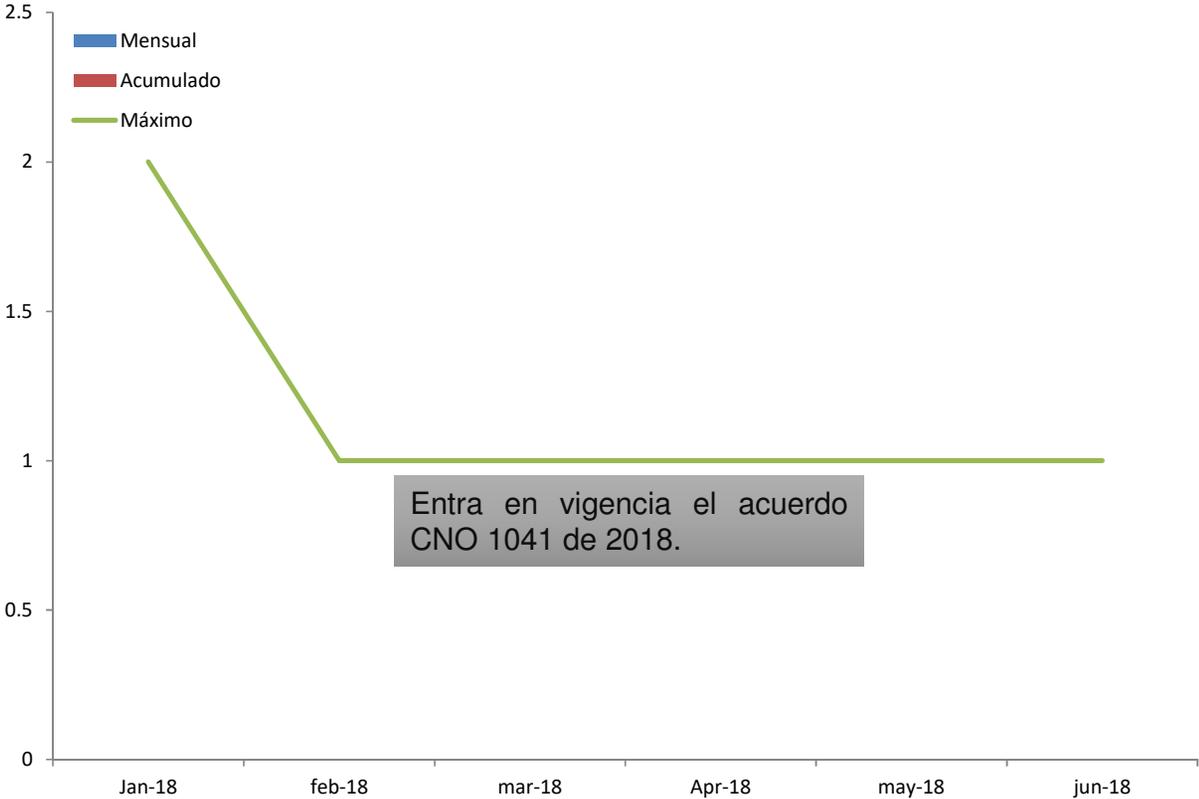
Durante el mes de junio de 2018 se presentaron 2 eventos de frecuencia transitorios, sin actuación del EDAC.

Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
01/06/2018 0:18	2	59.78	Transitorio	Disparo de la unidad de generación de GECELCA 3 con 146 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.78 Hz El activo se encuentra en pruebas.
16/06/2018 15:52	7	60.24	Transitorio	Evento de frecuencia debido a la salida de 64 MW en la S/E Cordialidad 110 kV, debido a una explosión en uno de los CTs, que ocasionó la desconexión de las bahías de línea hacia Silencio y Tebsa 110 kV. Adicionalmente, a la misma hora del evento, actua el esquema de deslastre de carga en la S/E Veinte de Julio 110 kV, desconectando 43.26 MW. La frecuencia alcanza un valor maximo de 60.24 Hz durante el evento.

Variaciones de frecuencia lentas



FRECUENCIA LENTO



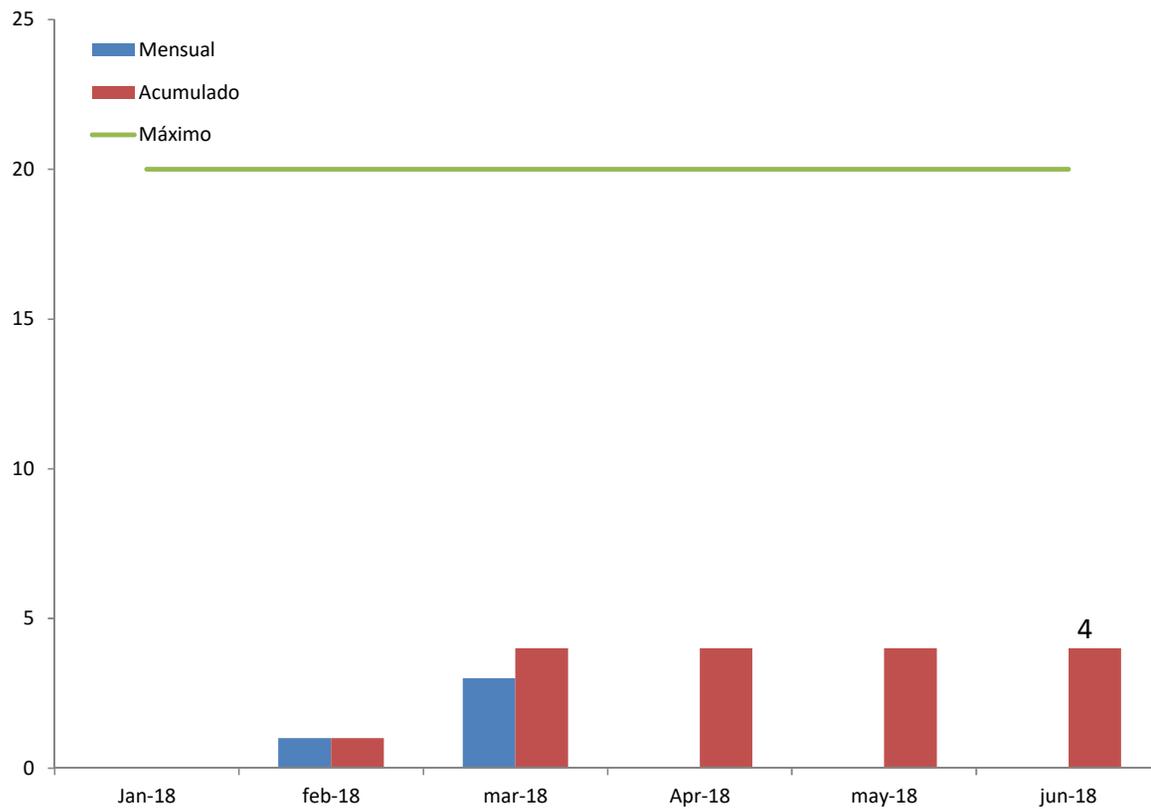
Durante el mes de junio de 2018 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.

Entra en vigencia el acuerdo CNO 1041 de 2018.



