



INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-019

Jueves, 7 de noviembre 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 – 019
Jueves, 7 de noviembre de 2019



Contenido

1

Variables del SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Auditorias Parámetros CxC

3

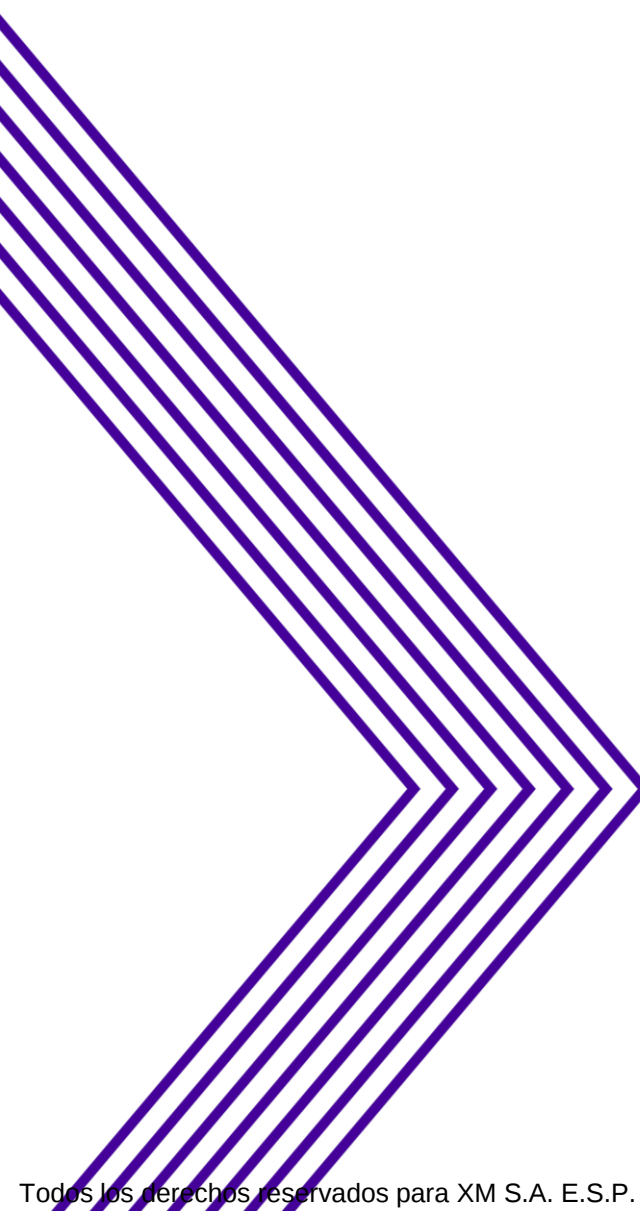
Situación operativa

Entrada en vigencia Resolución CREG 060 de 2019
Tercer Informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo
Seguimiento situación Caribe

4

Varios

Indicadores de Operación

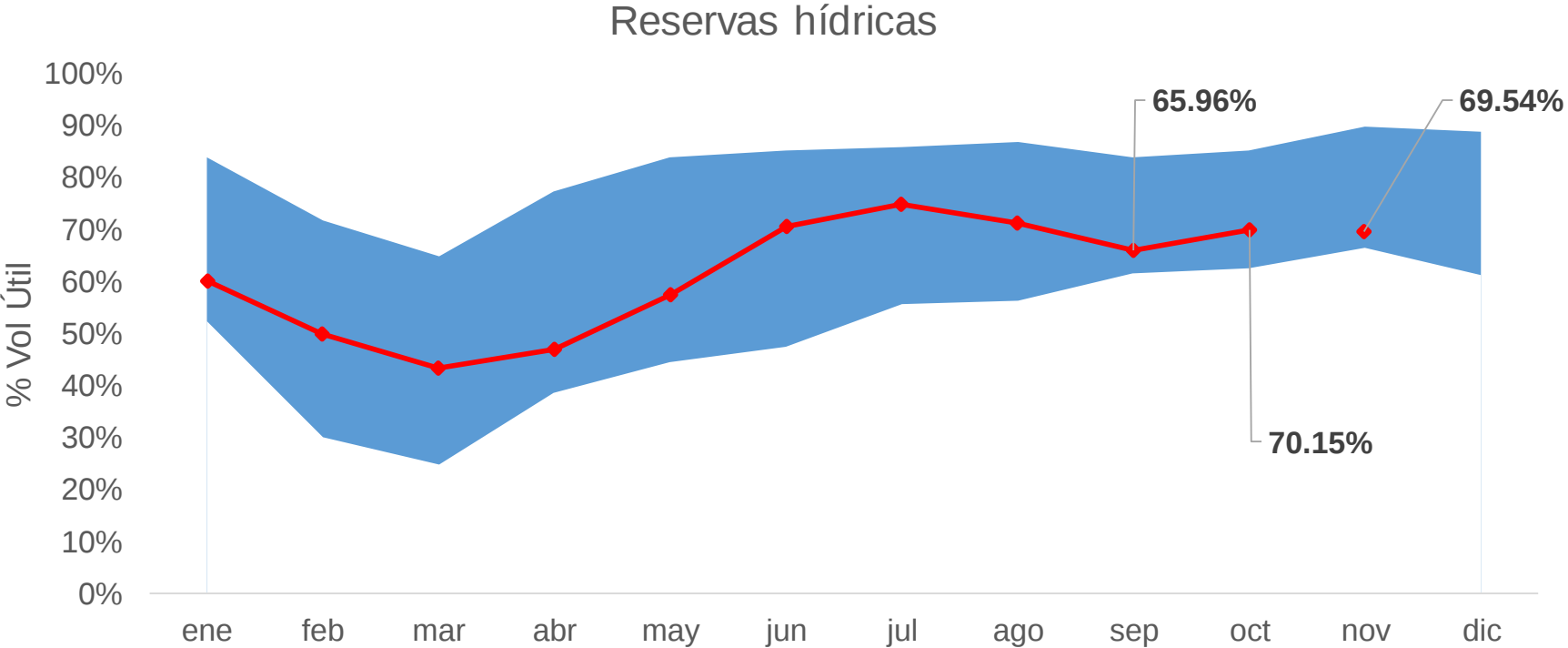


1. Variables del SIN

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

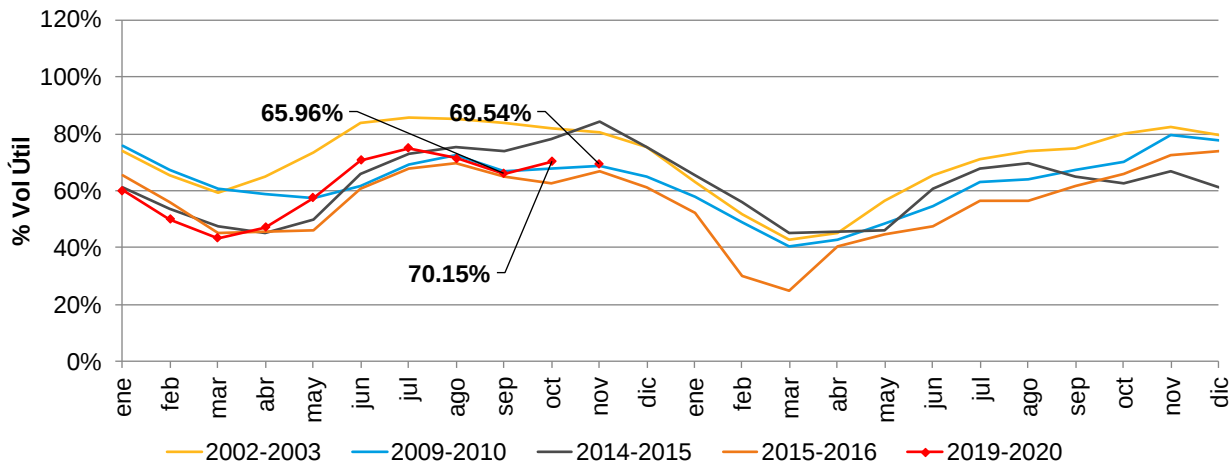


Evolución Reservas del SIN

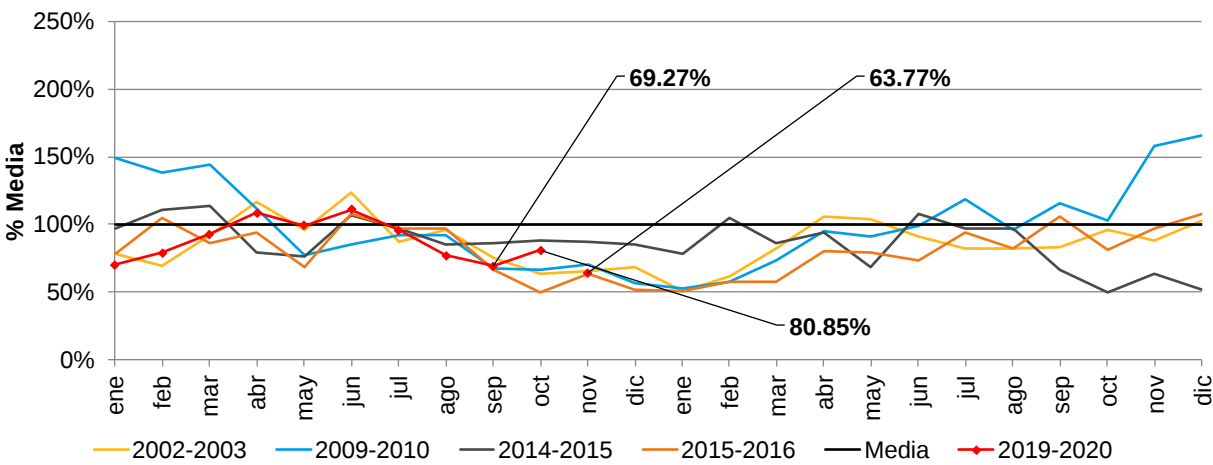


Hidrología del SIN

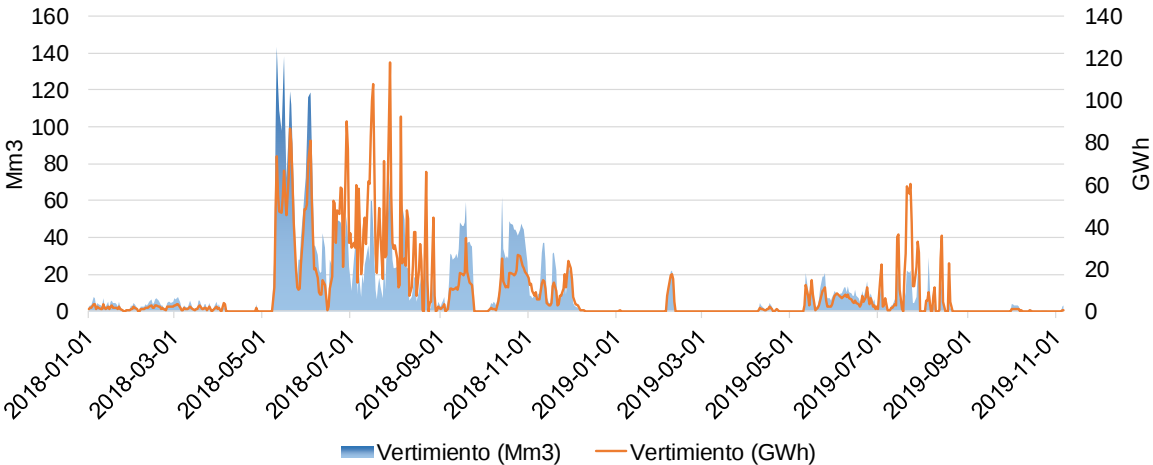
Reservas hídricas



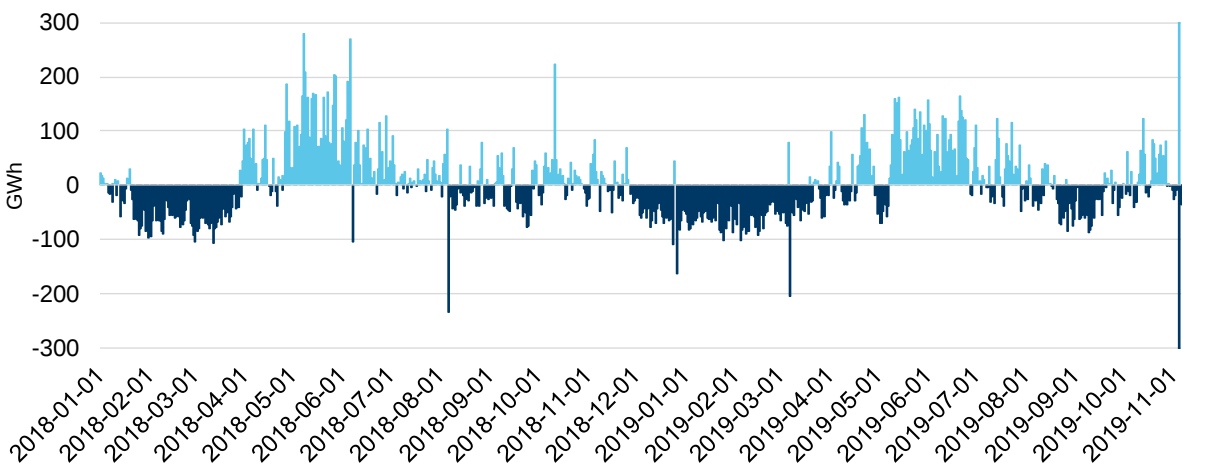
Aportes hídricos



Vertimientos

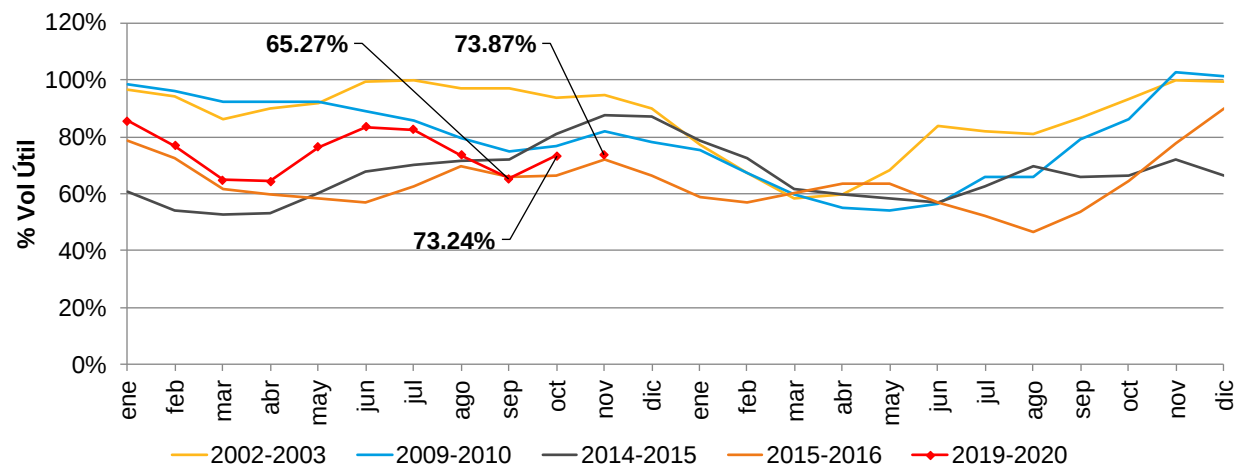


Tasa de embalsamiento

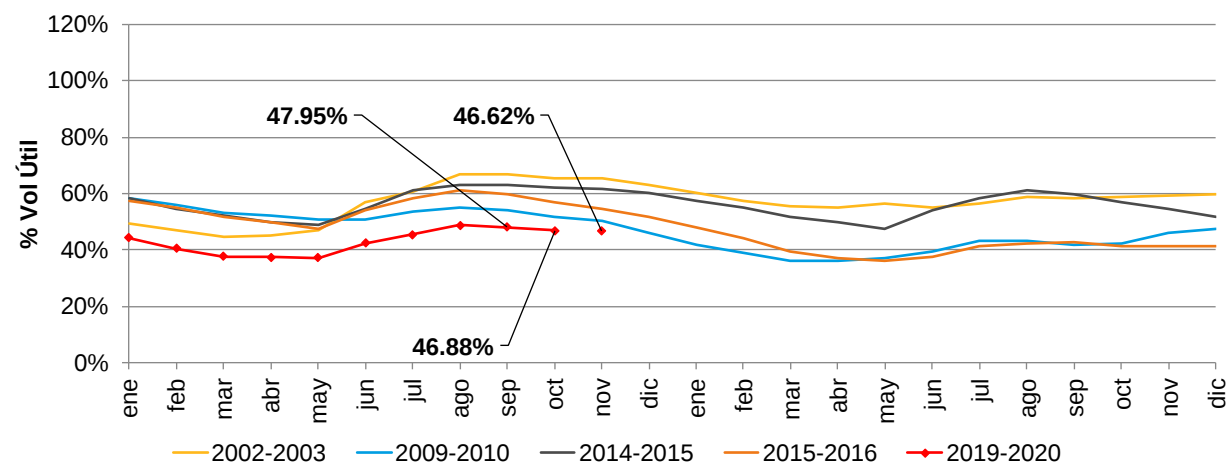


Evolución de principales embalses

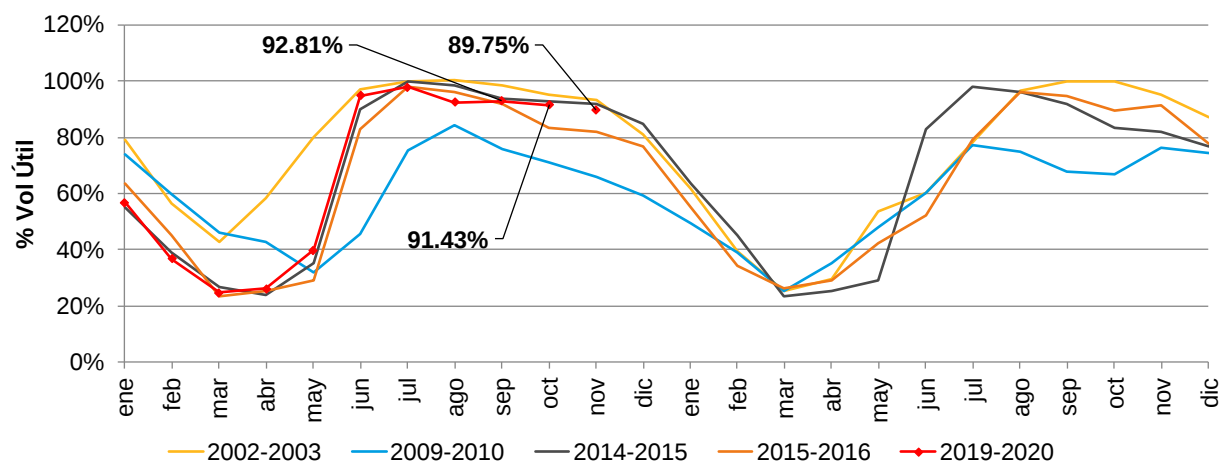
Peñol



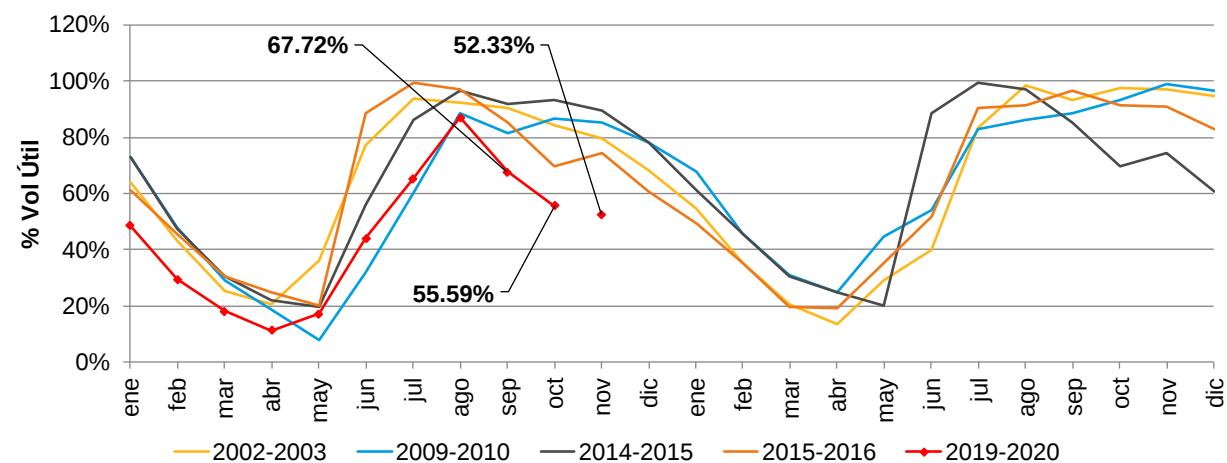
Agregado Bogotá



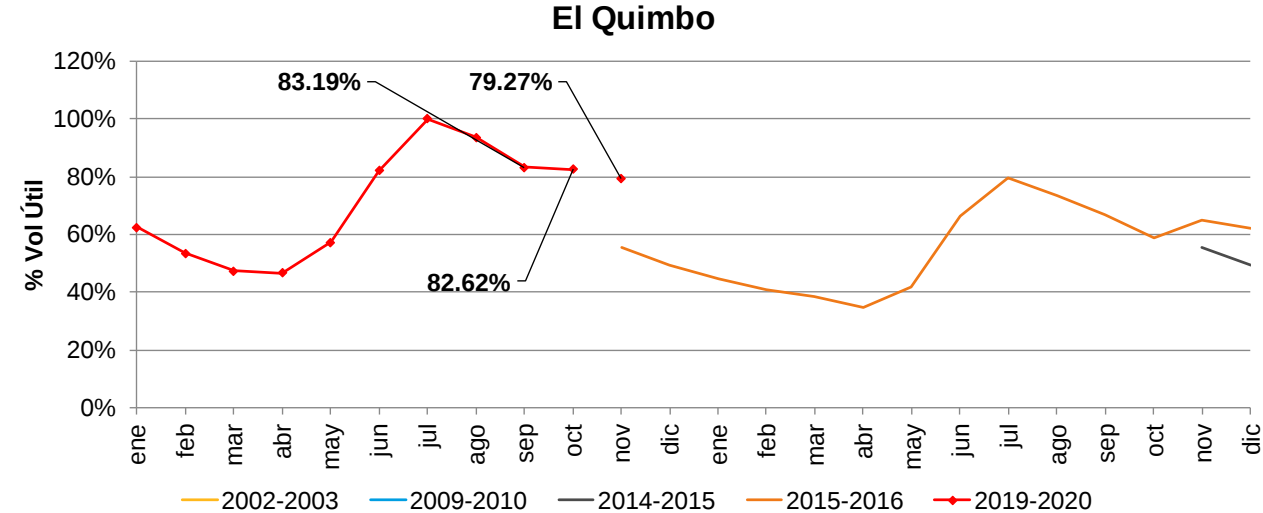
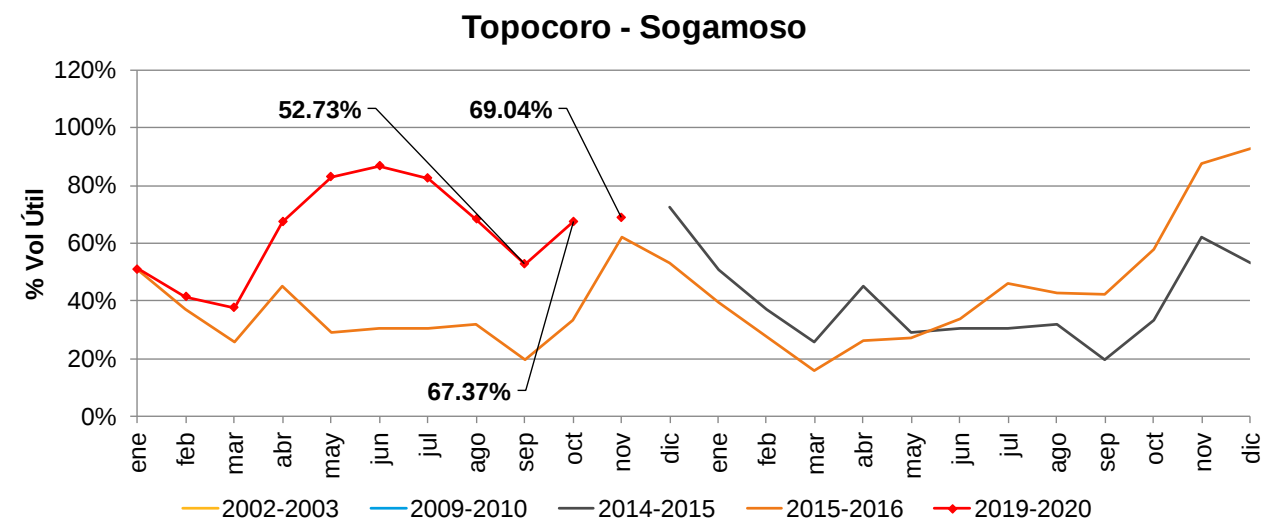
Guavio



