

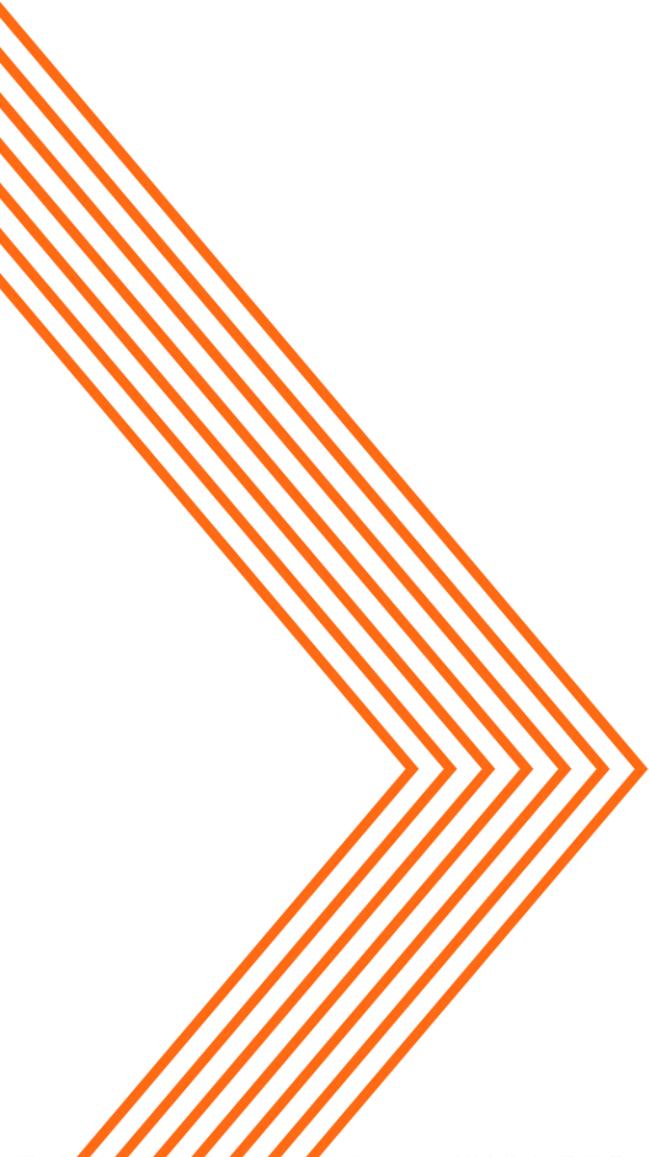


INFORME CNO DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-037

Jueves, 06 de diciembre de 2018





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

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

Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM - CND – 037
Jueves 06 de diciembre de 2018



Contenido

1

Variables del SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN

2

Panorama Energético

Análisis energético de mediano
Seguimiento al estocástico Diciembre 2017

3

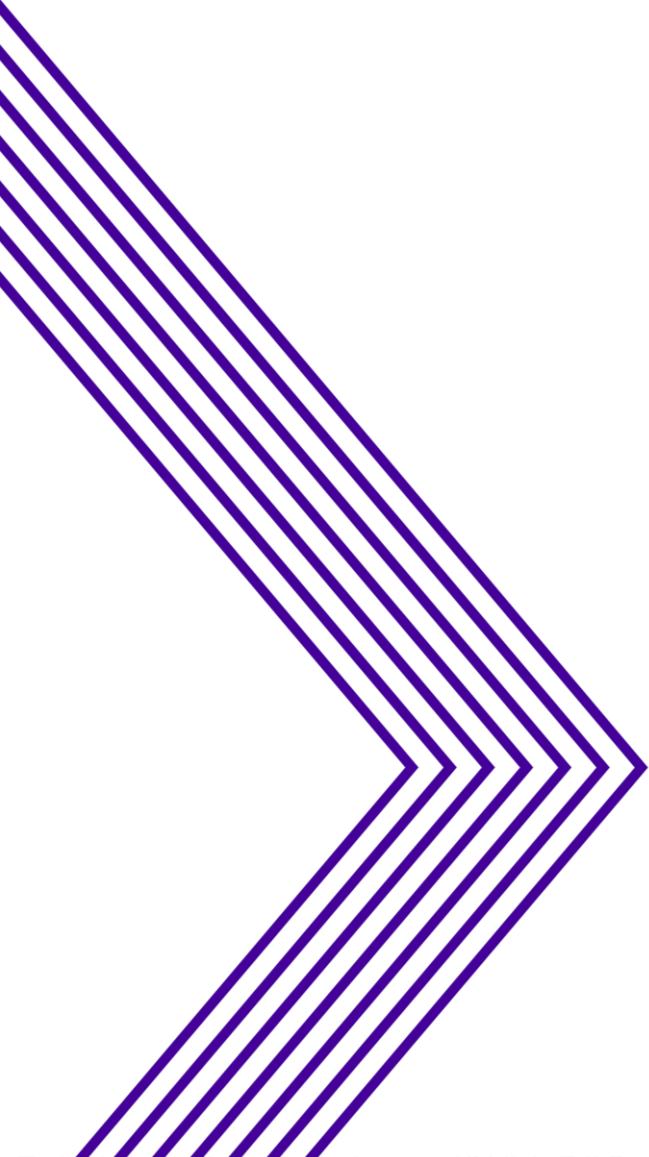
Situación operativa

Declaración de parámetros técnicos circuitos 230kV S/E Belén
Informe trimestral de restricciones 2018
Reevaluación parámetros AGC 2018-2019

4

Varios

Información capacidad de Corto Circuito
Indicadores de Operación



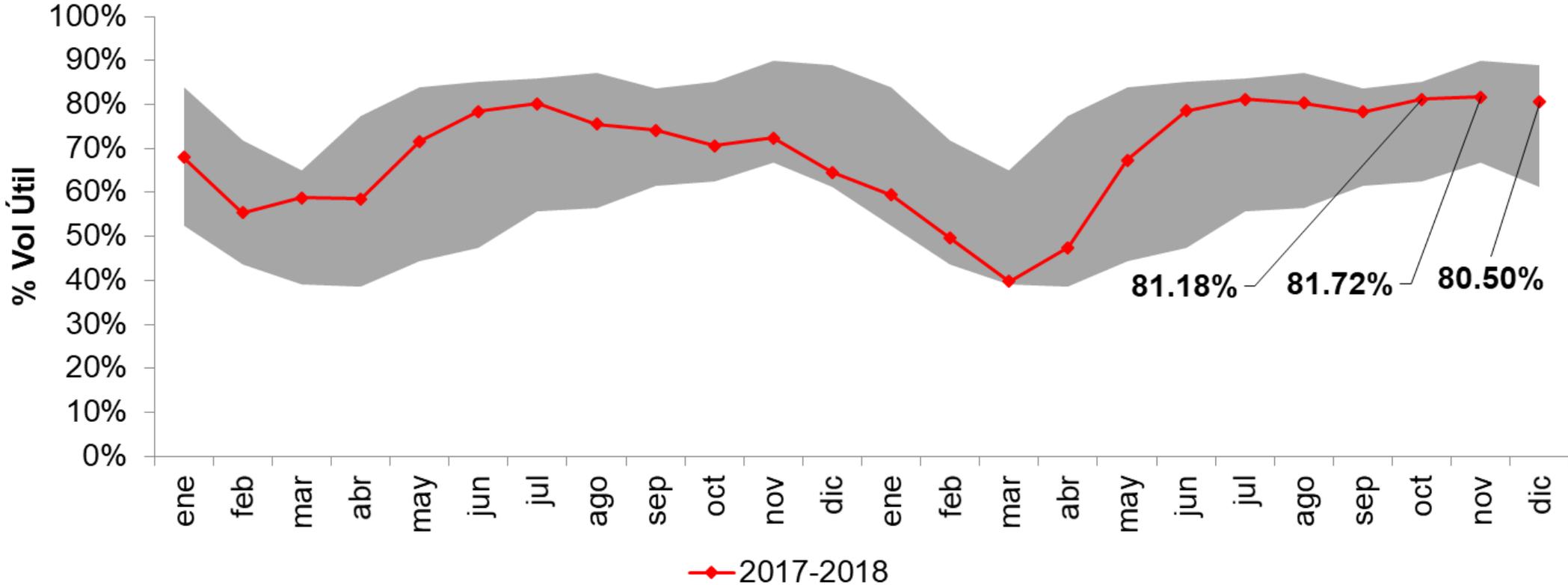
1. Variables del SIN

- Hidrología
- Generación e importaciones
- Demanda del SIN



Evolución reservas del SIN

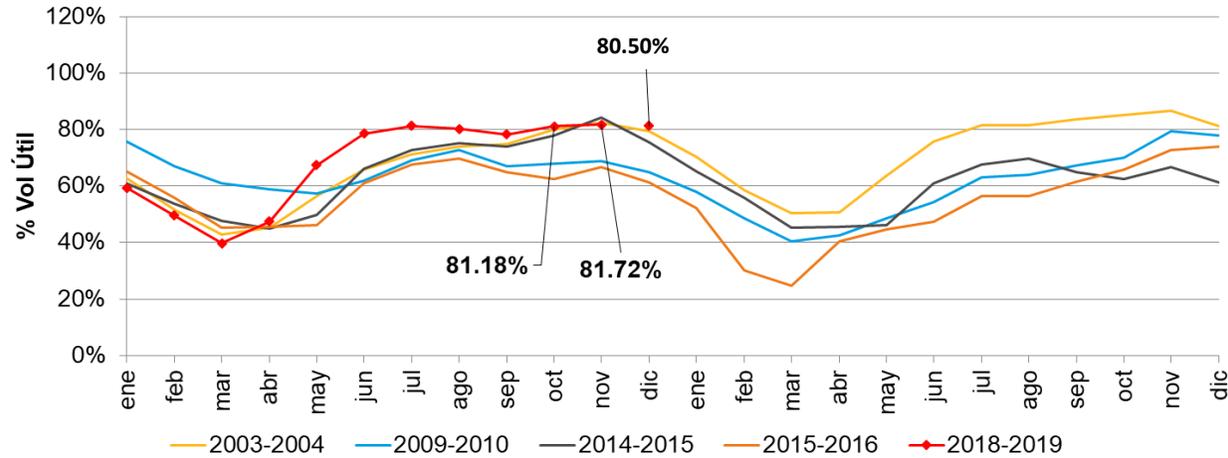
Reservas hídricas - 2000 a 2018



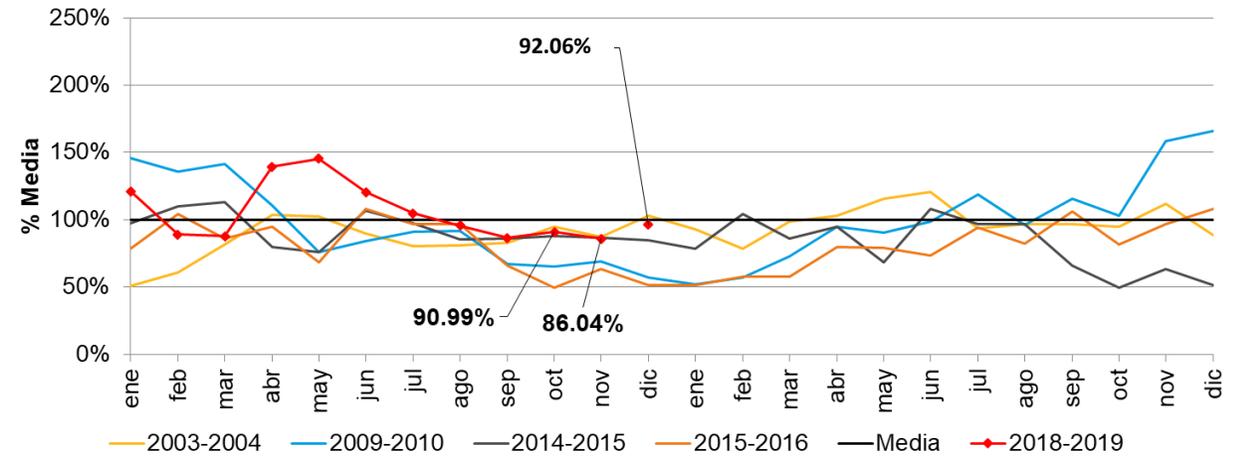
Información hasta el: 2018-12-04
Información actualizada el: 2018-12-05

