



INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-002

Jueves, 17 de enero 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 – 002
Jueves 17 de enero de 2019



Contenido

1

Balance 2018

Comportamiento variables del SIN
Entrada de proyectos
Restricciones en el SIN

2

Variables del SIN

Hidrología y reservas
Generación e importaciones
Demanda del SIN

3

Panorama Energético

Análisis energético de mediano plazo
Análisis energético de largo plazo

4

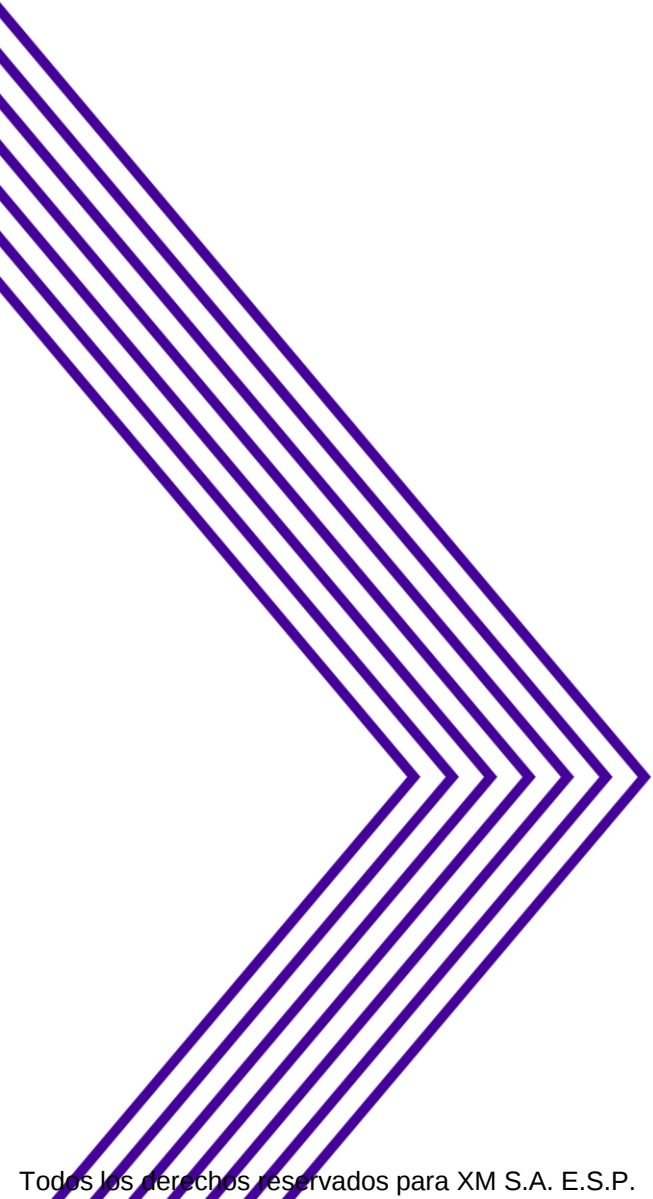
Situación operativa

Seguimiento medidas área Caribe
Declaración de parámetros

5

Varios

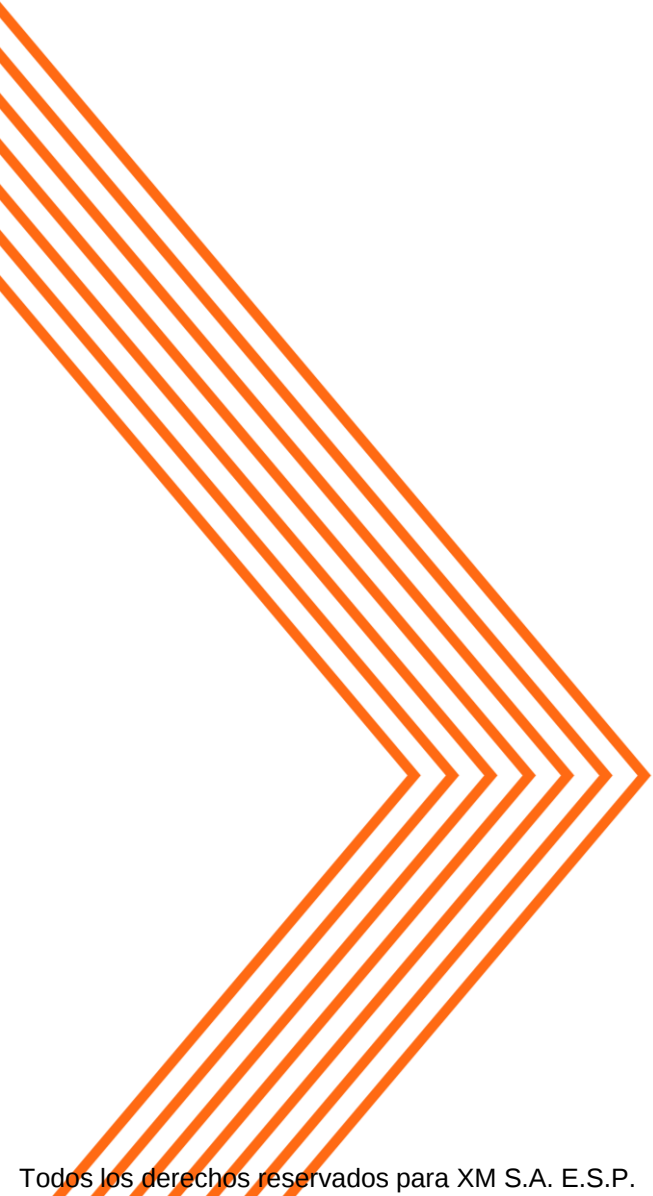
Indicadores de operación
Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696
Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963



1. Balance 2018

- Comportamiento variables del SIN
- Entrada de proyectos
- Restricciones en el SIN





Comportamiento variables del SIN



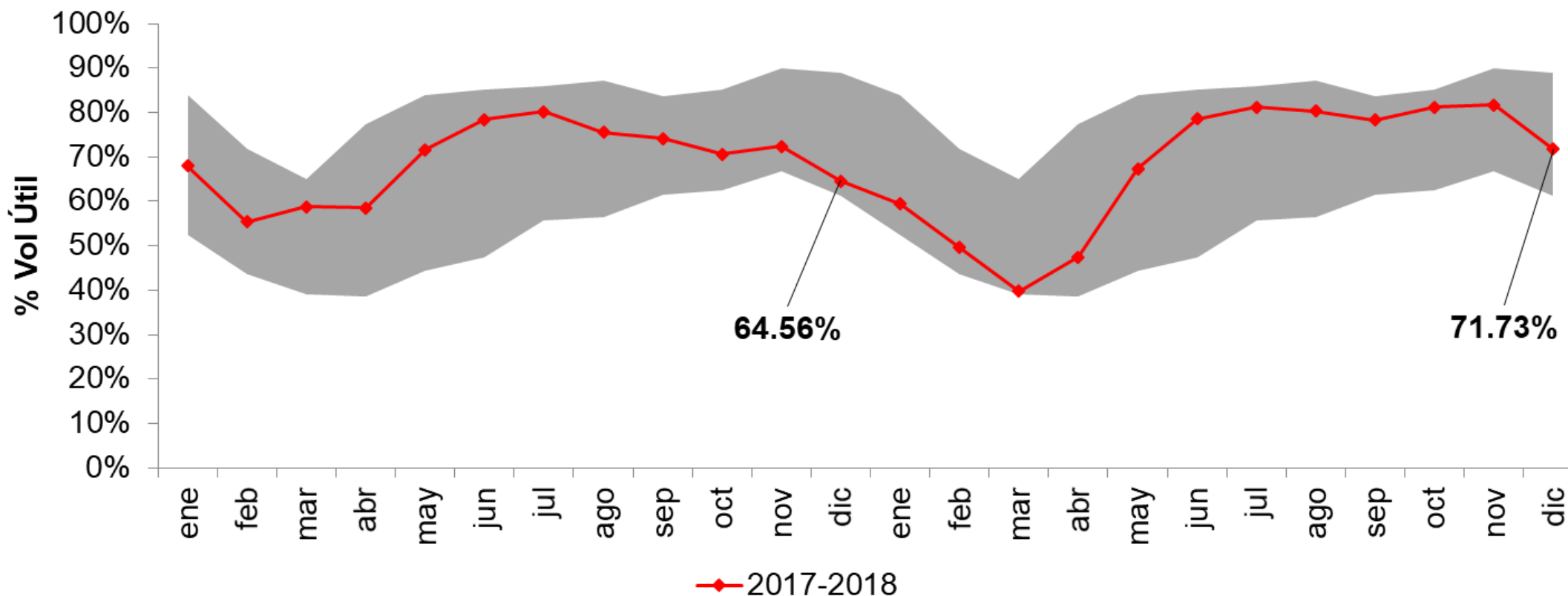
Variación capacidad efectiva neta

Tipo Fuente	2017 (MW)	2018 (MW)	Variación
Hidráulica	11,725.63	11,836.57	0.9%
Combustible fósil	4,906.25	5,302.59	8.1%
Biomasa	118.65	145.15	22.3%
Eólica	18.42	18.42	0.0%
Solar*	9.80	9.80	0.0%
Total	16,778.75	17,312.53	3.2%

*Los proyectos solar Bolívar y el paso se encuentran en etapa de pruebas

Evolución reservas del SIN corte a diciembre de 2018

Reservas hídricas - 2000 a 2018

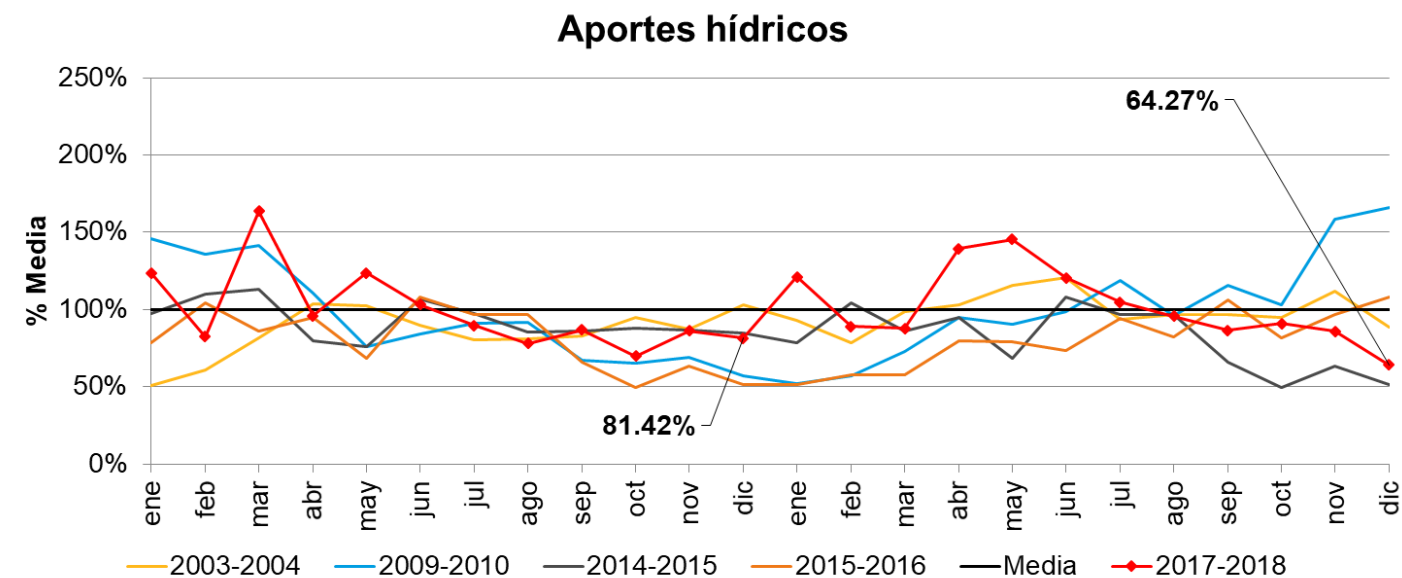
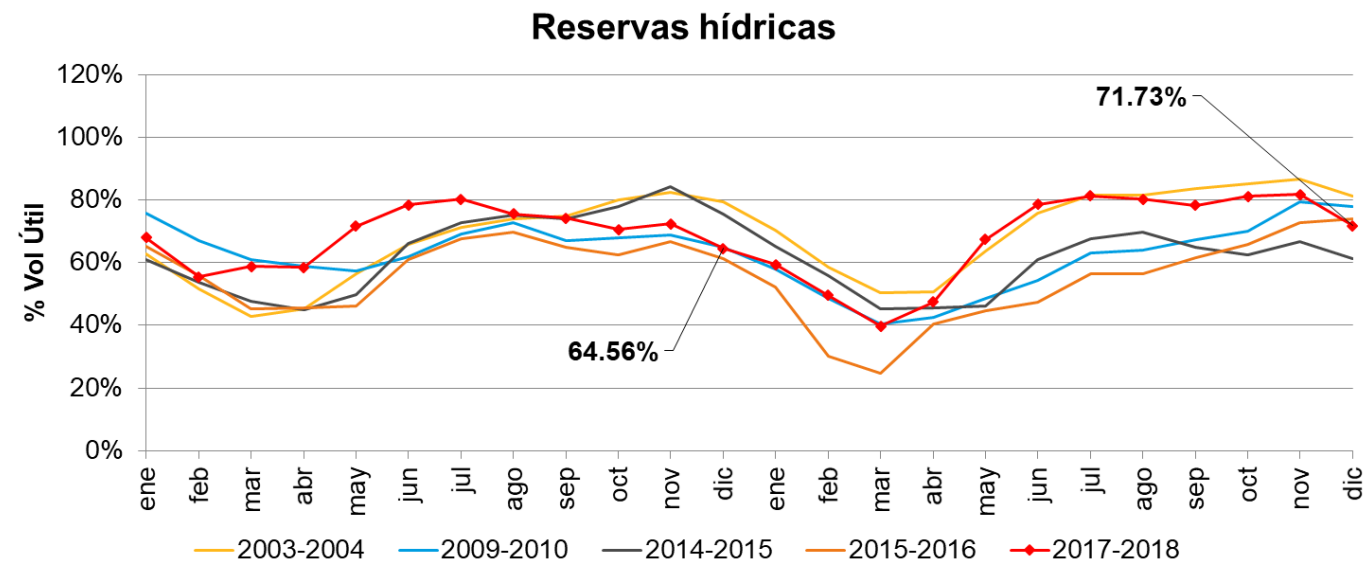


**La banda mínima de la envolvente de las reservas no considera el efecto por la salida de Guatapé ocurrida en el año 2016

Información hasta el: 2018-12-31

Información actualizada el: 2018-01-16

Hidrología del SIN corte a diciembre de 2018



Información hasta el: 2018-12-31

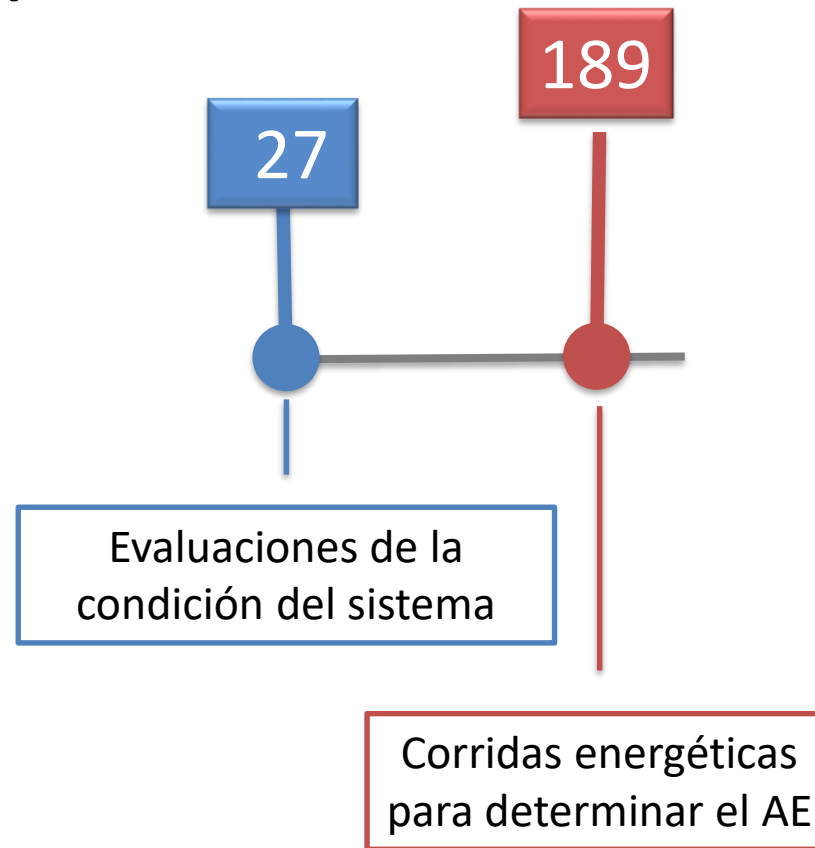
Información actualizada el: 2018-01-16

Balance condición del sistema – Res CREG 026 de 2014



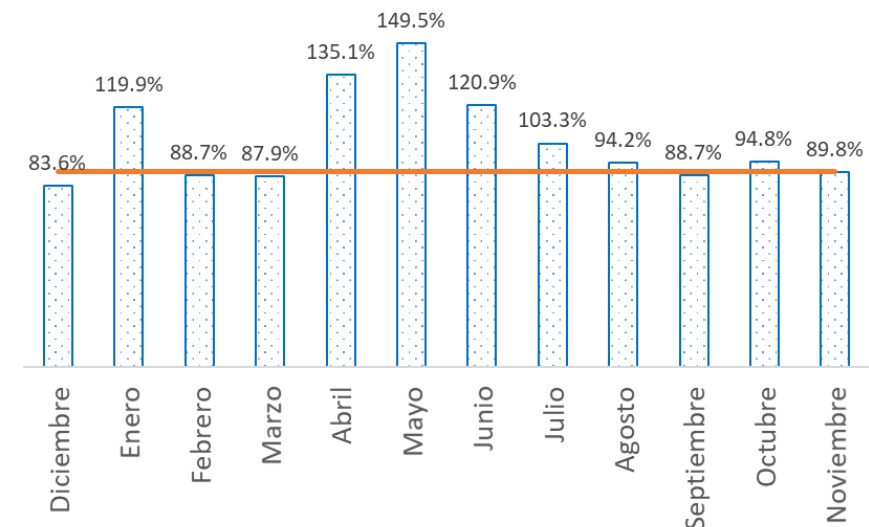
Condición del sistema en 2018

Enero	Vigilancia
Febrero	Normal
Marzo	Vigilancia
Abril	Vigilancia
Mayo	Normal
Junio	Normal
Julio	Normal
Agosto	Normal
Septiembre	Normal
Octubre	Vigilancia
Noviembre	Normal
Diciembre	Vigilancia



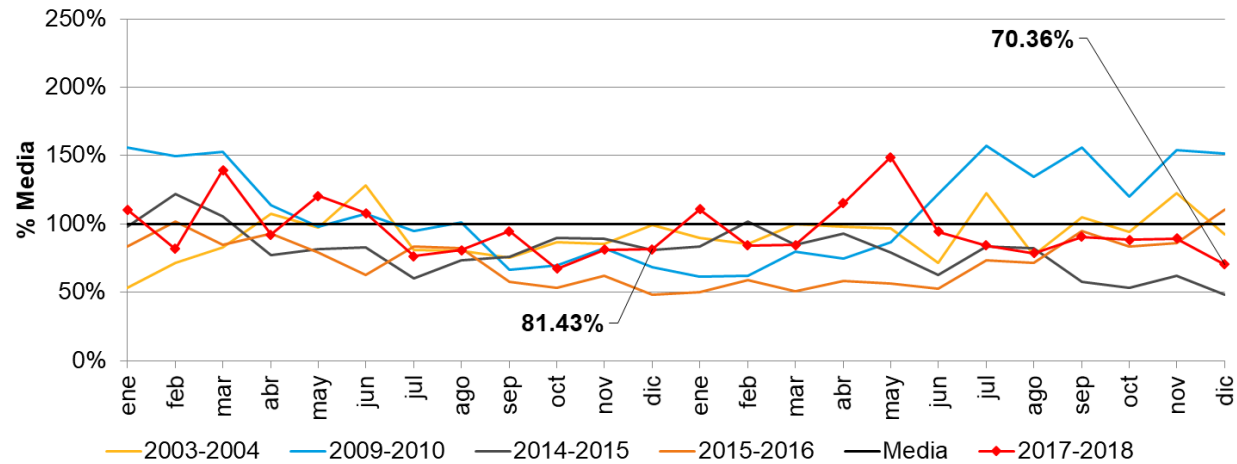
Durante todas las evaluaciones el AE y el PBP estuvieron en verde y el ED en Rojo, por tanto la variable HSIN fue la que determinó la condición del sistema.

Comportamiento HSIN 2018

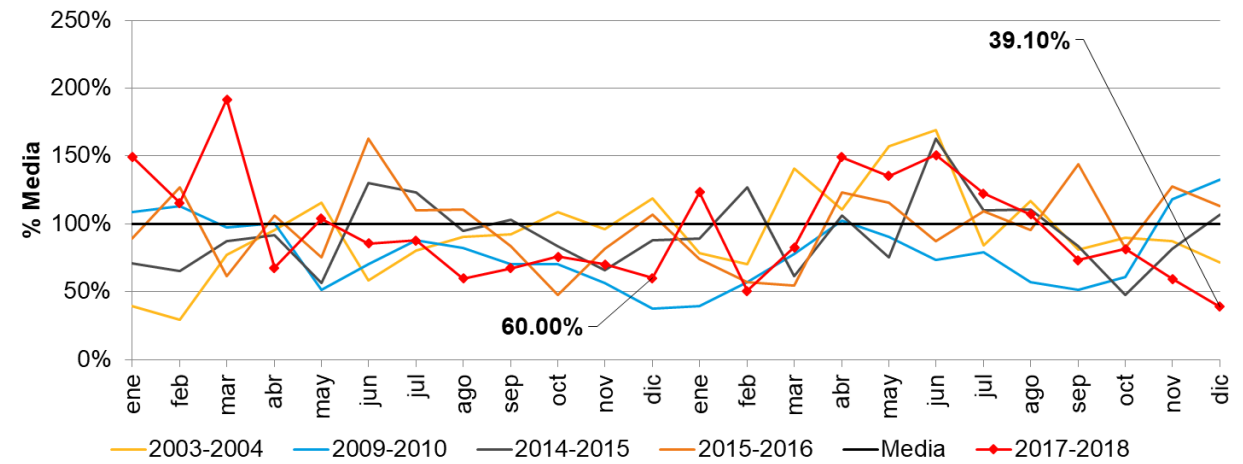


Aportes por regiones

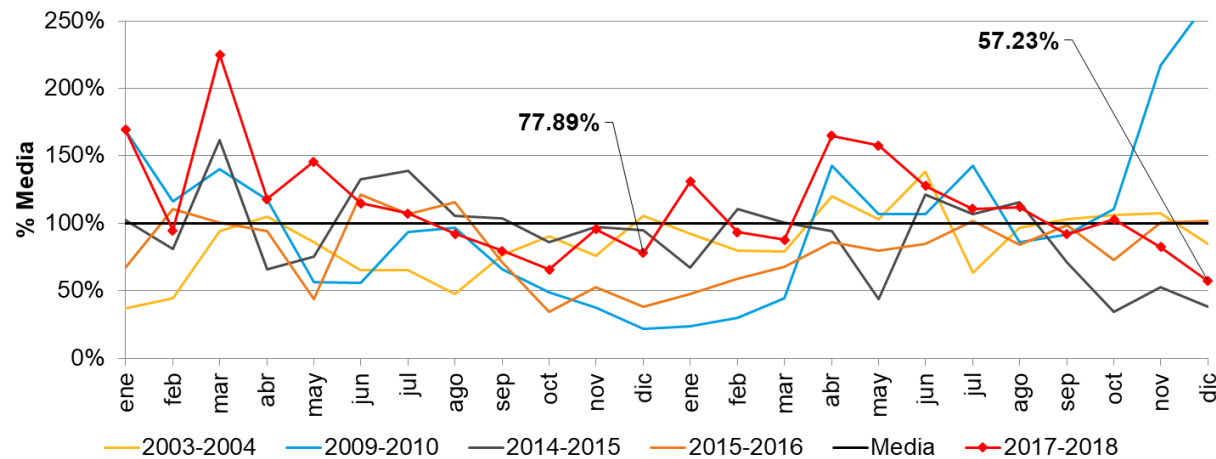
Antioquia



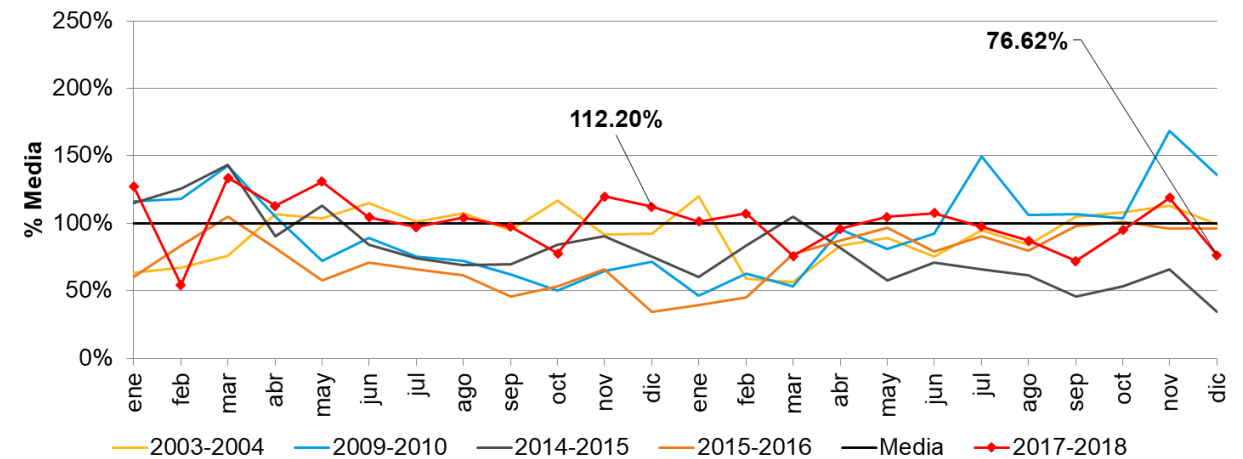
Oriente



Centro

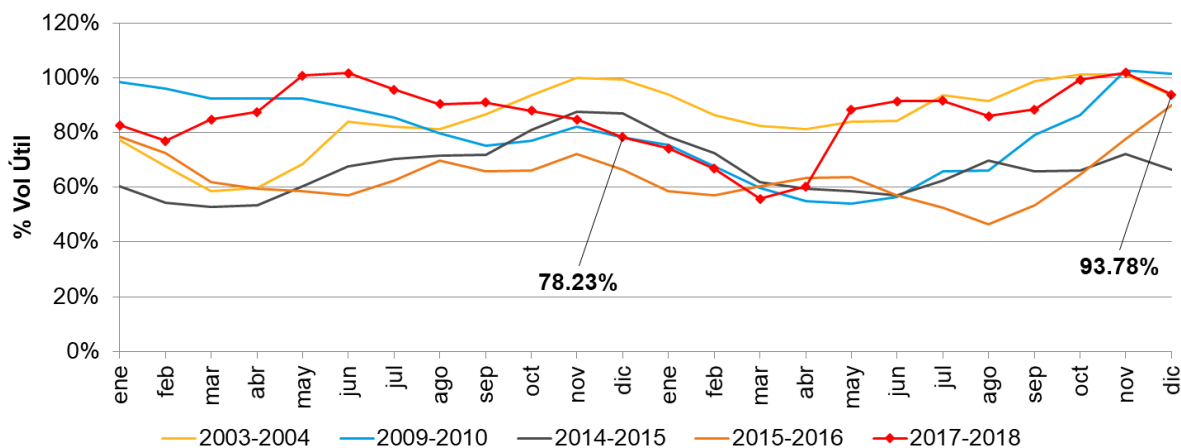


Valle

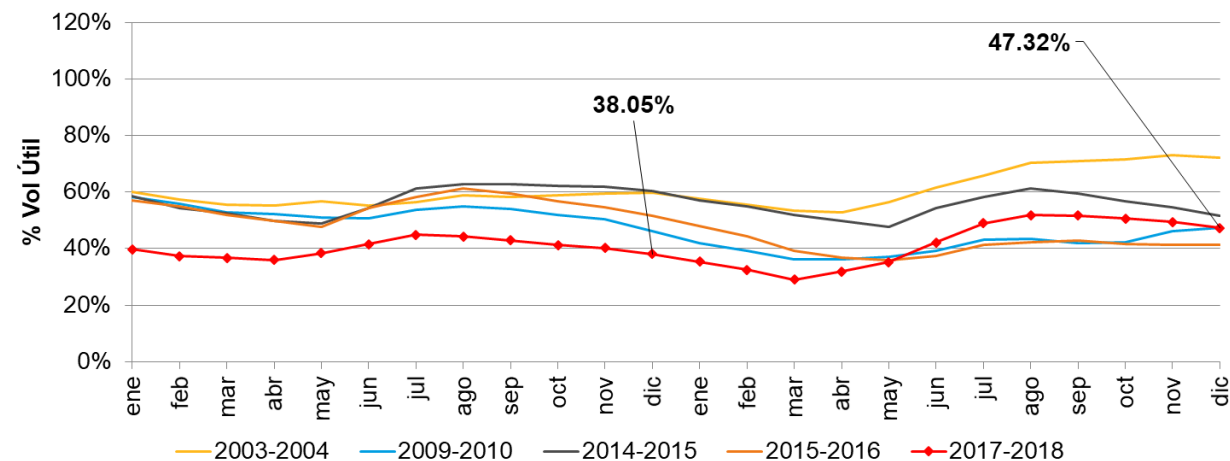


Evolución de principales embalses

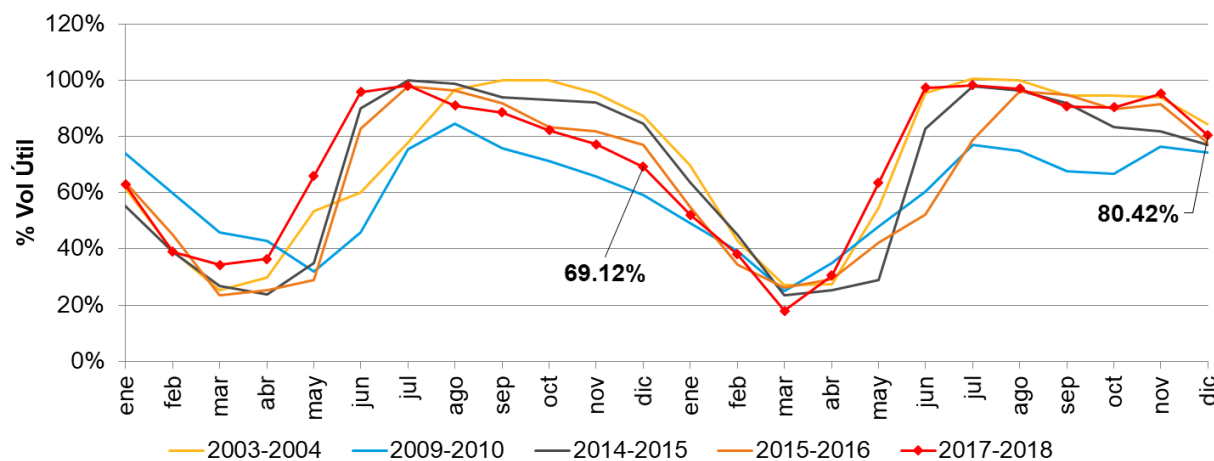
Peñol



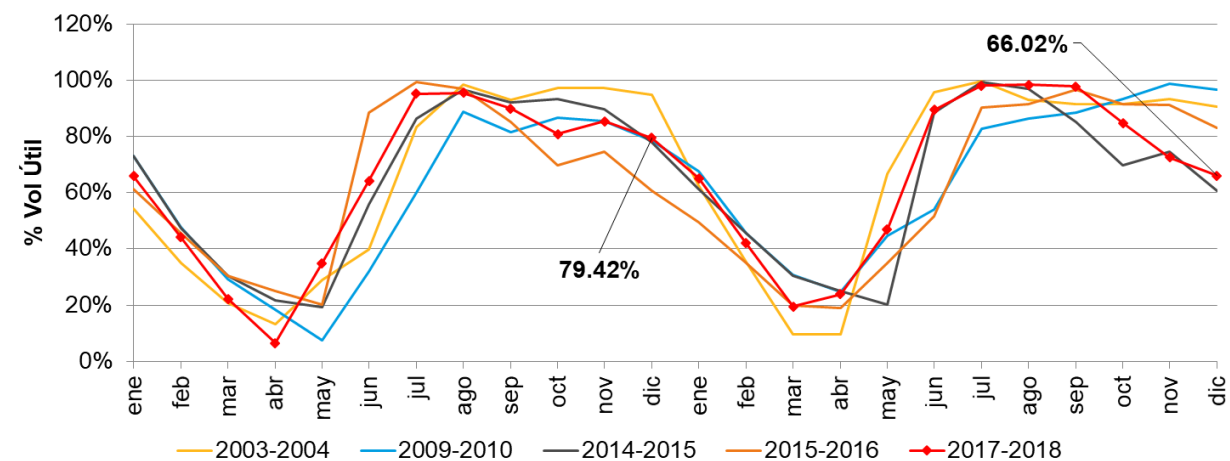
Agregado Bogotá



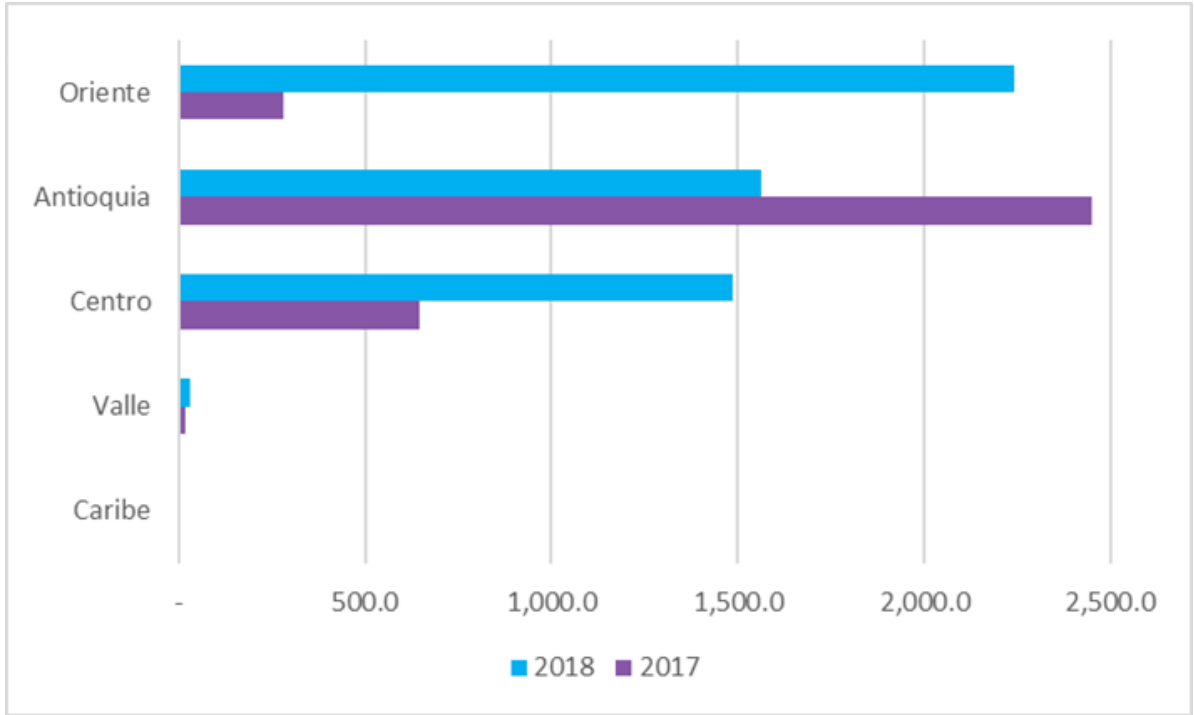
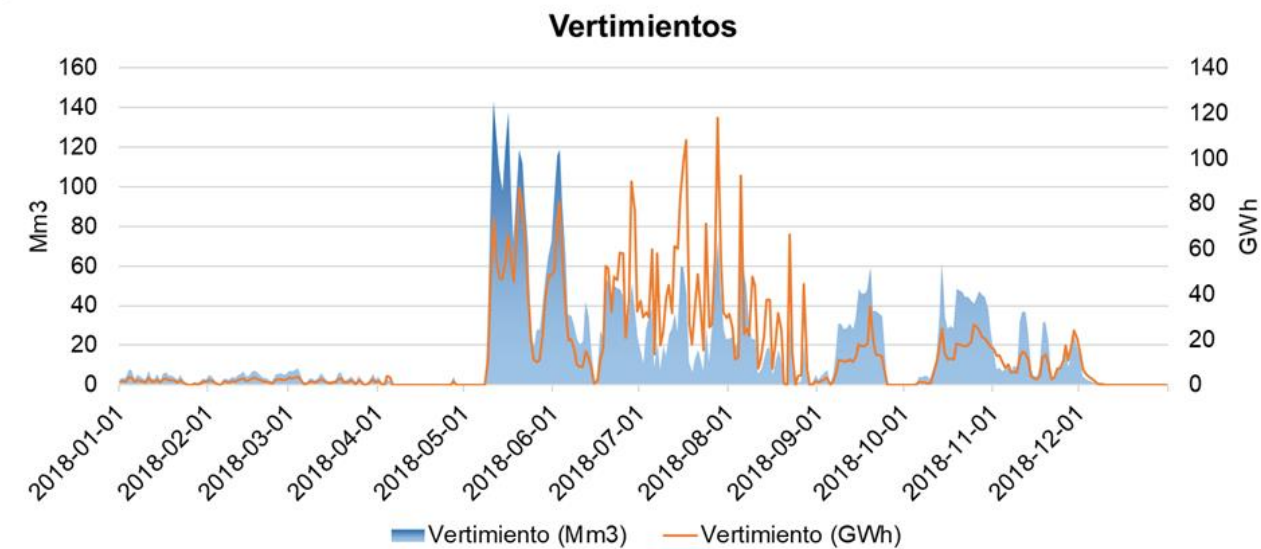
Guavio



Esmeralda - Chivor



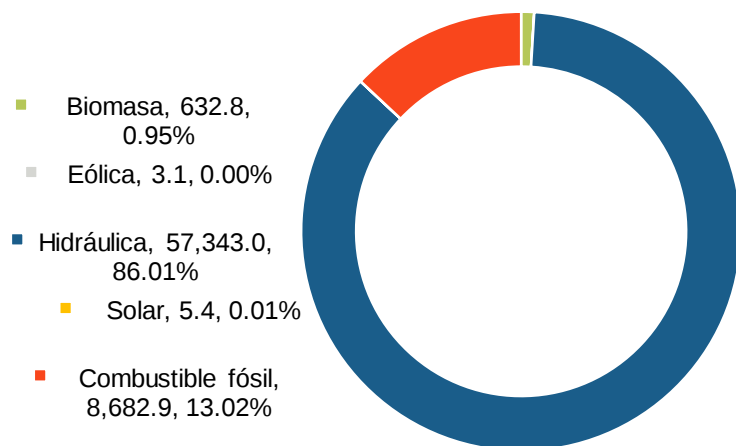
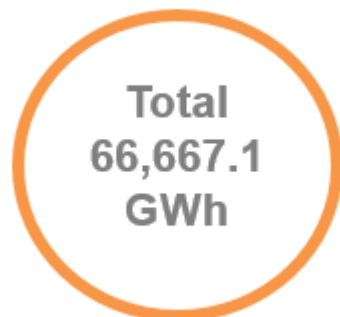
Vertimientos agregados con corte a 2018



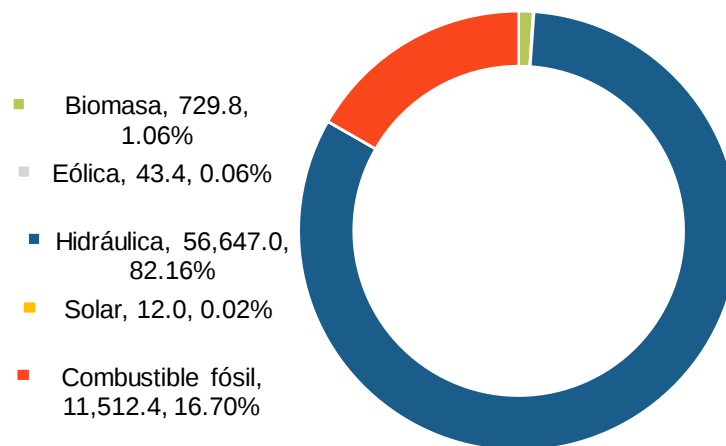
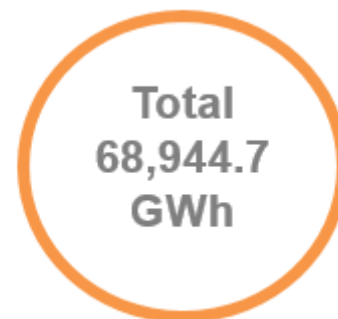
*GWh

Generación real en GWh

2017



2018



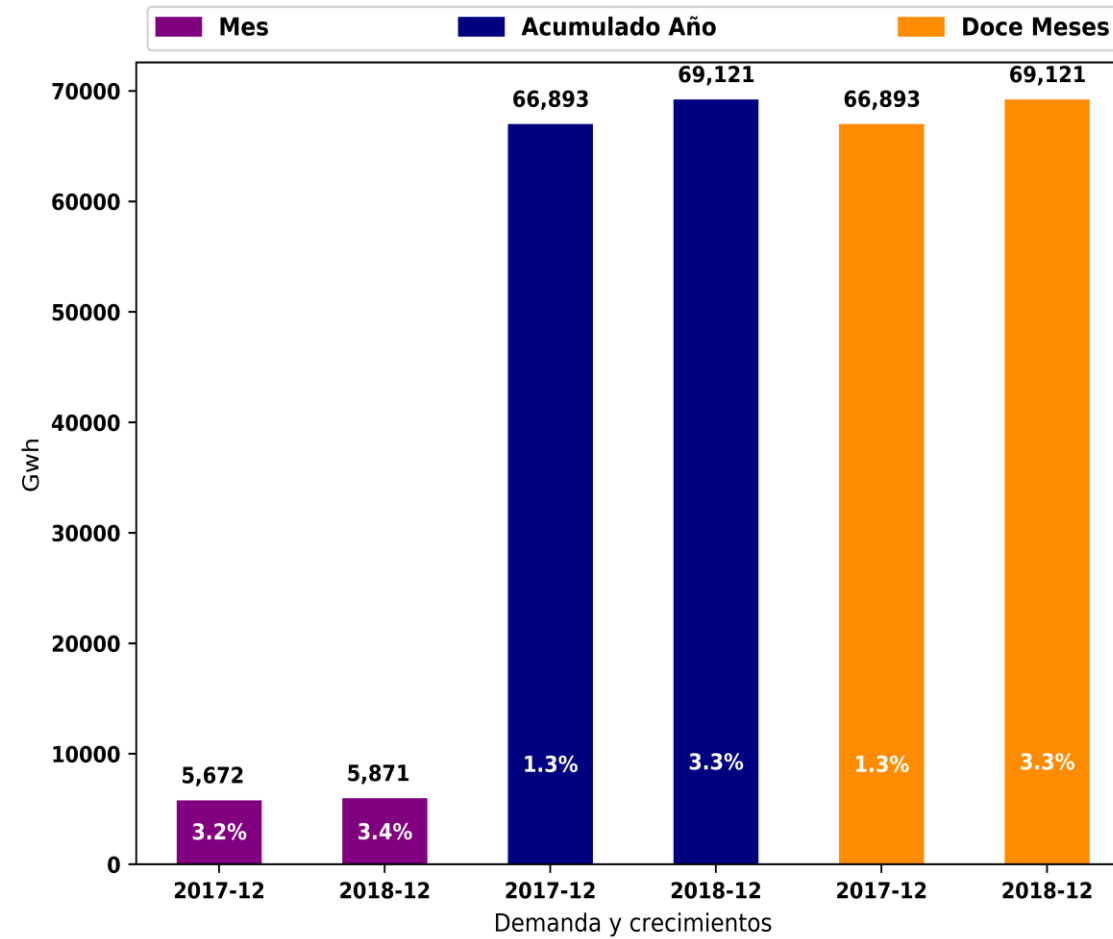
En 2018, se destaca un aumento de la generación térmica.