Esmeralda - Chivor



Evolución de principales embalses



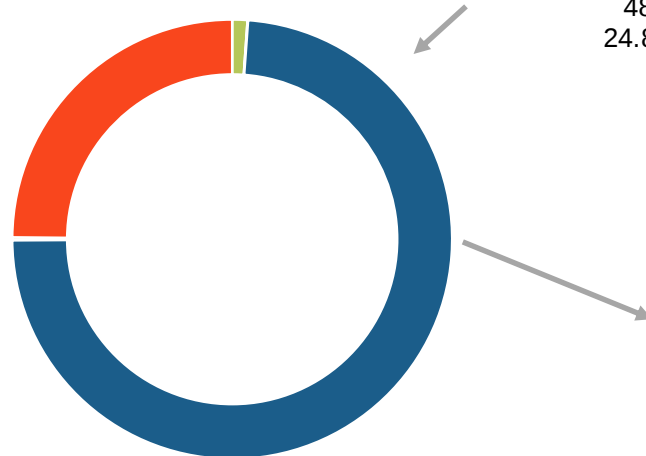
Información hasta el: 2019-11-06

Información actualizada el: 2019-11-07

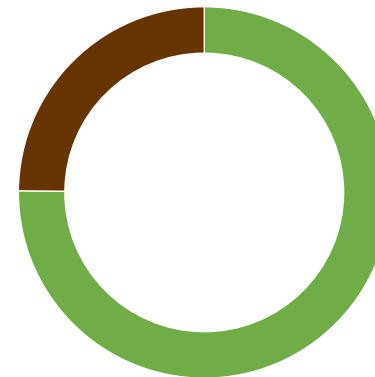
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 194.1
GWh-día

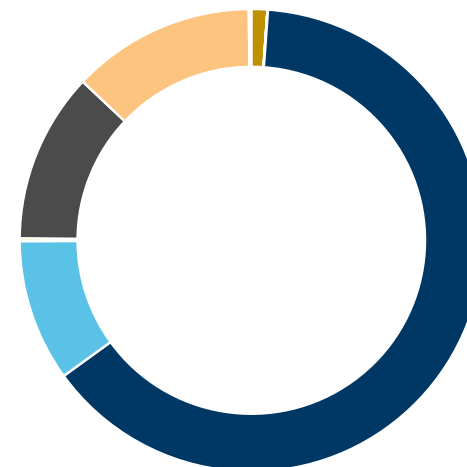
- Biomasa, 2.2, 1.12%
- Eólica, 0.1, 0.04%
- Hidráulica, 143.2, 73.79%
- Solar, 0.4, 0.20%
- Combustible fósil, 48.2, 24.86%



- Renovable
145.8
75.14%
- No
renovable
48.2
24.86%



- Bagazo, 2.2, 1.11%
- Biogás, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.1, 0.04%
- Embalse, 124.0, 63.87%
- Filo de agua, 19.2, 9.92%
- Fotovoltaica, 0.4, 0.20%
- Carbón, 23.1, 11.89%
- Gas, 24.8, 12.80%
- Líquidos, 0.3, 0.17%



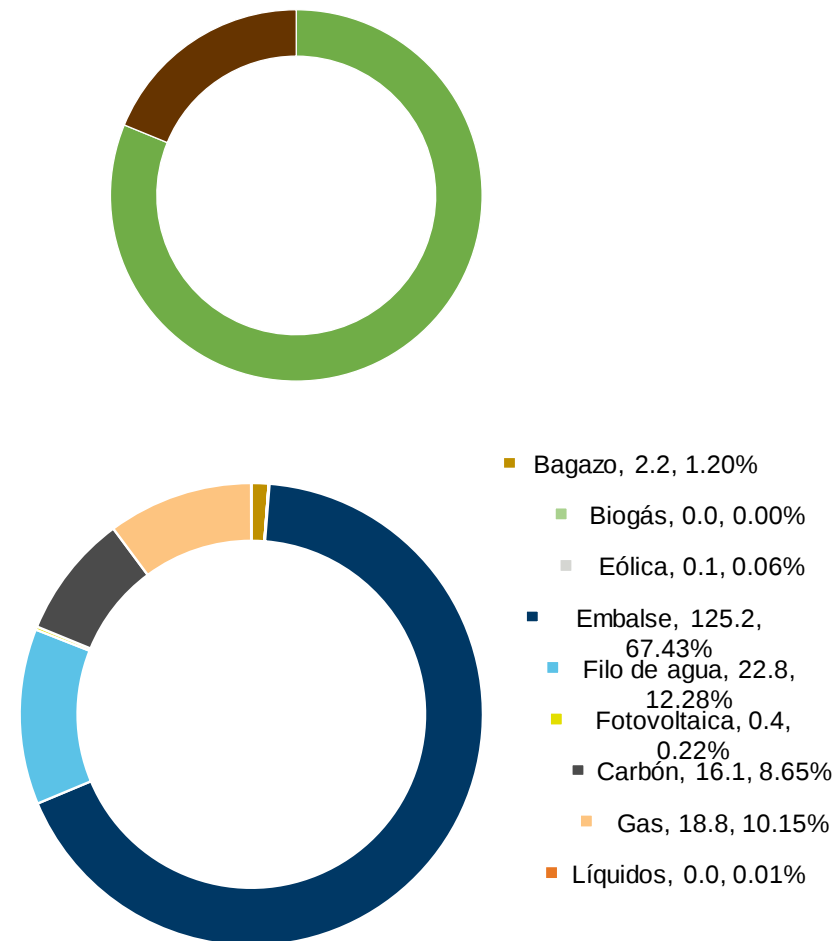
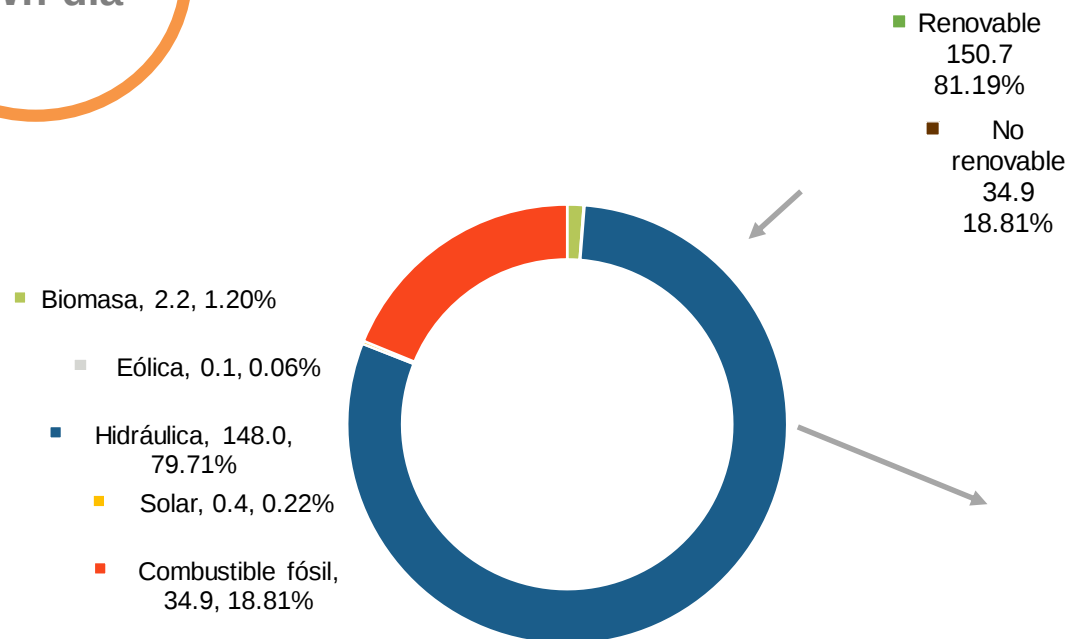
La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 31 de octubre de 2019

Información hasta el: 2019-10-31

Información actualizada el: 2019-11-07

Generación promedio diaria en GWh-día

Total 185.7
GWh-día

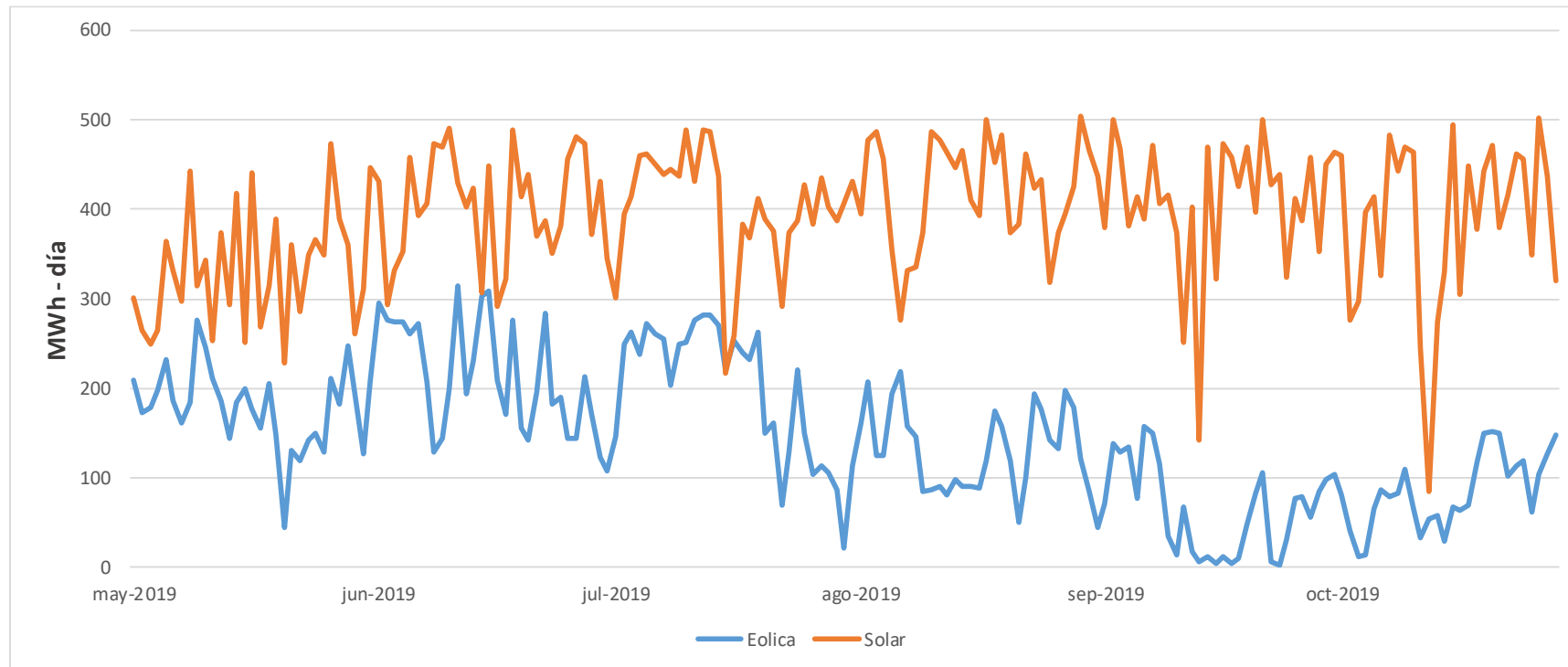


La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 5 de noviembre de 2019

Información hasta el: 2019-11-05

Información actualizada el: 2019-11-07

Generación FERNC



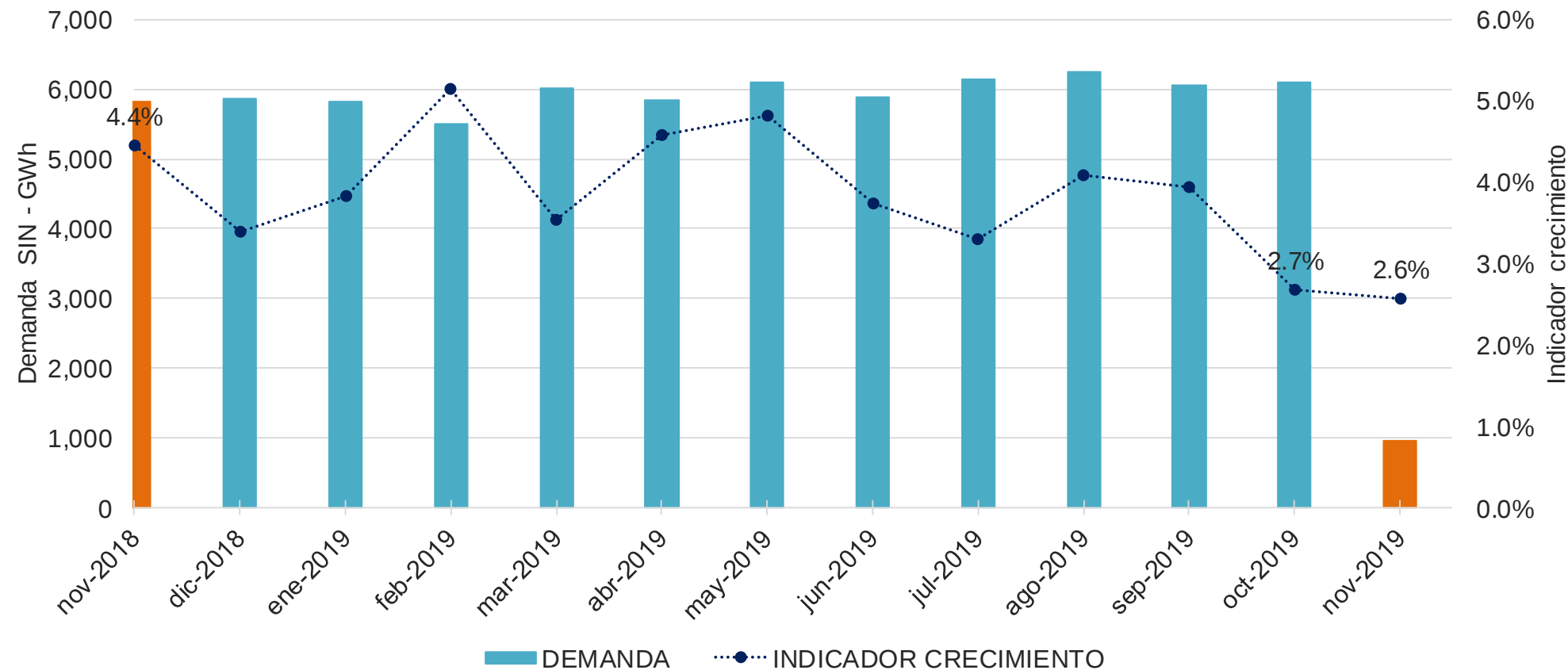
Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

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

Información hasta el: 2019-11-05

Información actualizada el: 2019-11-07

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

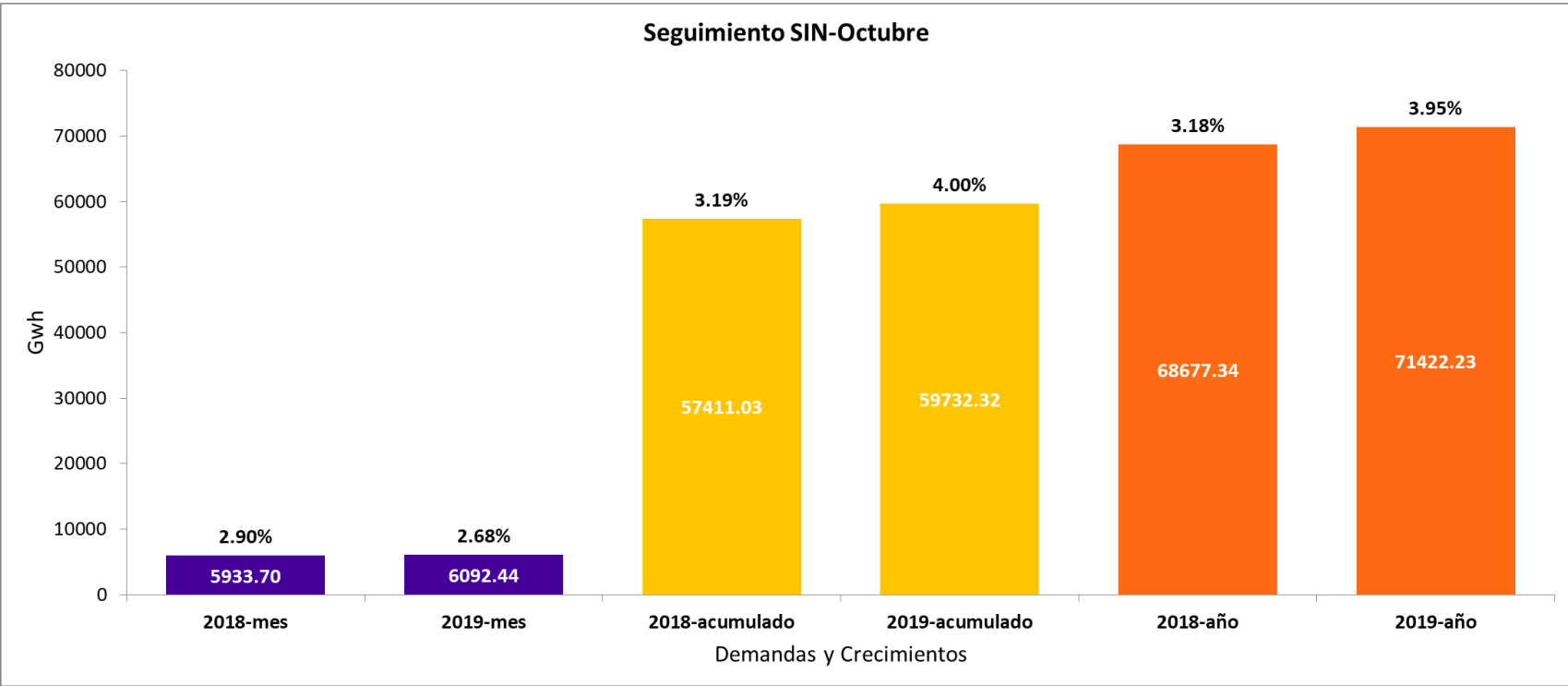


Información hasta el: 2019-11-05

Información actualizada el: 2019-11-07

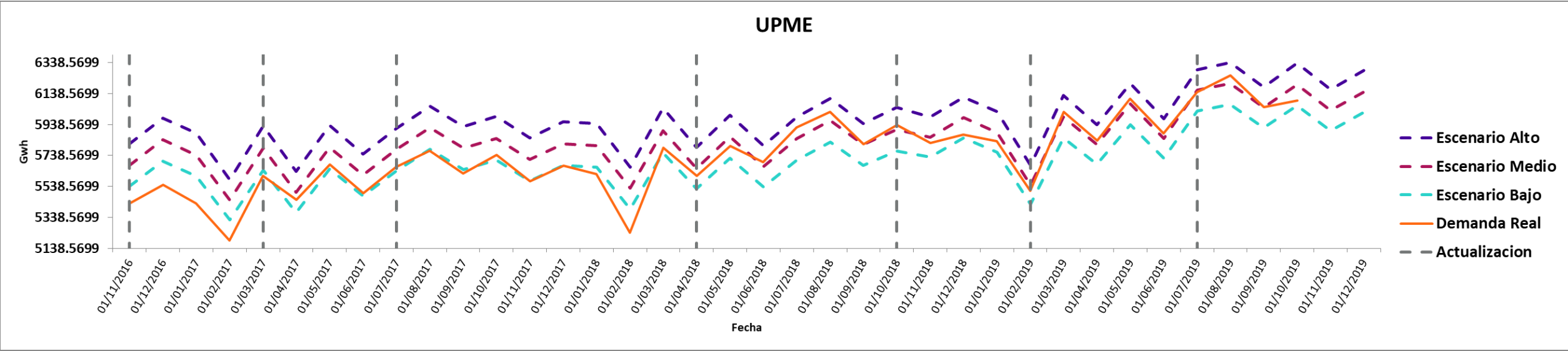


Demanda de energía del SIN Octubre 2019



mes	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	4329.45	22	196.79	2.85%	4444.61	22	202.03	2.66%
SAB	752.25	4	188.06	2.62%	772.45	4	193.11	2.69%
FEST	851.99	5	170.40	3.36%	875.38	5	175.08	2.75%
TOTAL	5933.70	31	191.41	2.90%	6092.44	31	196.53	2.68%