Hidrología del SIN

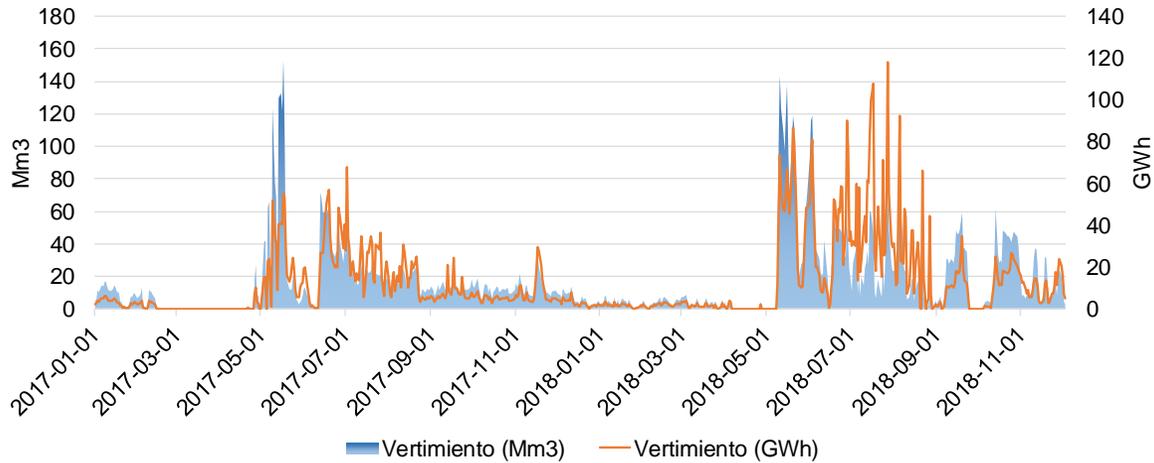
Reservas hídricas



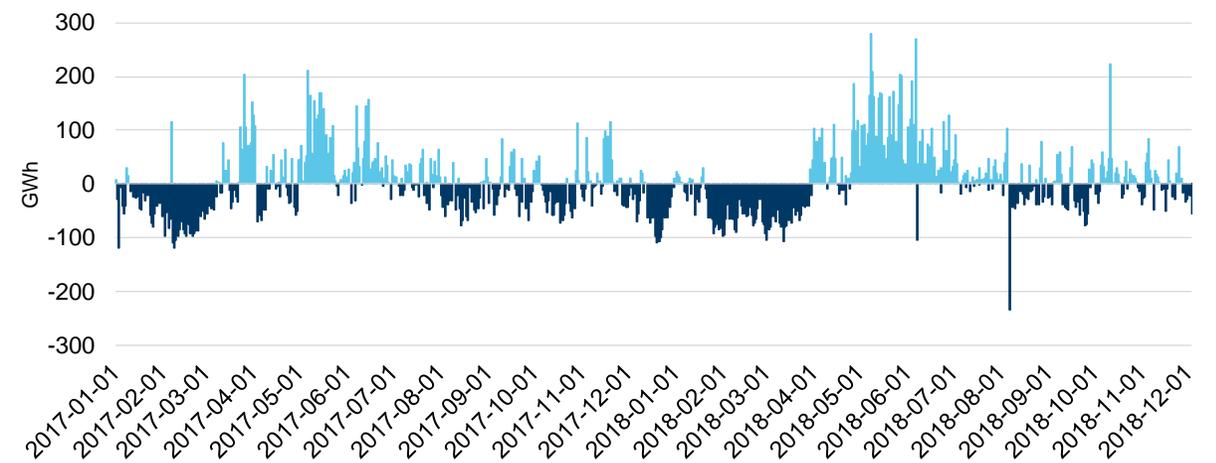
Aportes hídricos



Vertimientos

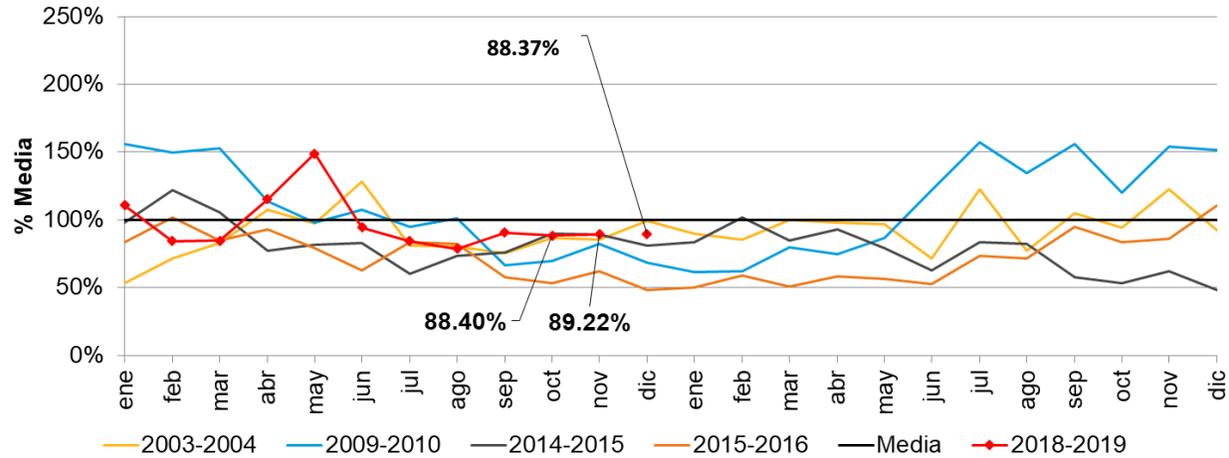


Tasa de embalsamiento

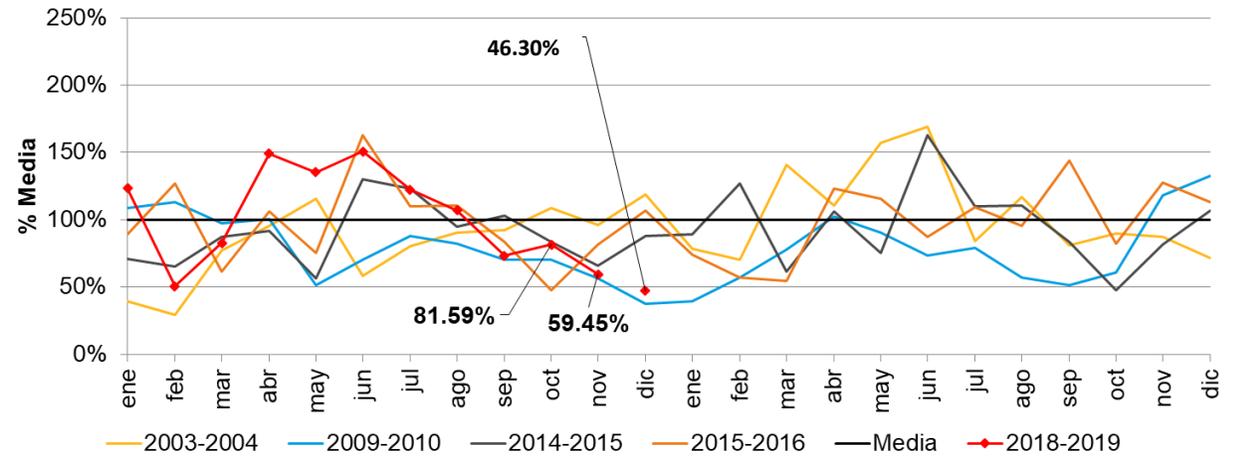


Aportes por regiones

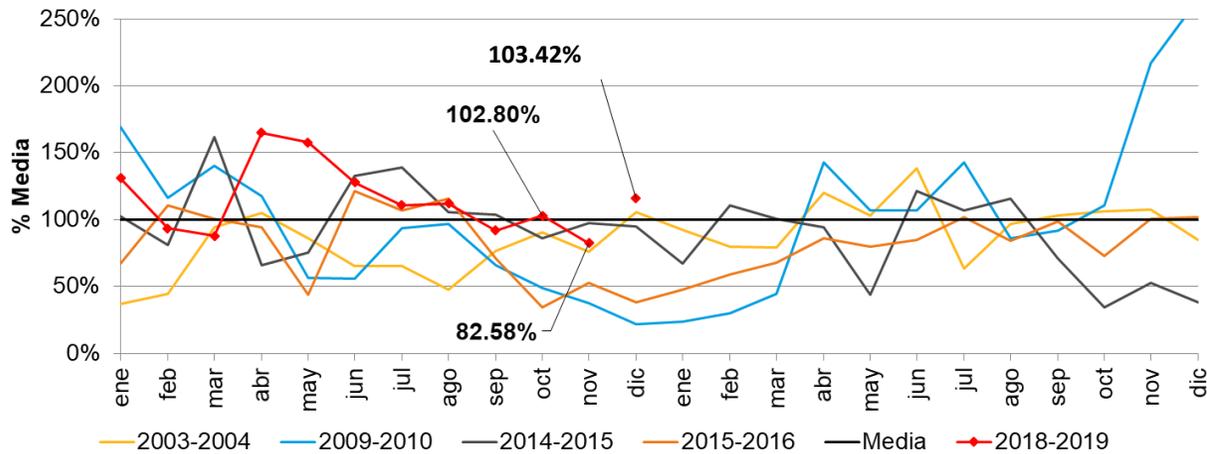
Antioquia



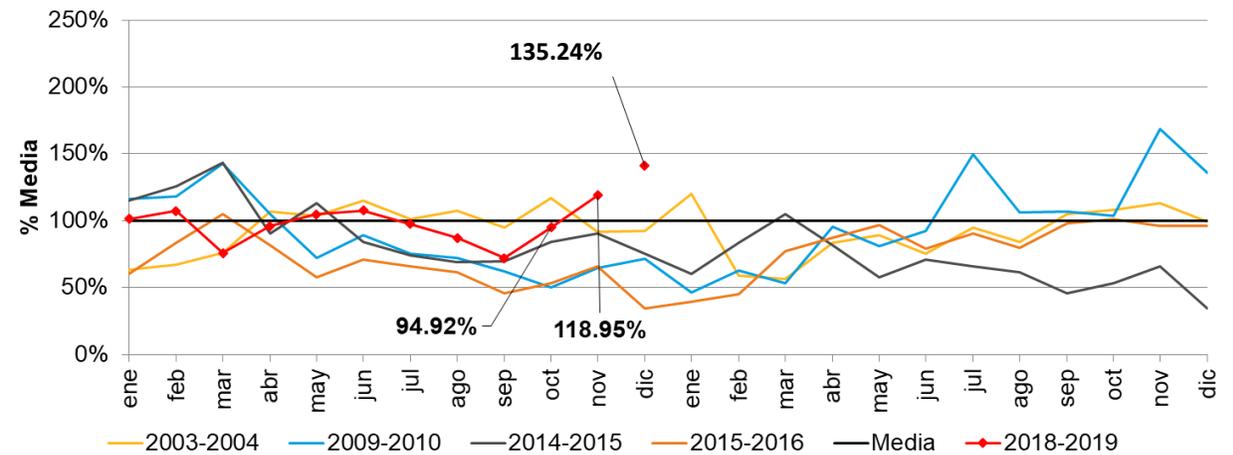
Oriente



Centro

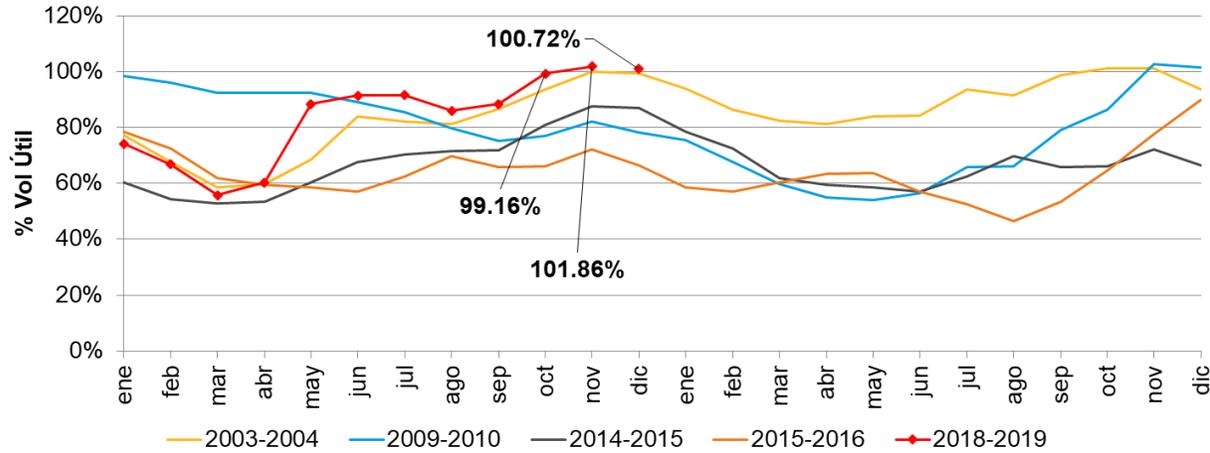