Este comportamiento se debió principalmente por los eventos CAOP ocurridos en el primer trimestre del año y por la menor disponibilidad del recurso hídrico en el mes de diciembre

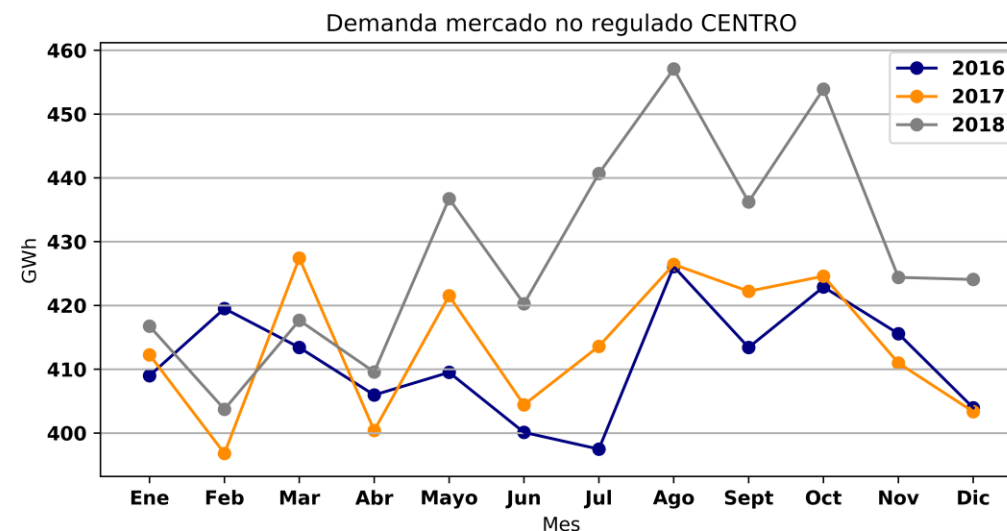
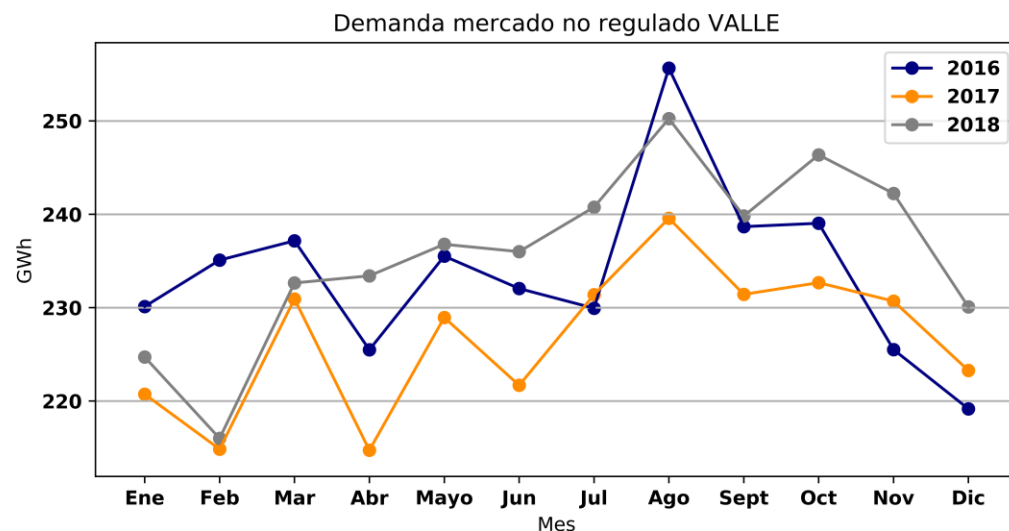
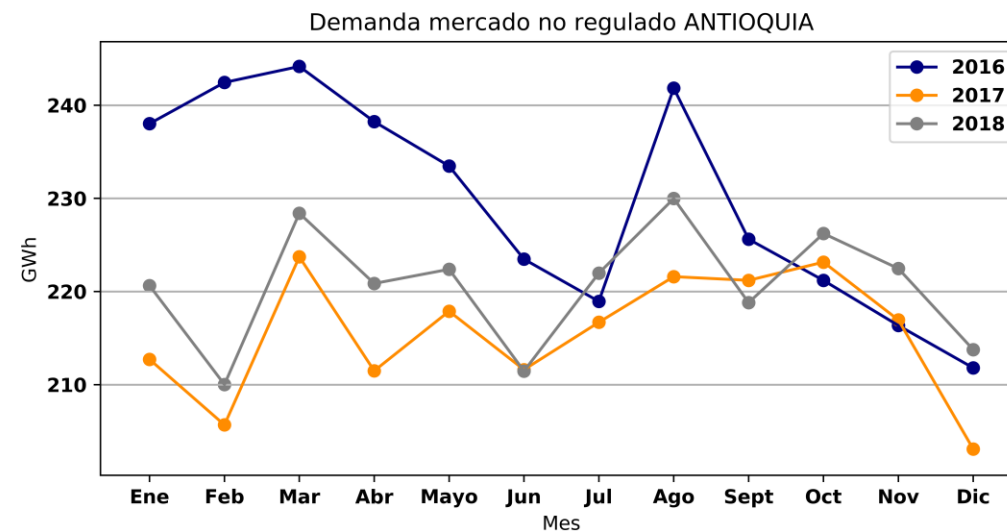
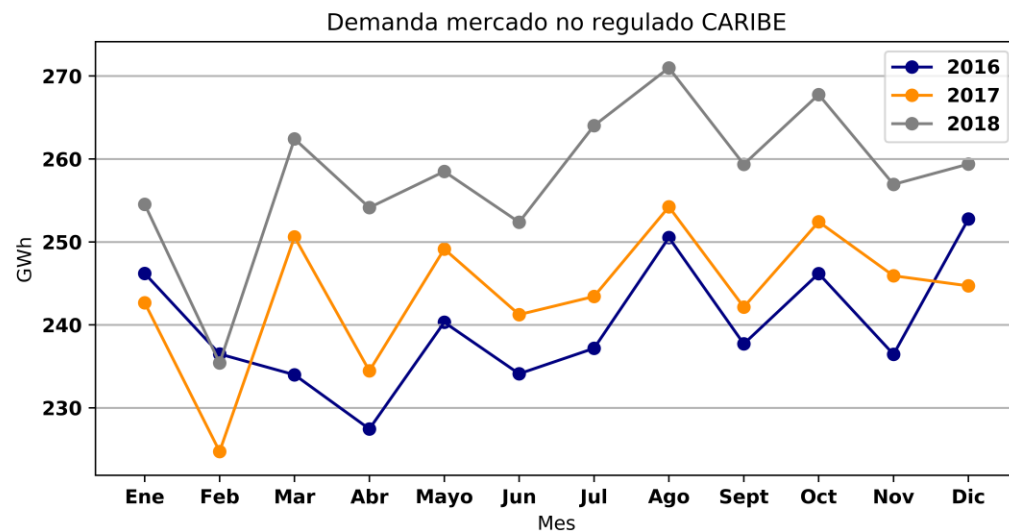
Información hasta el: 2017-12-31

Información actualizada el: 2019-01-16

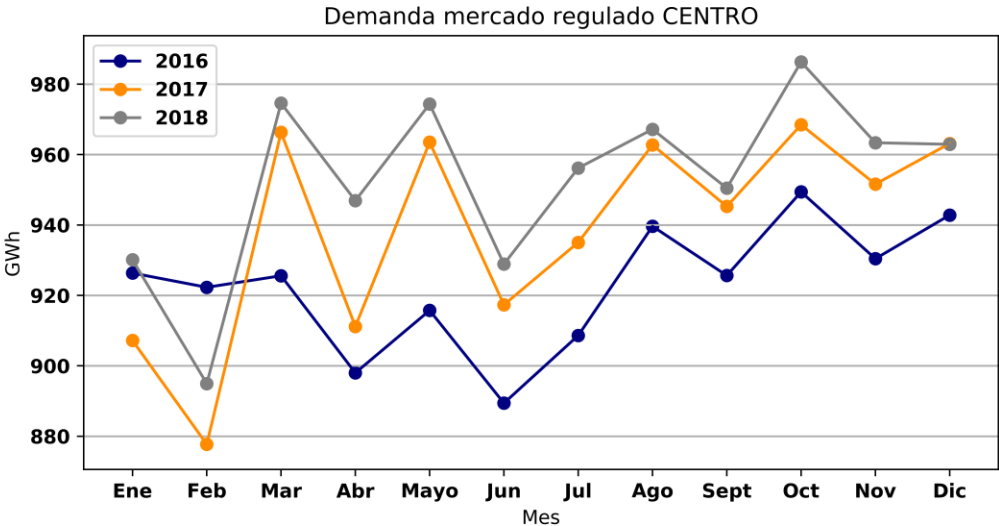
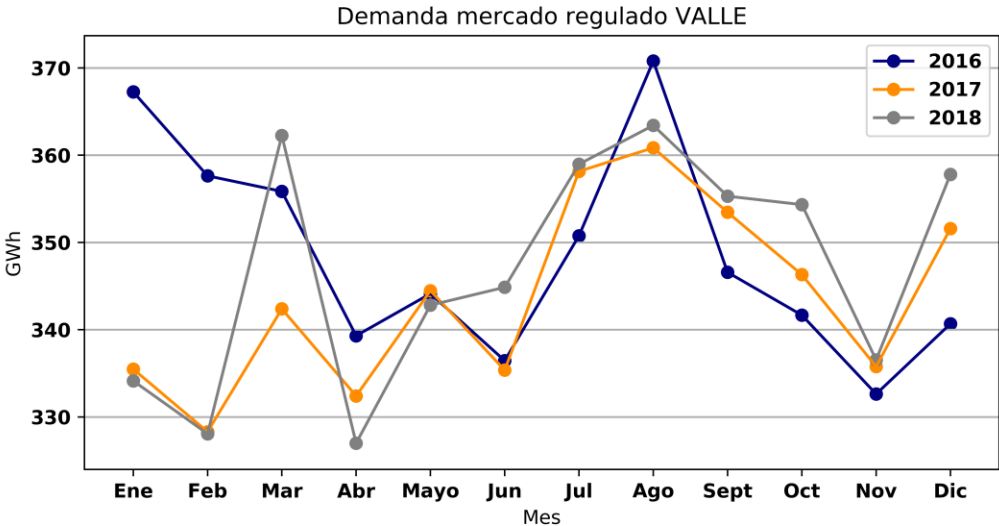
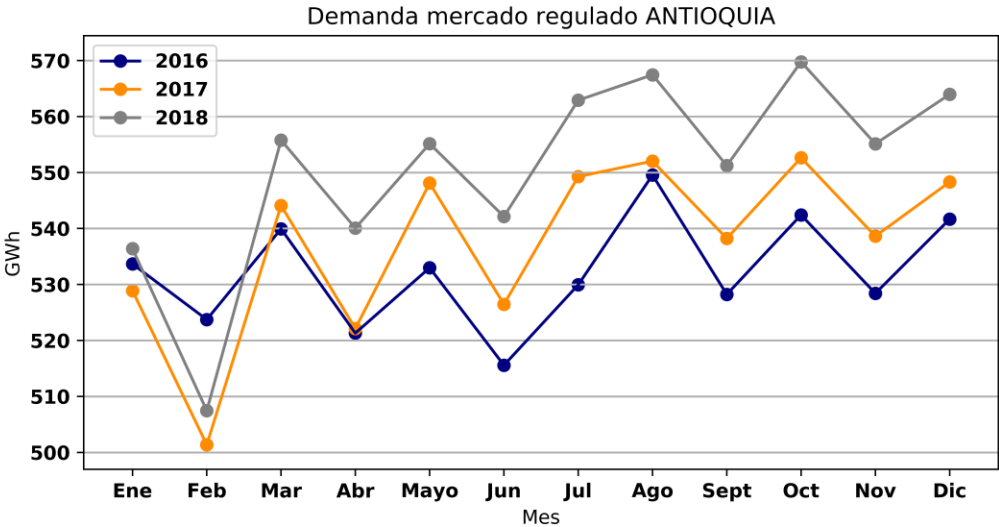
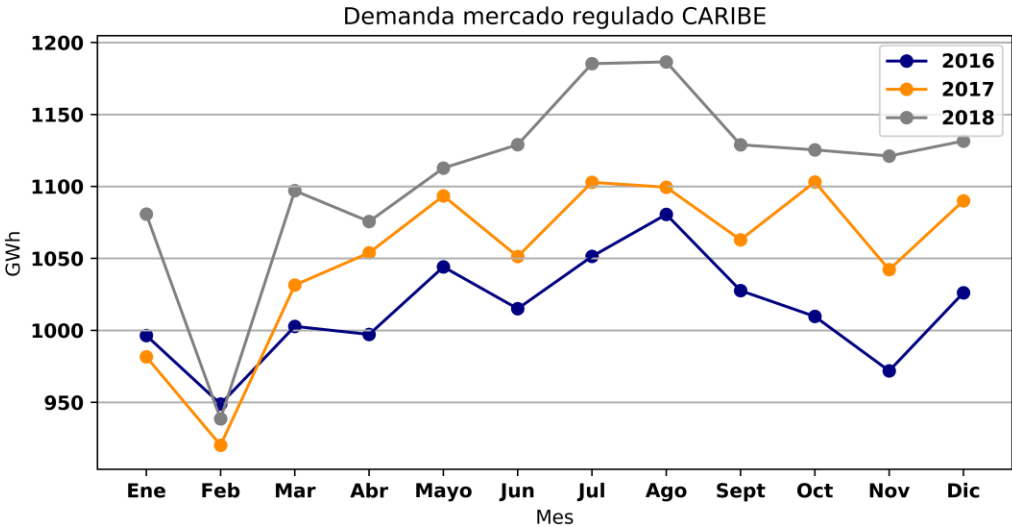
Demanda de energía del SIN (Diciembre 2018)



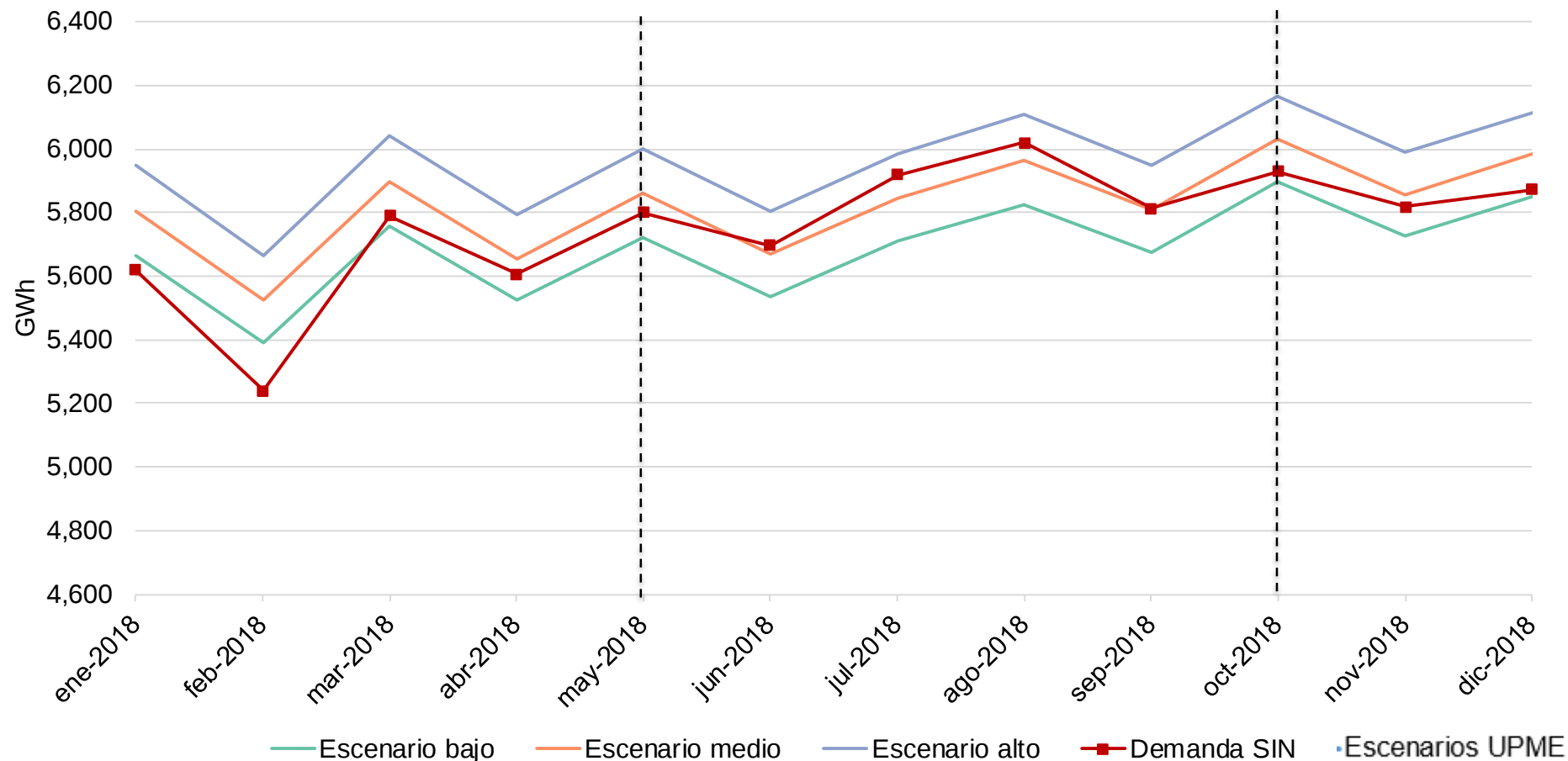
Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado No Regulado Enero 2016-Diciembre de 2018



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



Demanda de energía del SIN y escenarios UPME

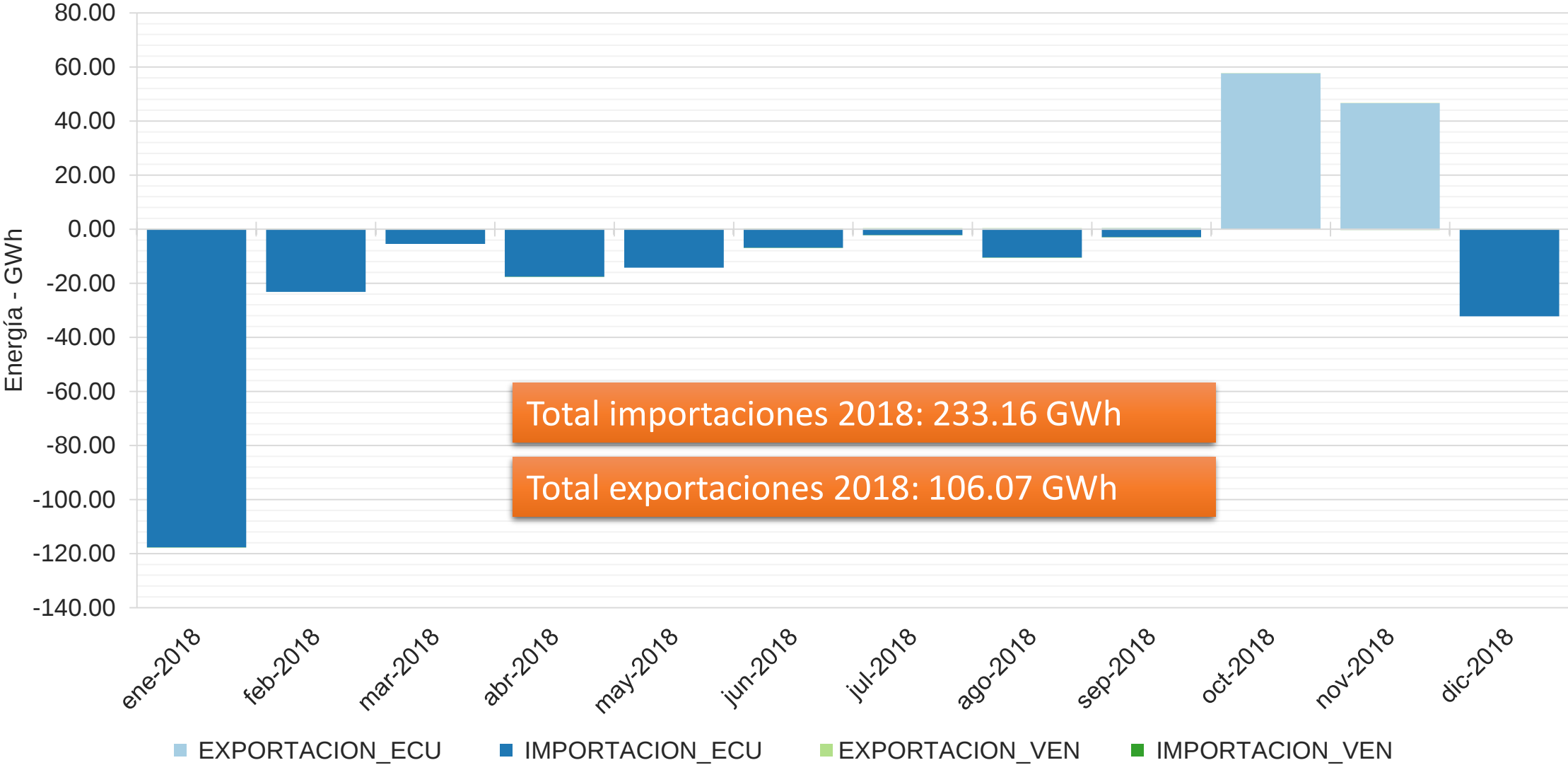


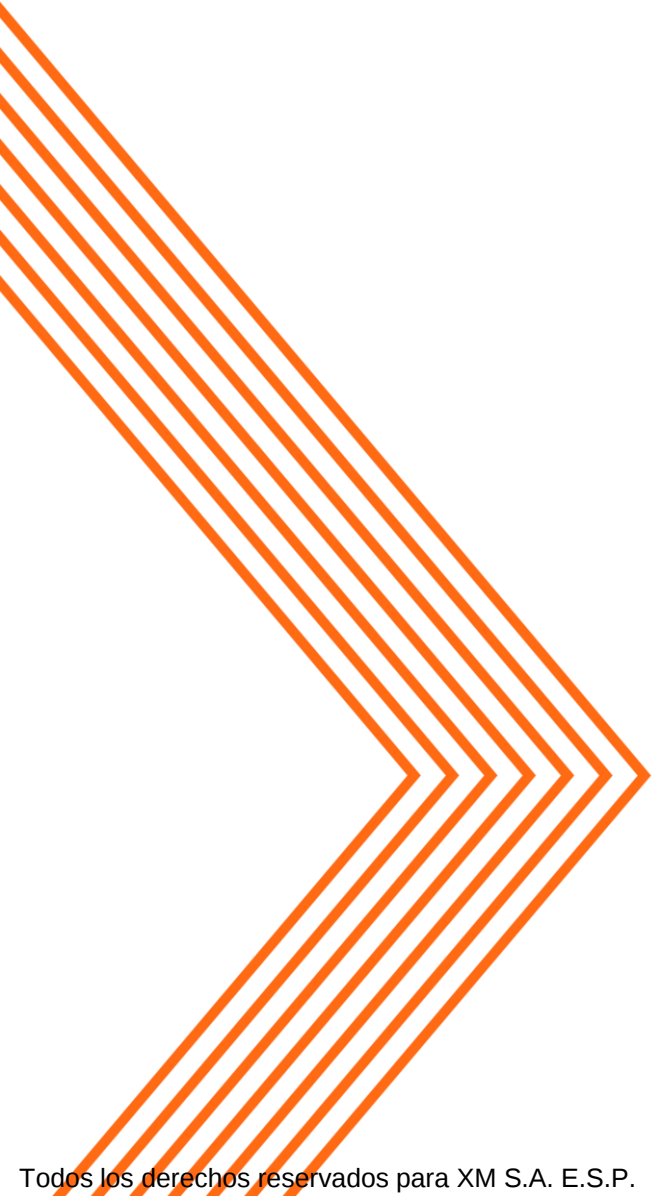
	2018-01	2018-02	2018-03	2018-04	2018-05	2018-06	2018-07	2018-08	2018-09	2018-10	2018-11	2018-12
Escenario bajo	5,662	5,393	5,756	5,524	5,722	5,534	5,711	5,827	5,673	5,897	5,729	5,851
Escenario medio	5,804	5,527	5,899	5,657	5,860	5,667	5,848	5,966	5,809	6,030	5,858	5,983
Escenario alto	5,946	5,663	6,044	5,791	5,999	5,802	5,986	6,107	5,947	6,164	5,988	6,116
Demanda SIN	5,619	5,239	5,790	5,607	5,799	5,697	5,918	6,019	5,813	5,929	5,819	5,871

Última actualización de la UPME para el periodo graficado: nov-2018



Importaciones y exportaciones de energía





Entrada de proyectos

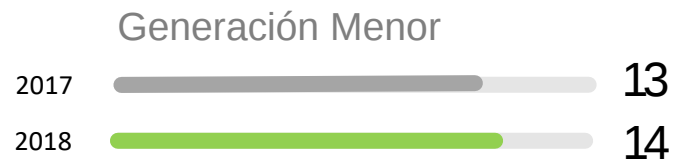
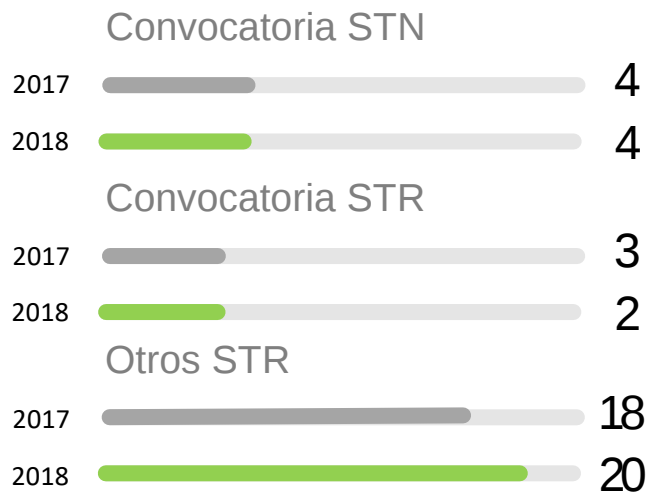


Balance de proyectos que entraron en operación 2018

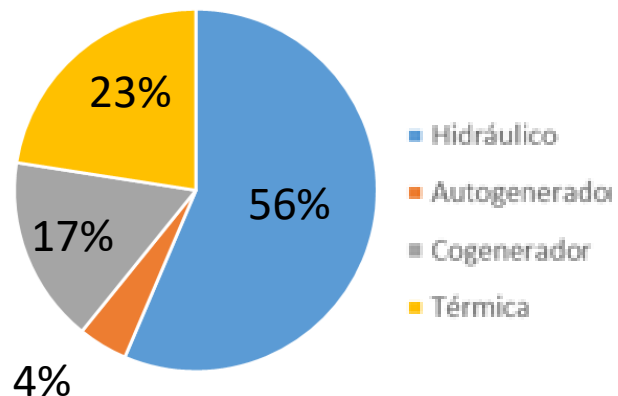
Proyectos que entraron en operación



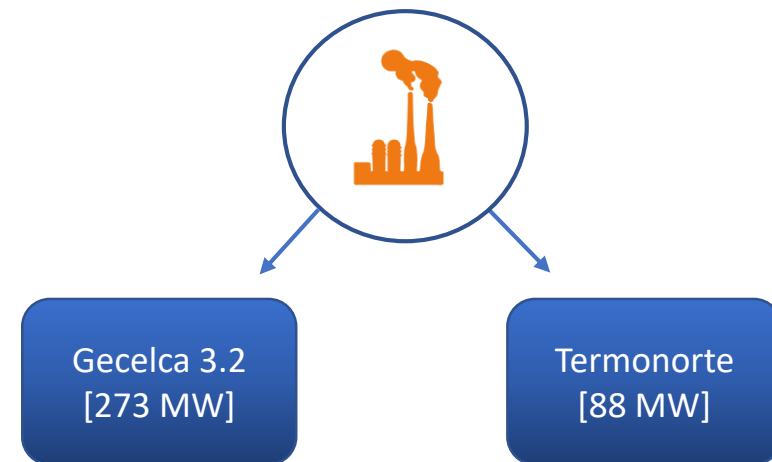
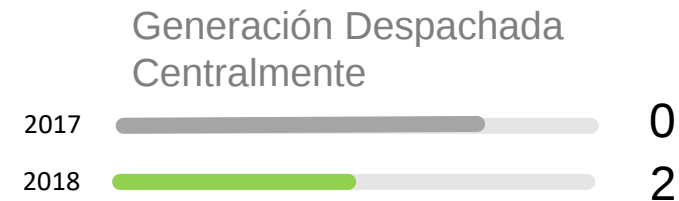
2017 38
2018 42



Participación por tipo de generación menor [168 MW]



En el 2018 ingresaron 168 MW al sistema. Para el 2017 fueron 180 MW



La planta solar El Paso [67 MW] inició a generar en pruebas en diciembre de 2018



Restricciones en el SIN



Balance de restricciones en el SIN

Enero de 2018

99

Restricciones alerta: 64
Restricciones emergencia: 35

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).

Gestiones para mitigar el impacto de restricciones

Revisión de
esquemas
suplementarios y
gestión para su
actualización

Reducción del impacto de las contingencias en subáreas con agotamiento de capacidad de transporte y de los esquemas suplementarios

Revisión de
mantenimientos
críticos en las
subáreas Atlántico,
GCM y CQR

Estudios de seguridad para permitir la entrada de proyectos como Caracolí, Valledupar y Hermosa – La Rosa

Distribución de
campos en
subestaciones
doble barra del
STN

Distribución óptima de campos para reducir riesgos en red completa y en contingencia

Participación en
grupos de trabajo

Revisión de la problemática asociada al costo unitario de restricciones

Revisión de alternativas para mitigar restricciones que se evidencian por el atraso de proyectos.

Análisis para la
incorporación de
equipos de
almacenamiento

Estudio de alternativas para reducción de restricciones mediante equipos de almacenamiento

Propuesta a la CREG de sistemas de almacenamiento de energía con Baterías para la operación del SIN

Impacto de proyectos sobre las restricciones del SIN

Enero

Riocórdoba 220/110 kV

Elimina restricciones por congestiones entre Santa Marta 110 kV y Fundación 110 kV

Febrero

Caracolí STN

Elimina restricciones de exportación de la subárea Atlántico

Marzo

San Lorenzo – Sonsón
110 kV

Aumenta confiabilidad de carga atendida radialmente

Junio

Segundo
Transformador Enea
230/115

Elimina restricciones de transformación en la subárea CQR

Julio

Amalfi – Cruzada 110
kV

Aumenta confiabilidad de carga atendida radialmente

Impacto de proyectos sobre las restricciones del SIN

Agosto

Septiembre

Octubre

Noviembre

Segundo circuito
Cartagena – Bolívar
220 kV

Elimina restricciones de límite de importación de la subárea Bolívar

Bolívar 110 kV
(Transformación
220/110), Manzanillo
110 kV y obras
asociadas

Debido a la falta de repotenciación de los circuitos existentes, aparecen congestiones en la red que obligan a una operación degradada

Subestación Nueva
Montería 110 kV

Sin impacto en restricciones hasta entrada en operación de Montería

Circuitos Bosa - Nueva
Esperanza 2 115 kV y
Nueva Esperanza -
Techo 115 kV

Descongestión de la red del suroccidente de la subárea Bogotá

Segundo
Transformador
Hermosa 230/115

Elimina restricciones de transformación en la subárea CQR

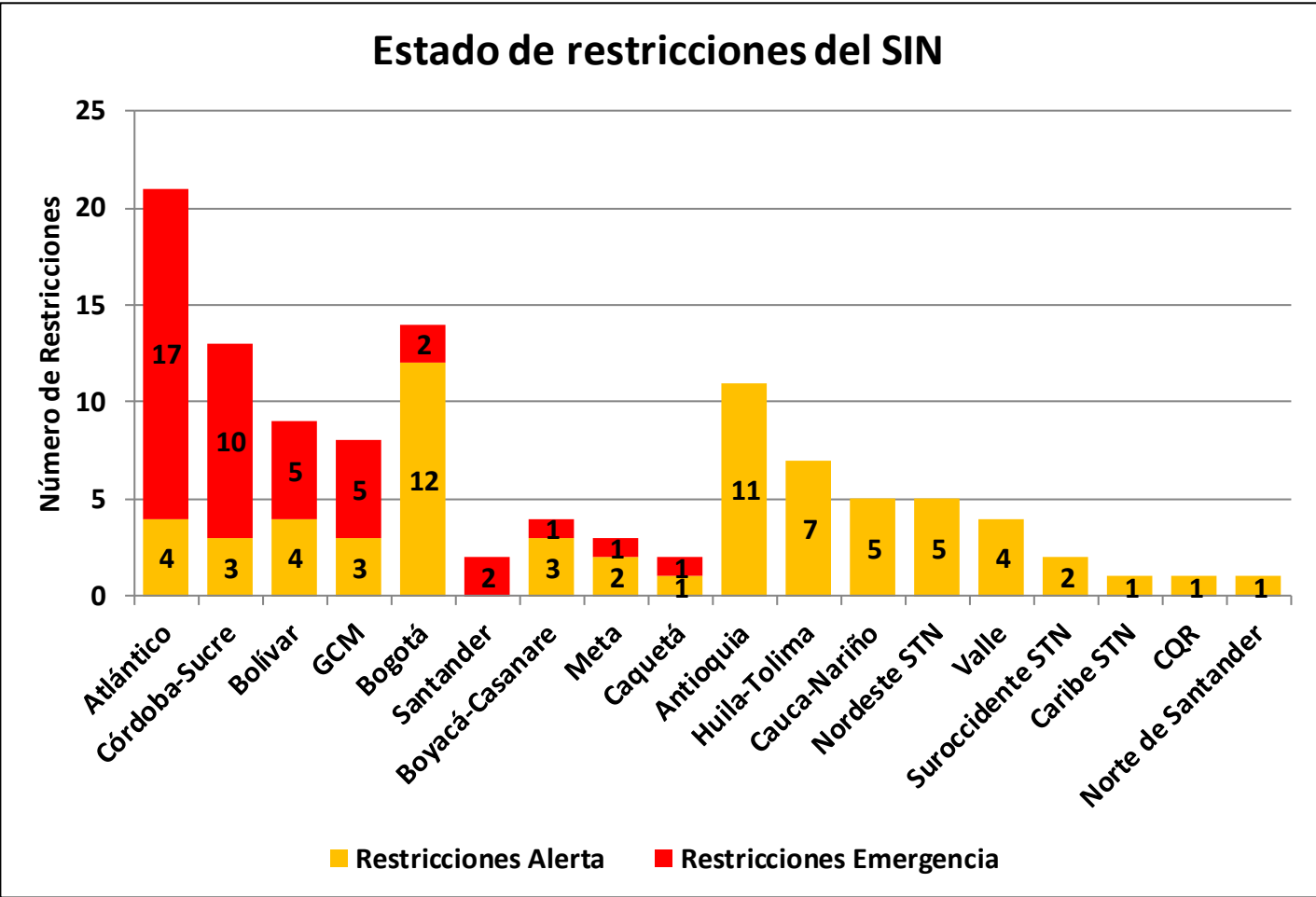
Línea Ayacucho –
Nueva Aguachica 115
kV

Aumenta confiabilidad de carga atendida radialmente

Reconfiguración doble
circuito Esmeralda - La
Rosa 115 kV

Aumento de confiabilidad de la subestación Hermosa 115 kV debido al cambio de tensión del circuito Esmeralda – Hermosa de 115 kV a 230 kV

Balance de Restricciones 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).

113

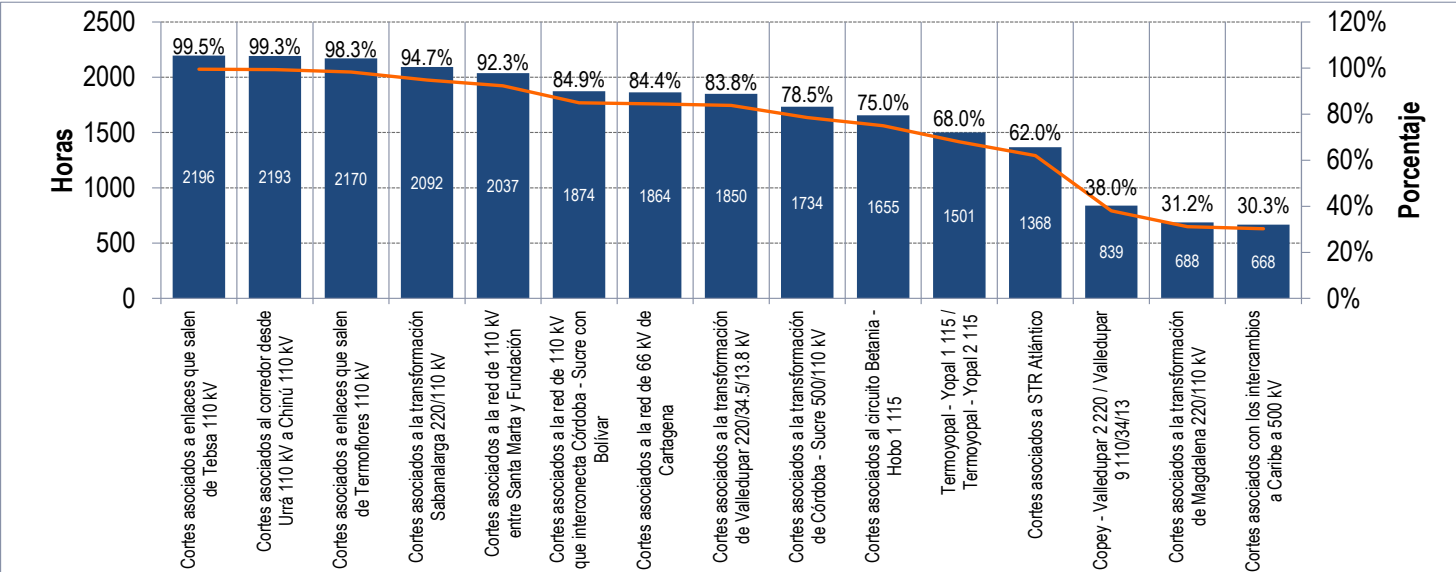
Diciembre de 2018

Restricciones alerta: 69

Restricciones emergencia: 44

El crecimiento de la demanda del SIN hizo evidente un mayor número de restricciones. Este número hubiera sido mayor sin la entrada de los proyectos del año 2018.