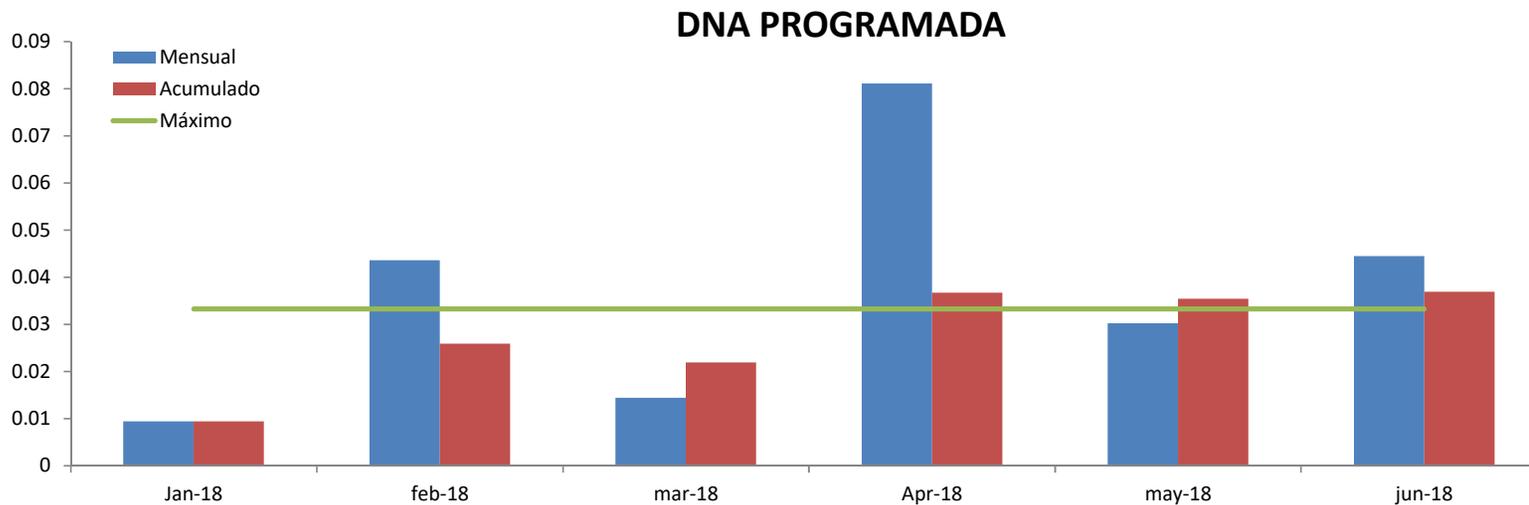
Eventos de tensión fuera de rango

TENSIÓN



Durante el mes de junio de 2018 no se presentaron eventos de tensión en el sistema.

Porcentaje de DNA Programada

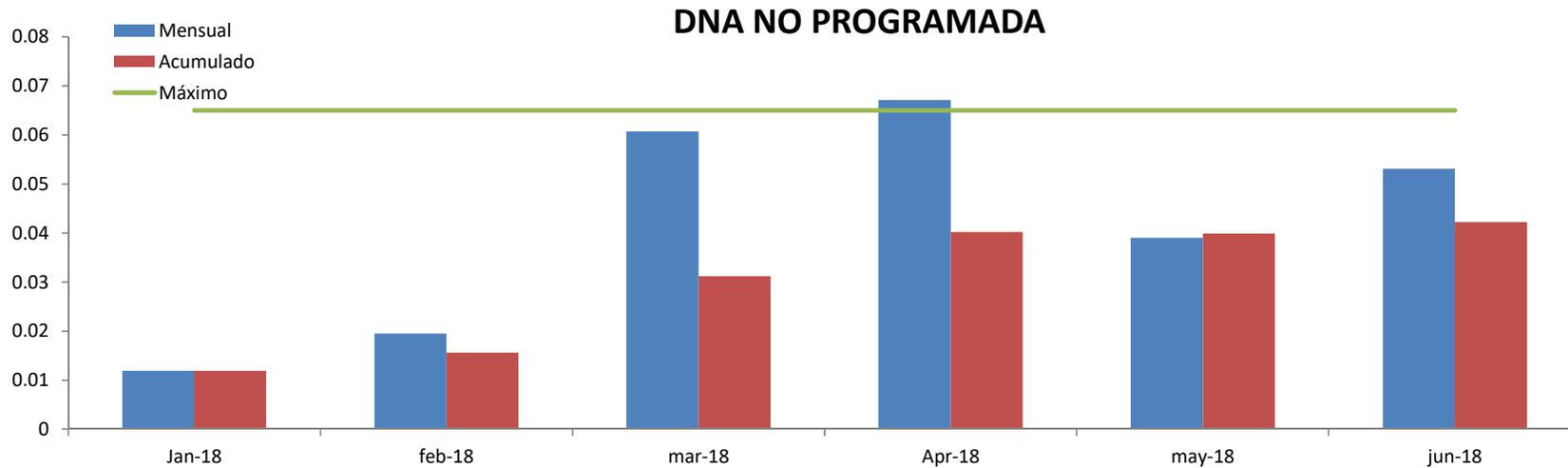


Por causas programadas se dejaron de atender 2,480 GWh en el mes de junio de 2018. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
03/06/2018 6:00	407	Demanda no atendida programada en las consignaciones nacionales C0153135, C0153137 y C0153375, sobre los activos EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, EL PASO - EL BANCO 1 110 kV y BT EL PASO 1 12 MVA 110 kV.
10/06/2018 4:36	366.9	DNA al inicio y finalización de los trabajos de las consignaciones C0157363 y C0157389 sobre los activos TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV y BL1 TEBSA A EL RIO 110 kV.
03/06/2018 7:03	331.01	Demanda no atendida programada en las consignaciones nacionales C0153638, C0157007, C0157008, C0157037, C0157118 y C0153645, sobre los activos EL CARMEN - TOLUVIEJO 1 110 kV, BL1 EL CARMEN A TOLUVIEJO 110 kV, BARRA EL CARMEN 66 kV, GAMBOTE - TCALAMAR 1 66 kV, BT EL CARMEN 1 60 MVA 66 kV y BL1 TOLUVIEJO A EL CARMEN 110 kV.
11/06/2018 5:00	257.79	Demanda no atendida por trabajo en los activos BL1 BOSTON A CHINU 110 kV, BT BOSTON 1 60 MVA 110 kV, BOSTON - CHINU 1 110 kV, BARRA BOSTON 110 kV, BL1 CHINU A BOSTON 110 kV, SABANALARGA - CHINU 1 500 kV, BT BOSTON 1 60 MVA 13.8 kV, bajo consignaciones C0153629, C0153631, C0153632, C0153642, C0155524, C0157017, C0157245, respectivamente.



Porcentaje de DNA No Programada



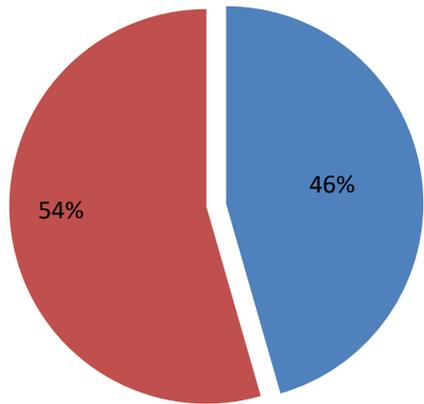
Por causas no programadas se dejaron de atender 2.964 GWh en el mes de junio de 2018. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
16/06/2018 15:52	519.42	Demanda no atendida no programada debida a la explosión de CT en S/E Cordialidad 110 KV.
14/06/2018 0:00	418.16	Continúa indisponibilidad del activo CORDIALIDAD - TEBSA 1 110 kV y sin tensión la subestación CORDIALIDAD 110 KV. ELECTRICARIBE reporta explosión en CT de la BL1 CORDIALIDAD A TEBSA 110 kV.
13/06/2018 18:33	391.2	Disparo del circuito CORDIALIDAD - TEBSA 1 110 kV dejando sin tensión la SE CORDIALIDAD 110 KV. ELECTRICARIBE reporta explosión en CT de la BL1 CORDIALIDAD A TEBSA 110 kV.
30/06/2018 16:16	247	Disparo del circuito SABANALARGA - BARANOA 110 kV, dejando sin tensión la S/E BARANOA. El agente reporta conductor roto.