Valle

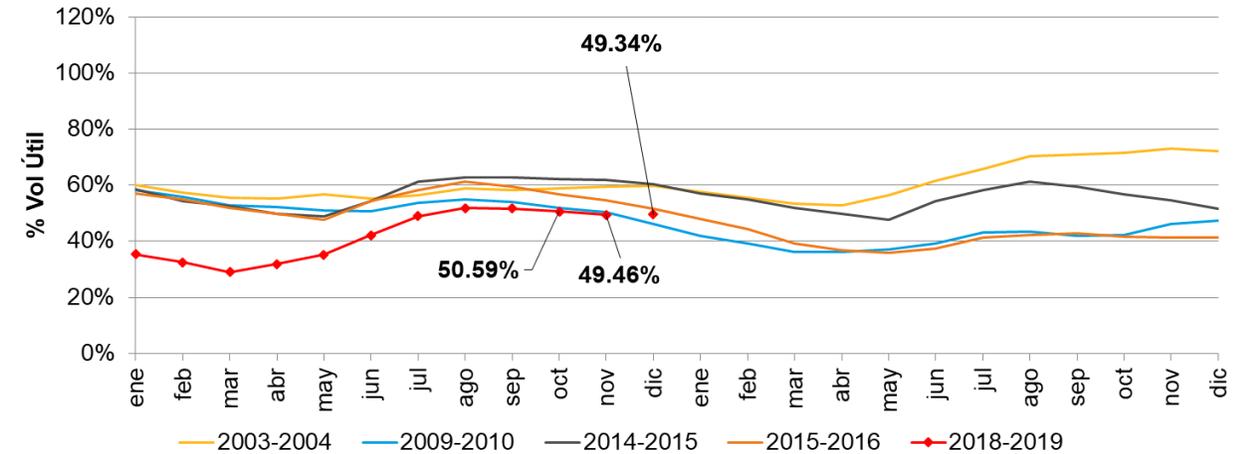


Evolución de principales embalses

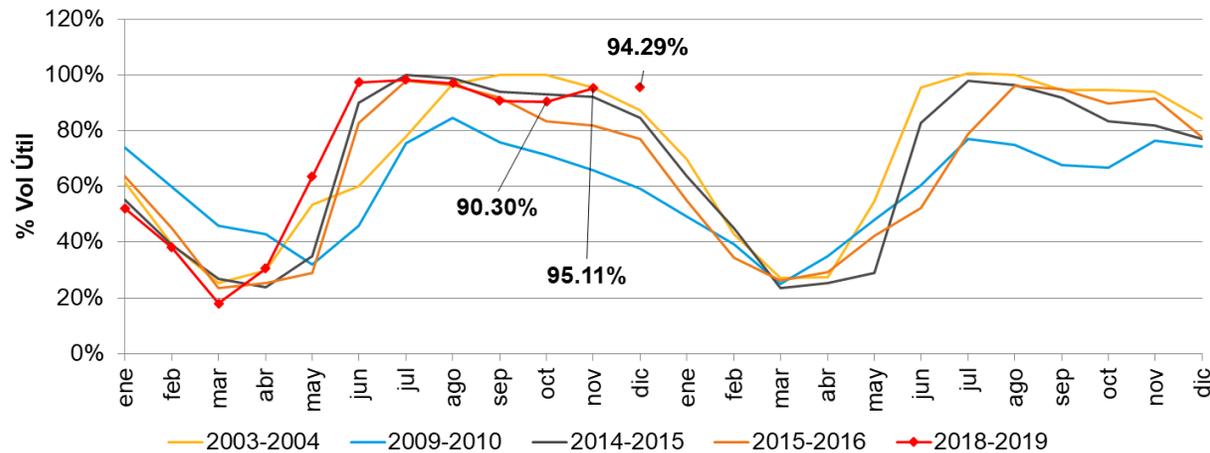
Peñol



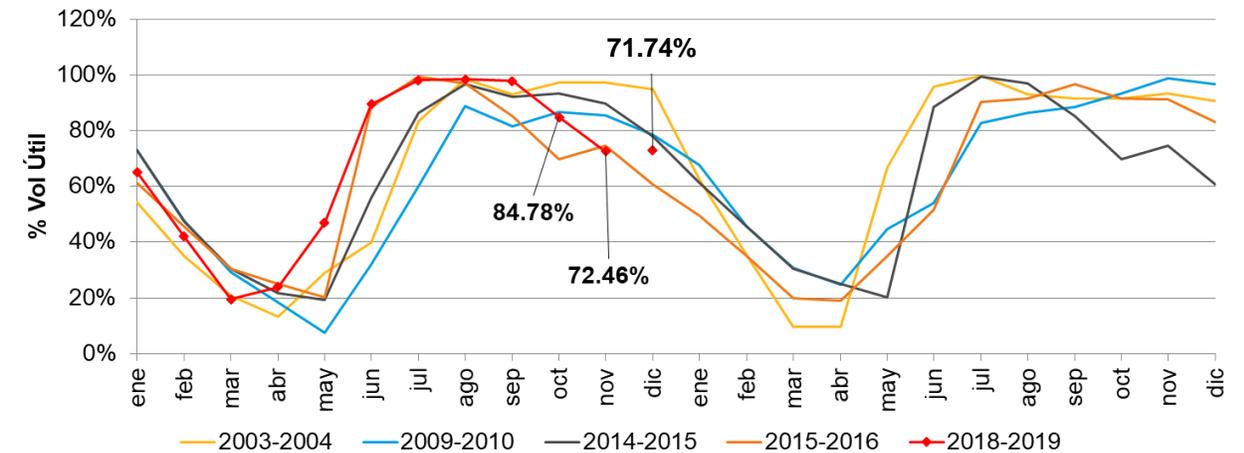
Agregado Bogotá



Guavio

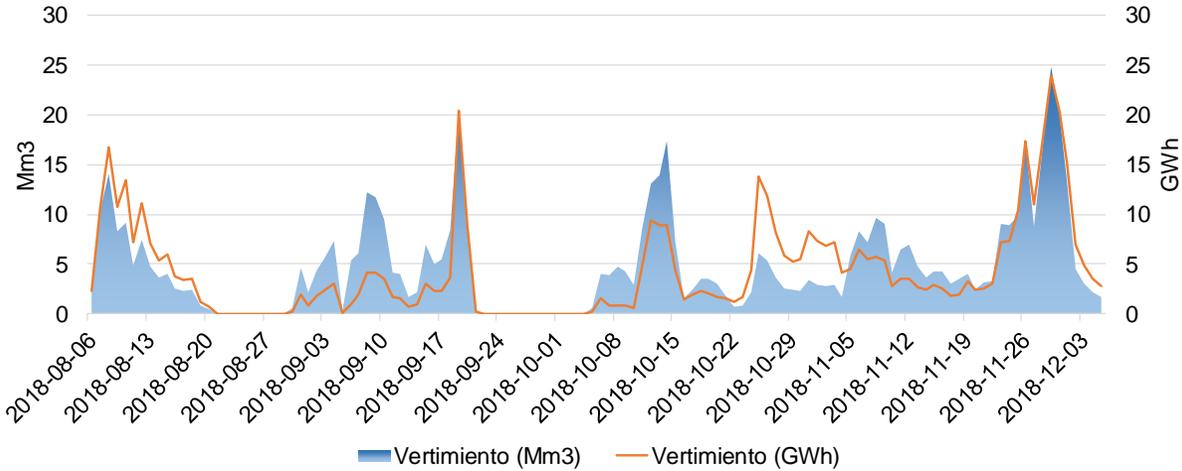


Esmeralda - Chivor

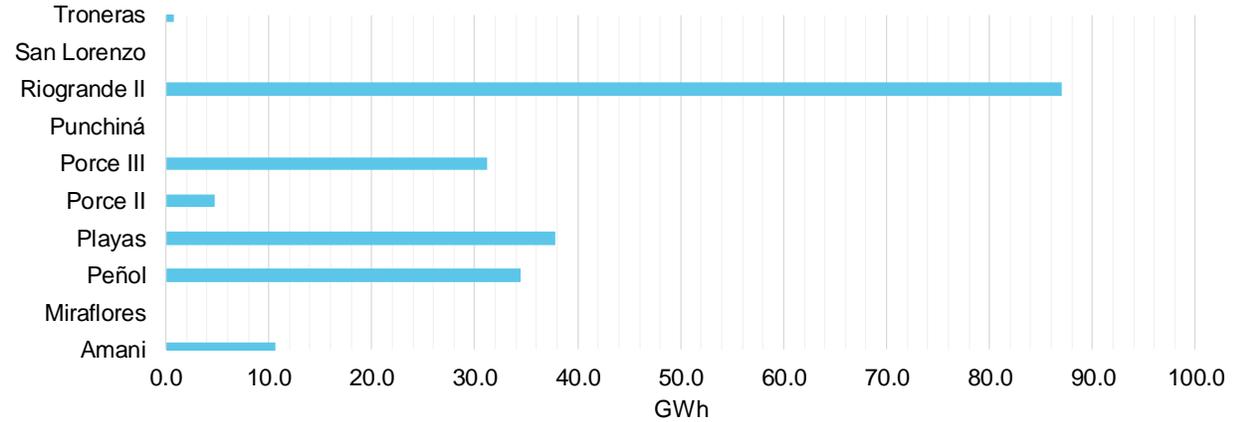


Vertimientos por regiones

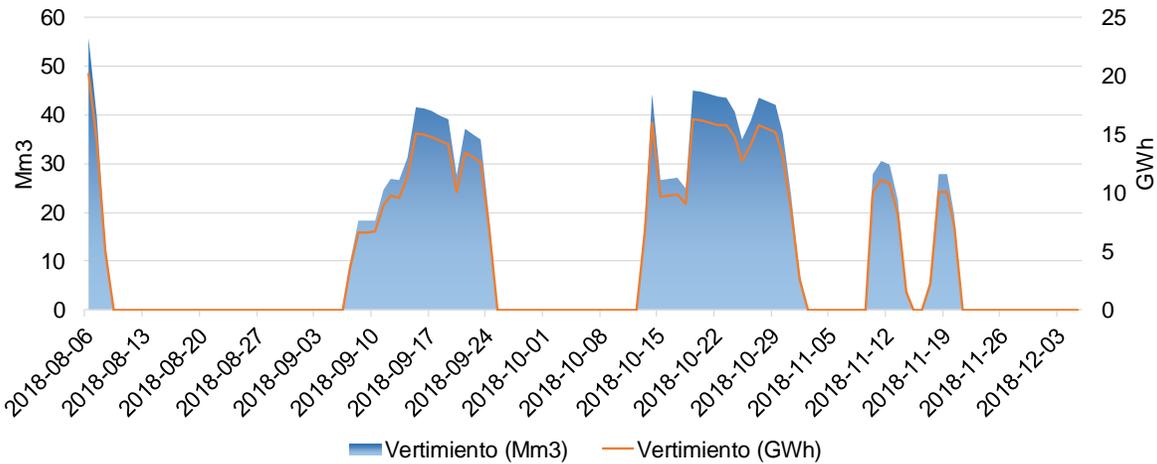
Antioquia



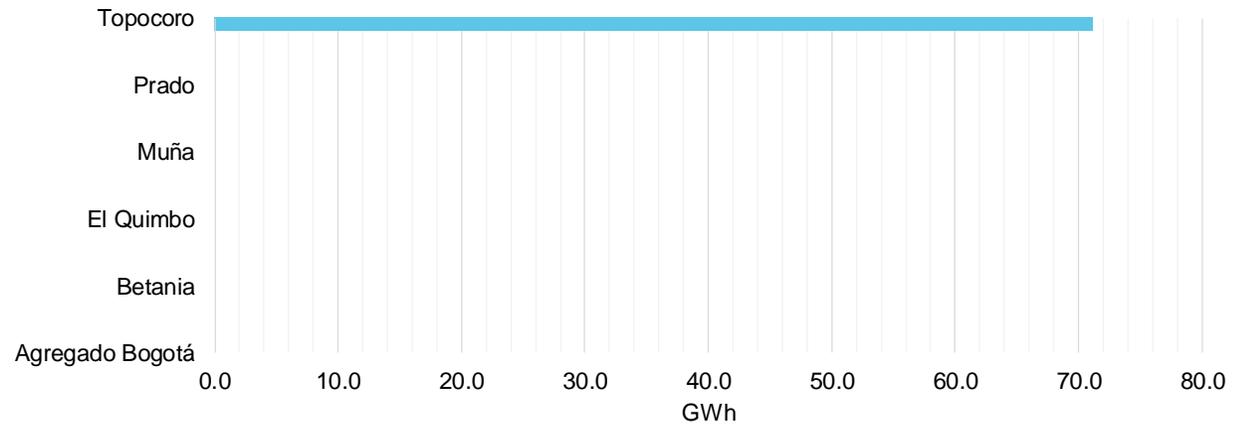