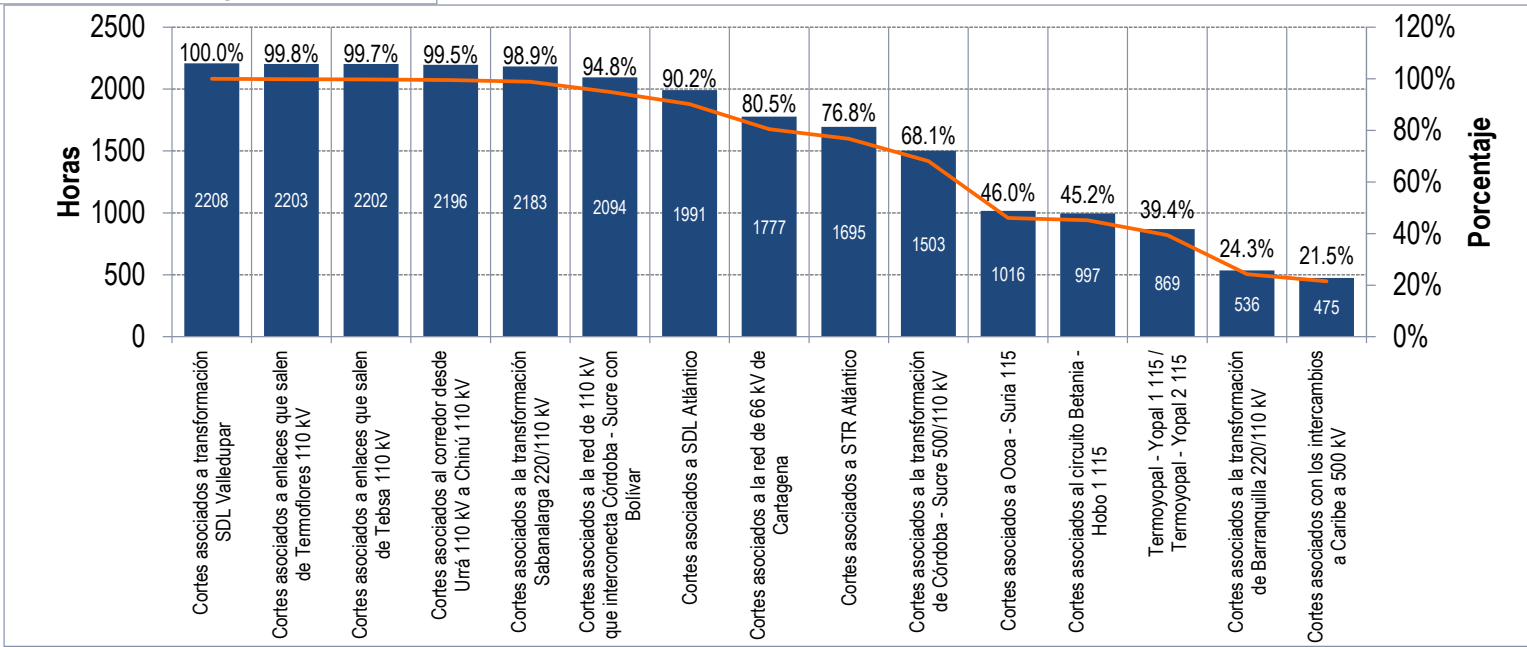
Comparación cortes más activos 2017-T4 y 2018-T3

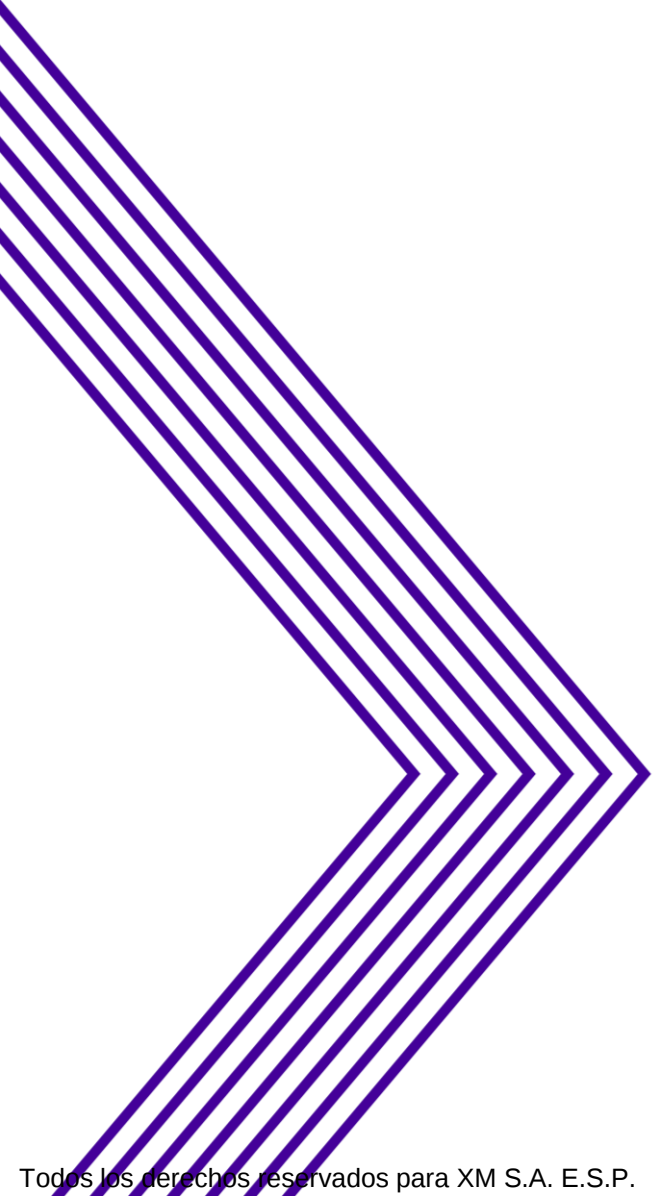


2017-T4



2018-T3





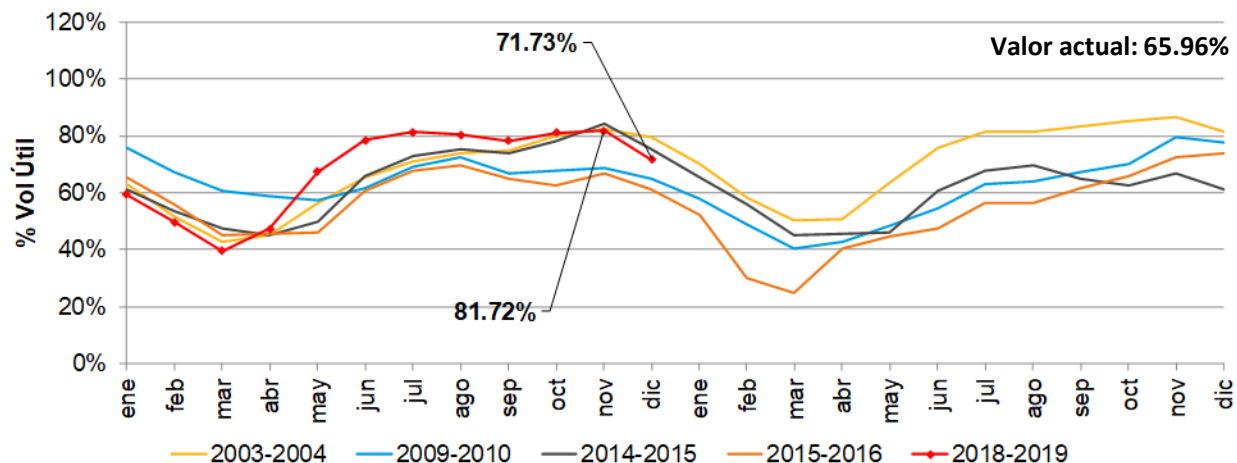
2. Variables del SIN

- **Hidrología y reservas**
- **Disponibilidad, generación e importaciones**
- **Demanda del SIN**

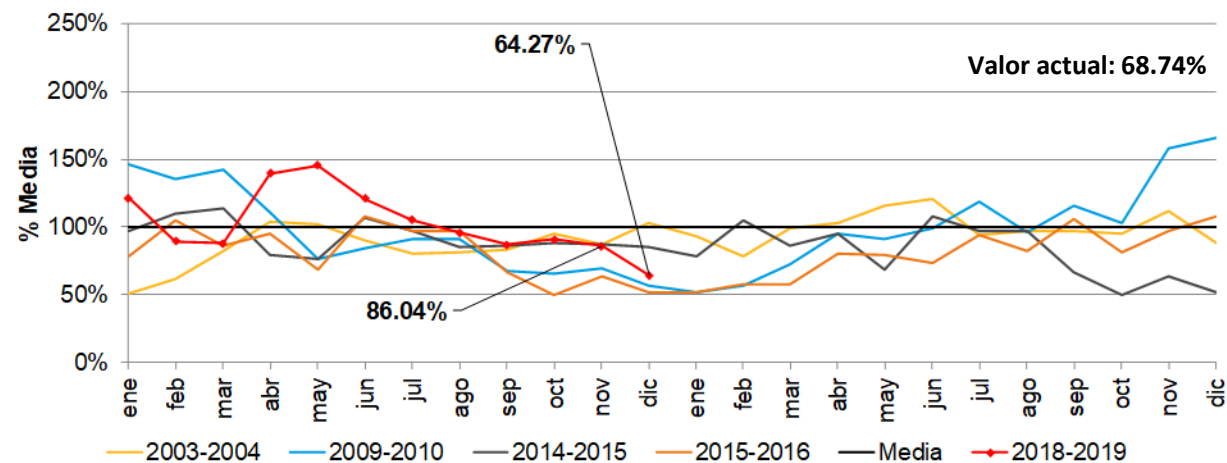


Hidrología del SIN

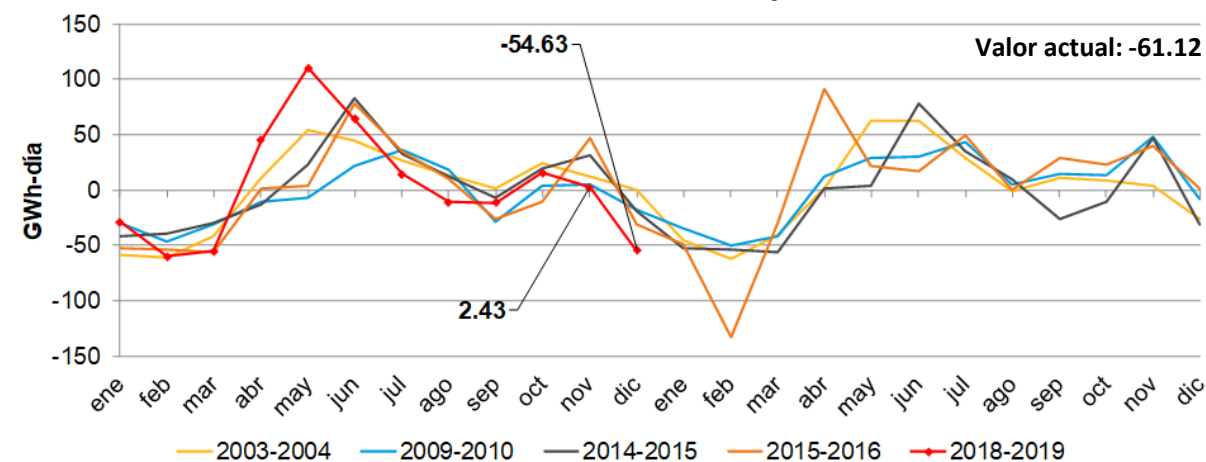
Reservas hídricas



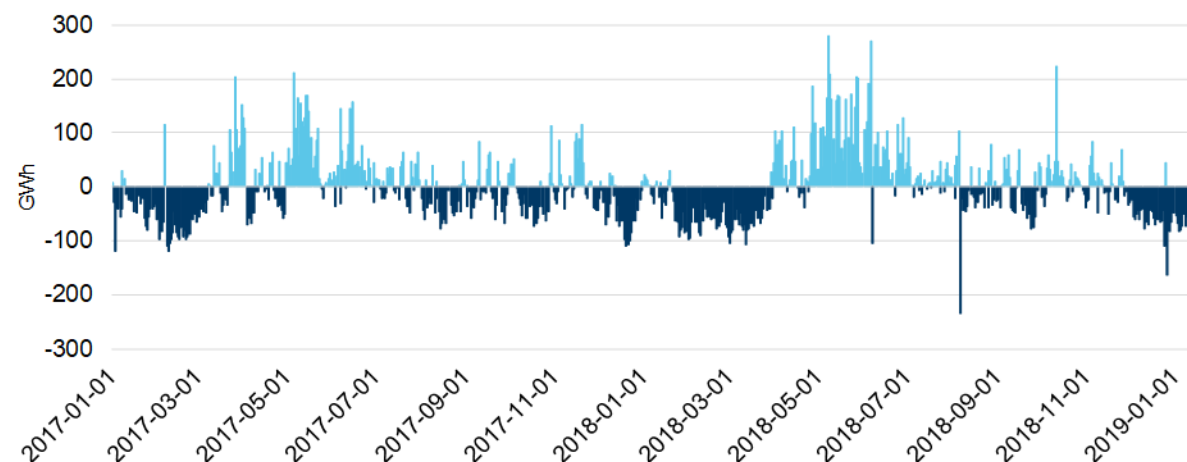
Aportes hídricos



SIN - Tasa de embalsamiento promedio



Tasa de embalsamiento



**Las reservas correspondientes al periodo febrero-marzo 2016 están afectadas por salida de Guatapé

Información hasta el: 2019-01-16

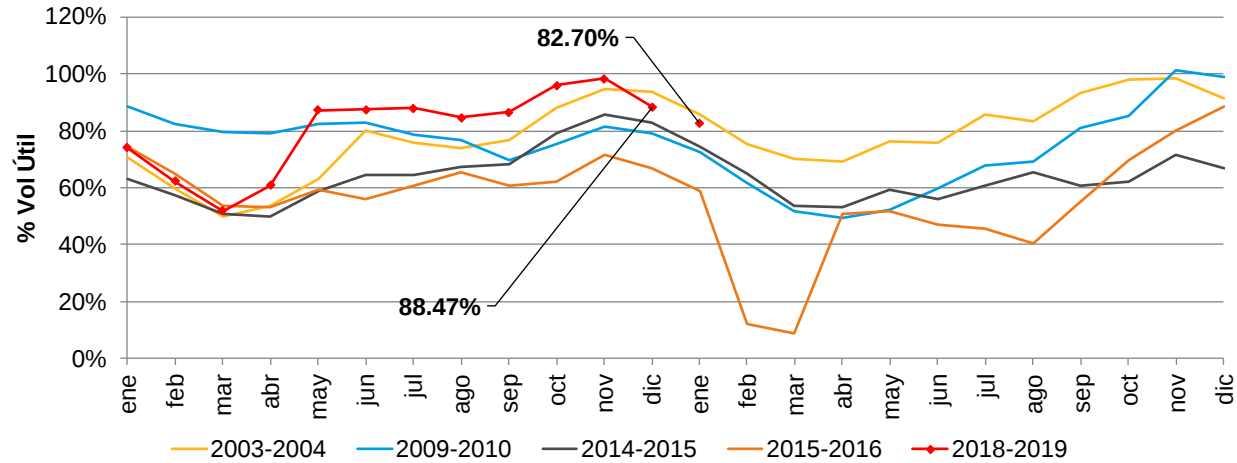
Información actualizada el: 2019-01-17

Similitud ENSO e hidrología

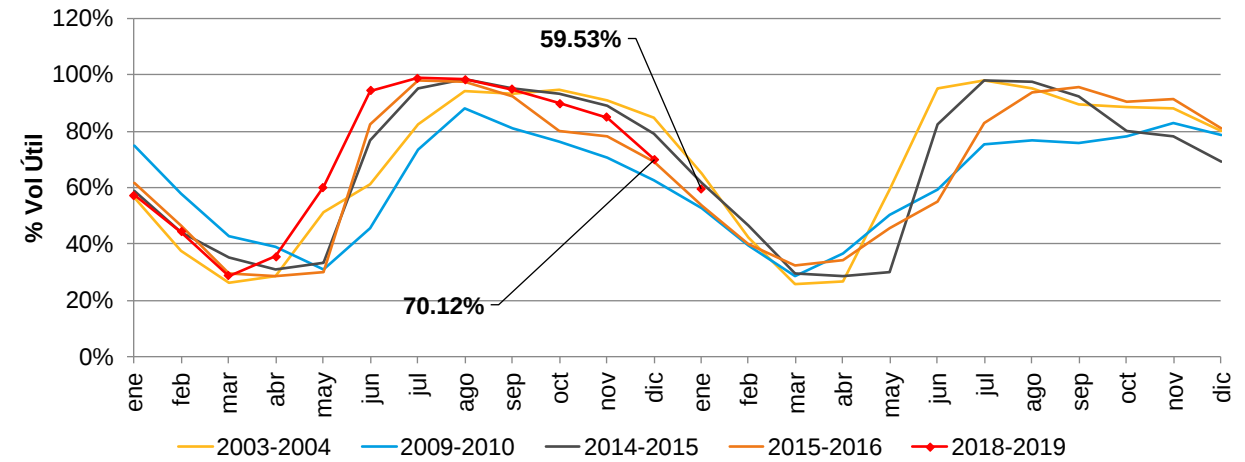


Reservas por regiones

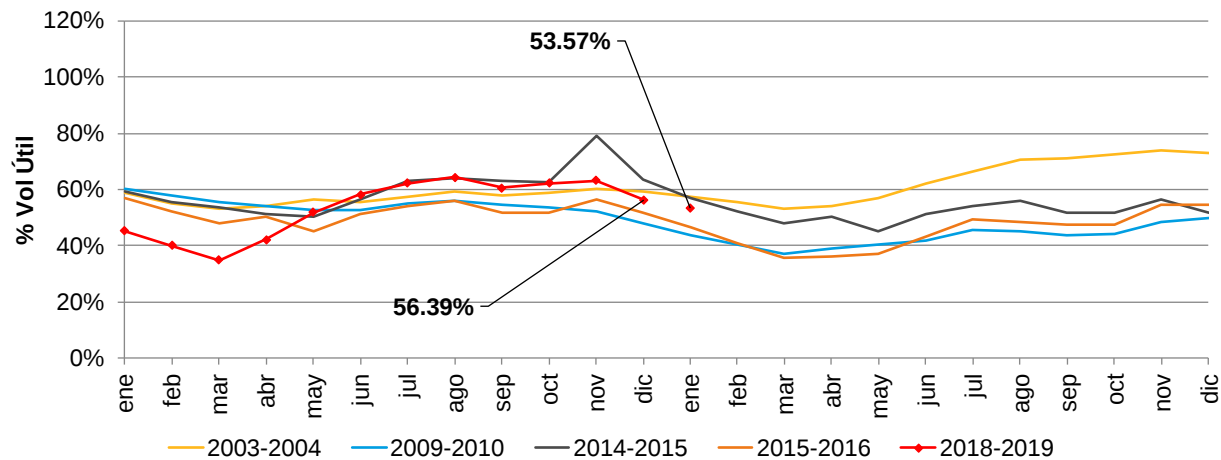
Antioquia



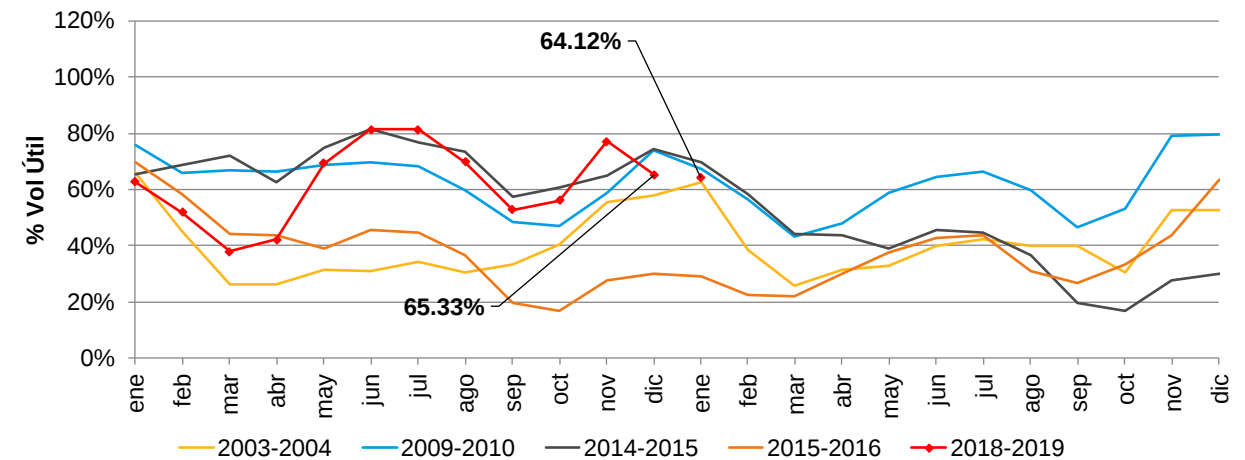
Oriente



Centro



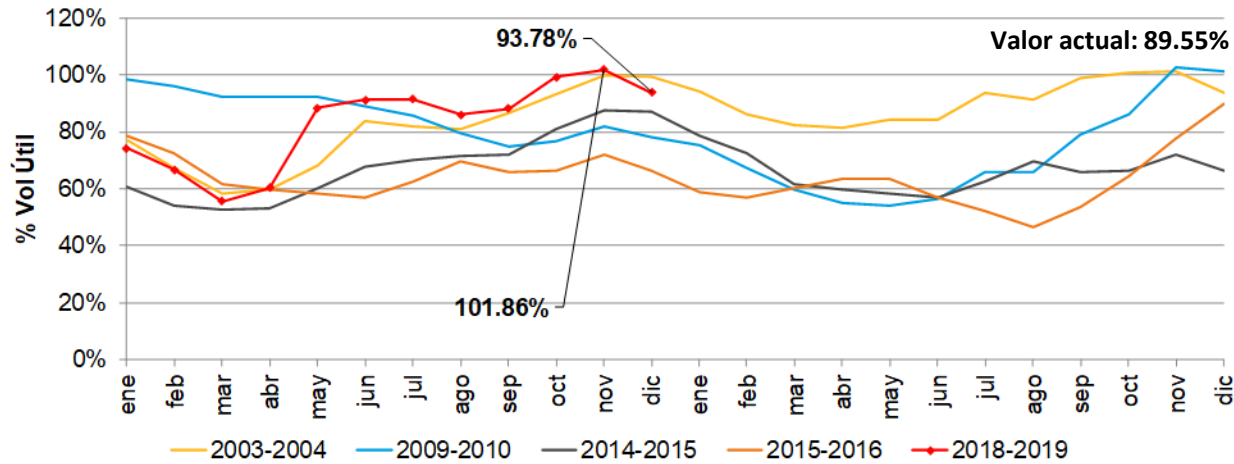
Valle



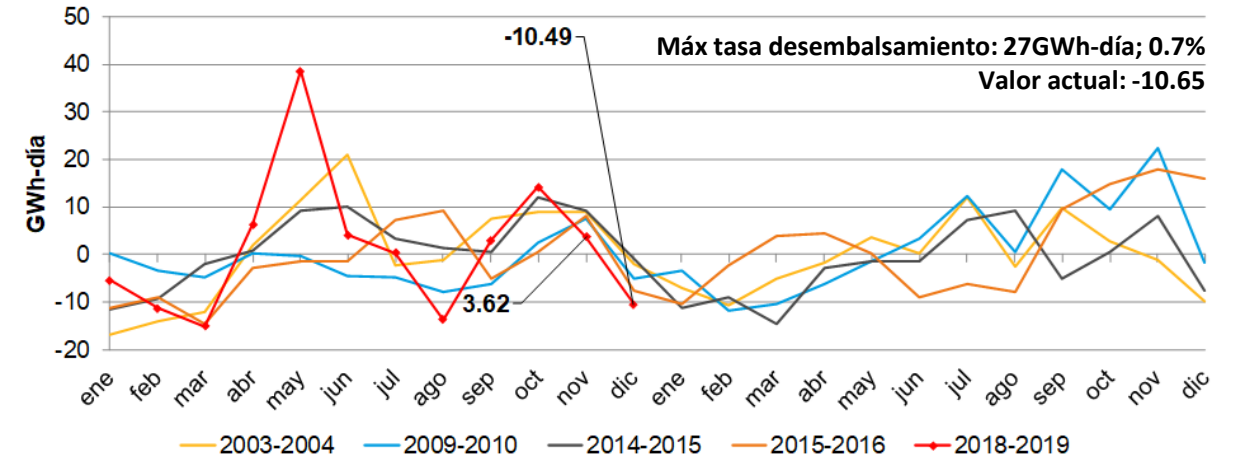
Evolución principales embalses

EEPPM (Participación SIN: 23.74%)

Peñol

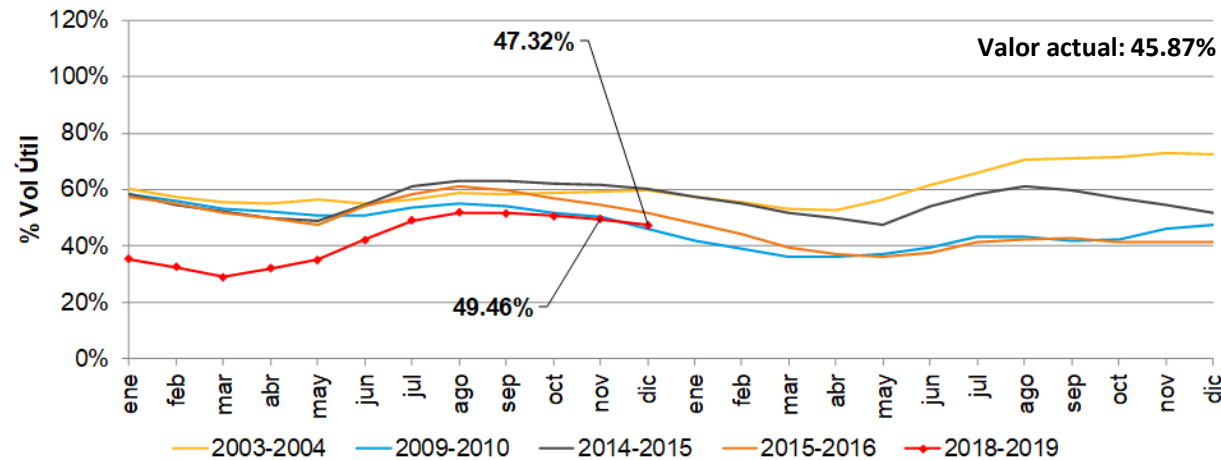


Peñol - Tasa de embalsamiento promedio

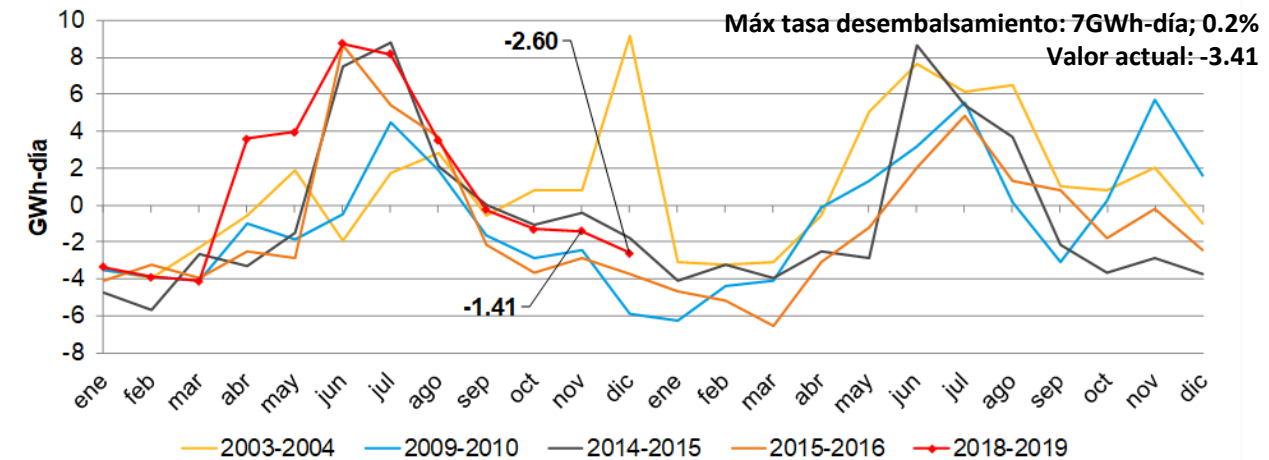


Emgesa (Participación SIN: 22.2%)

Agregado Bogotá



Agregado Bogotá - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el: 2019-01-16

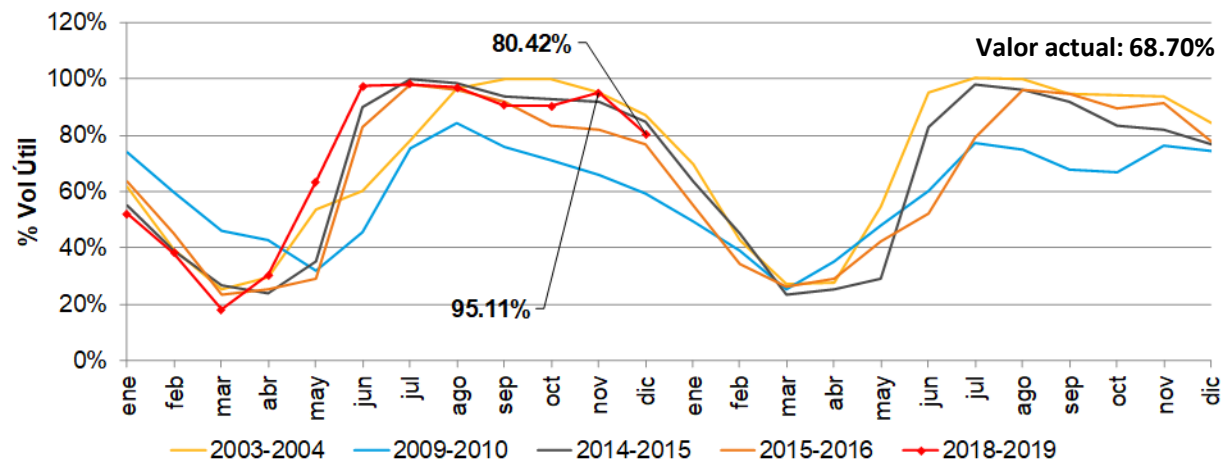
Similitud ENSO e hidrología



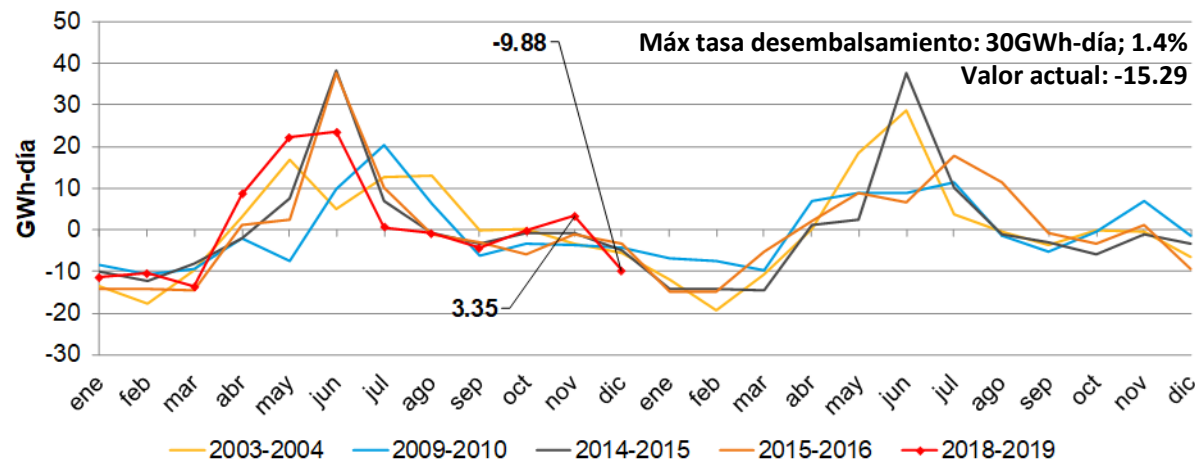
Evolución principales embalses

Emgesa (Participación SIN: 12.30%)

Guavio

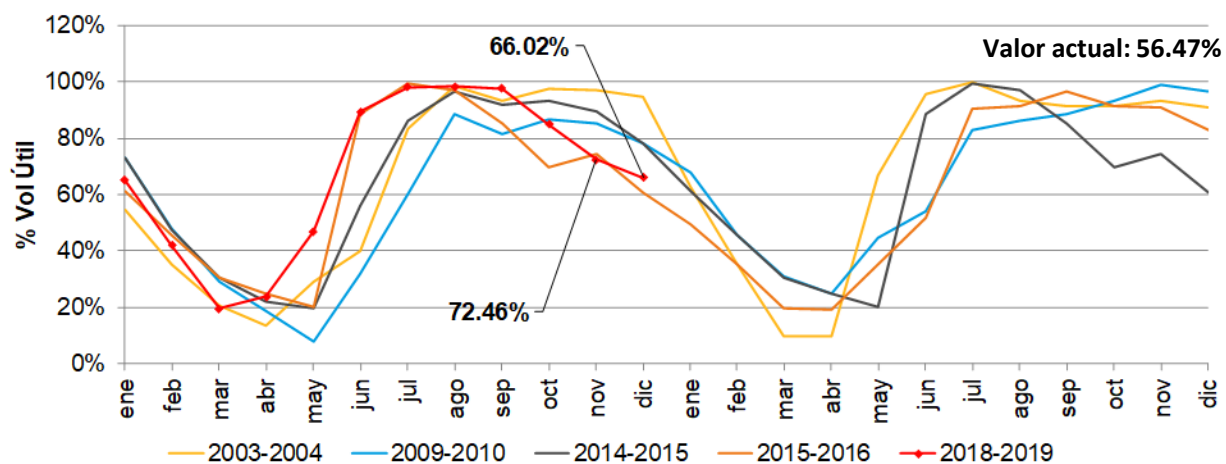


Guavio - Tasa de embalsamiento promedio

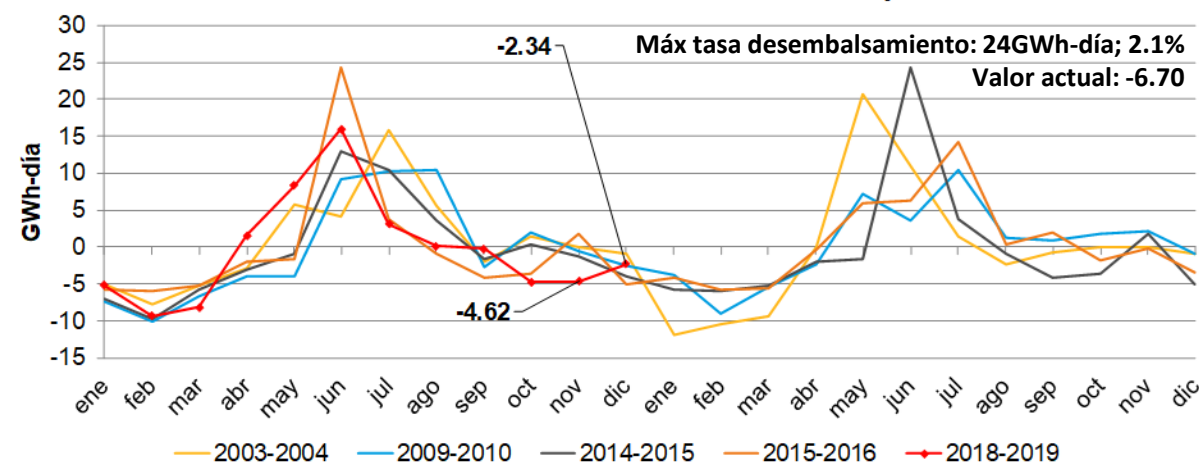


Chivor (Participación SIN: 6.63%)

Esmeralda - Chivor



Esmeralda - Chivor - Tasa de embalsamiento promedio



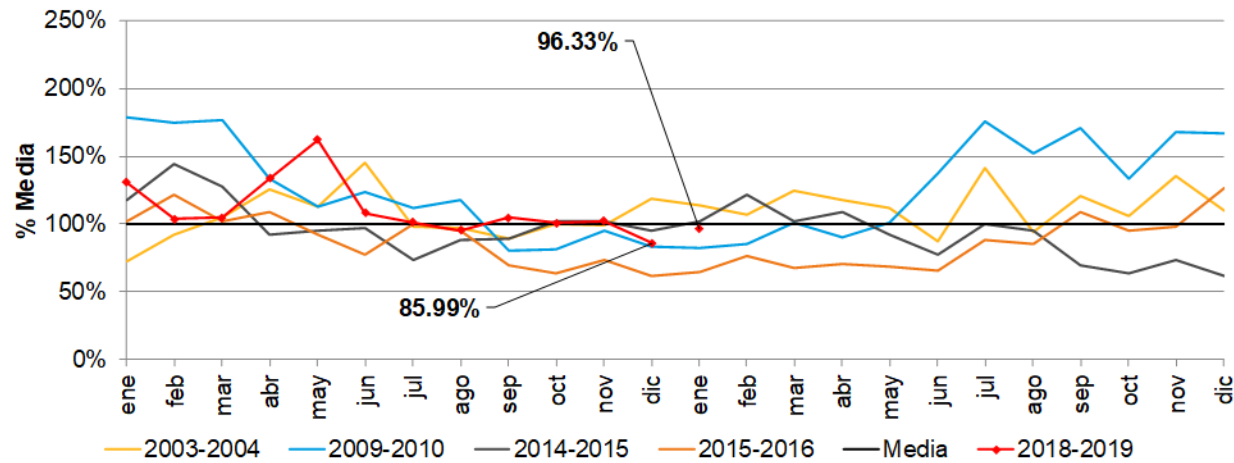
Información hasta el: 2019-01-16

Similitud ENSO e hidrología

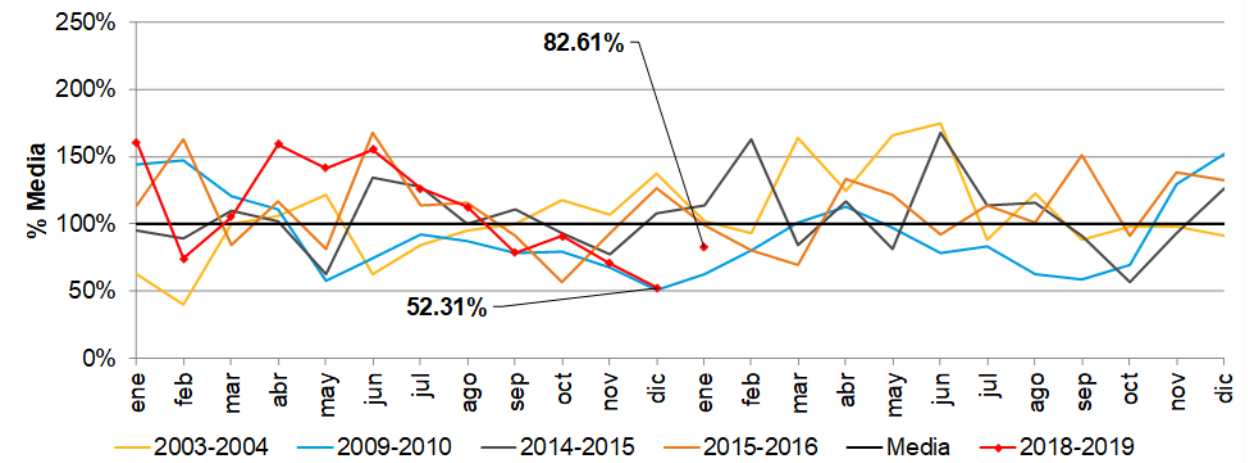


Aportes por regiones

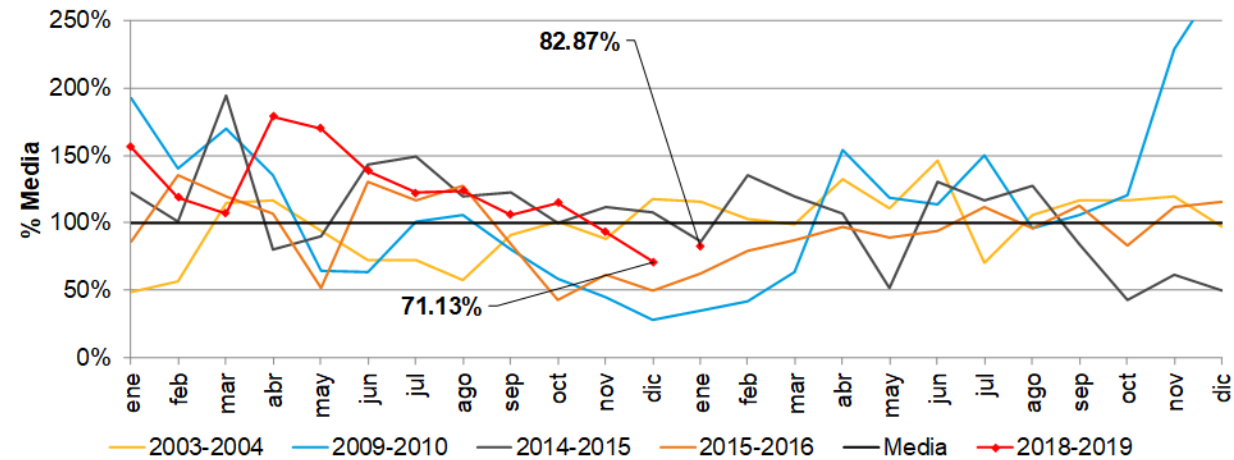
Participación en la media Ene: 56.22% **Antioquia**



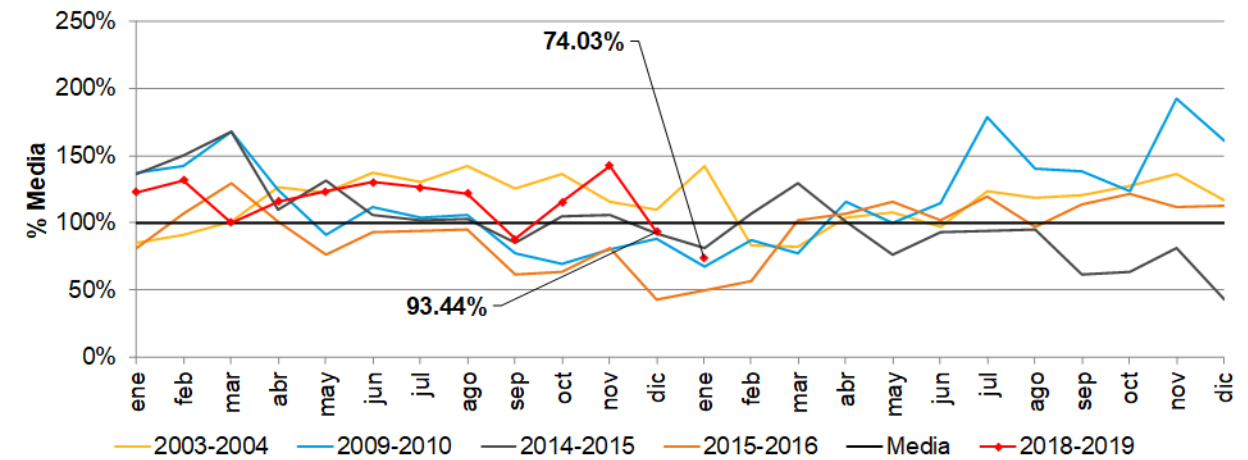
Participación en la media Ene: 8.05% **Oriente**



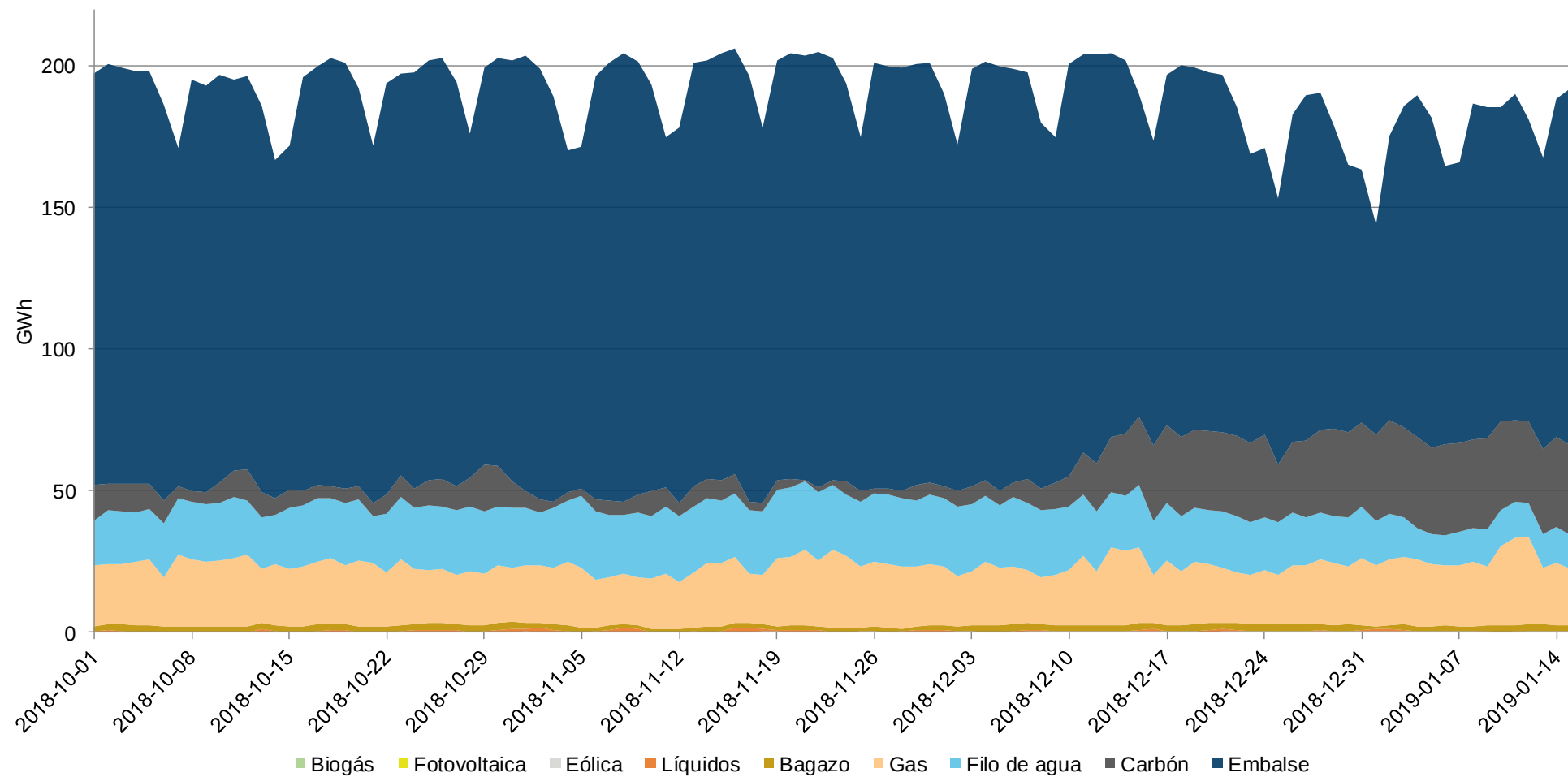
Participación en la media Ene: 20.12% **Centro**