Demanda No Atendida

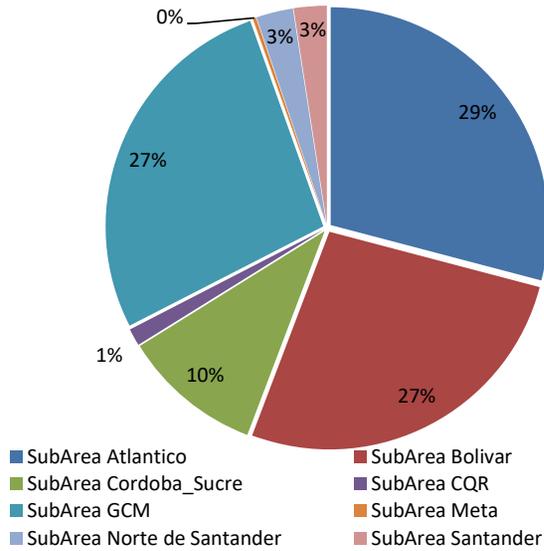


% DNA



■ % PROGRAMADA ■ % NO PROGRAMADA

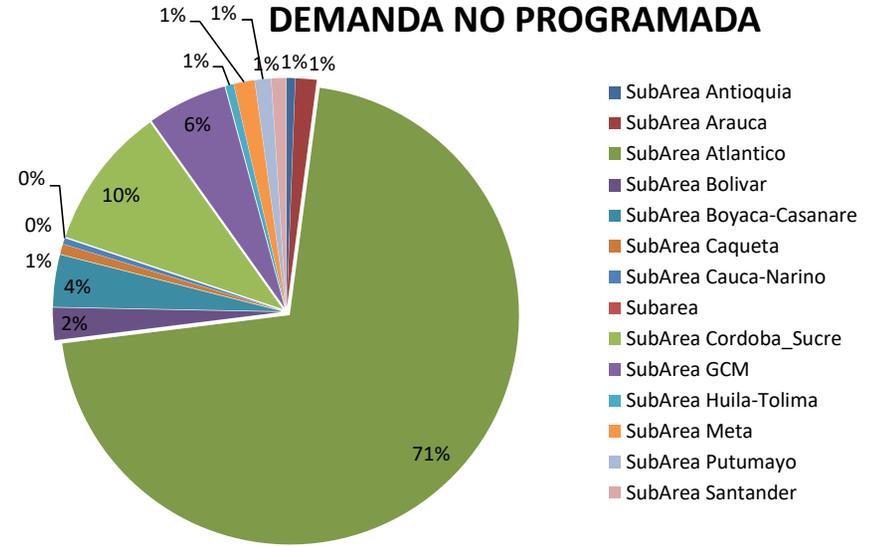
DEMANDA PROGRAMADA



■ SubArea Atlantico ■ SubArea Bolivar
 ■ SubArea Cordoba_Sucre ■ SubArea CQR
 ■ SubArea GCM ■ SubArea Meta
 ■ SubArea Norte de Santander ■ SubArea Santander

Subarea	Mes (MWh)
SubArea Atlantico	721.59
SubArea Bolivar	661.74
SubArea Cordoba_Sucre	257.79
SubArea CQR	32.45
SubArea GCM	671.88
SubArea Meta	6.51
SubArea Norte de Santander	67.81
SubArea Santander	61.03

DEMANDA NO PROGRAMADA



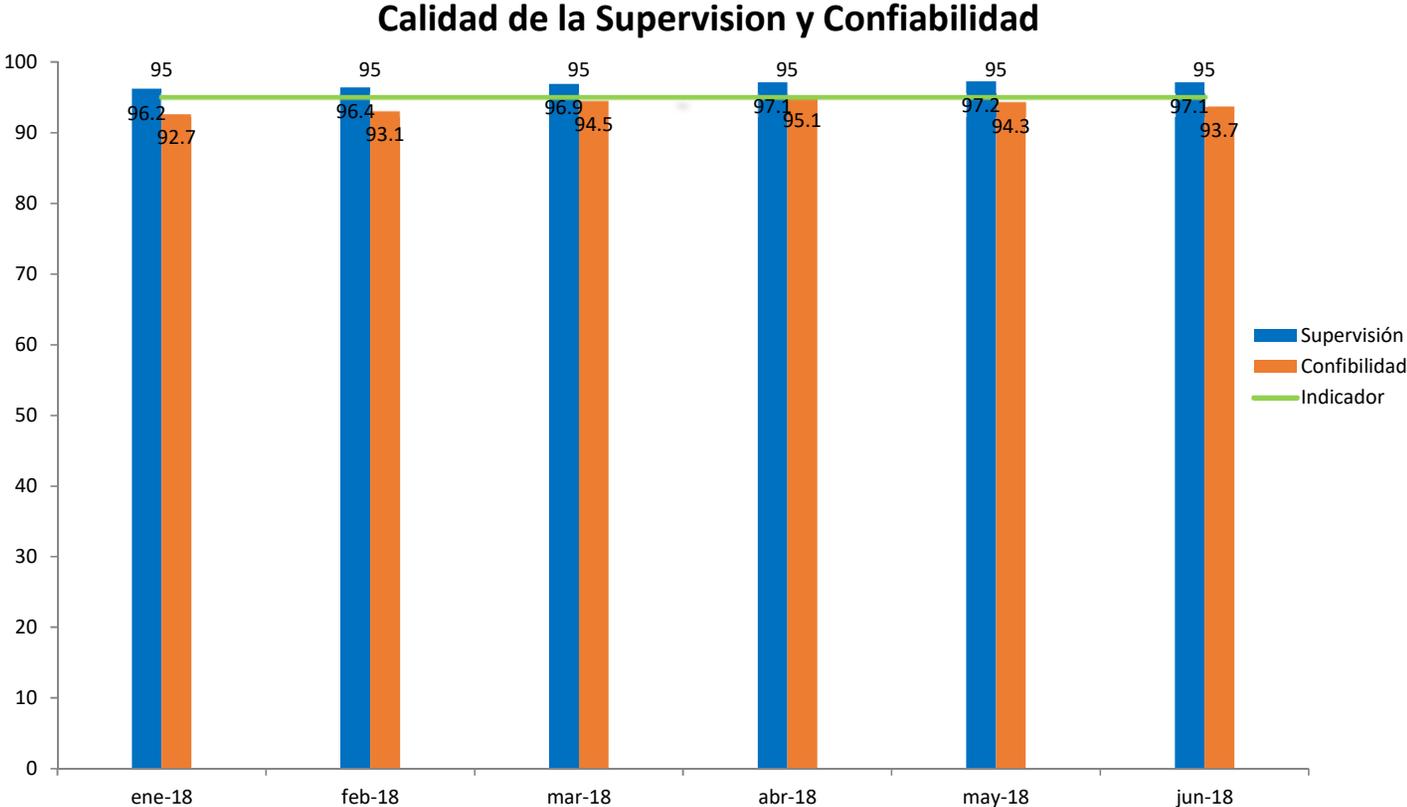
■ SubArea Antioquia
 ■ SubArea Arauca
 ■ SubArea Atlantico
 ■ SubArea Bolivar
 ■ SubArea Boyaca-Casanare
 ■ SubArea Caqueta
 ■ SubArea Cauca-Narino
 ■ SubArea Cordoba_Sucre
 ■ SubArea GCM
 ■ SubArea Huila-Tolima
 ■ SubArea Meta
 ■ SubArea Putumayo
 ■ SubArea Santander