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Antioquia



Centro



Vertimiento acumulado últimos 30 días - Centro

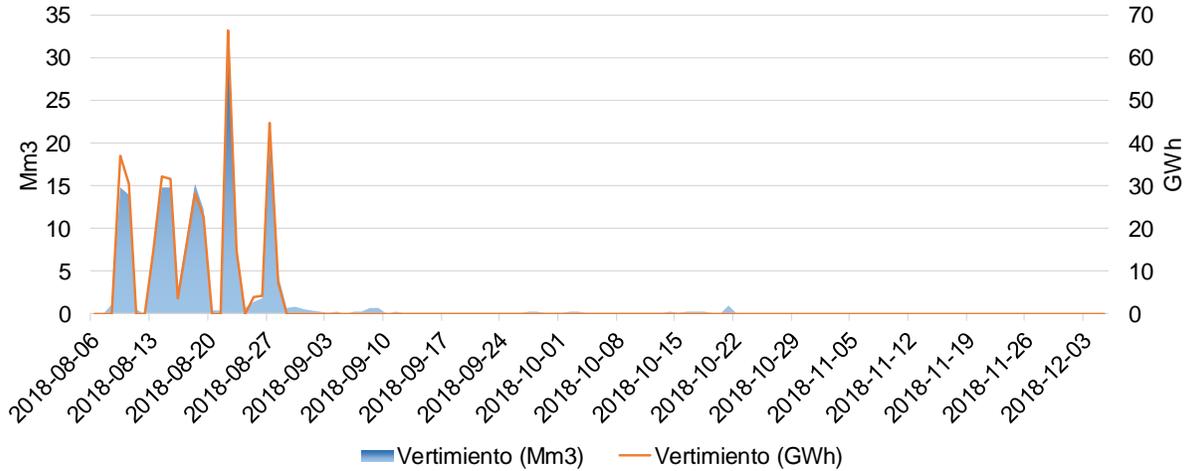


Información hasta el: 2018-12-05

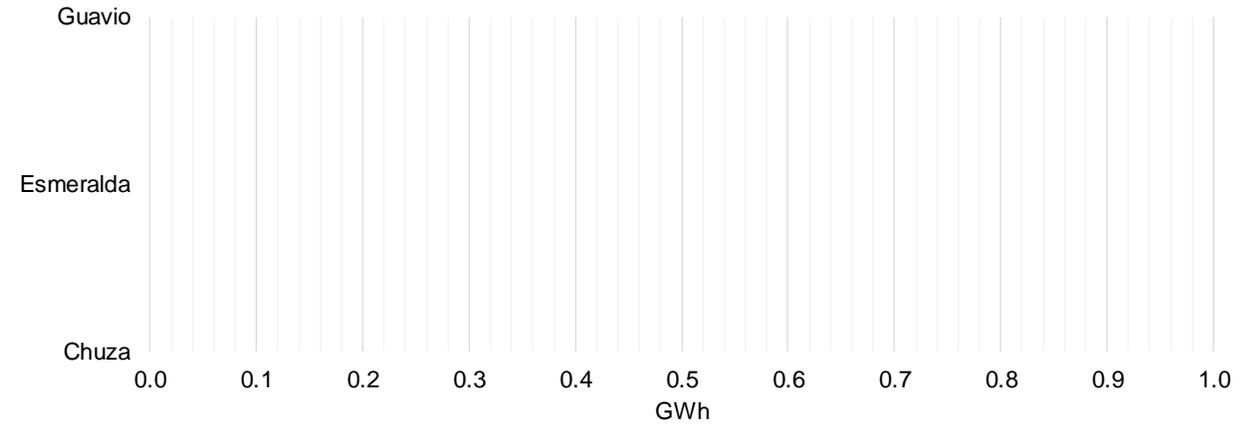
Información actualizada el: 2018-12-06

Vertimientos por regiones

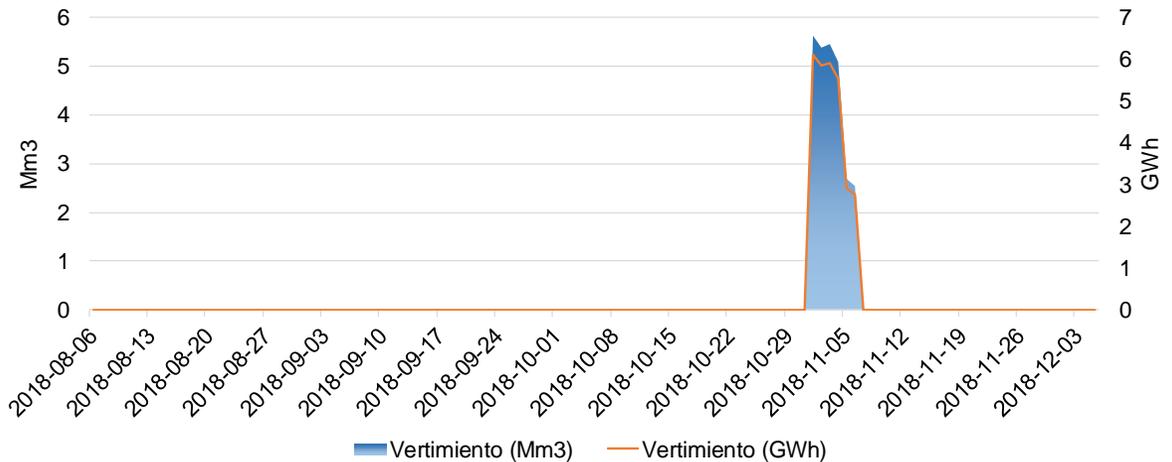
Oriente



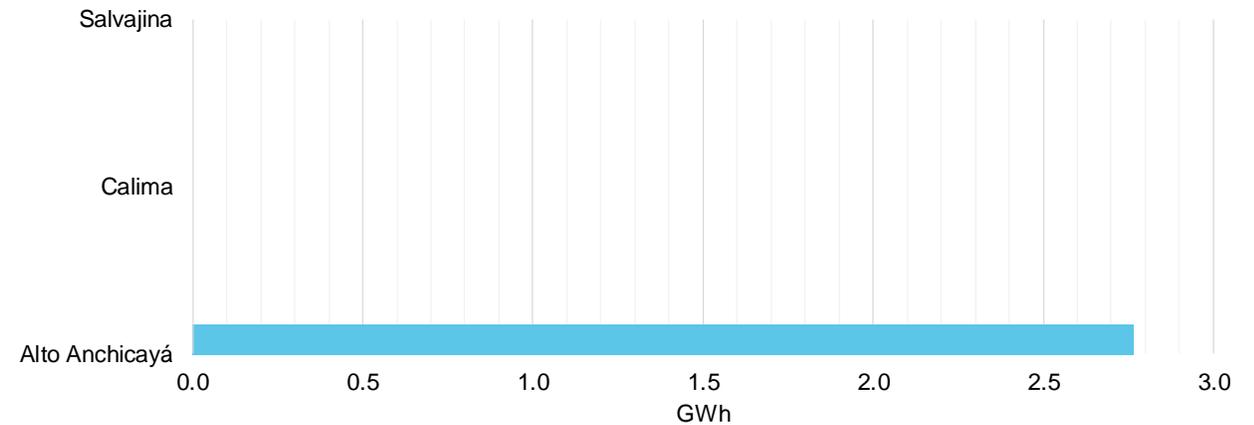
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Oriente



