



INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-016

Miércoles, 3 de octubre de 2019



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 – 015
Miércoles, 3 de octubre de 2019



Contenido

1

Variables del SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Análisis energético de largo plazo
Auditoria de parámetros técnicos

3

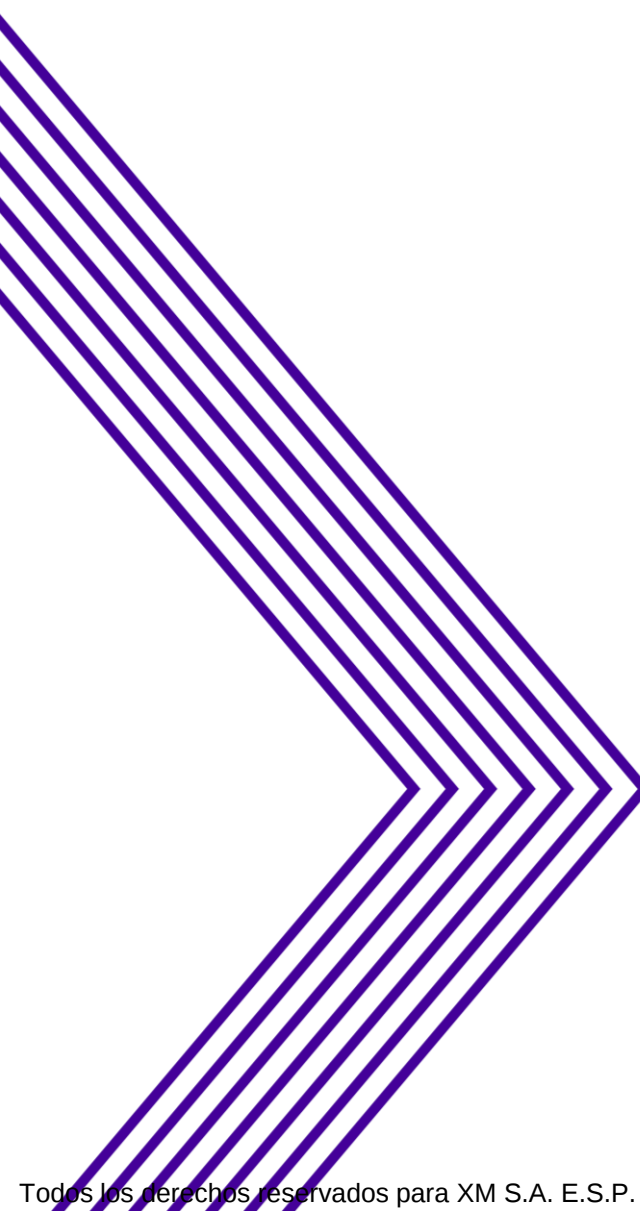
Situación operativa

Reconfiguración subárea Atlántico
Mantenimiento Etapa 2 Chivor
Seguimiento situación Caribe

4

Varios

Indicadores de Operación

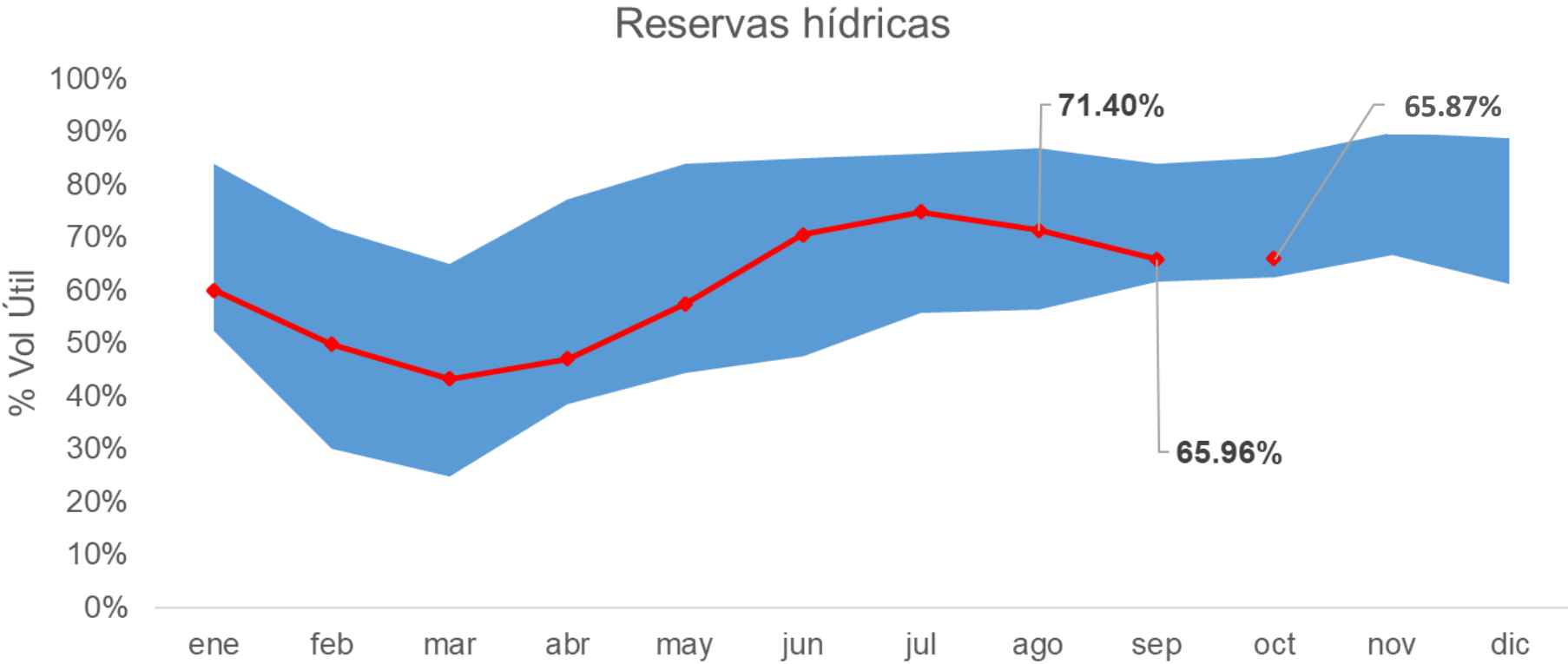


1. Variables del SIN

- **Hidrología**
- **Generación e importaciones**
- **Demanda del SIN**
- **Restricciones**