Subarea	Mes (MWh)
SubArea Antioquia	17.77
SubArea Arauca	44.14
SubArea Atlantico	2102.61
SubArea Bolivar	67.61
SubArea Boyaca-Casanare	108.54
SubArea Caqueta	21.33
SubArea Cauca-Narino	12.25

Subarea	Mes (MWh)
SubArea Cordoba_Sucre	297.81
SubArea GCM	167
SubArea Huila-Tolima	17.1
SubArea Meta	43.19
SubArea Putumayo	33.85
SubArea Santander	30.73

El total de demanda no atendida en junio de 2018 fue 5.44 GWh.

Indicador de Calidad de la Supervisión



Indicador de Calidad de la Supervisión



AGENTE	%Sup.	%Conf.
CELSIA S.A E.S.P.	100.0	66.7
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	100.0	94.2
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	96.8	85.6
CODENSA S.A. E.S.P.	96.7	89.5
COMPañIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	92.7	92.7
DISTASA S.A. E.S.P.	100.0	80.0
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	96.3	94.2
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P	93.7	91.3
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	83.3	70.0
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.2	88.9
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	92.7	75.6
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	91.0
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	57.1	57.1

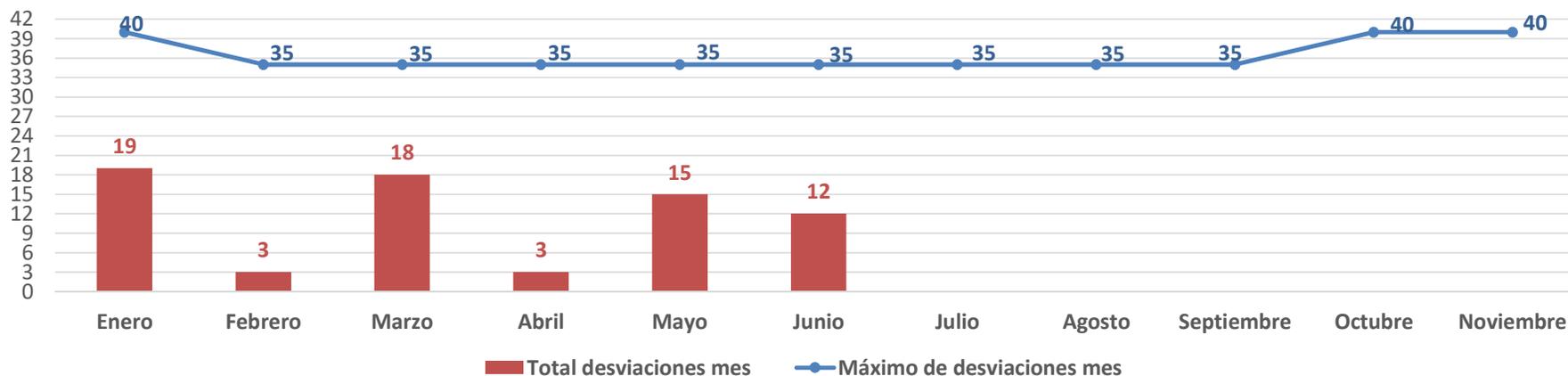


Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión.

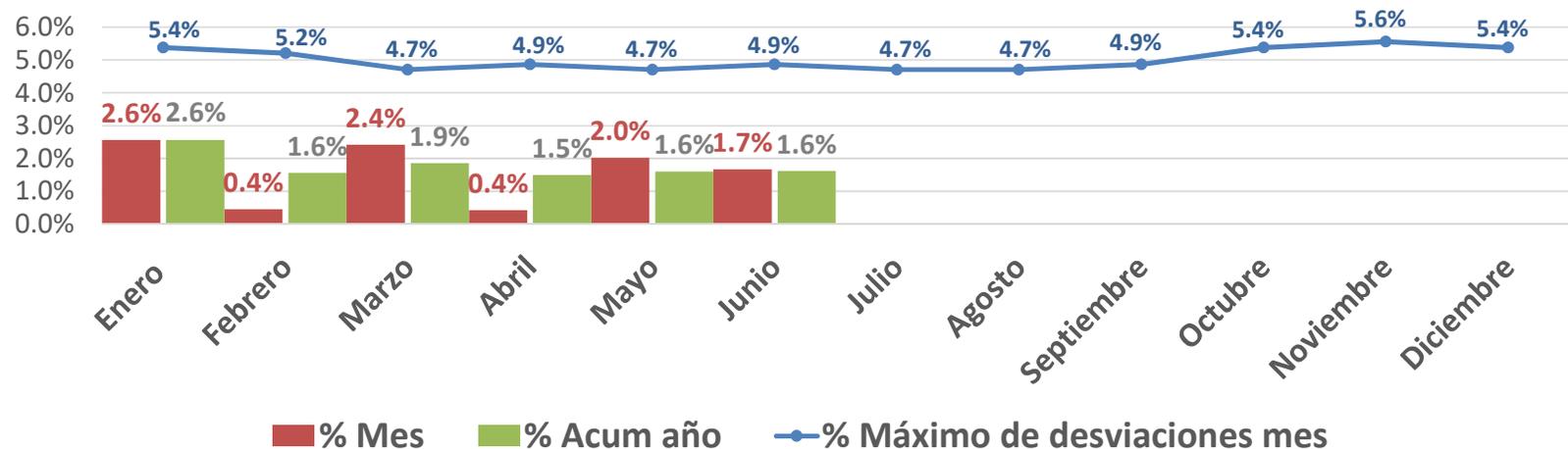
Indicador de calidad del pronóstico oficial Junio 2018