Valle



Vertimiento acumulado últimos 30 días - Valle



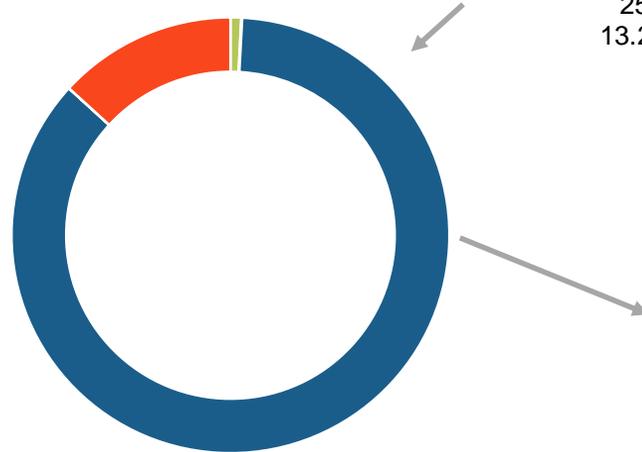
Información hasta el: 2018-12-05

Información actualizada el: 2018-12-06

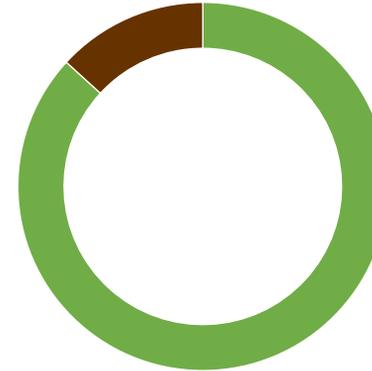
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 195.3
GWh-día

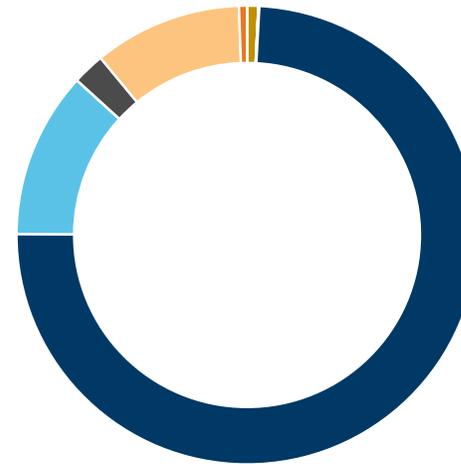
- Biomasa, 1.5, 0.79%
- Eólica, 0.1, 0.06%
- Hidráulica, 167.8, 85.93%
- Solar, 0.02, 0.01%
- Combustible fósil, 25.8, 13.21%



- Renovable
169.5
86.79%
- No renovable
25.8
13.21%

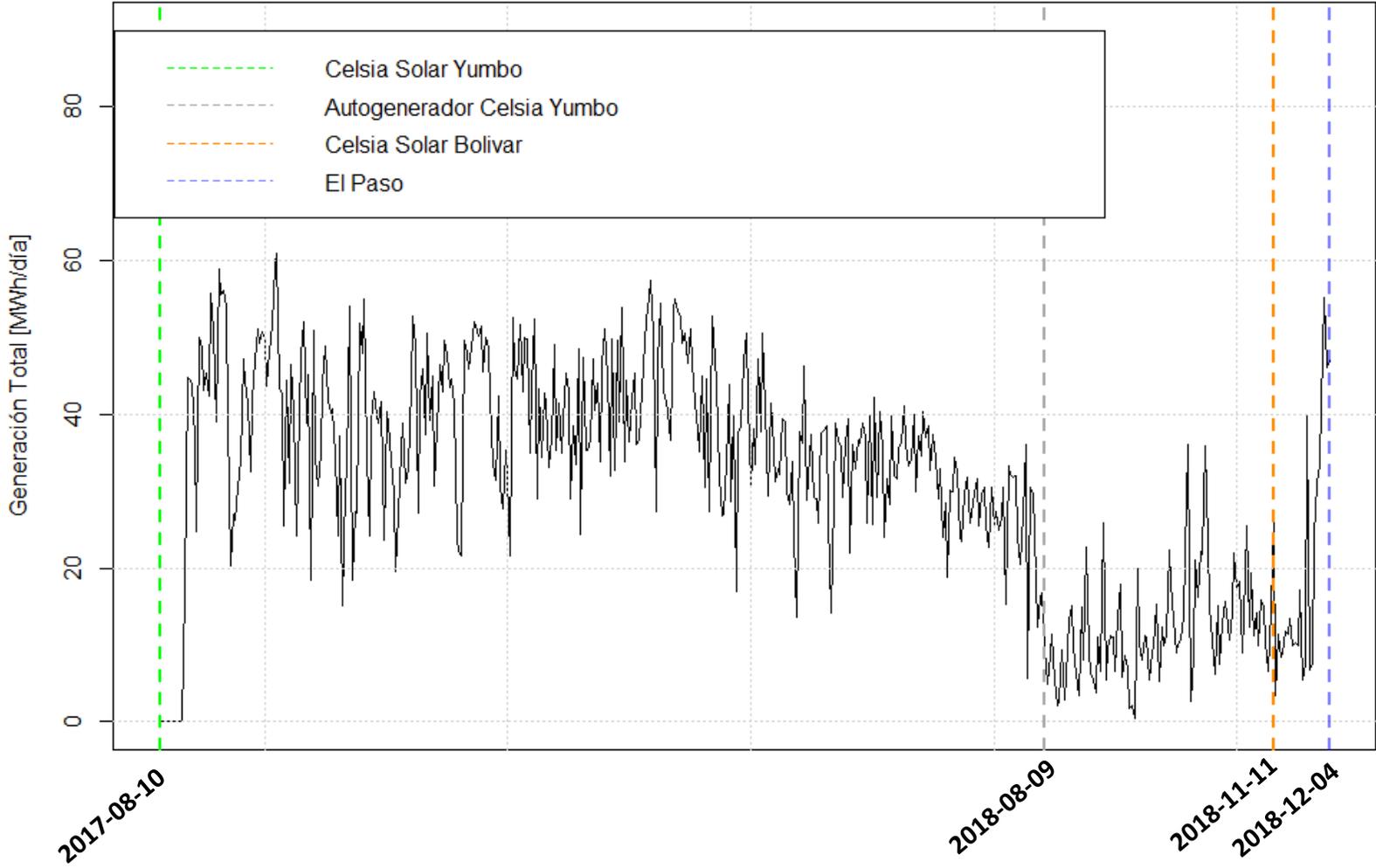


- Bagazo, 1.5, 0.78%
- Biogás, 0.0, 0.01%
- Eólica, 0.1, 0.06%
- Embalse, 144.9, 74.21%
- Filo de agua, 22.9, 11.72%
- Fotovoltaica, 0.02, 0.01%
- Carbón, 4.4, 2.25%
- Gas, 20.3, 10.40%
- Líquidos, 1.1, 0.56%
- Mezcla, 0.0, 0.00%

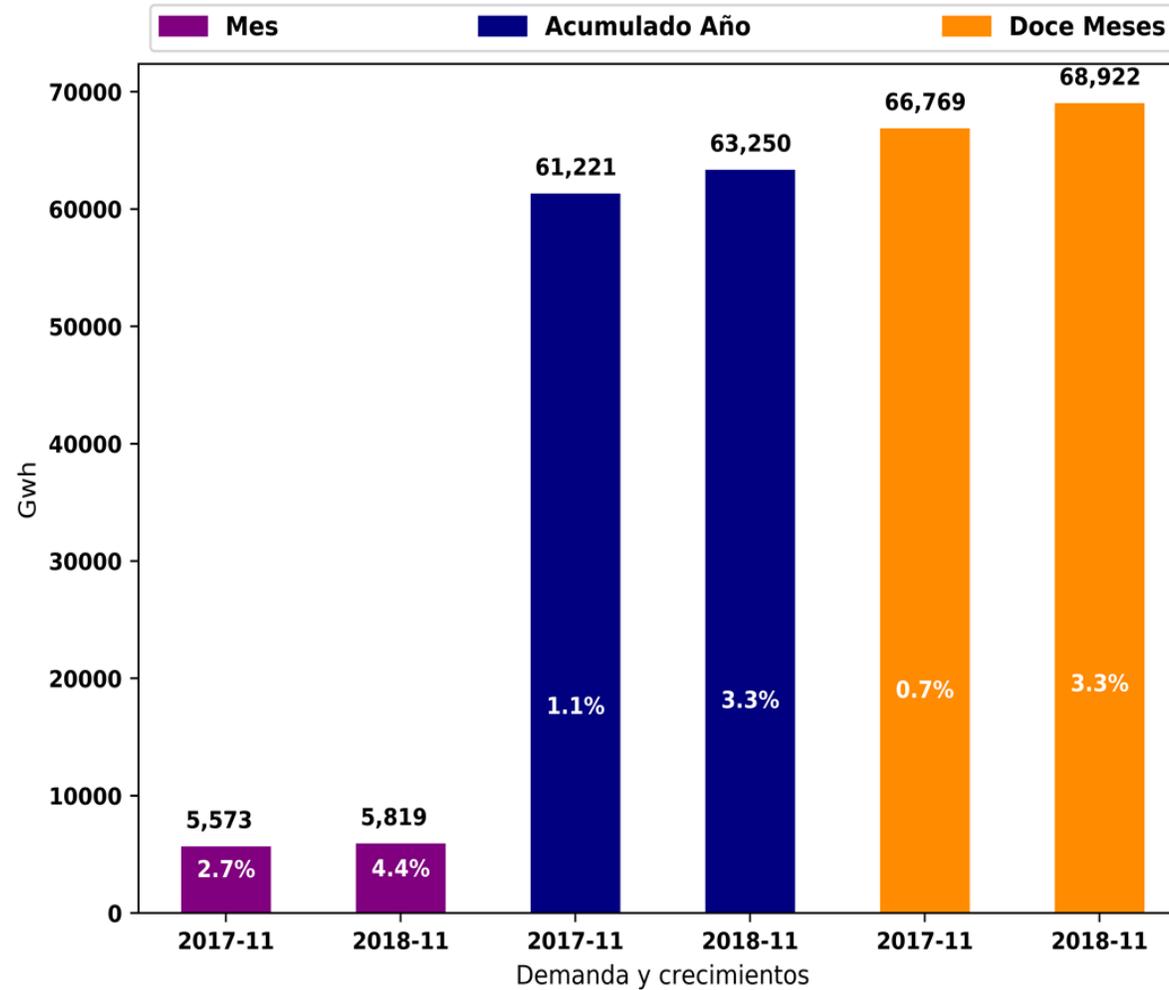


La generación por combustible se clasifica según el registro correspondiente al combustible principal de la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 30 de noviembre de 2018