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



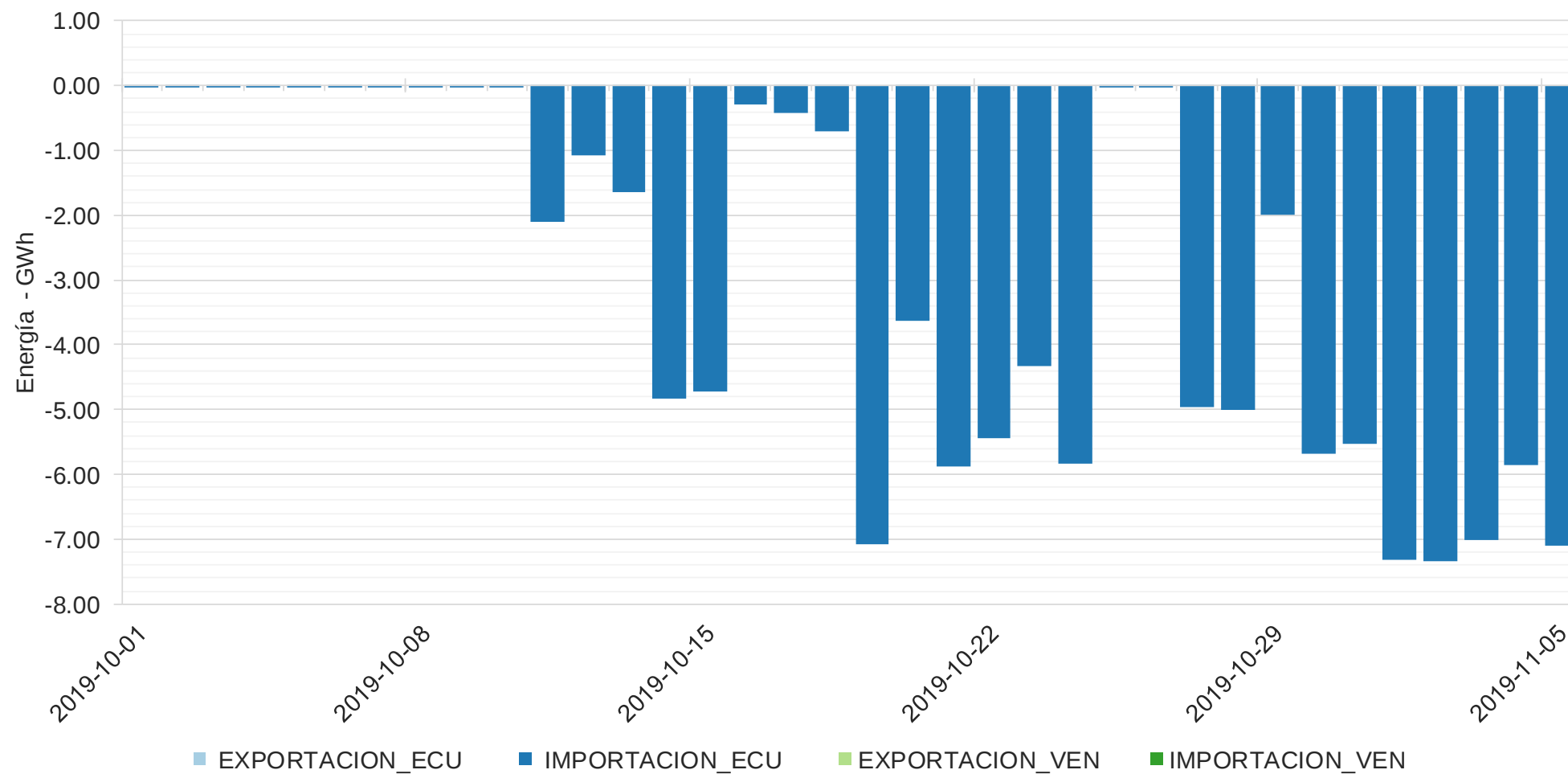
	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
Escenario Alto	5,812	5,981	5,882	5,583	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	6,092		

FECHAPUBLICACION

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

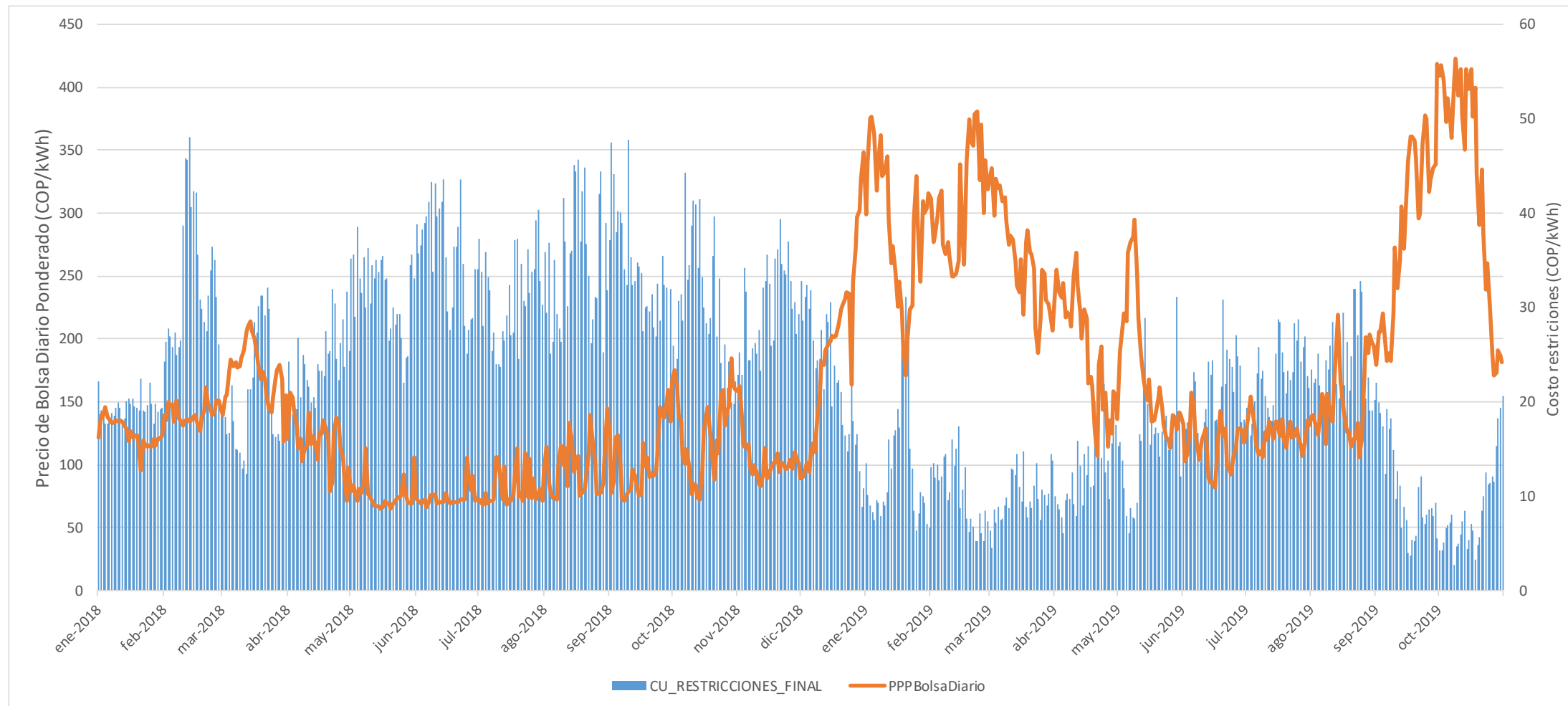


La conexión internacional con Venezuela estuvo vigente hasta el 03 de mayo de 2019

Información hasta el: 2019-11-05

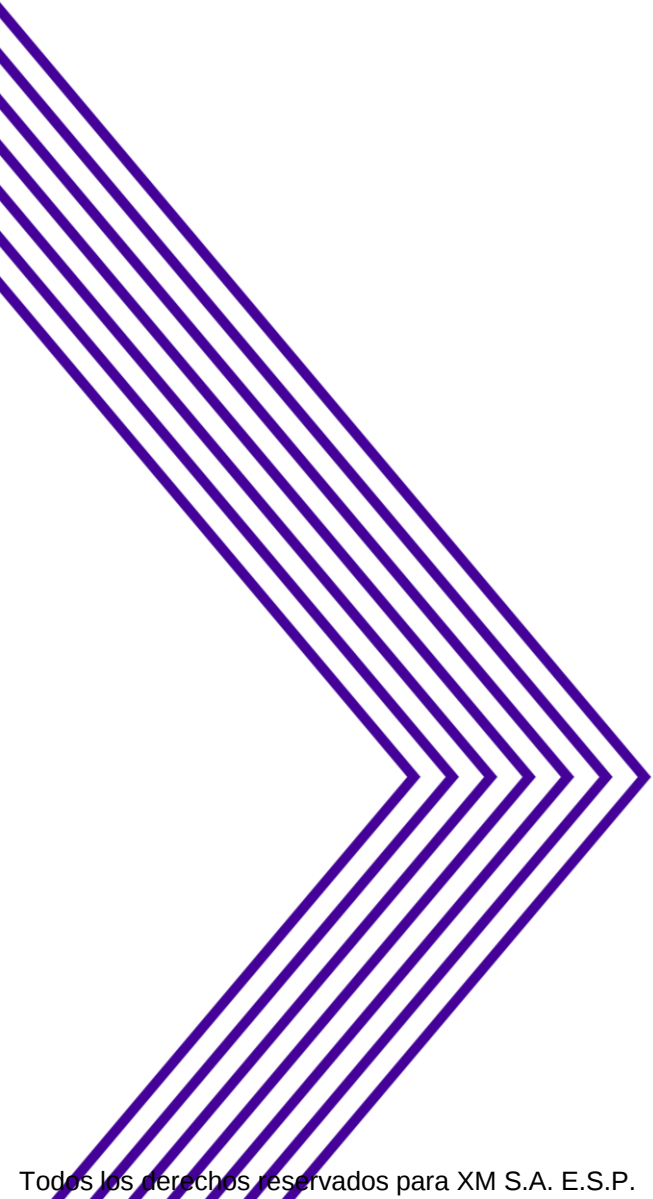
Información actualizada el: 2019-11-07

Restricciones vs Precio de Bolsa Nacional 2018-2019



Información hasta el: 2019-10-31

Información actualizada el: 2019-11-07



2. Expectativas Energéticas

- **Análisis energético de mediano plazo**
- **Auditorias Parámetros CxC**



Análisis Energético MP



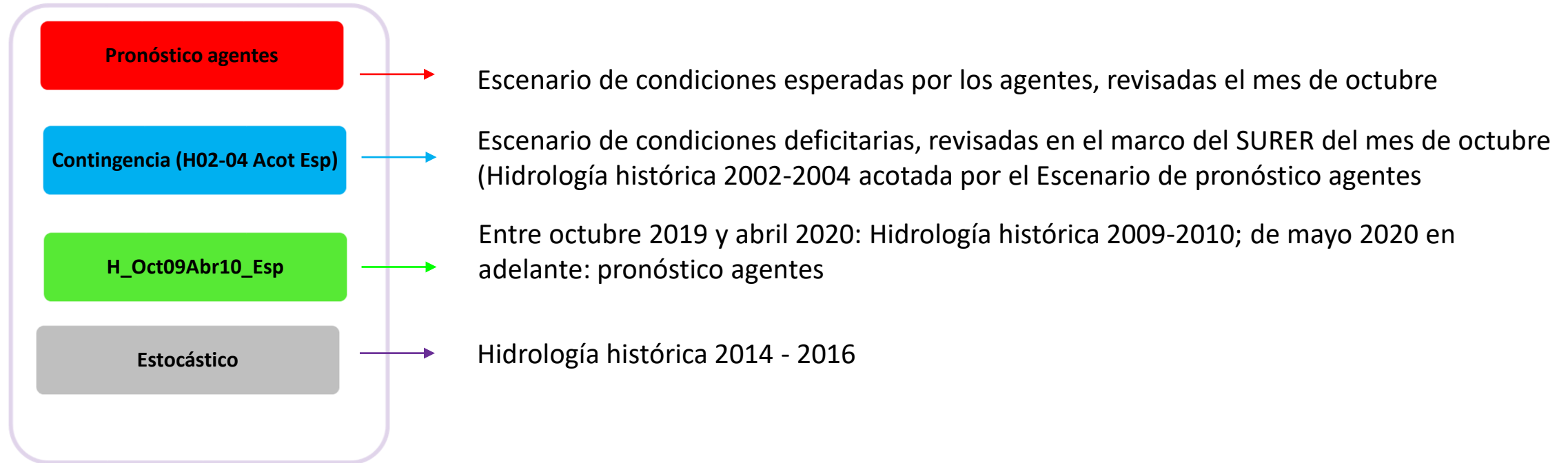
Supuestos considerados MP



*Para las simulaciones se consideran los promedios mensuales

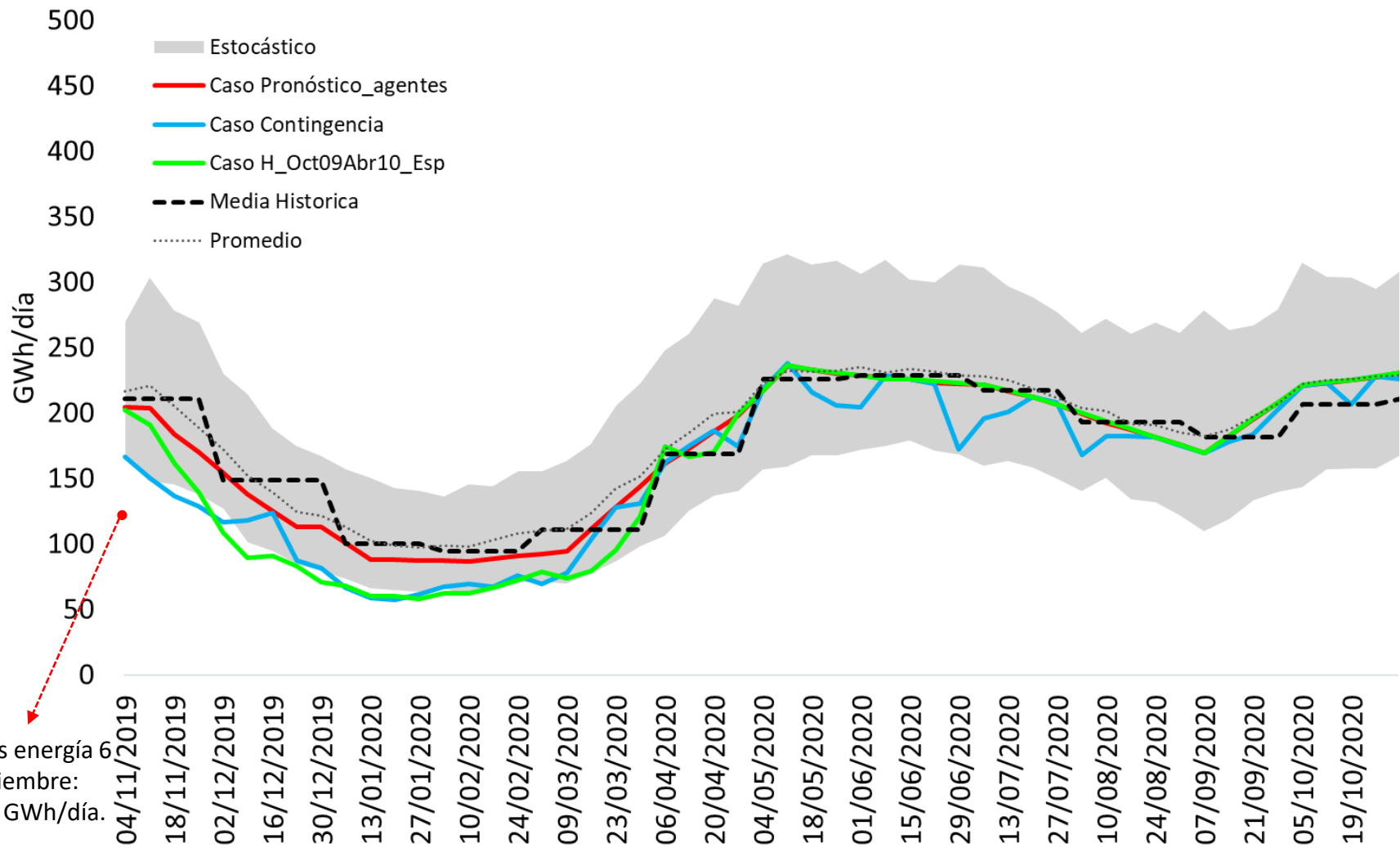
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Aportes – Escenarios considerados



Aportes

Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



Pronóstico agentes

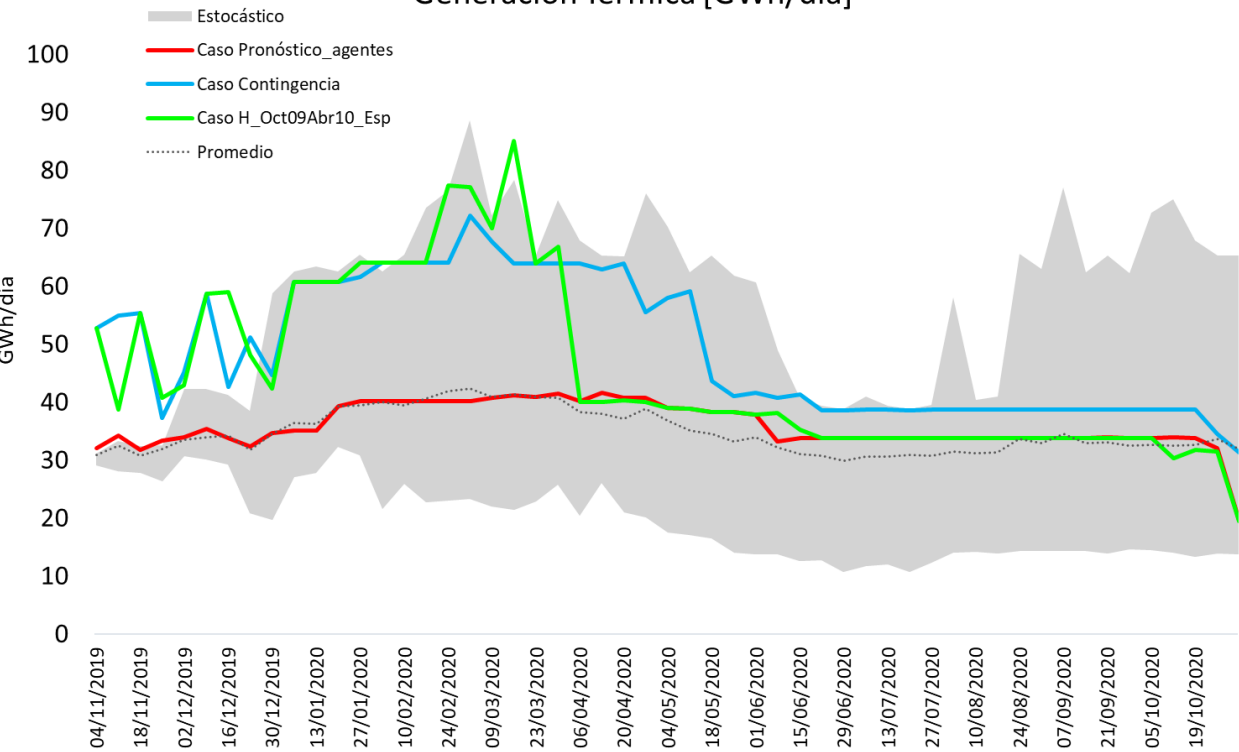
Contingencia (H02-04 Acot Esp)

H_Oct09Abr10_Esp

Estocástico

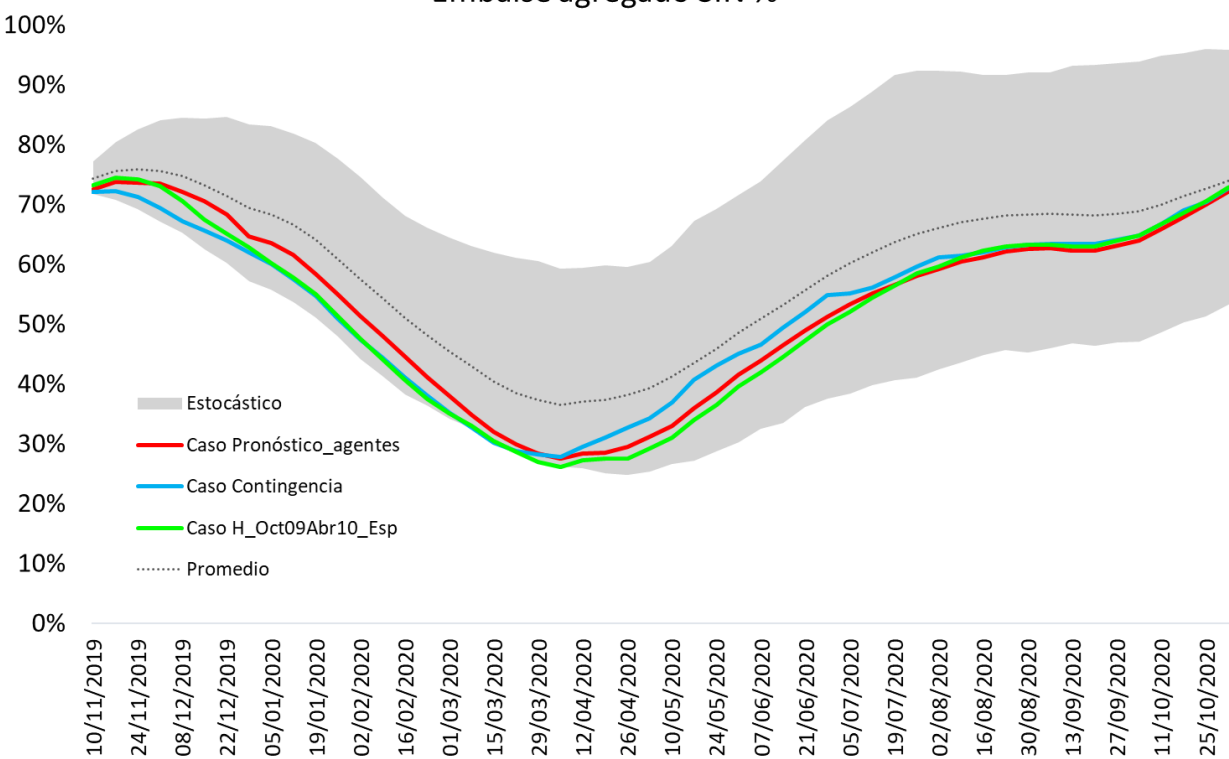
Generación térmica y embalse

Generación Térmica [GWh/día]