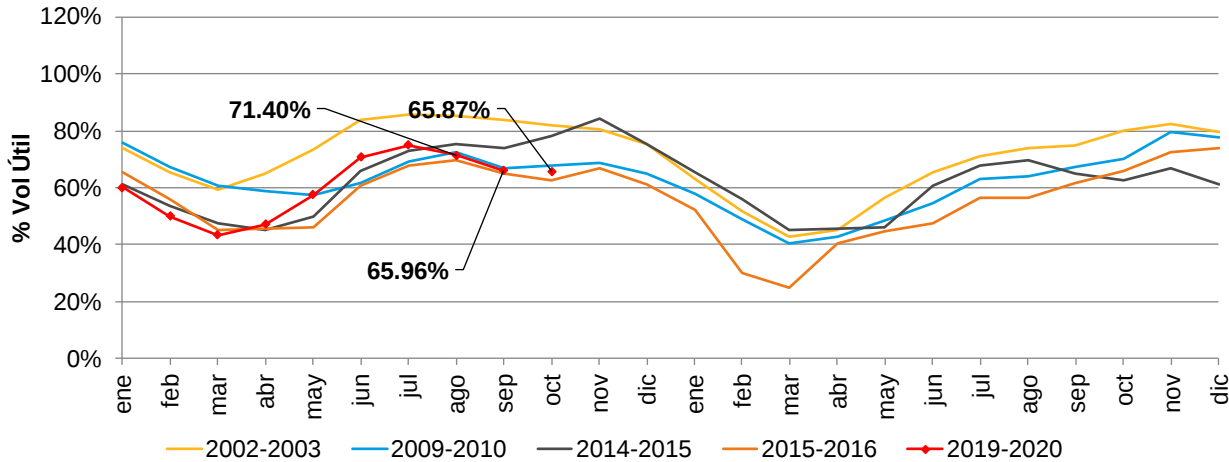


Evolución Reservas del SIN

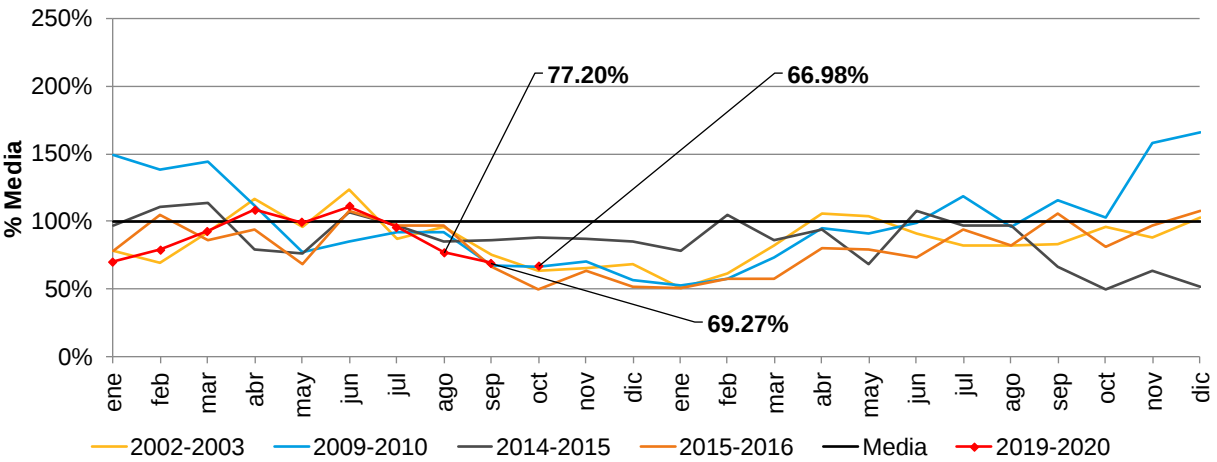


Hidrología del SIN

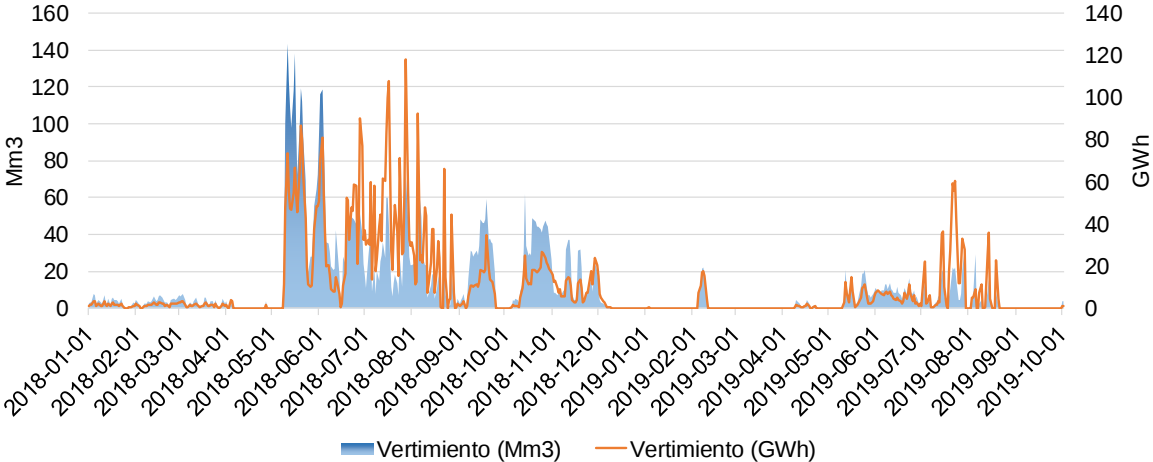
Reservas hídricas



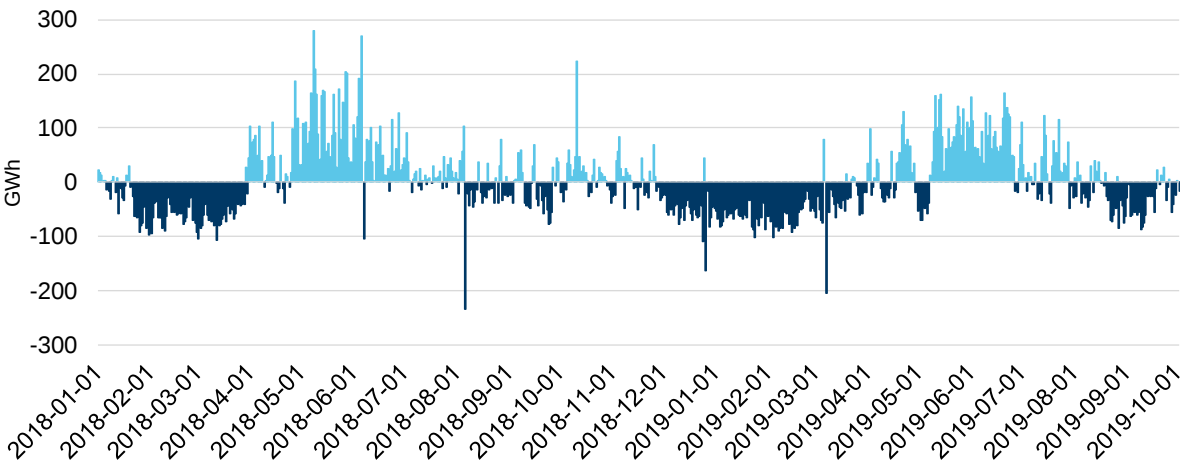
Aportes hídricos



Vertimientos

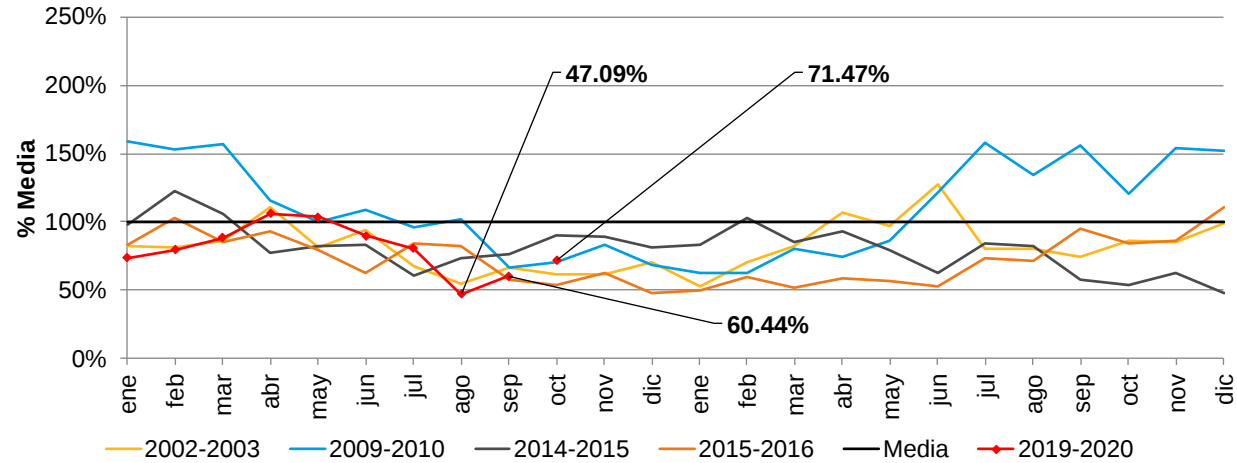


Tasa de embalsamiento

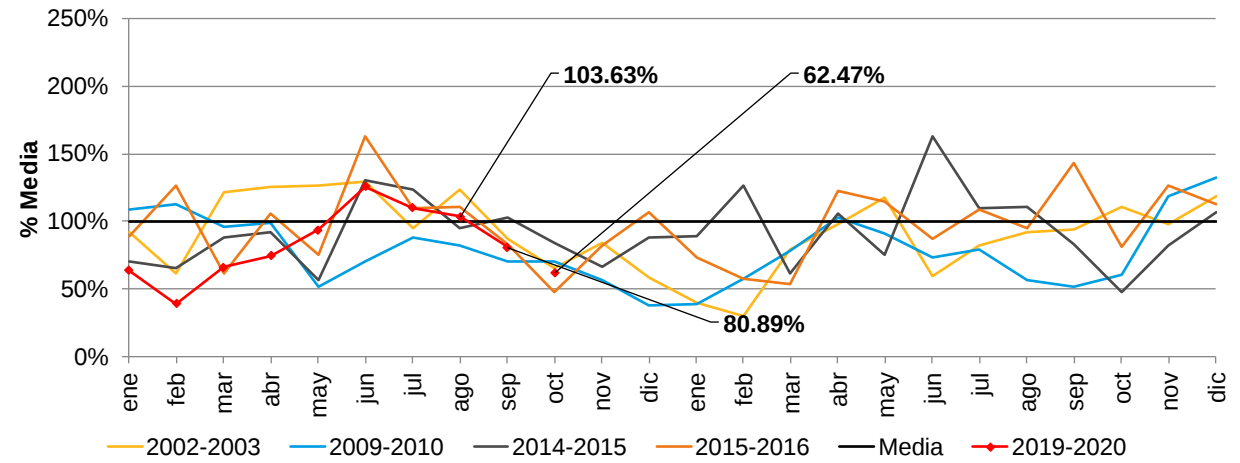


Aportes por regiones

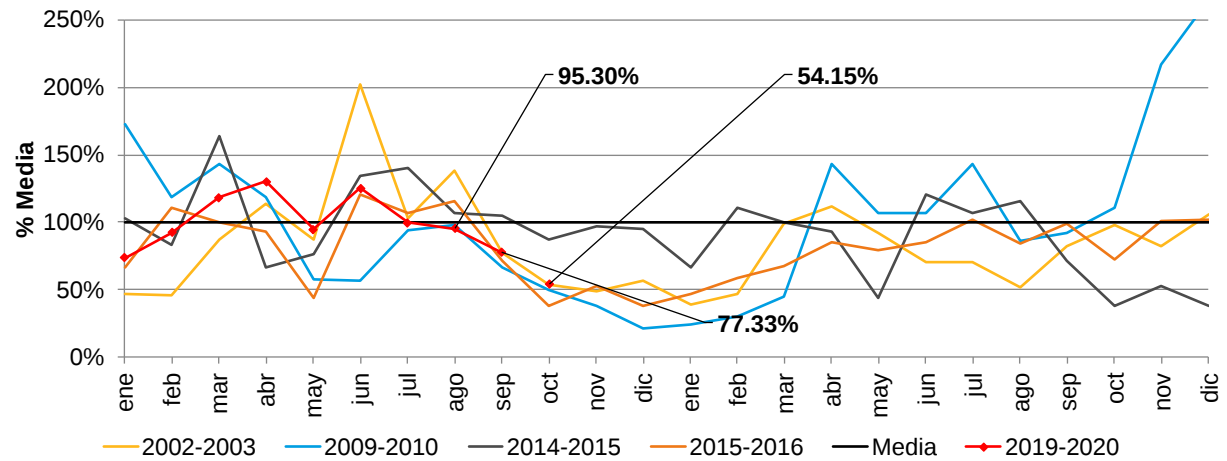
Antioquia



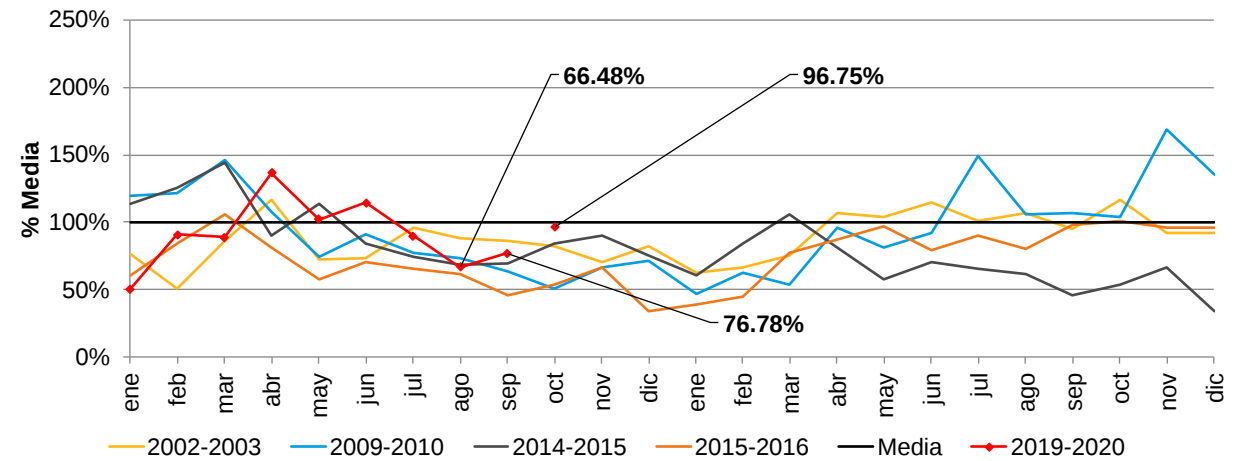
Oriente



Centro

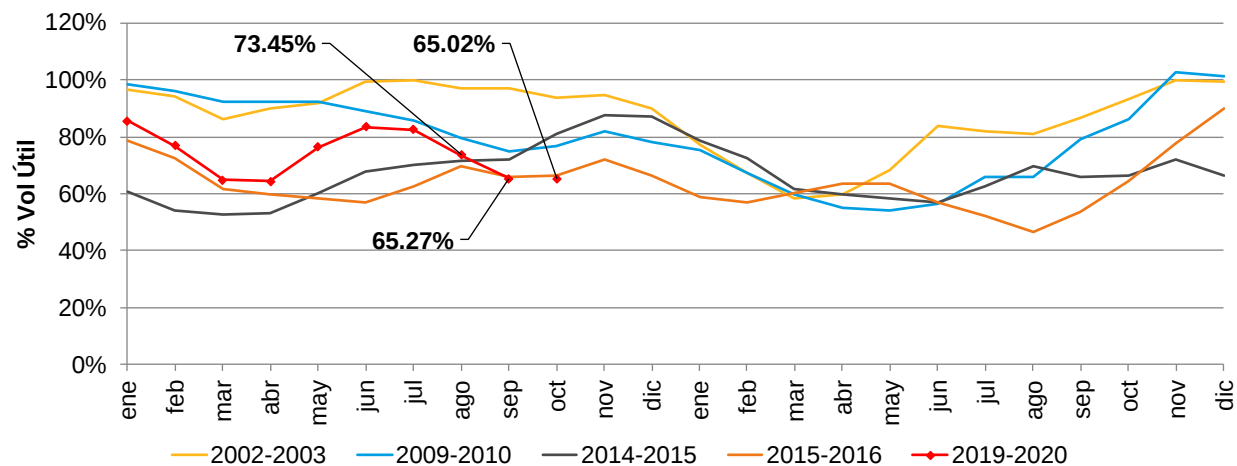


Valle

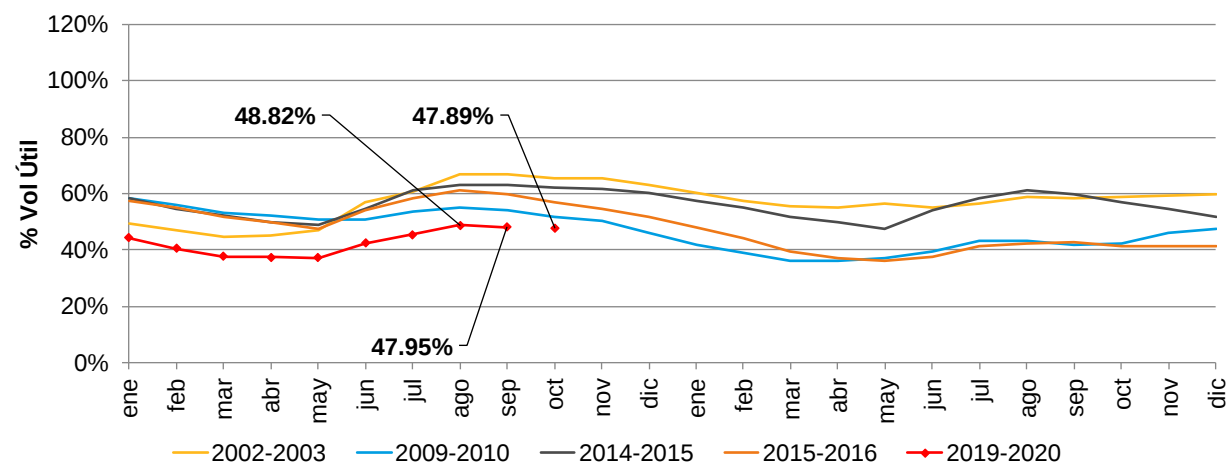


Evolución de principales embalses

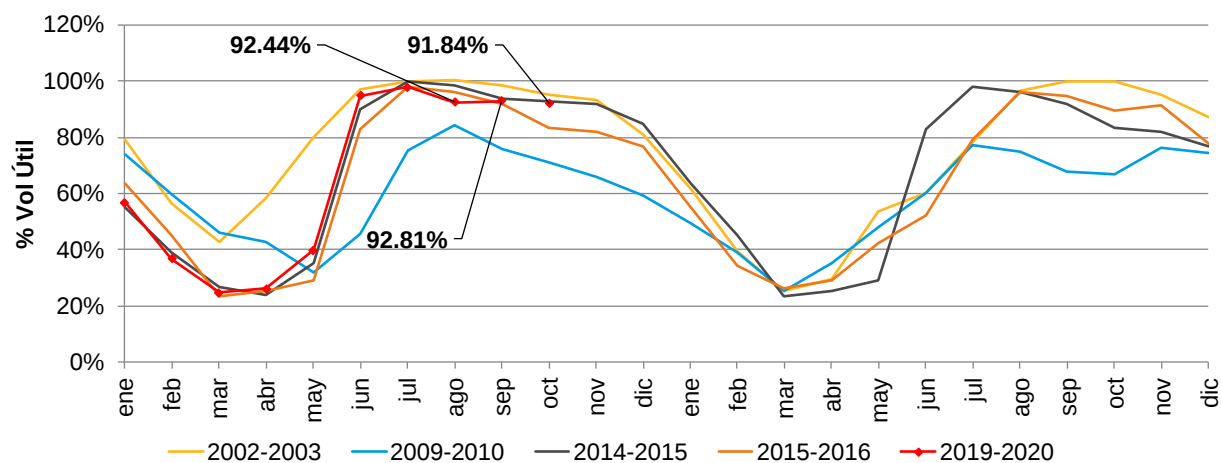
Peñol



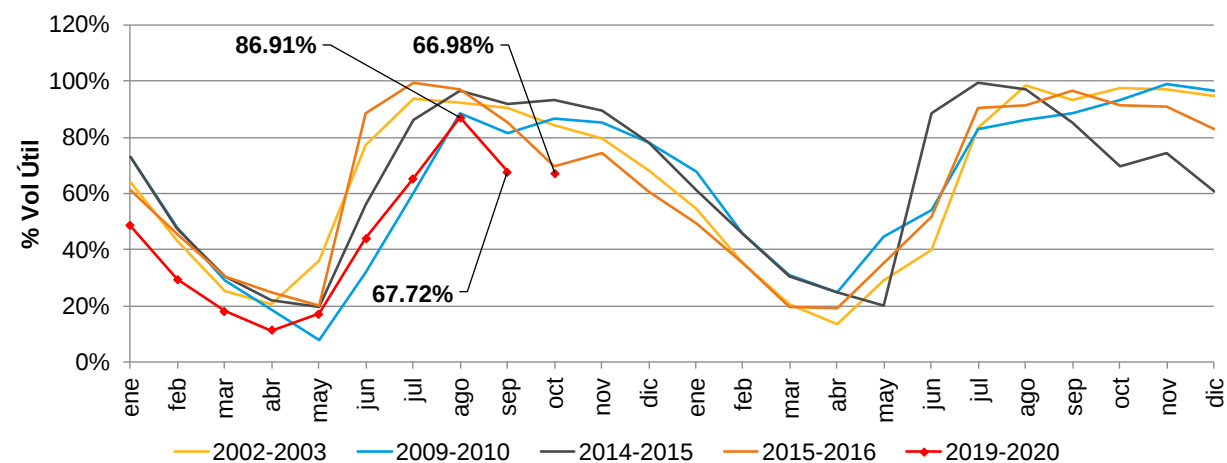
Agregado Bogotá



Guavio



Esmeralda - Chivor



Generación promedio diaria en GWh-día

Total 196.6
GWh-día

■ Renovable
155.5
79.07%

■ No
renovable
41.1
20.93%

■ Biomasa, 2.1, 1.06%

■ Eólica, 0.1, 0.04%

■ Hidráulica, 152.9,
77.76%

■ Solar, 0.4, 0.21%

■ Combustible fósil,
41.1, 20.93%

■ Bagazo, 2.1, 1.06%

■ Biogás, 0.0, 0.00%

■ Eólica, 0.1, 0.04%

■ Embalse, 138.7,
70.54%

■ Filo de agua, 14.2,
7.21%

■ Fotovoltaica, 0.4,
0.21%

■ Carbón, 19.5, 9.90%

■ Gas, 21.6, 10.98%

■ Líquidos, 0.1, 0.04%

La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 30 de septiembre de 2019

Generación promedio diaria en GWh-día

Total 198.8
GWh-día

Renovable
144.0
72.40%

No
renovable
54.9
27.60%

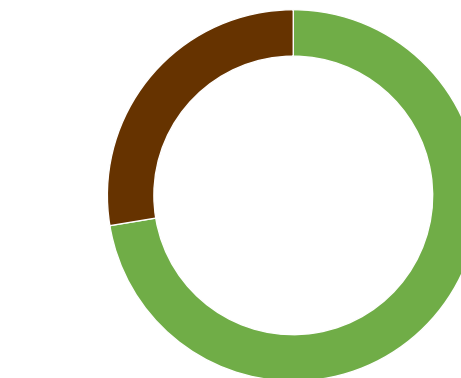
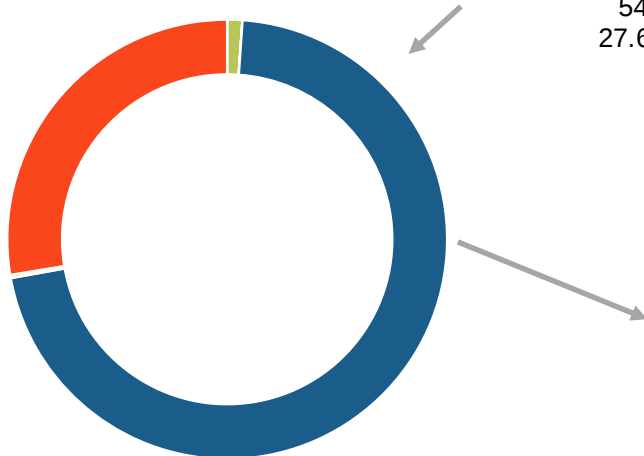
Biomasa, 2.2, 1.11%

Eólica, 0.0, 0.00%

Hidráulica, 141.3,
71.07%

Solar, 0.4, 0.22%

Combustible fósil,
54.9, 27.60%



Bagazo, 2.2, 1.11%

Biogás, 0.0, 0.00%

Eólica, 0.0, 0.00%

Embalse, 124.1,
62.40%

Filo de agua, 17.2,
8.67%

Fotovoltaica, 0.4,
0.22%

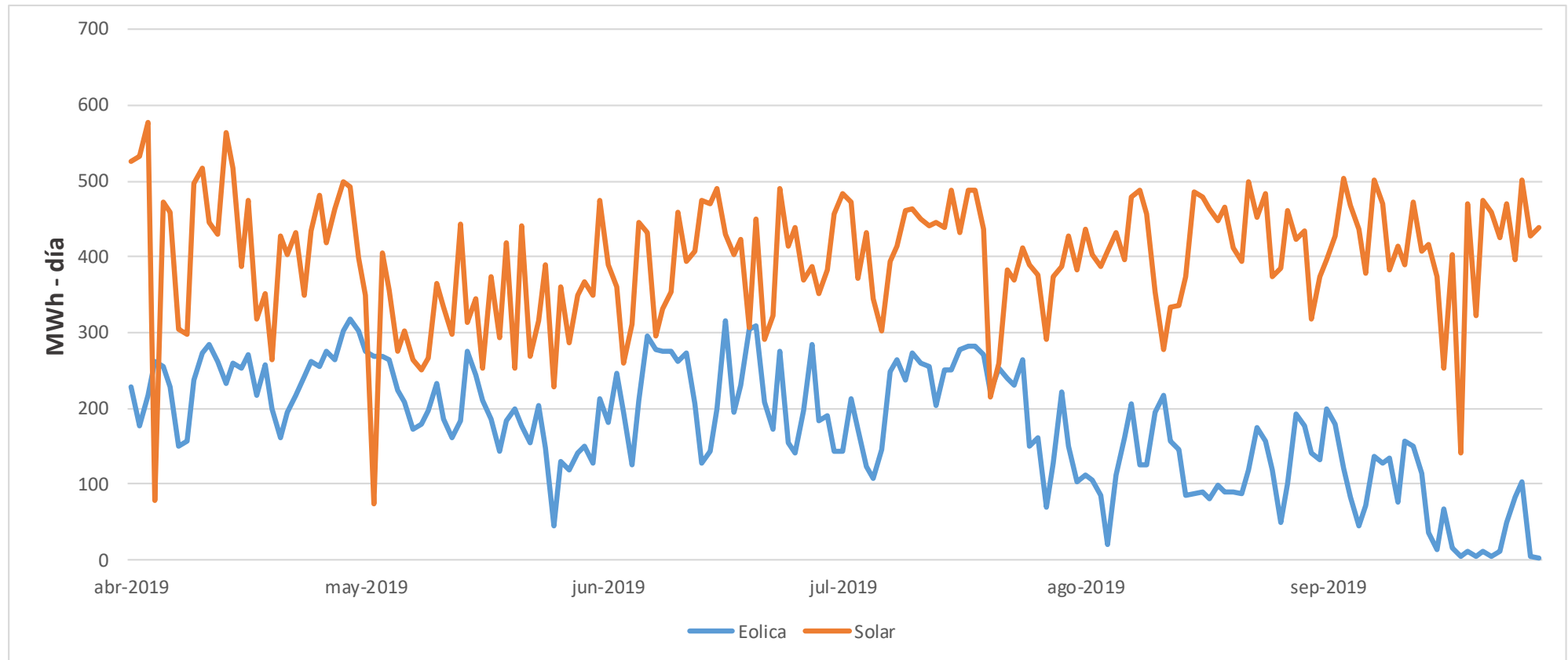
Carbón, 17.3, 8.68%

Gas, 36.0, 18.11%

Líquidos, 1.6, 0.82%

La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 1 de octubre de 2019

Generación FERNC

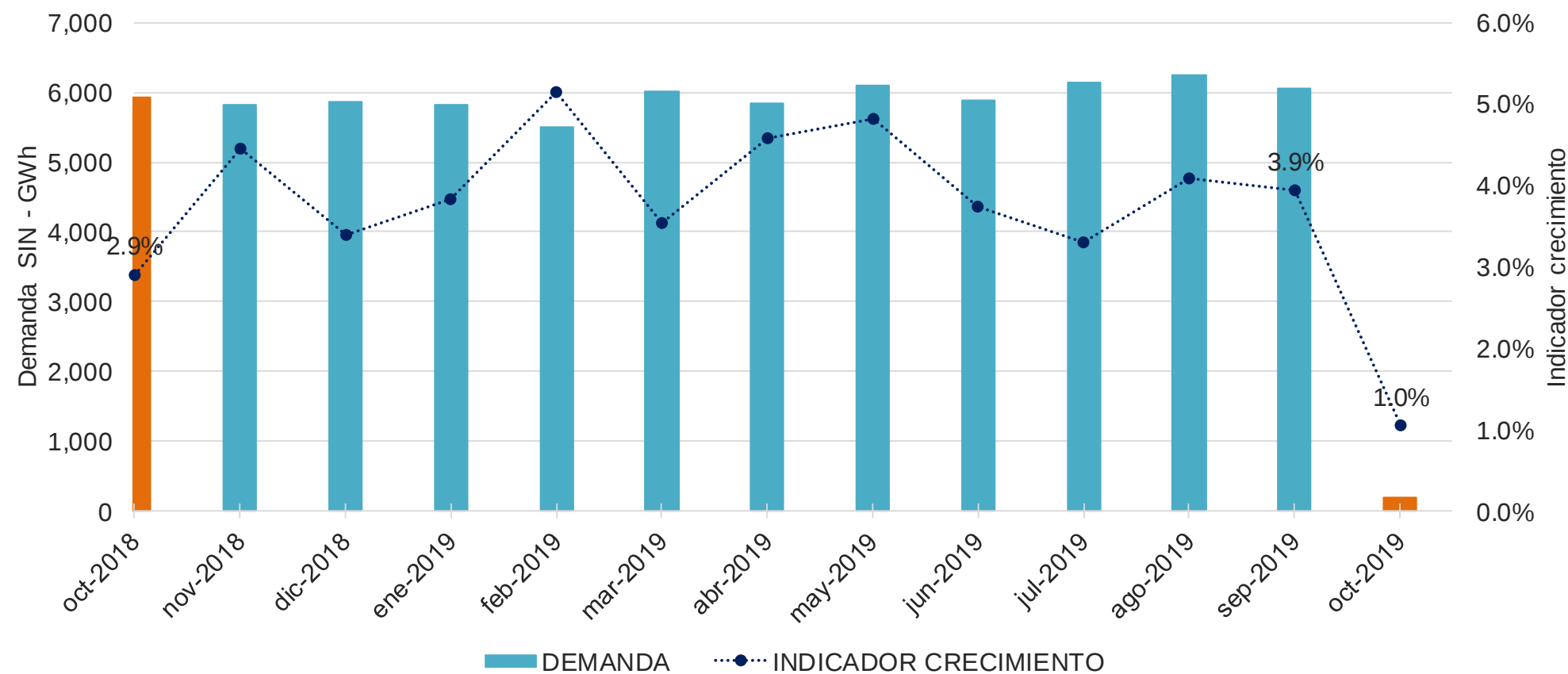


Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

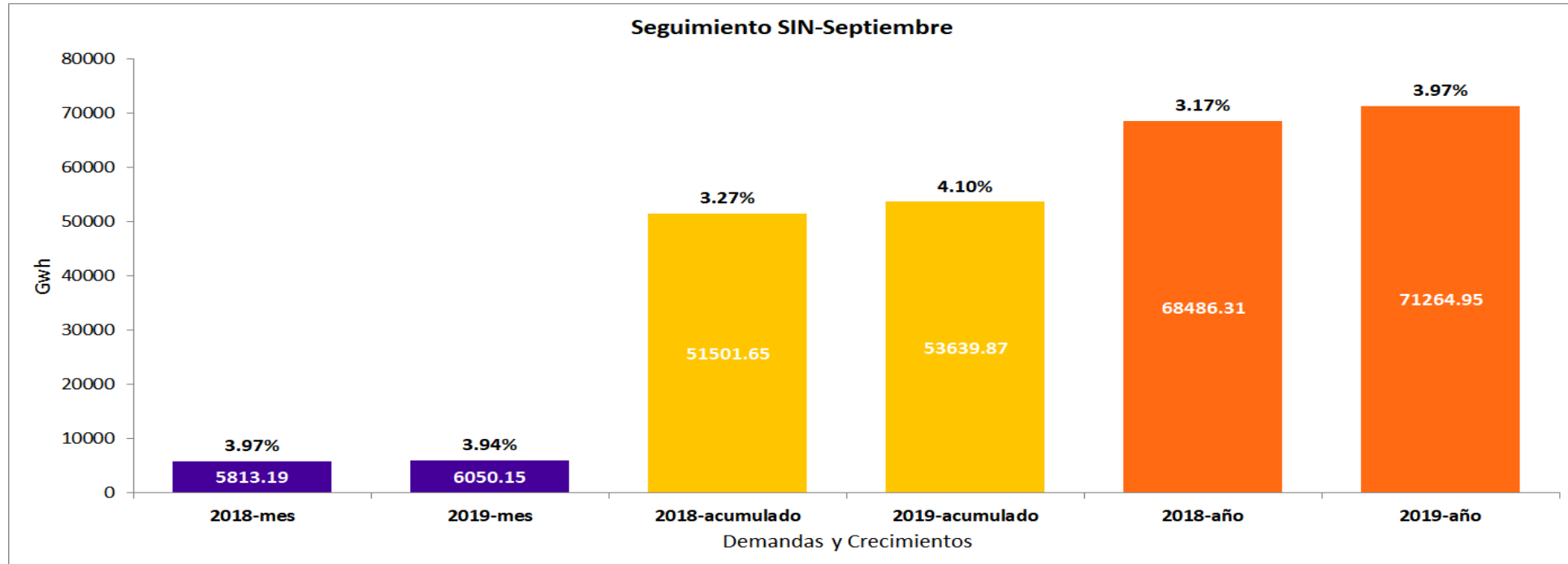
Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, El Paso

Información hasta el: 2019-10-01

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

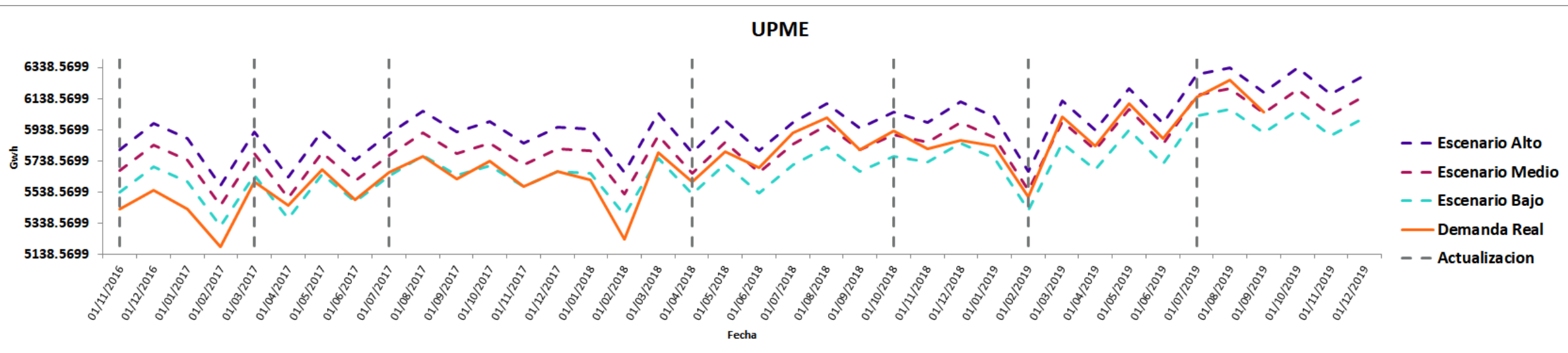


Demanda de energía del SIN Septiembre 2019



mes	2018-mes				2019-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	3998.75	20	199.94	3.41%	4354.41	21	207.35	3.71%
SAB	954.79	5	190.96	4.94%	794.46	4	198.61	4.01%
FEST	859.65	5	171.93	5.27%	901.28	5	180.26	4.84%
TOTAL	5813.19	30	193.77	3.97%	6050.15	30	201.67	3.94%

Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Septiembre 2019



	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
Escenario Alto	5,812	5,981	5,882	5,583	5,928	5,634	5,932	5,747	5,915	6,059	5,925	5,993	5,852	5,957	5,946	5,663	6,044	5,791	5,999	5,802	5,986	6,107	5,947	6,050	5,988	6,116	6,021	5,674	6,125	5,939	6,206	5,977	6,294	6,339	6,181	6,335	6,164	6,288
Escenario Medio	5,675	5,840	5,742	5,451	5,786	5,501	5,792	5,611	5,777	5,917	5,786	5,850	5,712	5,815	5,804	5,527	5,899	5,657	5,860	5,667	5,848	5,966	5,809	5,907	5,858	5,983	5,889	5,548	5,989	5,811	6,072	5,848	6,160	6,203	6,049	6,198	6,031	6,152
Escenario Bajo	5,540	5,701	5,604	5,321	5,645	5,369	5,653	5,477	5,640	5,777	5,649	5,708	5,573	5,674	5,662	5,393	5,756	5,524	5,722	5,534	5,711	5,827	5,673	5,767	5,729	5,851	5,758	5,423	5,854	5,683	5,939	5,720	6,026	6,069	5,918	6,062	5,899	6,018
Demanda Real	5,428	5,548	5,428	5,189	5,608	5,451	5,682	5,493	5,665	5,769	5,624	5,740	5,573	5,672	5,619	5,239	5,790	5,607	5,799	5,697	5,918	6,019	5,813	5,934	5,819	5,872	5,832	5,509	6,022	5,835	6,104	5,883	6,147	6,257	6,050			