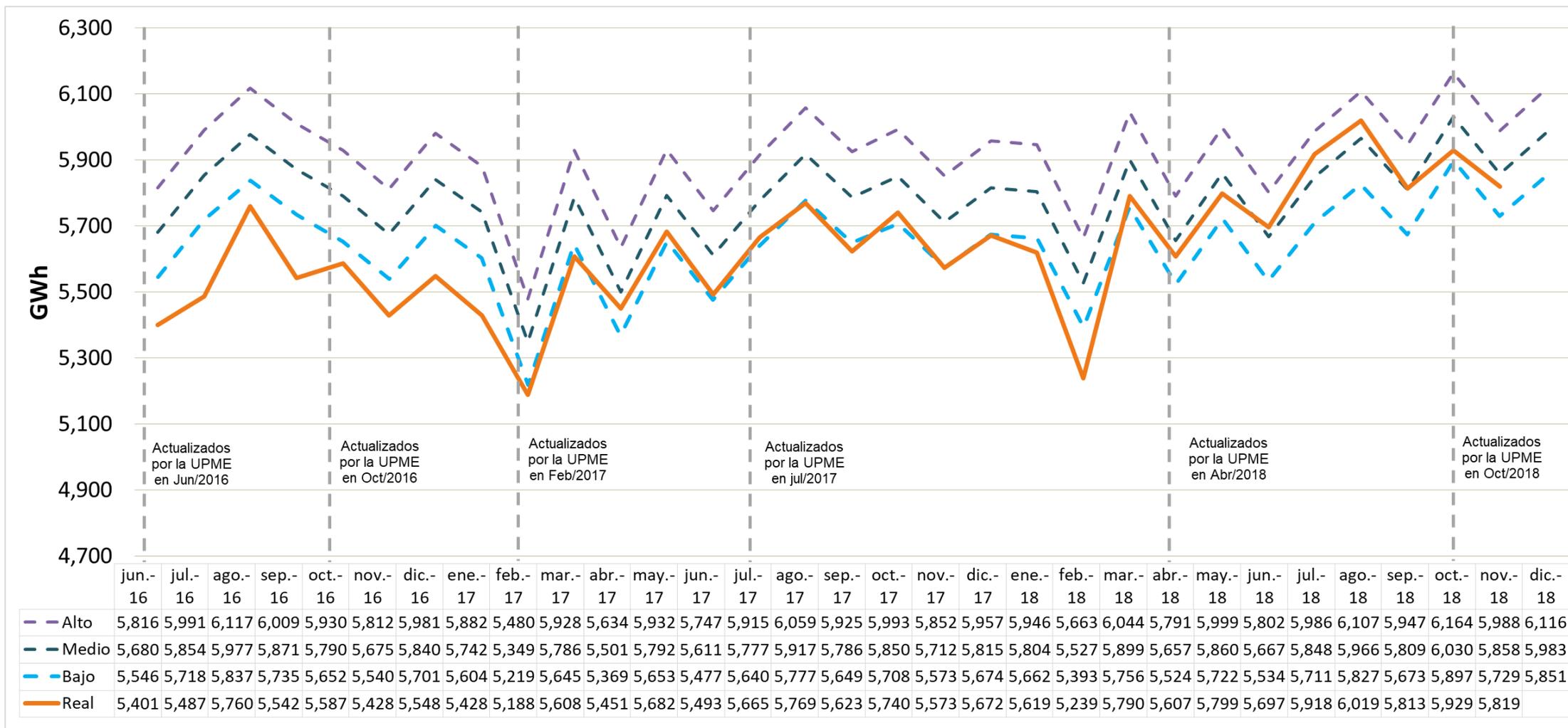
Generación real histórica de plantas solares



Demanda de energía del SIN (Preliminar Noviembre 2018)

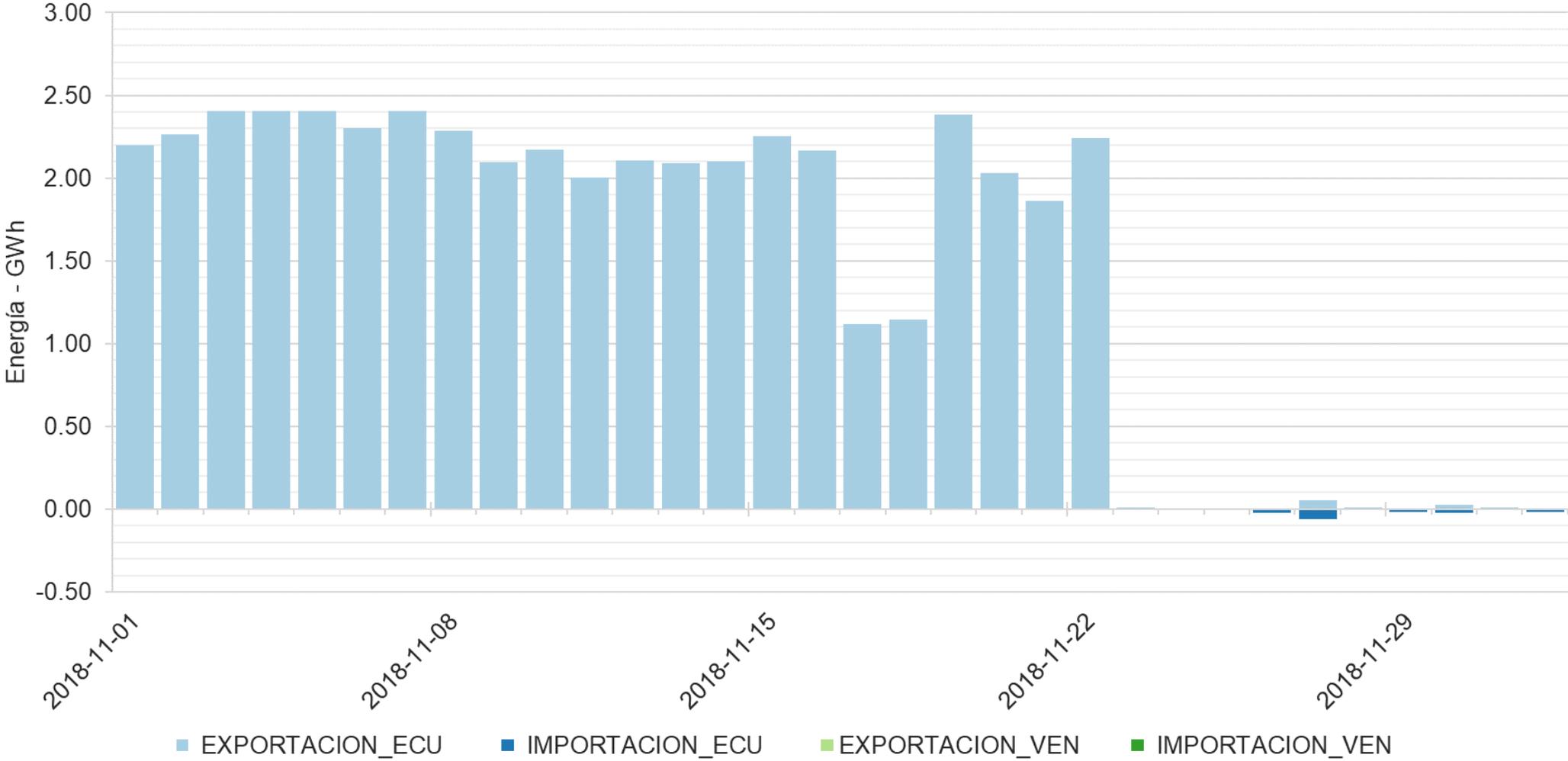


Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Noviembre 2018

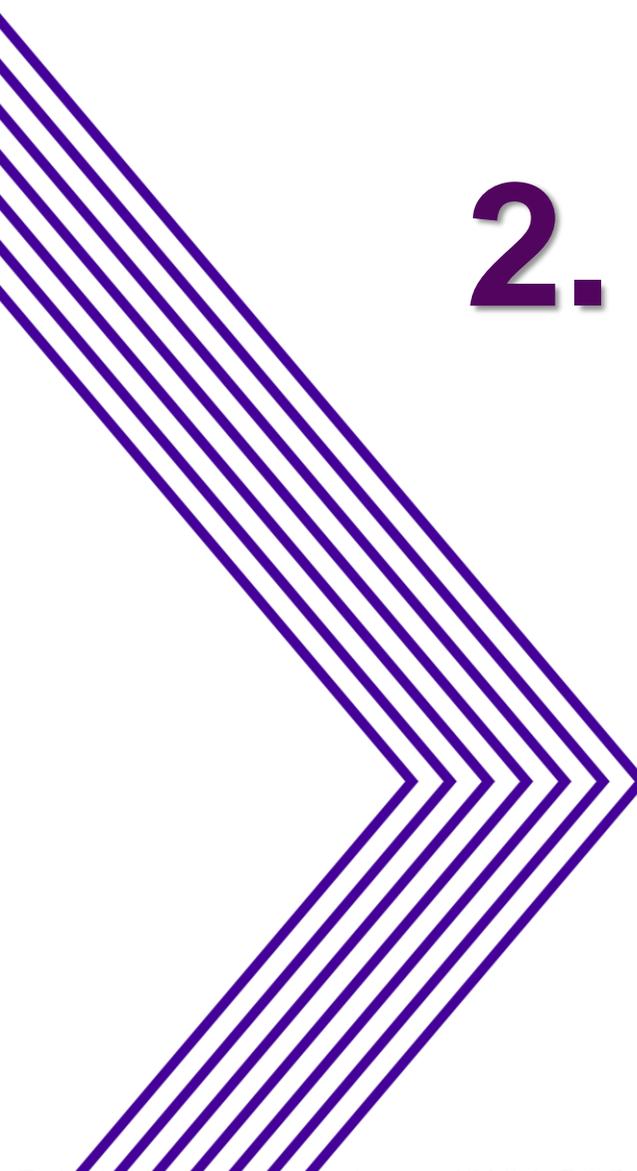


Actualización UPME Octubre 2018 tasa de crecimiento de 2%

Importaciones y exportaciones de energía



Información hasta el: 2018-12-02
 Información actualizada el: 2018-12-04



2. Panorama Energético

- **Análisis energético de mediano**
- **Seguimiento al estocástico Diciembre 2017**





Análisis Energético de mediano plazo



Supuestos considerados



Horizonte

MP: 2 años, resolución semanal



Condición Inicial Embalse

MP: Diciembre 3, 82.3%



Intercambios Internacionales

No se consideran



Demanda

MP: Escenario alto UPME
(Oct/18)



Desbalance hídrico

14.7 GWh/día promedio mensual



Información combustibles

Precios: UPME
Disponibilidad reportada por agentes



Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC Dic/18 - Nov/19



Expansión Generación

- MP: Sin proyectos.
- MP: Un caso con proyectos con concepto de conexión por parte de UPME



Costos de racionamiento

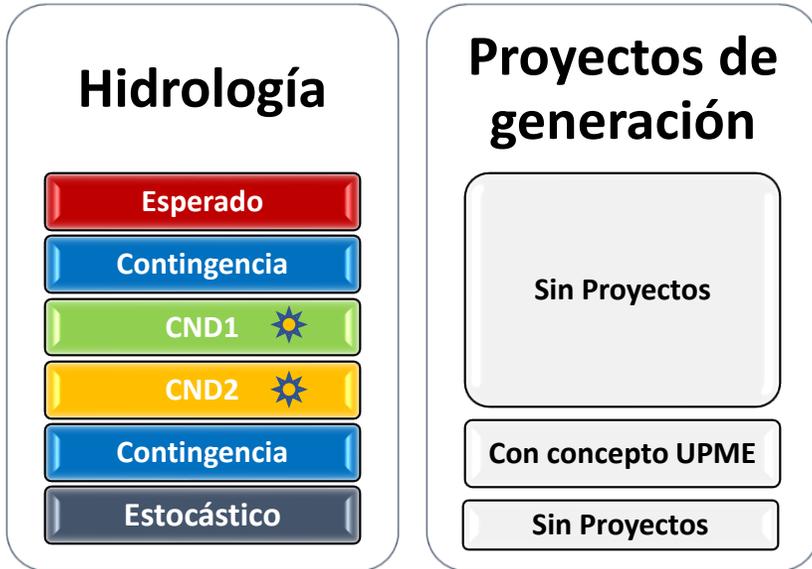
Último Umbral UPME Oct/18.