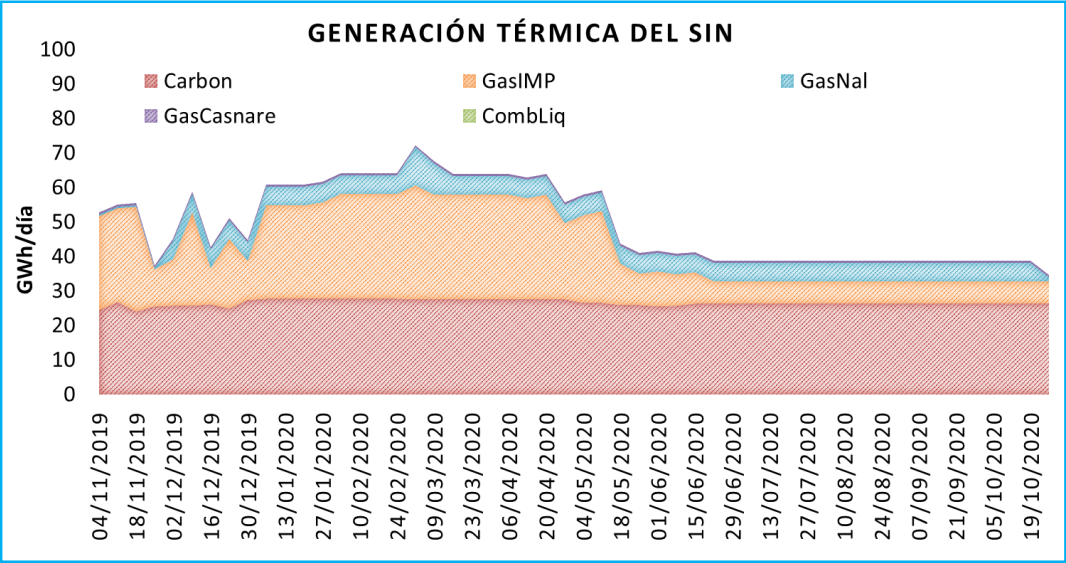
Promedios GWh/día	Mes	ESP	CONT	Oct09 Abr10_Esp
	Invierno 2019	33	50	47
	Verano 2019-20	39	60	59

Embalse agregado SIN %

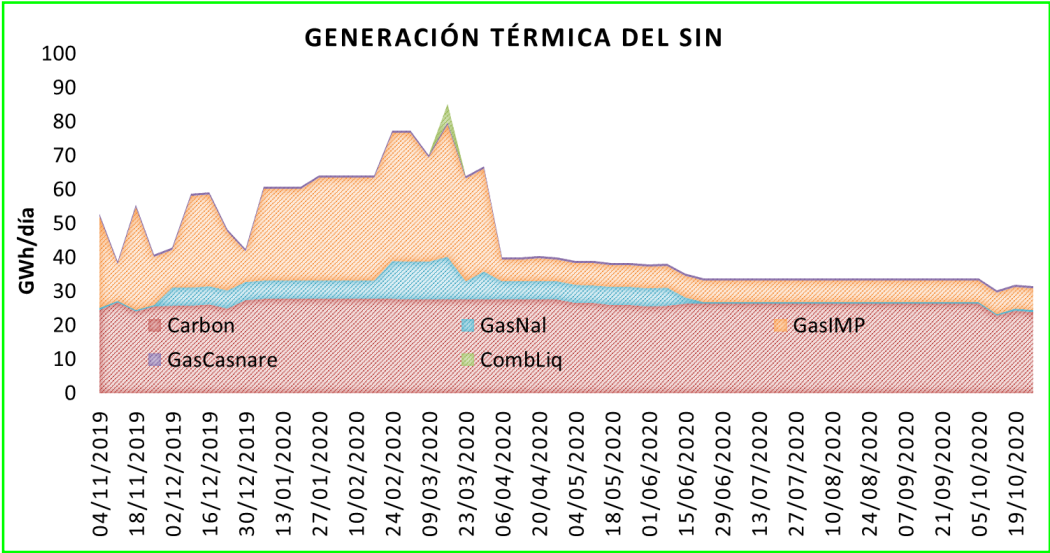


Generación por tipo de combustible

Contingencia (H02-04 Acot Esp)



H_Oct09Abr10_Esp



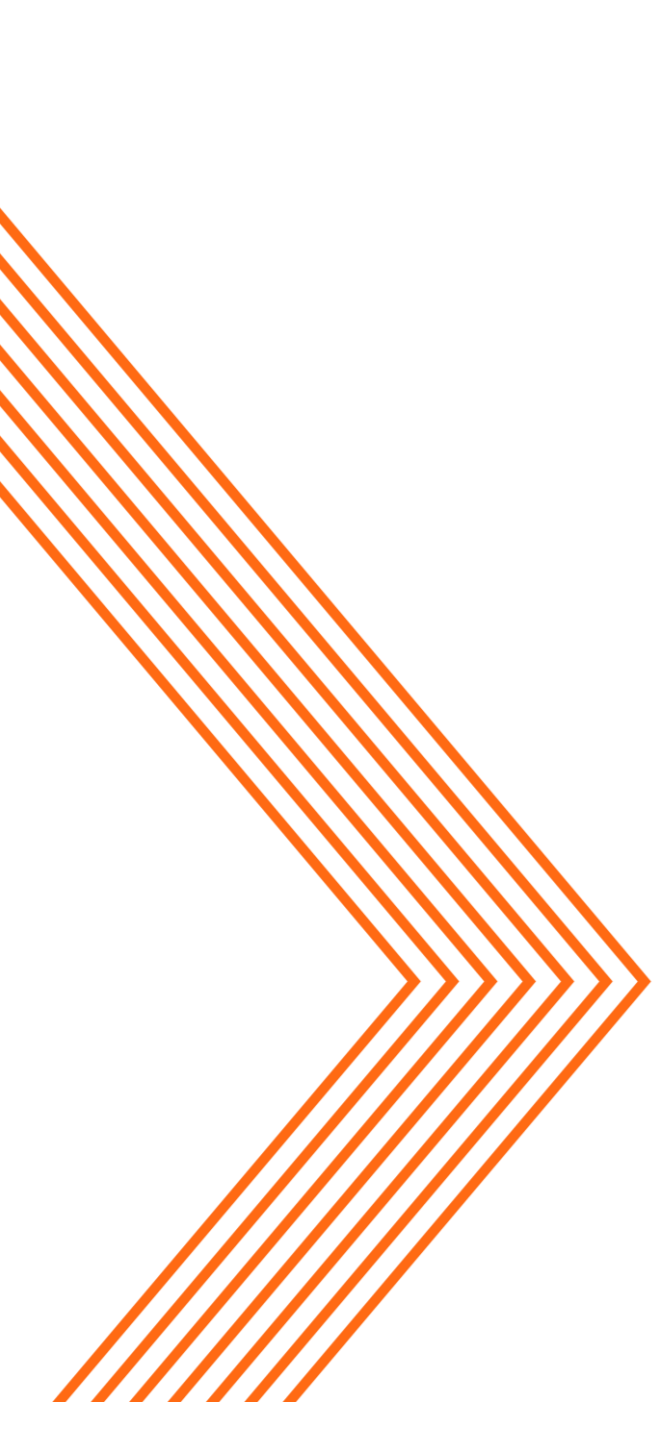
Conclusiones

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 presentarse condiciones hídricas similares a las consideradas y una demanda cercana al escenario medio de la UPME durante el verano 19-20, se observan valores de generación térmica promedio de 60 GWh/día durante dicho verano.

Es importante 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.



Auditoria de Parámetros CxC



Firmas auditoras

El 18 de octubre se dio orden de inicio para adelantar la auditoria de parámetros del CxC. Resolución CREG 030 de 2019.

El 7 de noviembre las firmas presentarán la metodología a utilizar durante el desarrollo de la auditoria.

Se espera que el informe final a la CREG sea entregado el 18 de agosto de 2020, de Acuerdo con lo indicado por la Comisión en Circular 035 de 2019.



**Consorcio Gestión
Auditoria
Especializada –
HMV**

29 plantas
hidráulicas

**Ingeniería
Especializada**

1 planta hidráulica
(San Miguel)

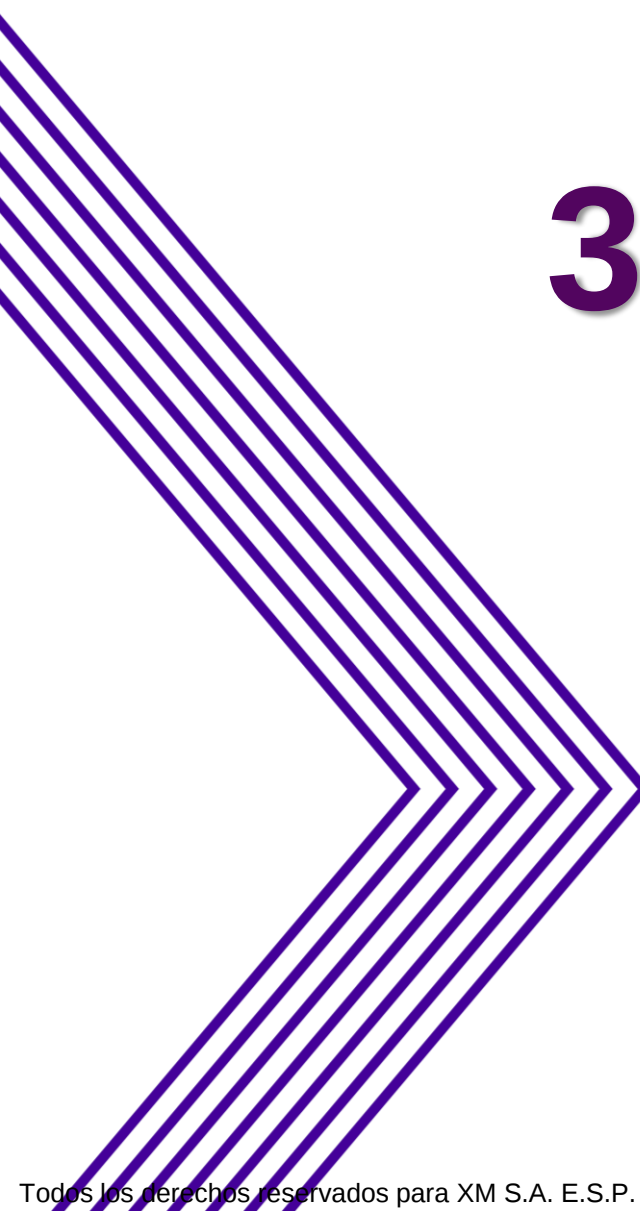


USAENE

25 plantas Térmicas

**Consorcio Delvasto
– COPOWER**

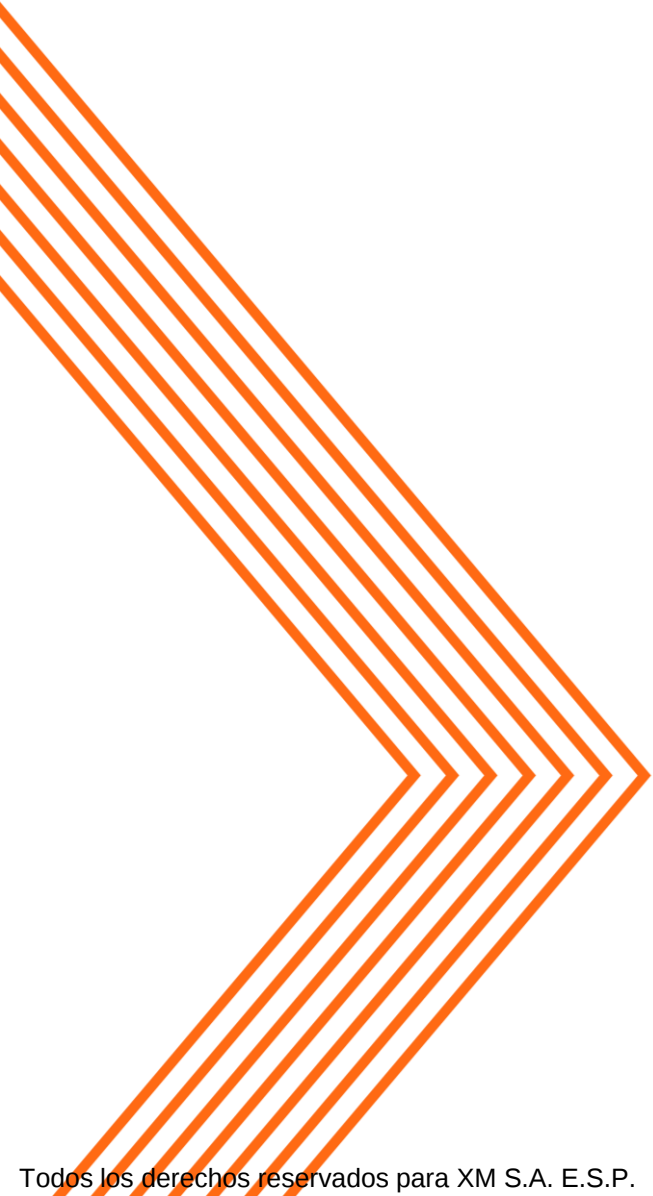
5 plantas Térmicas
(Guajira 1, Guajira 2, Gecelca
3, Gecelca 32, Termonorte)



3. Situación Operativa

- Entrada en vigencia Res. CREG 060 de 2019
- Tercer Informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo
- Seguimiento situación Caribe





Entrada en vigencia Res. CREG 060 de 2019



Recepción de Ofertas

- Oferta de precio

Oferta de precio de arranque y parada

Declaración de disponibilidad

Configuración de rampas

Declaración de mínimos obligatorios

Declaración de pruebas

Declaración de disponibilidad para AGC

Declaración de Nro. Inversores

3

2

1

PLANTA	TIPO
ESMERALDA	FILO DE AGUA
SAN FRANCISCO	FILO DE AGUA
AMOYA LA ESPERANZA	FILO DE AGUA
CUCUANA	FILO DE AGUA
DARIO VALENCIA SAMPER	FILO DE AGUA
SALTO II	FILO DE AGUA
SAN MIGUEL	FILO DE AGUA
CARLOS LLERAS	FILO DE AGUA
ESCUELA DE MINAS	FILO DE AGUA
EL PASO (Pruebas Iniciales)	SOLAR

Agentes



CNDNET

ADMINISTRACIÓN DE OFERTAS

Indicadores: \$/MWh: 61,059 CR01 (\$/MWh): 1,351,930 FAZNI (\$/MWh): 2,050.90 TRM (\$): 3,383.29

CNDNET Administración Ingreso de Ofertas Procesamiento Reportes

Publicación redespacho

1. Publicación de redespacho (art. 35)

“La información para redespacho la suministran los agentes al menos una hora y media (1 1/2 horas) antes de iniciar la vigencia de la modificación.

El CND informa a las empresas generadoras y CRDs, al menos con media hora (1/2 hora) de anticipación, a través de la transmisión electrónica de datos que este haya establecido como medio principal, las modificaciones al programa de generación de las unidades, y si se presentan, los cambios en los límites de transferencias de las áreas operativas.

El CND definirá el medio alternativo en caso de falla o indisponibilidad del medio principal”.

Publicación redespacho

2. Medios de publicación (Principal y Alterno)

- **Principal**

Sitio web de XM, mediante el enlace (público) o sitio ftp:

- **Redespacho Horario**

<http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Redespacho-horario.aspx>

<ftp://sv01.xm.com.co/Publico/Redespacho/Horario/>

- **Información del redespacho**

<http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Redespacho-diario.aspx>

<ftp://sv01.xm.com.co/Publico/Redespacho>

- **Alternativo**

Correo Electrónico registrado.

Fax Operativo registrado.

Las publicaciones en el medio principal y alternativo se realizan de forma simultánea.

Redespacho y coordinación



Informes redespacho

- ▶ Redespacho diario
- ▶ Redespacho horario

- ▶ Disponibilidad real
- ▶ Estándar de Información redespacho



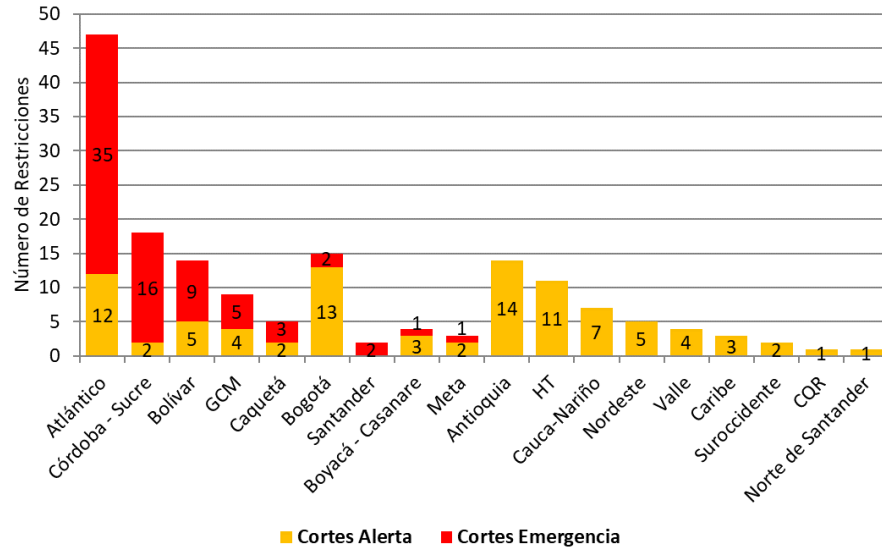
Tercer Informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo



Balance de Cortes del SIN

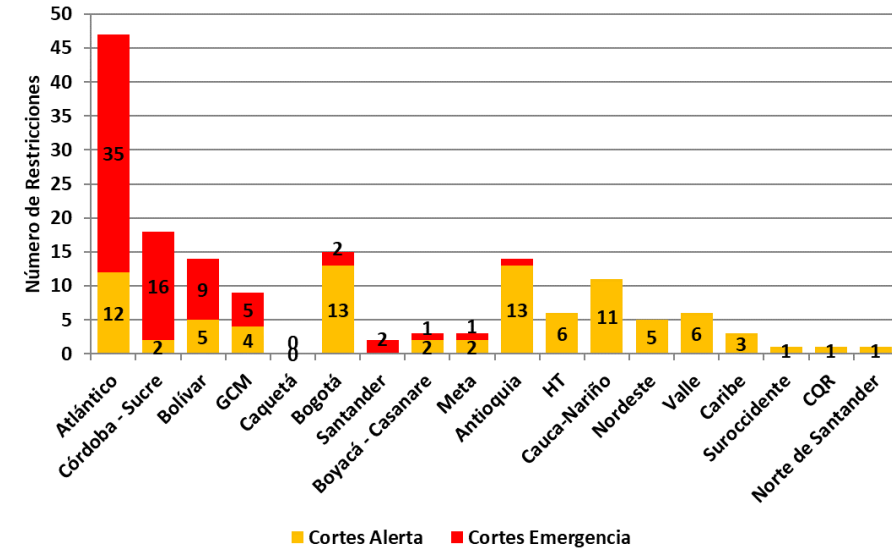
IPOEMP II 2019

Estado de cortes del SIN



IPOEMP III 2019

Estado de cortes del SIN



Estado de alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

Estado de Emergencia: Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).

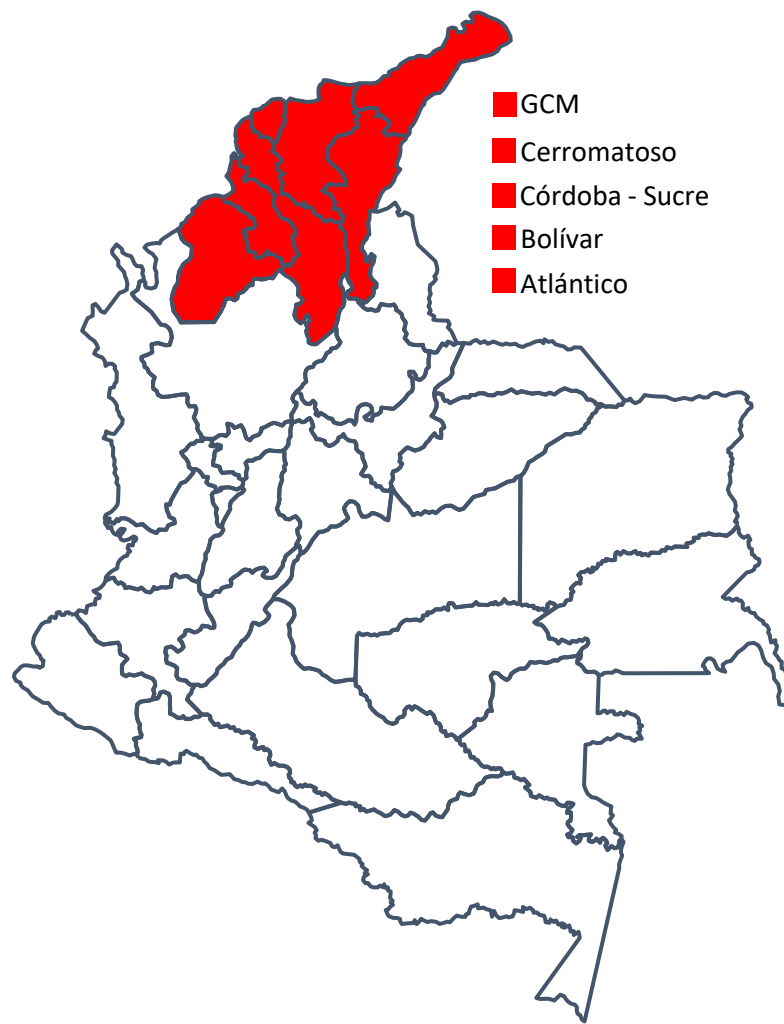
165

Cortes en alerta: 91
Cortes en emergencia: 74

159

Cortes en alerta: 87
Cortes en emergencia: 72

Caribe



Caribe

• Condición Actual STN Caribe

- Límite de importación de 1500 MW en Caribe
- Límite de 1100-1250 MW en Caribe 2 (Atlántico, GCM y Bolívar)
- Límite de 540 MW en GCM
- Necesidad de soporte de potencia reactiva para evitar bajas tensiones en Caribe en estado normal de operación y ante la contingencia N-1 de Ocaña-La Loma-Copey 500 kV

Restricción

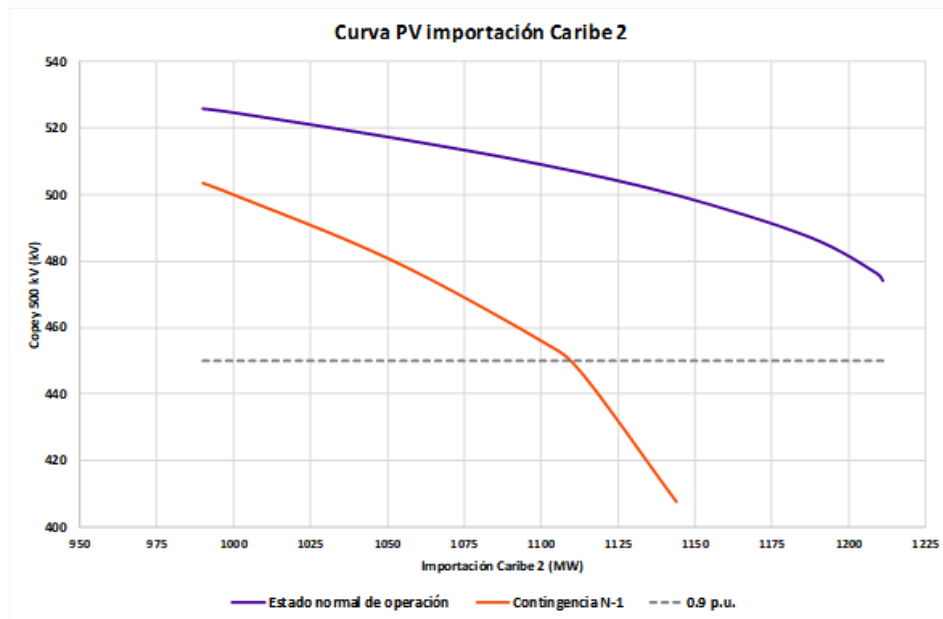
Impacto

- Posibilidad de sobrecostos operativos
- Riesgos de demanda no atendida en caso de no contar con la generación de seguridad suficiente ante mantenimientos o indisponibilidades.
- Riesgo de bajas tensiones en El Banco 110 kV tanto en estado normal de operación como ante la contingencia N-1 de uno de los enlaces en el corredor Ocaña-La Loma-Copey 500 kV.
- Riesgo de programación de demanda no atendida en caso de presentarse bajas tensiones.