FECHA PUBLICACION

2016 11 01

2017 03 01

2017 07 01

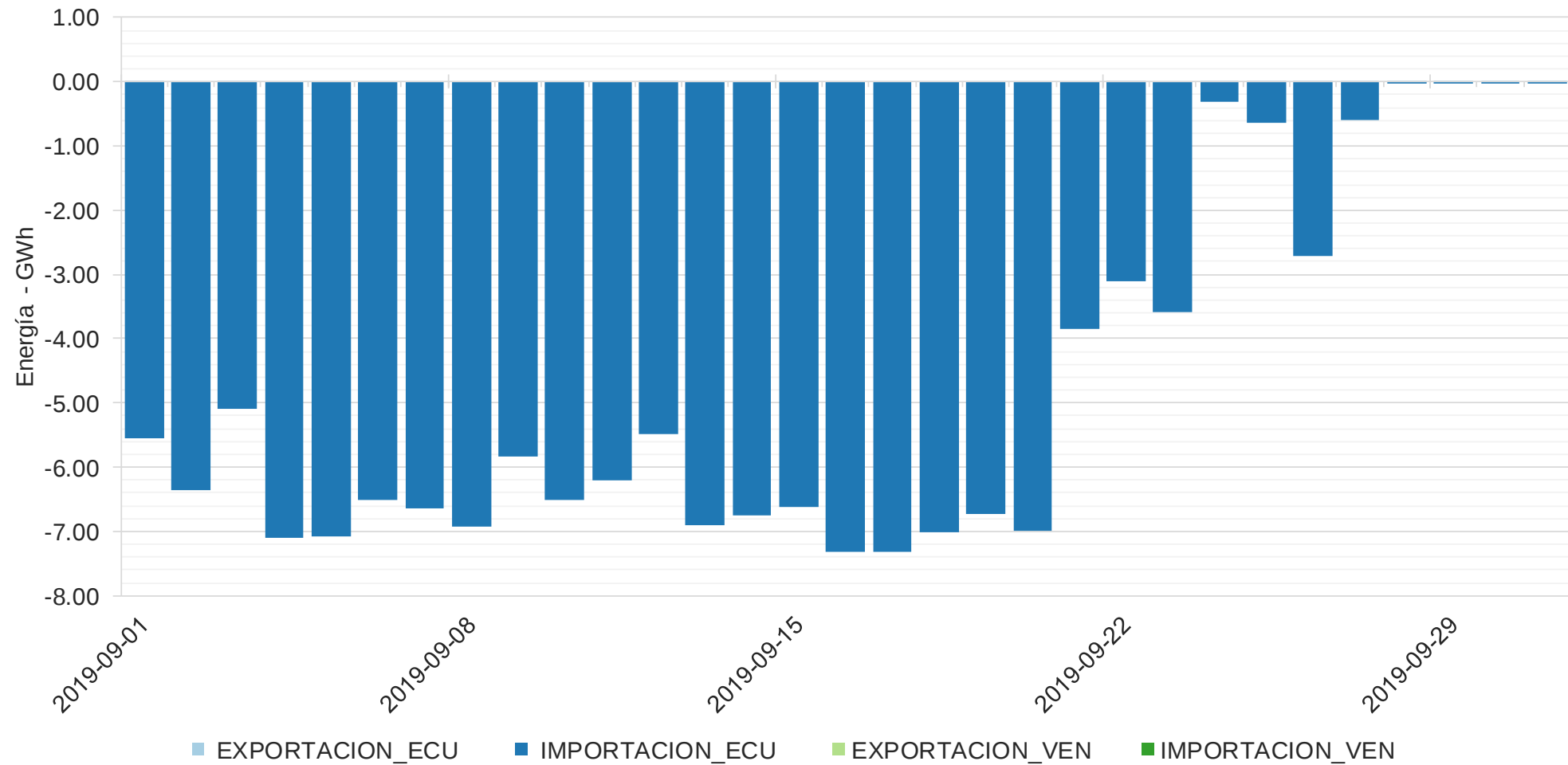
2018 04 01

2018 10 01

2019 02 01

2019 07 01

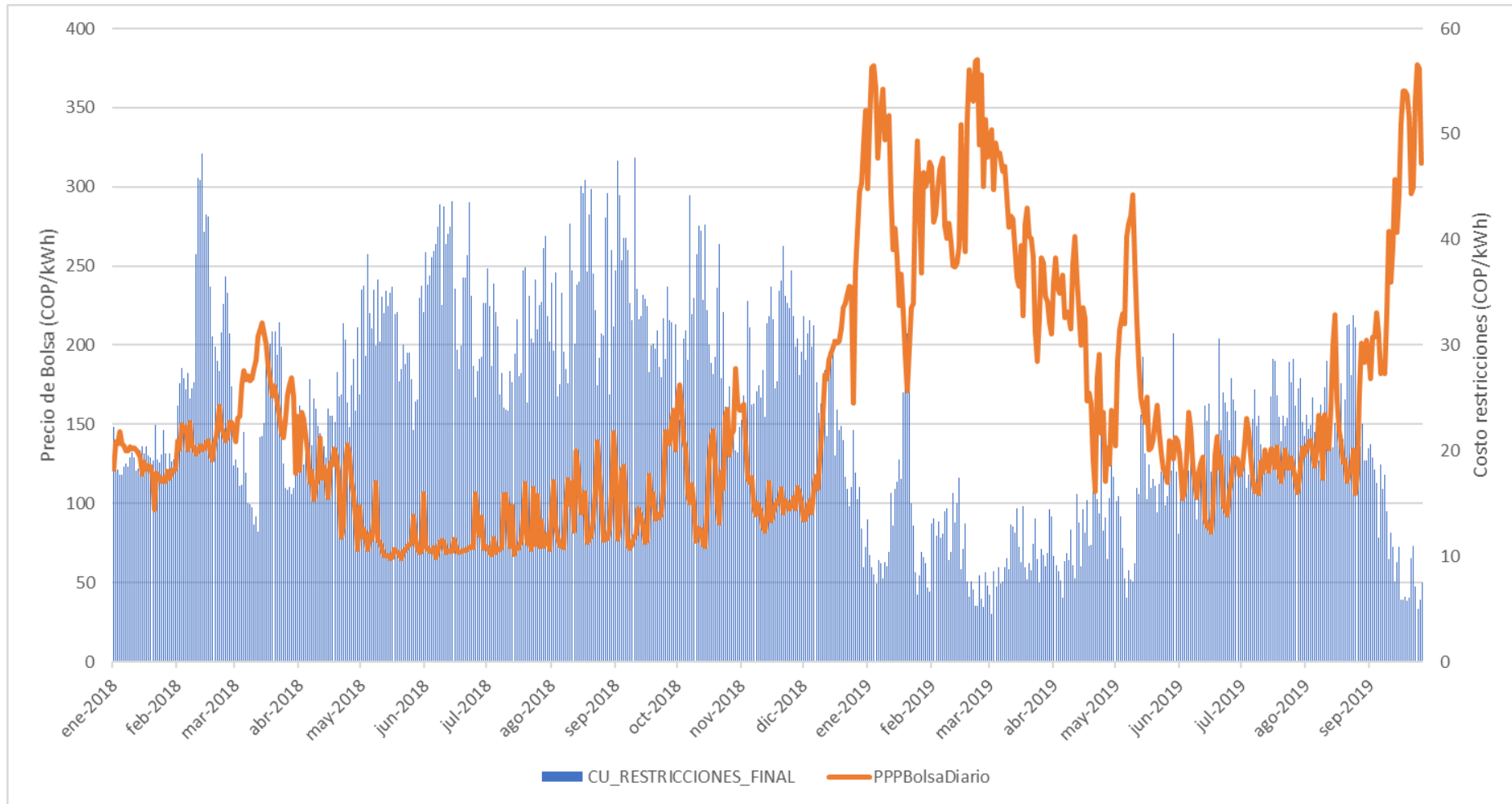
Importaciones y exportaciones de energía



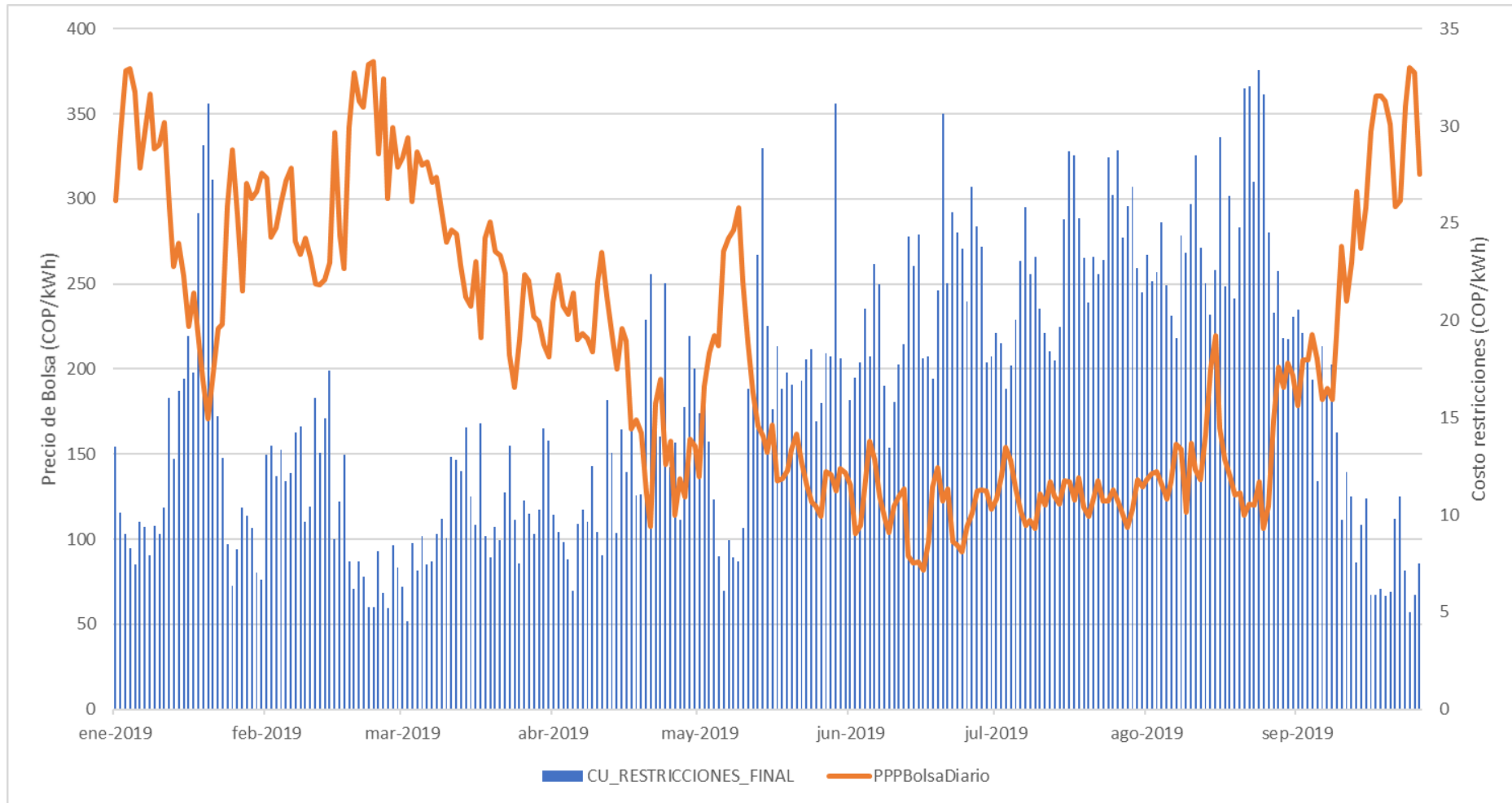
La conexión internacional con Venezuela estuvo vigente hasta el 03 de mayo de 2019

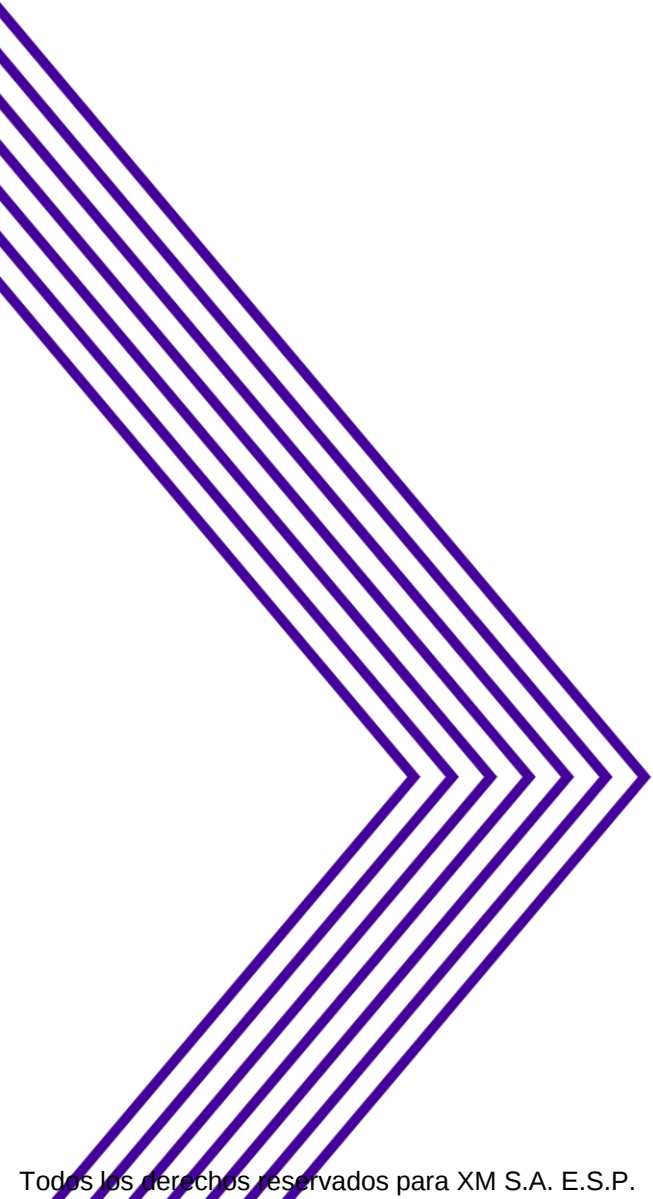
Información hasta el: 2019-10-01

Restricciones vs Precio de Bolsa 2018-2019



Restricciones vs Precio de Bolsa 2019





2. Expectativas Energéticas

- **Análisis energético de mediano plazo**
- **Análisis energético de largo plazo**
- **Auditoria parámetros técnicos**



Análisis Energético MP



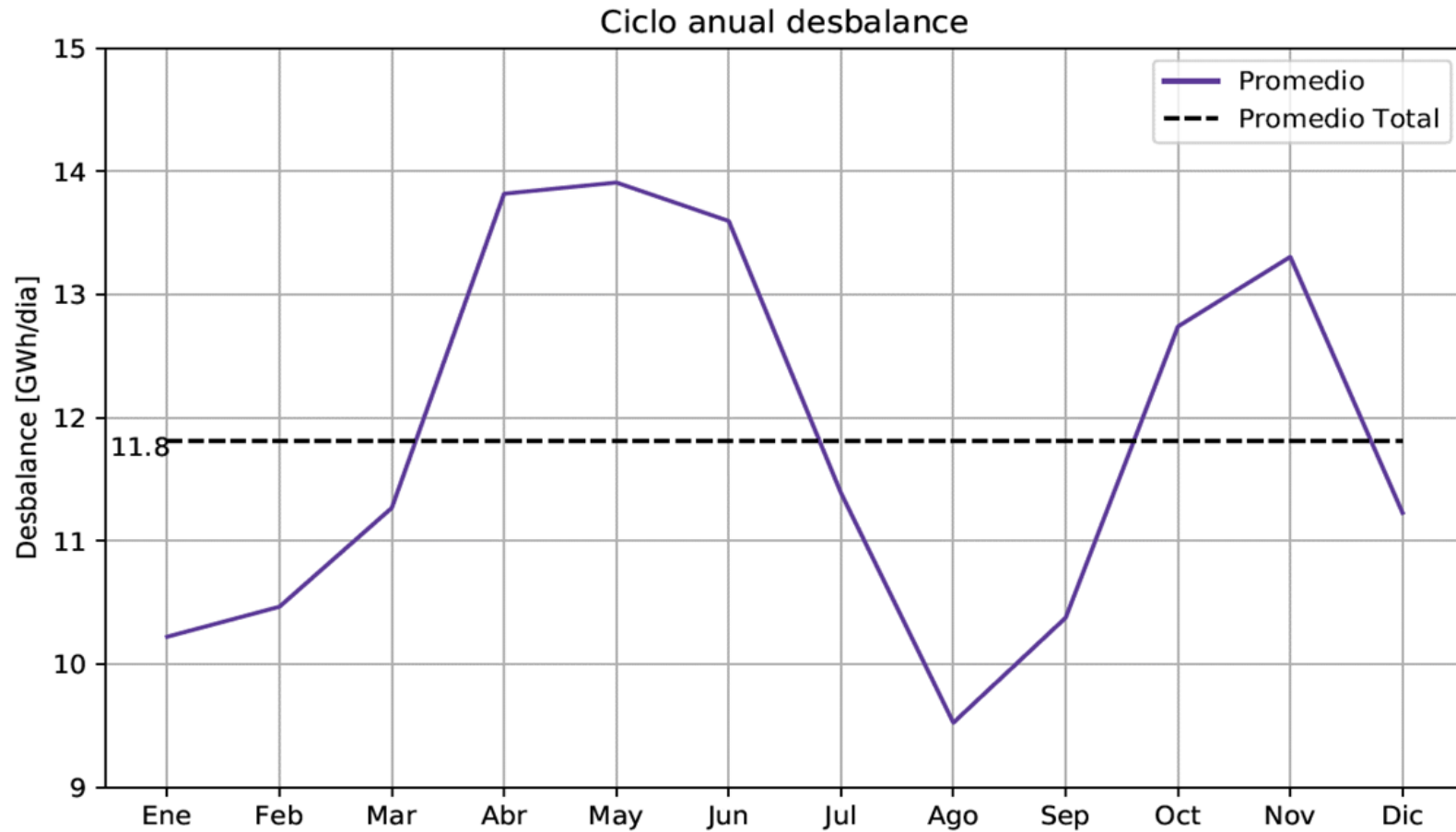
Supuestos considerados MP



*Para las simulaciones se consideran los promedios mensuales

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

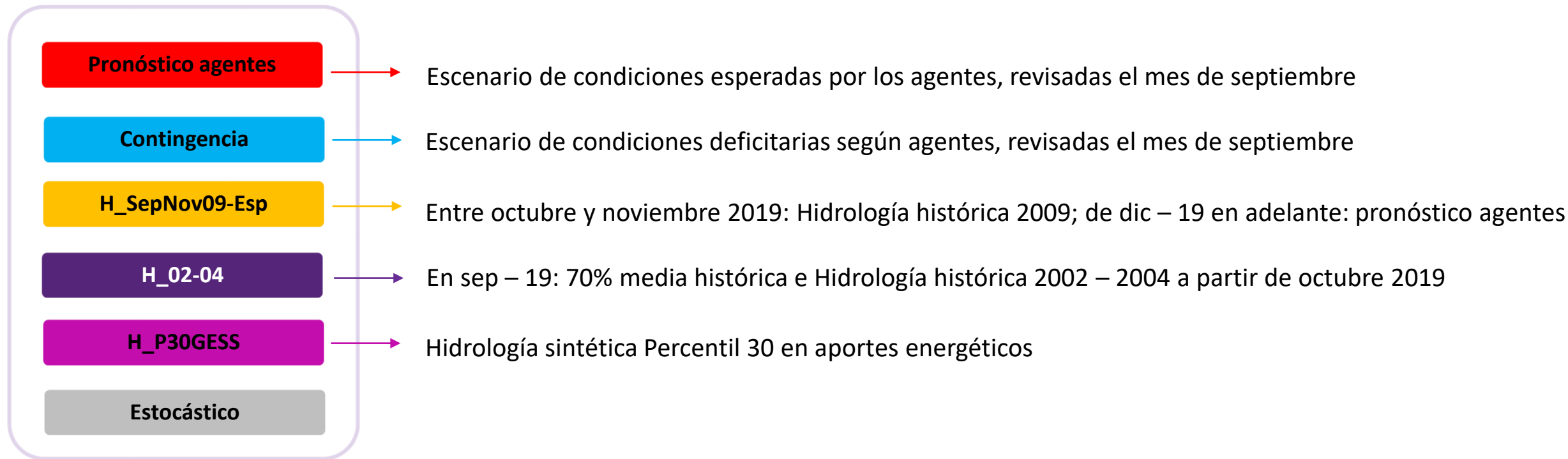
Desbalances



Se considera el valor del promedio mensual de los desbalances.