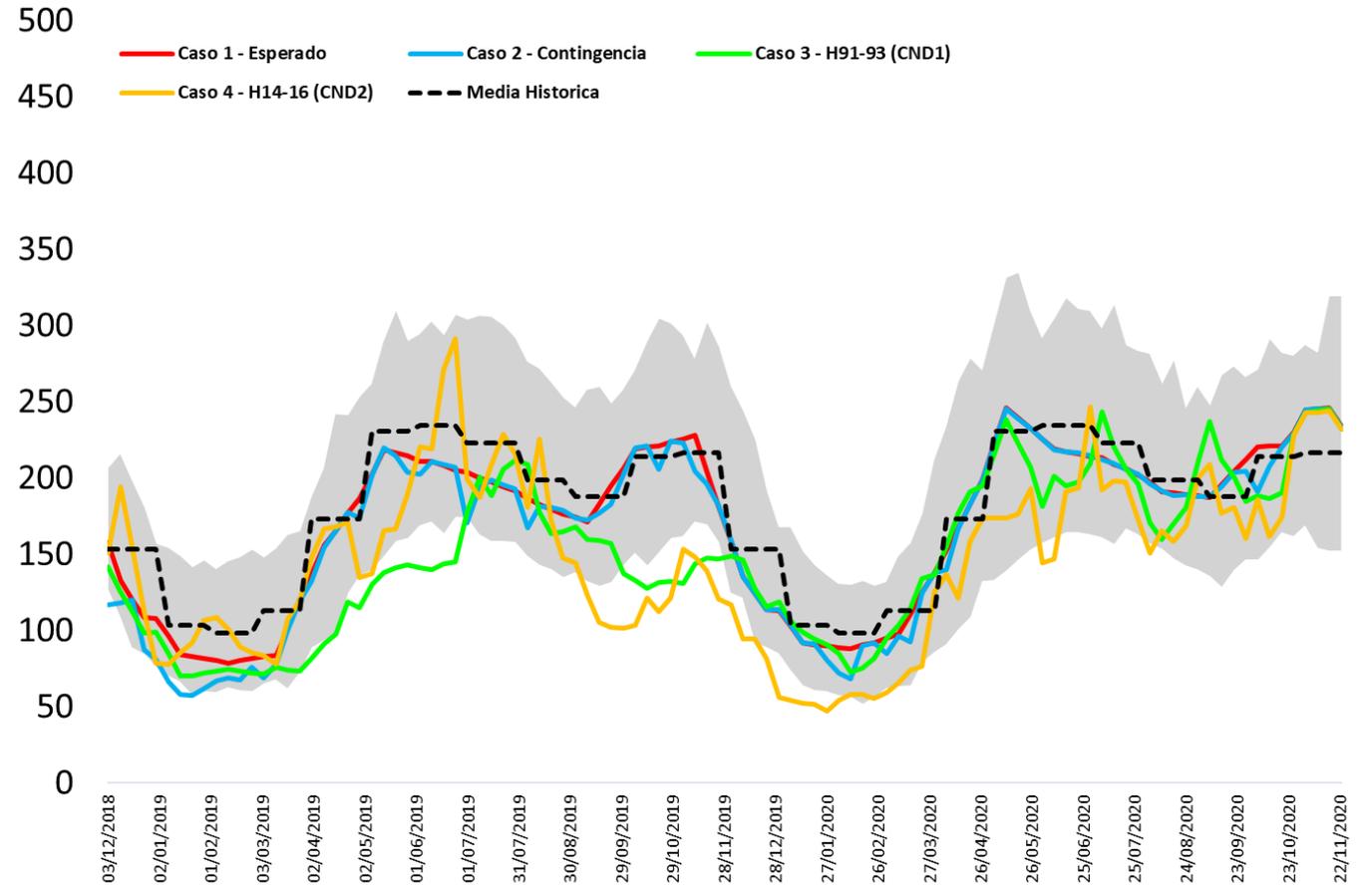
Mín. Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)

Panorama Energético Mediano Plazo



Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



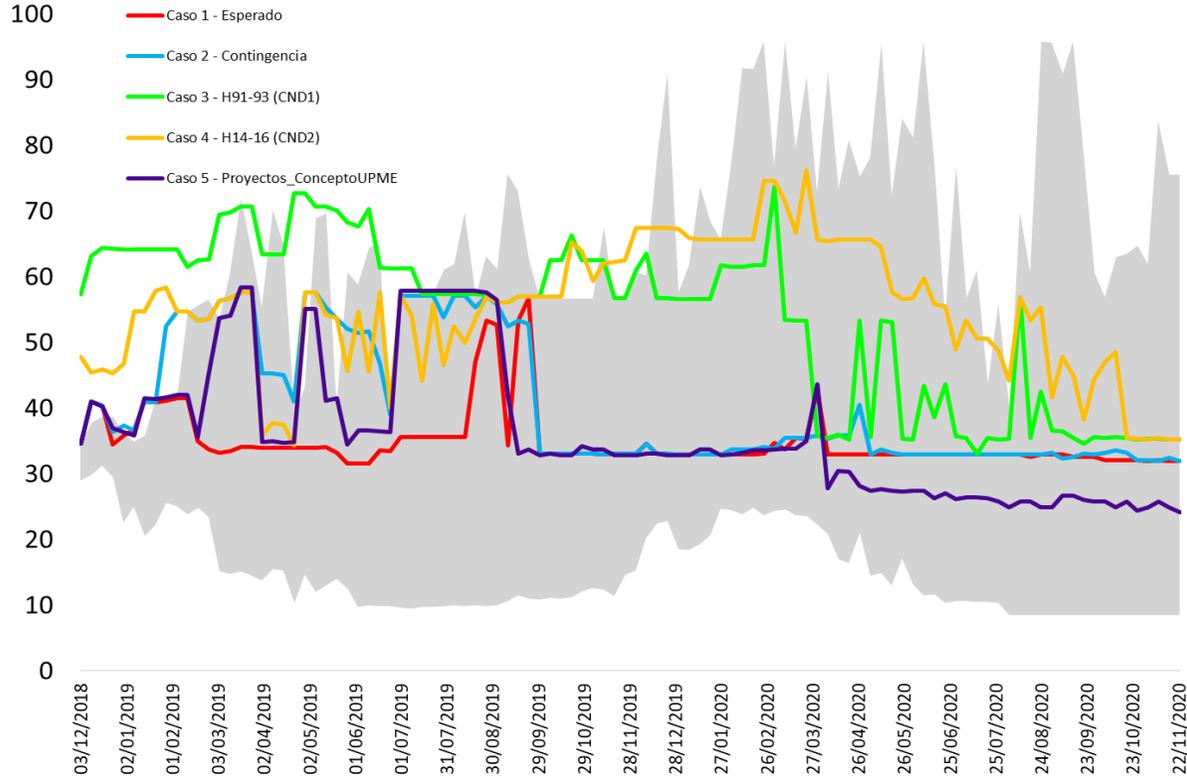
- Caso 3 (CND1) Fenómeno del Niño en dic-18 a mar-19**
- Caso 4 (CND2) Fenómeno del Niño en dic-19 a mar-20**

No se considera Ituango en el horizonte de estudio

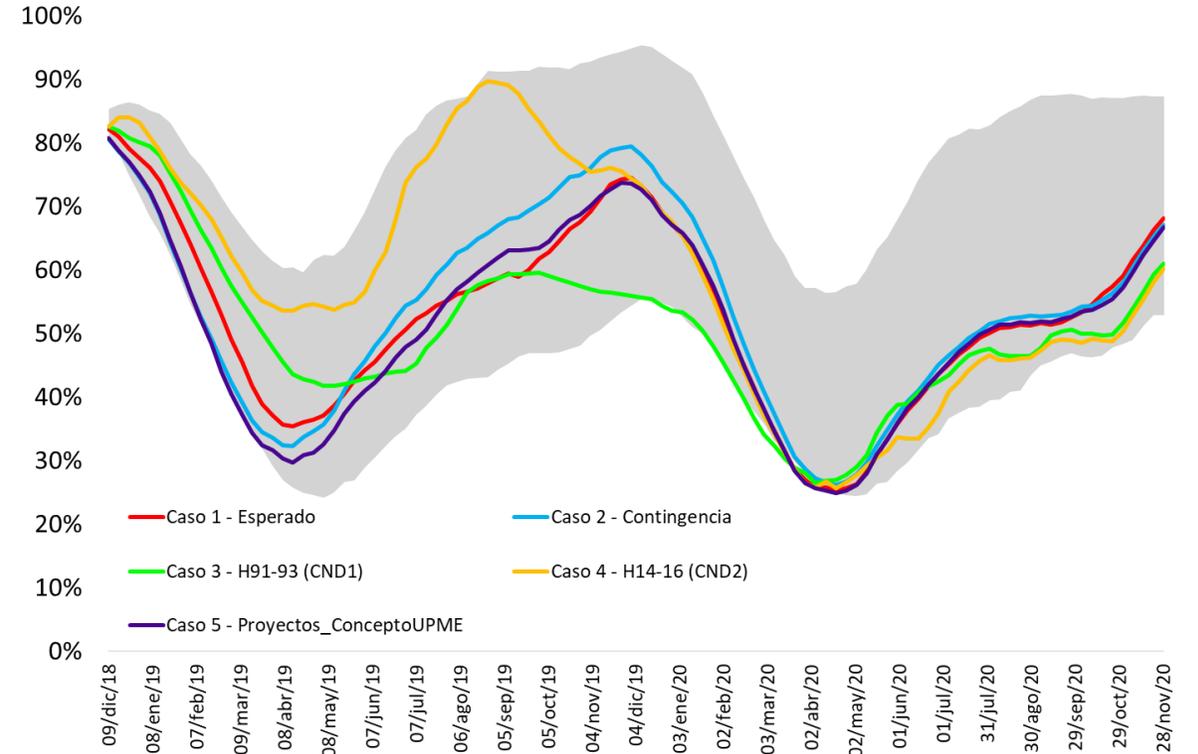


Panorama Energético Mediano Plazo

Generación Térmica [GWh/día]



Embalse agregado SIN %



Conclusiones

En el mediano plazo (2 años), con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperadas y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.