Medida operativa o acción recomendada

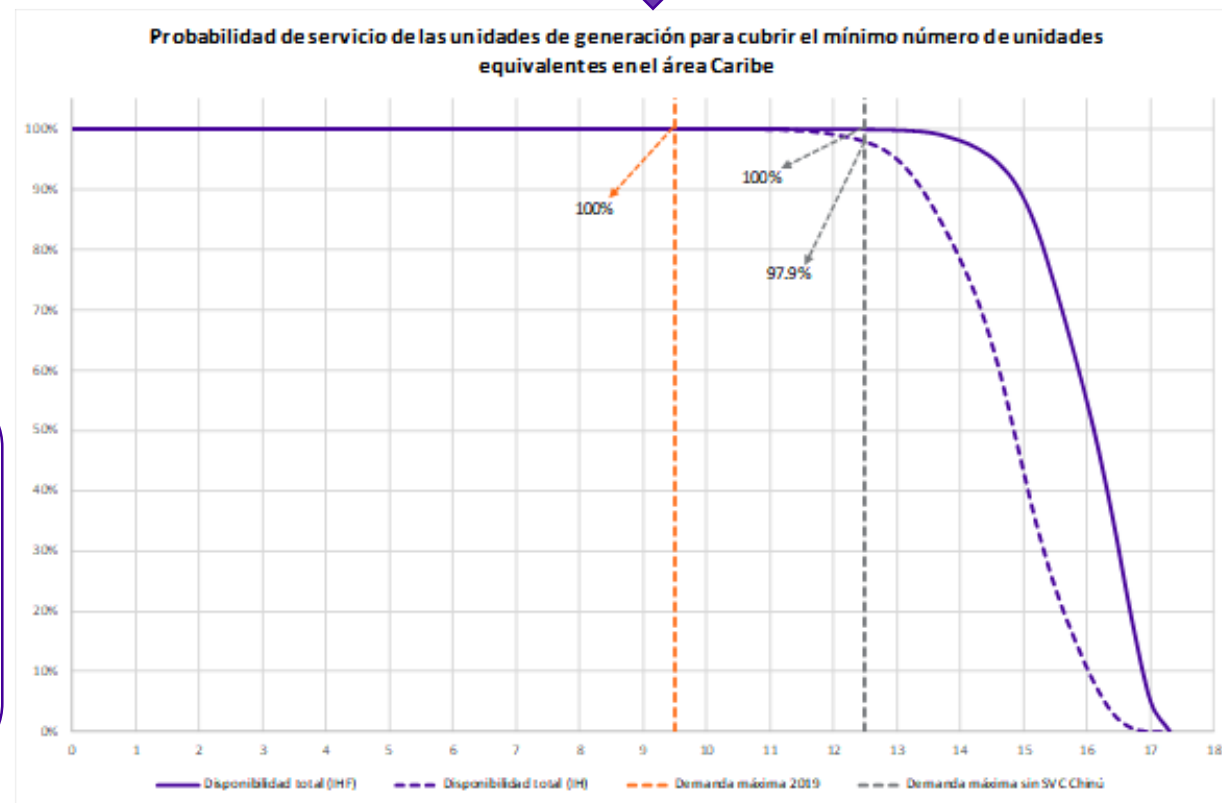
- Programar generación de seguridad (potencia activa y unidades) al interior del área Caribe
 - Uso adecuado de cambiadores de tomas de transformadores y compensación reactiva del área. Se recomienda mantener las tensiones por encima de 0.9 p.u. en la subestación El Banco 110 kV, teniendo en cuenta que la tensión máxima recomendada en Copey 110 kV es 118 kV.
 - Mejorar por parte del operador de red los factores de potencia de las cargas mediante la compensación a nivel SDL.
- ★ En octubre de 2019, se implementaron esquemas suplementarios en GCM (El Banco, La Jagua, Copey – Valledupar 220 kV)

Condición actual Caribe

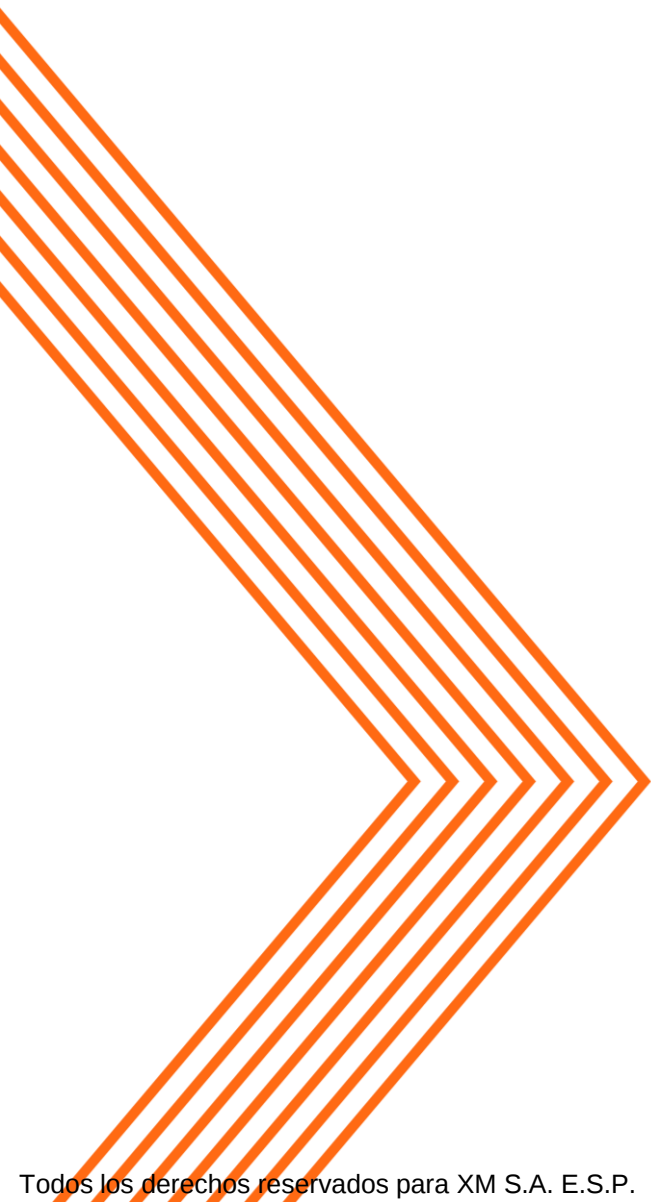


Límite de importación de 1100 MW en Caribe 2 por los circuito Chinú – Sabana 1 y 2 500 kV + La Loma – Copey 500 MW en condición de demanda mínima. Sin embargo, según la condición de demanda y despacho se puede programar en 1250 MW, sujeto a la soportabilidad de la red ante la contingencia del circuito La Loma – Copey 500 kV

Para la demanda máxima esperada para 2019 (2872 MW) se requieren 9.5 unidades. En caso de tener indisponible el SVC de Chinú se requieren 12.5 unidades equivalentes.

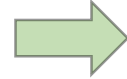


Suroccidental



Situación Actual STN

Actualmente el limite de importación del área suroccidental se encuentra en **500 MW a través del circuito San Carlos – Virginia 500 kV**, debido a que la contingencia N-1 del transformador San Marcos 500/230 kV que genera sobrecargas en el transformador Virginia 500/230 kV

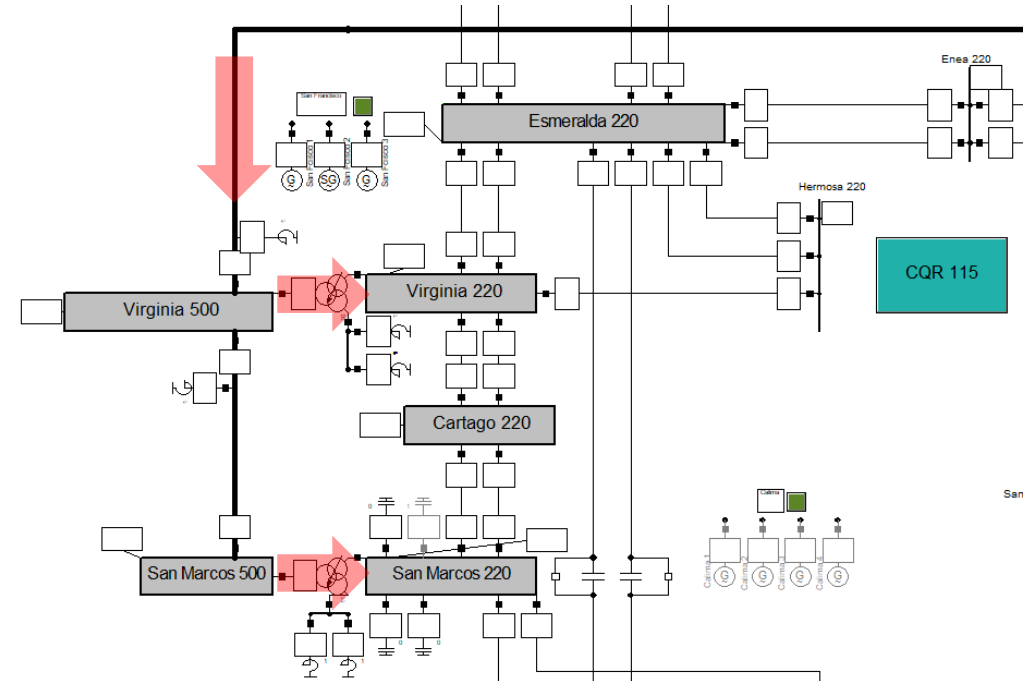
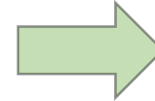


Medidas operativas:

Programación de unidades de seguridad para soporte de reactiva y control del limite de importación del área.

Restricciones: Las siguientes restricciones están ligadas al limite de importación del área Suroccidental:

- San Marcos 500/230 kV / Virginia 500/230 kV
- Virginia 500/230 kV / San Marcos 500/230 kV



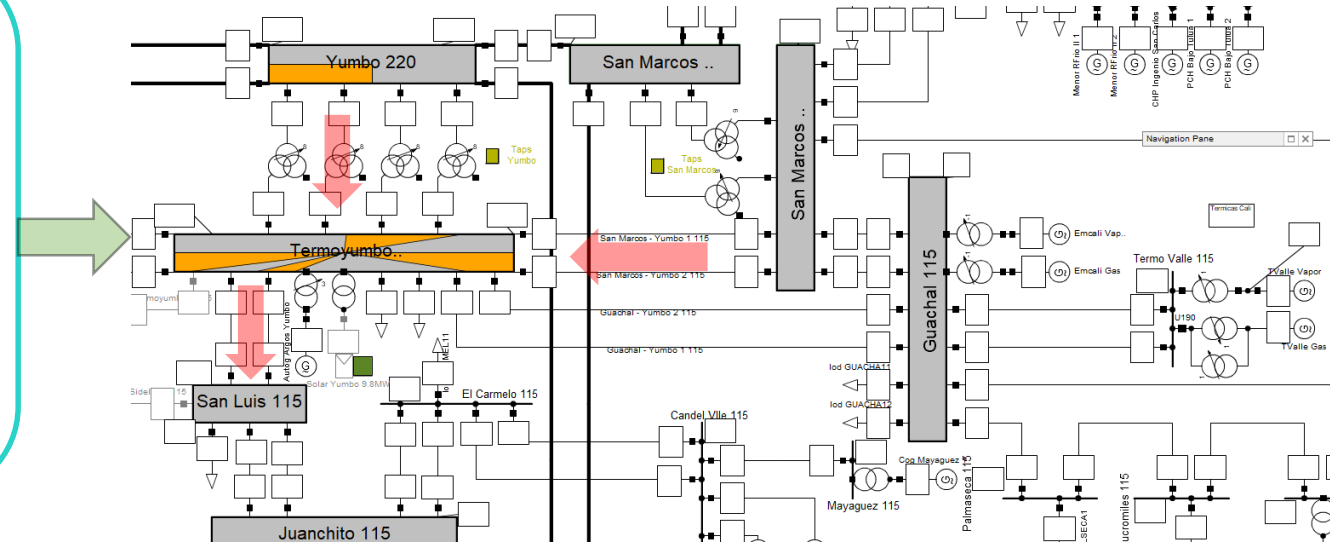
Situación Actual STR – Valle

Topología actual de la subárea:

- ❑ Las subestaciones Chipichape 115 kV, Termoyumbo 115 kV y Guachal 115 kV operando desacopladas
- ❑ La Subestación Yumbo 230 kV desacoplada para mitigar el impacto de la indisponibilidad de su protección diferencial de barras.

Restricciones: Se presentan 6 restricciones en la subárea Valle con la topología actual:

- Yumbo – Pance 1 230 kV/Yumbo 3 230/115 kV
- Yumbo 1 230/115 kV/Yumbo 3 230/115 kV
- Guachal – Yumbo 1 115 kV/San Marcos – Yumbo 1 115 kV
- Yumbo – San Luis 2 115 kV/Yumbo – San Luis 1 115 kV
- Pance – Yumbo 1 230 kV/-Yumbo 3 230/115 kV
- Yumbo – Alférez 1 230 kV/Aguablanca – Alférez II 115 kV





Seguimiento Operación caribe



Acciones adelantadas Octubre

Comentarios Proyecto de Resolución CREG 139 de 2019.
Criterios de operación en subestaciones radiales.

Coordinación de mantenimientos entre agentes del área GCM para ejecutar después de implementar ESPS.

Propuesta de ajuste acuerdos CNO:

- Reporte DNA al CND
- Protocolo de comunicación
- Indicador cumplimiento consignaciones.

Acompañamiento y seguimiento proyectos de mitigación GCM:

- **20 de octubre: Conexión Chinú – Boston 110 kV empachado. (Mitiga Riesgo de DNA en estado estacionario y ante N-1)**
- **30 de noviembre:** Transformador 110/34.5 kV Copey.
- **10 de diciembre:** Conexión temporal transformador en la Loma 110/34.5 kV y traslado de carga

Diseño y gestión con Electricaribe y Transelca de implementación ESPS en GCM para mitigar programación de DNA ante contingencias N-1:

- **Deslastre por baja tensión en El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV.**
- **Actualización esquemas Guatapurí y Chambacú.**
- **Deslastre por sobrecarga en el circuito Copey – Valledupar 1 220 kV.**
- Deslastre por sobrecarga ante contingencia de uno de los transformadores Valledupar 220/34.5/13.8 kV
- Apertura del anillo Tolú Viejo 110 kV

Acciones adelantadas octubre

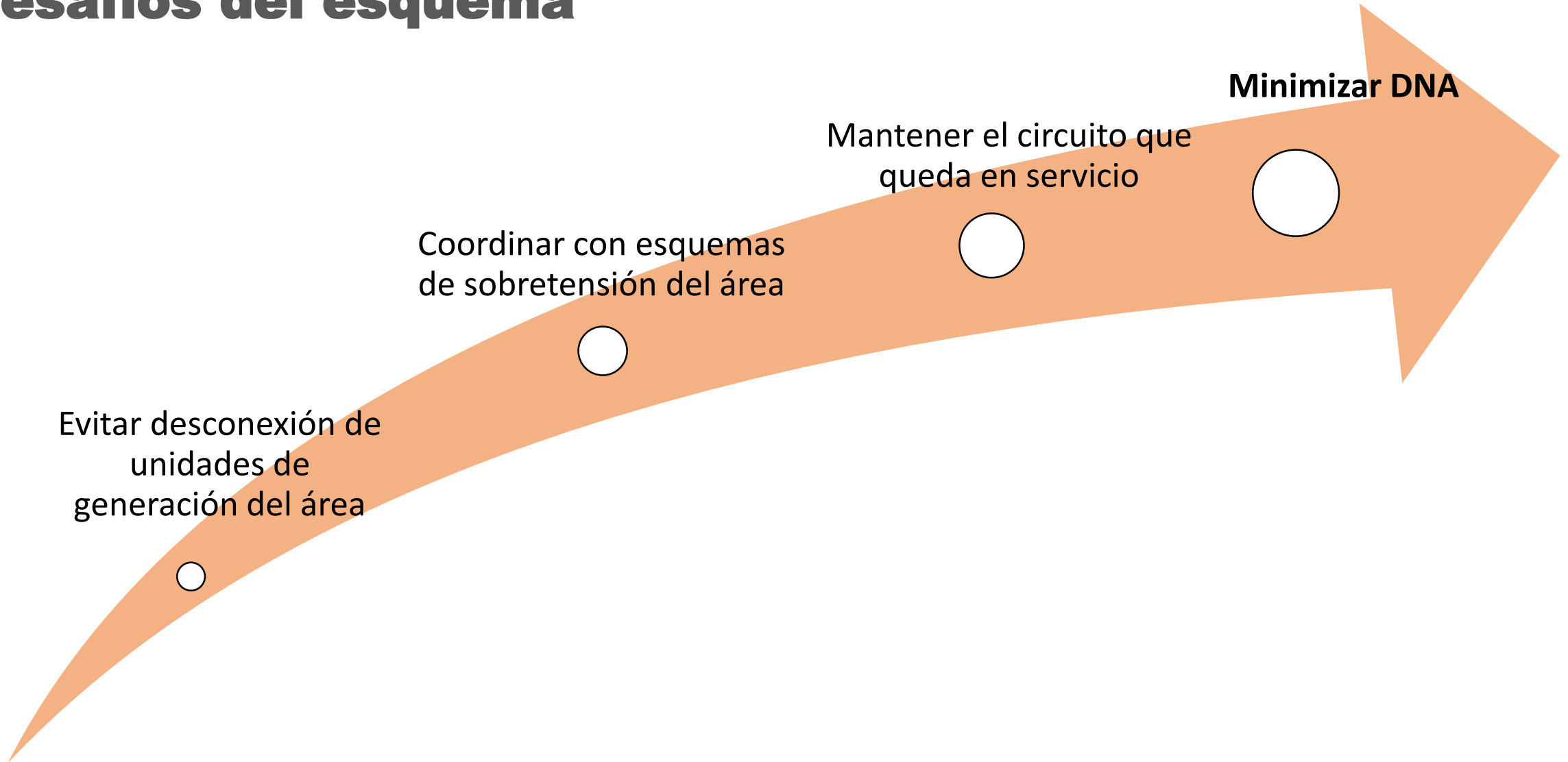
Seguimiento y gestión de los pronósticos de demanda y factores de potencia de la carga con usuarios Regulados y No Regulados.

Revisión y análisis información de eventos SDL.

Supervisión tiempo real subestaciones críticas a nivel del SDL.

Revisión viabilidad esquema de desconexión de carga ante N-1 con indisponibilidad de circuito Intercosta

Desafíos del esquema



Acciones adelantadas

Con estas acciones:

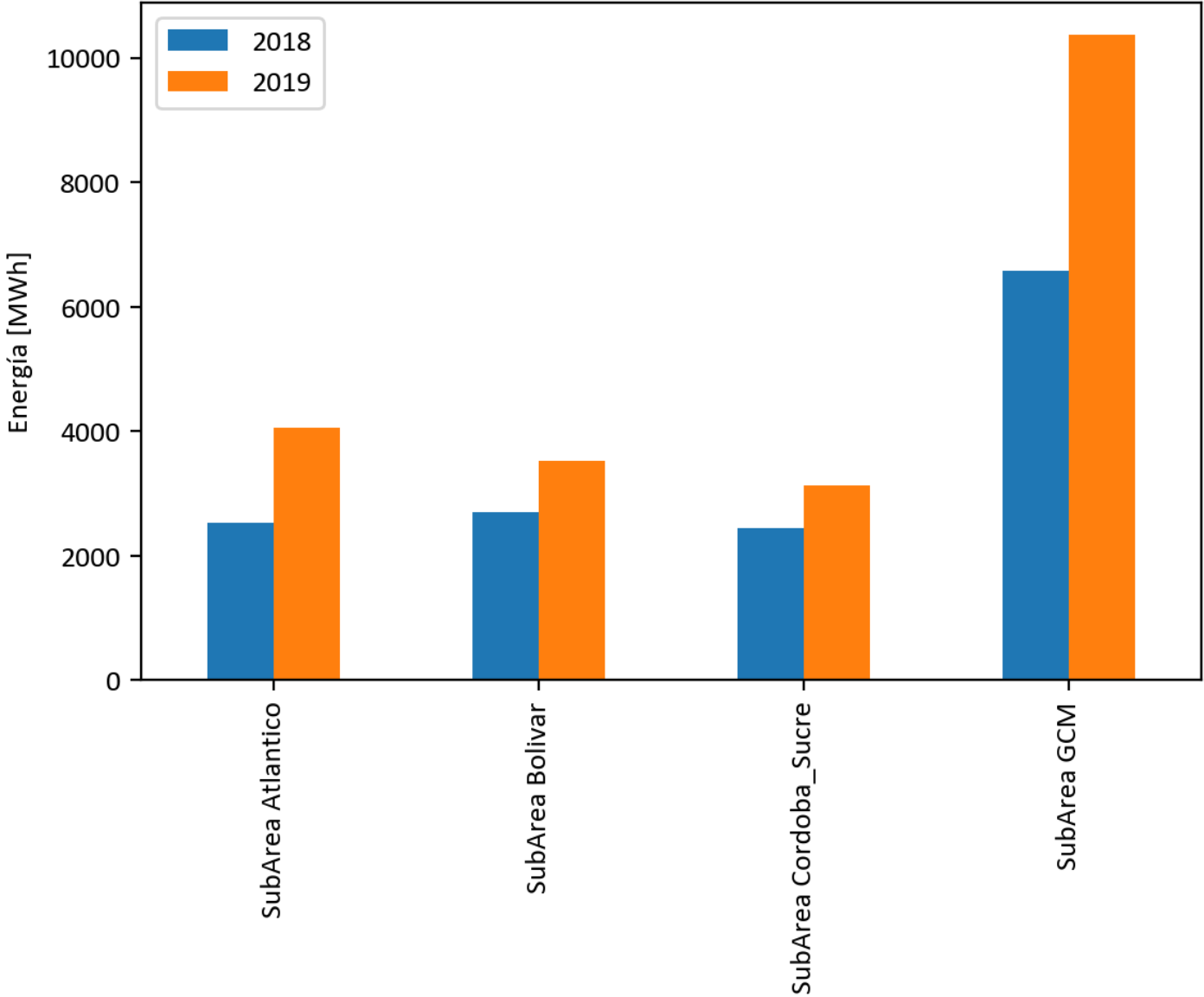
- Actualmente no se esta programando Demanda No Atendida en el despacho por agotamiento de red.
- En septiembre y octubre mas del 98% de la DNA No Programada en el área Caribe, se debió a fallas en activos radiales del STR y activos del SDL.