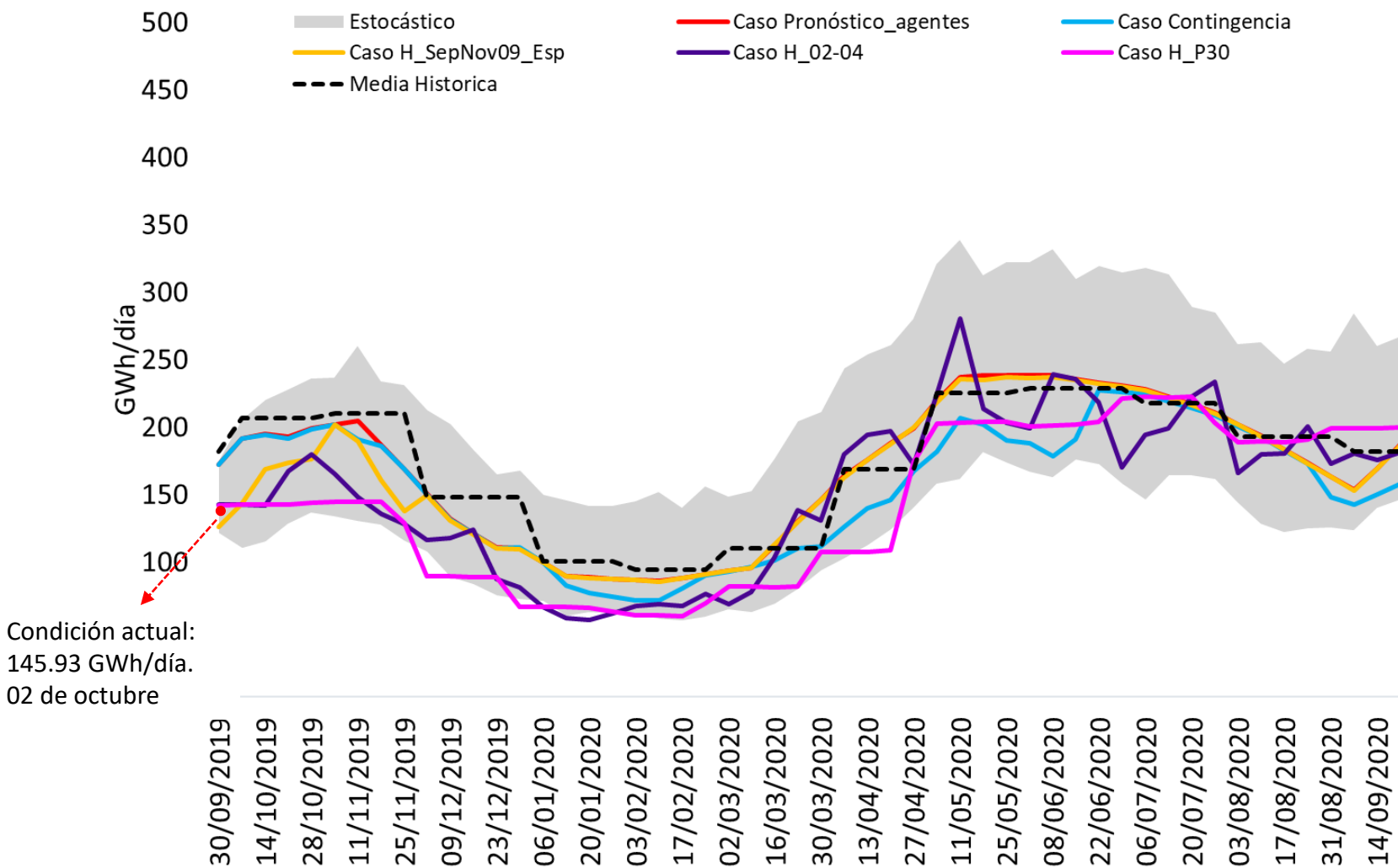
Pendiente reunión con EPM-ISAGEN revisión cadena Nare. (Octubre 4)

Aportes – Escenarios considerados



Aportes

Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



Pronostico agentes

Contingencia

H_SepNov09-Esp

H_02-04

H_P30GESS

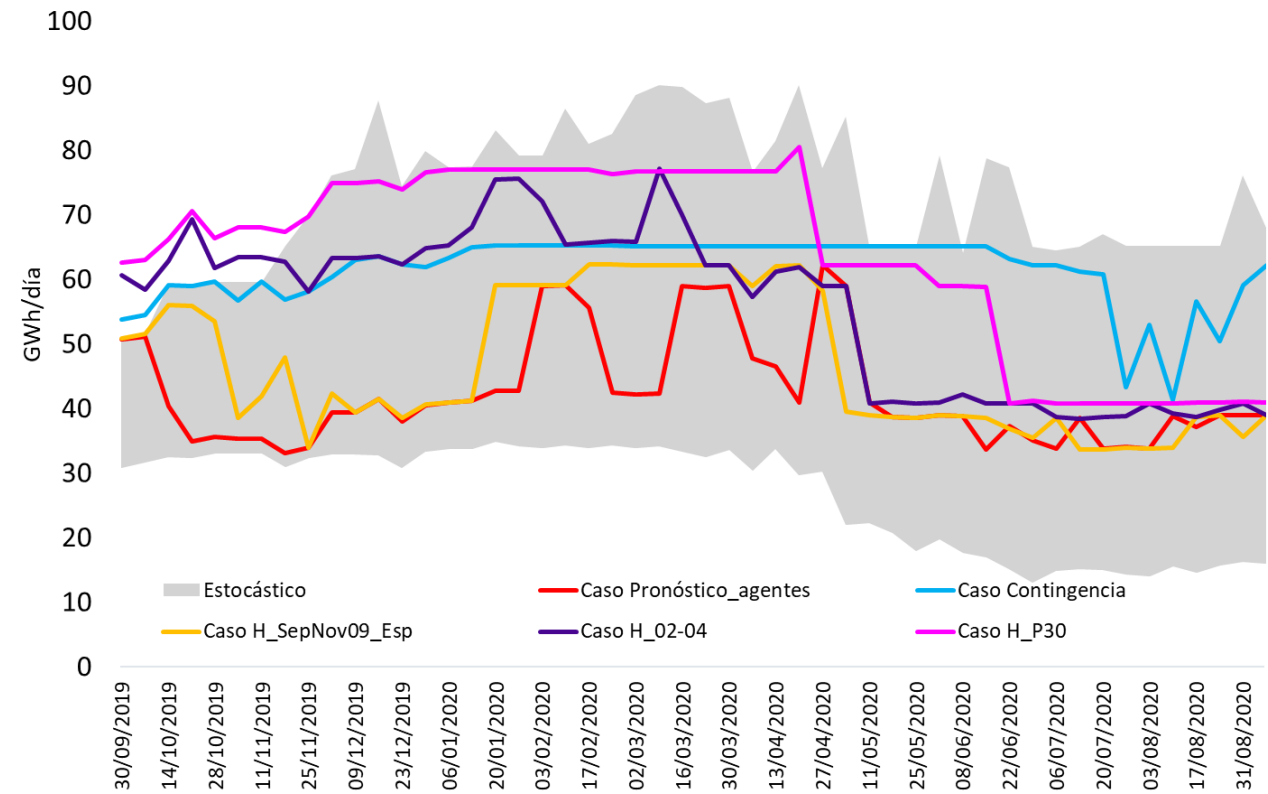
Estocástico

Escenarios pronóstico agentes y Contingencia definidos en el SURER para el mes de septiembre

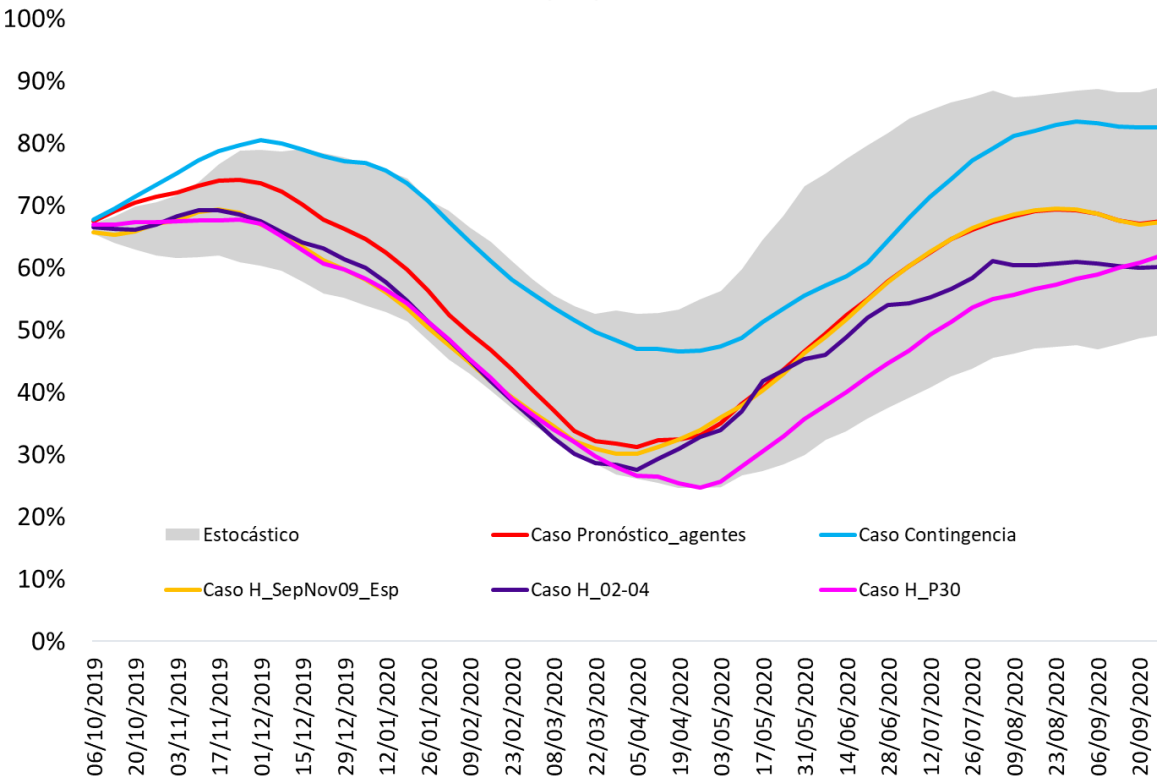
Los demás corresponden a sensibilidades de escenarios

Generación térmica y embalse

Generación Térmica [GWh/día]

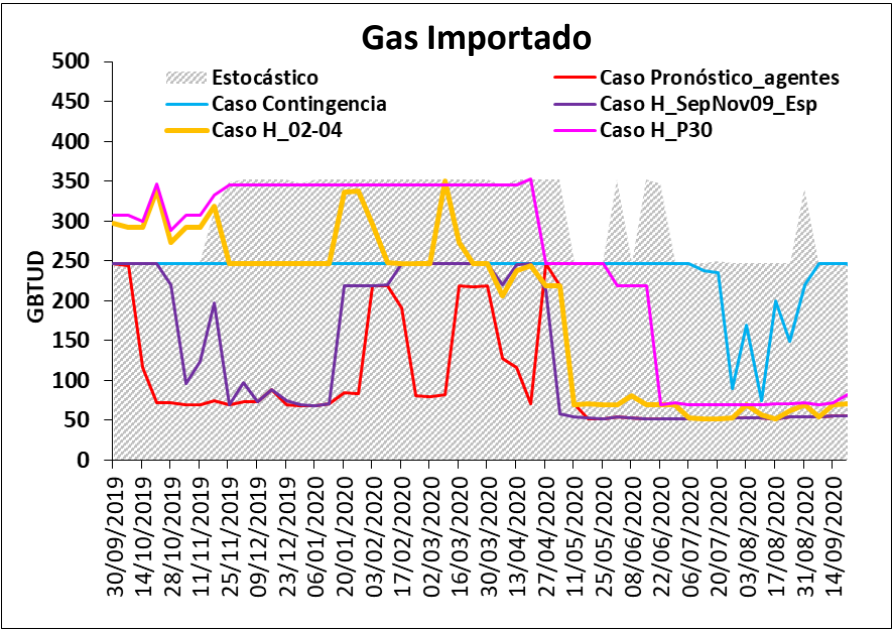
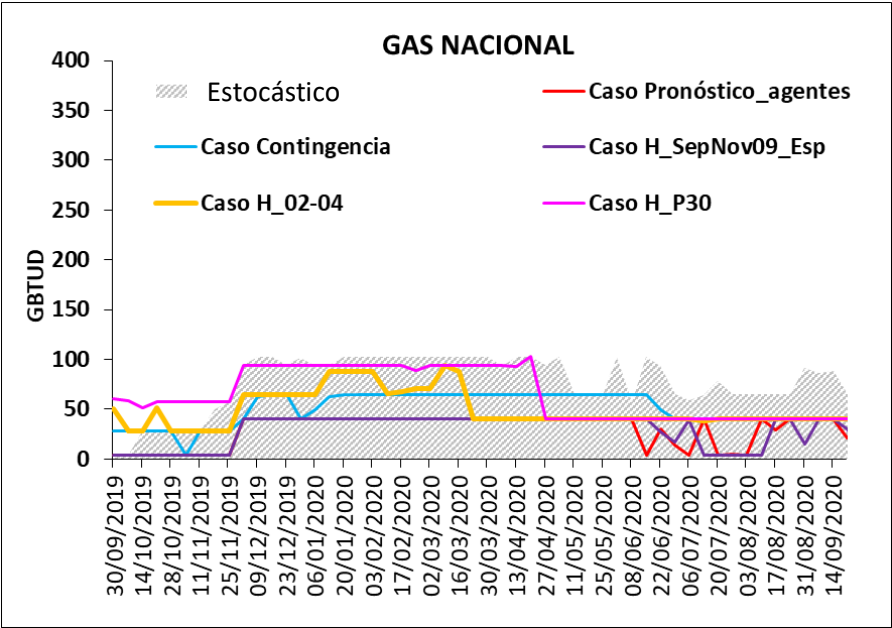
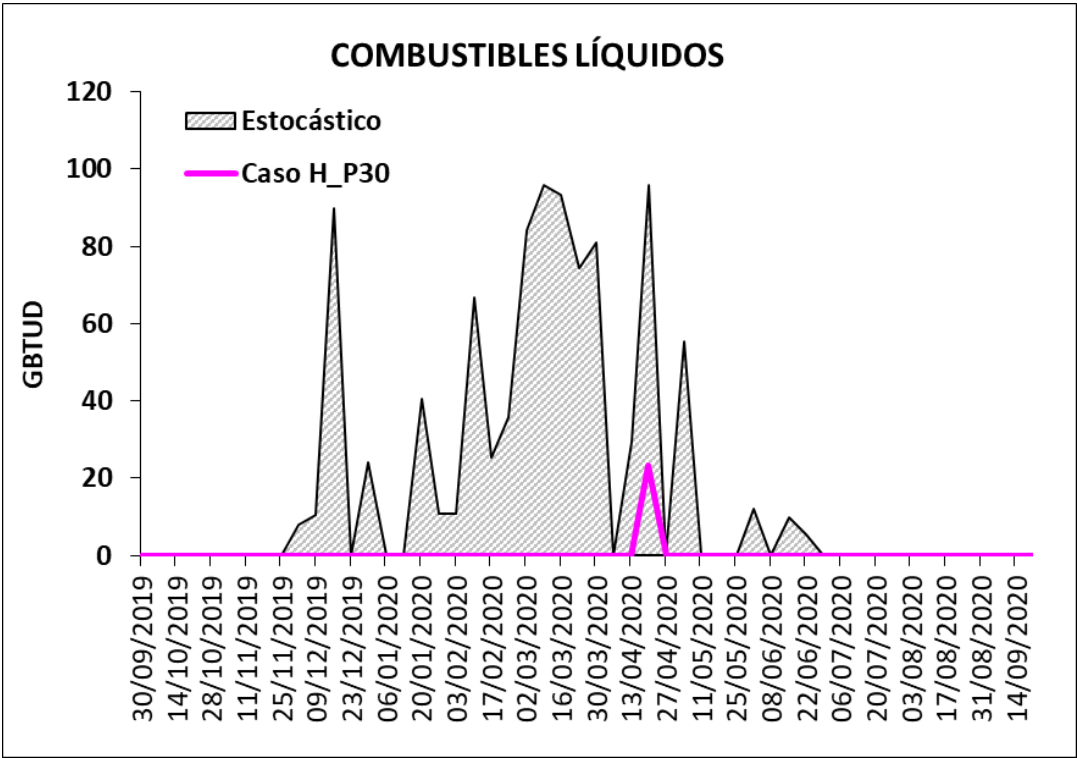


Embalse agregado SIN %



	Mes	ESP	CONT	HSepNov09	H02-04	P30GEES
Promedios GWh/día	Invierno 2019	39	57	48	62	67
	Verano 2019-20	47	64	54	66	76