Participación en la media Ene: 9.25% **Valle**



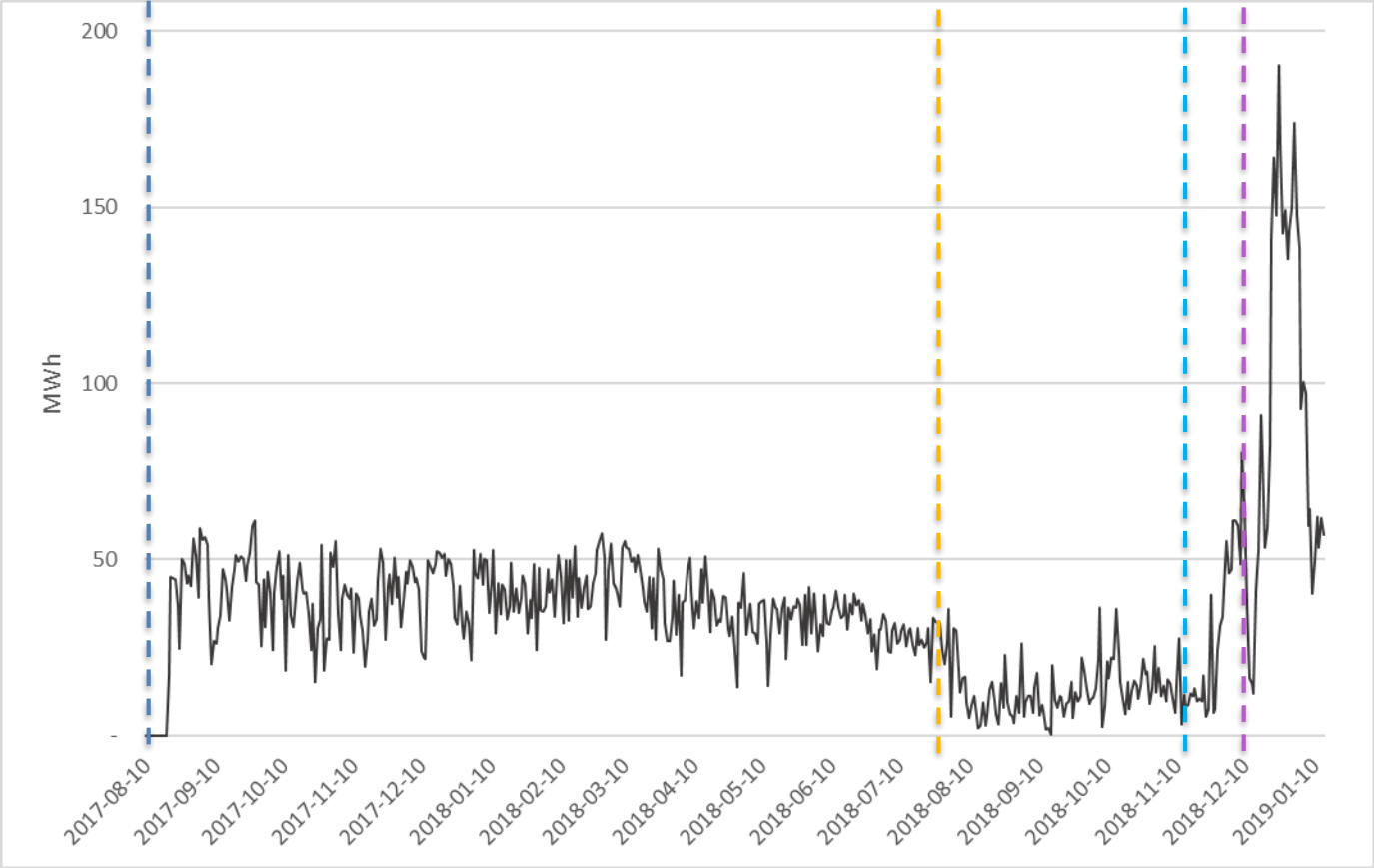
Generación diaria



Información hasta el: 2019-01-15

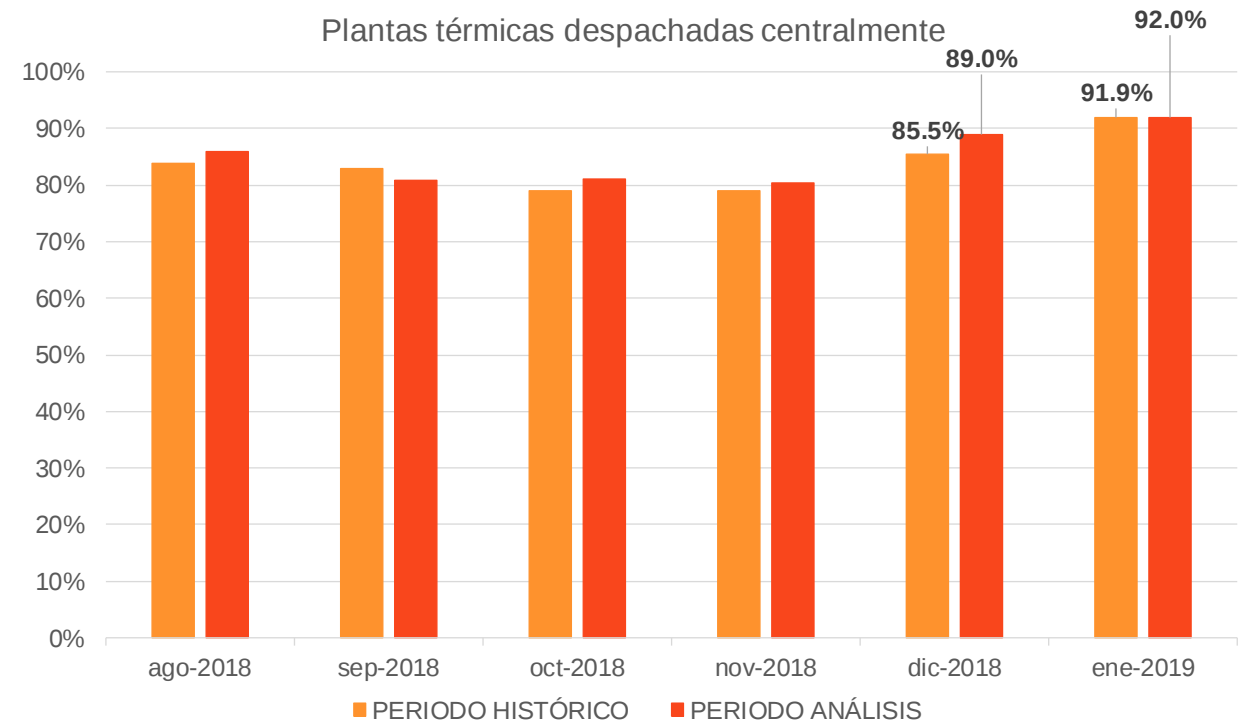
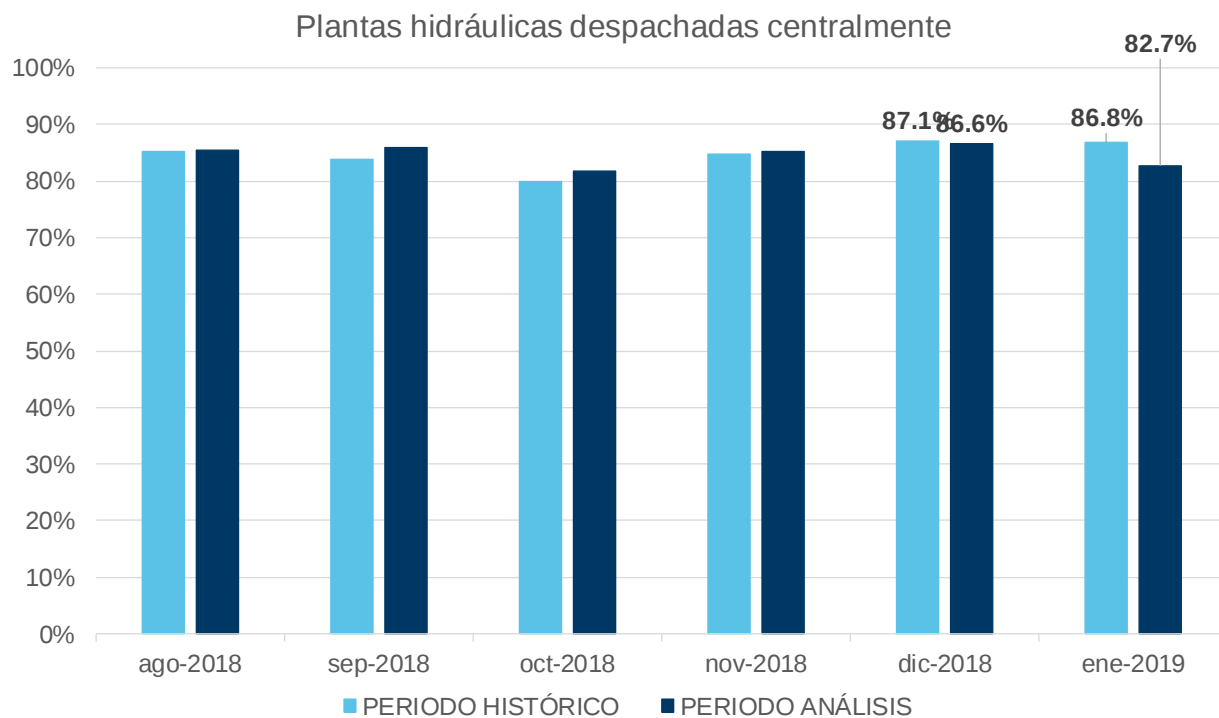
Información actualizada el: 2019-01-17

Generación real histórica de plantas solares



Fecha de inicio operación	Recurso
2017-08-10	Celsia Yumbo
2018-08-09	Cambio a autogenerador celsia yumbo
2018-11-11	Celsia Solar Bolívar
2018-12-04	El Paso

Evolución de disponibilidad real (%) de las plantas despachadas centralmente versus histórico

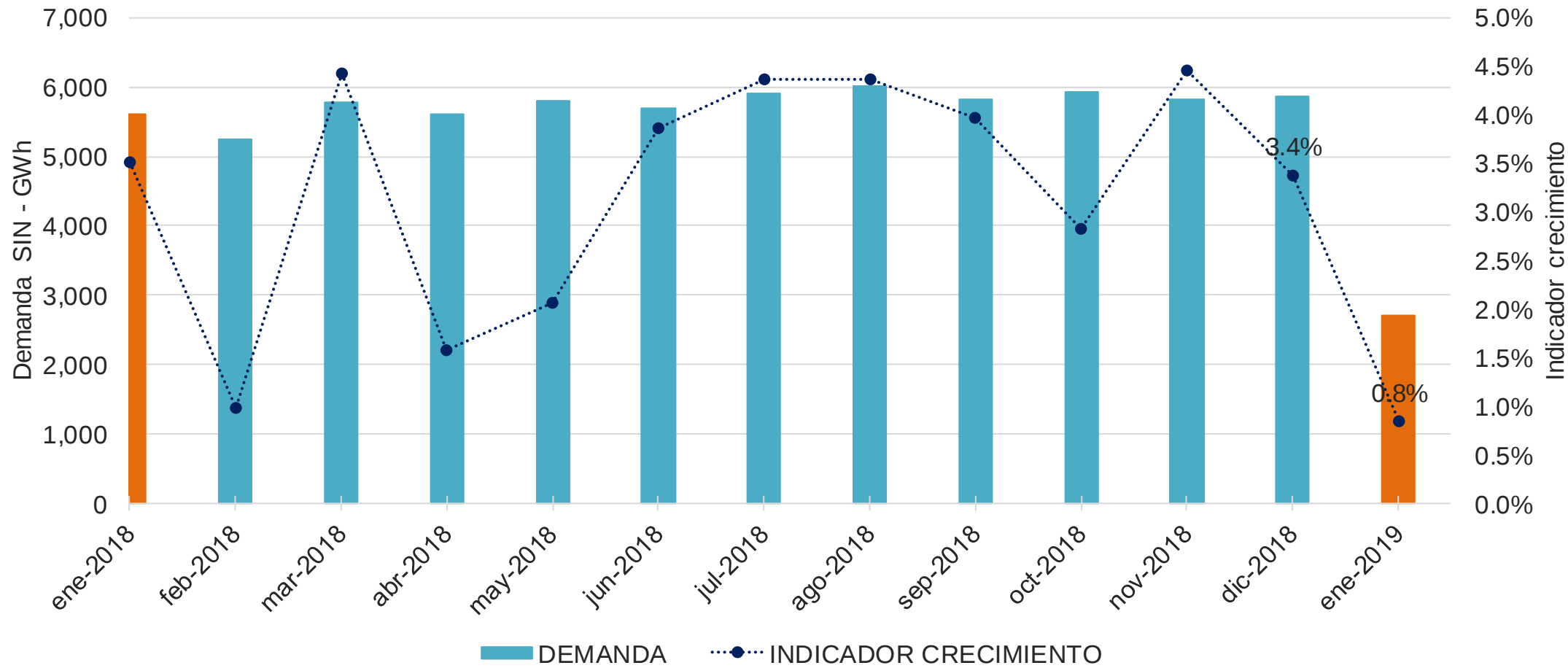


La disponibilidad real (%) de las plantas despachadas centralmente es calculada respecto a la capacidad efectiva neta de las plantas.

Periodo de análisis: desde el 1 de agosto de 2018 hasta el 15 de enero de 2019

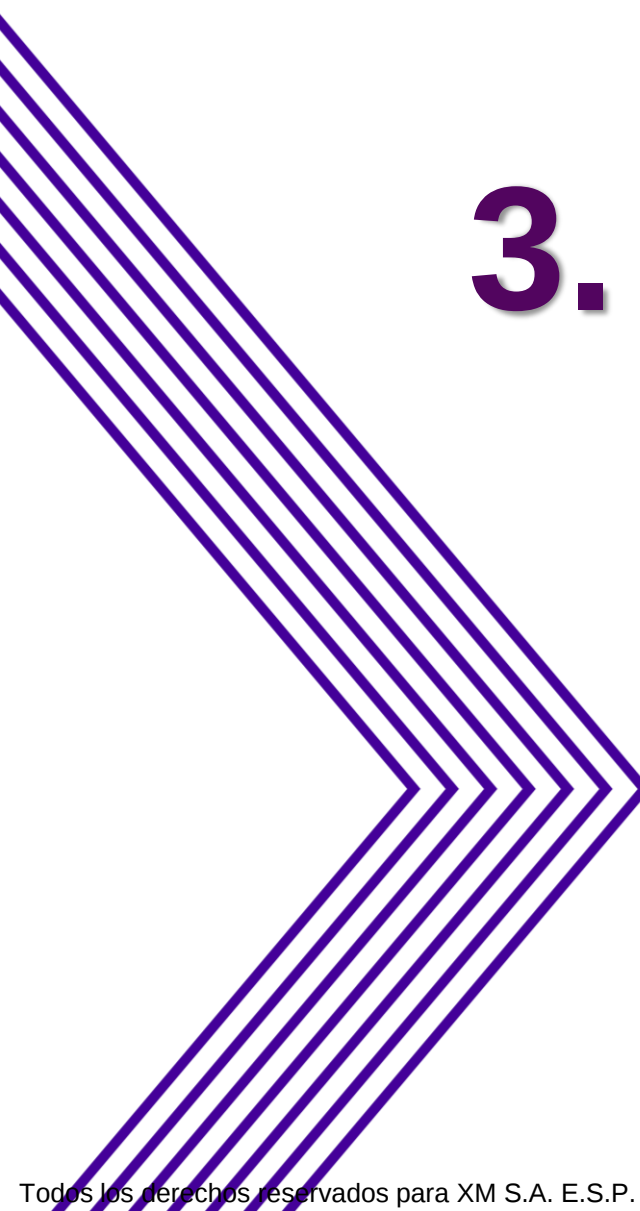
Periodo histórico: corresponde a los mismos meses del periodo de análisis entre los años 2013 y 2016

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el: 2019-01-15

Información actualizada el: 2019-01-17



3. Panorama Energético

- **Análisis energético de mediano plazo**
- **Análisis energético de largo plazo**





Análisis Energético de mediano plazo



Supuestos considerados



Horizonte

MP: 2 años, resolución semanal



Condición Inicial Embalse

MP: Enero 13, 67.1%



Intercambios Internacionales

No se consideran



Demanda

Escenarios (Actualización Oct/18):

Alto UPME: Ene/19-Mar/19

Medio UPME: Abr/19-Mar/21



Desbalance hídrico

14.7 GWh/día promedio mensual



Información combustibles

Precios: UPME Ene/19. **Falta GNL.**

Disponibilidad reportada por agentes



Parámetros del SIN

- PARATEC

- Heat Rate + 15% Plantas a Gas



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC Ene/19 - Ene/20



Expansión Generación

- MP: No considera expansión en generación.



Costos de racionamiento

Último Umbral UPME Ene/18.



Mín. Embalses

MOI, MAX(MOS, NEP)

Panorama Energético Mediano Plazo

Hidrología

Esperado

Contingencia

CND1

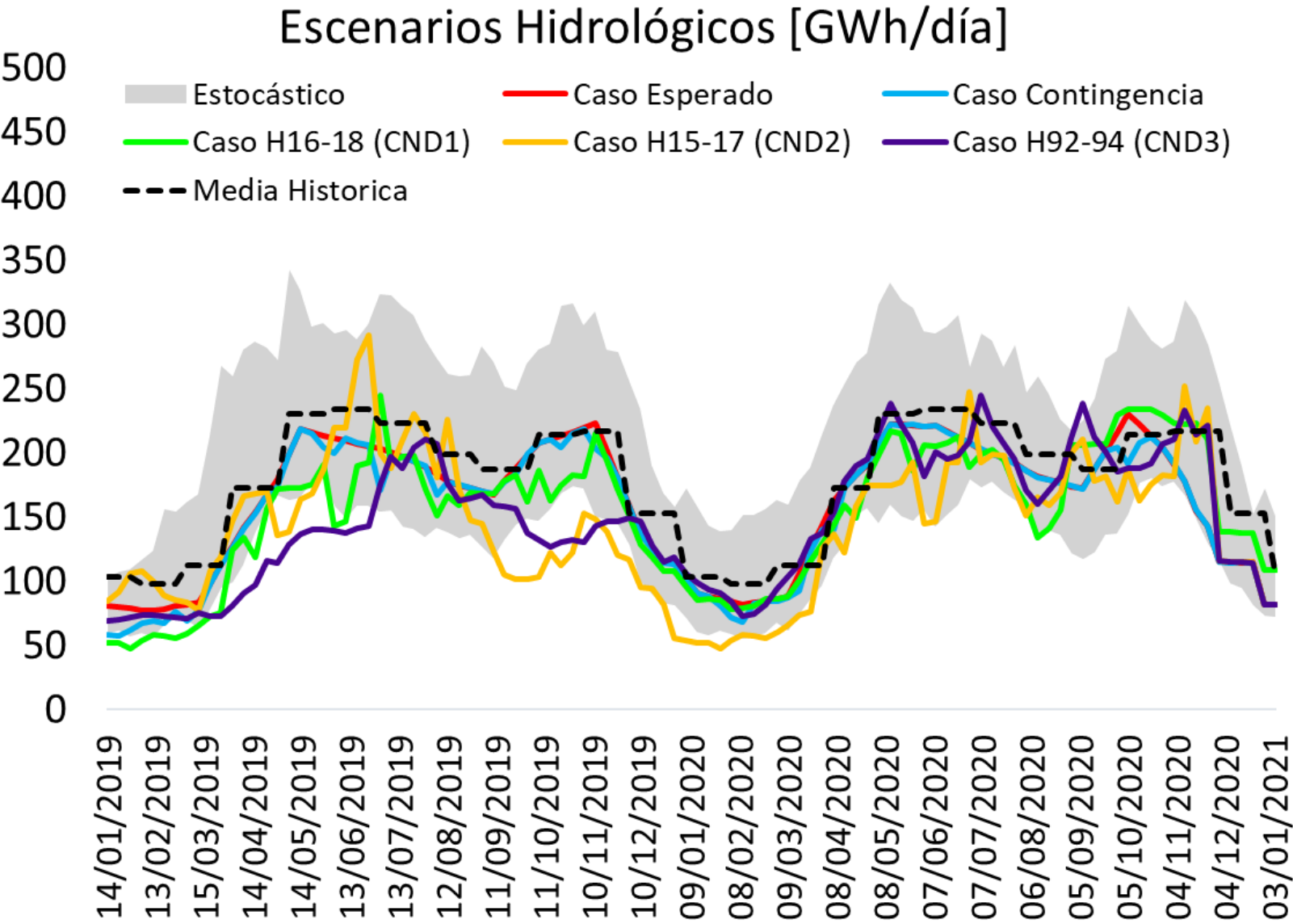
CND2

CND3

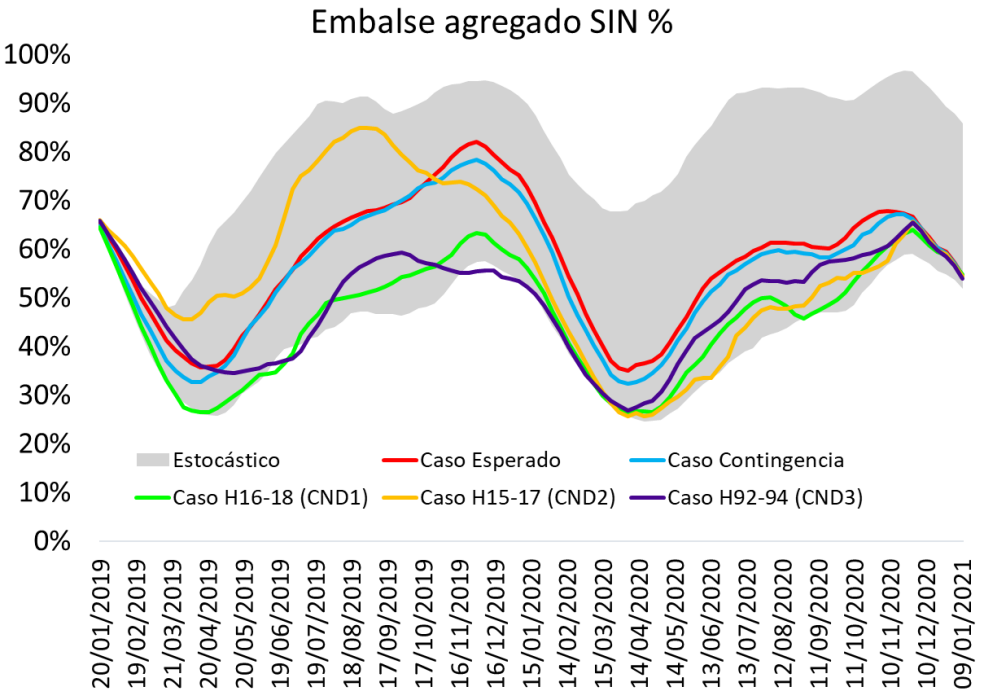
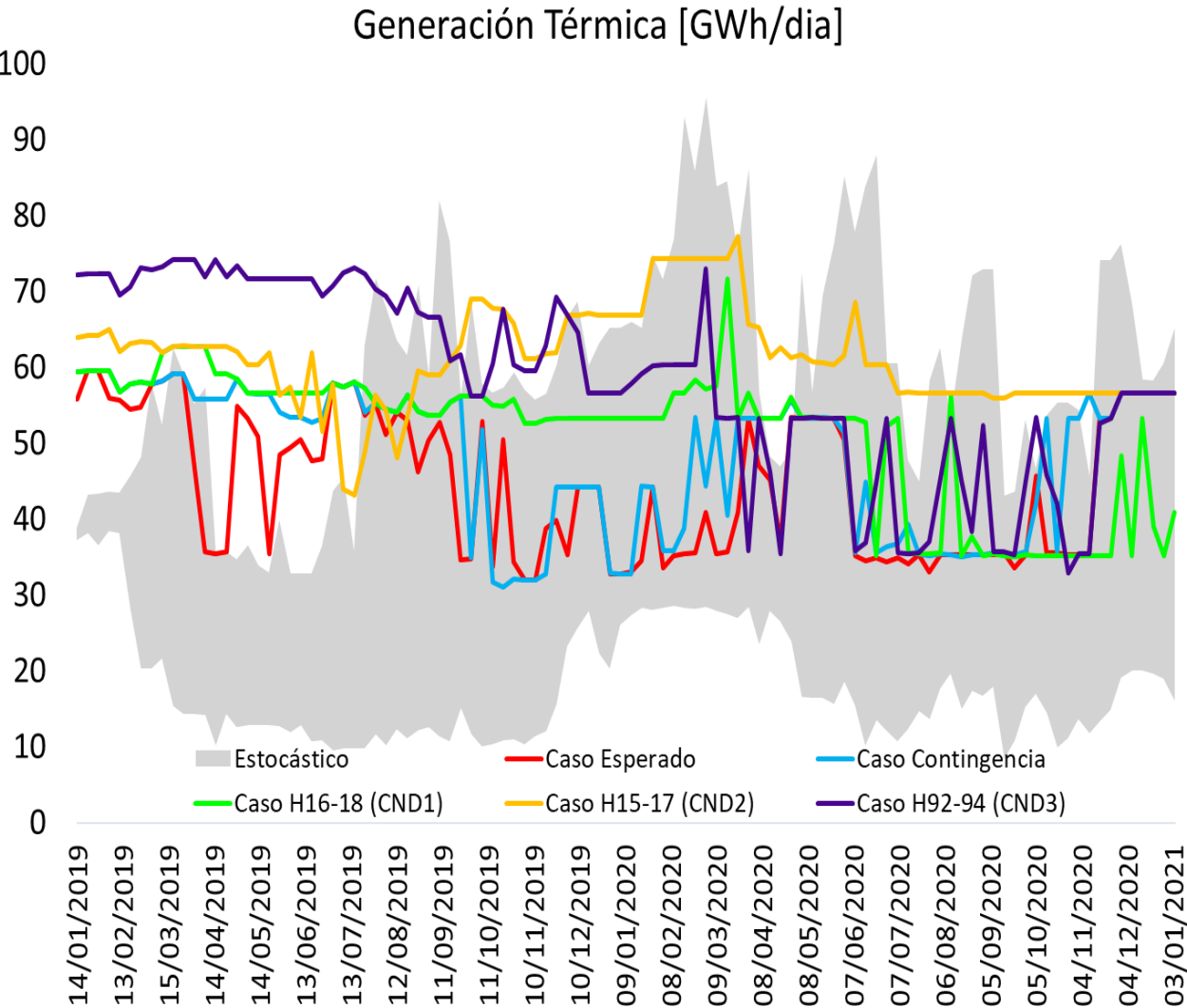
Estocástico

Proyectos de generación

No considera proyectos de expansión (Solo OEF)



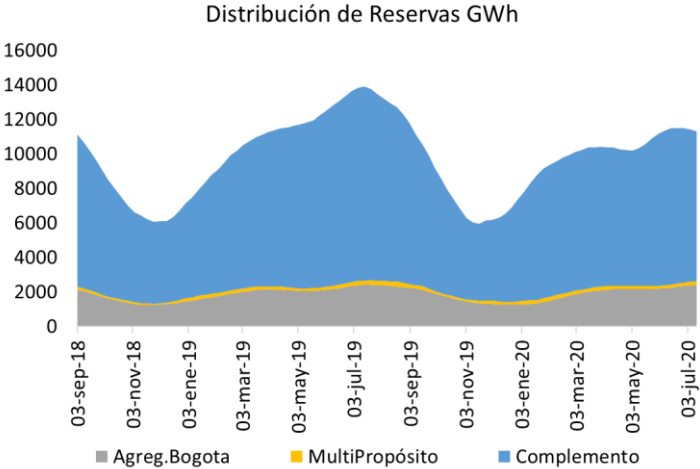
Panorama Energético Mediano Plazo



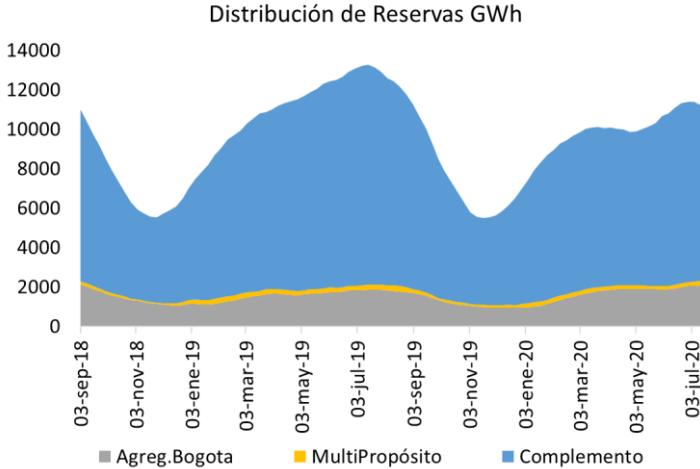
Generación Térmica GWh/día					
Mes	Esp	Cont	CND1	CND2	CND3
Ene	58	60	60	64	72
Feb	55	58	58	63	71
Mar	59	59	61	63	74

Distribución de reservas en el SIN

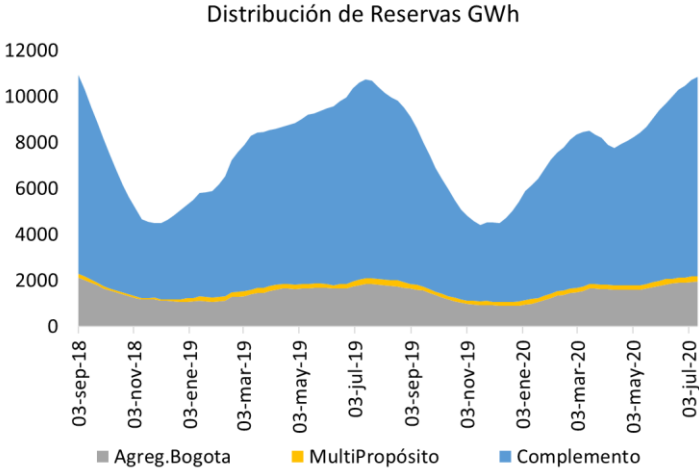
Esperado SH



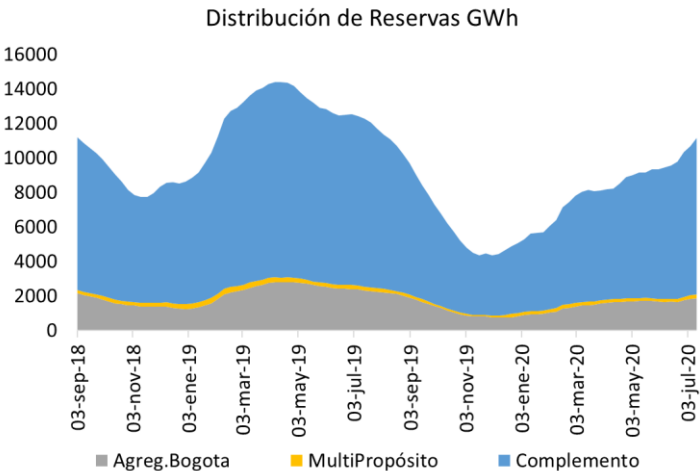
Contingencia SH



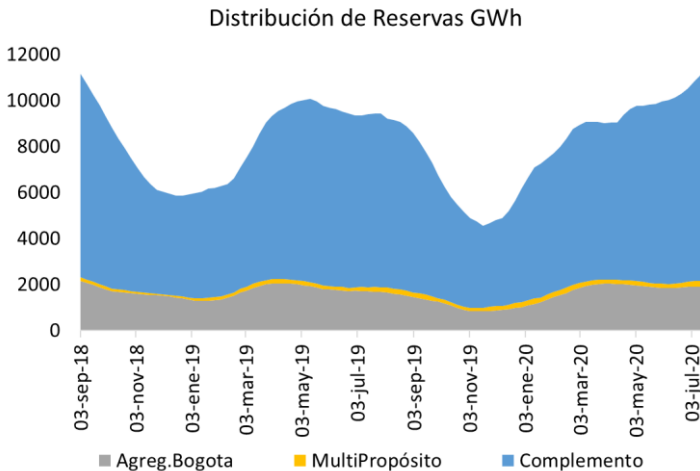
H 2016 – 2018



H 2015 – 2017

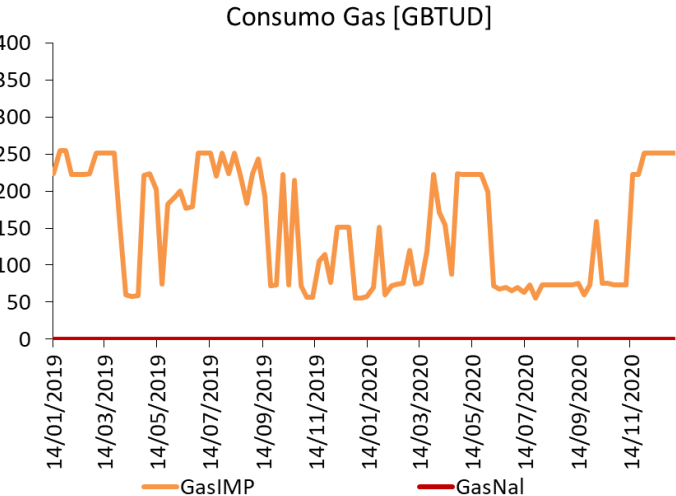


H 1992 – 1994

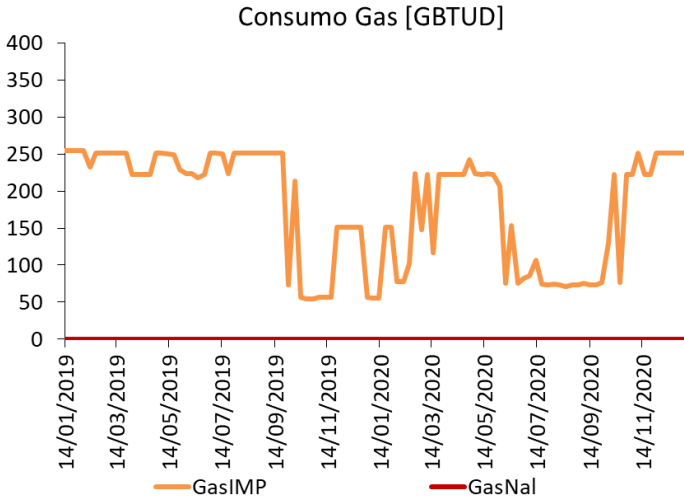


Panorama Energético Mediano Plazo

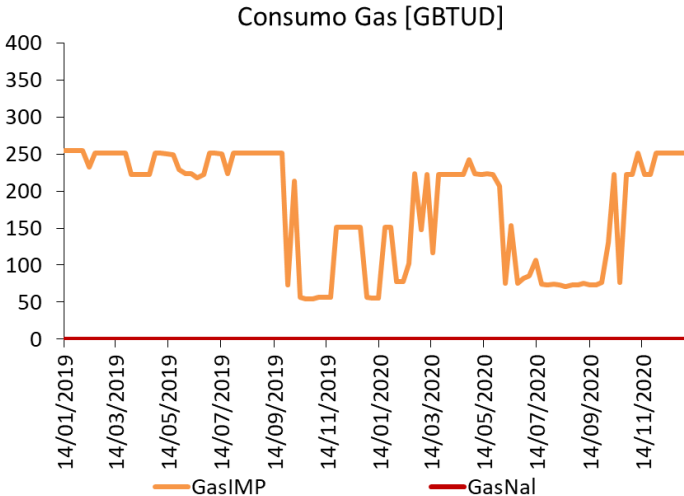
Esperado SH



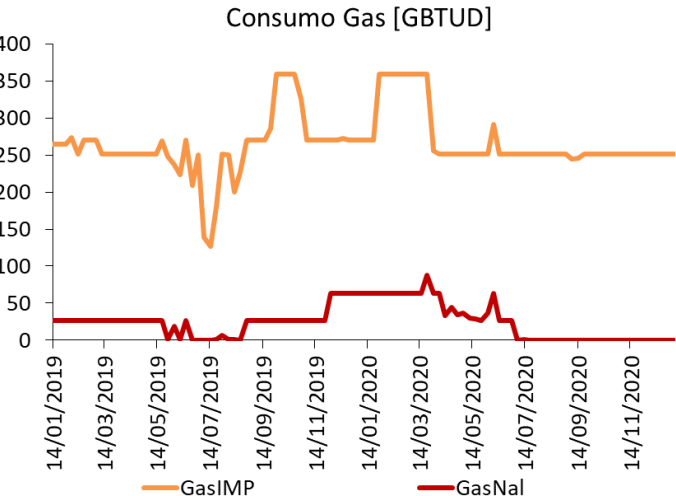
Contingencia SH



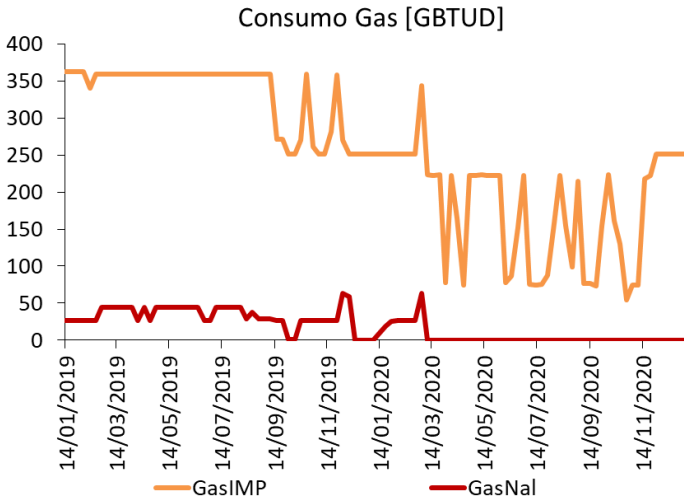
H 2016 – 2018



H 2015 – 2017



H 1992 – 1994



El consumo de Gas Importado se presenta por lo reportado por los agentes en el marco del Acuerdo CNO 695 donde Tebsa, Barranquilla y Termocandelaria sólo consumen este Gas. Las plantas de Flores por su parte reporta en su mayoría Gas Importado y una pequeña porción de Gas Nacional.

Conclusiones

De presentarse condiciones deficitarias en aportes similares a las consideradas, con supuestos de demanda entregados por la UPME, la disponibilidad de generación hidráulica y térmica reportada y demás información suministrada por los agentes, los resultados de las simulaciones indican:

- El sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.
- Se requiere mantener valores promedio de generación térmica alrededor de 60 GWh/día para los meses de enero a marzo de 2019.

- Se recomienda maximizar la disponibilidad de la generación especialmente durante la temporada seca e igualmente maximizar la disponibilidad de combustibles primario.
- La información utilizada para los análisis es de suma importancia para las señales que se brindan, por tanto se resalta la importancia de mantener la información actualizada bajo los formatos aprobados en los acuerdos CNO.
- 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.

La persistencia de bajos niveles de aportes, desviaciones considerables de los pronósticos de demanda y/o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y prolongados en las siguientes semanas.



Análisis Energético de largo plazo



Supuestos considerados



Horizonte

MP: 6 años, resolución mensual



Condición Inicial Embalse

MP: Enero 01, 71.73%



Intercambios Internacionales

Caso autónomo



Demanda

Escenarios (Actualización Oct/18):
Alto UPME



Desbalance hídrico

14.7 GWh/día promedio mensual



Información combustibles

Precios: UPME Ene/19. **Falta GNL.**
Disponibilidad reportada por agentes



Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y
en ejecución – SNC Ene/19 - Ene/20



Expansión Generación

- Sin Proyectos
- Con Ituango

U4: 10-Oct-21

U3: 16-Ene-22

U2: 13-Sep-22

U1: 12-Dic-22



Costos de racionamiento

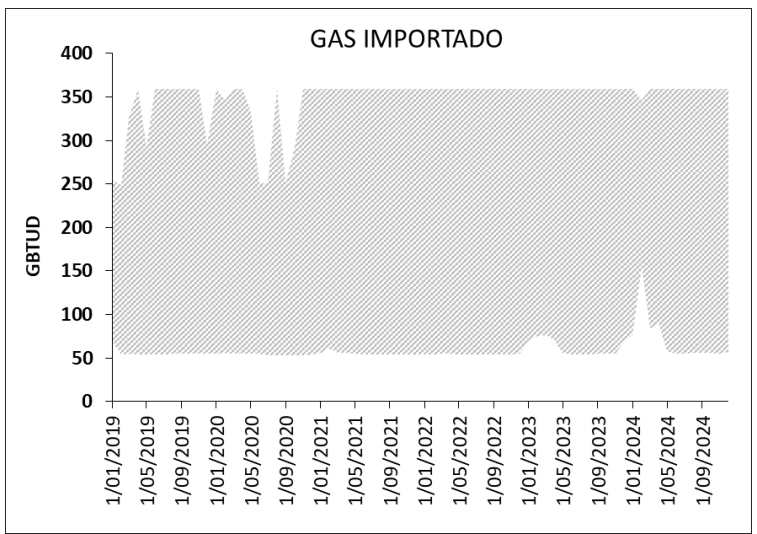
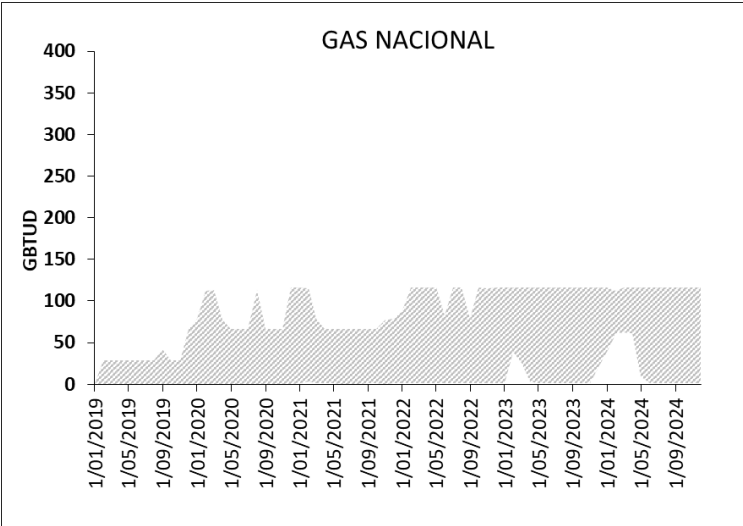
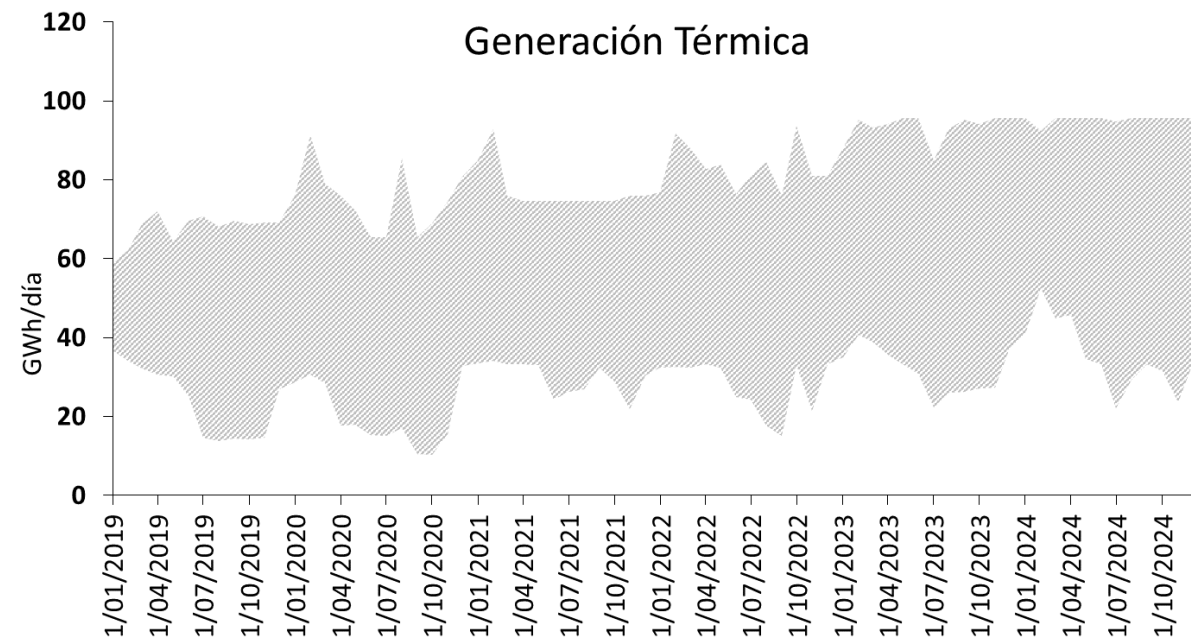
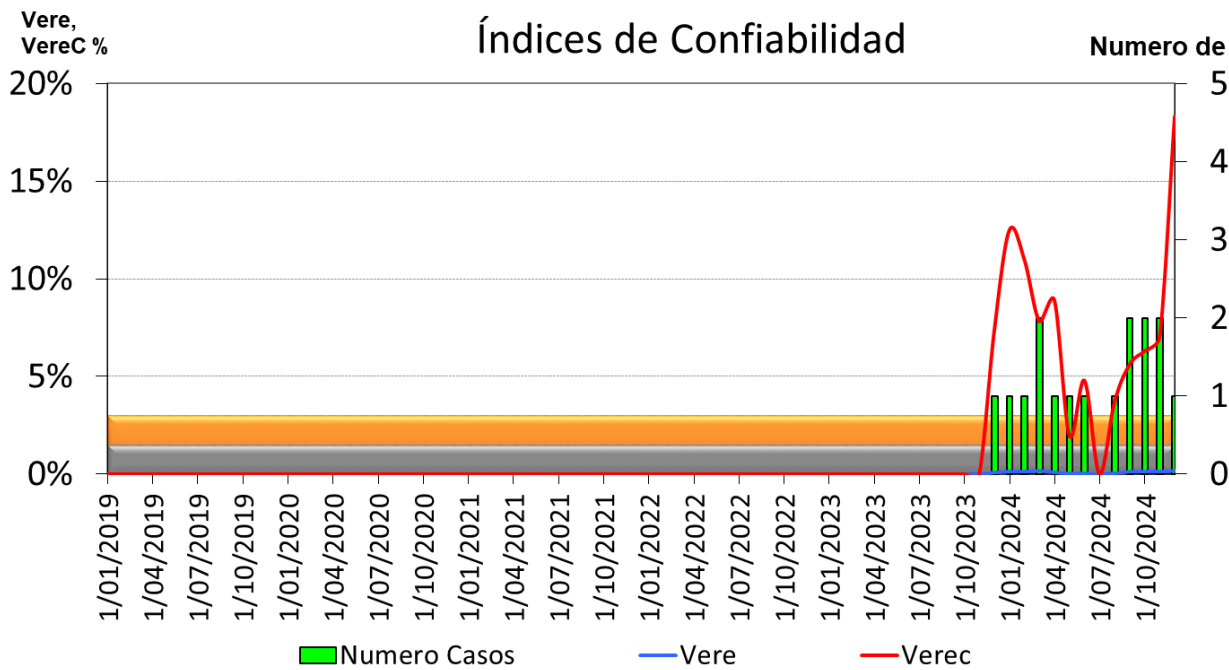
Último Umbral UPME Ene/18.