Número de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



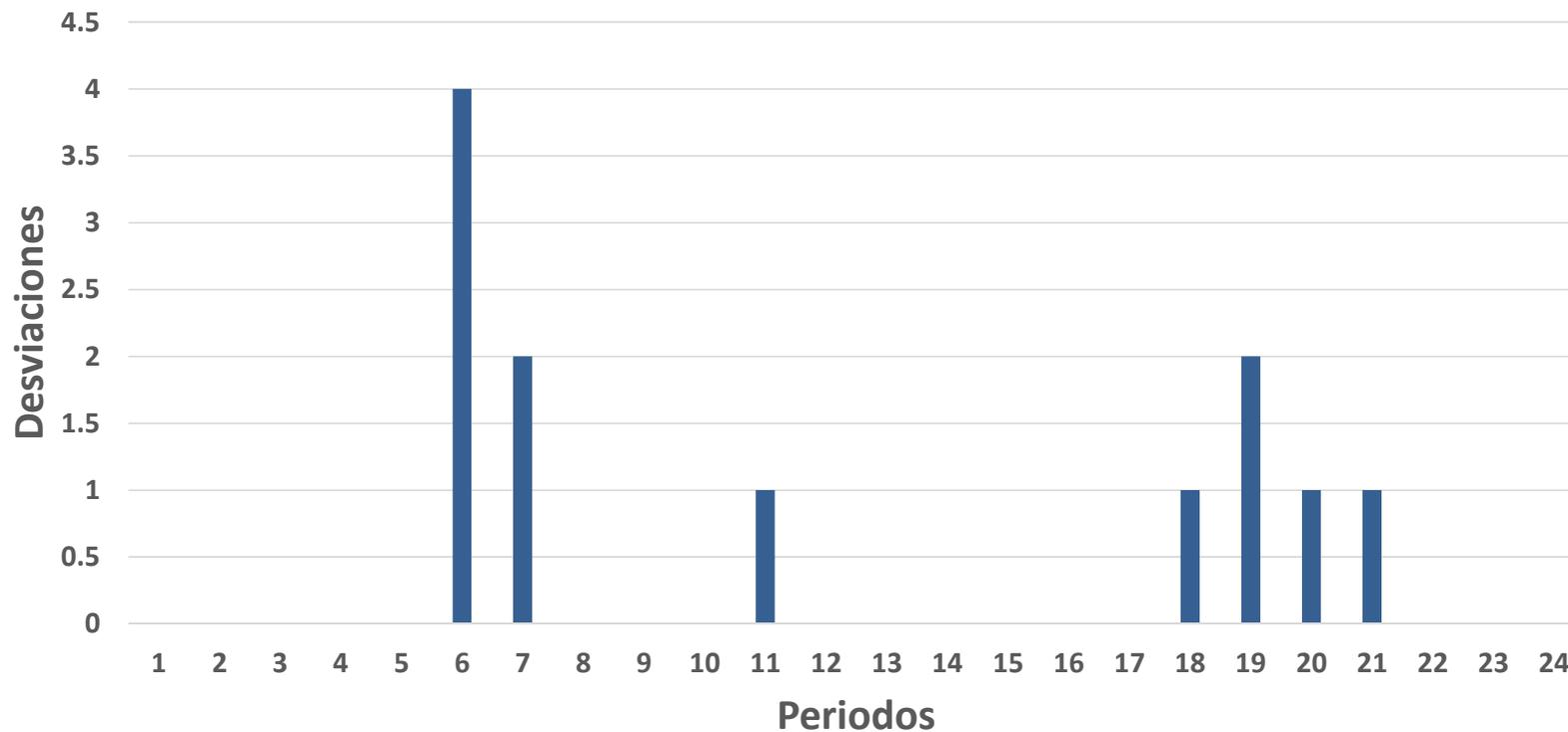
Porcentaje de desviaciones por mes y acumulado



Indicador de calidad del pronóstico oficial Junio 2018



Número de desviaciones por periodo para el mes de Junio





Indicadores de Mantenimientos



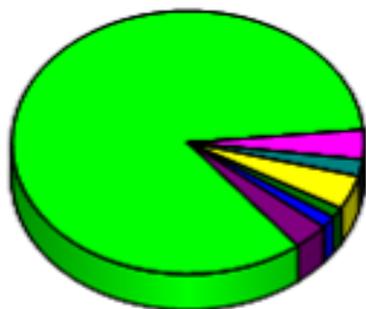


Acuerdo CNO 963 (Seguimiento Semestral Enero – Junio 2018)

Consejo Nacional de Operación - CNO

Julio 12 de 2018

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



■	Adelanto > 50%
■	Adelanto entre 30% y 50%
■	Adelanto entre 20% y 30%
■	Ajustado entre el 80% y 120%
■	Atrasado entre 20% y 30%
■	Atrasado entre 30% y 50%
■	Atrasado > 50%

Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	1.28
Adelanto entre 20% y 30%	3.24
Adelanto entre 30% y 50%	1.47
Ajustado entre el 80% y 120%	84.09
Atrasado > 50%	4.22
Atrasado entre 20% y 30%	3.63
Atrasado entre 30% y 50%	2.06

Cuando la duración de las desconexiones está entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas.

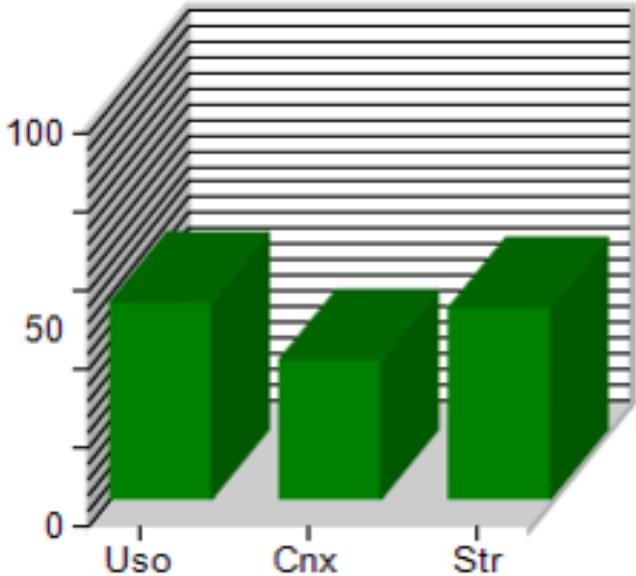
Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada.

Se entiende que hay atraso de las desconexiones cuando su duración es superior al 120% de la programada.



Porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



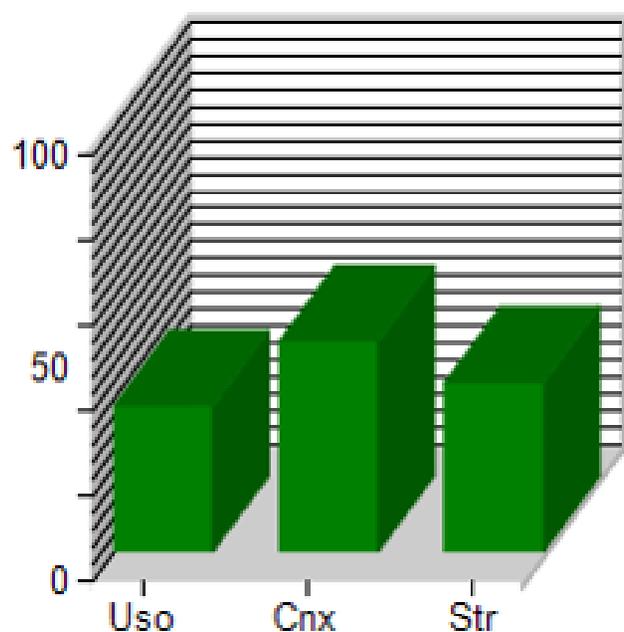
Activo	Porcentaje	Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	35.51	158	445
Str	48.86	1116	2284
Uso	50.26	385	766

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

Porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



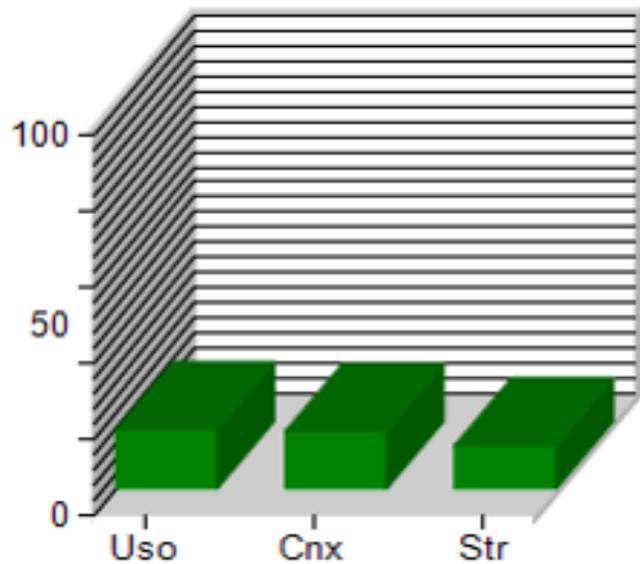
Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	49.44	220	445
Str	39.75	908	2284
Uso	34.2	262	766