Consumo de combustibles



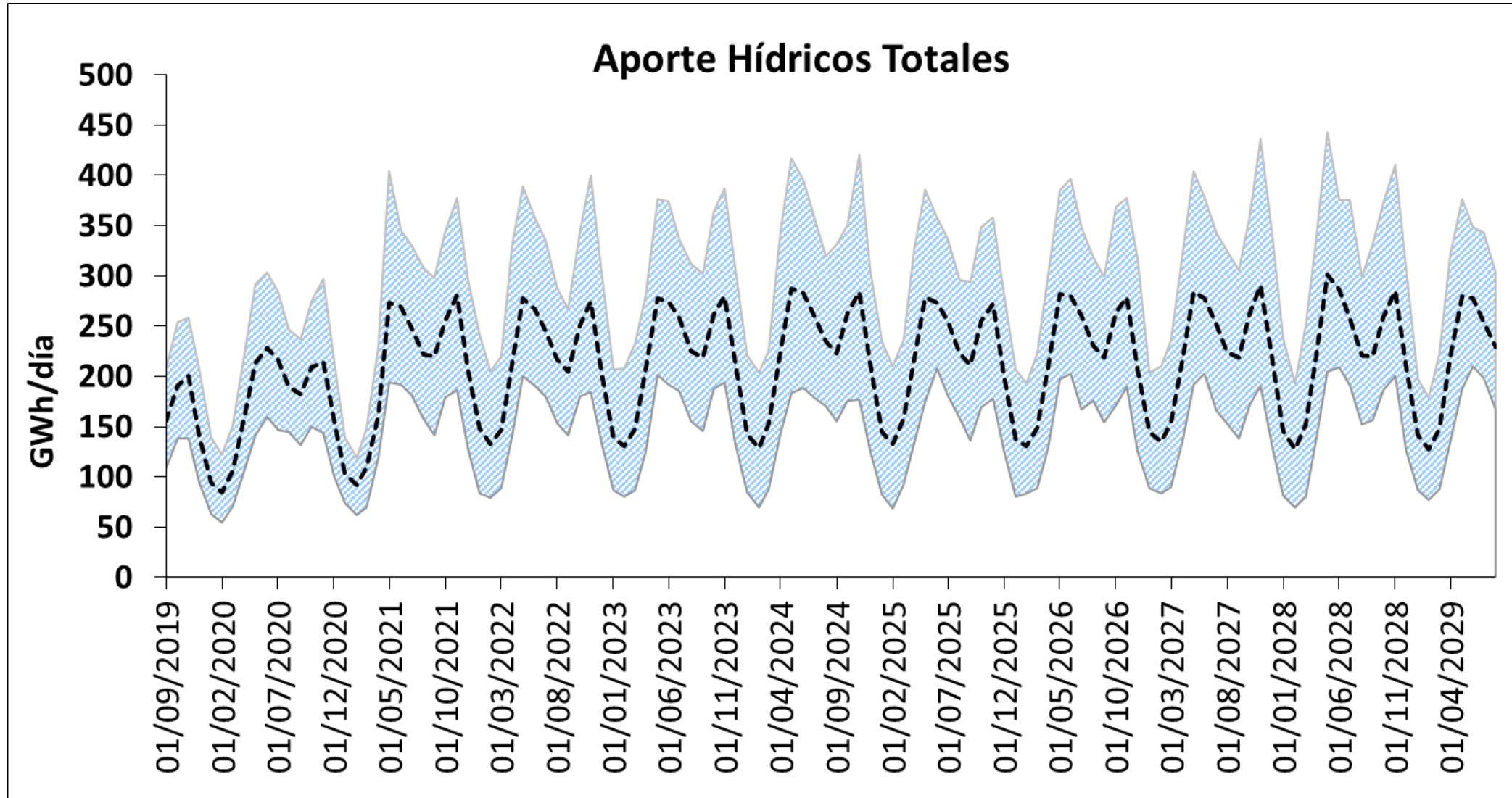
Análisis Energético LP



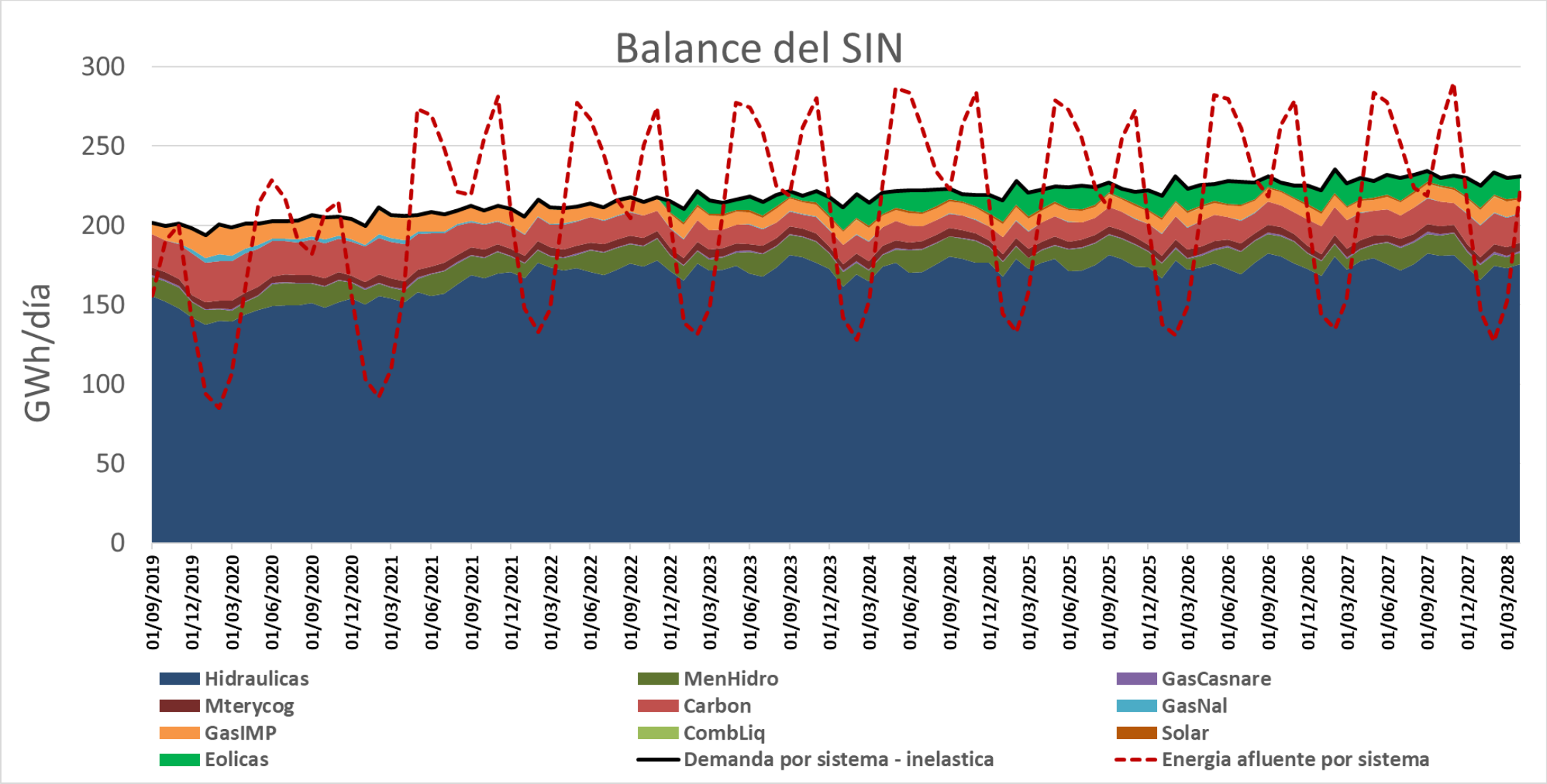
Supuestos considerados LP



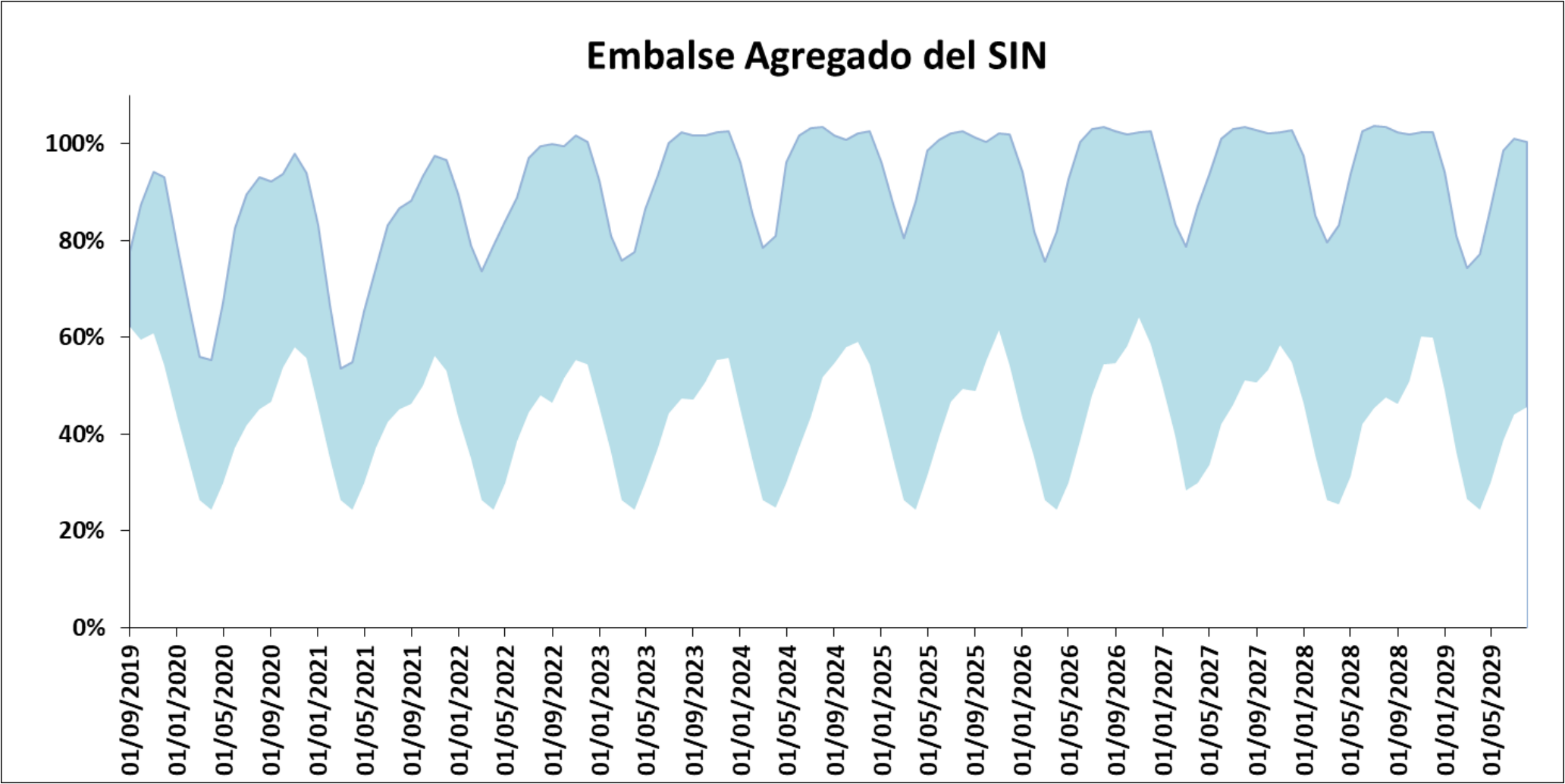
Aportes



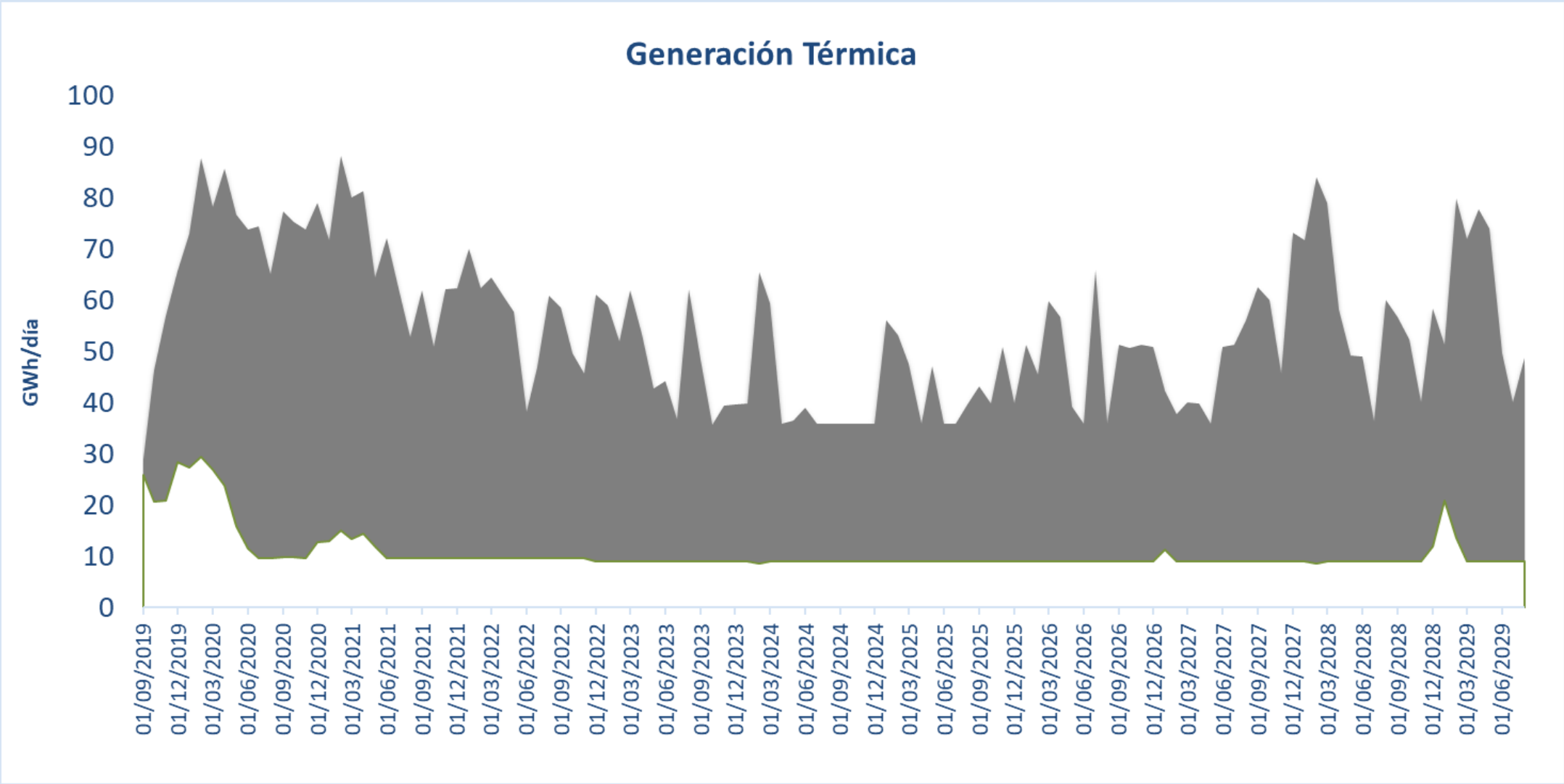
Balance promedio



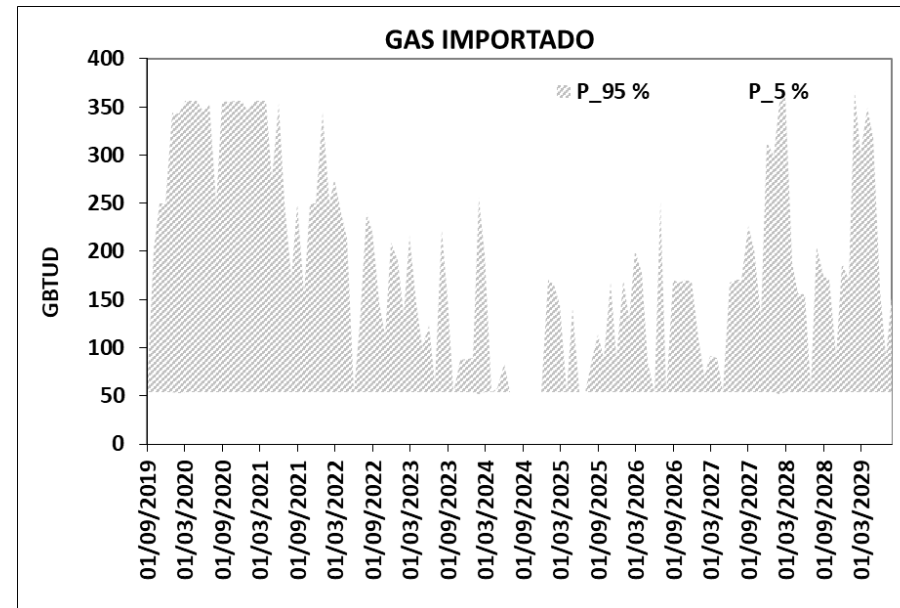
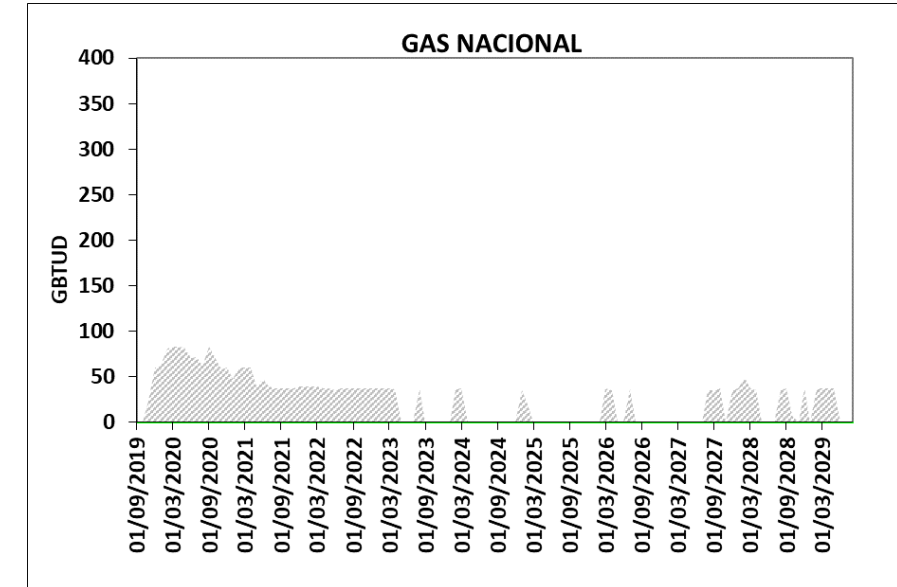
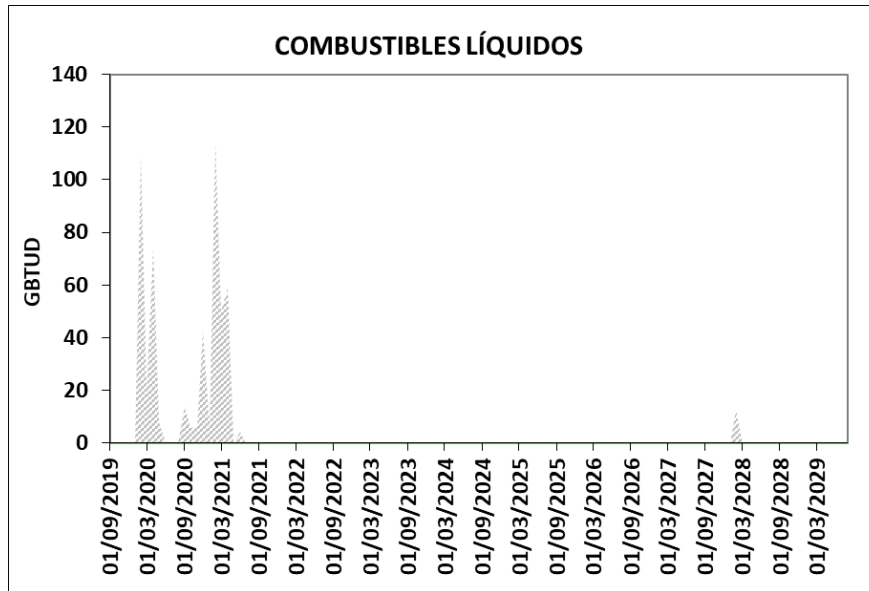
Embalse Agregado del SIN



Generación térmica



Consumo de combustibles



Conclusiones

De acuerdo con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes considerados, las fechas de entrada de proyectos vigentes, el escenario de demanda proyectada por UPME y demás supuestos considerados, no se observa incumplimiento en los indicadores de confiabilidad establecidos en la normatividad vigente.

De continuar con las condiciones de aportes deficitarias, y los niveles de producción térmica y demanda actuales durante los próximos dos meses, se observan altas exigencias al parque termoeléctrico que podrían superar los 80GWh/día durante el verano 19-20.

Durante el desarrollo, y antes de la puesta en operación de los nuevos proyectos de generación, cobra importancia para la confiabilidad del SIN una adecuada gestión de la disponibilidad de los recursos existentes de generación, de la logística de abastecimiento de combustibles que garantice la entrega de forma simultánea de las cantidades contratadas para la OEF, la disponibilidad de los enlaces para importaciones internacionales y la gestión de respuesta de la demanda.

El seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN y a las diferentes variables energéticas, toman especial relevancia para el correcto abastecimiento de la demanda en los próximos años.

Auditoría de parámetros CxC



Adjudicación

En el mes de septiembre se adjudico la auditoria a 4 firmas auditoras.
Una vez se firme cada uno de los contratos se informará a los agentes las firmas seleccionadas

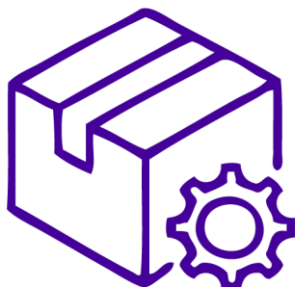


Solicitud de XM en reunión CNO del mes de julio

Dado que el auditor solicitará información, de acuerdo con lo establecido en la Res. 071 de 2006 y con el objeto de que los agentes cuenten con el tiempo suficiente para revisar los informes, XM como administrador del contrato, recomienda:

CNO

1. Contar con un listado con los protocolos actuales que el auditor debe considerar en la verificación de parámetros.
2. Contar con un listado de los Acuerdos expedidos donde se amplíe el plazo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva de las plantas térmicas, consumos térmicos específicos netos de plantas térmicas y factores de conversión de plantas hidráulicas, de las plantas que serán objeto de la auditoria. (OK plantas hidro, falta plantas térmicas)
3. Identificar las actas de las reuniones donde cada empresa presentó el procedimiento de cálculo para las series hidrológicas. (OK)

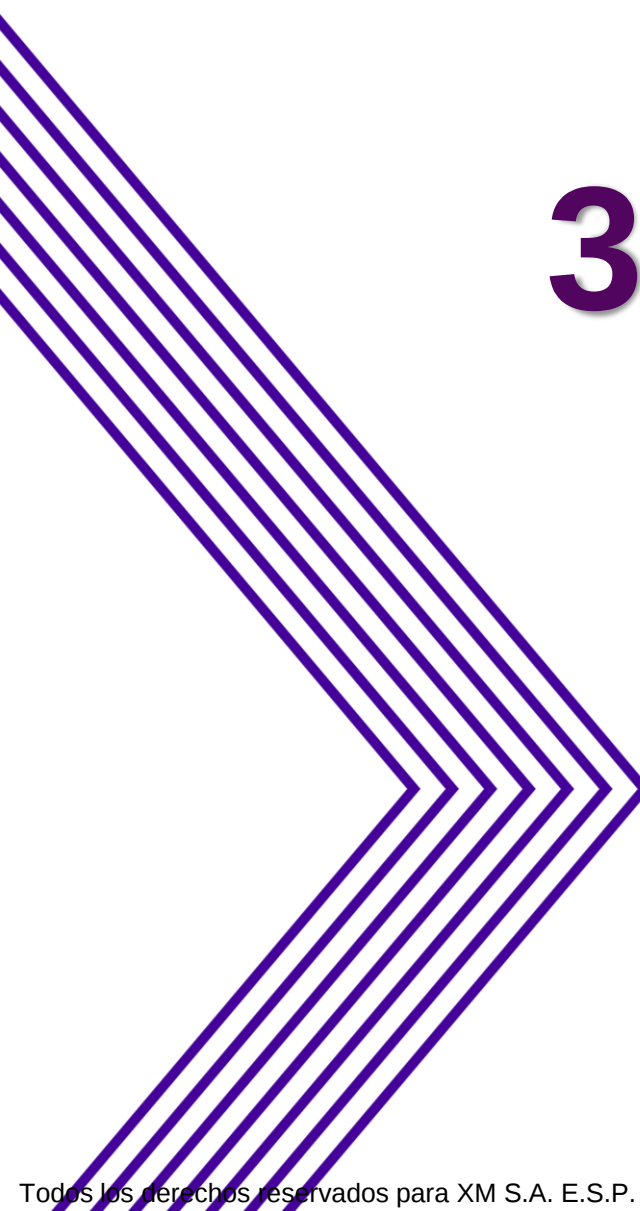


AGENTES

1. Recopilar la información mínima que solicitará el auditor y toda aquella que consideren necesaria para la verificación de cada uno de los parámetros objeto de auditoria.
2. Responder oportunamente la solicitud de información.
3. Enviar a XM un listado, a más tardar el 15 de julio a info@xm.com.co, con los contactos de cada empresa a quien se les debe dirigir la información relacionada con la auditoria. Esta información será compartida por XM con el auditor. (Falta URR-GENSA-TERMONORTE-LA CASCADA y SOCHAGOTA)

Qué sigue?

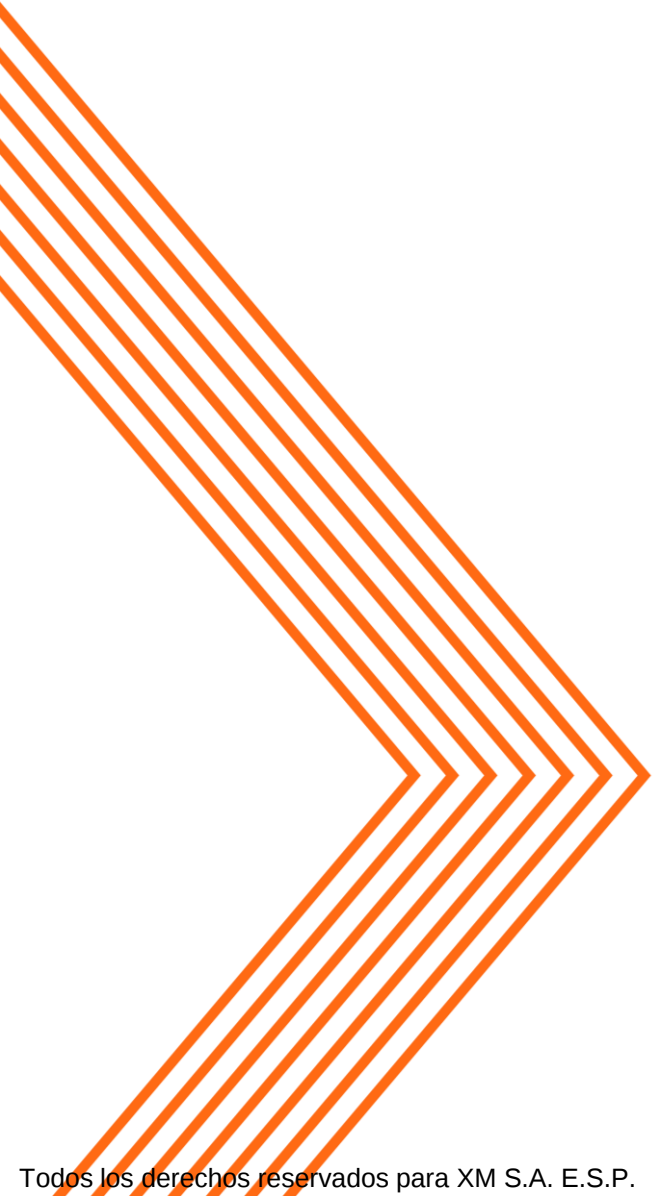
- Firma contrato
- Orden de inicio (15 de octubre)
- Presentar ante CREG y CNO a los auditores e indicar metodología a emplear por parte del Auditor. Se requiere espacio del CNO para luego del 28 de octubre. Aproximadamente 2 horas, 30 min por firma.
- Entrega de información al auditor por parte de la CREG, CNO, agentes y XM



3. Situación Operativa

- **Reconfiguración subárea Atlántico**
- **Mantenimiento Etapa 2 de chivor**
- **Seguimiento situación Caribe**

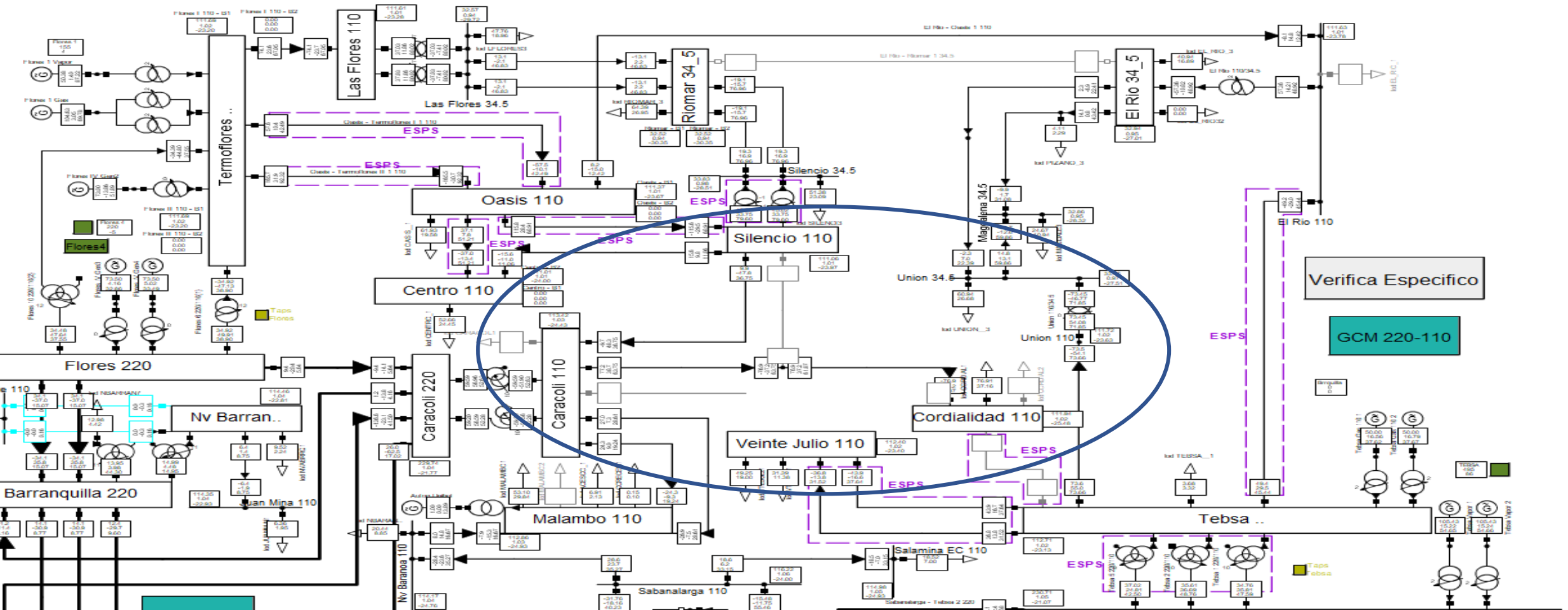




Reconfiguración Subárea Atlántico



Reconfiguración Subárea Atlántico



Impactos Reconfiguración Eléctrica Actual

Programación inicial: Agosto 26 a Octubre 6

Se solicita extenderla hasta Noviembre 5

Día Ordinario (lunes a sábado)

- Carga de la subestación Cordialidad 110 kV (entre 60 y 82 MW) alimentada radialmente.
- Generación Flores 1 y Flores IV periodos 9 al 24.
- Generación mínima de 100 MW en Tebsa por 110 kV del periodo 1 al 24.
- Reprogramación de mantenimientos solicitados por otros agentes de la subárea

Fin de semana (sábado y domingo)

- Carga de la subestación Cordialidad 110 kV (entre 50 y 60 MW) alimentada radialmente.
- Una unidad entre Flores 1 y Flores 4 del periodo 1 al 24.
- Generación mínima de 100 MW en Tebsa por 110 kV del periodo 1 al 24.
- Reprogramación de mantenimientos solicitados por otros agentes de la subárea

Si se presenta la indisponibilidad de una de las unidades de generación (Flores 1, Flores IV, Tebsa 21 o Tebsa 22), el cubrimiento de algunas de las contingencias N-1 se realizaría con los ESPs implementados en la subárea.