Mín. Embalses

MOI, MAX(MOS, NEP)

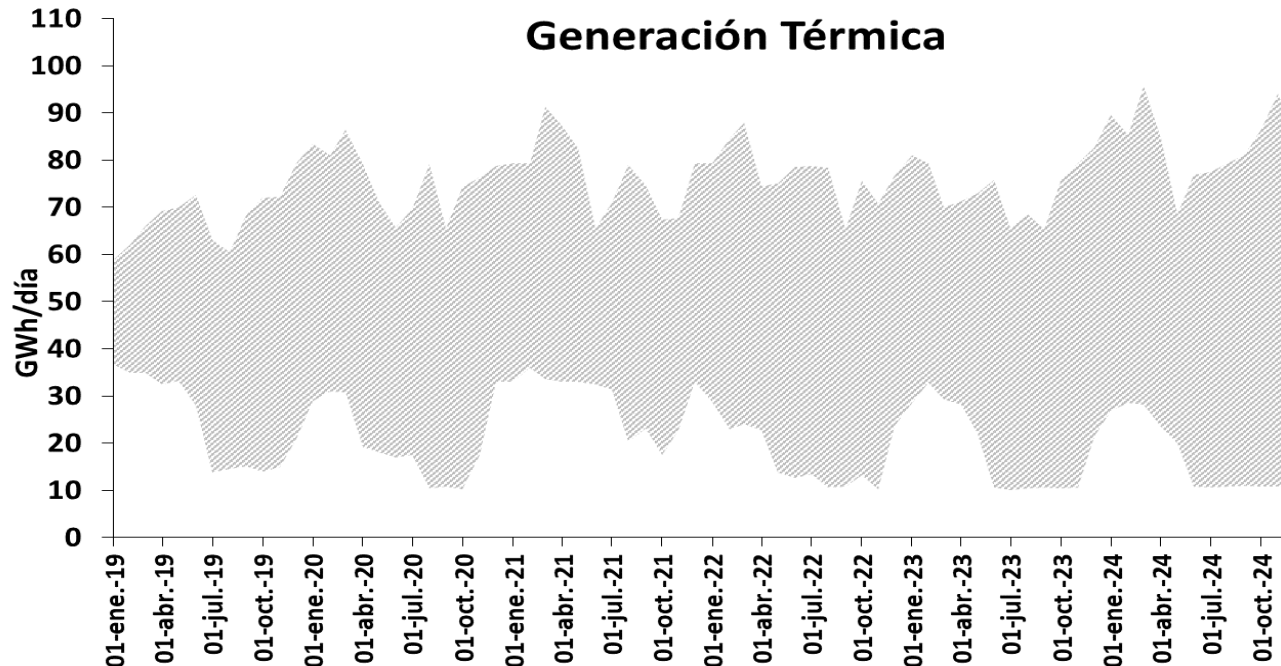
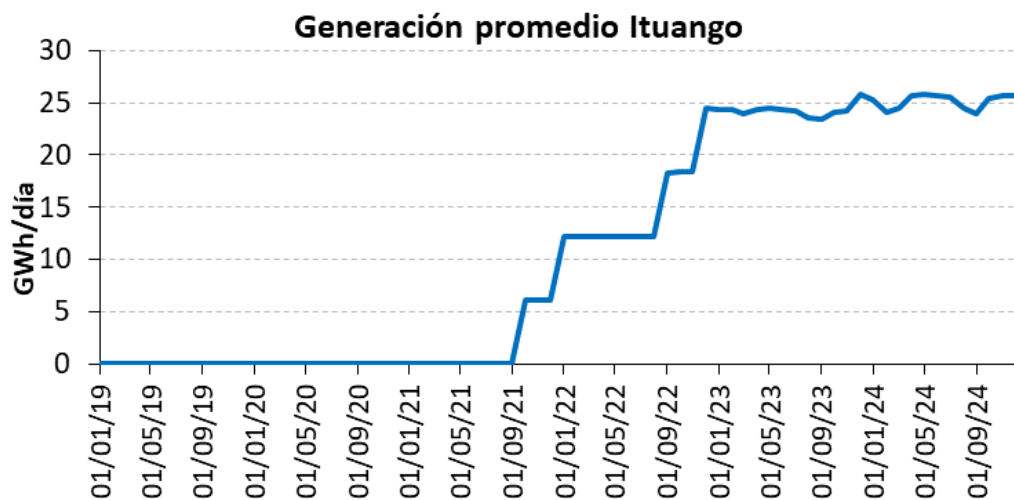
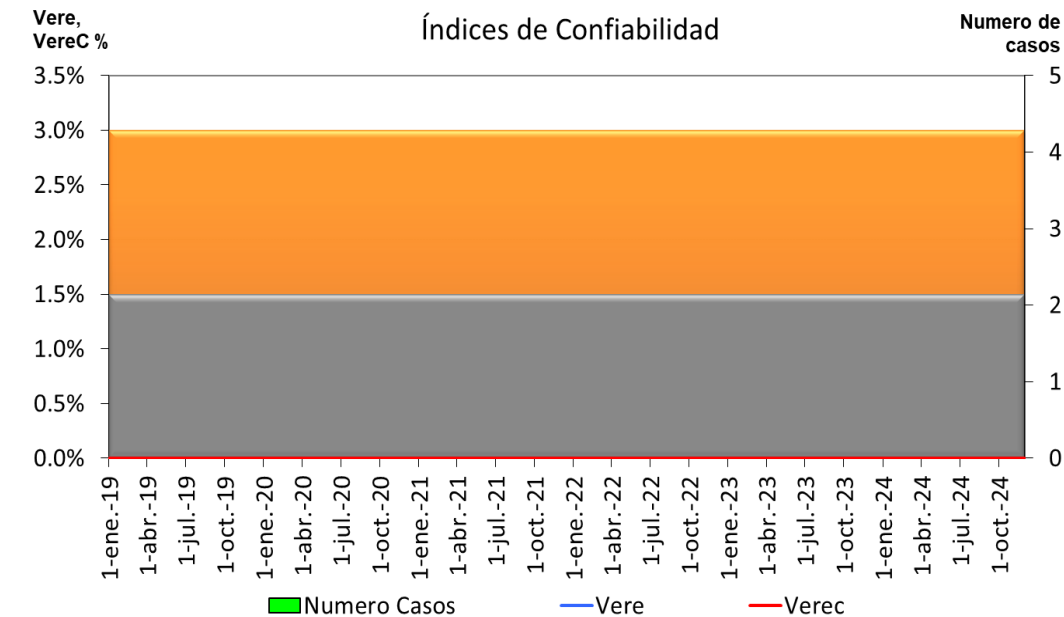
Panorama Energético Largo Plazo – Sin Ituango



Se presenta déficit a partir de octubre de 2023, incumpliendo los indicadores definidos en la reglamentación vigente en 5 de los 100 casos considerados.



Panorama Energético Largo Plazo – Con Ituango



Conclusiones

Los resultados obtenidos evidencian la importancia del proyecto de generación Ituango para atender de forma económica, segura y confiable la demanda. Lo anterior teniendo en cuenta la exigencia y estrés al cual es sometido el sistema ante el atraso en la entrada en operación de este proyecto.

En el horizonte de largo plazo y al considerar la no entrada de proyectos de generación en el horizonte no se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente. Por lo anterior, se hacen relevantes las subastas a realizarse en febrero de 2019 y se tendrá mayor certeza del panorama energético del largo plazo.

Al considerar la entrada de Ituango en las fechas indicadas por EPM en su cronograma, se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación.

Una vez se conozcan los proyectos adjudicados en las subastas, se requiere hacer seguimiento a la entrada en operación de los mismos, así mismo a las obras de expansión de transmisión que se requieran para su conexión.

4. Situación Operativa

- Seguimiento medidas área Caribe
- Declaración de parámetros





Seguimiento medidas área Caribe



Acciones administración de riesgo Área Caribe

Reserva de generación en el área Caribe.

Desde el despacho realizado el 14 de agosto de 2018, se viene programando un margen en el límite de intercambio del 5% de la demanda del área Caribe.

Generación de seguridad área Caribe Vs subárea Atlántico.

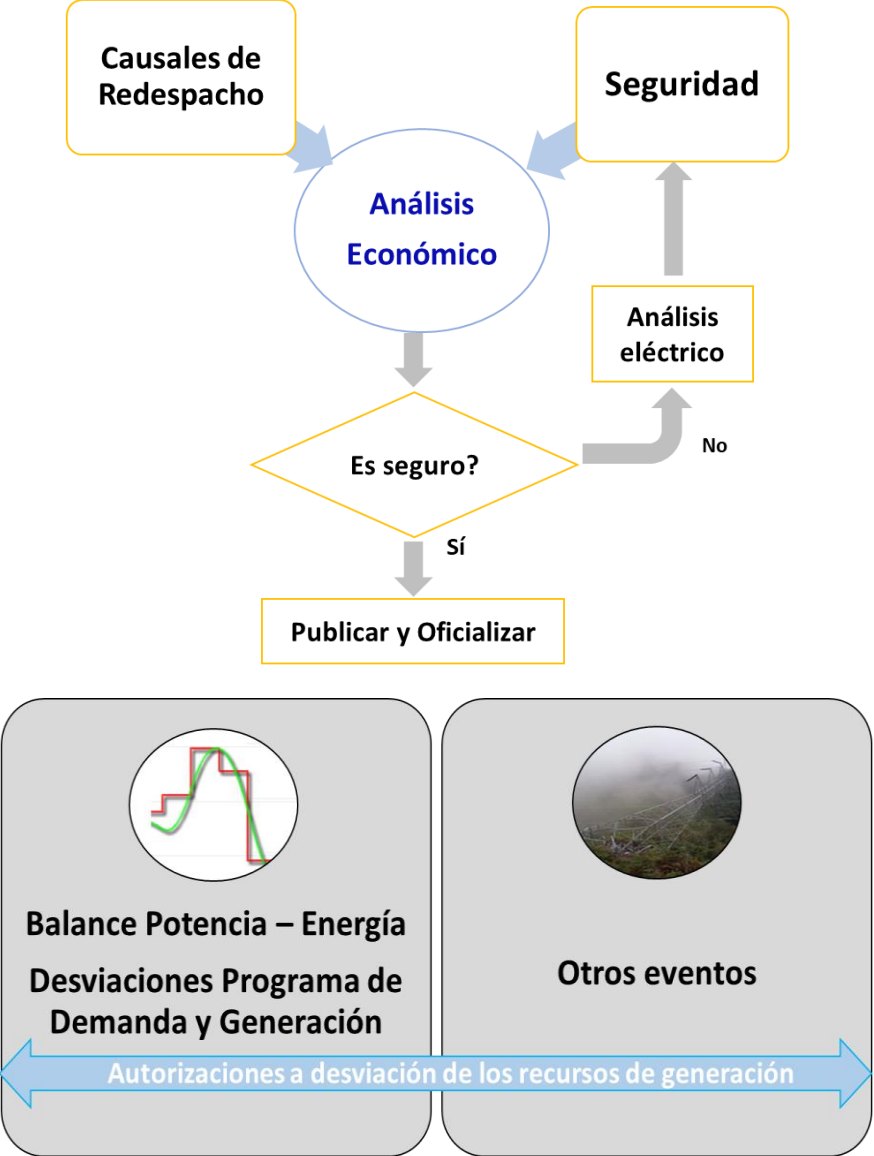
Si el recurso que debe subir generación para cubrir la seguridad del área Caribe, genera riegos para la subárea Atlántico, primará la seguridad del área Caribe y se dejará la subárea cubierta por ESPS

Acciones administración de riesgo Área Caribe

Impacto	Acciones mitigación	Seguimiento
Durante las maniobras de cierre de los circuitos a 500 kV (40 Minutos) o ante retraso en la realización de los trabajos, es posible que no se cuente con la generación de seguridad del área. Al solicitarla vía autorizaciones o redespachos, los agentes manifiestan riesgos para el sector gas.	Ante mantenimientos en los circuitos intercostas de 500 kV que afecten el límite de intercambio: Programar generación de seguridad por un periodo adicional a la duración de los trabajos.	Ha disminuido el numero de autorizaciones al alza durante las maniobras de cierre, se autorizan a bajar una vez se cierra el circuito.
Ante la falla del un activo del sistema (Línea, SVC, Unidad de generación) podría tenerse una transferencia entre el interior y la costa superior al límite de transferencia. (Riesgo de eventos de tensión o colapso del área).	Ante las características técnicas de las plantas del área, se recomienda constar con procedimiento rápido de aplicación de racionamiento con los agentes involucrados.	Se estableció procedimiento, debido al menor numero de eventos, el margen sobre el limite y la mayor generación térmica en los últimos dos meses, no ha sido necesario aplicarlo.

Redespacho y Autorizaciones

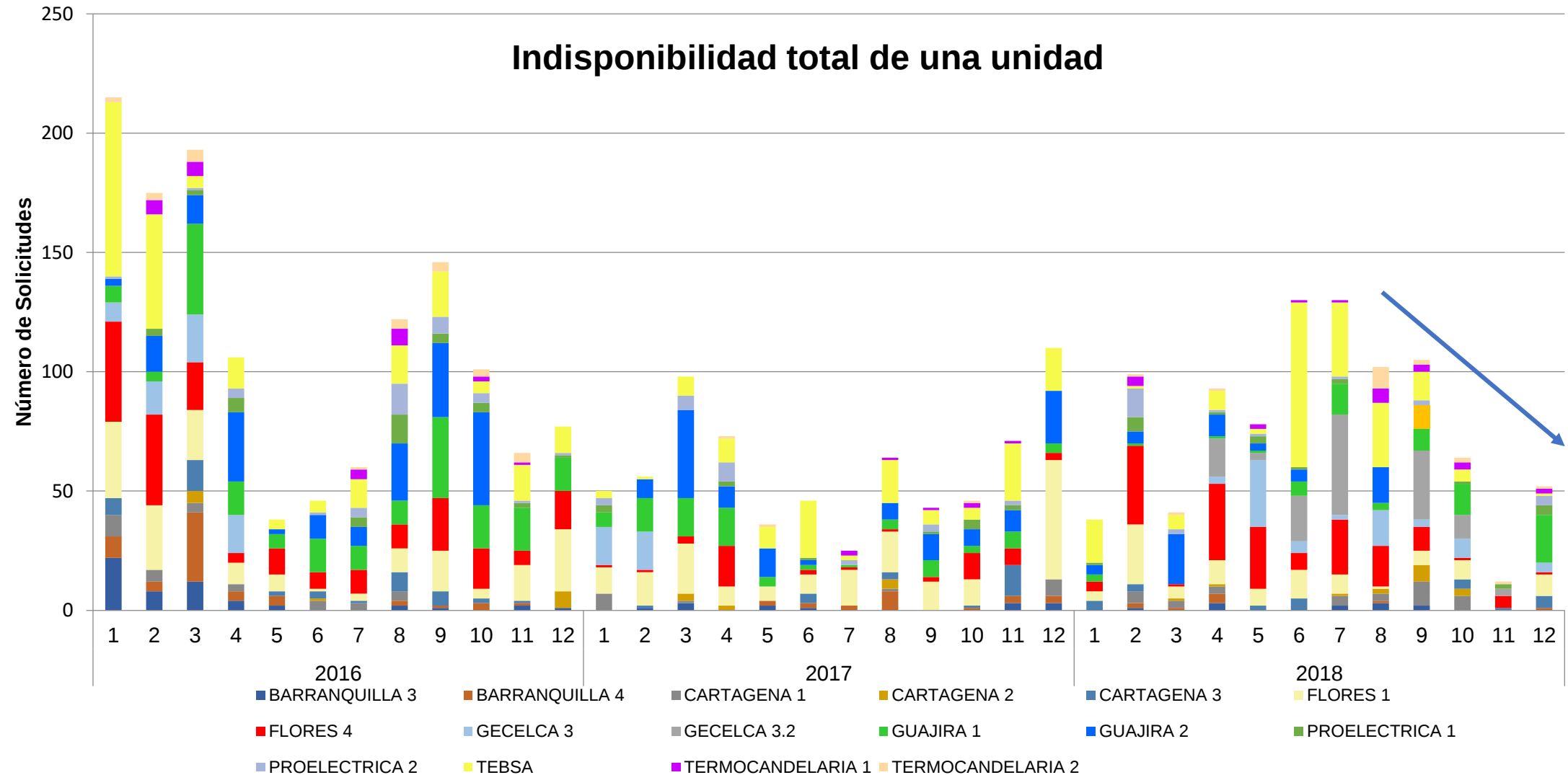
OPERACIÓN DEL ÁREA CARIBE



Situaciones Operativas
Desviaciones al pronostico de demanda
Salida súbita e indisponibilidad circuitos intercosta
Salida súbita e indisponibilidad SVC
Salida súbita e indisponibilidad unidades de generación
Incumplimiento al programa de generación
No entrega de activos en los tiempos establecidos en las consignaciones
Declaración hora a hora de indisponibilidad de recursos de generación
No cumplimiento al plan de pruebas de generación
Faltante de generación del área caribe, con recursos marginales en Atlantico
Eventos en el sector Gas

Redespacho y Autorizaciones

Solicitud de redespachos de los agentes del área Caribe

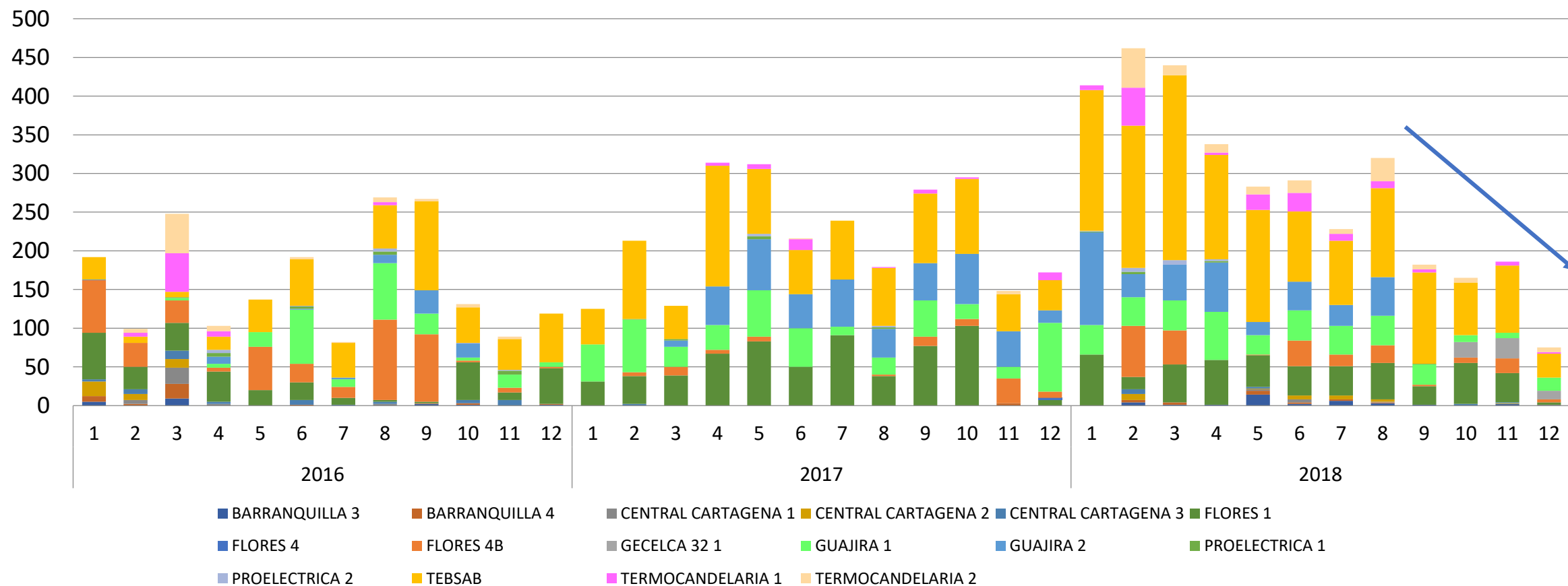


* Cada solicitud de redespacho puede incluir mas de un periodo

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

Redespacho y Autorizaciones

Número de Autorizaciones a Desviación* - Recursos área Caribe



*Causas: Margen de regulación de frecuencia & Seguridad del SIN

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

Seguimiento acciones administración de riesgo Área Caribe

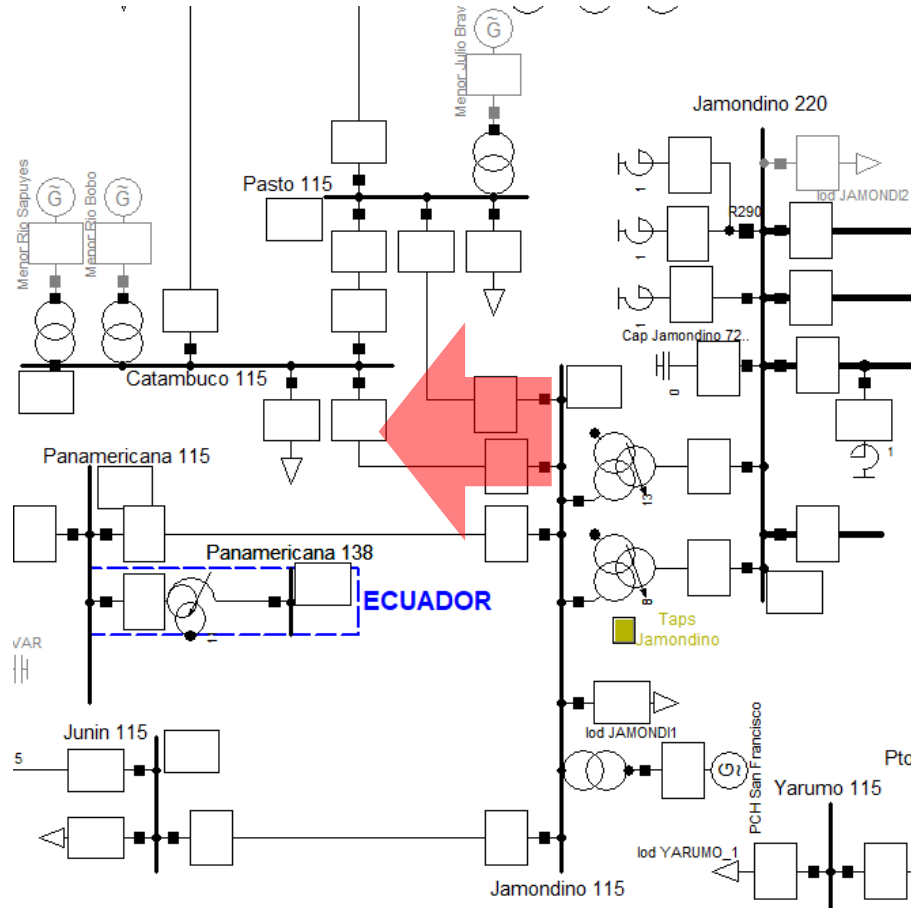
Reserva de generación en el área Caribe.

Dadas las condiciones operativas presentadas durante los últimos dos meses y las expectativas de operación para los próximos meses, a partir del despacho que se realizará el día 18 de enero de 2019, se considerará en el despacho y redespacho el límite de intercambio del área Caribe en su valor máximo.

Declaración de Parámetros



Reducción capacidad de Jamondino – Catambuco 115kV



Actualmente existe una restricción asociada a la **contingencia del circuito Jamondino – Pasto 115 kV** que **sobrecarga por encima del valor de emergencia la línea Jamondino – Catambuco 115 kV** en escenarios de alta generación de Betania y Quimbo, y con importaciones desde Ecuador.



Limitación a:

- Betania
- El Quimbo
- Importación Ecuador

Reducción capacidad de Jamondino – Catambuco 115kV

Antecedentes:

- El 25 de diciembre de 2015 el agente reportó el aumento de capacidad del enlace Jamondino – Catambuco 115 kV de 200 A nominales y 260 A en emergencia a **300 A nominales y 390 A en emergencia**, mejorando la condición de la restricción.
- El 3 de enero de 2019 el agente reportó la **reducción del límite de emergencia de Jamondino – Catambuco 115 kV de 390 A a 360 A**, justificado en que el transformador de corriente no soporta los 390 A. Sin embargo, se resalta que **la línea tiene una capacidad de 450 A**.

Condición operativa por la reducción de capacidad:

- El corte Jamondino – Pasto 115 kV / Jamondino – Catambuco 115 kV baja de 85 MW a 75 MW (10 MW más restrictivo), lo que se traduce en **mayores limitaciones de generación de Betania, Quimbo o las importaciones desde Ecuador**.
- La limitación de importación desde Ecuador baja alrededor de 60 MW, lo que se traduce en alrededor de **1.44 GWh-día de energía que se podría dejar de importar desde Ecuador**.
- La condición anterior puede ser crítica en condiciones de fenómeno “El niño”, donde la energía de Ecuador es relevante para el sistema eléctrico colombiano.
- Para maximizar la importación desde Ecuador sería necesaria la apertura de la red, lo cual implica la reducción de confiabilidad eléctrica.

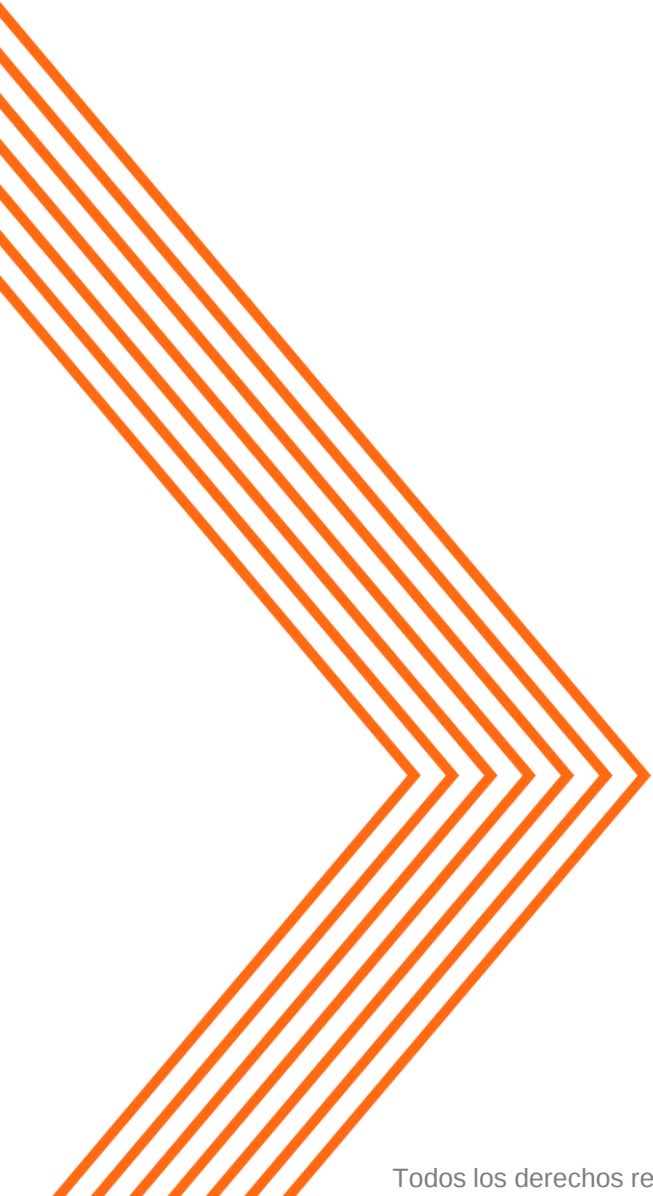
Recomendación:

Realizar las acciones necesarias para aumentar la capacidad del circuito Jamondino – Catambuco 115 kV hasta el valor máximo que soporte el conductor (450 A), de manera que se aproveche toda la capacidad del enlace y se mitigue la restricción asociada a este circuito.

5. Varios

- Indicadores de Operación
- Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696
- Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963



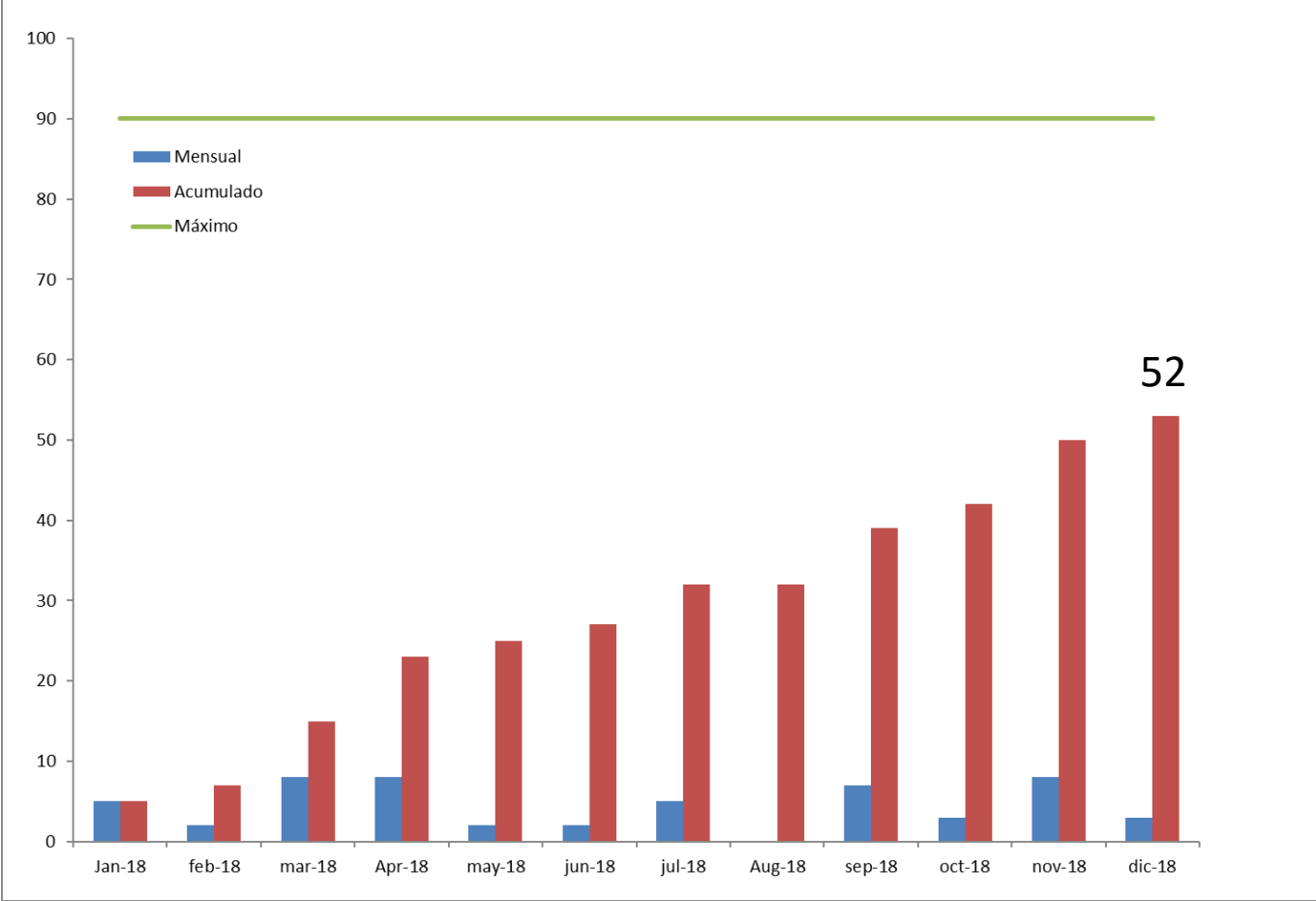


Indicadores de Operación



Eventos transitorios de frecuencia

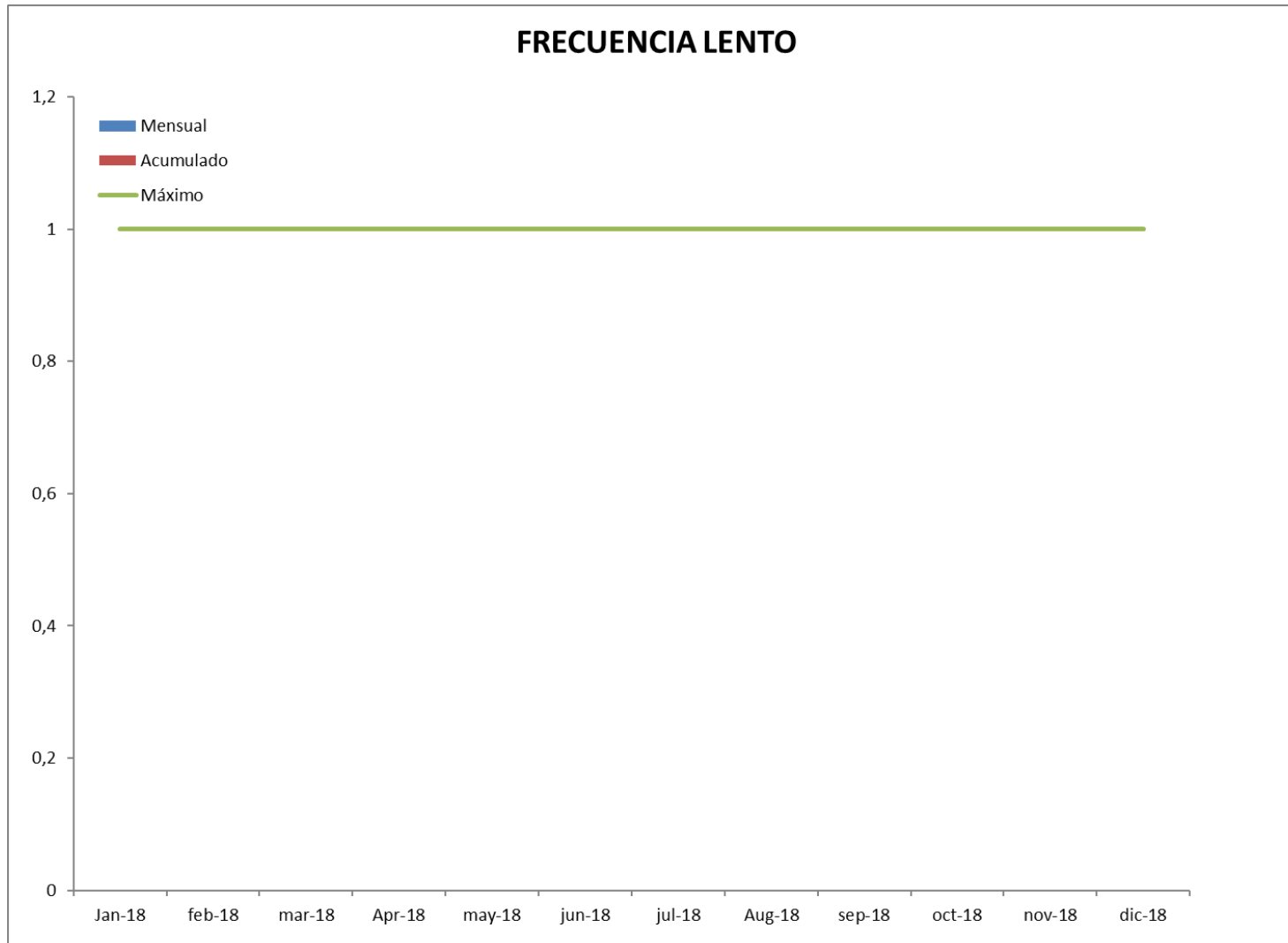
FRECUENCIA TRANSITORIO



Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
10/12/2018 9:45	5	59,73	Transitorio	Disparo de la unidad GUAVIO 4 con 248 MW de carga, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.73 Hz. El agente reporta El agente reporta falla entre espiras del generador.
15/12/2018 20:36	4	59,68	Transitorio	Disparo de la unidad de generación Sogamoso 2, llevando la frecuencia a un valor de 59.682 Hz. El agente reporta alta temperatura del devanado de la unidad..
29/12/2018 18:38	3	59,74	Transitorio	Disparo de la unidad GUAVIO 4 con 245 MW de carga, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.74 Hz. El agente reporta falla en el sistema de excitación.

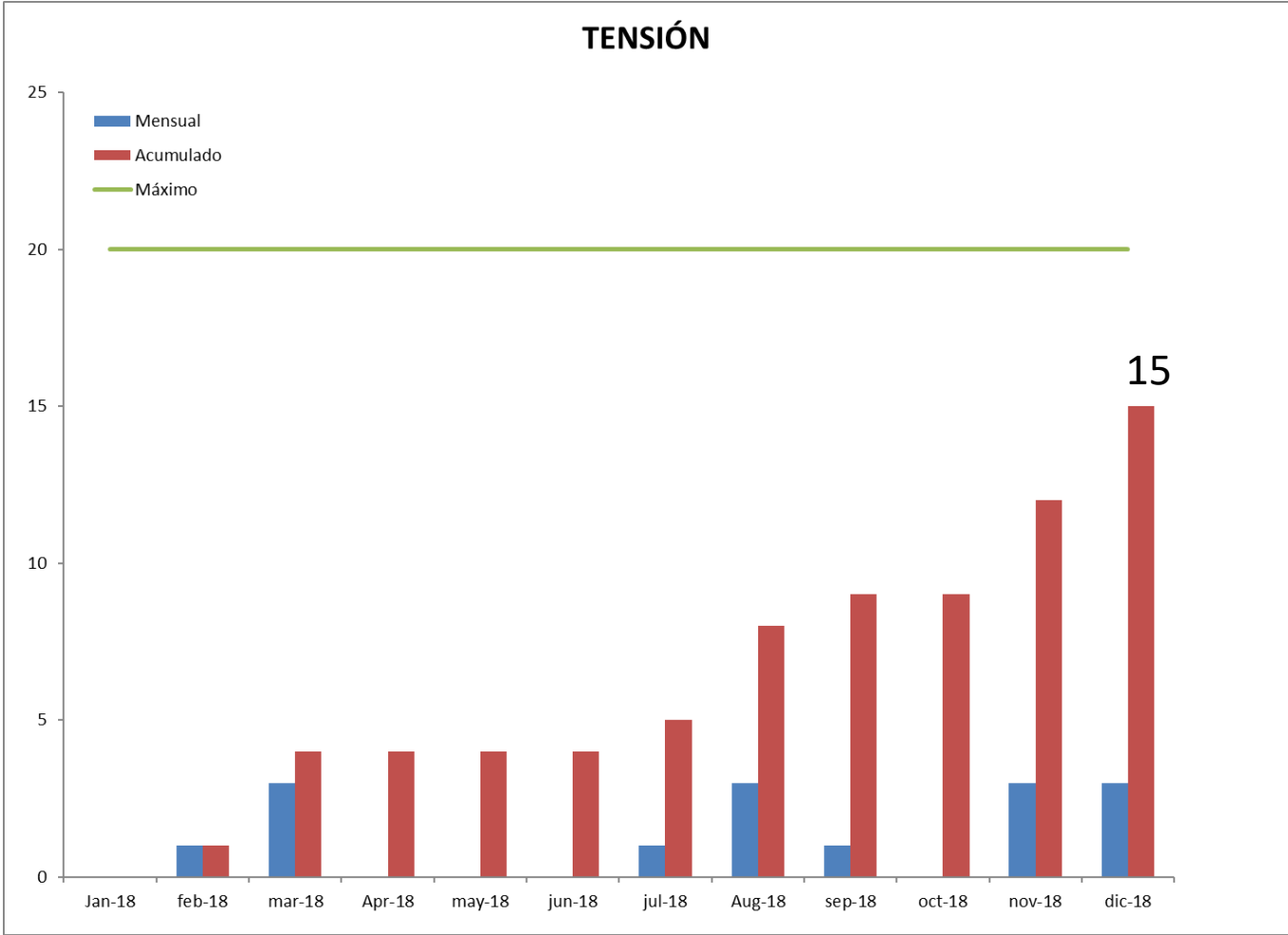
Durante el mes de diciembre de 2018 se presentaron 3 eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas



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

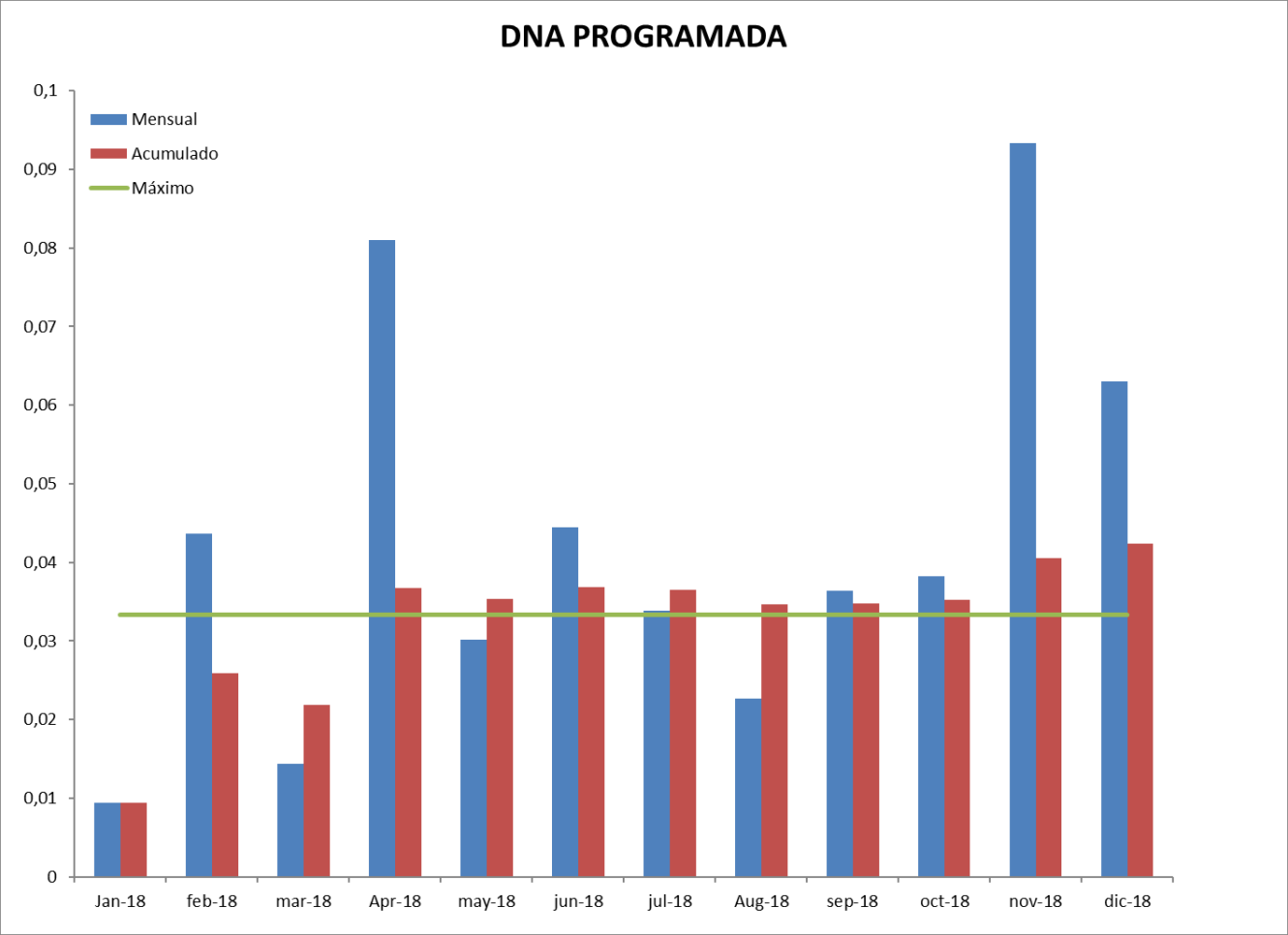
Eventos de tensión fuera de rango



Fecha	Descripción	Causa
7/12/2018 13:46	Materialización del RD de la C155120 dejando sin tensión la S/E Urabá 220 kV.	Evento STN
25/12/2018 2:06	Disparo de todas las bahías asociadas a la barra en GUADALUPE IV 220 kV y del activo GUADALUPE IV - PORCE II (EPM) 1 220 kV en ambos extremos, quedando sin tensión la subestación GUADALUPE IV 220 kV. El agente reporta incendio de transformador de corriente de la fase S asociado al transformador GUADALUPE IV 20 MVA 220/110/44 KV.	Evento STN
27/12/2018 12:55	Disparo del activo BAHIA TRANSFERENCIA 1 LOS PALOS 230 kV la cual estaba alimentando la línea LOS PALOS - TOLEDO 1 230 kV por trabajos de la consignación C0154792 sobre el activo BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV. En el evento quedan sin tensión las subestaciones a 230 kV TOLEDO, SAMORÉ, BANADÍA y CAÑO LIMÓN. El agente no reporta causa.	Evento STN

Durante el mes de diciembre de 2018 se presentaron 3 eventos de tensión en el sistema.