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

Porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



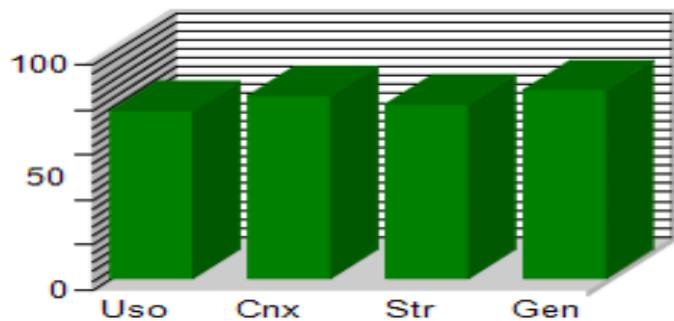
Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	15.06	67	445
Str	11.38	260	2284
Uso	15.54	119	766

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

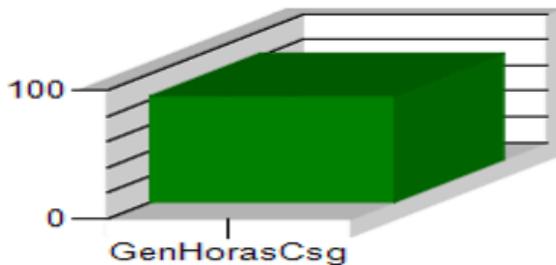
Porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



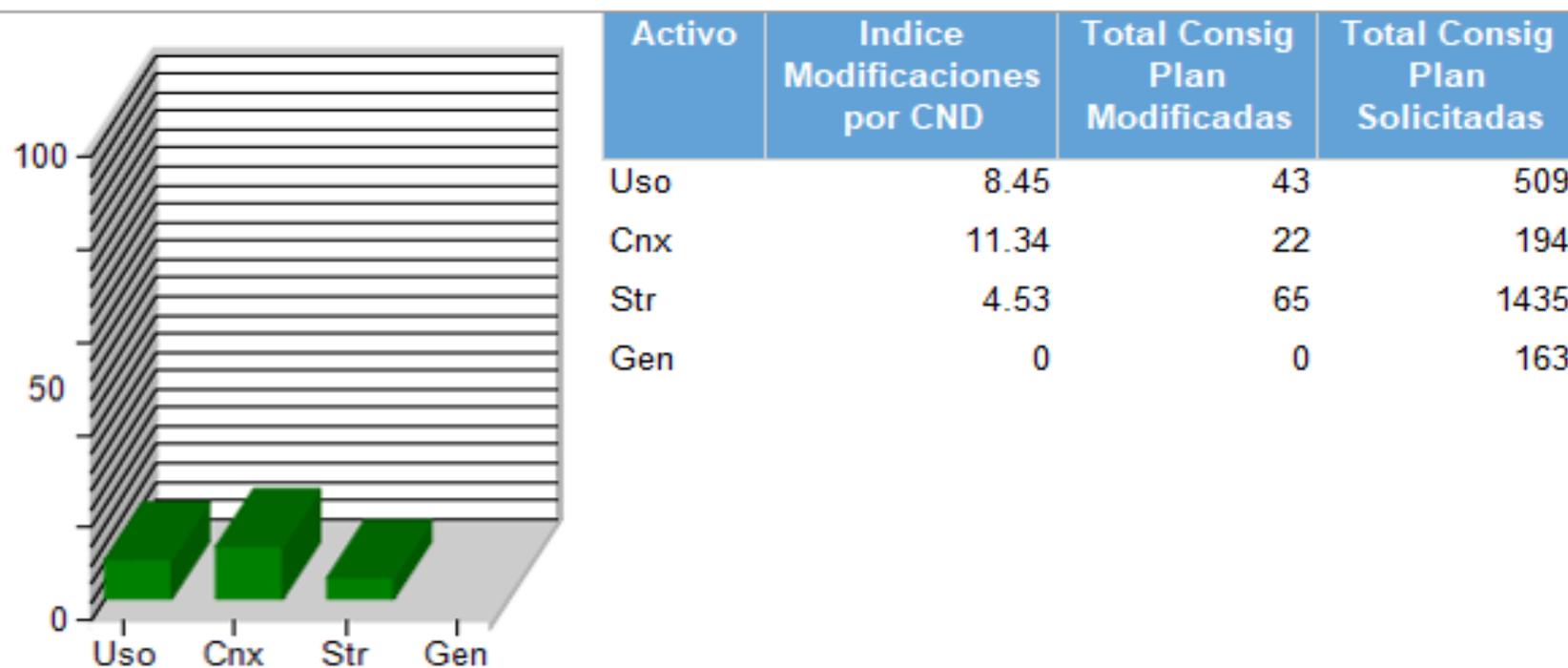
Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	74.66	380	509
Cnx	81.44	158	194
Str	77.7	1115	1435
Gen	84.05	137	163



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	82.38	21129	25647

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

Porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND





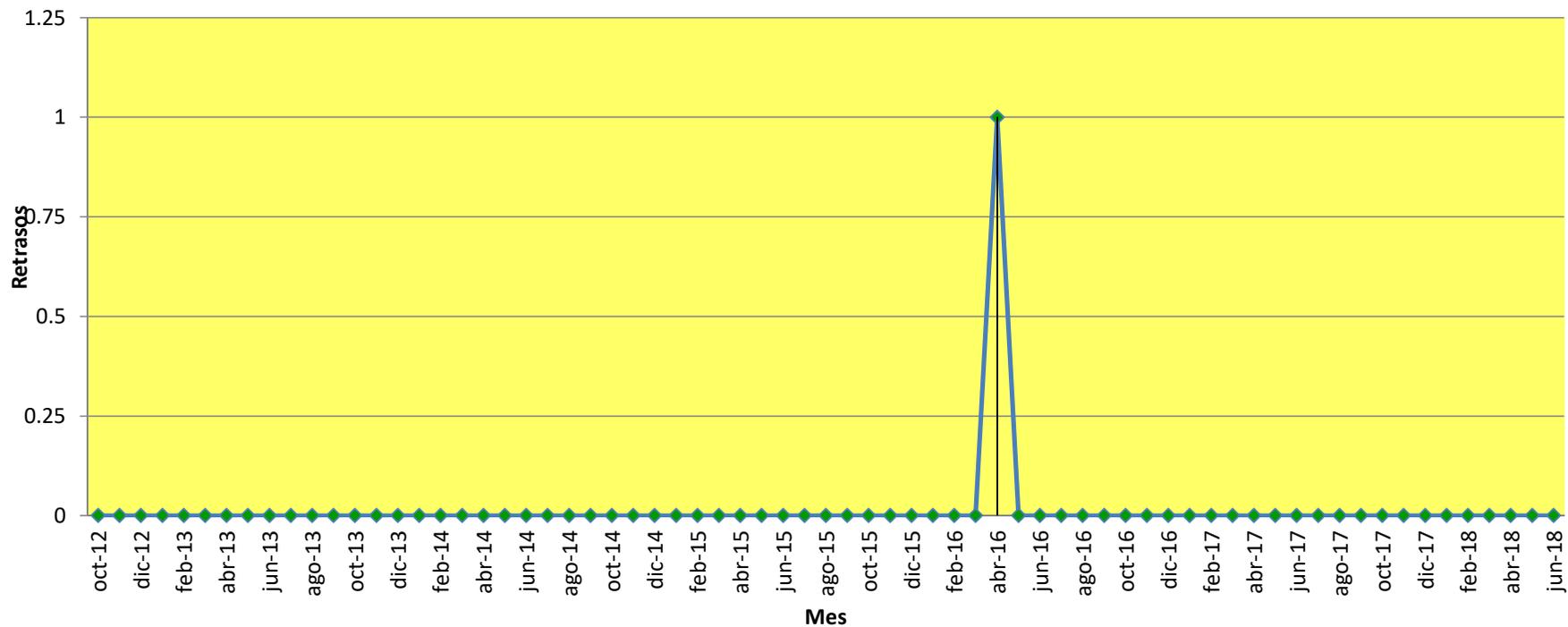
Seguimiento Histórico Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963