DNA Área Caribe 2019



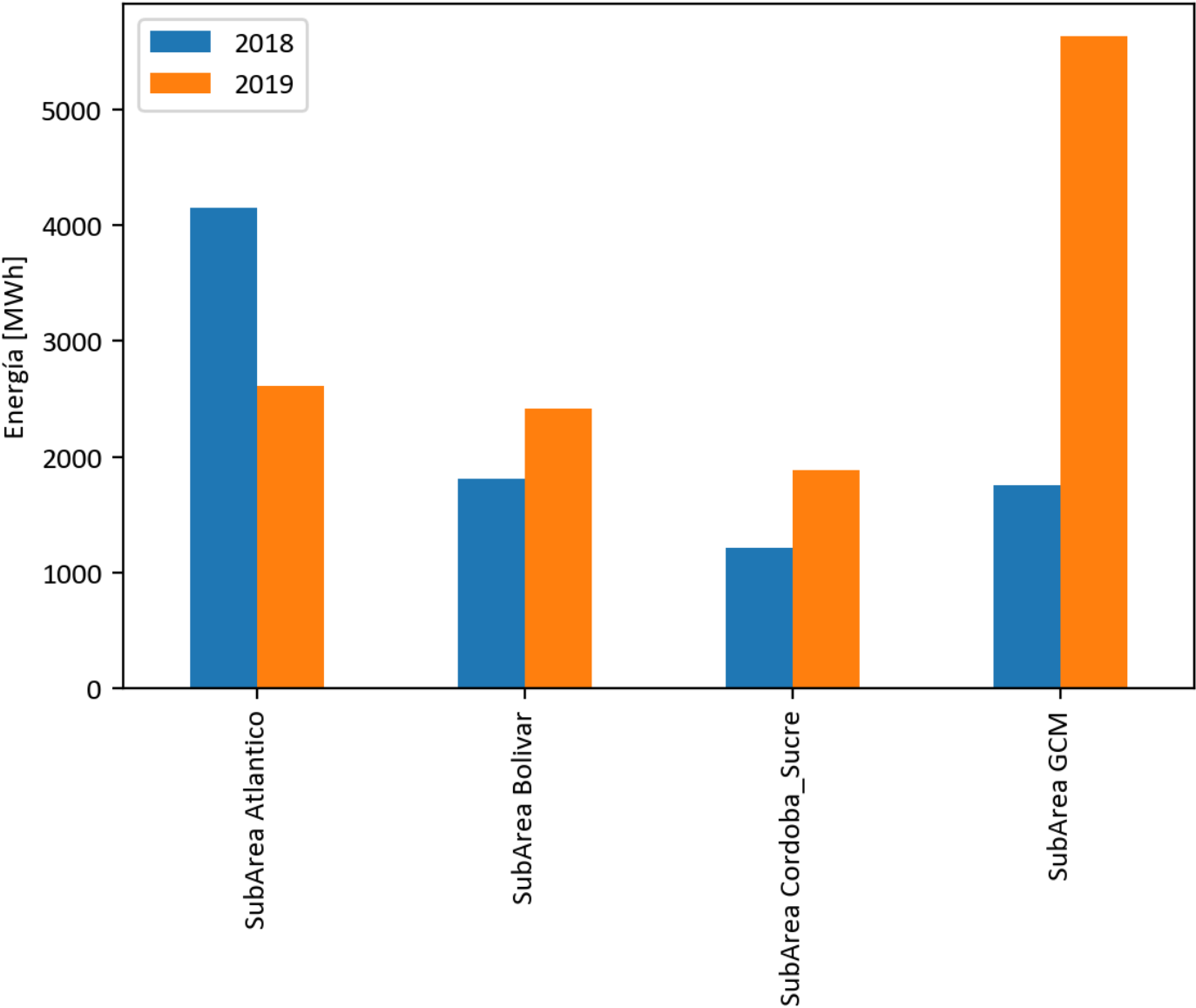
DNA Programada Caribe 2018 Vs 2019

DNA Programada por SubÁrea del 01 de Enero al 04 de Noviembre (2018 vs. 2019)

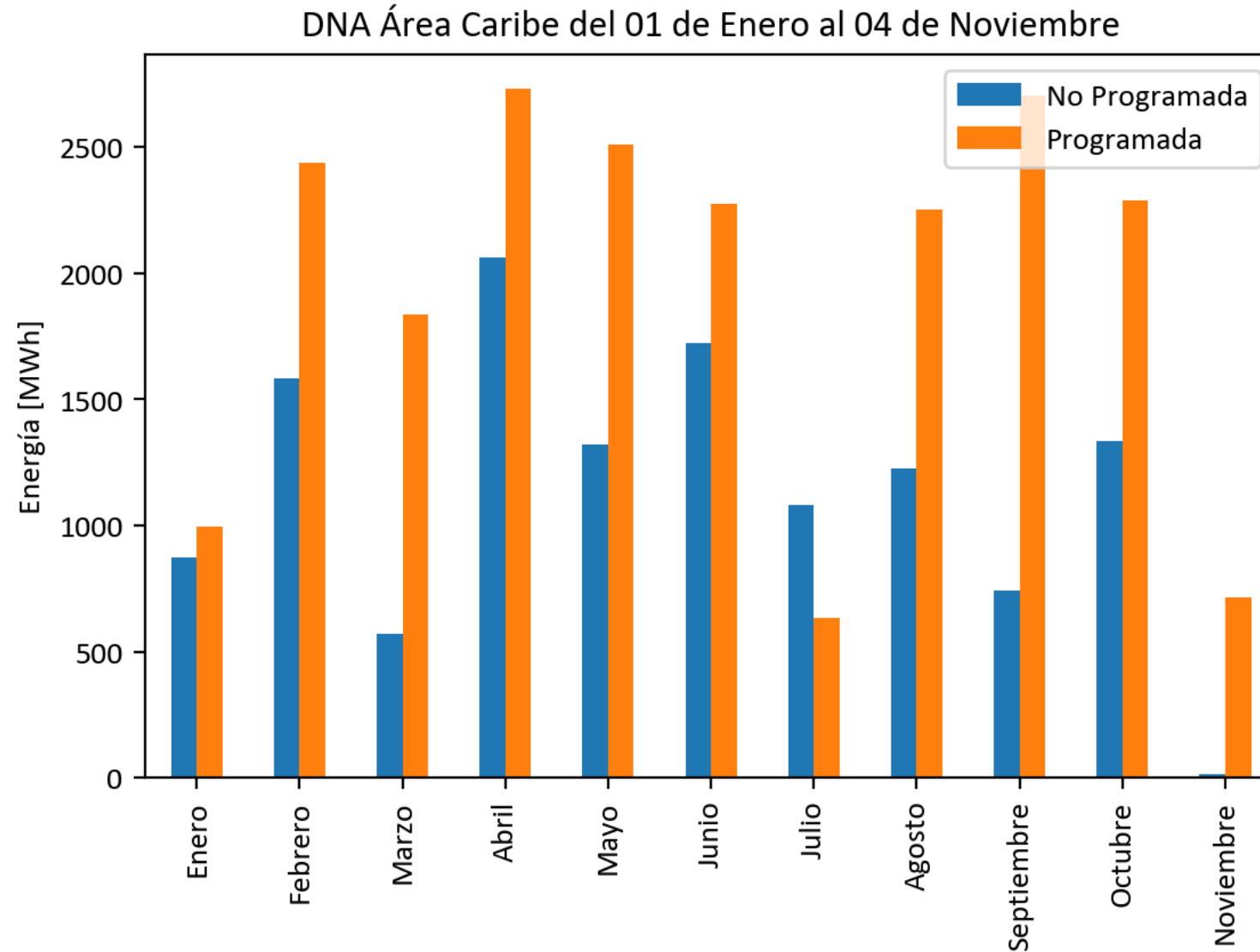


DNA No Programada Caribe 2018 Vs 2019

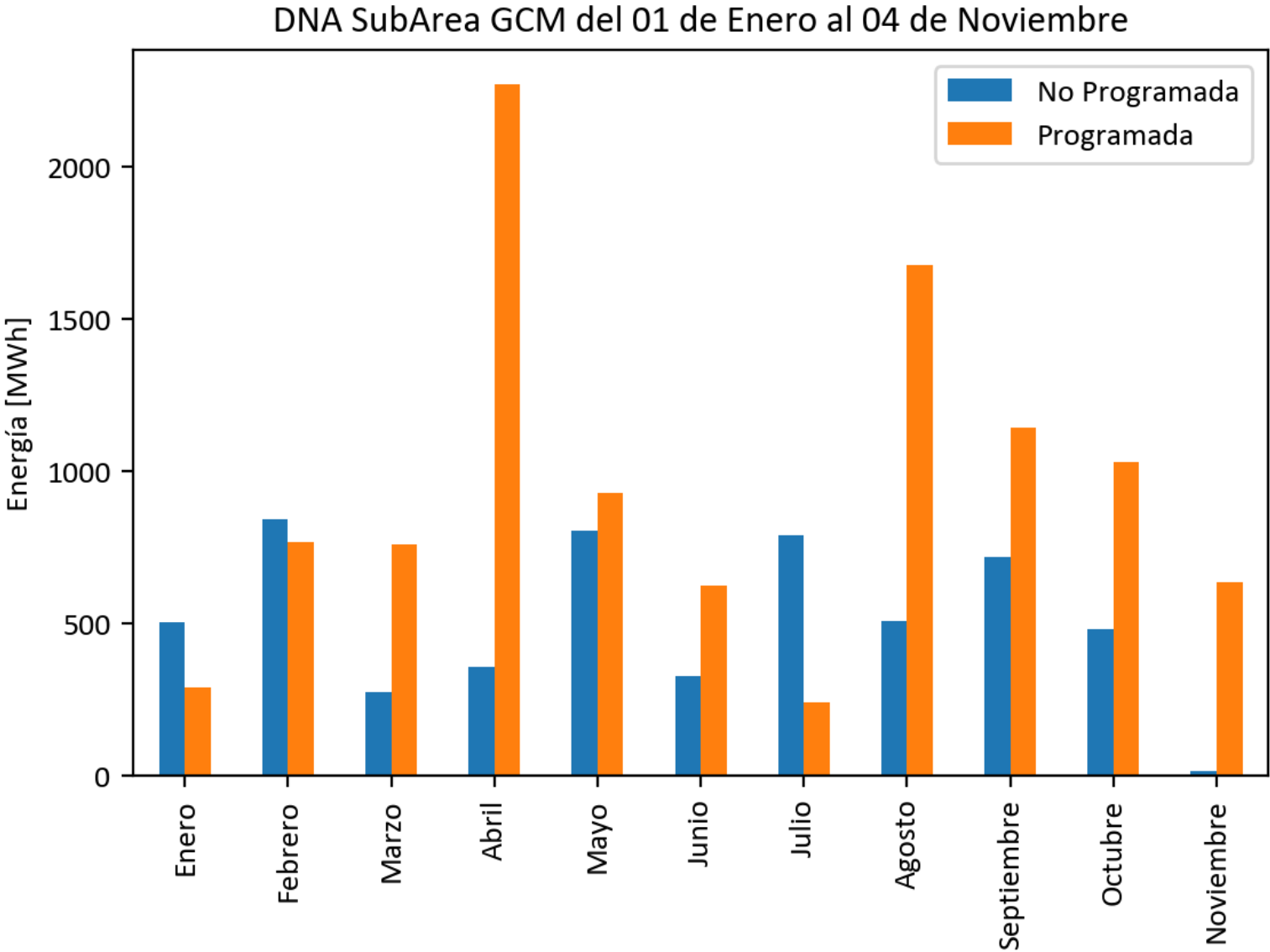
DNA No Programada por SubÁrea del 01 de Enero al 04 de Noviembre (2018 vs. 2019)



DNA Programada y No Programada (Caribe)

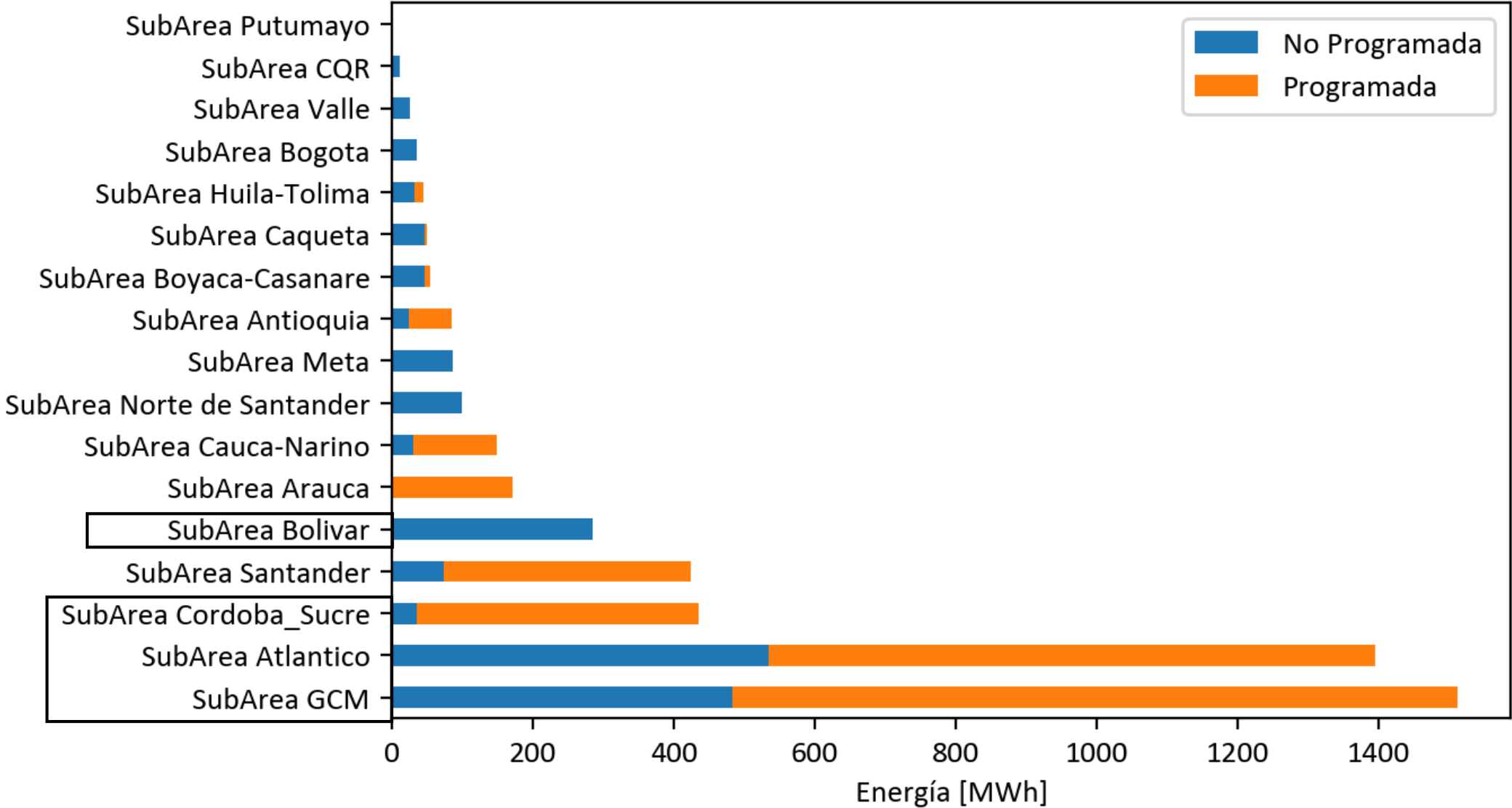


DNA Programada y No Programada (GCM)

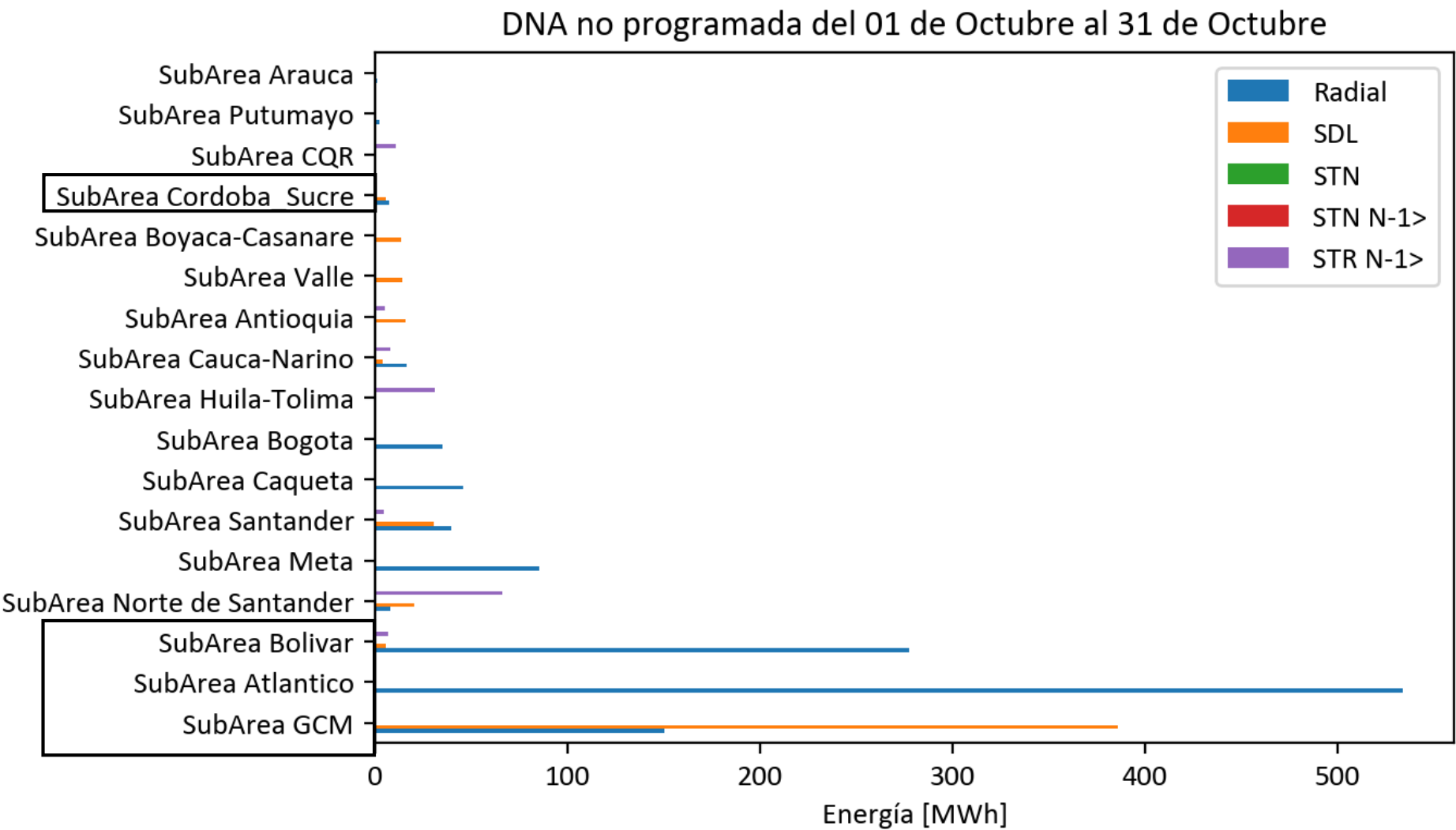


DNA Programada octubre (MWh)

DNA por subárea del 01 de Octubre al 31 de Octubre

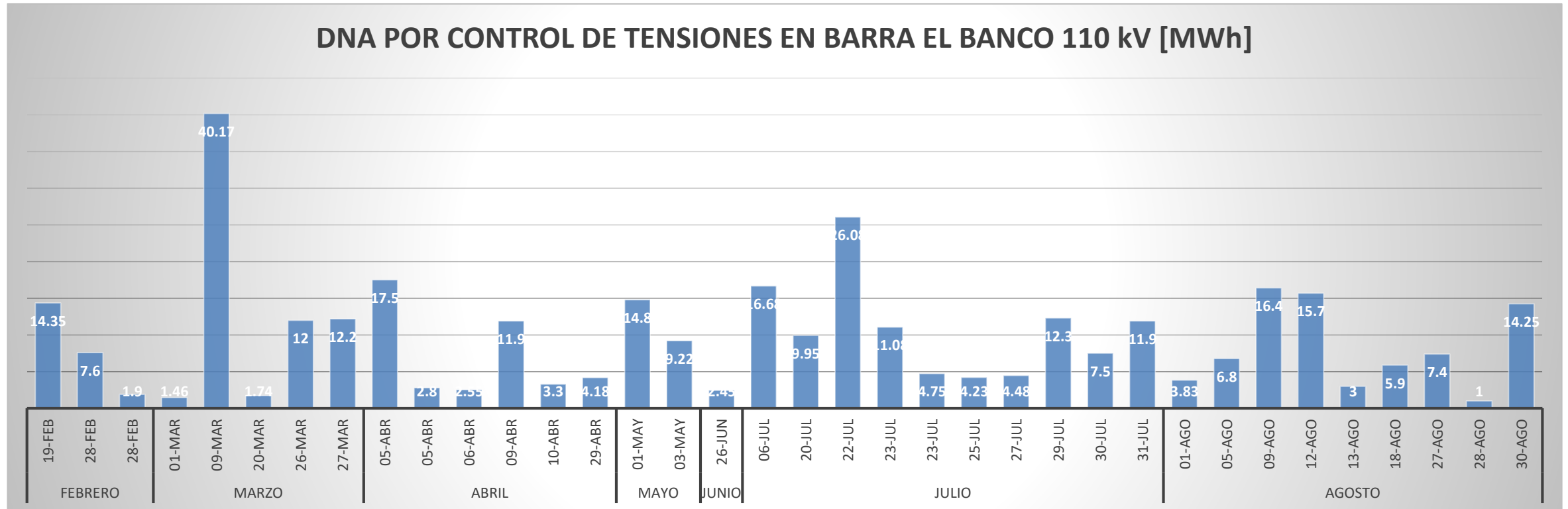


DNA No Programada octubre (MWh)