Porcentaje de DNA Programada

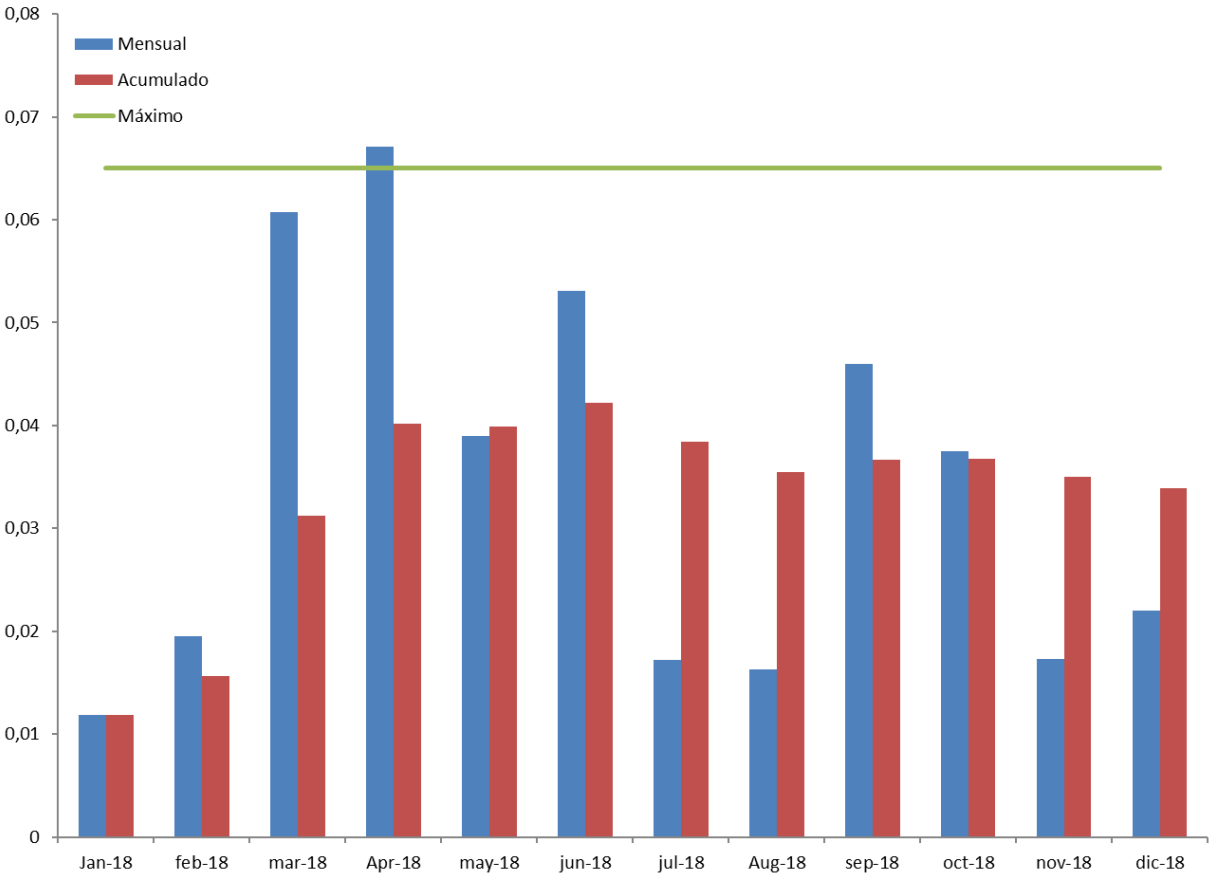


Por causas programadas se dejaron de atender 3,613 GWh en el mes de diciembre de 2018. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
22/12/2018 6:02	809,4	Trabajos de la consignación C0163801 sobre el activo BT CORDIALIDAD 1 50 MVA 13.8 kV.
2/12/2018 7:52	740,39	DNA por trabajos de las consignaciones C0142177, C0163113, C0163115, C0163216, C0160956 sobre los activos BL1 CHINU A SINCE 110 kV, MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV, BARRA MAGANGUE 110 kV, BT MAGANGUE 1 33 MVA 110 kV, BT CHINU 1 150 MVA 110 kV respectivamente.
2/12/2018 5:10	484	DNA por trabajos de las consignaciones C0158548, C0162947, C0163215, C0163216, C0163218 sobre los activos JAMONDINO - TESALIA 1 230 KV, ALTAMIRA - MOCOA (JUNIN) 1 230 kV, ALTAMIRA - PITALITO 1 115 kV, BL1 ALTAMIRA A PITALITO 115 kV, BARRA ALTAMIRA 115 kV respectivamente.
12/12/2018 7:12	436,8	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0163595 sobre el activo URABA 1 150 MVA 220/110/44 KV.
2/12/2018 6:00	260,83	DNA por trabajos de la consignación C0163129 sobre el activo CAMPOBONITO - PUERTO LOPEZ 1 115 KV.
15/12/2018 5:37	234,58	DNA programada por apertura de la BL1 CHINU A SINCE 110 kV por labores de la consignación nacional C0142177, dejando sin tensión las S/Es SINCE, MAGANGUE y MOMPOX 110 kV.
16/12/2018 6:08	171,55	DNA programada por apertura de los activos BT SIERRA FLOR 1 60 MVA 110 kV y SIERRA FLOR 1 60 MVA 110/34.5/13.8 KV por labores de las consignaciones C0158749 y C0158750 respectivamente.
16/12/2018 5:04	163,3	DNA programada por apertura del activo BOSTON - CHINU 1 110 kV por labores de la consignación C0163179.
16/12/2018 8:12	111,04	DNA programada por apertura de los activos BT JAMONDINO 1 150 MVA 230 kV y BT JAMONDINO 2 150 MVA 230 KV por labores de las consignaciones nacionales C0160211 y C0163392 respectivamente.

Porcentaje de DNA No Programada

DNA NO PROGRAMADA



Por causas no programadas se dejaron de atender 1,260 GWh en el mes de diciembre de 2018. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

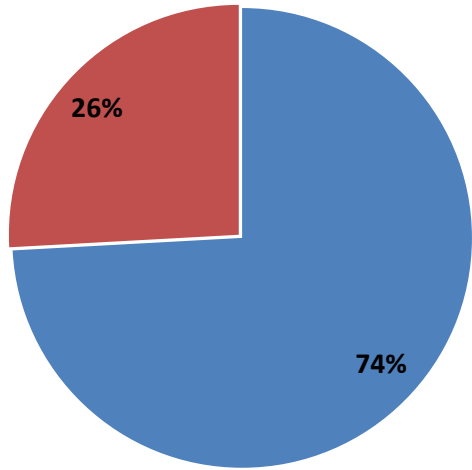
Fecha	MWh	Descripción
4/12/2018 11:03	292,95	Disparo del transformador 01 MALAMBO 110/34.5/13.8 KV. El agente reporta que se presenta disparo del interruptor 7010, estando el 7020 abierto.
12/12/2018 0:39	144,06	Disparo del Circuito Ternera - Gambote 66 kV. El agente reporta como causa del evento avería en puente primario estructura 01 del circuito; provocando que quedará fuera de servicio el transformador TERNERA 05 66/13.8 kV y desatendida la demanda en subestación GAMBOTE 66 kV.
20/12/2018 0:00	136	Disparo del circuito San Bernardino - Guapi 115 kV. El agente reporta como causa del evento árbol caído sobre el circuito entre las estructuras 90 y 91.
3/12/2018 2:28	93,04	DNA por apertura forzada de BL1 BALSILLAS - MOSQUERA 115 kV y BL1 NOROESTE - MOSQUERA 115 kV dejando sin tensión la S/E MOSQUERA 115 kV. El agente reporta pérdida de servicios auxiliares en S/E MOSQUERA 115 kV.
3/12/2018 7:53	90,74	Disparo del circuito MAGANGUE - MOMPOX 110 KV. El agente reporta actuación de protección distancia.
3/12/2018 15:07	84,18	Indisponibilidad del transformador MALAMBO 1 115/34.5/13.8 KV. El agente reporta altas temperaturas en el activo.
19/12/2018 10:13	82,6	Disparo del circuito San Bernardino - Guapi 115 kV. El agente reporta como causa del evento árbol caído sobre el circuito entre las estructuras 90 y 91.
6/12/2018 17:02	43,07	Indisponibilidad del transformador AGUACHICA 110/34.5 kV. El agente reporta falla en pararrayos en el lado de baja tensión.
7/12/2018 7:35	37,33	Disparo de la bahía de línea en TERNERA hacia GAMBOTE 66 KV. El agente reporta inconvenientes en el SF6 del interruptor 6150.
27/12/2018 12:55	30,7	Disparo del activo BAHIA TRANSFERENCIA 1 LOS PALOS 230 kV la cual estaba alimentando la línea LOS PALOS - TOLEDO 1 230 kV por trabajos de la consignación C0154792 sobre el activo BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV. En el evento quedan sin tensión las subestaciones a 230 kV TOLEDO, SAMORÉ, BANADÍA y CAÑO LIMÓN. El agente no reporta causa.

Demanda No Atendida

DEMANDA PROGRAMADA

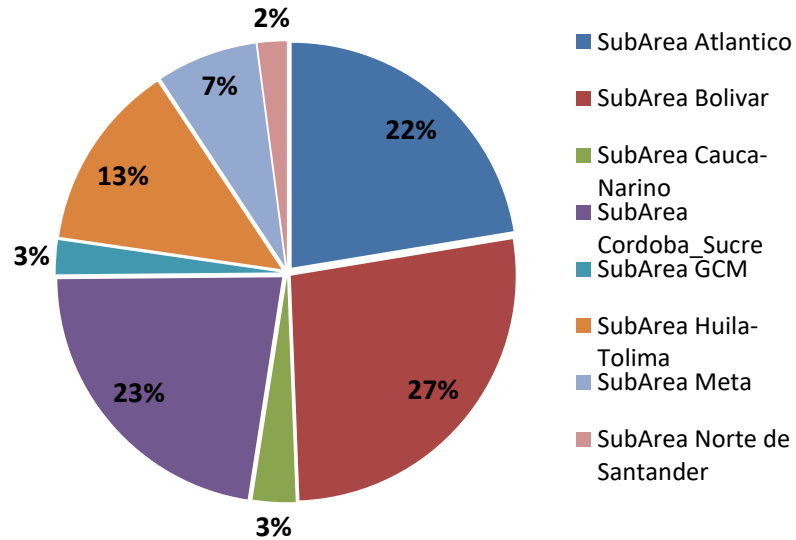
DEMANDA NO PROGRAMADA

% DNA

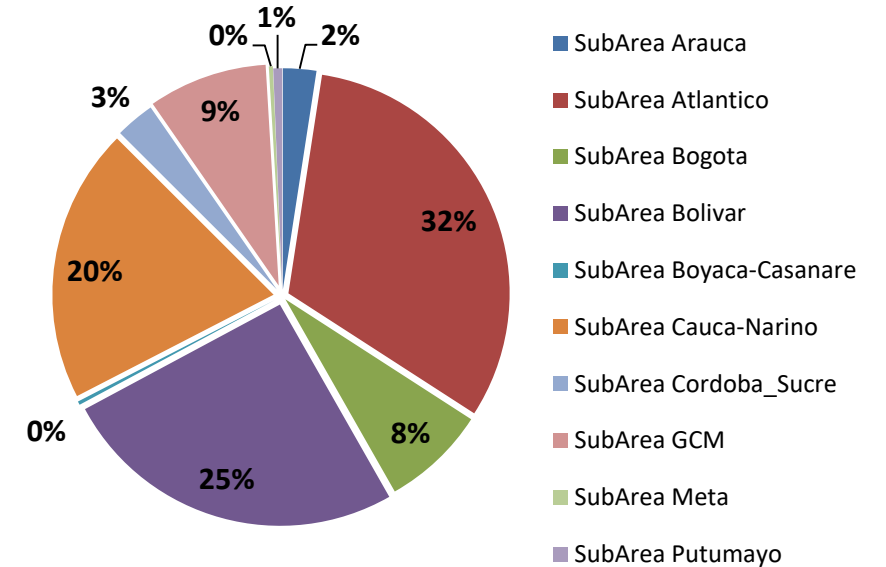


■ % PROGRAMADA
■ % NO PROGRAMADA

El total de demanda no atendida en diciembre de 2018 fue 4,874 GWh.

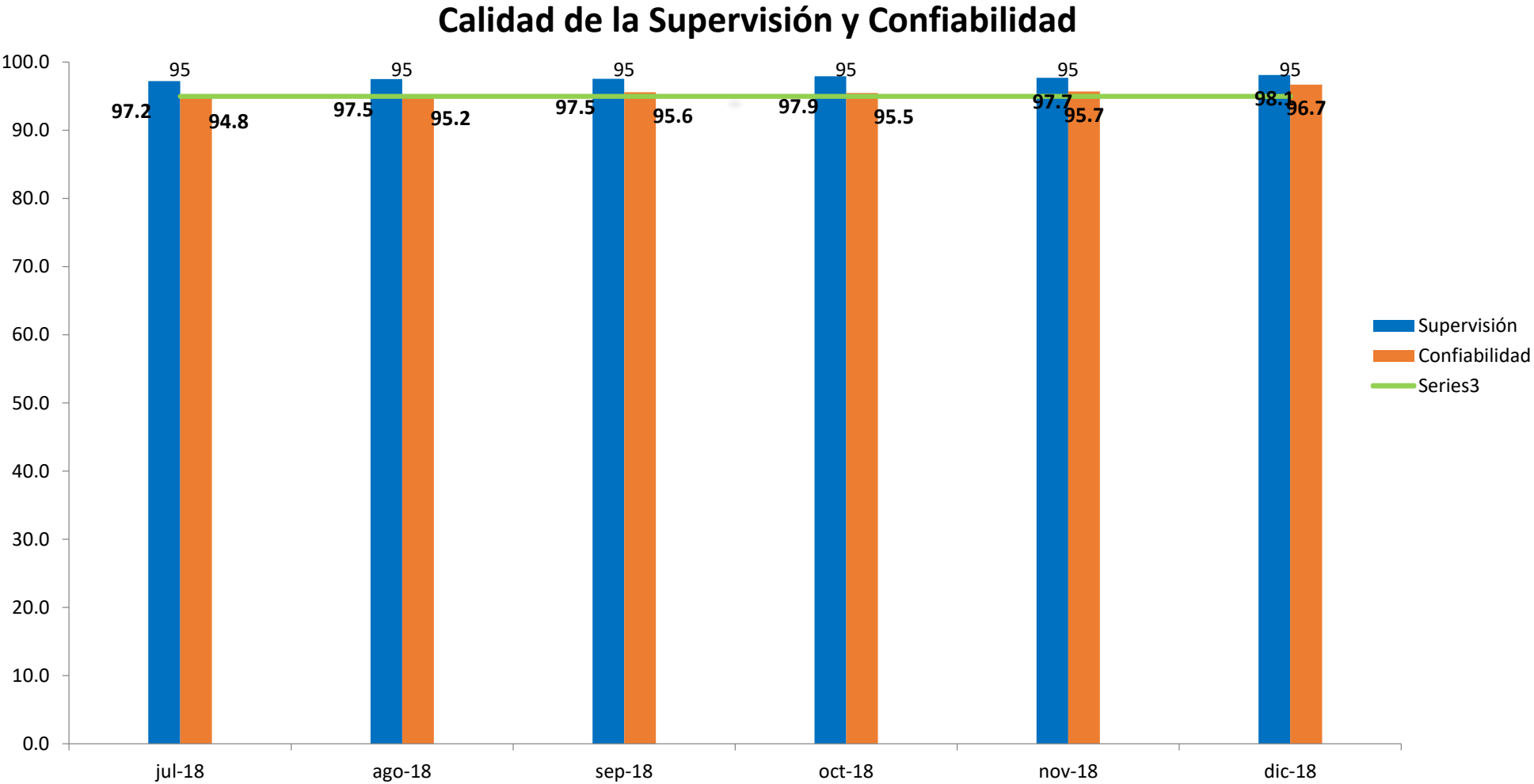


Subarea	Mes (MWh)
SubArea Atlantico	809,4
SubArea Bolivar	974,97
SubArea Cauca-Narino	111,04
SubArea Cordoba_Sucre	809,62
SubArea GCM	88,2
SubArea Huila-Tolima	484
SubArea Meta	260,83
SubArea Norte de Santander	75,29



Subarea	Mes (MWh)
SubArea Arauca	30,7
SubArea Atlantico	399,53
SubArea Bogota	96,31
SubArea Bolivar	320,22
SubArea Boyaca-Casanare	3,27
SubArea Cauca-Narino	252,89
SubArea Cordoba_Sucre	36,2
SubArea GCM	109,72
SubArea Meta	3,73
SubArea Putumayo	8,18

Indicador de Calidad de la Supervisión



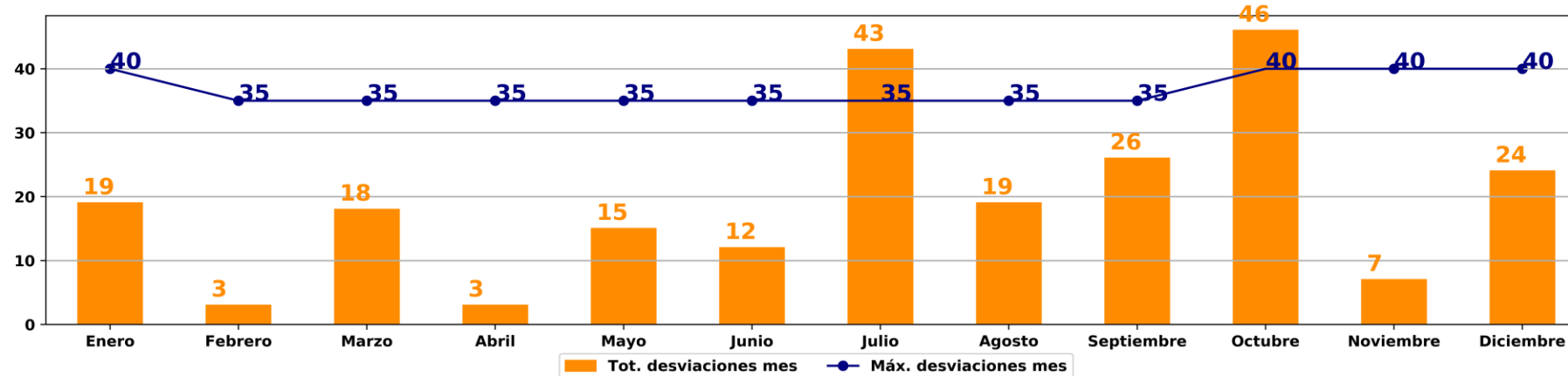
Indicador de Calidad de la Supervisión

Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión:

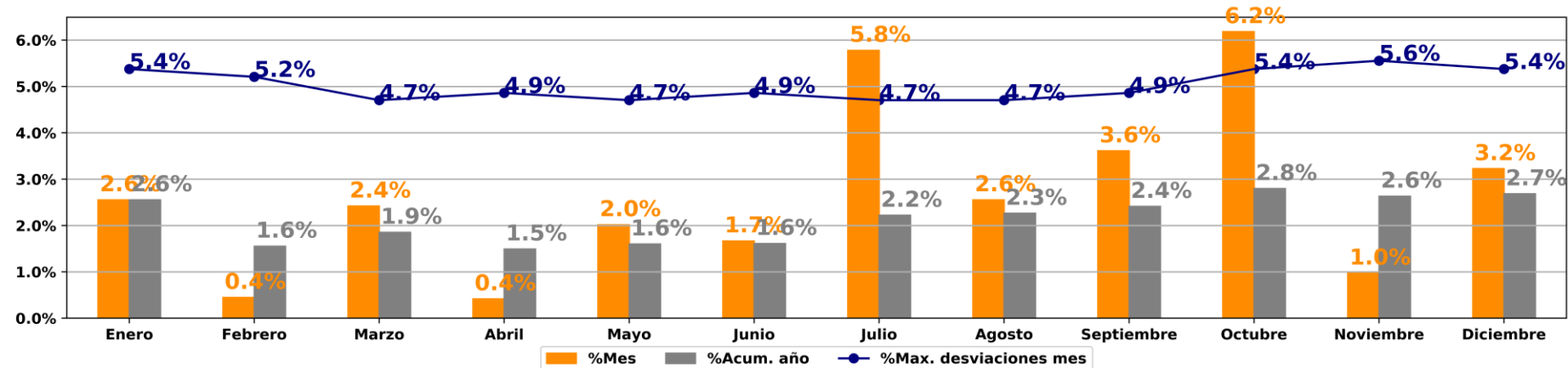
AGENTE	%Sup.	%Conf.
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	99.4	93.5
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	95.2	92.0
CODENSA S.A. E.S.P.	97.4	94.7
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	95.0	85.0
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.5	92.9
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	97.6	90.2
EMPRESA DE ENERGIA 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	14.3

Indicador de calidad del pronóstico oficial Diciembre 2018

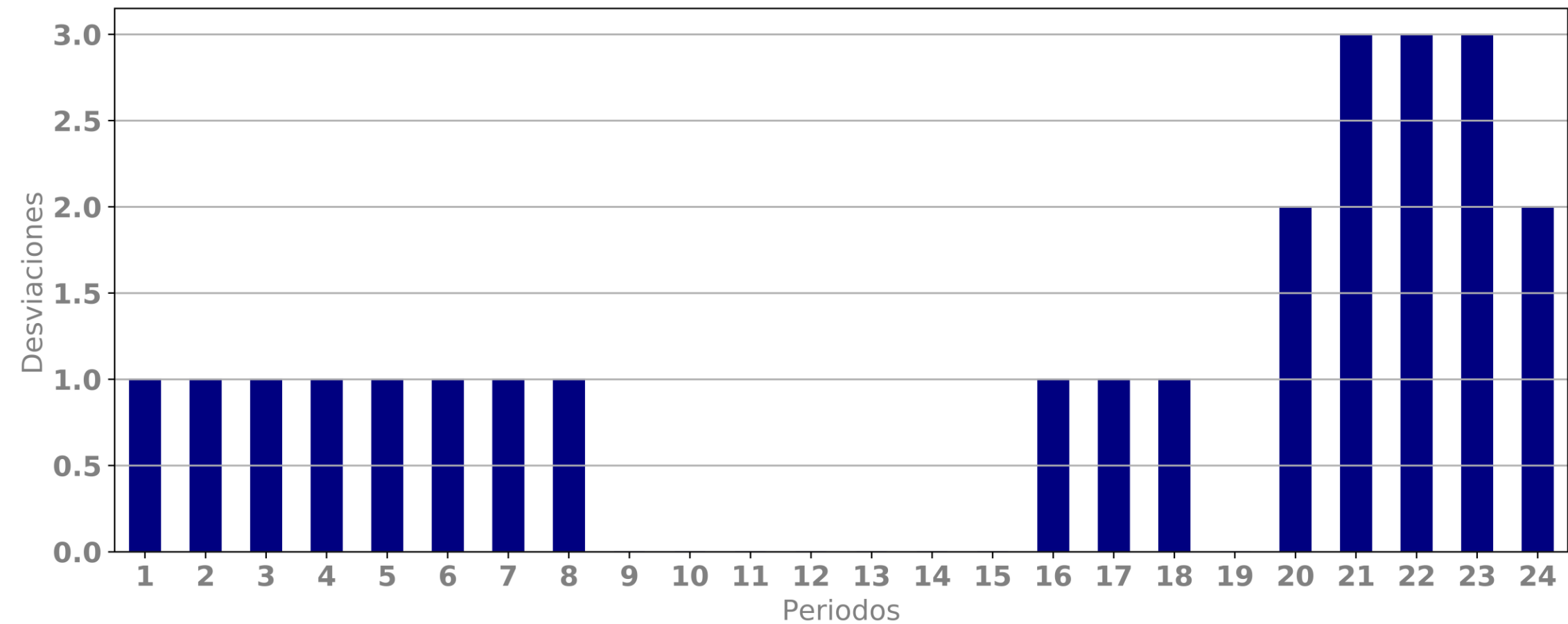
Número de desviaciones mayores al 5% mes



Porcentaje de desviaciones por mes y acumulado



Número de desviaciones por periodo para el mes de diciembre





Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696



Proyectos por convocatoria STN

ETAPA

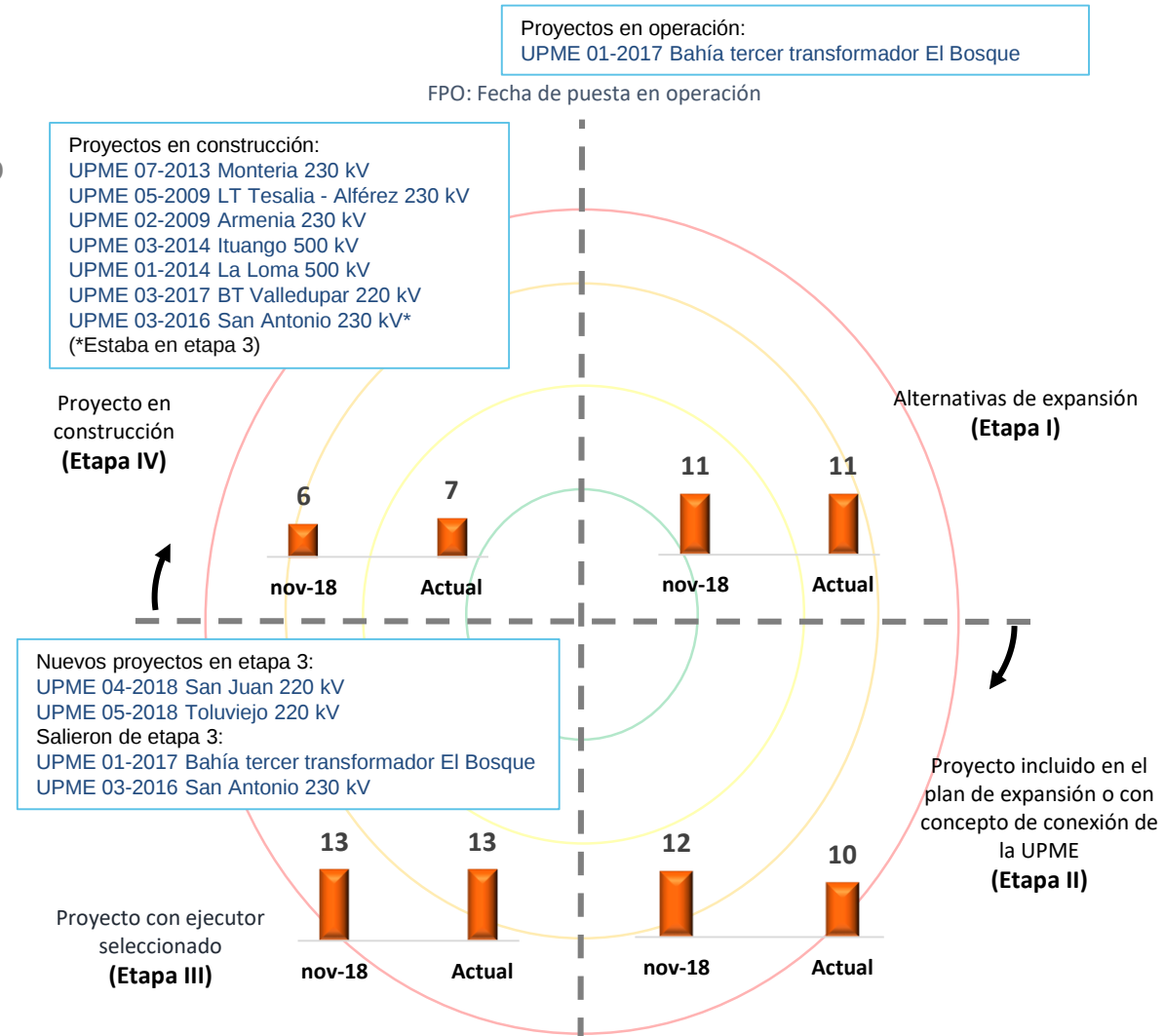
Estado en el que se encuentra el proyecto

¿Cuántos proyectos por
convocatoria STN se
tienen actualmente?

30

El atraso de expansión a nivel de STN, hace
que se siga necesitando programar
generación de seguridad para cubrir
restricciones a nivel de STN.

Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior



Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos es suministrada por la UPME y tiene fecha de corte 30 de noviembre de 2018

Proyectos por convocatoria STN

NIVEL

Avance del proyecto respecto al cronograma establecido.

Proyectos que presentan retrasos en la FPO (Etapas 2, 3 y 4)



¿Cuántos proyectos
presentan retrasos en la
FPO?

12

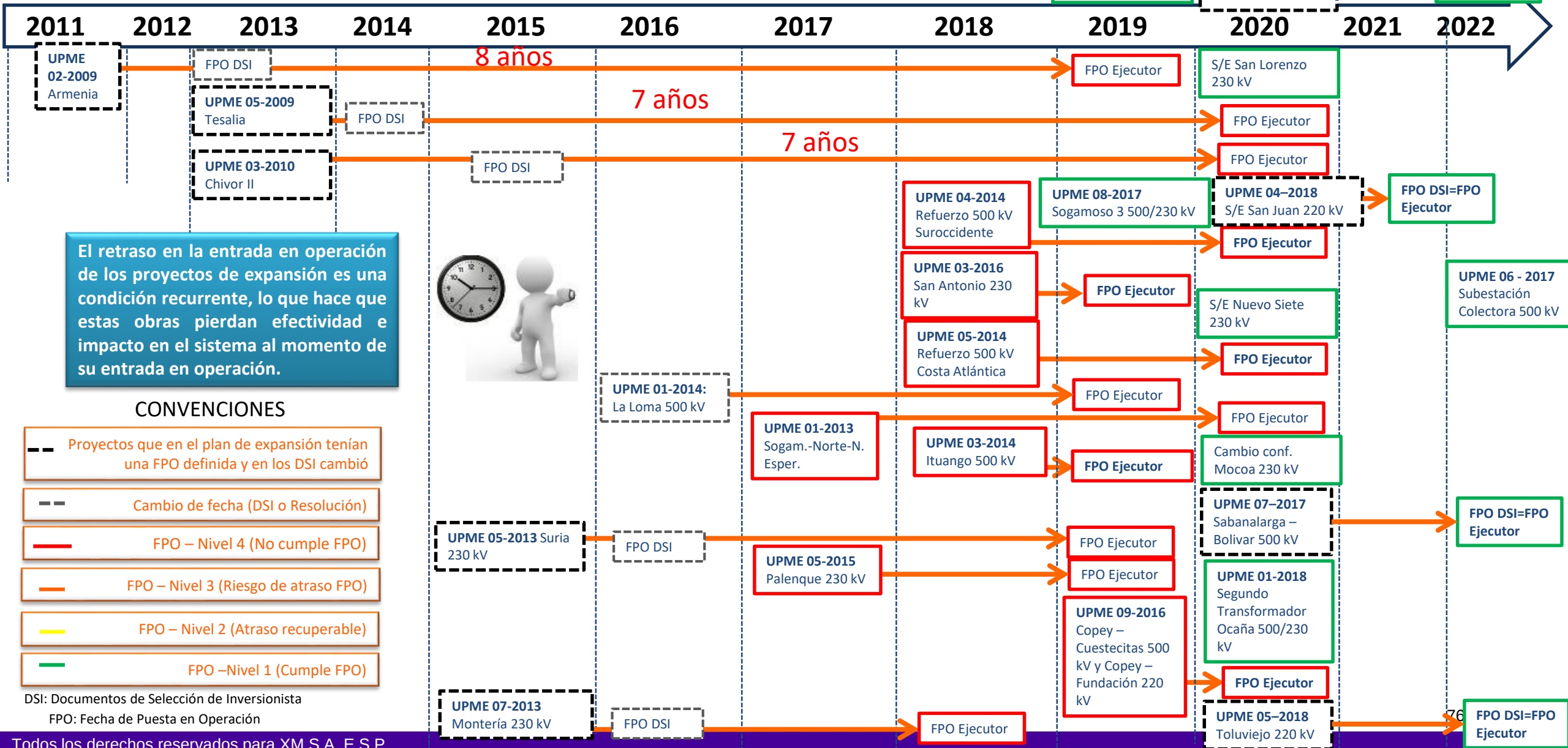
Nivel 1: Cumple FPO
Nivel 2: Atraso Recuperable
Nivel 3: Riesgo de Atraso
Nivel 4: No cumple FPO

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO en primera resolución del Plan de expansión	FPO anterior <i>prevista por el ejecutor</i>	FPO Actual <i>prevista por el ejecutor</i>
UPME 02-2009	Armenia	4	30/08/2018	30/08/2018	30/04/2019
UPME 03-2010	Chivor II	4	30/11/2013	30/08/2019	30/04/2020
UPME 05-2009	Tesalia (etapa II)	4	31/10/2013	30/11/2019	30/11/2020
UPME 05-2013	Suria 230 kV	4	30/09/2015	30/05/2019	30/08/2019
UPME 07-2013	Montería 230 kV	4	30/09/2015	30/11/2018	15/12/2018
UPME 01-2014	La Loma 500 kV	4	30/11/2016	28/02/2019	30/01/2019
UPME 03-2014	Ituango 500 kV - Antioquia – Medellín – Ancón Sur	4	30/06/2018	31/01/2019	31/01/2019*
	Ituango 500 kV - Antioquia - Cerromatoso	4	30/06/2018	28/02/2019	28/02/2019*
	Ituango 500 kV - Antioquia - Porce III	4	30/06/2018	31/05/2019	31/12/2019
	Ituango 500 kV Porce III - Sogamoso	4	30/06/2018	30/07/2019	30/07/2019*
UPME 05-2015	Palenque 230 kV	4	30/11/2017	30/04/2019	30/09/2019
UPME 01-2013	Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 230 kV	4	30/09/2017	30/10/2019	30/11/2020
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV	4	30/09/2018	30/11/2019	30/11/2020
UPME 05-2014	Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	4	30/09/2018	30/07/2020	30/09/2020
UPME 03 - 2016	San Antonio 230 kV	4	30/06/2018	30/05/2019	30/05/2019*

* No cambia fecha respecto de la anterior revisión

Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos es suministrada por la UPME y tiene fecha de corte 30 de noviembre de 2018

Proyectos por convocatoria STN

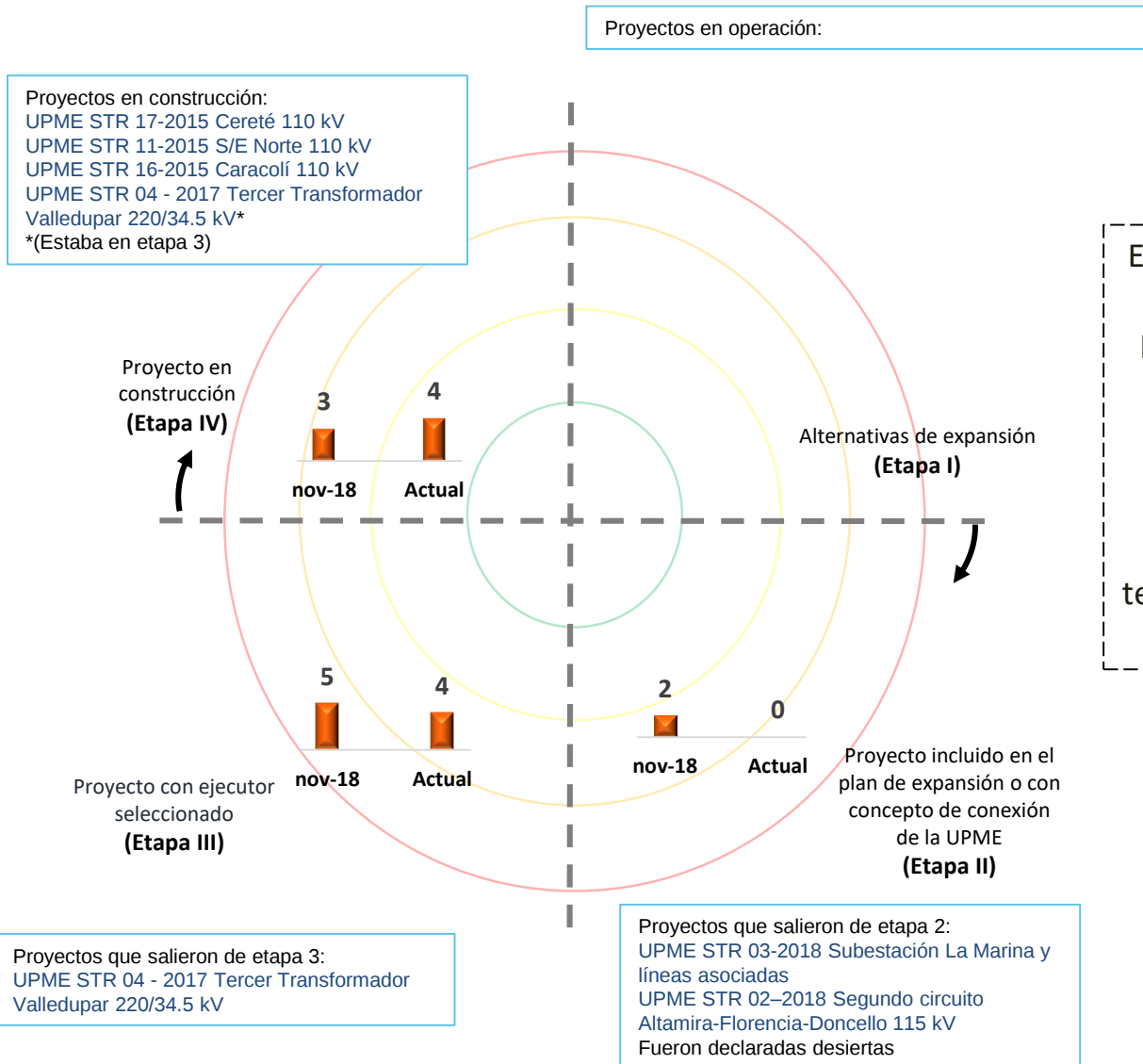


Proyectos por convocatoria STR

ETAPA

¿Cuántos proyectos por convocatoria STR se tienen actualmente?

8



El atraso de expansión a nivel de STR, hace que se siga necesitando programar generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de STR.

Esta condición no permite que los proyectos de expansión definidos tengan la efectividad planeada debido al crecimiento de la demanda.

Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos es suministrada por la UPME y tiene fecha de corte 30 de noviembre de 2018

Proyectos por convocatoria STR

NIVEL

Avance del proyecto respecto al cronograma establecido.

Proyectos que presentan retrasos en la FPO (etapas 2, 3 y 4)



¿Cuántos proyectos
presentan retrasos en la
FPO?