Mantenimiento de la etapa 2 de Chivor



Supuestos y consideraciones

- Indisponibilidad de la etapa 1 de Chivor (unidades 5, 6, 7 y 8) del 21 de diciembre de 2019 al 19 de mayo de 2020
- Indices de indisponibilidad con fecha de corte a junio de 2019
- Demanda máxima (demanda en Oriental de 2761 MW). Base de datos IPOEMP III 2019
- En el área Oriental se consideran las plantas de generación: Chivor, Guavio, Pagua, Miel y Zipa
- En el área Suroccidental y Nordeste se consideran las plantas de generación : Quimbo, Betania y Paipa

Probabilidad de cubrir la importación del área Oriental

Considerando:

Indisponible la etapa 2 de Chivor +
etapa 1 disponible 125 MW por unidad
+ Indisponible unidad 1 Guavio

**Probabilidad de controlar el limite
considerando el IHF: 100%**

Considerando:

Indisponible la etapa 2 de Chivor +
etapa 1 disponible 80 MW por unidad +
Indisponible unidad 1 Guavio

**Probabilidad de controlar el limite
considerando el IHD: 99.6%**

De ser necesario, aunque con un
menor peso, las unidades de Quimbo,
Betania y Paipa ayudan a controlar el
limite de importación de Oriental.

No se observan riesgos en el control de
la importación del área Oriental
durante el mantenimiento de la etapa 2
de Chivor.

No se deben realizar mantenimientos
simultáneos de mas de dos unidades
equivalentes de generación en el área
Oriental.



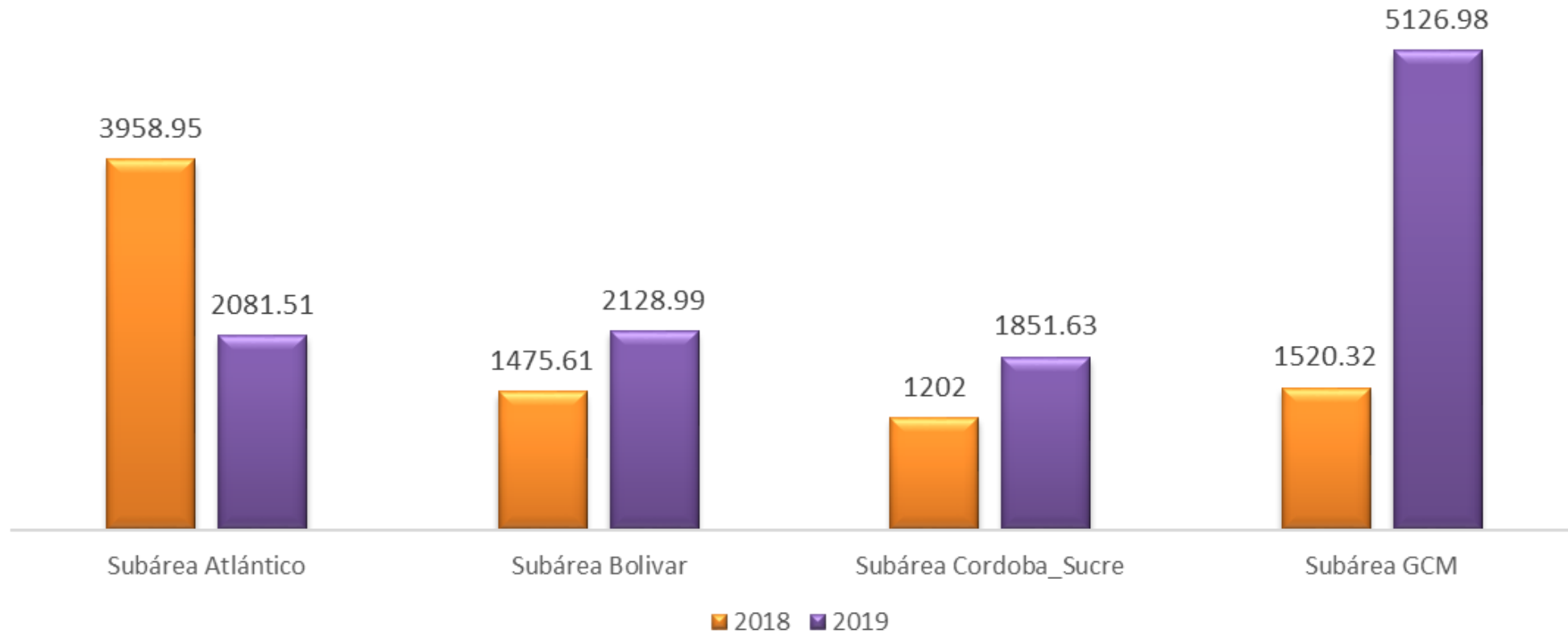
Seguimiento Operación caribe





DNA No Programada 2018 - 2019 (MWh)

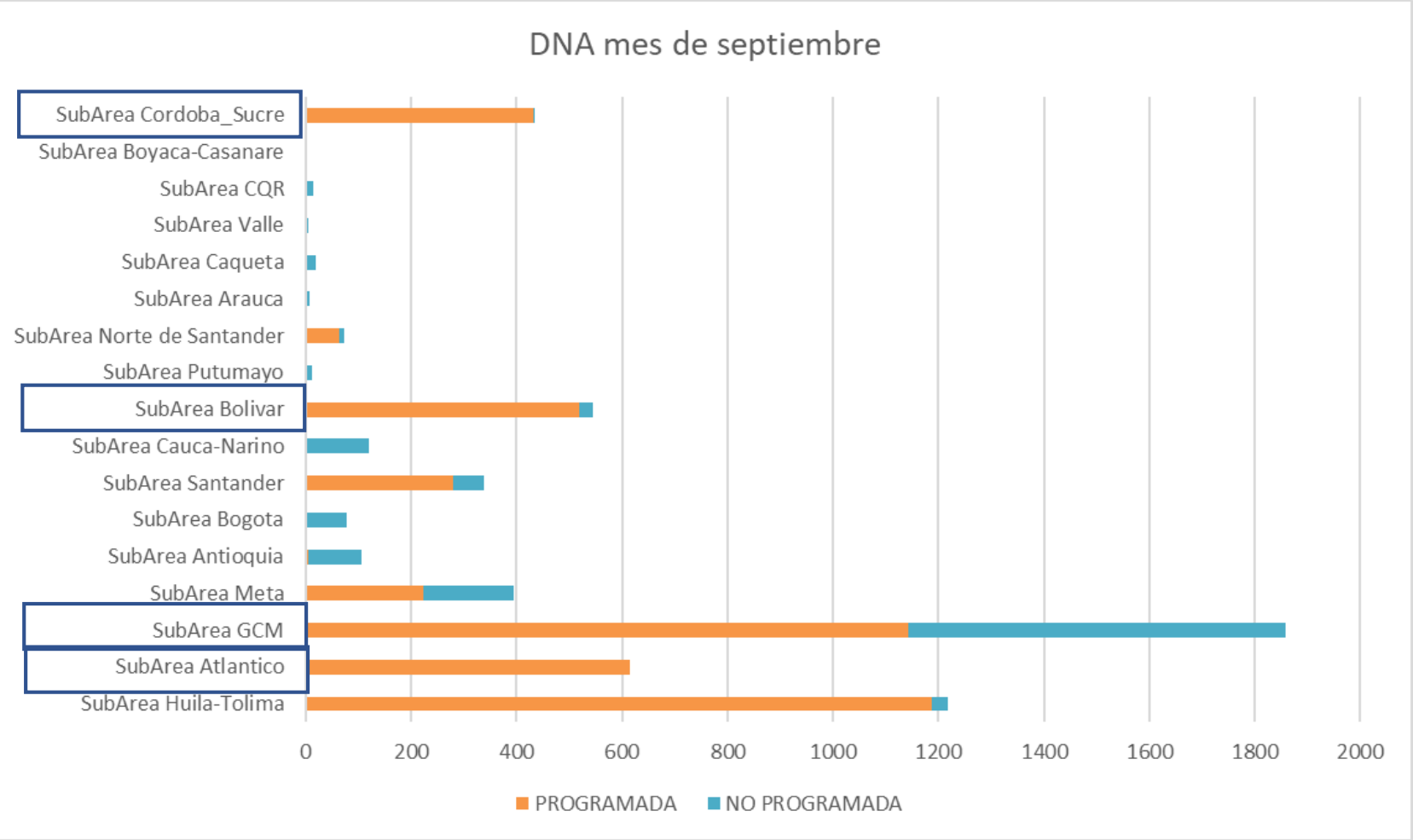
DNA No Programada por subárea (MWh)



Enero - Septiembre



DNA septiembre (MWh)

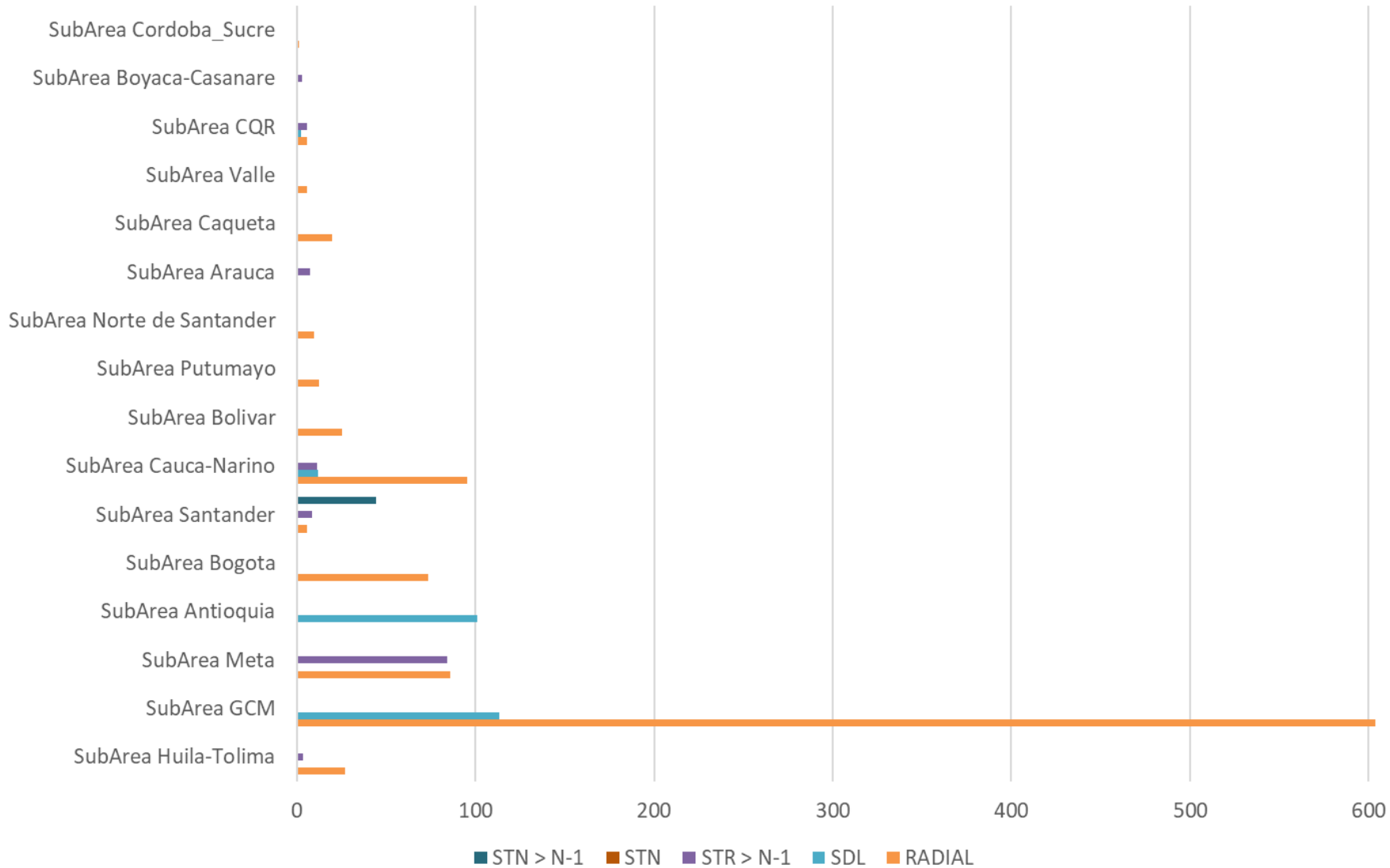


	PROGRAMADA	NO PROGRAMADA
SubArea Huila-Tolima	1187	31
SubArea Atlantico	614	0
SubArea GCM	1142	717
SubArea Meta	224	170
SubArea Antioquia	5	101
SubArea Bogota	4	73
SubArea Santander	280	59
SubArea Cauca-Narino	0	119
SubArea Bolivar	519	25
SubArea Putumayo	0	13
SubArea Norte de Santander	64	9
SubArea Arauca	0	7
SubArea Caqueta	0	20
SubArea Valle	0	6
SubArea CQR	0	13
SubArea Boyaca-Casanare	0	3
SubArea Cordoba_Sucre	431	1



DNA septiembre (MWh)

Causas DNA No Programada de septiembre



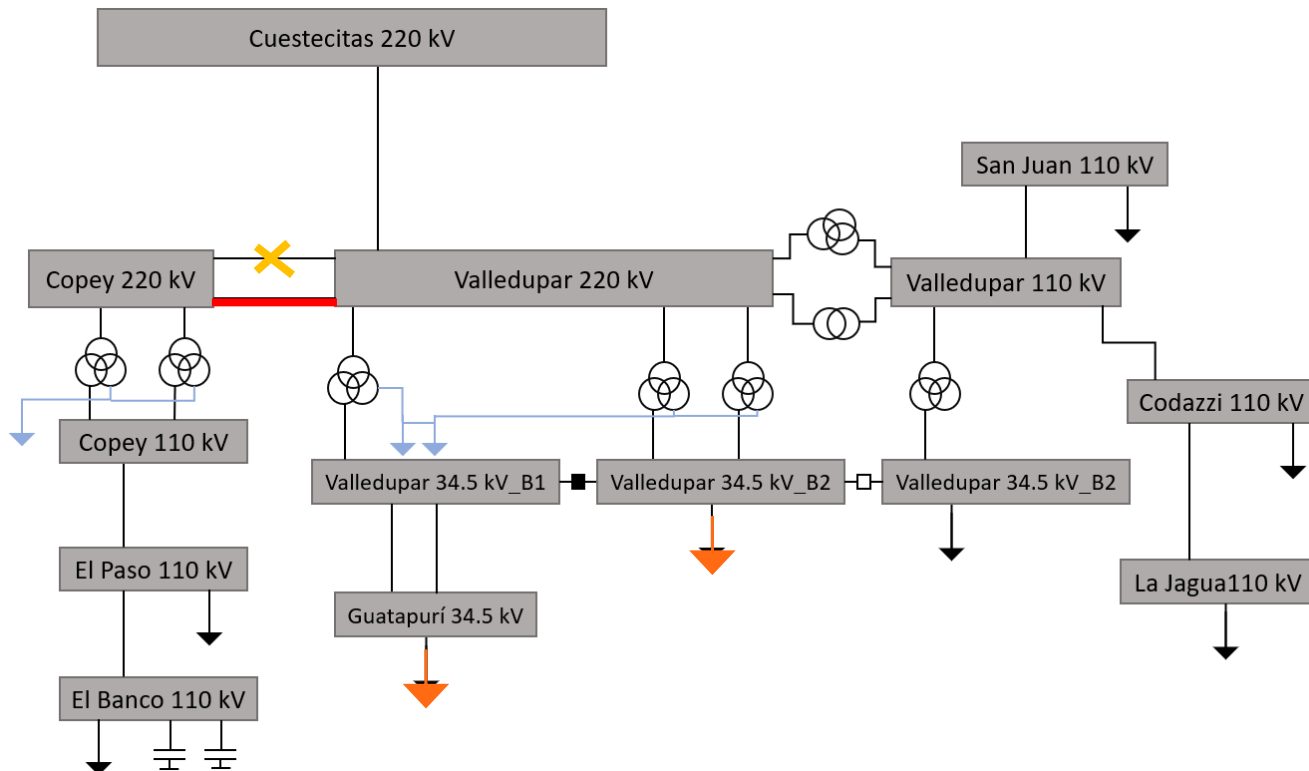
El 88% de la DNA No Programada del SIN se debió a fallas en activos radiales del STR y activos del SDL, el 9% a disparo simultaneo de más de un activo del STR y el 3% a disparo simultaneo de más de un activo del STN

Para el área Caribe el 100% de la DNA No Programada se debió a fallas en activos radiales del STR y activos del SDL.

Acciones adelantadas por XM en septiembre

- Análisis con Electricaribe de tensiones mínimas admisibles en subestaciones radiales.
- Envío propuesta de ajuste regulatorio de criterios de calidad en subestaciones radiales a la CREG
- Reunión con agentes de la subárea GCM para revisión de condición operativa e identificación de acciones.
- Acompañamiento y seguimiento proyectos de mitigación GCM:
 - Conexión temporal transformador en la Loma 110/34.5 kV y traslado de carga (10 de diciembre))
 - Transformador 110/34.5 kV Copey. (30 de noviembre)
 - Conexión Chinu – Boston 110 kV empachado. (20 de octubre)
- Revisión y gestión con Electricaribe y Transelca para implementación de ESPS en GCM que permitan mitigar el impacto del agotamiento de la red ante contingencias N-1.
- Revisión viabilidad esquema de desconexión de carga ante N-1 con disponibilidad de circuito Intercosta.

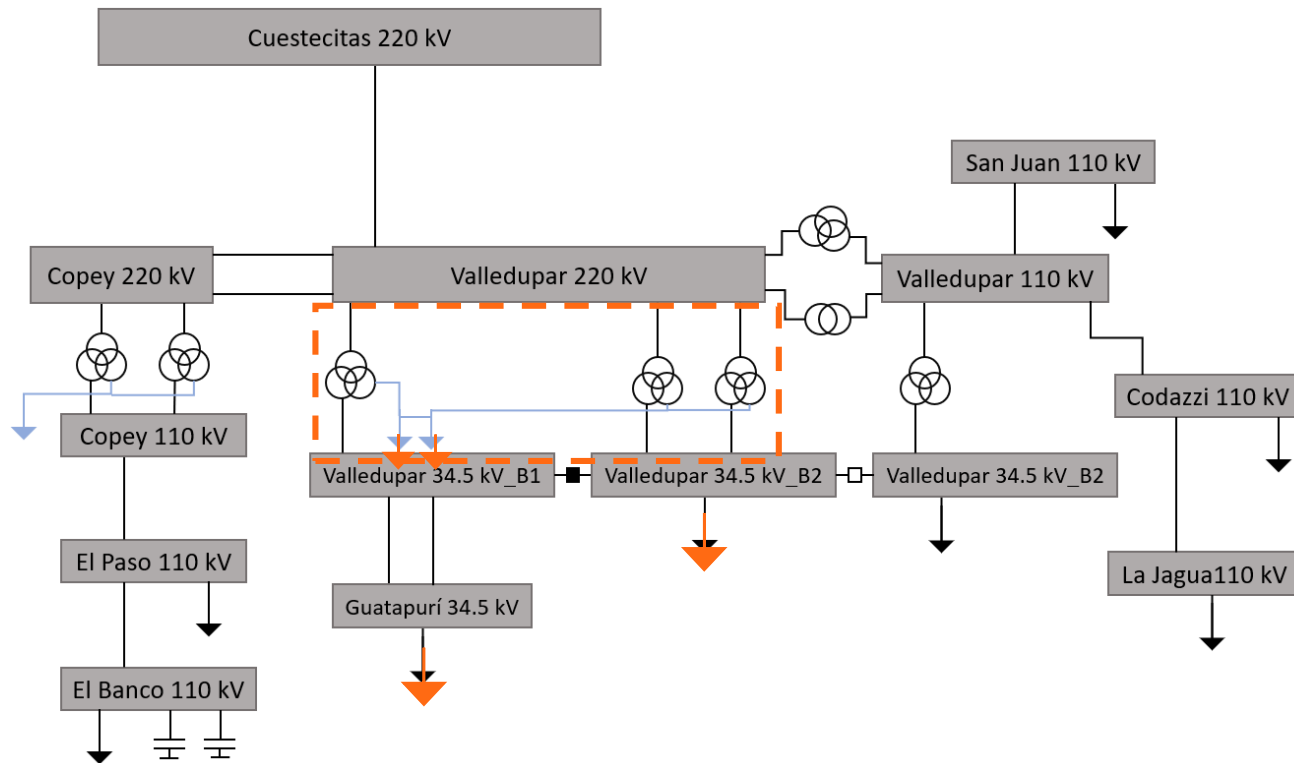
Esquema deslaste por sobrecarga en el circuito Copey – Valledupar 1 220 kV



Ante indisponibilidades de re o generación en la subárea GCM, ante la contingencia del circuito Copey – Valledupar 2 220 kV se hace difícil controlar la sobrecarga del circuito Copey – Valledupar 1 220 kV. Se recomienda ESPS que deslaste carga en Valledupar 34.5 kV y/o Guatapurí 34.5 kV de aproximadamente 30 MW en tres etapas (10 MW por etapa).