Semestre Enero – Junio 2018

Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)



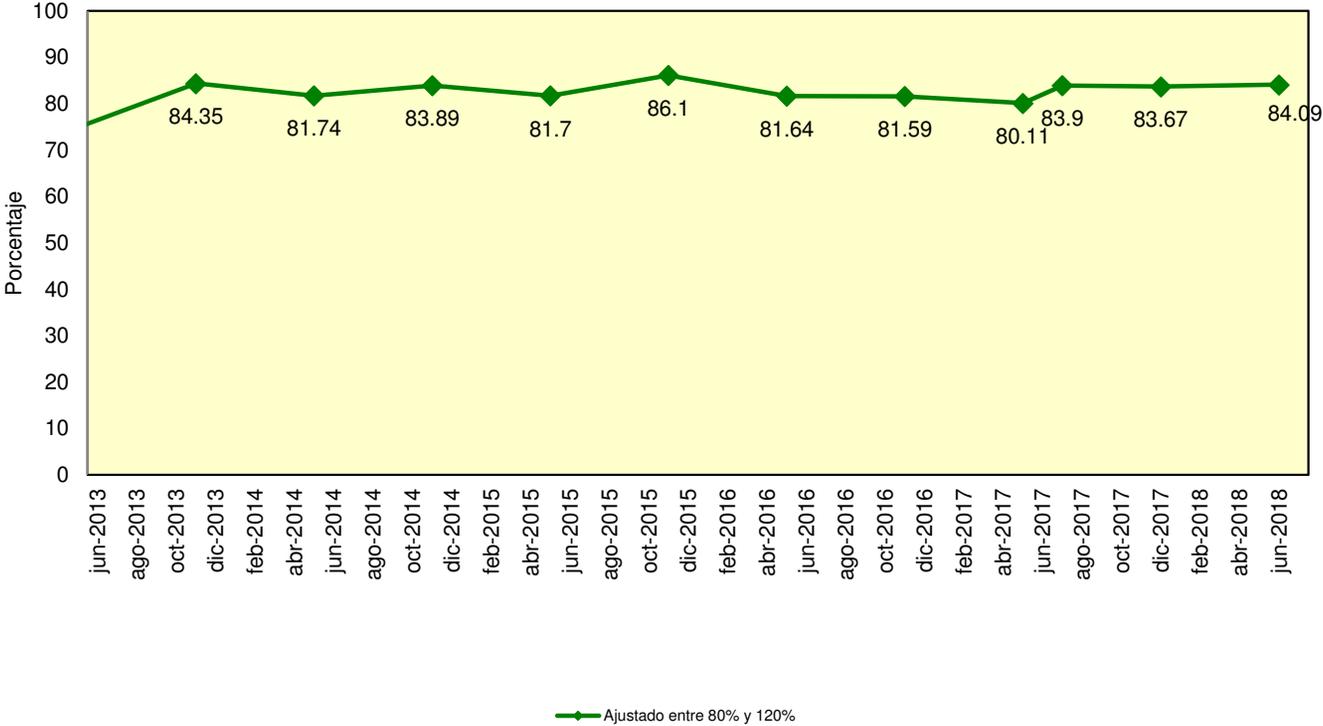
No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.





Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

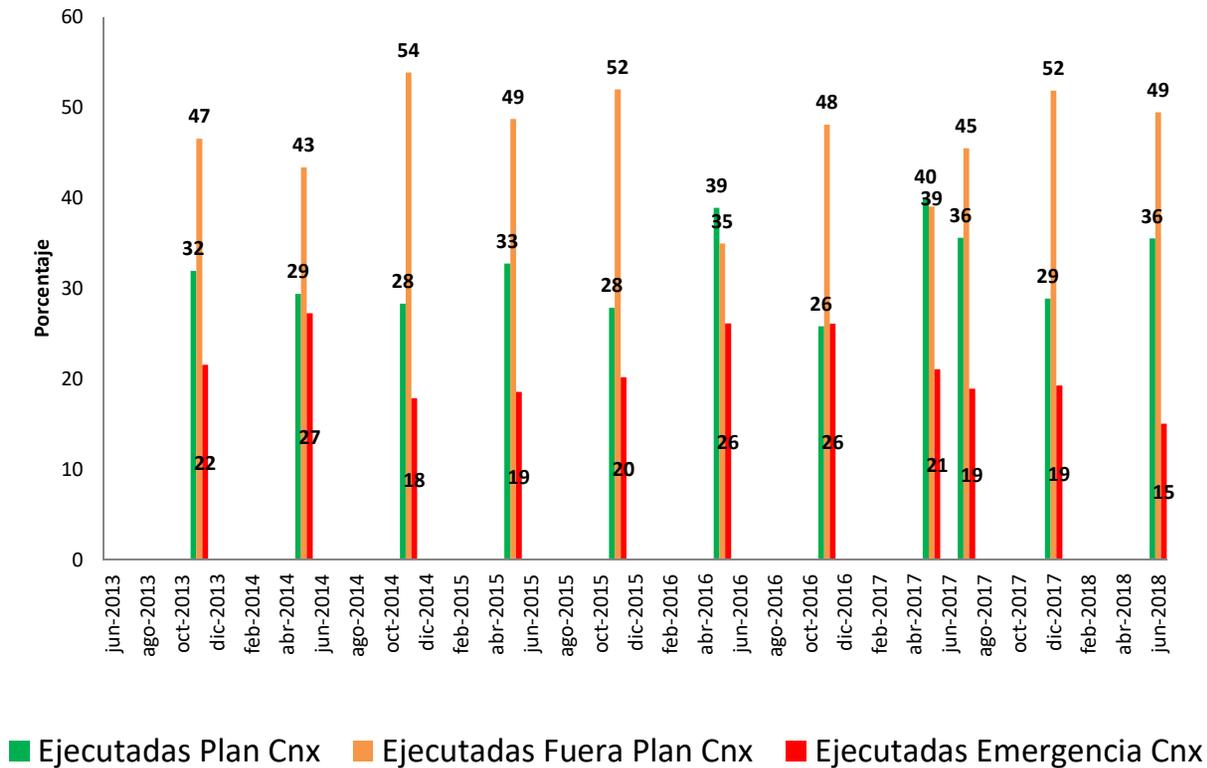
Cuando la duración de la desconexión esta entreel 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas





Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

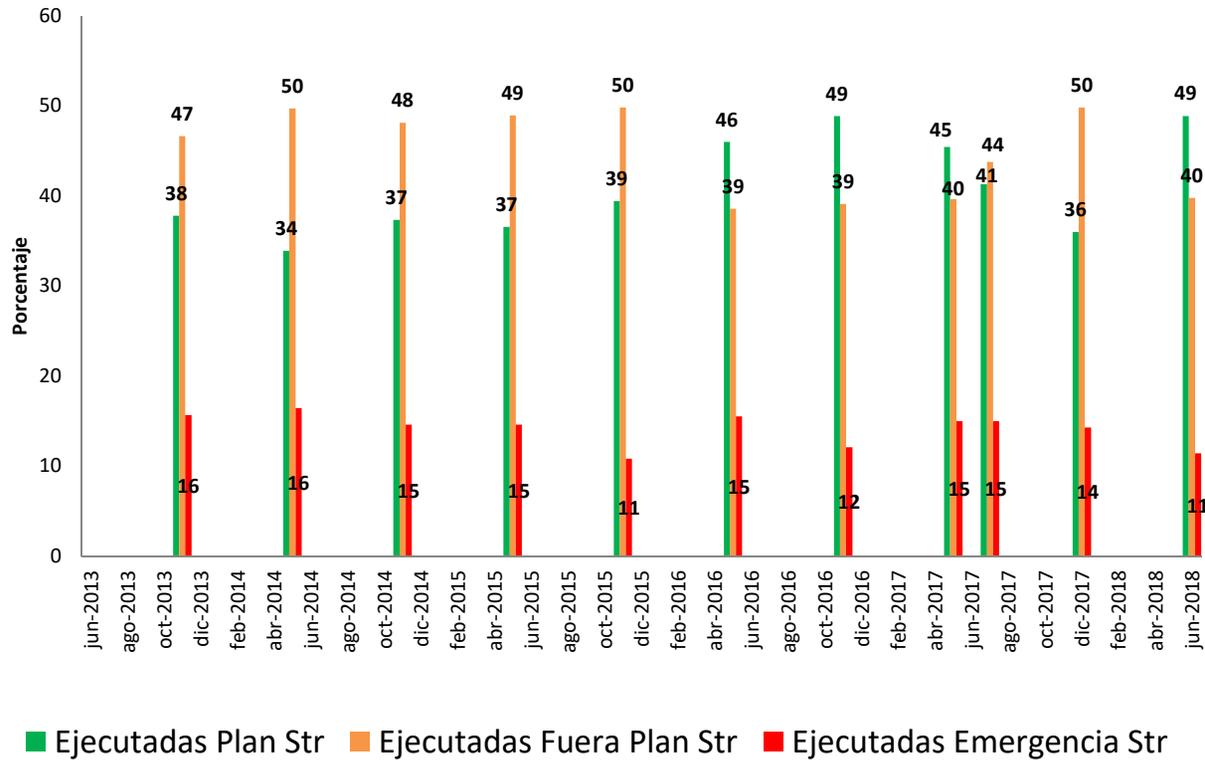
Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



Historia Indicadores Acuerdo CNO 963



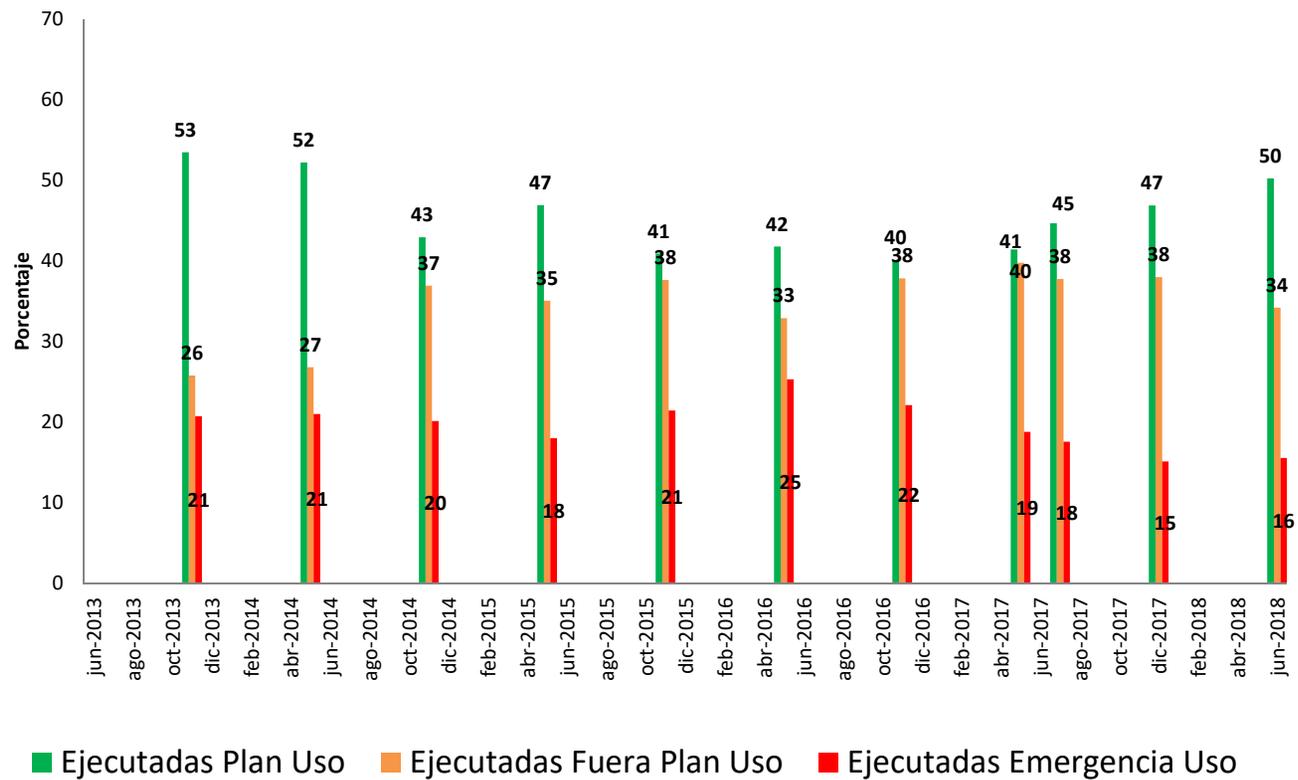
Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str





Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



Indicadores Acuerdo CNO 963



En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 84.09%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 83,67%, evidenciándose un leve aumento pero el indicador se mantiene en el rango en el cual se considera que la duración de las desconexiones estuvieron ajustadas.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 35.51%, 48.86% y 50.26% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 28.89%, 35.96% y 46.90%, evidenciándose un aumento en los indicadores para los activos conexión, STR y Uso.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera de plan corresponde a 49.44%, 39.75% y 34.20% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 51.85%, 49.78% y 37.99%, evidenciándose una disminución en los indicadores para los activos de conexión, STR y uso.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por Emergencia corresponde a 15.06%, 11.38% y 15.54% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 19.26%, 14.27% y 15.11%, evidenciándose una disminución en los indicadores de los activos de conexión y STR y un leve aumento en los activos de uso.



Indicadores Acuerdo CNO 963

- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 0.00 % y 11.34% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango de 0.41 % y 12.07%, por tanto se aprecia una disminución en el indicador.
- ✓ Con respecto a las 3495 consignaciones ejecutadas en este semestre, se evidencia un aumento con respecto a las 3072 consignaciones ejecutadas en el semestre anterior.



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