8

Nivel 1: Cumple FPO
Nivel 2: Atraso Recuperable
Nivel 3: Riesgo de Atraso
Nivel 4: No cumple FPO

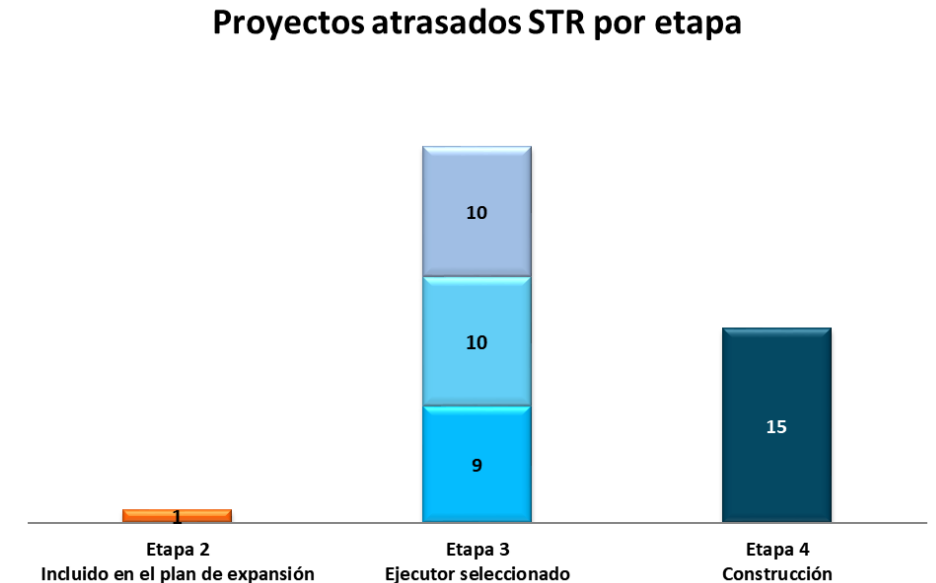
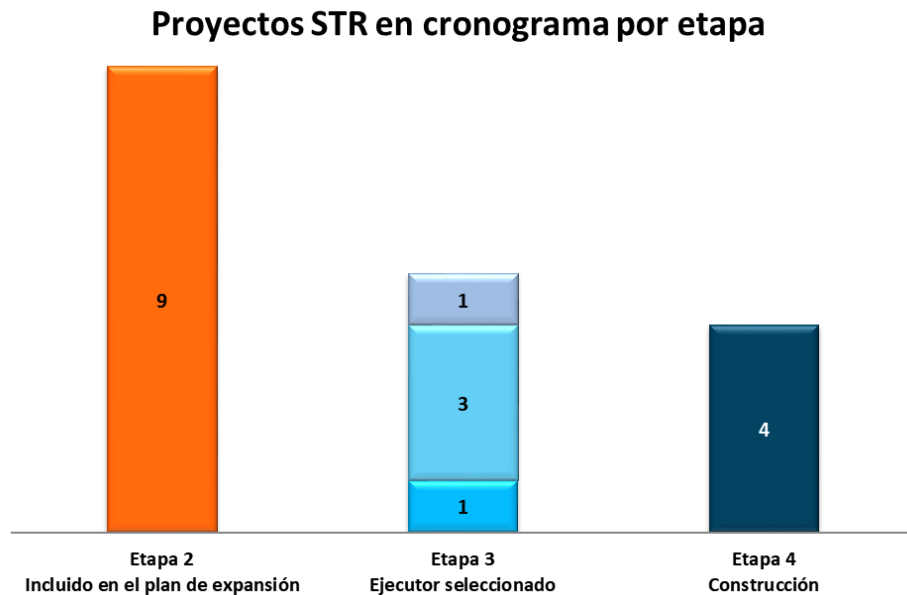
Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO en primera resolución del plan de expansión	FPO Anterior <i>prevista por el ejecutor</i>	FPO Actual <i>prevista por el ejecutor</i>
UPME STR 11-2015	S/E Norte 110 kV	4	30/11/2018	30/07/2019	30/01/2019
UPME STR 13-2015	La Loma 110 kV	4	30/06/2018	30/09/2020	30/09/2020
UPME STR 16-2015	Caracolí 110 kV	4	30/06/2018	30/04/2019	30/05/2019
UPME STR 17-2015	Cereté 110 kV	4	30/06/2017	06/09/2018	30/01/2019
UPME STR 02-2017	Tercer Transformador El Bosque 220/66 kV	4	31/12/2018	31/12/2018	30/01/2019
UPME STR 06-2016	Anillo La Guajira Nueva Línea Maicao – Riohacha Nueva Línea Riohacha - Cuestecitas	4	30/11/2018	31/12/2019	31/12/2019
UPME STR 03-2018 *	(Bolívar 3) Subestación La Marina y líneas asociadas	4	30/11/2018	30/11/2021	NA
UPME STR 02-2018*	Segundo circuito Altamira- Florencia-Doncello 115 kV	4	30/11/2017	30/06/2022	NA

*Convocatorias de proyectos desiertas

Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos es suministrada por la UPME y tiene fecha de corte 30 de noviembre de 2018

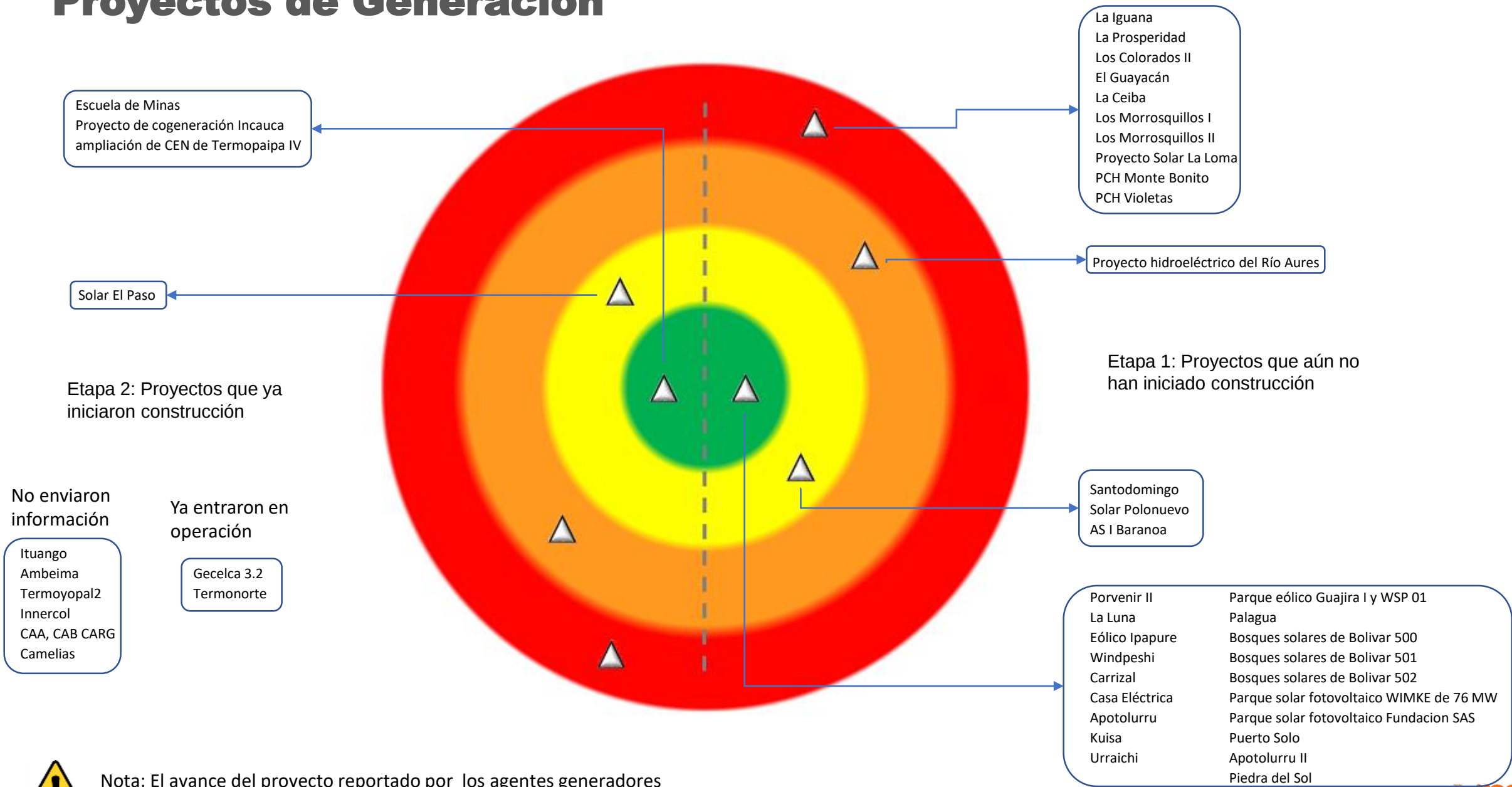
Proyectos del STR

¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **66**

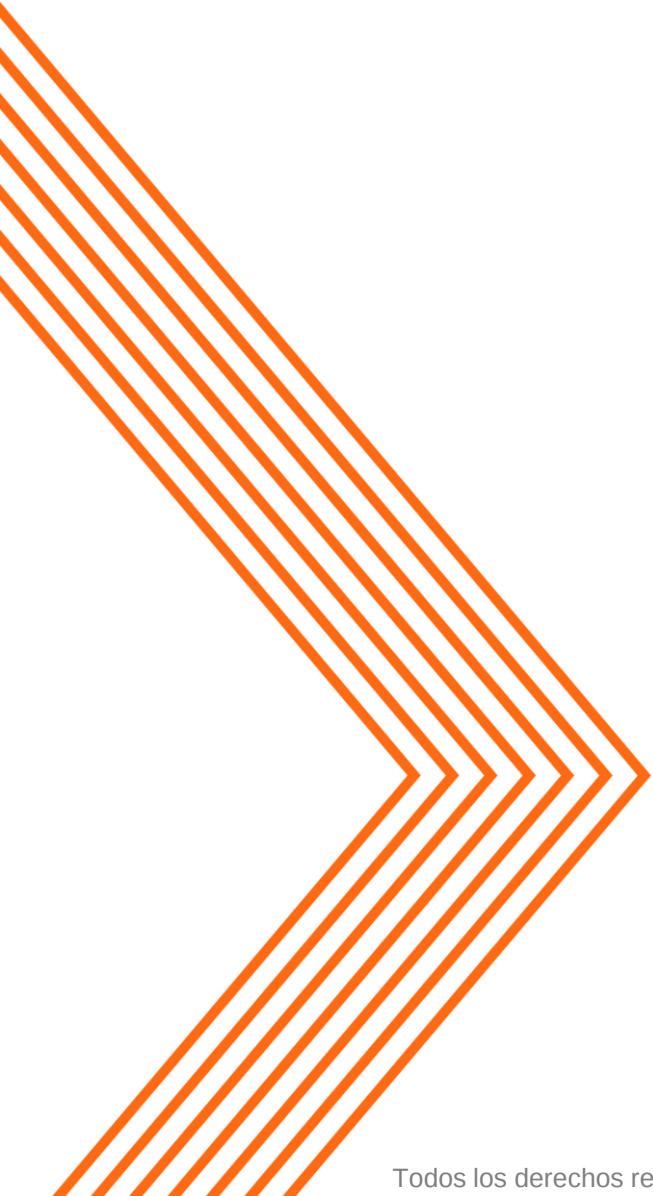


El retraso de los proyectos implica sobrecostos en la operación e implementación de medidas operativas para evitar desconexiones grandes de demanda.

Proyectos de Generación



Nota: El avance del proyecto reportado por los agentes generadores está medido respecto al cronograma actual del proyecto.



Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963



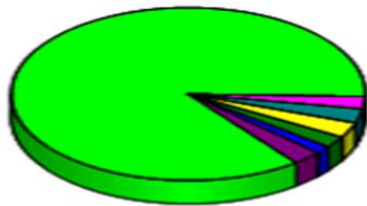
Porcentaje de Adelanto y Atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan

Desde: 01/07/2018

Hasta: 31/12/2018

Resolución:

Semestre



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%	2.17
Adelanto entre 20% y 30%	2.64
Adelanto entre 30% y 50%	1.47
Ajustado entre el 80% y 120%	85.89
Atrasado > 50%	2.87
Atrasado entre 20% y 30%	2.33
Atrasado entre 30% y 50%	2.71

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.

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan

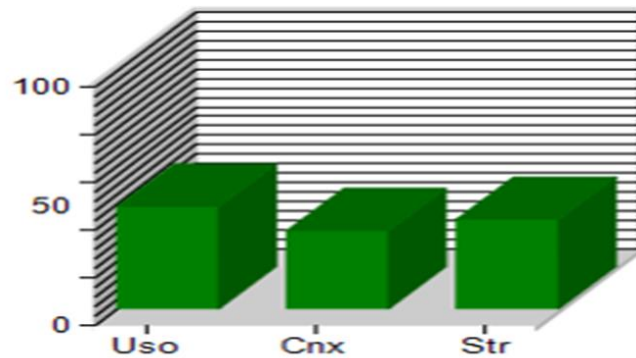
Desde: 01/07/2018

Hasta: 31/12/2018

Resolución:

Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



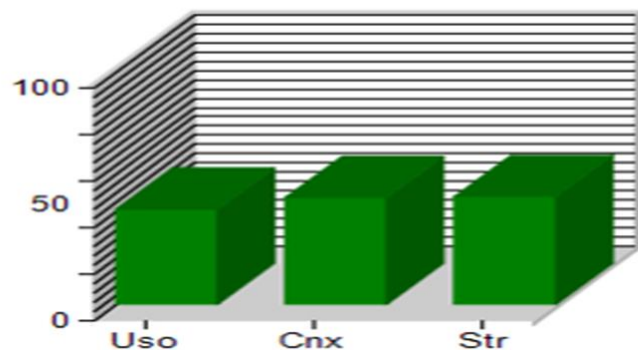
Activo	Porcentaje	Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	32.8	144	439
Str	37.56	682	1816
Uso	43.01	412	958

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

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan

Desde: 01/07/2018 Hasta: 31/12/2018 Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	46.01	202	439
Str	46.48	844	1816
Uso	41.02	393	958

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

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia

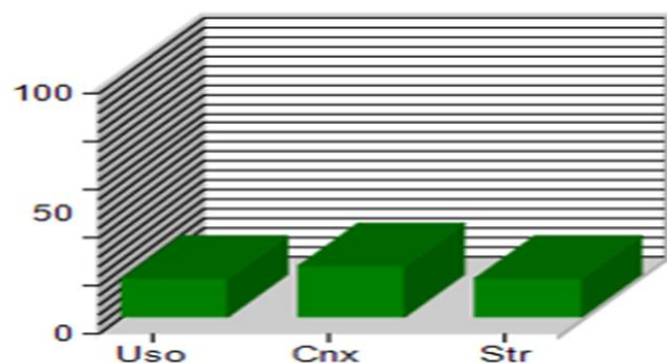
Desde: 01/07/2018

Hasta: 31/12/2018

Resolución:

Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



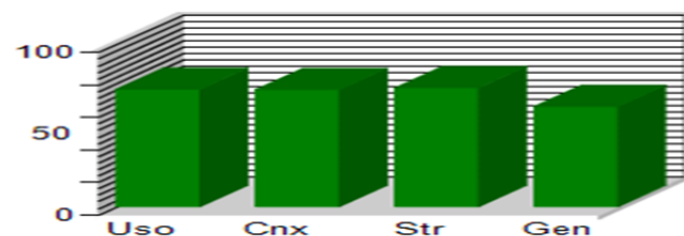
Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	21.18	93	439
Str	15.97	290	1816
Uso	15.97	153	958

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

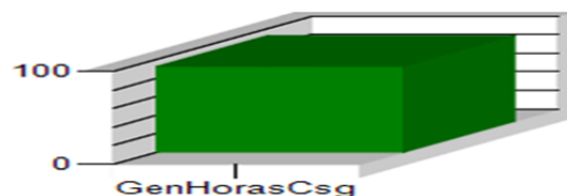
Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento

Desde: 01/07/2018 Hasta: 31/12/2018 Resolución: Semestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	72.4	404	558
Cnx	72.22	143	198
Str	73.35	677	923
Gen	61.78	160	259



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	92.13	49394	53614

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

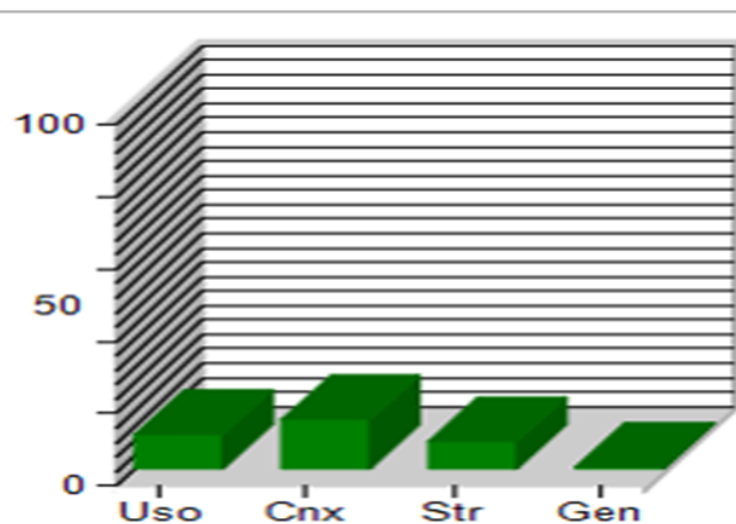
Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND

Desde: 01/07/2018

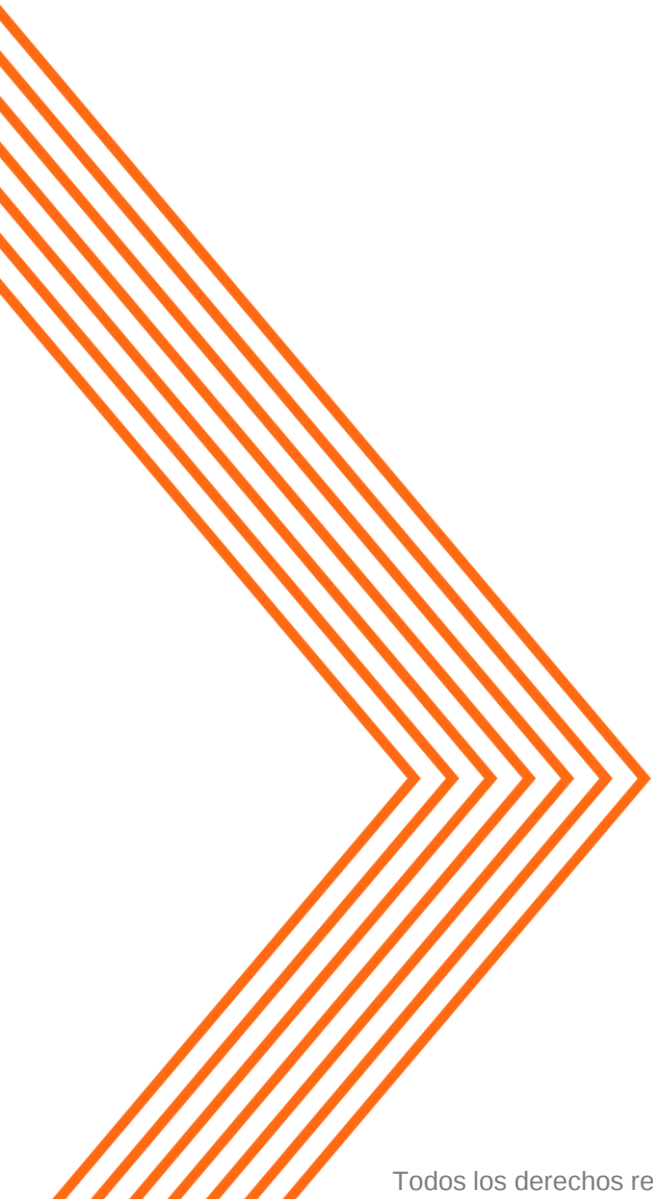
Hasta: 31/12/2018

Resolución:

Semestral



Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	9.5	53	558
Cnx	13.64	27	198
Str	7.58	70	923
Gen	0.39	1	259

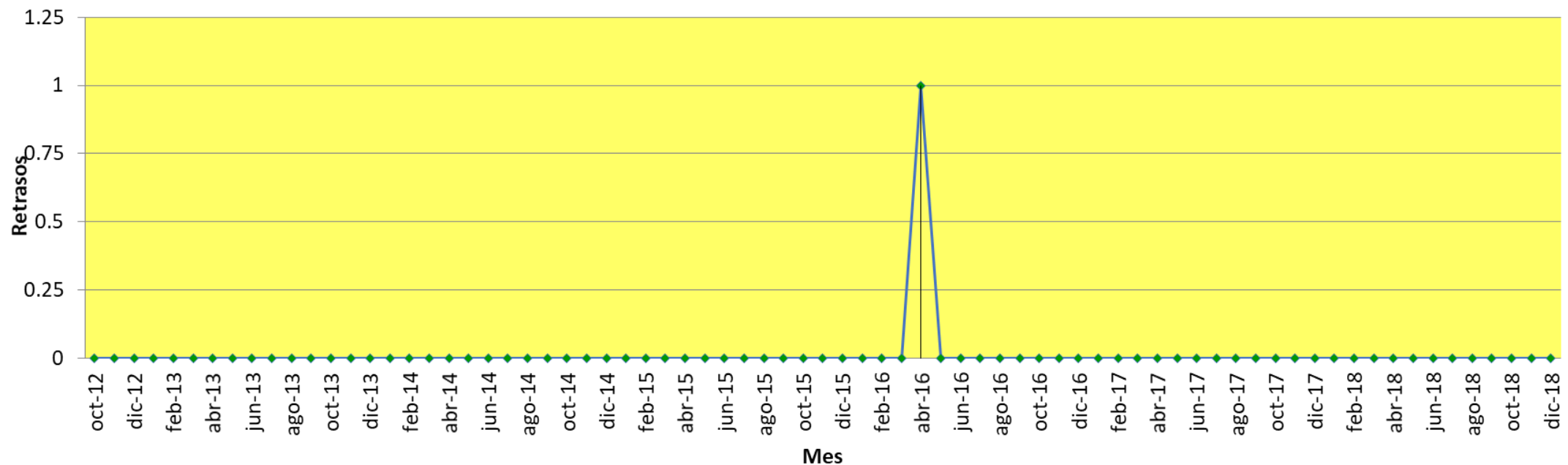


Seguimiento histórico Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963



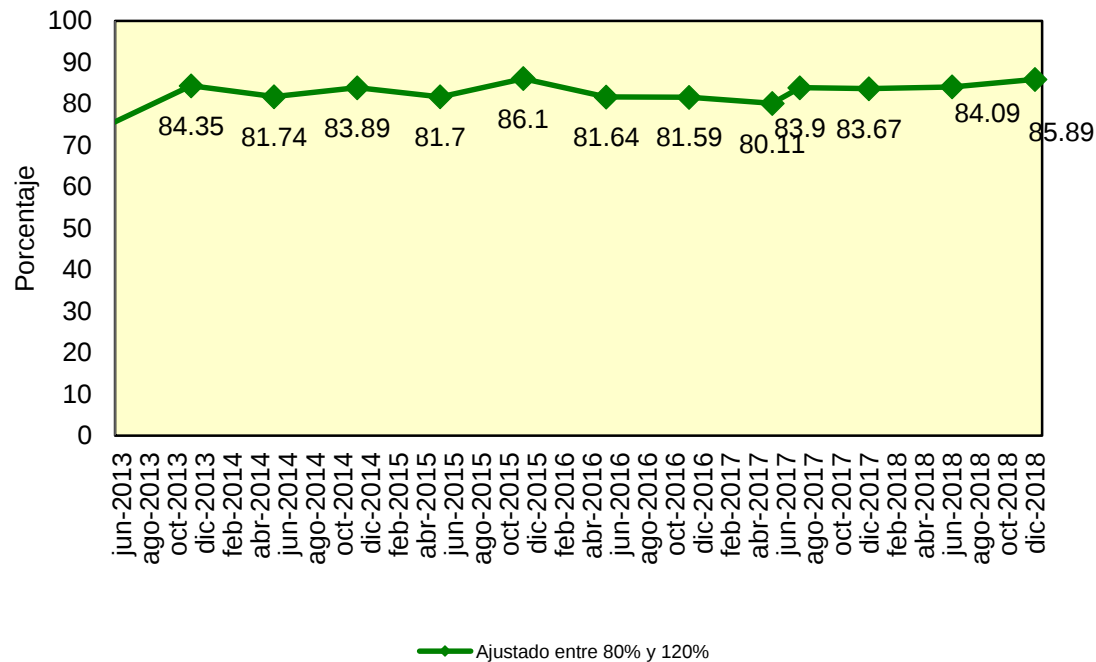
Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

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

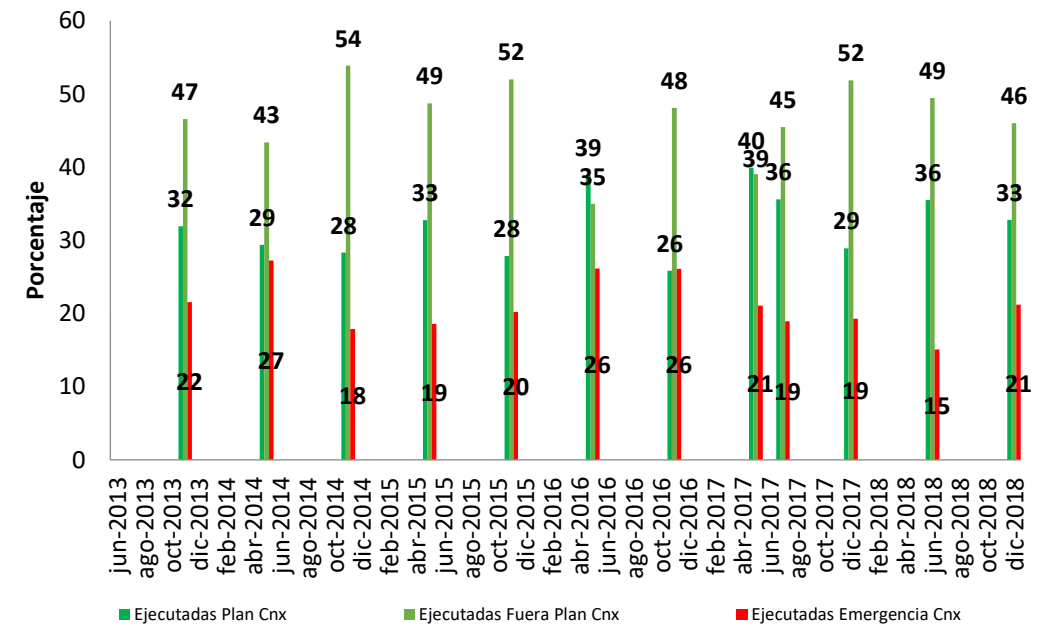


Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

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

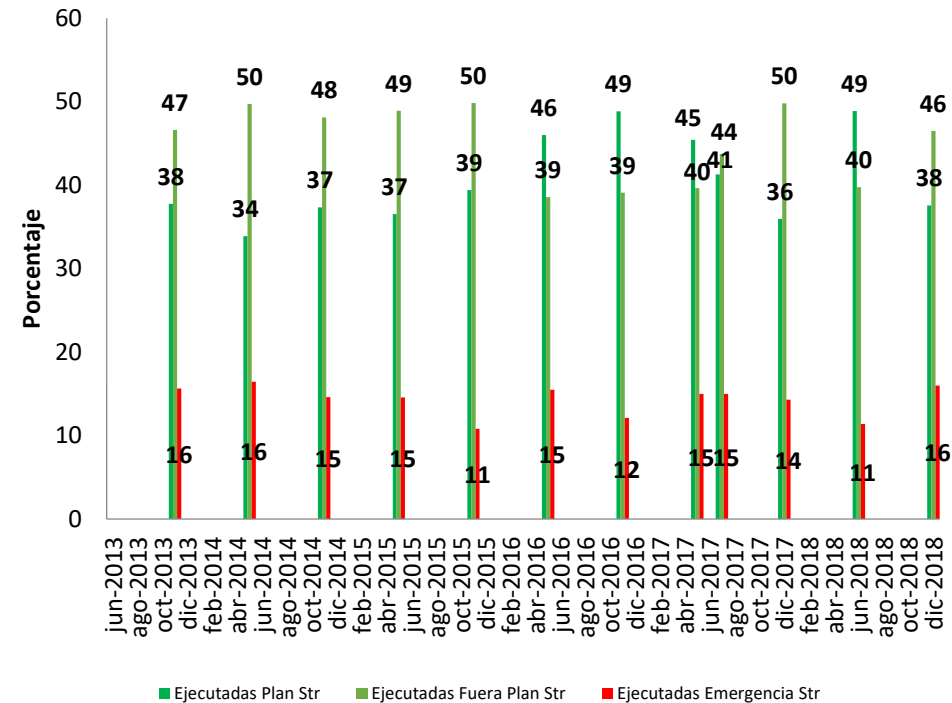


Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión

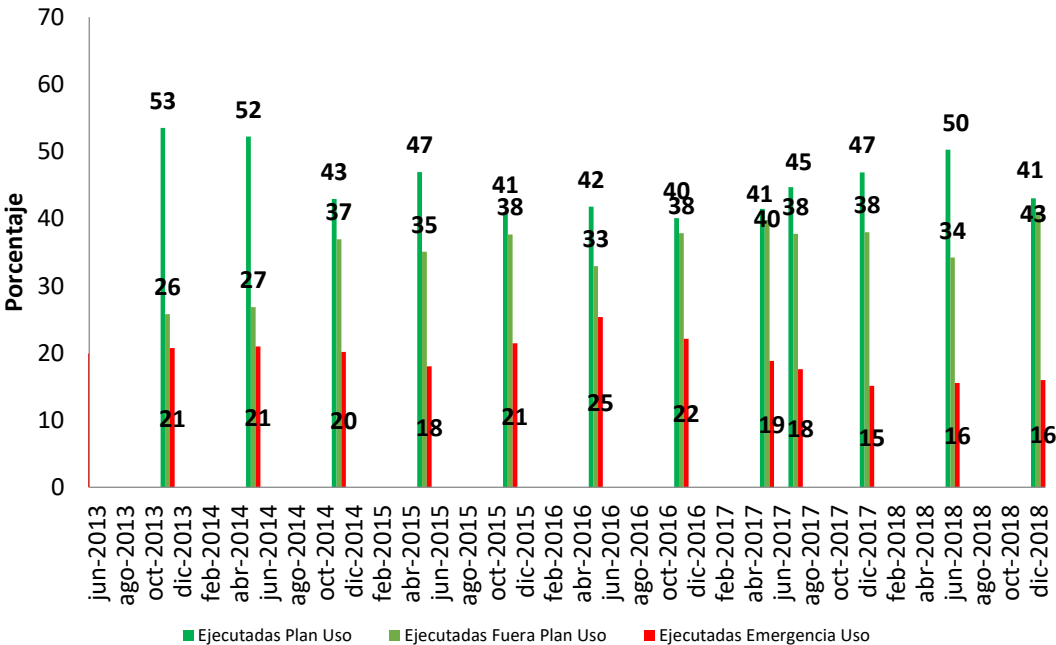


Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Porcentaje de consignaciones
ejecutadas activos de Str



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 85.89%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 84,09%, evidenciándose un 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 32.8%, 37.56% y 43.01% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 35.51 %, 48.86 % y 50.26 %, evidenciándose una disminución 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 46.01%, 46.48% y 41.02% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 49.44 %, 39.75 % y 34.20 %, evidenciándose una disminución en el indicador para los activos de conexión y un aumento para los activos del STR y uso.

Indicadores Acuerdo CNO 963

- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por Emergencia corresponde a 21.18%, 15.97% y 15.97% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 15.06 %, 11.38 % y 15.54 %, evidenciándose un aumento en los indicadores de los activos de conexión, STR y Uso.
- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 0.39 % y 13.64% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango de 0.00 % y 11.34%, por tanto se aprecia un aumento en el indicador.
- ✓ Con respecto a las 3213 consignaciones ejecutadas en este semestre, se evidencia una disminución con respecto a las 3495 consignaciones ejecutadas en el semestre anterior.



ANEXOS



Detalle cambios Capacidad Efectiva Neta en 2018

Fecha	Planta	Tipo fuente de energía	Subtipo	Tipo despacho	CEN anterior (MW)	CEN actualizada (MW)	Cambio de CEN (MW)	Observaciones
2018-01-23	CUCUANA	Hidraulica	Filo de agua	DC	60.0	56.0	↓ -4.0	Se actualiza la CEN por Acuerdo CNO 1026.
2018-01-23	PAIPA 1	Combustible fosil	Carbón	DC	31.0	36.0	↑ 5.0	Se actualiza la CEN por Acuerdo CNO 1029.
2018-01-23	TERMOTORADA 1	Combustible fosil	Líquidos	DC	46.0	44.0	↓ -2.0	Se actualiza la CEN por Acuerdo CNO 1023.
2018-01-23	TERMOSIERRAB	Combustible fosil	Líquidos	DC	364.0	353.0	↓ -11.0	Se actualiza la CEN por Acuerdo CNO 1030.
2018-02-02	TERMOMECHERO 4	Combustible fosil	Gas	ND		19.0		Declarada en operación comercial a partir de las 00:00 horas del 2 de febrero de 2018
2018-02-02	TERMOMECHERO 6	Combustible fosil	Gas	ND		19.0		Declarado en operación comercial a partir de las 00:00 horas del 2 de febrero de 2018
2018-03-22	RIO INGENIO	Hidraulica	Filo de agua	ND	0.2			Retiro del Mercado de Energía Mayorista/Cancelación de frontera
2018-03-31	TEQUENDAMA	Hidraulica	Filo de agua	ND	19.4			Retiro del Mercado de Energía Mayorista/Cancelación de frontera - Se desagrega para el despacho
2018-04-03	TEQUENDAMA 1	Hidraulica	Filo de agua	ND		14.2		Declarada en operación comercial a partir de las 00:00 horas del 03 de abril 2018
2018-04-03	TEQUENDAMA 2	Hidraulica	Filo de agua	ND		14.2		Declarada en operación comercial a partir de las 00:00 horas del 03 de abril 2018
2018-04-03	TEQUENDAMA 3	Hidraulica	Filo de agua	ND		14.2		Declarada en operación comercial a partir de las 00:00 horas del 03 de abril 2018
2018-04-03	TEQUENDAMA 4	Hidraulica	Filo de agua	ND		14.2		Declarada en operación comercial a partir de las 00:00 horas del 03 de abril 2018
2018-04-10	PRADO	Hidraulica	Embalse	DC	46.0	51.0	↑ 5.0	Se modifica capacidad efectiva neta en cumplimiento del Acuerdo CNO 1050
2018-04-10	SAN MATIAS	Hidraulica	Filo de agua	ND	10.0	19.9	↑ 9.9	Se modifica capacidad efectiva neta el cumplimiento del Acuerdo CNO 1054
2018-05-21	INGENIO RIOPAILA 1	Biomasa	Bagazo	ND		16.0		Se declara en operación comercial a partir de las 00:00 del 21 de mayo de 2018.
2018-05-28	PURIFICACION	Combustible fosil	Gas	ND	8.0			Retiro del Mercado de Energía Mayorista/Cancelación de frontera
2018-06-22	COGENERADOR MANUELITA 2	Biomasa	Bagazo	ND		12.0		Se declara en operación comercial a partir de las 0:00 del 22 de junio de 2018.
2018-07-17	TERMOMECHERO 4	Combustible fosil	Gas	ND	19.0	19.3	↑ 0.3	Se amplía capacidad efectiva neta bajo acuerdo CNO 1072 de 2018
2018-07-17	TERMOMECHERO 5	Combustible fosil	Gas	ND	19.0	19.3	↑ 0.3	Se amplía capacidad efectiva neta bajo acuerdo CNO 1072 de 2018
2018-07-17	TERMOMECHERO 6	Combustible fosil	Gas	ND	19.0	19.3	↑ 0.3	Se amplía capacidad efectiva neta bajo acuerdo CNO 1072 de 2018
2018-07-17	TERMOVALLE 1	Combustible fosil	Líquidos	DC	197.0	200.0	↑ 3.0	Se amplía capacidad efectiva neta bajo acuerdo CNO 1073 de 2018 y se modifica Heat Rate
2018-07-23	AUTOG COCA-COLA FEMSA	Combustible fosil	Gas	ND		2.4		Declaración en operación comercial

Detalle cambios Capacidad Efectiva Neta en 2018

Fecha	Planta	Tipo fuente de energía	Subtipo	Tipo despacho	CEN anterior (MW)	CEN actualizada (MW)	Cambio de CEN (MW)	Observaciones
2018-08-07	CARTAGENA 1	Combustible fosil	Líquidos	DC	61.0	56.0	↓ -5.0	Se actualiza CEN y Heat Rate por acuerdo CNO 1087 de 2018.
2018-08-07	SALVAJINA	Hidraulica	Embalse	DC	285.0	315.0	↑ 30.0	Se actualiza CEN bajo el acuerdo CNO 1083 de 2018.
2018-08-09	RIONEGRO	Hidraulica	Filo de agua	ND	9.6	10.2	↑ 0.6	Se actualiza capacidad efectiva neta por la aplicación del acuerdo CNO 847
2018-09-11	TASAJERO 2	Combustible fosil	Carbón	DC	165.0	170.0	↑ 5.0	Se actualiza CEN. Acuerdo CNO 1090
2018-09-12	JUAN GARCIA	Hidraulica	Filo de agua	ND		4.5		Se declara en operación comercial el 12 de septiembre de 2018.
2018-09-28	GECELCA 32	Combustible fosil	Carbón	DC		273.0		Se declara en operación comercial el 28 de septiembre de 2018 a las 00:00
2018-10-02	AUTOG ARGOS SOGAMOSO	Combustible fosil	Carbón	ND		5.0		Se declara en operación comercial a las 00:00 del 2 de octubre de 2018.
2018-10-06	SAN JOSE DE LA MONTAÑA II	Hidraulica	Filo de agua	ND		1.1		Se declara en operación comercial el 06 de octubre de 2018.
2018-10-09	CARTAGENA 2	Combustible fosil	Líquidos	DC	60.0	62.0	↑ 2.0	Se actualiza Capacidad Efectiva Neta por acuerdo CNO 1103
2018-10-09	INGENIO RISARALDA 1	Biomasa	Bagazo	ND	15.0	17.0	↑ 2.0	Aumenta a 17 MW la Capacidad Efectiva Neta por acuerdo CNO 1102
2018-10-22	INGENIO MANUELITA	Biomasa	Bagazo	ND	3.5			Retiro del Mercado de Energía Mayorista/Cancelación de frontera
2018-11-04	PAJARITO	Hidraulica	Filo de agua	ND	4.9	13.2	↑ 8.3	El 23 de noviembre de 2018 a las 00:00 se declara en operación comercial la unidad 2 de Pajarito.
2018-12-01	TERMONORTE	Combustible fosil	Líquidos	DC		88.0		El 01 de diciembre de 2018 se declara en operación comercial.
2018-12-11	RIOFRIO (TAMESIS)	Hidraulica	Filo de agua	ND	1.2	1.0	↓ -0.2	Se modifica la CEN bajo el acuerdo CNO 1117
2018-12-12	AURES BAJO	Hidraulica	Filo de agua	ND		19.4		Se crea versión por entrada en operación comercial de Aures Bajo
2018-12-17	RIO ABAJO	Hidraulica	Filo de agua	ND	0.9			Retiro del Mercado de Energía Mayorista/Cancelación de frontera

Clima



Variables de Oceánicas asociadas al ENSO

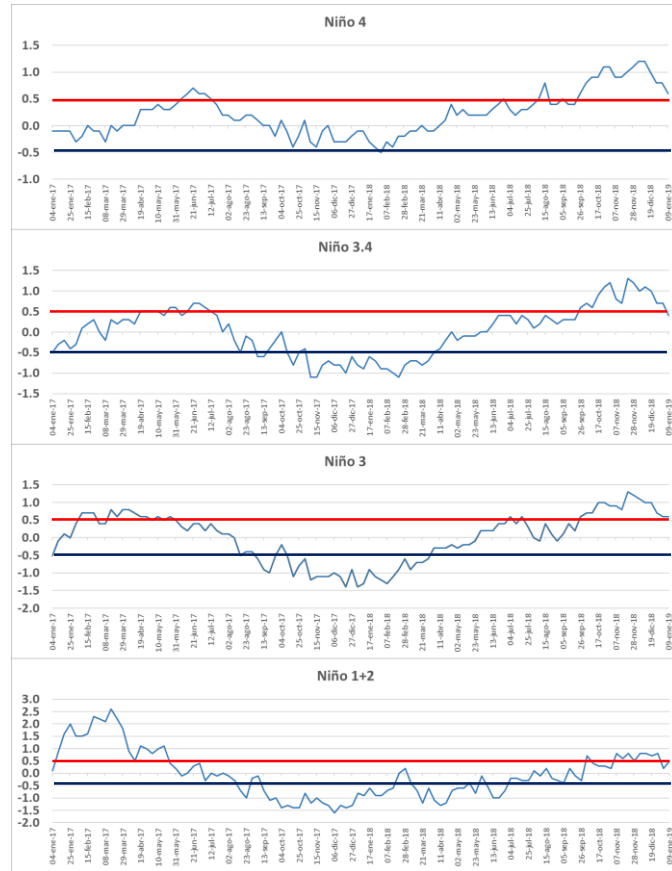


Figura 1

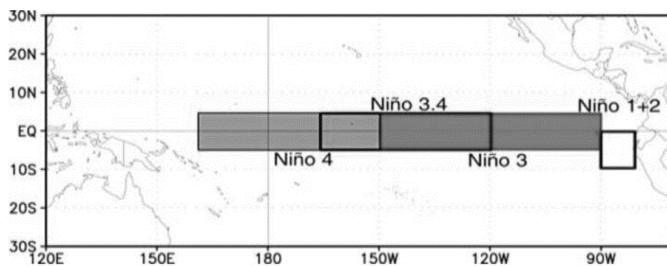


Figura 2

Las anomalías de temperatura superficial del mar - TSM- oscilan alrededor del umbral de $+0.5^{\circ}\text{C}$ sobre la mayor parte del Pacífico tropical, y durante las últimas semanas han mostrado una tendencia hacia la normalización, con excepción de la región Niño 1+2, donde han experimentado un leve ascenso en la última semana. Por convención, las zonas del Niño a lo largo del Pacífico ecuatorial se presentan en la figura 2.

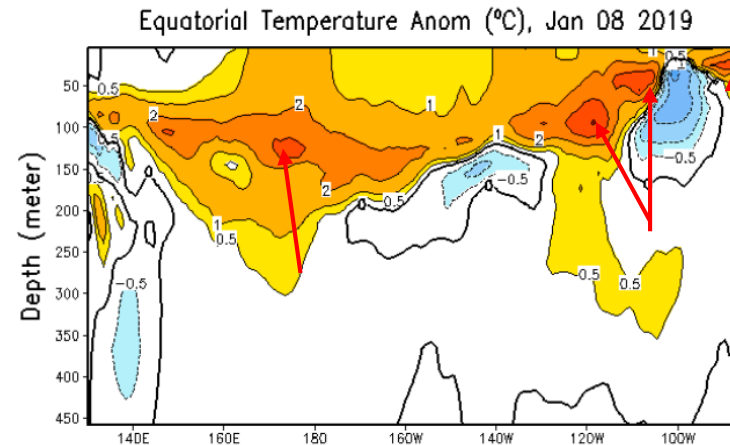


Figura 3

Bajo la superficie oceánica, el calentamiento subsuperficial continúa siendo intenso, aunque en las últimas semanas ha descendido hasta $+3^{\circ}\text{C}$, frente a Sudamérica (a 50m de profundidad), entre 105°W y 120°W (en 50m y 100m) y al oeste de la línea de cambio de fecha (en 120 m), como se ve en la figura 3.

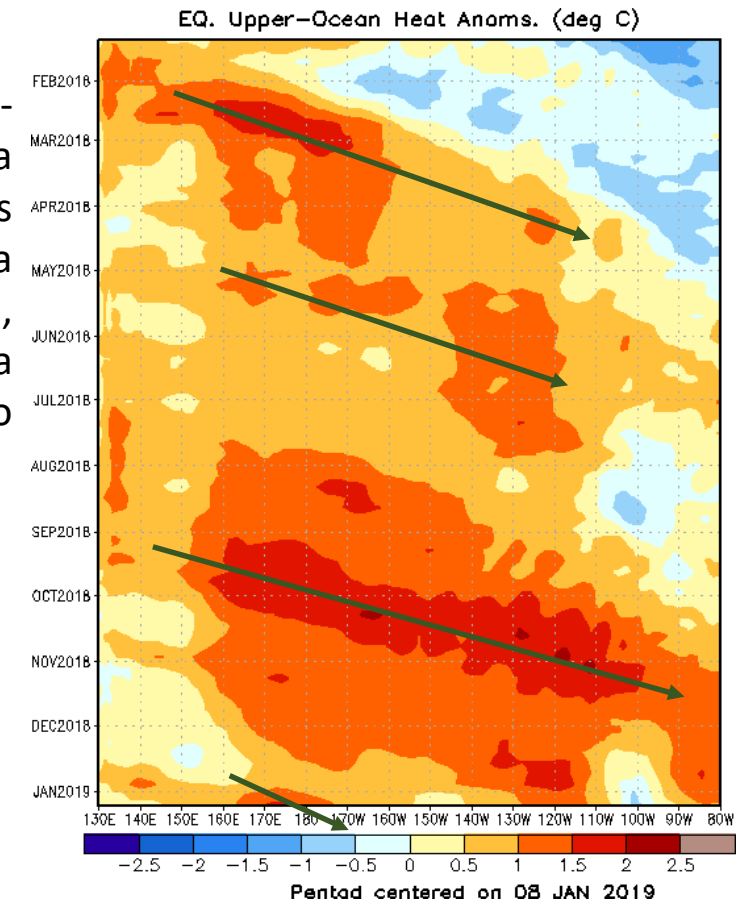


Figura 4

La figura 4 muestra el contenido de calor en los primeros de 300m de profundidad a lo largo del Pacífico ecuatorial. Se pueden identificar ondas Kelvin que transportan pulsos de calor desde el Pacífico occidental (líneas verdes).

Variables Atmosféricas asociadas al ENSO

Los vientos alisios (en la figura 1) soplan de manera bastante intermitente sobre la mayor parte del Pacífico. Durante la última semana parecieran observar una tendencia hacia la normalización, desde la línea de cambio de fecha hasta las costas suramericanas (magnitudes entre -2 y 2). Sin embargo, sobre el Pacífico occidental han vuelto a debilitarse, predominando los vientos provenientes del oeste (zonas en colores naranja a café).

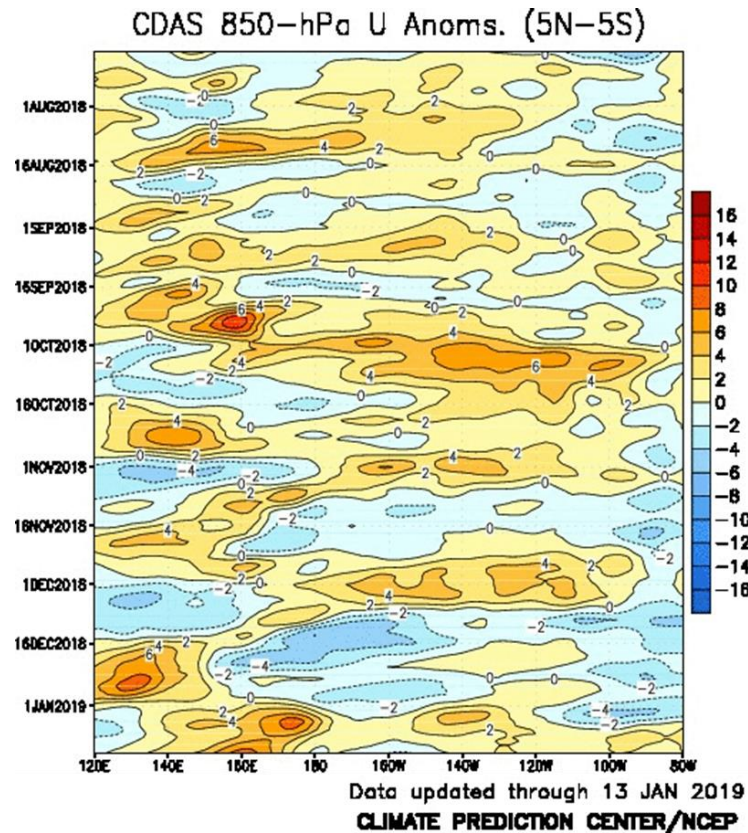
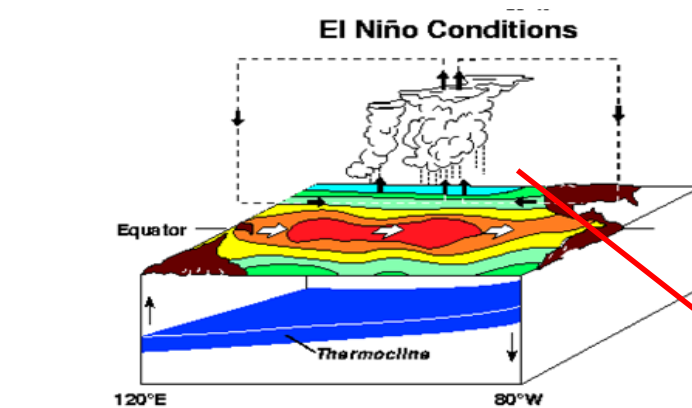


Figura 1



La última imagen de las anomalías de radiación saliente de onda larga (Figura 2) muestra que la convección (manchas azules) pareciera consolidarse –temporalmente– sobre el centro del Pacífico.