Acuerdo CNO 1019
Tipo 2. Etapa 1

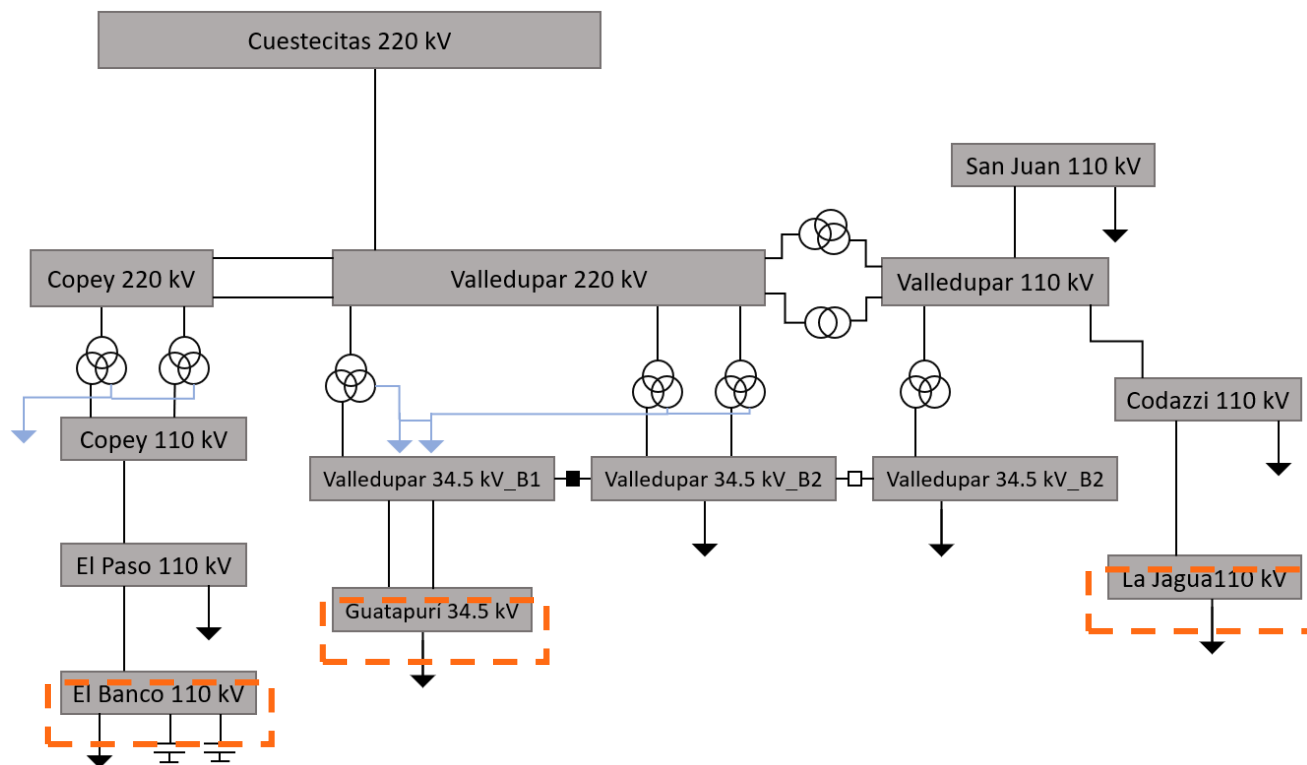
Esquema deslaste por sobrecarga ante contingencia de uno de los transformadores Valledupar 220/34.5/13.8 kV



Ante la contingencia de uno de los transformadores de Valledupar 220/34.5/13.8 kV se presentan sobrecargas no admisibles en los transformadores que quedan en servicio. Por lo tanto se recomienda implementar un esquema de deslaste de carga en los circuitos de Valledupar 13.8 kV, Valledupar 34.5 kV y/o Guatapurí 34.5 kV de aproximadamente 33 MW.

Acuerdo CNO 1019
Tipo 4. Etapa 1

Esquema deslastre por baja tensión en El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV y Guatapurí 34.5 kV



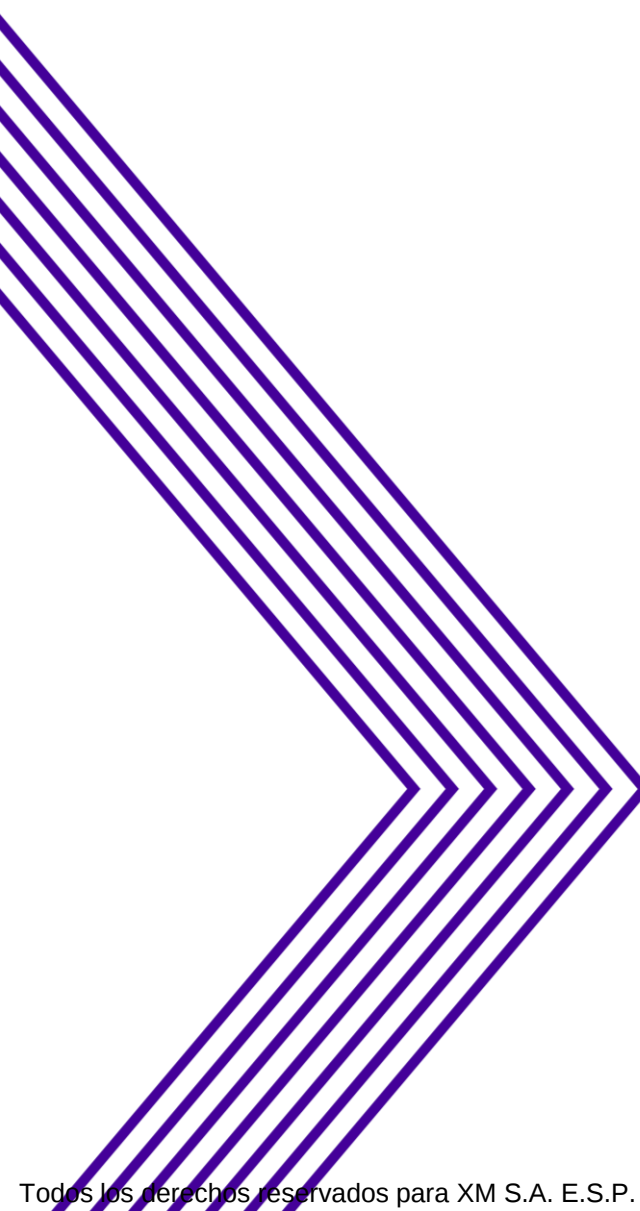
Debido a la radialidad que se presenta en la red de la subárea GCM se recomienda un esquema de deslastre de carga ante tensiones en El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV y Guatapurí 110 kV inferiores a 0.85 p.u.

El análisis del esquema se encuentra en análisis por parte de Electricaribe – XM para definir la cantidad de carga a deslastrar, número de etapas y tiempos.

Acuerdo CNO 1019
Tipo 4. Etapa 1

Acciones adelantadas por XM en septiembre

- Coordinación con los agentes del área para maximizar la disponibilidad de las redes del STN, STR.
- Seguimiento y gestión con Electricaribe de los pronósticos de demanda y factores de potencia de la carga.
- Seguimiento a Electricaribe trabajos Caracolí y Cordialidad.
- Gestión con agentes interesados en instalación de generación en la subárea GCM.
- Revisión y análisis información de eventos SDL.
- Propuesta de ajuste indicadores de cumplimiento consignaciones, se creó grupo de trabajo en el comité de transmisión para revisión de los indicadores del Acuerdo 963
- Elaboración propuesta de protocolo de comunicación presentado al comité de comunicadores del CNO.



4. Varios

- Indicadores de operación



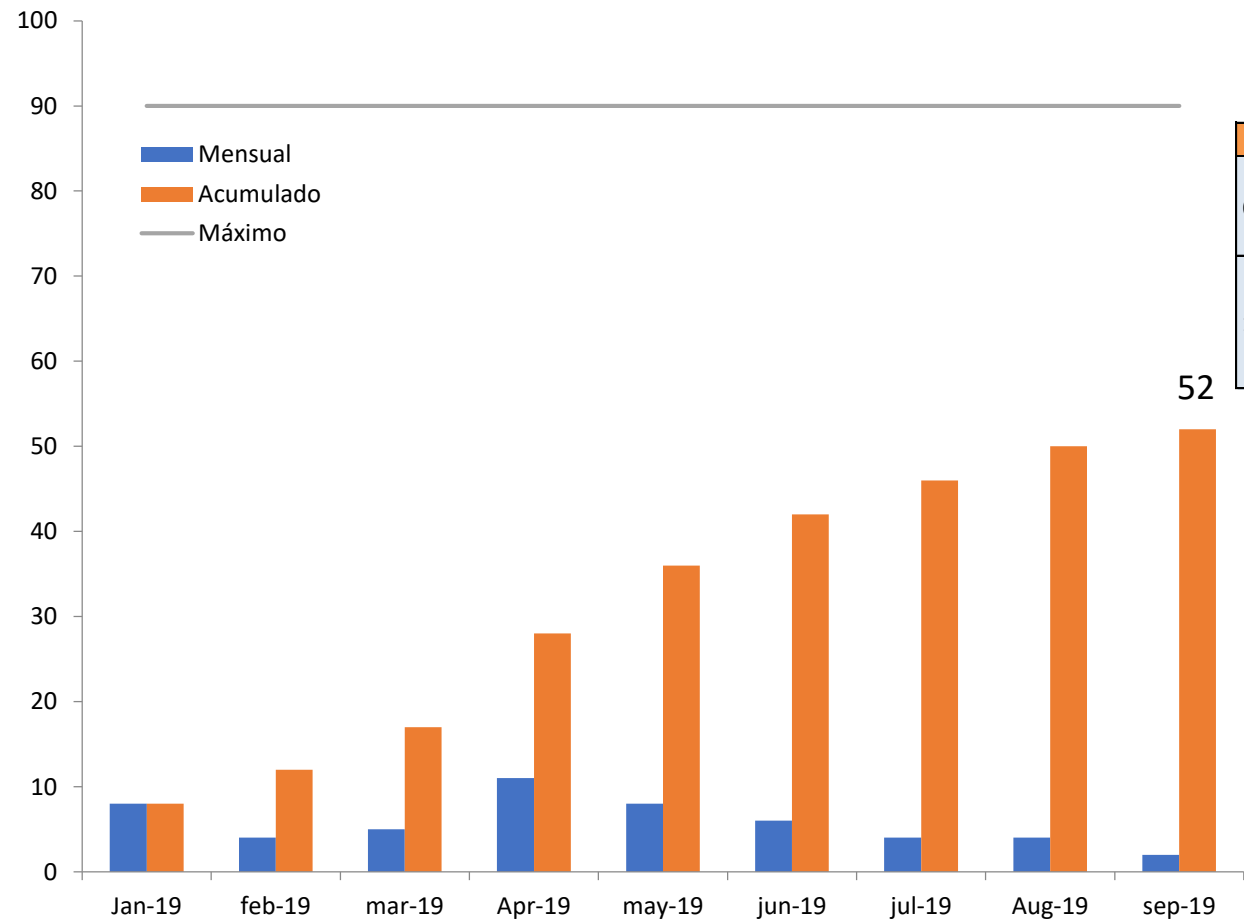


Indicadores de operación



Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO

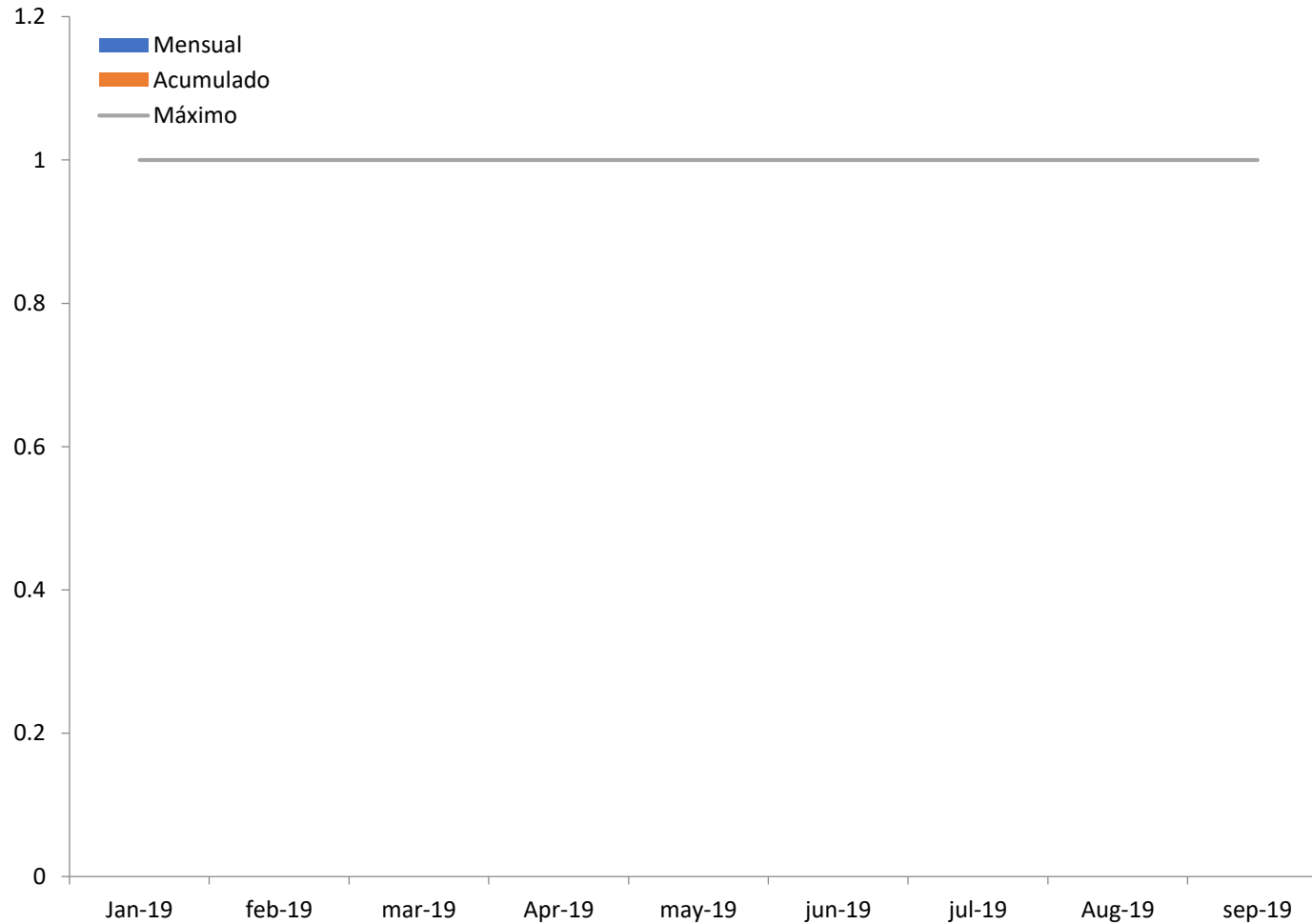


Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
6/09/2019 12:55	18	59,67	Transitorio	Disparo de la central Sopladora en Ecuador. El recurso se encontraba con 350 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.67 Hz. El agente no reporta causa.	FALSO
17/09/2019 7:27	1	59,79	Transitorio	Disparo del recurso QUIMBO 1. El recurso se encontraba generando con 190 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente reporta problemas en sistema de control de la unidad.	FALSO

Durante el mes de septiembre de 2019 se presentaron 2 eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas

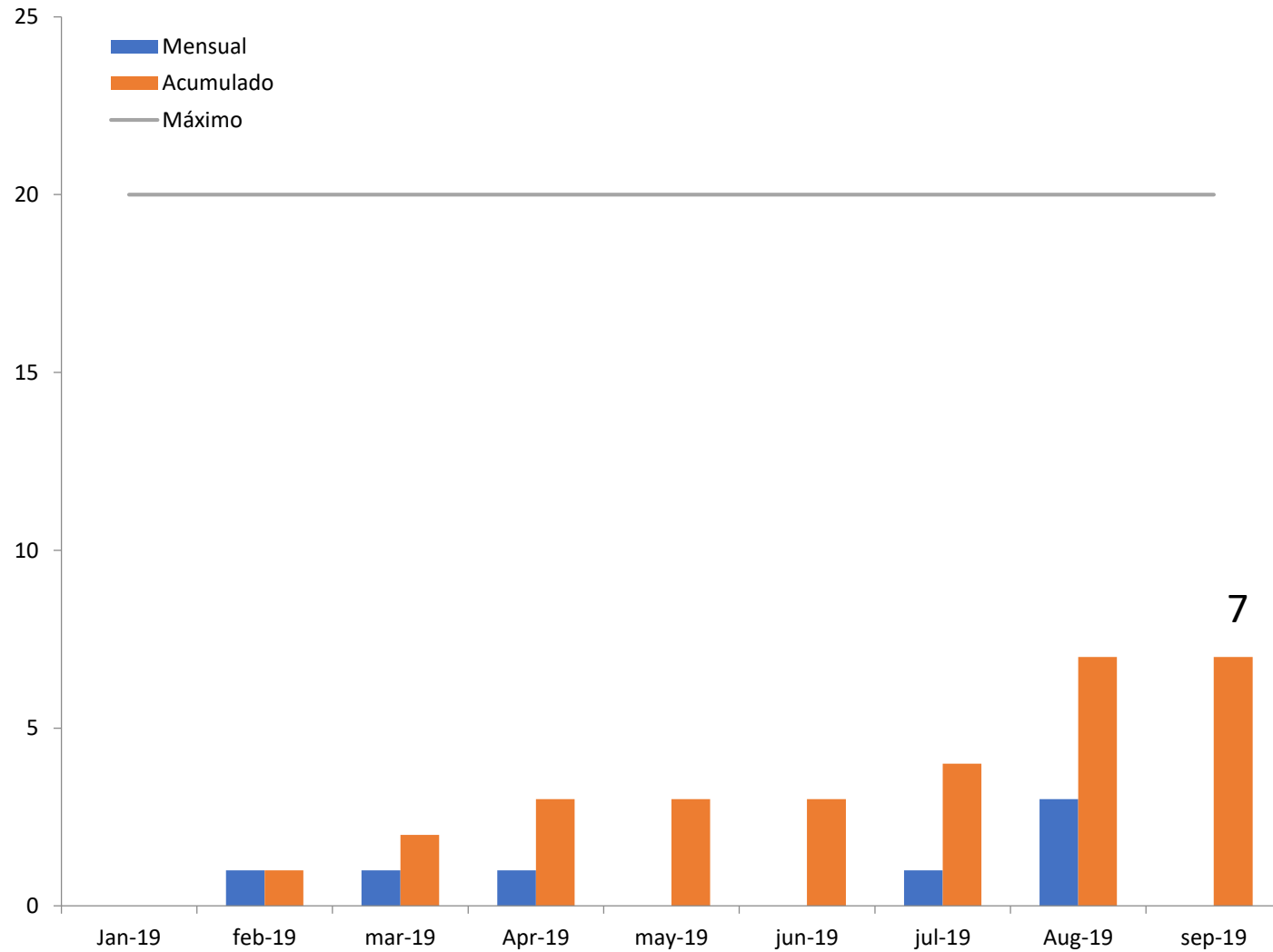
FRECUENCIA LENTO



Durante el mes de septiembre de 2019 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.