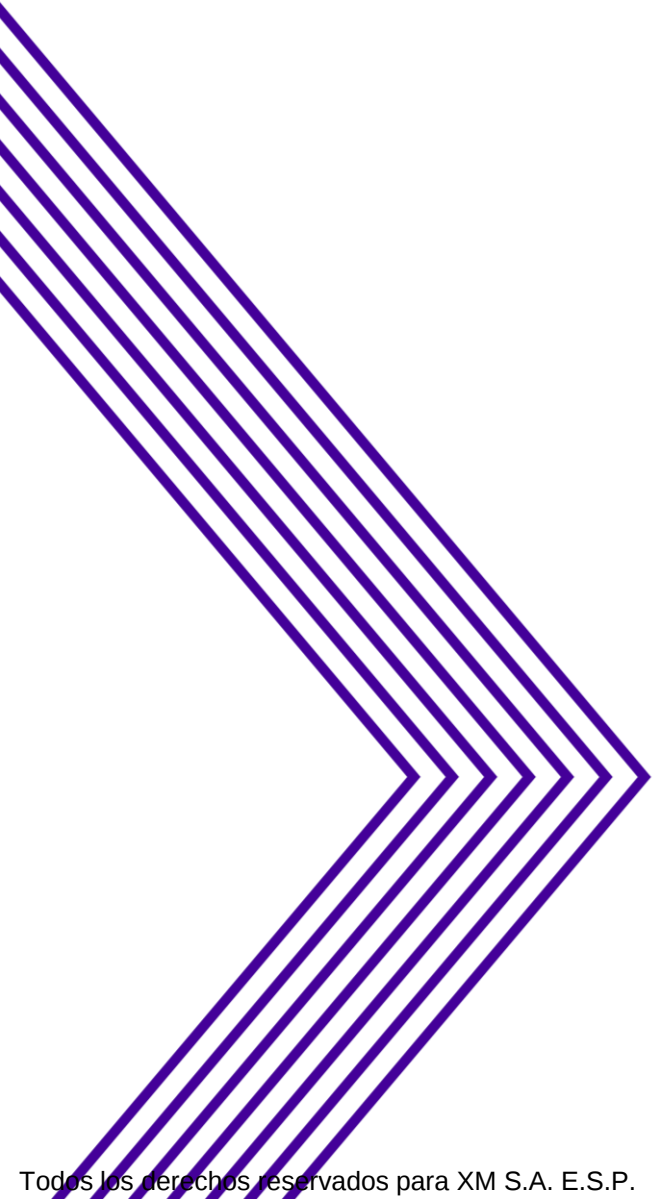


Para el área Caribe mas del 98% de la DNA No Programada se debió a fallas en activos radiales del STR y activos del SDL.

DNA Agotamiento de red Copey – El Banco El Paso



Desde finales del mes de Agosto no ha sido necesario instruir DNA en el Banco en tiempo real, ni se recibe reporte de ECA por esta causa.



4. Varios

- Indicadores de operación



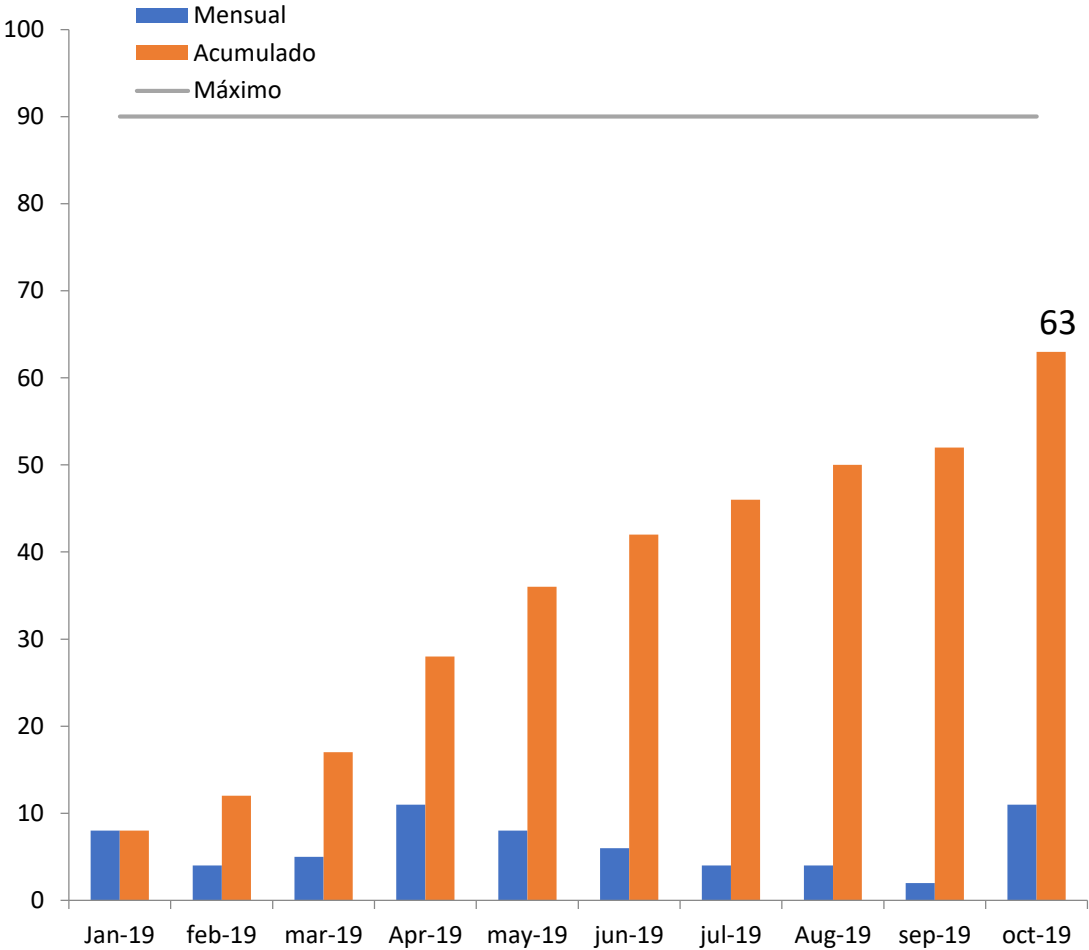


Indicadores de operación



Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO

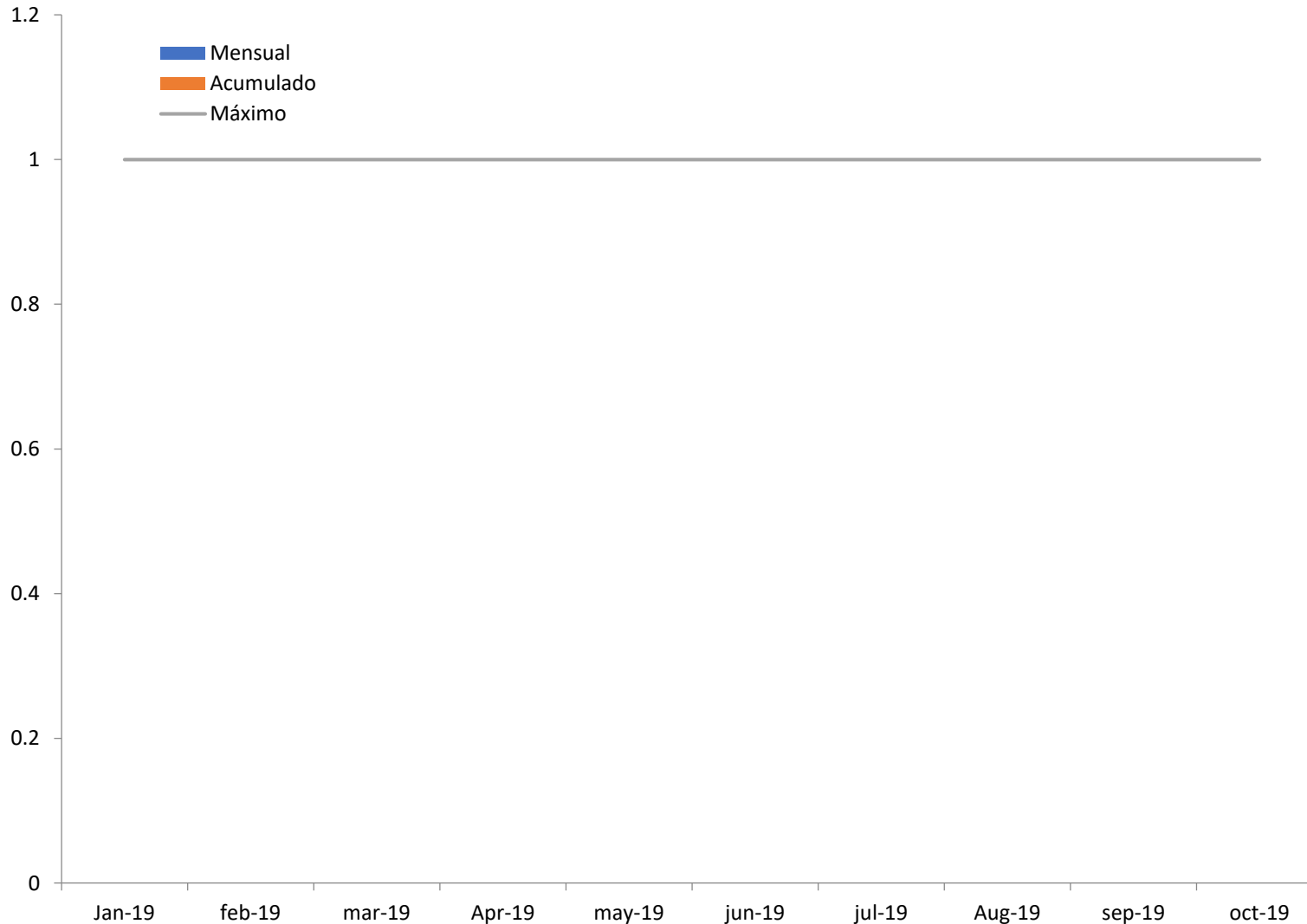


Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
5/10/2019 16:37	2	59,78	Transitorio	Disparo de la Unidad 1 del QUIMBO con 200 MW. El agente no reporta causa.	NO
5/10/2019 22:00	2	59,79	Transitorio	Disparo del recurso QUIMBO 1. El recurso se encontraba generando 200 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente no reporta causa.	NO
8/10/2019 10:45	1	59,79	Transitorio	Disparo unidad 1 Quimbo con 200MW por sobrepresión servomotor de válvulas cilíndricas. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,7983 Hz.	NO
10/10/2019 15:15	1	60,26	Transitorio	Perdida de carga en el SIN. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.26 Hz. Ningún agente reporta evento.	NO
14/10/2019 18:54	1	59,80	Transitorio	Disparo de la Unidad PAIPA 4 con 160 MW. El agente reporta Alta presión en la caldera.	NO
23/10/2019 7:42	5	59,73	Transitorio	Disparo de la unidad GECELCA 3.2. La unidad se encontraba generando con 263 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.73 Hz. El agente reporta falla en la bomba de agua de condensación.	NO
25/10/2019 9:28	5	59,73	Transitorio	Disparo de la unidad GECELCA 3.2. La unidad se encontraba generando con 263 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.727 Hz. El agente reporta bajo nivel del tambor a causa de la bomba de alimentación.	NO
26/10/2019 8:34	1	59,75	Transitorio	Disparo de las unidades menores LIMONAR, LAGUNETA, TEQUENDAMA Y DARIO VALENCIA con 227 MW al presentarse disparos sucesivos de los circuitos que llegan a la subestación COLEGIO 115 KV y los circuitos SALTO II - MUÑA 3 115 KV y NUEVA ESPERANZA -LAGUNETA 115 KV. Se encontraba abierto por mantenimiento el circuito USME - COLEGIO 115 KV.	NO
30/10/2019 5:31	3	59,78	Transitorio	Disparo de la unidad EL QUIMBO 2. La unidad se encontraba generando con 197 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.782 Hz.	NO
31/10/2019 0:13	1	60,21	Transitorio	La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.21 Hz. El agente reporta cierre de los circuitos BARBOSA (ANTIOQUIA) - GUATAPE 1 220 kV y GUATAPE - MIRAFLORES 1 220 kV.	NO
31/10/2019 12:16	2	59,79	Transitorio	Disparo de la unidad de generación EL QUIMBO 2 con 200 MW. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.79 Hz.	NO

Durante el mes de octubre de 2019 se presentaron 11 eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas

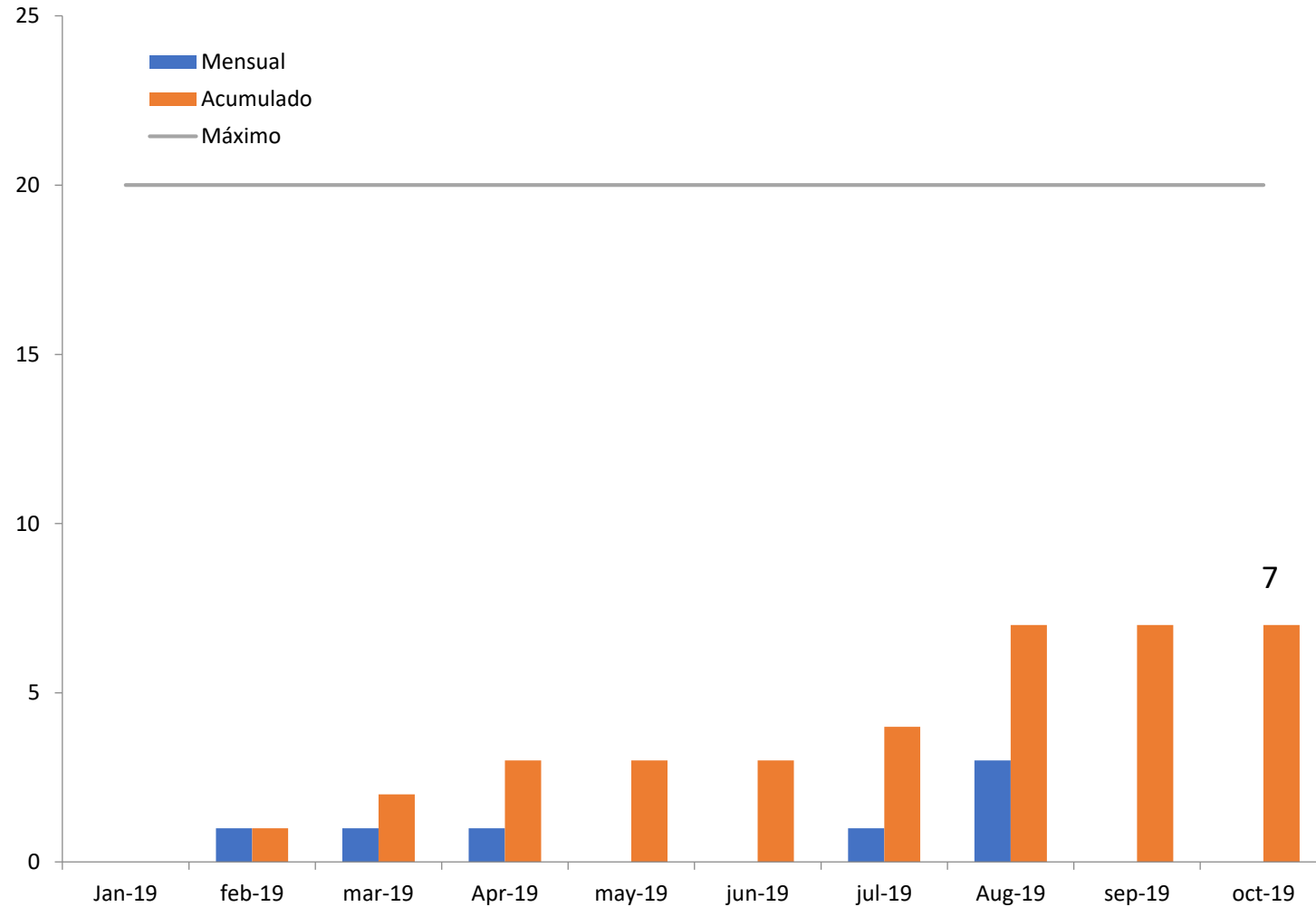
FRECUENCIA LENTO



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

Eventos de tensión fuera de rango

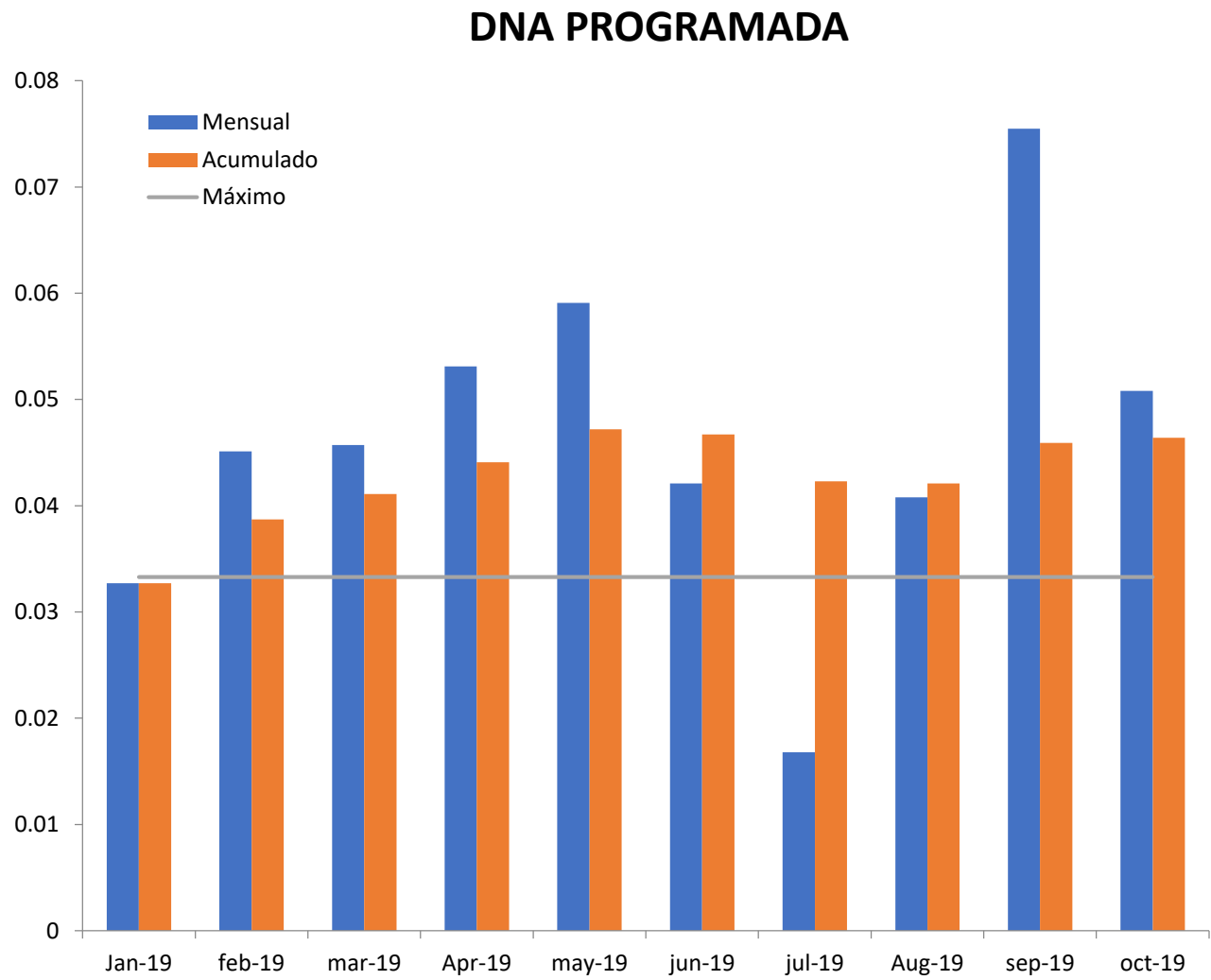
TENSIÓN



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

Porcentaje de DNA Programada

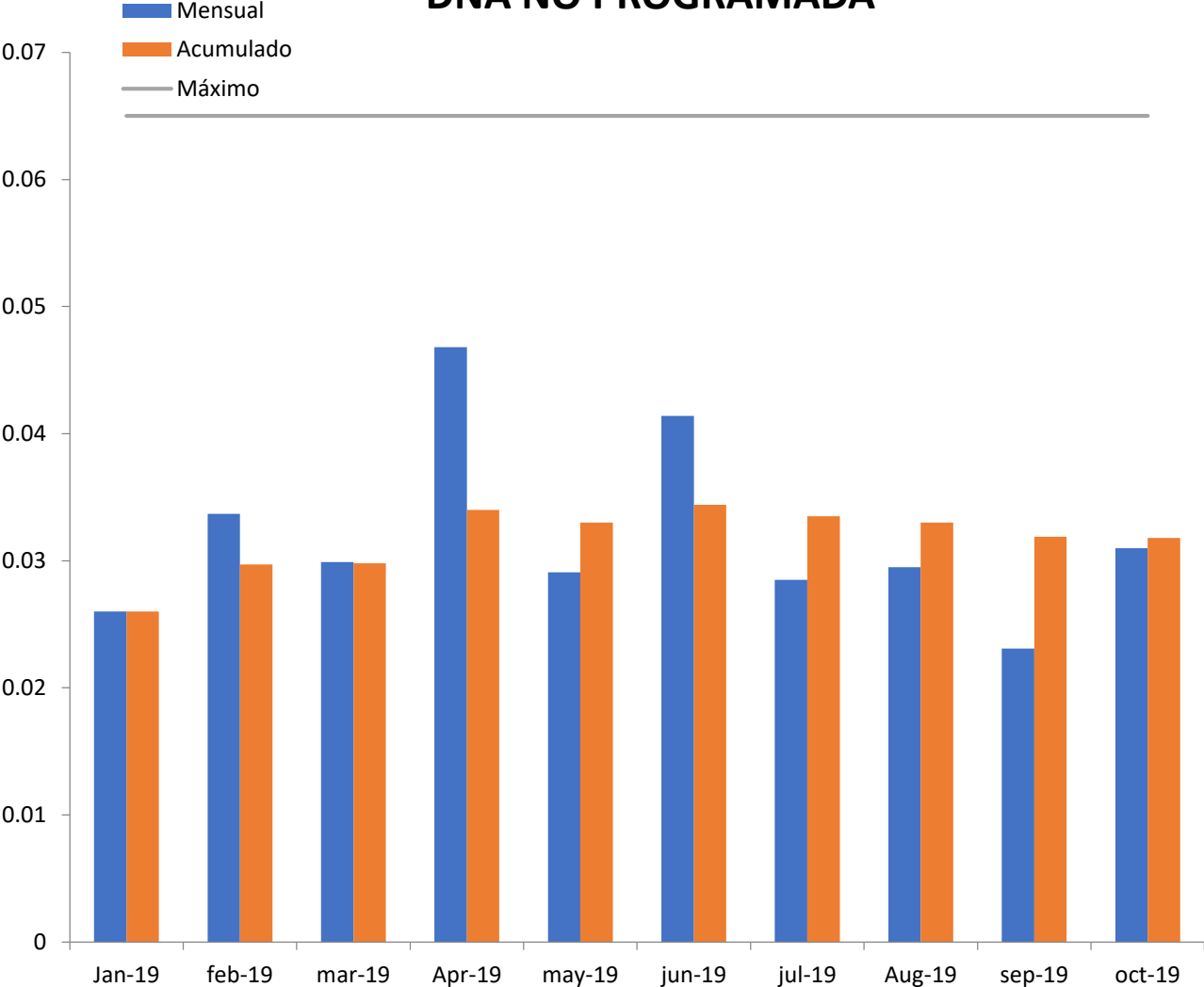
Por causas programadas se dejaron de atender 3.015 GWh en el mes de octubre de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:



Fecha	MWh	Descripción
6/10/2019 5:32	568	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0171782 y C0174413 de los activos CARACOLI - CORDIALIDAD 1 110 KV y BT CORDIALIDAD 2 50 MVA 110 KV, dejando sin tensión la S/E CORDIALIDAD 110 KV temporalmente radial por reconfiguración en la SubArea Atlántico.
6/10/2019 5:00	412,79	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0174053 del activo LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kv, dejando sin tensión la S/E radial LIBERTADOR 110 KV.
20/10/2019 6:31	400,54	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0174266 y C0174267 de los activos BL1 BOSTON A CHINU 110 kv y BOSTON - CHINU 1 110 kv, dejando sin tensión la S/E BOSTON 110 kv.
20/10/2019 6:02	355,1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0165920, C0174474 y C0174475 de los activos BT EL BANCO 1 45 MVA 110 kv, EL PASO - EL BANCO 1 110 kv y EL PASO - EL COPEY 1 110 kv, dejando sin tensión las S/E radiales EL PASO 115 kv y EL BANCO 115 kv.
6/10/2019 5:04	229,08	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0167503 y C0167504 de los activos BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 KV y SABANALARGA CAMPO 8530 220 kv.
16/10/2019 6:00	217,55	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0174144, C0174406 y C0174408 de los activos BL1 PUERTO WILCHES A BARRANCA PROVISIONAL 115 KV, BARRANCA PROVISIONAL- PUERTO WILCHES 1 115 KV y BT PUERTO WILCHES 1 40 MVA 115 KV, dejando sin tensión la S/E radial PUERTO WILCHES 115 kv.
6/10/2019 5:22	180,9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0173086 del activo BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kv.
18/10/2019 7:53	169,32	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0174637 del activo BANADIA - CANO LIMON 1 230 kv, dejando sin tensión la S/E radial CANO LIMON 230 kv.
2/10/2019 7:49	132,82	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0174140, C0174141 y C0174143 de los activos BARRANCA PROVISIONAL- PUERTO WILCHES 1 115 KV, BL1 PUERTO WILCHES A ISLA VI 115 KV y BT PUERTO WILCHES 1 40 MVA 115 KV , dejando sin tensión la S/E radial PUERTO WILCHES 115 kv.
20/10/2019 8:35	118,52	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0159413, C0171786, C0171787 y C0171788 de los activos BL1 JAMONDINO A TESALIA 230 kv, BL1 JAMONDINO A MOCOIA 230 kv, BL4 JAMONDINO A POMASQUI 230 kv y BL3 JAMONDINO A POMASQUI 230 kv.

Porcentaje de DNA No Programada

DNA NO PROGRAMADA

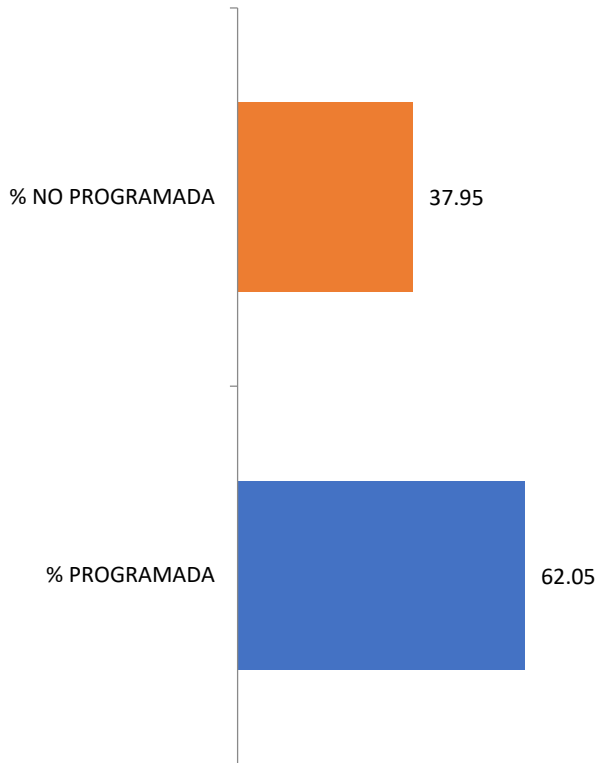


Por causas no programadas se dejaron de atender 1.843 GWh en el mes de octubre de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
6/10/2019 15:01	534	Demanda no atendida por retraso en los trabajos de las consignaciones C0171782 y C0174413 de los activos CARACOLI - CORDIALIDAD 1 110 KV y BT CORDIALIDAD 2 50 MVA 110 KV, dejando sin tensión la S/E CORDIALIDAD 110 KV temporalmente radial por reconfiguración en la SubArea Atlántico.
15/10/2019 5:12	126,13	Demanda no atendida por disparo del activo TRAFO 01 12 MVA 110/34.5/13.8 KV en la subestación EL PASO 110 kv. El agente reporta falla en el SDL.
3/10/2019 0:00	118,95	Continúa demanda no atendida por falla en circuitos a nivel de 34.5 kv en la subestación RIOHACHA. El agente reporta falla en el SDL.
11/10/2019 13:19	81,72	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 KV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 KV. El agente reporta falla en el STR.
20/10/2019 0:00	70,68	Continúa demanda no atendida por disparo de los activos CAMPOBONITO - PUERTO LOPEZ 1 115 KV y CAMPOBONITO - PUERTO GAITAN 1 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales PUERTO LOPEZ 115 kv, CAMPOBONITO 115 kv y PUERTO GAITAN 115 kv.
16/10/2019 9:21	68	Demanda no atendida en la S/E radial EL BANCO 110 kv. El agente reporta falla en el SDL.
6/10/2019 13:55	67,67	Demanda no atendida por trabajos en el SDL, en la S/E Copey 34.5 kv.
28/10/2019 19:52	66	Demanda no atendida por disparo de los activos BT OCAÑA 1 90 MVA 115 kv, BT OCAÑA 2 90 MVA 115 kv, BT OCAÑA 3 90 MVA 115 kv, BL1 OCAÑA A BUTURAMA 115 kv, CONVENCION - TIBU 1 115 kv y BL1 OCAÑA A CONVENCION 115 kv, dejando sin tensión las S/Es CONVENCION 115 kv, BUTURAMA 115 kv, AYACUCHO 115 kv y AGUACHICA 115 kv.
7/10/2019 0:04	37,45	Demanda no atendida por disparo del activo SABANA DE TORRES - SAN ALBERTO 1 115 KV, dejando sin tensión la S/E radial SAN ALBERTO 115 kv. El agente reporta falla en el STR, por caída de árbol sobre la línea
20/10/2019 15:55	37,33	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 CHINU A SINCE 110 kv dejando sin tensión las S/Es radiales SINCE 110 kv, MAGANGUE 110 kv y MOMPOX 110 kv.
22/10/2019 11:52	35	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 ZIPAQUIRA A TPELDAR 115 kv, dejando sin tensión las S/Es radiales UBATE 115 KV y SIMIJACA 115 KV.

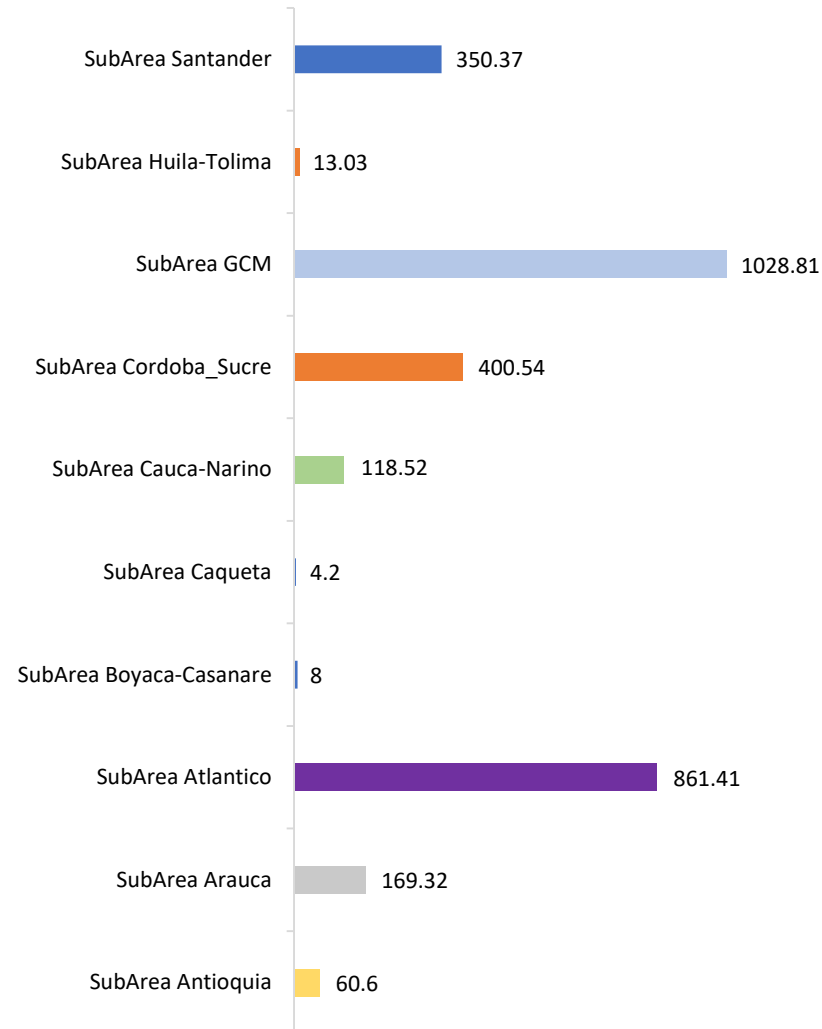
Demanda No Atendida (MWh)

% DNA

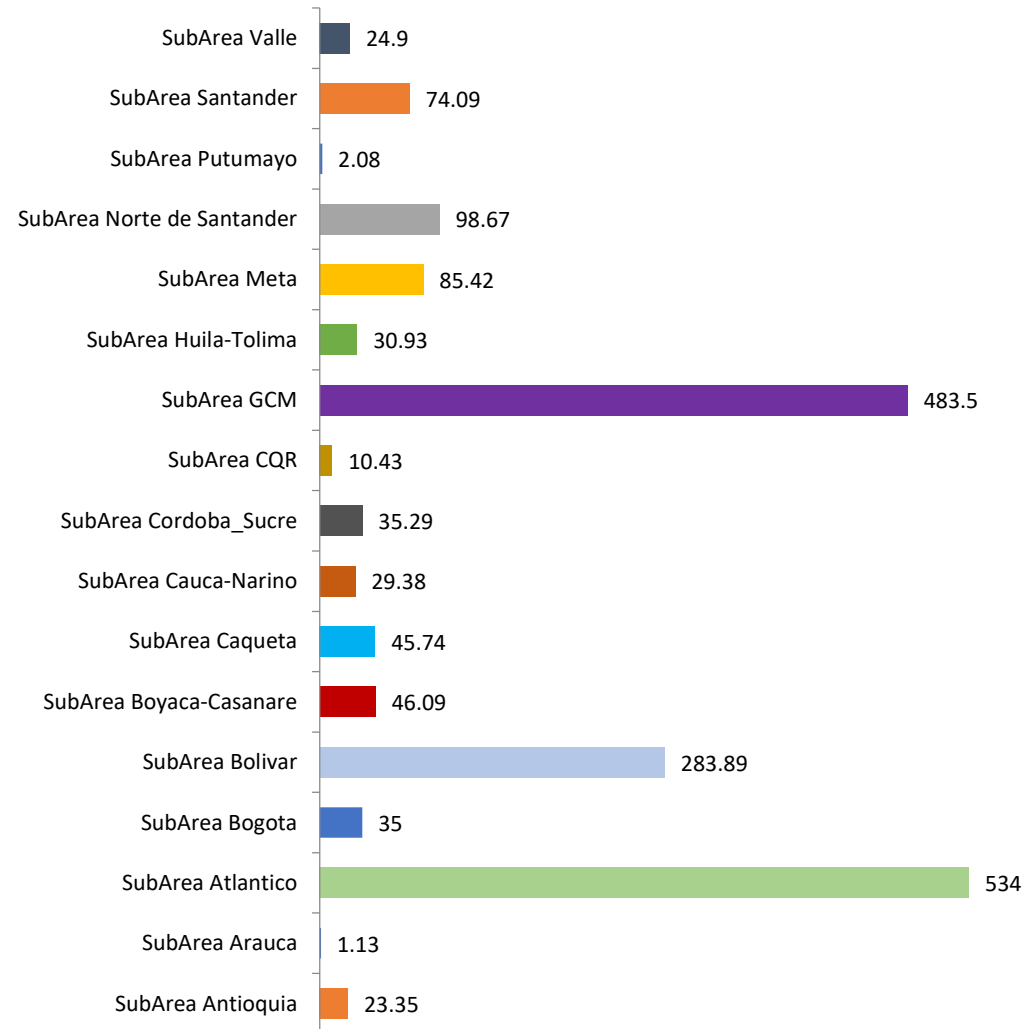


El total de demanda no atendida en octubre de 2019 fue 4.858 GWh.

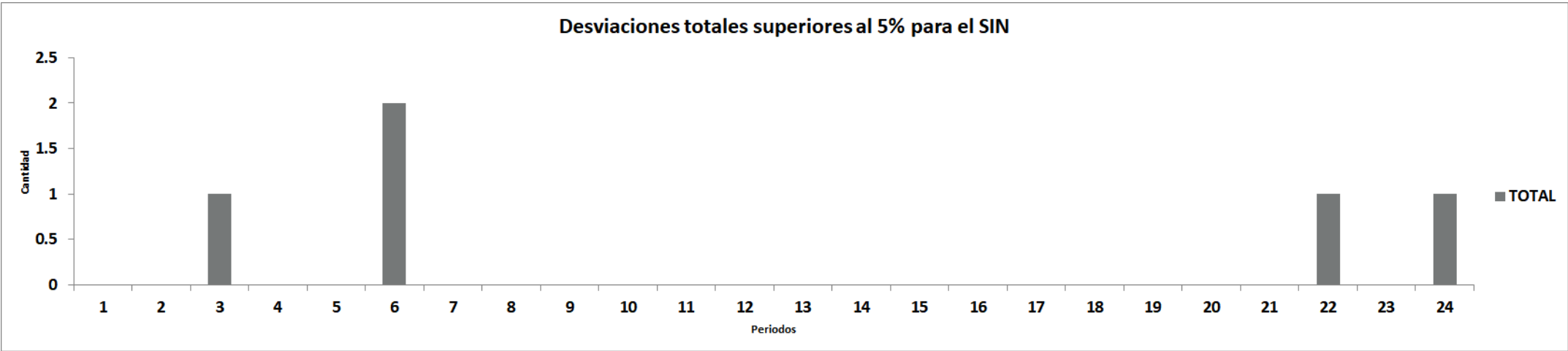
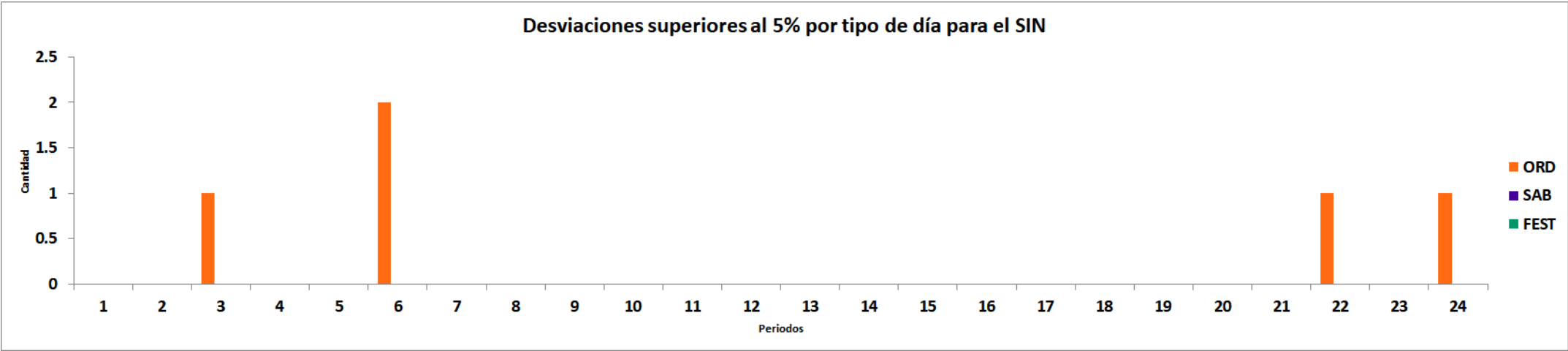
DEMANDA PROGRAMADA



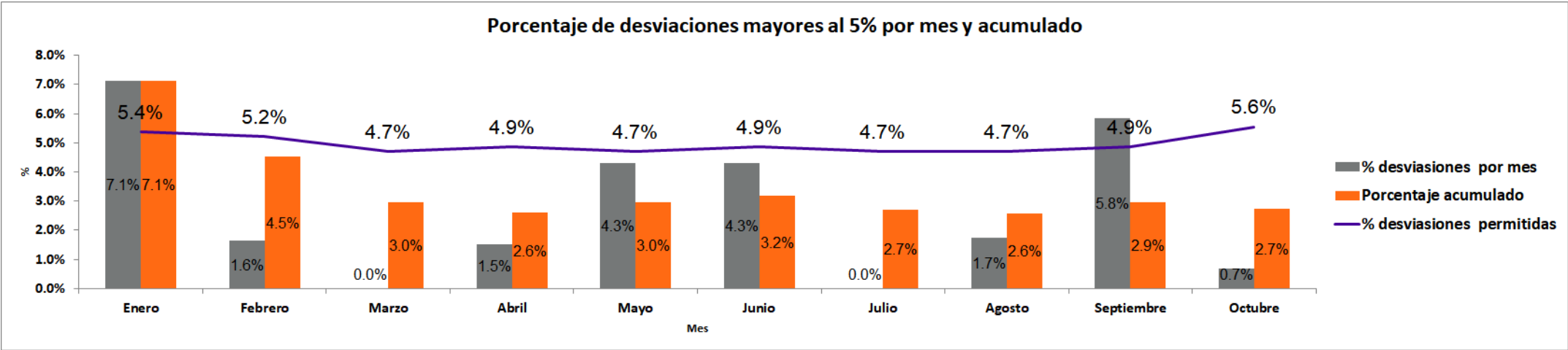
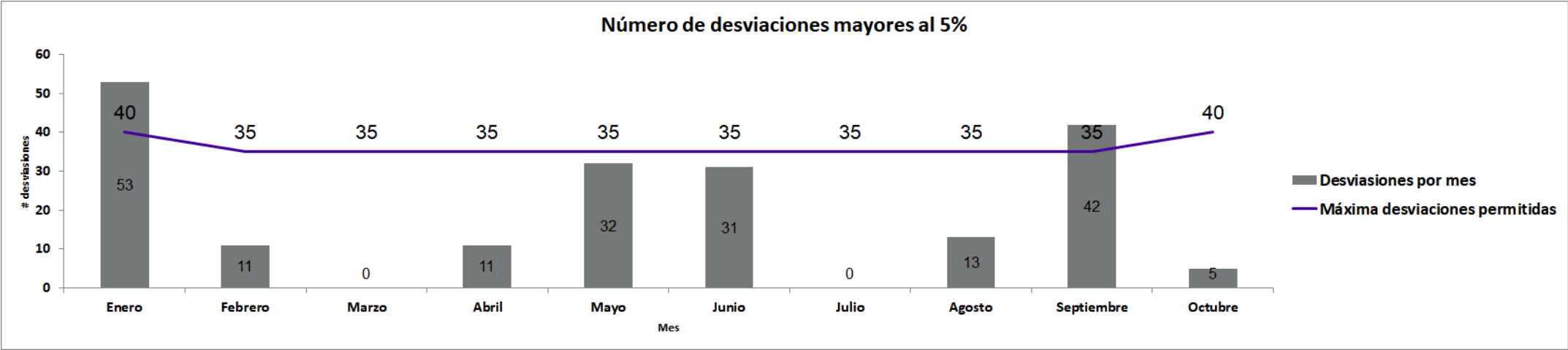
DEMANDA NO PROGRAMADA



Indicador de calidad del pronóstico oficial Octubre 2019



Indicador de calidad del pronóstico oficial Octubre 2019



Indicador de Calidad de la Supervisión