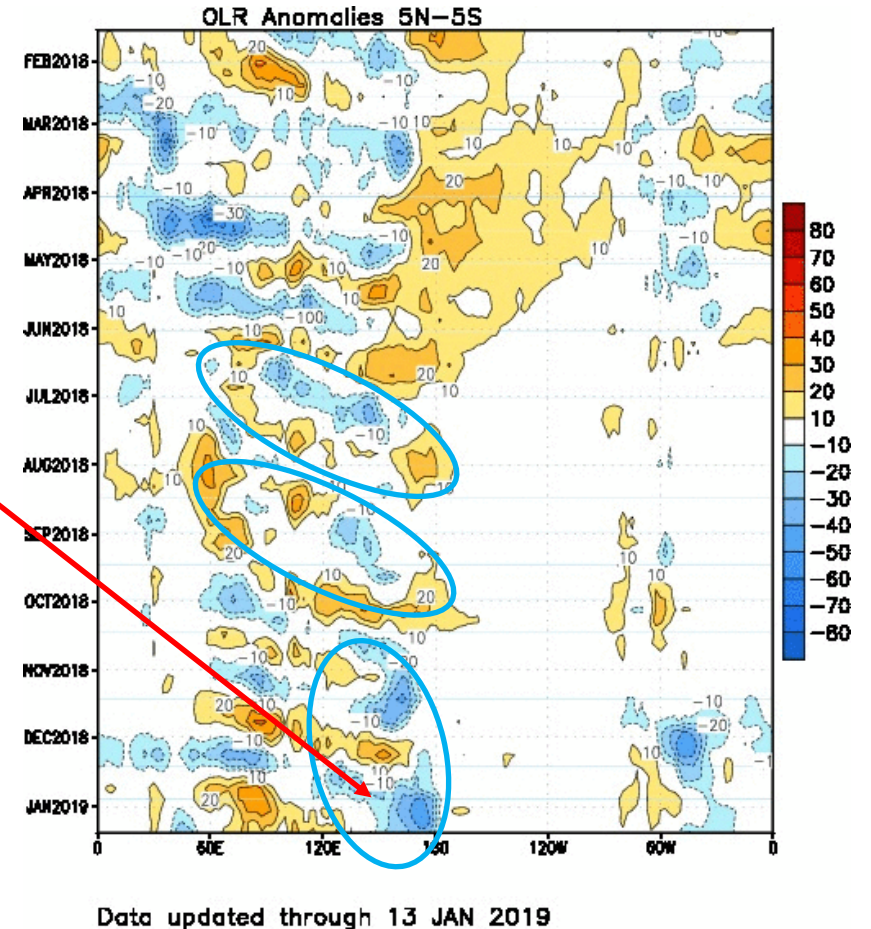


Figura 2

Predicción Climática. Boletín CPC/NCEP/NWS (NOAA)

CENTRO DE PREDICCIONES CLIMÁTICAS/NCEP/NWS
y el Instituto Internacional de Investigación para el Clima y la Sociedad
Traducción cortesía del: NWS-WFO SAN JUAN, PUERTO RICO
10 de enero de 2019

Estatus del Sistema de alerta del ENSO: **Vigilancia de El Niño**

“La mayoría de los modelos de IRI/CPC predicen que el índice de El Niño 3.4 en $+0.5^{\circ}\text{C}$ o mayor continúe al menos hasta la primavera 2019 del Hemisferio Norte (MAM). Independientemente de las anomalías de la TSM por encima del promedio, la circulación atmosférica sobre el Pacífico tropical aún no muestra evidencia clara de acoplamiento con el océano. Avanzado el invierno y temprano en la primavera tienden a ser los meses más favorables para que se dé el acoplamiento, los pronosticadores creen que condiciones débiles de El Niño deben surgir pronto. “En resumen, se espera que El Niño se forme y continúe durante la primavera 2019 del Hemisferio Norte (~65% de probabilidad)”

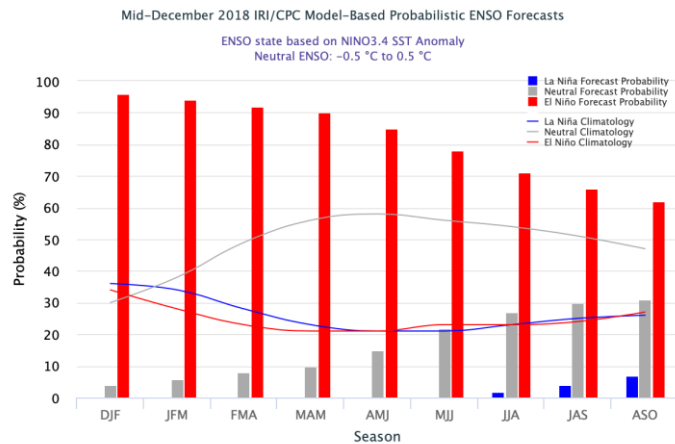


Figura 1. Resultados de los modelos

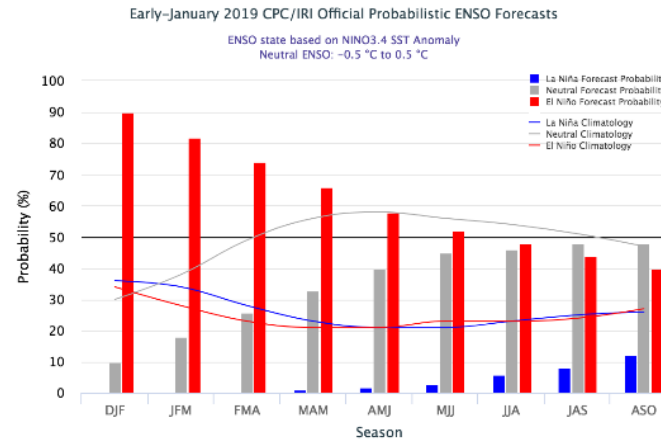


Figura 2. Oficial (Consenso de expertos)

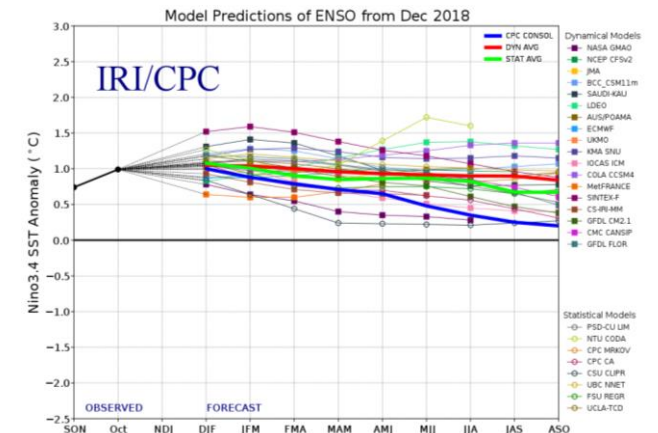


Figura 3. Modelo de predicción anomalías TSM en Niño 3.4

Boletín del Bureau of Meteorology

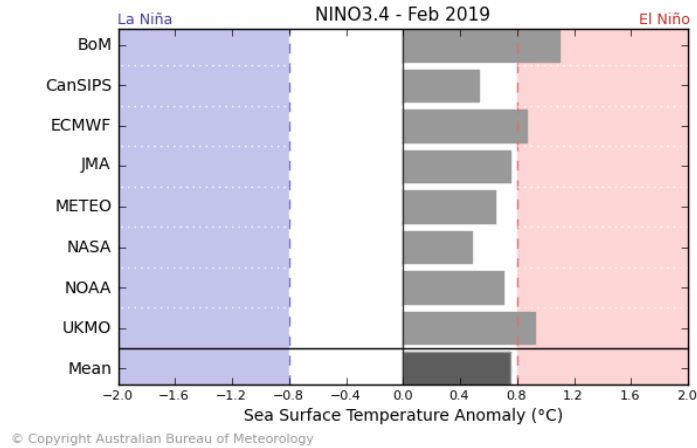


Figura 1

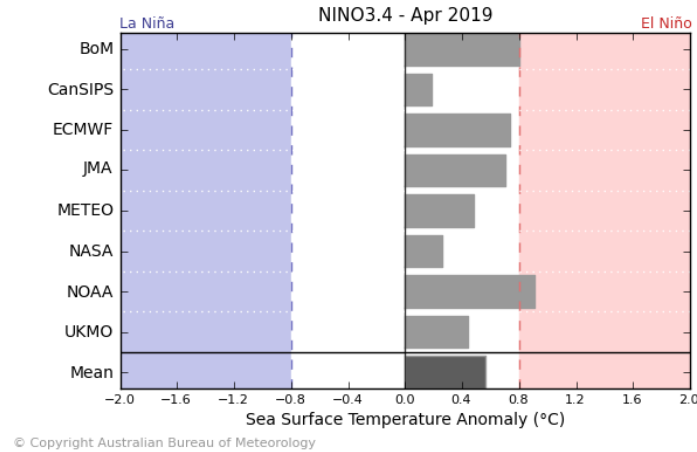


Figura 2

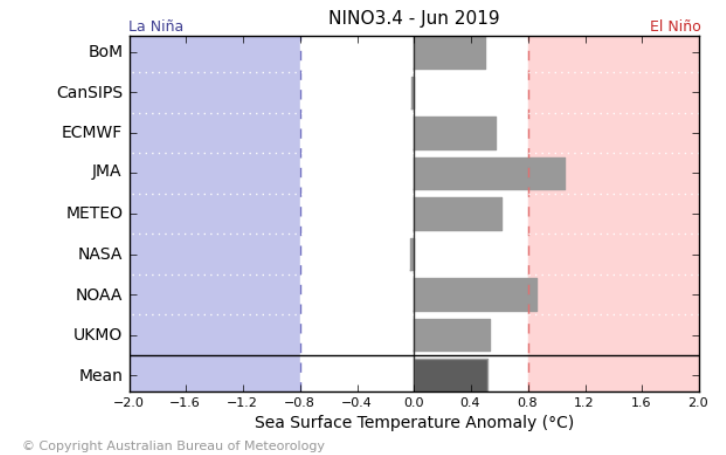


Figura 3

BOM Climate Model Summary for February to June 2019 (Actualizado el 16 de enero de 2019)

“Después de haber excedido el umbral de El Niño por un corto período de tiempo hacia el final de 2018, la temperatura superficial del mar (TSM) en el océano Pacífico tropical, recientemente se ha enfriado regresando a valores neutrales. Los últimos análisis de los ocho modelos considerados, muestran una señal mixta para los próximos meses, ya que dos modelos sugieren que habría nuevamente un calentamiento durante el otoño (primavera del hemisferio norte), otros dos modelos prevén el retorno a valores cercanos a los promedios y los restantes esperan que persistan las temperaturas asociadas con el calentamiento (aunque dentro de la neutralidad).”

PREDICCIÓN PARA LA PRECIPITACIÓN PROPUESTO POR CONSENSO

Predicción de precipitación para
Enero de 2019

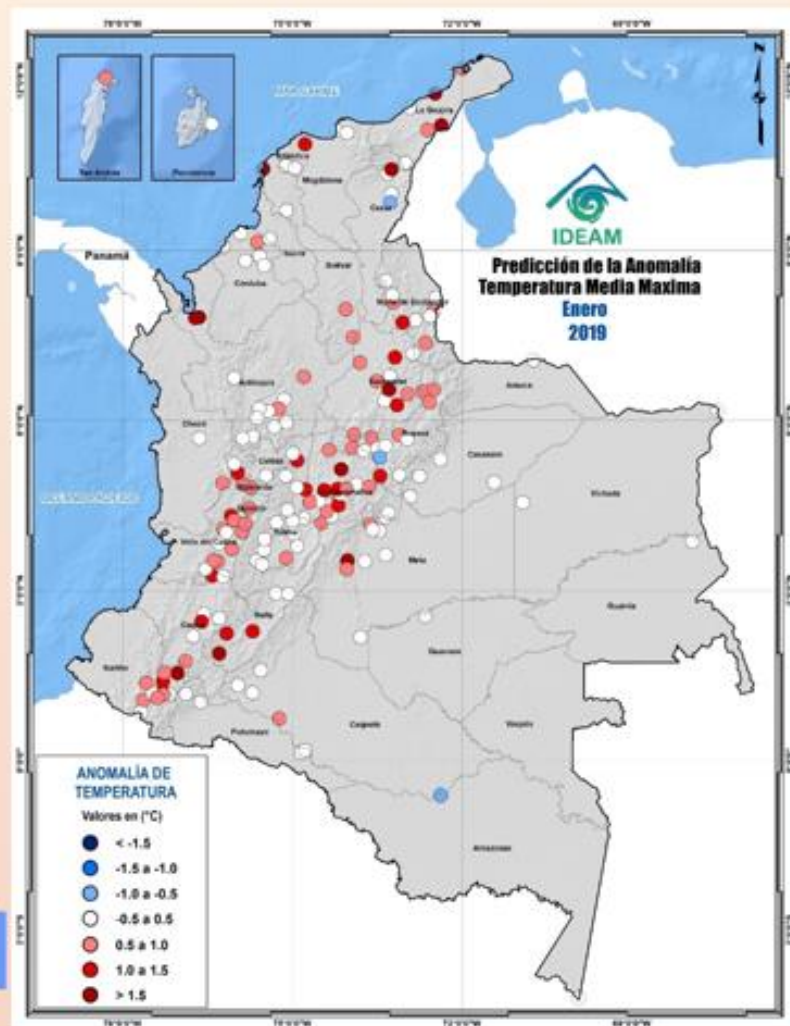


Predicción de precipitación para
trimestre Enero-febrero-marzo de 2019

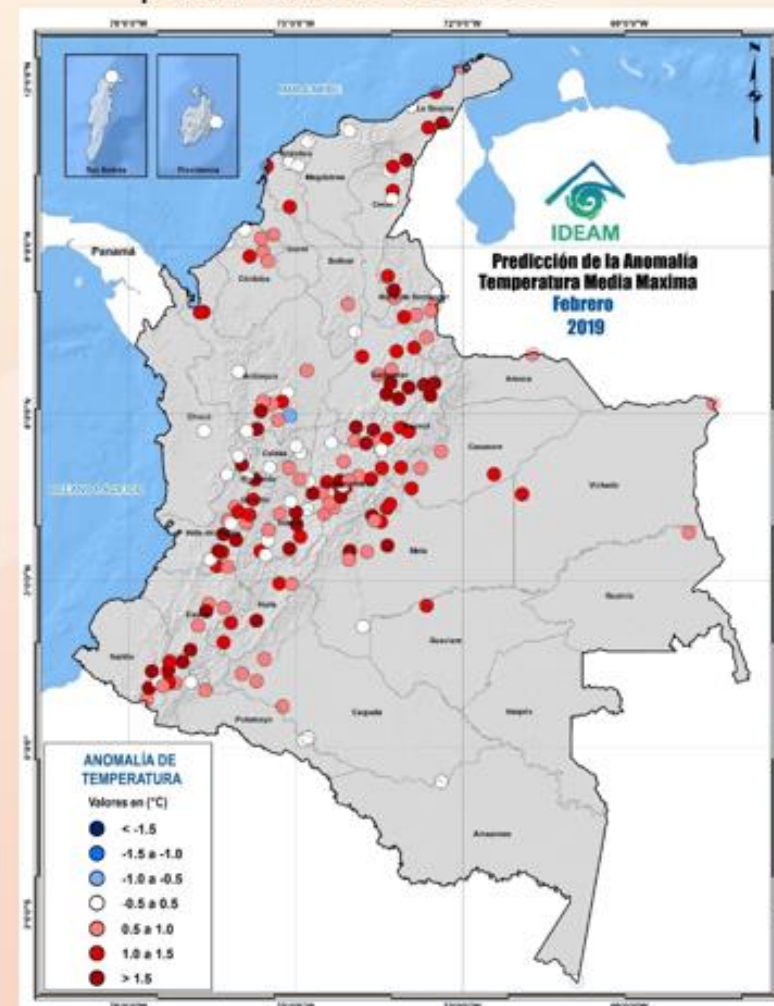


PREDICCIÓN PARA LA ANOMALÍA DE LA TEMPERATURA MÁXIMA MENSUAL

Predicción de temperatura máxima
para Enero de 2019



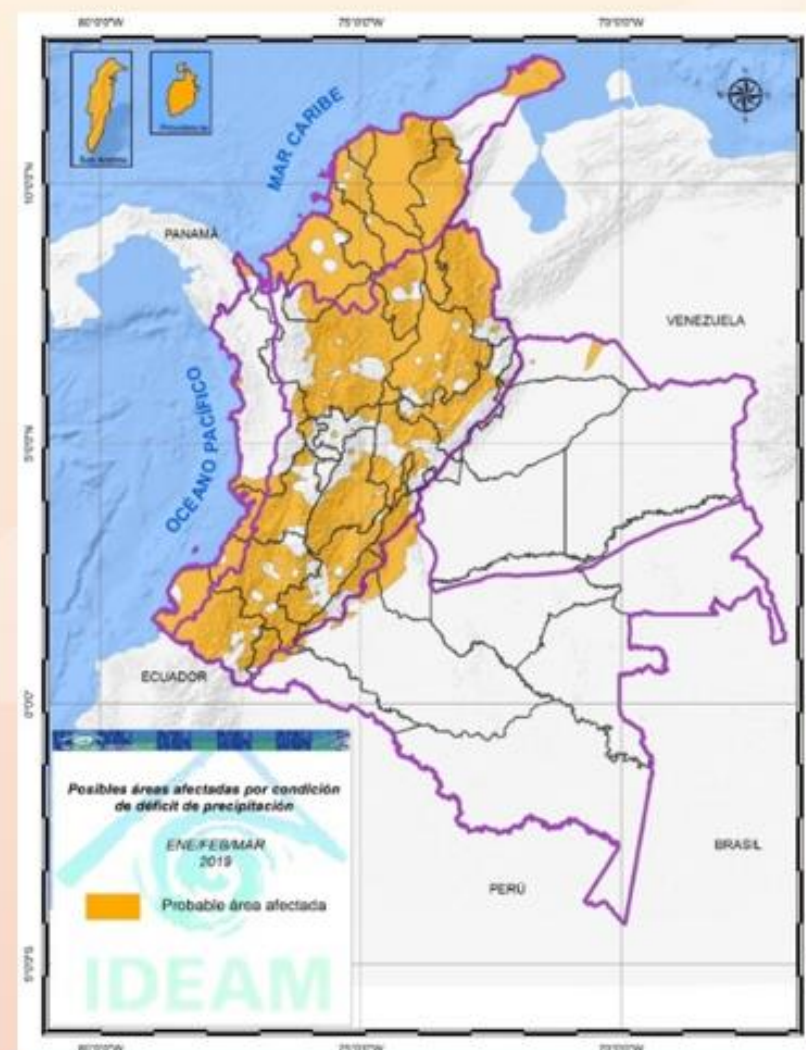
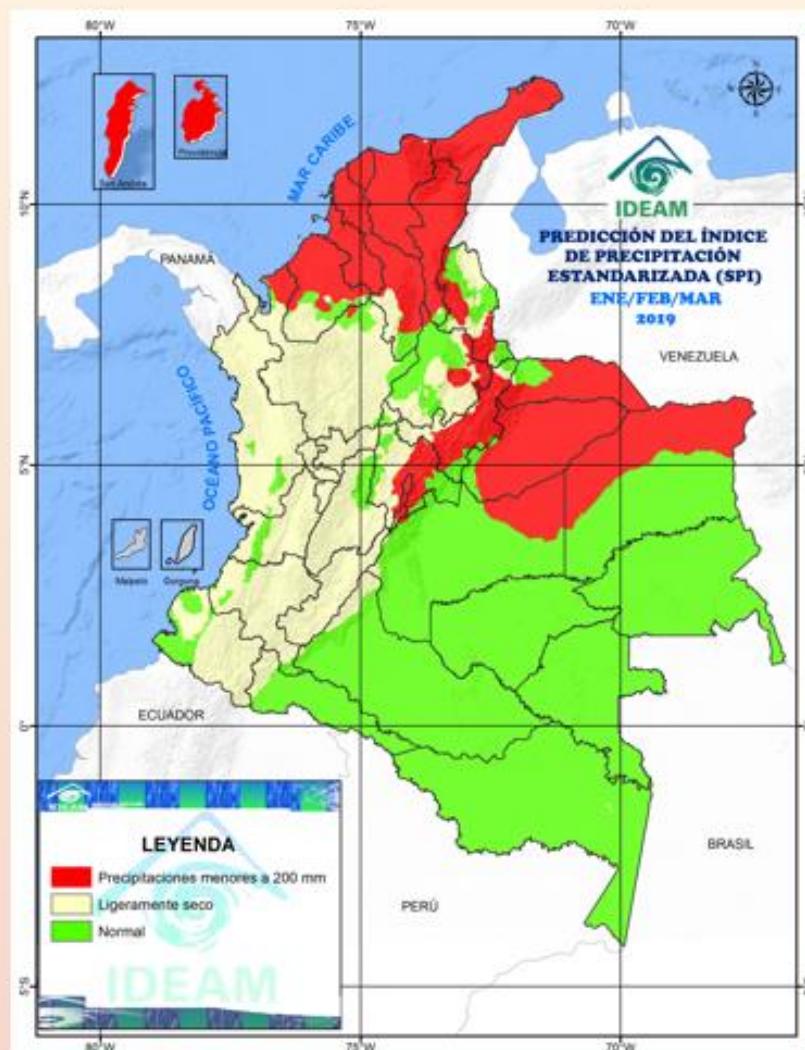
Predicción de temperatura máxima
para Febrero de 2019



PRONÓSTICO ESTACIONAL DE LA ANOMALÍA DE PRECIPITACIÓN TRIMESTRAL EFM 2019



FENÓMENO
DE "EL NIÑO"
2018 - 2019



El ambiente
es de todos

Minambiente

CONSIDERACIONES

% de área afectada

Departamento	Normal (%)	Déficit (%)
Amazonas	100.00	0.00
Antioquia	30.79	69.21
Arauca	94.16	5.84
Archipiélago de San	100.00	0.00
Atlántico	4.88	95.12
Bogotá, D.C.	3.72	96.28
Bolívar	9.79	90.21
Boyacá	49.81	50.19
Córdoba	19.75	80.25
Caldas	77.71	22.29
Cauquetá	90.89	9.11
Casanare	99.65	0.35
Cauca	17.35	82.65
Cesar	3.83	96.17
Chocó	86.42	13.58
Cundinamarca	43.82	56.18
Guainía	100.00	0.00
Guaviare	100.00	0.00
Huila	19.92	80.08
La Guajira	57.65	42.35
Magdalena	0.27	99.73
Meta	86.95	13.05
Nariño	16.42	83.58
Norte de Santander	15.72	84.28
Putumayo	83.17	16.83
Quindío	95.98	4.02
Risaralda	70.51	29.49
Santander	12.78	87.22
Sucre	1.32	98.68
Tolima	25.66	74.34
Valle del Cauca	24.06	75.94
Vaupés	100.00	0.00
Vichada	100.00	0.00
Total general	68.32	31.68

Para el trimestre Enero-Febrero-Marzo (EFM) de 2019, los análisis de IDEAM basados en la condición del comportamiento de la lluvias del último semestre de 2018 y la predicción climática para los siguientes tres meses, estiman que el **31.68 % de la superficie de Colombia estaría en condiciones deficitarias de precipitación.**

El **Caribe "seco"** y gran parte de la región Andina viene con una situación **deficitaria** y la predicción climática estima una reducción de precipitación con respecto a los valores climatológicos; situación que puede derivar hacia una probable evolución de **sequía meteorológica (aquella que se refiere exclusivamente a la escasez de lluvia durante un período determinado).**

La condición de los **Llanos Orientales** para el trimestre EFM, es que **normalmente** (climatológicamente) **sea escasa (sequía estacional)** y no le antecede una situación con valores de precipitación por debajo de lo normal en los últimos seis meses.

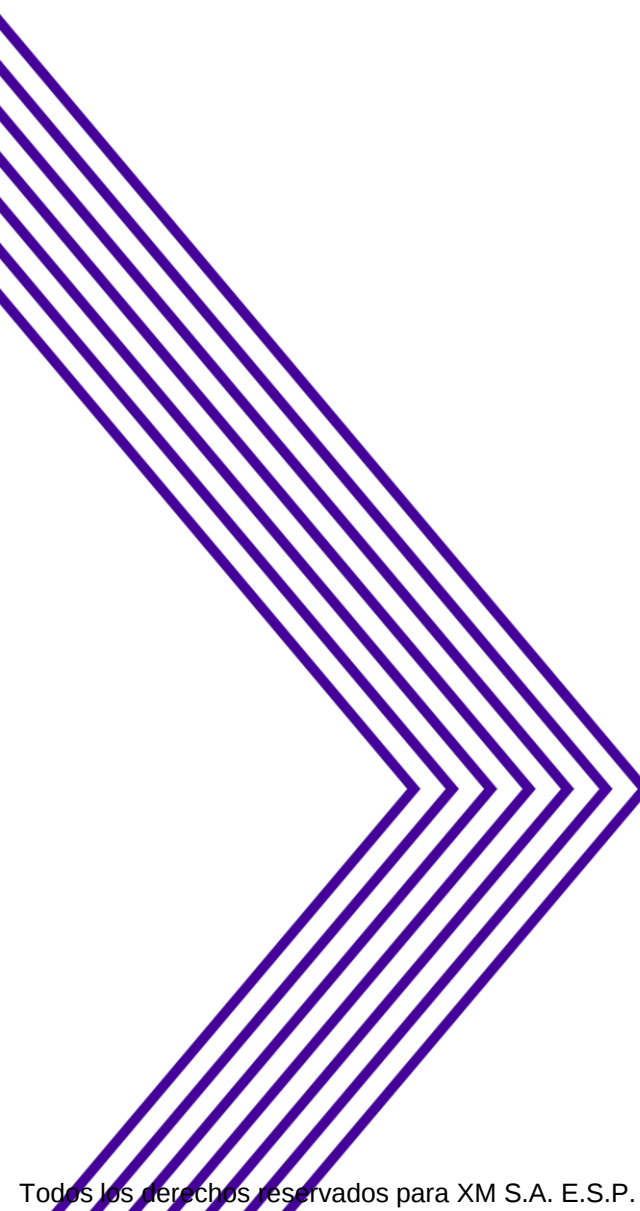
Finalmente, el **centro-sur de la región Pacífica** presentará valores **por debajo de lo normal** pero no de sequía meteorológica debido a que es un lugar que **climatológicamente es húmedo a lo largo de todo el año**, inclusive estacionalmente el **nor-oeste** del Cauca es cuando se presentan los mayores volúmenes de precipitación.

CONCLUSIONES

- En términos de predicción climática para la precipitación durante **enero de 2019**, se estima que presente condiciones de precipitación deficitaria en gran parte de las regiones Caribe y Orinoquía. La región Andina presentará una condición similar a las mencionadas regiones, excepto hacia el eje cafetero y oriente de Valle, donde las precipitaciones se estiman entre normal y ligeramente por debajo con respecto a los promedios climatológicos.
- El modelo determinístico del IDEAM estima que precipitaría máximo el 25% (reducciones del 75%) con respecto a la climatología de referencia (100%) en las regiones Caribe y Orinoquía y alrededor del 60% (reducciones del 40%) sobre la región Andina. En la Región Pacífica se prevén lluvias dentro de lo normal y ligeramente excesivas al oeste de Nariño mientras que, en la Amazonía se esperan precipitaciones por debajo de lo normal especialmente en su franja sur

CONCLUSIONES

- Con respecto al trimestre consolidado **enero-febrero-marzo (EFM)** y en términos de precipitación, se prevén precipitaciones por debajo de lo normal en gran parte de las regiones Caribe, Andina y Pacífica. En la Orinoquia, se esperan volúmenes de precipitación cercanos a los promedios climatológicos, lo que se traduce en precipitaciones escasas, propio de la época del año. Para la Amazonía se estiman precipitaciones dentro de lo normal excepto en su zona centro-sur donde se esperan lluvias por encima de los promedios climatológicos.
- Con respecto a la **temperatura media** y, para el trimestre EFM, los modelos globales estiman que dichos valores estarán por encima de los promedios climatológicos; no obstante, el modelo de análisis compuesto del IDEAM estima una alta probabilidad que para el mes de enero la **temperatura media mínima** estará por debajo de lo normal en zonas de los altiplanos cundiboyacense y antioqueño mientras que para el mes de febrero, el modelo determinístico del IDEAM indica que la temperatura mínima promedio se ubique hasta 1.5°C por debajo de los promedios históricos en dichas zonas. Por otro lado, se estima que la **temperatura media máxima** se presente incluso por encima de 1.5°C en los meses de enero y febrero para grandes porciones de las regiones Andinas y Caribe.



Variables SIN



Aportes hídricos

Fecha	Estacion de medida	Región hidrológica	Media histórica (GWh-día)	Promedio diario acumulado (GWh-día)	Promedio diario acumulado (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2019-01-15	Agregado SIN	Colombia	100.68	68.91	68.4%	-31.6%
2019-01-15	Nare	Antioquia	12.96	10.13	70.4%	-29.6%
2019-01-15	Grande	Antioquia	8.07	6.84	72.4%	-27.6%
2019-01-15	Sogamoso	Centro	6.25	5.76	76.2%	-23.8%
2019-01-15	El Quimbo	Centro	5.85	4.79	64.8%	-35.2%
2019-01-15	A. San Lorenzo	Antioquia	5.44	4.61	66.4%	-33.6%
2019-01-15	Otros Rios (Estimados)	Rios Estimados	4.53	4.33	73.5%	-26.5%
2019-01-15	Alto Anchicayá	Valle	4.53	3.41	53.2%	-46.8%
2019-01-15	Guavio	Oriente	4.26	3.38	55.9%	-44.1%
2019-01-15	Miel I	Antioquia	4.07	3.06	50.6%	-49.4%
2019-01-15	Guatapé	Antioquia	4.03	5.14	102.7%	2.7%
2019-01-15	Carlos Lleras	Antioquia	4.02	5.95	123.1%	23.1%
2019-01-15	Porce II CP	Antioquia	3.92	4.12	79.6%	-20.4%
2019-01-15	Guadalupe	Antioquia	3.86	3.98	77.2%	-22.8%
2019-01-15	Cauca Salvajina	Valle	3.83	2.69	44.1%	-55.9%
2019-01-15	Bogotá N.R.	Centro	3.50	2.46	41.7%	-58.3%
2019-01-15	Bata	Oriente	2.59	2.64	63.3%	-36.7%
2019-01-15	San Carlos	Antioquia	2.29	2.79	78.2%	-21.8%
2019-01-15	Desv. EEPPI (NEC,PAJ,DO	Antioquia	2.23	2.52	68.2%	-31.8%
2019-01-15	Betania CP	Centro	2.00	2.03	51.5%	-48.5%
2019-01-15	Sinú Urrá	Caribe	1.86	0.98	52.7%	-47.3%
2019-01-15	Amoyá	Centro	1.56	0.69	44.2%	-55.8%
2019-01-15	Porce III	Antioquia	1.51	2.27	84.1%	-15.9%
2019-01-15	Desv. Guarino	Antioquia	1.50	0.01	0.7%	-99.3%
2019-01-15	Concepción	Antioquia	1.43	2.19	83.2%	-16.8%
2019-01-15	Chuza	Oriente	1.10	0.79	71.8%	-28.2%
2019-01-15	Tenche	Antioquia	0.75	0.77	102.7%	2.7%
2019-01-15	Prado	Centro	0.54	0.55	101.9%	1.9%
2019-01-15	Desv. Manso	Antioquia	0.52	0.05	9.6%	-90.4%
2019-01-15	Calima	Valle	0.49	0.30	61.2%	-38.8%
2019-01-15	Cucuana	Centro	0.41	0.22	53.7%	-46.3%
2019-01-15	Digua	Valle	0.34	0.21	61.8%	-38.2%
2019-01-15	Blanco	Oriente	0.16	0.00	0.0%	-100.0%
2019-01-15	Desv. San Marcos	Centro	0.15	0.10	66.7%	-33.3%
2019-01-15	Florida II	Valle	0.13	0.15	115.4%	15.4%

Información hasta el: 2019-01-15

Estado de los embalses

Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Volumen útil diario (%)
2019-01-16	Agregado SIN	Colombia	16,953.66	11,182.78	-60.76	0.16	 66.0%
2019-01-16	Peñol	Antioquia	4,024.49	3,603.74	-11.62	0.00	 89.5%
2019-01-16	Agregado Bogotá	Centro	3,763.50	1,726.28	-2.84	0.00	 45.9%
2019-01-16	Guavio	Oriente	2,086.04	1,433.05	-13.47	0.00	 68.7%
2019-01-16	Esmeralda	Oriente	1,124.35	634.97	-3.84	0.00	 56.5%
2019-01-16	El Quimbo	Centro	1,104.37	762.55	-2.27	0.00	 69.0%
2019-01-16	Topocoro	Centro	998.89	642.86	-7.80	0.00	 64.4%
2019-01-16	Chuza	Oriente	980.60	427.07	-6.84	0.00	 43.6%
2019-01-16	Riogrande II	Antioquia	554.30	426.48	-3.14	0.00	 76.9%
2019-01-16	San Lorenzo	Antioquia	421.11	244.64	-4.07	0.00	 58.1%
2019-01-16	Miraflores	Antioquia	313.19	239.35	-1.53	0.00	 76.4%
2019-01-16	Amani	Antioquia	245.54	168.96	-2.10	0.00	 68.8%
2019-01-16	Calima	Valle	218.78	157.55	-1.33	0.00	 72.0%
2019-01-16	Salvajina	Valle	194.48	120.48	0.34	0.00	 61.9%
2019-01-16	Urrá	Caribe	160.19	128.19	-0.48	0.00	 80.0%
2019-01-16	Porce II	Antioquia	133.76	87.44	0.21	0.00	 65.4%
2019-01-16	Betania	Centro	124.51	80.79	-0.27	0.00	 64.9%
2019-01-16	Porce III	Antioquia	115.79	82.82	0.46	0.16	 71.5%
2019-01-16	Playas	Antioquia	94.03	77.78	0.48	0.00	 82.7%
2019-01-16	Punchiná	Antioquia	71.67	17.63	-1.06	0.00	 24.6%
2019-01-16	Troneras	Antioquia	71.02	50.21	0.15	0.00	 70.7%
2019-01-16	Muña	Centro	57.60	23.56	0.11	0.00	 40.9%
2019-01-16	Prado	Centro	56.28	34.30	-0.23	0.00	 60.9%
2019-01-16	Alto Anchicayá	Valle	39.18	12.09	0.40	0.00	 30.9%

Información hasta el: 2019-01-16

Ejemplo del cálculo de crecimiento demanda

El crecimiento de la demanda de energía mensual, acumulado del año y los últimos doce meses, se calcula como el promedio ponderado de los crecimientos de los diferentes tipos de días (comerciales, sábados y domingos-festivos) con relación al número de días correspondiente a estos tipos de días del año actual.

Este tipo de cálculo disminuye la variabilidad de las fluctuaciones de los crecimientos que se presentan en los seguimientos mensuales, originados por la dependencia del consumo de energía con relación al número de días comerciales, sábados y domingos-festivos presentados en el mes de análisis.

Así, para el mes del siguiente ejemplo, el crecimiento fue del 3.1%, que corresponde a:

$$\text{Crecimiento} = (4.1\% * 20 \text{ días} + 5.5\% * 4 \text{ días} + 5.1\% * 6 \text{ días}) / 30 \text{ días} = 4.4\%$$

Los crecimientos por tipo de día son el resultado de comparar el promedio día del mes actual con respecto al mismo mes del año anterior. Así, el crecimiento para días comerciales fue 4.1%, que corresponde a

$$\text{Crecimiento tipo día comercial} = (200.48 \text{ GWh} / 192.67 \text{ GWh} - 1) * 100 = 4.1\%$$

Seguimiento Mensual

	Doce Meses Atrás			Mes Actual			
	No. Días	Demanda GWh	Demanda Promedio Día	No. Días	Demanda GWh	Demanda Promedio Día	Crecimiento
Comerciales	20	3853.31	192.67	20	4009.56	200.48	4.1%
Dom. - Festivos	4	728.26	182.07	4	768.07	192.02	5.5%
Sábados	6	991.17	165.2	6	1041.49	173.58	5.1%
Total Mes	30	5572.75	185.76	30	5819.12	193.97	4.4%

Declaración de Parámetros



Impacto importación desde Ecuador por Reducción capacidad de Jamondino – Catambuco 115kV

Demanda	Betania (MW)	Quimbo (MW)	Menores Cauca-Nariño (MW)	Importaciones desde Ecuador con Catambuco - Jamondino 115 kV en 390 A de capacidad de emergencia (MW)	Importaciones desde Ecuador con Catambuco - Jamondino 115 kV en 360 A de capacidad de emergencia (MW)	Diferencia (MW)
Máxima	540	396	0	90	30	60
Máxima	270	230	0	200	140	60
Máxima	60	50	0	300	240	60
Media	540	396	0	135	75	60
Media	270	230	0	245	185	60
Media	60	50	0	345	285	60
Mínima	540	396	0	337	277	60
Mínima	270	230	0	447	387	60
Mínima	60	50	0	547	487	60

Entrada de Nuevos Proyectos



Proyectos que entraron en operación el 2018

Proyectos por convocatoria STN

Item	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
1	UPME 06-2014 Subestación Río Córdoba y activos asociados	03/01/2018	INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.
2	UPME 06- 2013 Subestación Caracolí 220 kV y activos asociados	07/02/2018	INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.
3	UPME 05- 2012 Segundo circuito Cartagena – Bolívar a 220 kV	03/08/2018	GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A E.S.P
4	UPME 01-2017 Bahía de Transformador Tercer Transformador El Bosque 220 kV	18/12/2018	INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

Proyectos que entraron en operación el 2018

Proyectos por convocatoria STR

Item	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
1	UPME STR 07-2014 Dos transformadores 220/110 kV en la subestación Río Córdoba	10 de enero de 2018	GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A E.S.P
2	UPME STR 10-2015. Nuevas subestaciones Bolívar 110 kV, Manzanillo 110 kV. Incluye transformador Bolívar 220/110-66 kV (2x100 MVA), subestación Bayunca 110 kV (Antes 66 kV), línea Manzanillo - Bolívar 110 kV (Antes 66 kV), nueva línea Manzanillo–Bayunca 110 kV 35 kV (antes 66 kV), línea Bayunca–Bolívar–Villa Estrella 110 kV.	18/08/2018	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
3	UPME STR 03-2015. Subestación Nueva Montería 110 kV Transformadores Montería 220/110 kV 2x100 MVA	19/09/2018	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.

Proyectos que entraron en operación el 2018

Proyectos del STR

Item	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
1	Transformador Real de Minas 40 MVA 115/34.5 kV	10/01/2018	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
2	Normalización TMosquera 115 Kv	25/01/2018	CODENSA S.A. E.S.P.
3	Subestación Alto Ricaurte 115 kV, las líneas Donato - Alto Ricaurte 115 kV, Alto Ricaurte - Chiquinquirá 115 kV.	06/02/2018	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA S.A. E.S.P.
4	Subestación El Huche 115 kV, las líneas San Antonio - El Huche 115 kV, El Huche - Boavita 115 kV	26/02/2018	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA S.A. E.S.P.
5	Nuevo circuito San Lorenzo - Sonsón 115 kV	26/03/2018	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
6	Transformador Gualanday T2 20 MVA 115/34.5 Kv	28/03/2018	COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.
7	SE Buenavista 115/34.5 kV - 2x40 MVA, reconfigura el circuito existente Barranca - Lizama 115 kV en Barranca - Buena Vista 115 kV y Buena Vista - Lizama 115 kV	16/04/2018	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
8	Segundo transformador La Enea 150 MVA 230/115/13.8 kV	23/06/2018	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
9	Subestación Gran Sabana 115 kV. Reconfiguración de la línea Termozipa-T Leona 115 kV en gran Sabana- Termopiza 115 kV y gran Sabana- T Leona 115 kV	24/06/2018	CODENSA S.A. E.S.P.
10	Línea Nueva Amalfi - Cruzada 110 kV	19/07/2018	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

Item	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
11	Subestación Calizas 110 kV. Reconfigura la línea San Lorenzo - Río Claro 110 kV en Calizas - San Lorenzo 110 kV y Calizas - Río Claro 110 kV. Traslado de carga (20 MW Ecocementos)	03/08/2018	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
12	Reconfiguración del circuito Bosa - Techo 115 kV en los Circuitos Bosa - Nueva Esperanza 2 115 kV y Nueva Esperanza - Techo 115 kV.	11/09/2018	CODENSA S.A. E.S.P.
13	Normalización T (derivación) subestación Manzanares 115 kV	21/09/2018	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
14	Segundo transformador La Hermosa 150 MVA 230/115/13.8 kV	29/09/2018	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
15	Compensación en la subestación Buturama (Aguachica) 115 kV 5 MVar	15/10/2018	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
16	Subestación Buturama 115 kV (Nueva Aguachica) que reconfigura la línea Aguachica - Ocaña en Buturama - Ocaña 115 (Se repotencia hasta 670 A) y Buturama - Aguachica	15/10/2018	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
17	Línea Ayacucho - Nueva Aguachica (Buturama) 115 kV	15/10/2018	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
18	Subestación Jardinera 115/34.5 kV 50 MVA, reconfiguración de la línea Jamondino - Junin 115 kV en Jamondino - Jardinera 115 kV y Jardinera - Junin 115 kV y nueva línea Jardinera - Panamericana (Ipiales) 115 kV de aprox 28 km	31/10/2018	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
19	Reconfiguración doble circuito Esmeralda - La Rosa 115 kV, quedando en 2x Esmeralda - La Hermosa + 2xHermosa - Rosa 115 kV.	02/11/2018	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
20	Conexión Terciarios 13.8 kV del transformador Ternera	29/12/2018	TRANSELCA S.A. E.S.P.

Proyectos que entraron en operación el 2018

Proyectos de generación menor

Item	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
13	Termomechero 4	02/02/2018	TERMO MECHERO MORRO S.A.S E.S.P.
14	Termomechero 6	02/02/2018	TERMO MECHERO MORRO S.A.S E.S.P.
9	Tequendama 1	31/03/2018	EMGESA S.A. E.S.P
10	Tequendama 2	31/03/2018	EMGESA S.A. E.S.P
11	Tequendama 3	31/03/2018	EMGESA S.A. E.S.P
12	Tequendama 4	31/03/2018	EMGESA S.A. E.S.P
8	Cogenerador Riopaila (Aumento de capacidad)	21/05/2018	RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.
7	Cogenerador Manuelita 2	22/06/2018	CELSIA S.A. E.S.P.
6	Autogenerador Coca Cola	25/07/2018	EMBOTELLADORA DE LA SABANA S.A.S.
5	PCH Juan García	12/09/2018	EMPRESA DE GENERACIÓN Y PROMOCIÓN DE ENERGÍA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P.
4	Autogenerador Argos Sogamoso	02/10/2018	CELSIA S.A. E.S.P.
3	PCH San José de la Montaña II	06/10/2018	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
2	Pajarito (Ampliación de capacidad de 4.9 MW a 13.2 MW)	23/11/2018	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
1	PCH Aures Bajo	12/12/2018	AURES BAJO S.A.S. E.S.P.

Proyectos que entraron en operación el 2018

Proyectos de generación mayor

Item	Proyecto	Fecha de Entrada en Operación	Promotor del Proyecto
1	Termonorte (T)	01/12/2018	TERMONORTE S.A.S. E.S.P.
2	Gecelca 32 (T)	28/09/2018	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.