Eventos de tensión fuera de rango

TENSIÓN

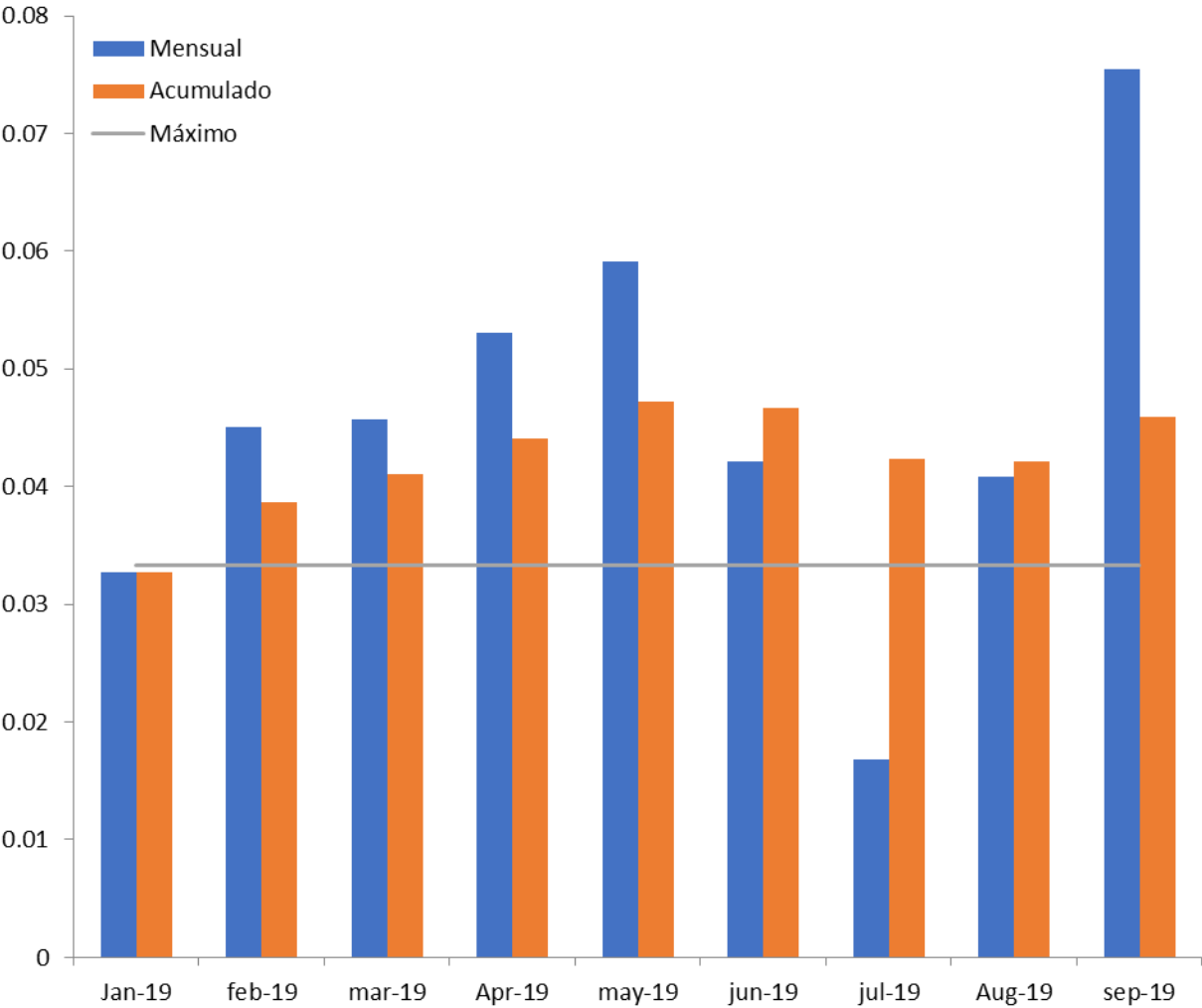


Durante el mes de septiembre de 2019 no se presentaron eventos de tensión en el sistema.

Porcentaje de DNA Programada

Por causas programadas se dejaron de atender 4.468 GWh en el mes de septiembre de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

DNA PROGRAMADA



Fecha	MWh	Descripción
29/09/2019 02:38	753.67	Consignaciones de los activos BARRA ALTAMIRA 230 kV, BT CENTRO (FLORENCIA) T1 30 MVA 115 kV y JUNIN (MOCOYA) - PUERTO CAICEDO 1 115 kV. Disparo del activo BL1 EL HOBO - BETANIA 115 kV dejando sin tensión la S/Es radiales EL HOBO 115 kV, ALTAMIRA 115 kV, PITALITO 115 kV, JUNIN 115 kV, PUERTO CAICEDO, EL YARUMO 115 kV, FLORENCIA 115 kV y DONCELLO 115 kV.
01/09/2019 05:00	614.11	Consignaciones de los activos TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV y BT UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 34.5 kV.
08/09/2019 05:00	433.2	Consignaciones de los activos ALTAMIRA - MOCOYA (JUNIN) 1 230 KV, BARRA ALTAMIRA 230 KV y BARRA ALTAMIRA 115 KV, dejando sin tensión las S/Es PITALITO 115 kV, MOCOYA 115 KV, PUERTO CAICEDO 115 KV, EL YARUMO 115 kV, FLORENCIA 115 KV y DONCELLO 115 kV.
29/09/2019 06:37	336.66	Consignaciones de los activos MANZANARES (MAGDALENA) - SANTA MARTA 1 110 kV, BT MANZANARES (MAGDALENA) 2 30 MVA 110 kV, BT MANZANARES (MAGDALENA) 1 30 MVA 110 kV, BARRA MANZANARES CORELCA 110 kV y BL1 SANTA MARTA A MANZANARES(MAGDALENA) 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial MANZANARES 110 kV.
29/09/2019 05:32	327.8	Consignaciones de los activos BL1 VALLEDUPAR A CUESTECITAS 220 kV, BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 34.5 kV, BL2 VALLEDUPAR A GUATAPURI 34.5 kV y BL1 VALLEDUPAR A GUATAPURI 34.5 kV
29/09/2019 06:53	300.72	Consignaciones de los activos BL1 CHINU PLANTA A CHINU 110 kV, BT CHINU PLANTA 1 60 MVA 34.5 kV, BL1 CHINU A CHINU PLANTA 110 kV y CHINU - CHINU PLANTA 1 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial CHINU PLANTA 110 KV.
08/09/2019 05:00	232.33	Consignaciones de los activos BT SAN GIL 1 40 MVA 115 KV, BT SAN GIL 3 20 MVA 115 KV y PIEDECUESTA - SAN GIL 1 115 KV, dejando sin tensión la S/E radial SAN GIL 115 KV.
29/09/2019 08:06	194.67	Consignación del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 kV.

Porcentaje de DNA No Programada

Por causas no programadas se dejaron de atender 1.368 GWh en el mes de septiembre de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

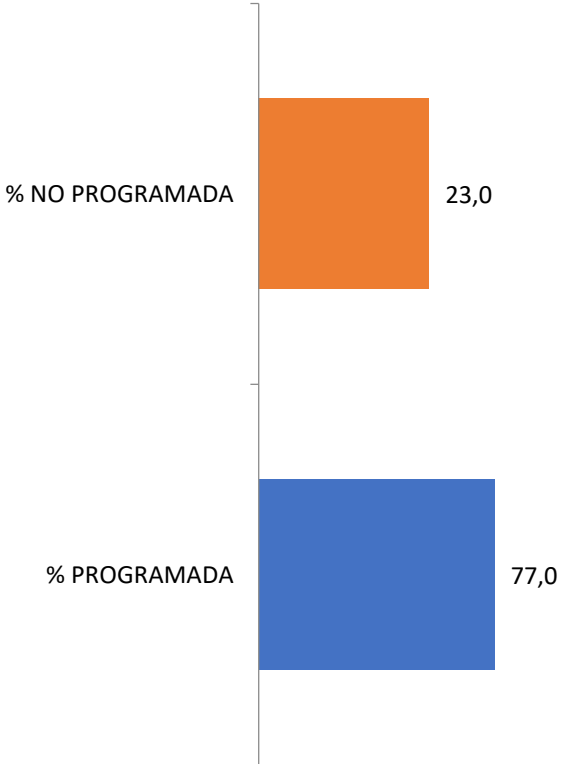
DNA NO PROGRAMADA



Fecha	MWh	Descripción
01/09/2019 06:15	364	Consignaciones de emergencia C0173570 y C0173571 de los activos BL1 RIOHACHA A CUESTECITAS 110 kV y CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial RIOHACHA 110 kV.
02/09/2019 12:40	105.73	Disparo del activo CODAZZI (CESAR) - LA JAGUA 1 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial LA JAGUA 110 kV. El agente reporta falla en el STR.
11/09/2019 02:58	84	Disparo de los activos BARZAL - OCOA 1 115 kV, LA REFORMA - OCOA 1 115 kV y LA REFORMA - OCOA 2 115 kV, dejando sin tensión las S/Es OCOA 115 KV, GRANADA 115 KV, SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 KV, SURIA 115 kV, PUERTO LOPEZ 115 kV, CAMPOBONITO 115 kV y PUERTO GAITAN 115 kV. El agente reporta falla en el STR.
01/09/2019 00:07	78.6	Disparo del activo MALENA 1 50 MVA 220/44 kV. El agente reporta falla en el STR, con causa en revisión.
24/09/2019 18:23	77.1	Disparo del activo GRANADA - OCOA 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales GRANADA 115 kV y SAN JOSÉ DEL GUAVIARE 115 kV. El agente reporta puentes rotos en el circuito.
24/09/2019 12:05	66.9	Disparo del activo BL1 ZIPAQUIRA A TPELDAR 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales UBATE 115 kV y SIMIJACA 115 kV . El agente reporta falla en el STR.
09/09/2019 14:53	51.3	Demanda no atendida en la S/E VALLEDUPAR 34.5 kV. El agente reporta falla en el SDL, por descargas atmosféricas en la zona.
22/09/2019 06:43	45.81	Consignación de emergencia C0174095 del activo BT SANTA MARTA 9 100 MVA 110 KV, tras materializarse riesgo de disparo declarado sobre la bahía del transformador SANTA MARTA 110/13.8 KV.
26/09/2019 00:43	44.57	Disparo de los activos BARRANCA - BARRANCA PROVISIONAL 230 KV y BL BARRANCA PROVISIONAL - COMUNEROS 230 KV. El agente reporta falla en el STN, por descargas atmosféricas en la zona.

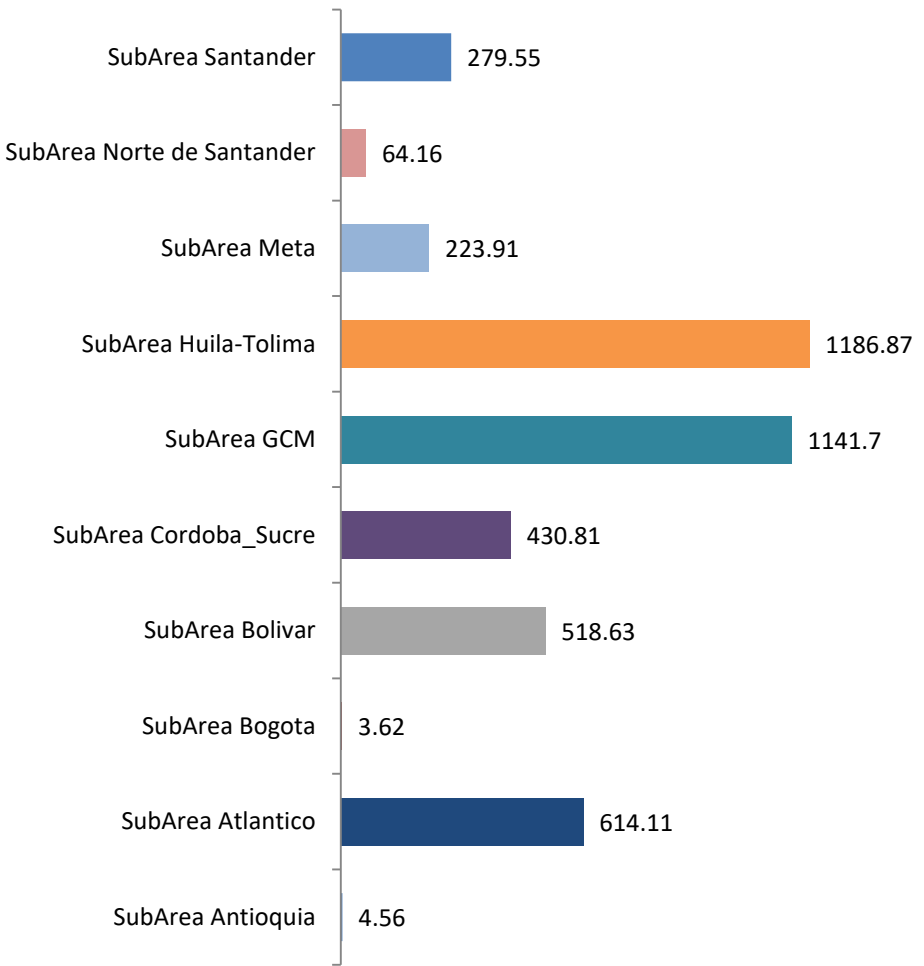
Demanda No Atendida

% DNA

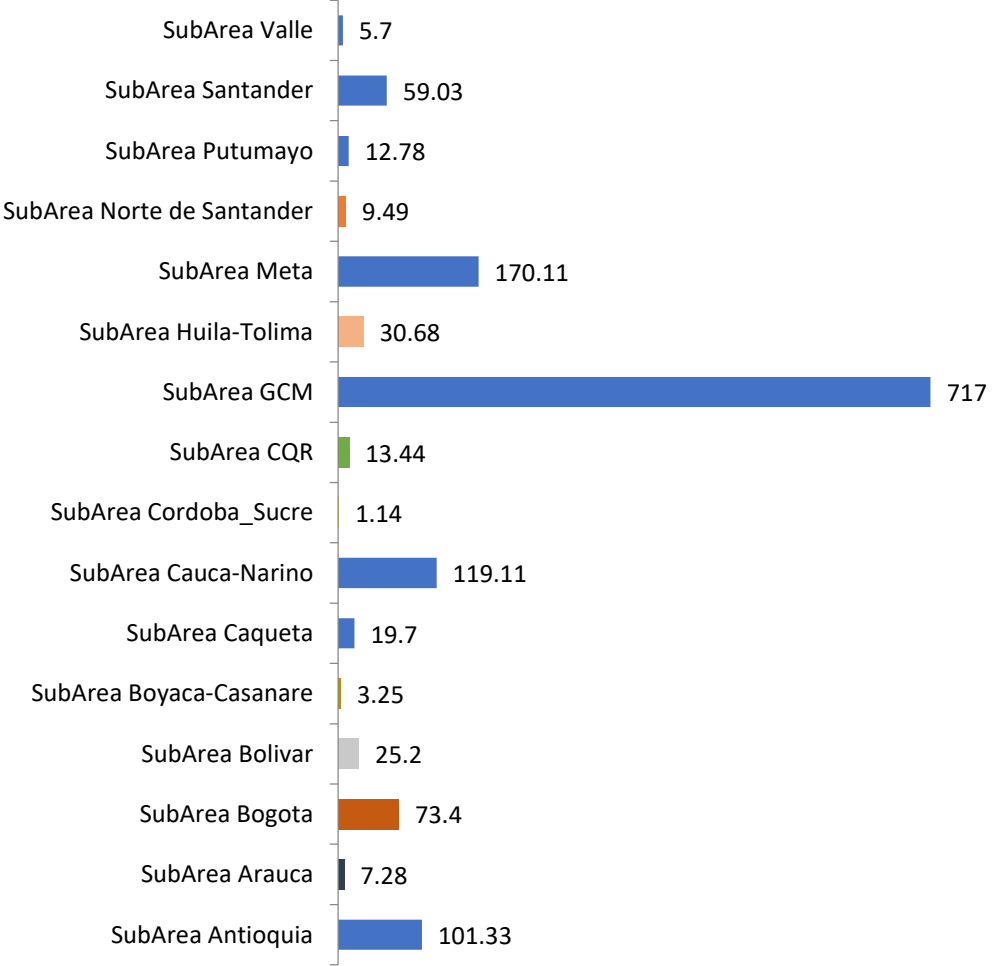


El total de demanda no atendida en septiembre de 2019 fue 4.080 GWh.

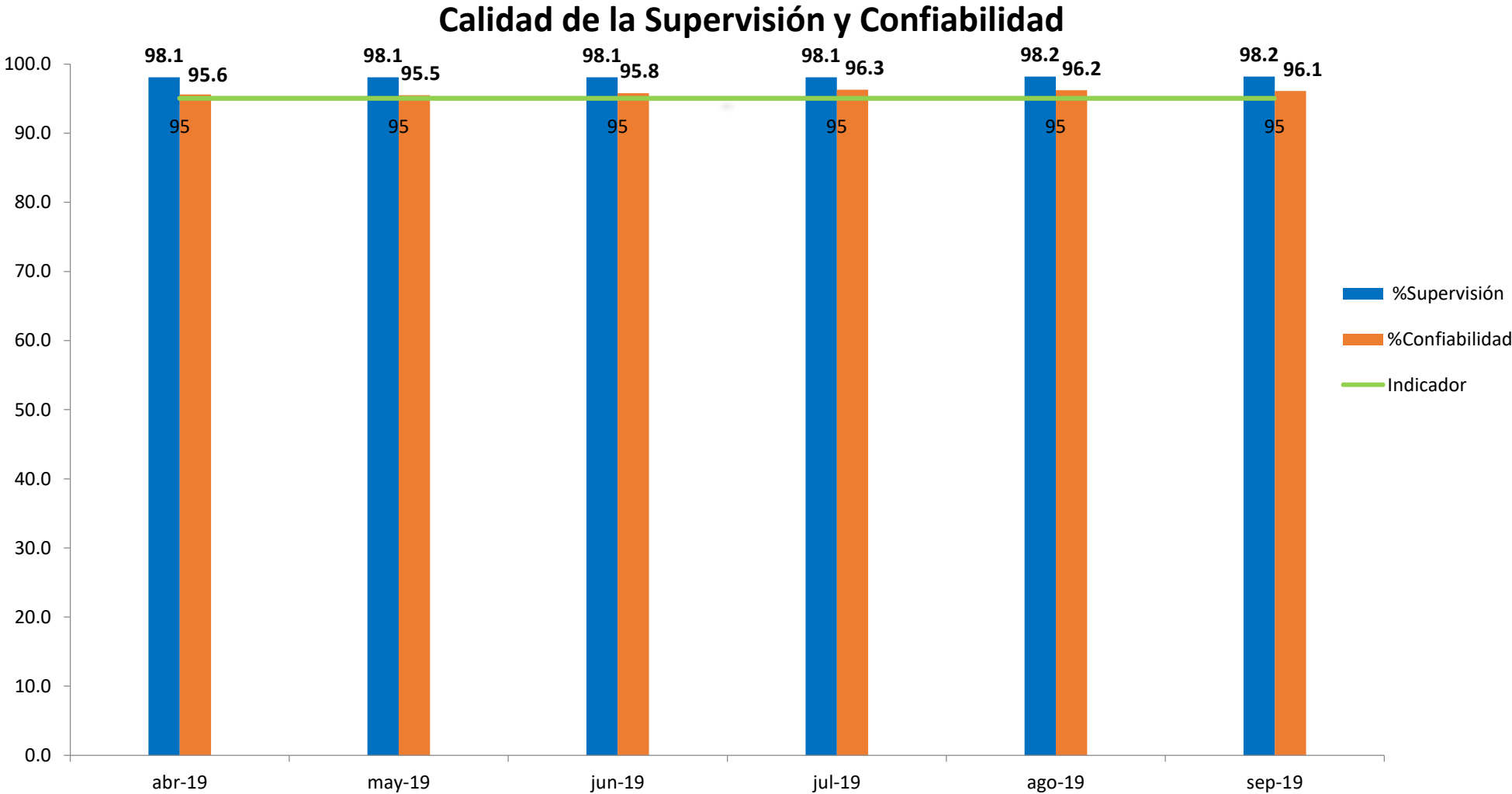
DEMANDA PROGRAMADA



DEMANDA NO PROGRAMADA



Indicador de Calidad de la Supervisión



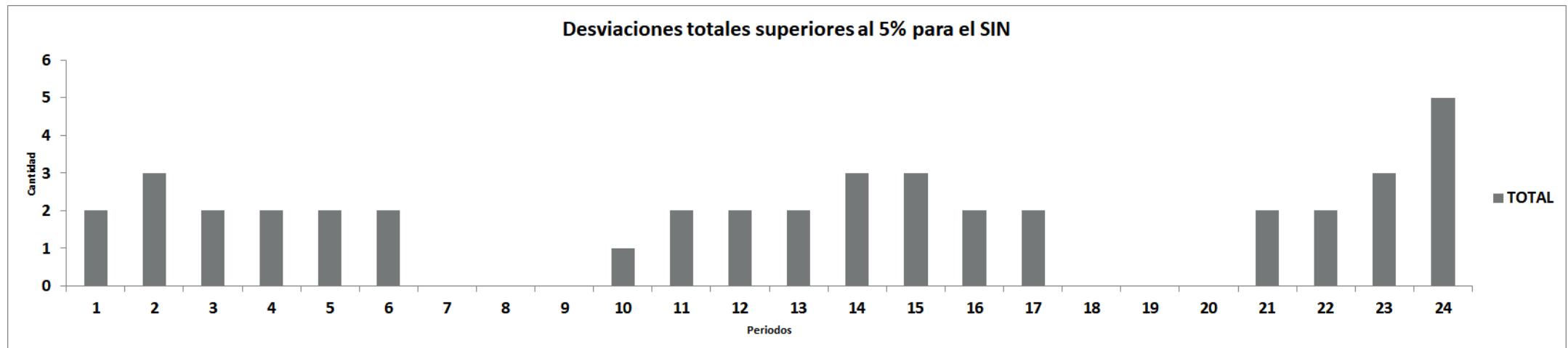
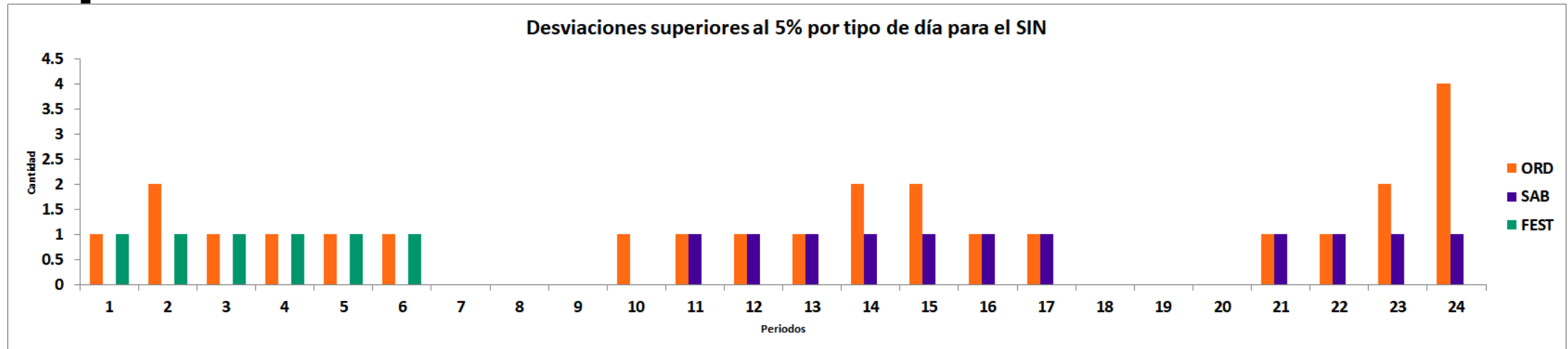
Indicador de Calidad de la Supervisión

Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión:

AGENTE	%Sup.	%Conf.
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	95.2	92.8
CODENSA S.A. E.S.P.	97.3	91.9
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	100.0	91.5
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	95.0	85.0
EMGESA S.A. E.S.P.	100.0	92.9
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.8	88.3
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	97.6	90.2
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	30.8	30.8
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	85.7	85.7
TERMOCANDELARIA S.C.A. - E.S.P.	100.0	66.7

Indicador de calidad del pronóstico oficial

Septiembre 2019



Indicador de calidad del pronóstico oficial

Septiembre 2019