Acorde con los niveles de probabilidad de ocurrencia de un fenómeno del niño durante los próximos meses, los escenarios hidrológicos propuestos representan un desarrollo del mismo durante la primera temporada seca (2018-19) ó la segunda (2019-20). Los escenarios muestran un aumento de la generación térmica con valores promedio que pueden situarse entre 40 y 55 GWh/día para los escenarios hidrológicos Esperado y Contingencia en la temporada seca 2018-2019.

Se recomienda maximizar la disponibilidad de los recursos de generación especialmente durante la temporada seca (2018-19). Igualmente debe maximizarse la disponibilidad de combustibles para generación.

Con la entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME en el horizonte de análisis del mediano plazo, se observa una contribución de recursos renovables solares y eólicos, que se incrementa hacia marzo de 2020 y llega a valores semanales promedios superiores a 2 GWh/día.

Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN tanto de transmisión como de generación.



Seguimiento al estocástico LP Y MP Diciembre 2017



Supuestos Análisis MP Dic 2017

Horizonte

2 años
resolución
semanal

Demanda

Escenario
medio de la
UPME (Rev.
julio/2017)

Condición inicial

Dic 3 - 72%

Expansión Generación

Gecelca 32,
Termonorte,
Ituango.

Precios de combustible

Informados por
UPME en may-
17

Intercambios internacionales

No se
consideran

Desbalance hídrico

14 GWh-día

Parámetros

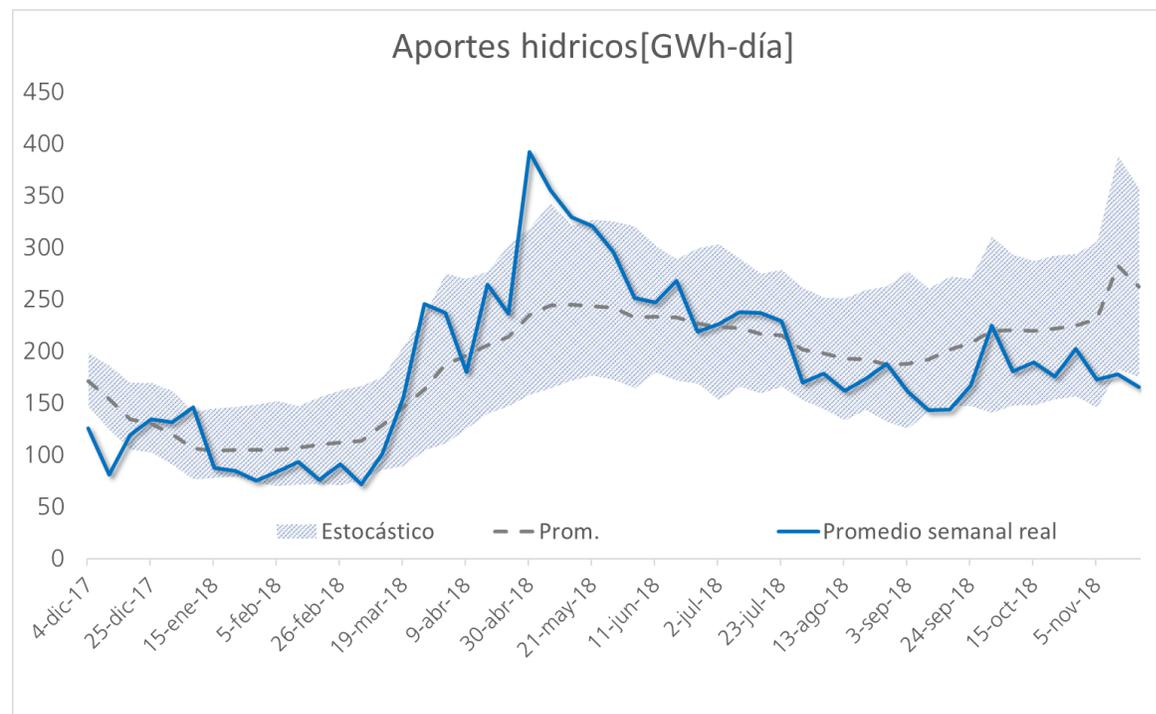
Los reportados
en PARATEC a
30 de nov de
2017

Resultados MP 2017 Vs Real

Resumen anual Dic 2017 – Nov 2018

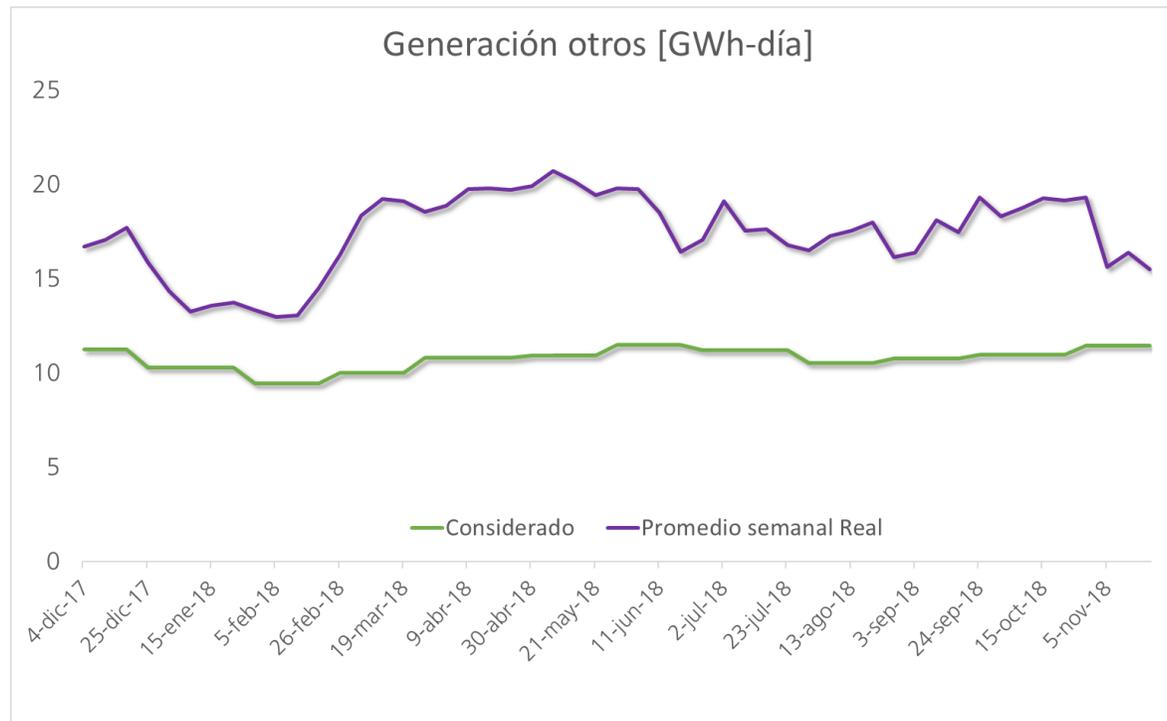
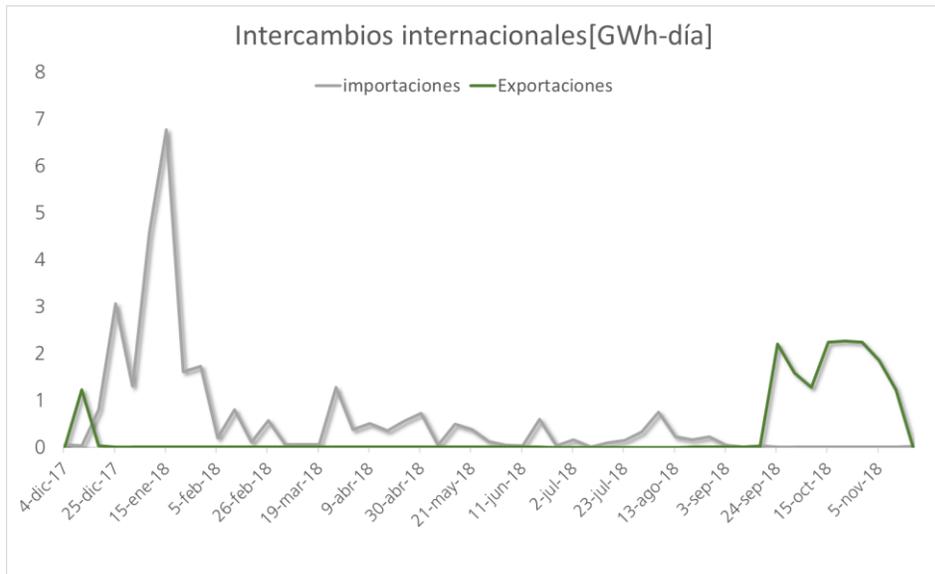
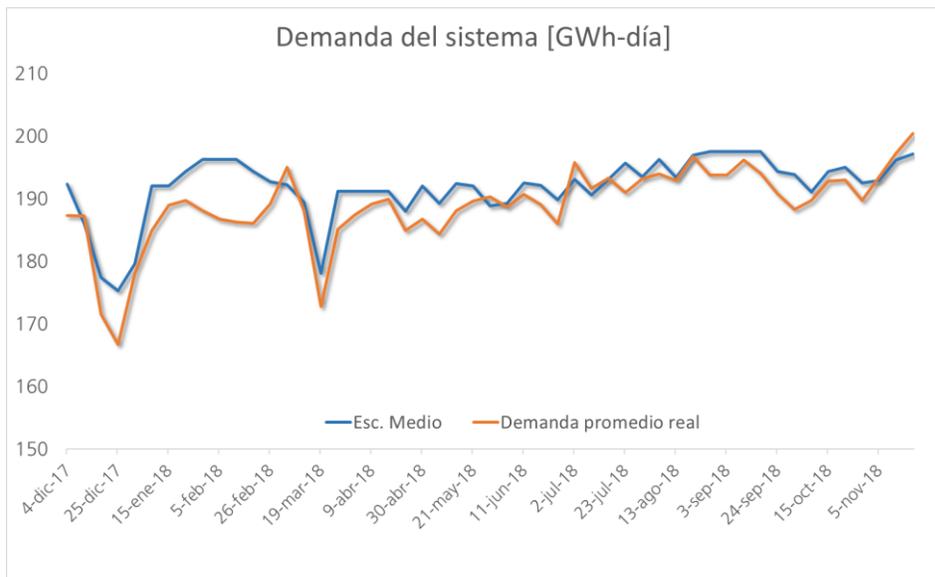
	Total Anual [TWh]		
	Estudio	Real	Dif.
Demanda	68.51	67.39	1.12
Importaciones	0.00	0.21	-0.21
Exportaciones	0.00	0.11	-0.11
Generación térmica	9.86	9.81	0.05
Generación Hidro	54.81	51.28	3.53
Generación otros	3.84	6.20	-2.36
Aportes promedio	66.98	65.78	1.20

Seguimiento semanal Dic 2017 – Nov 2018



Resultados MP 2017 Vs Real

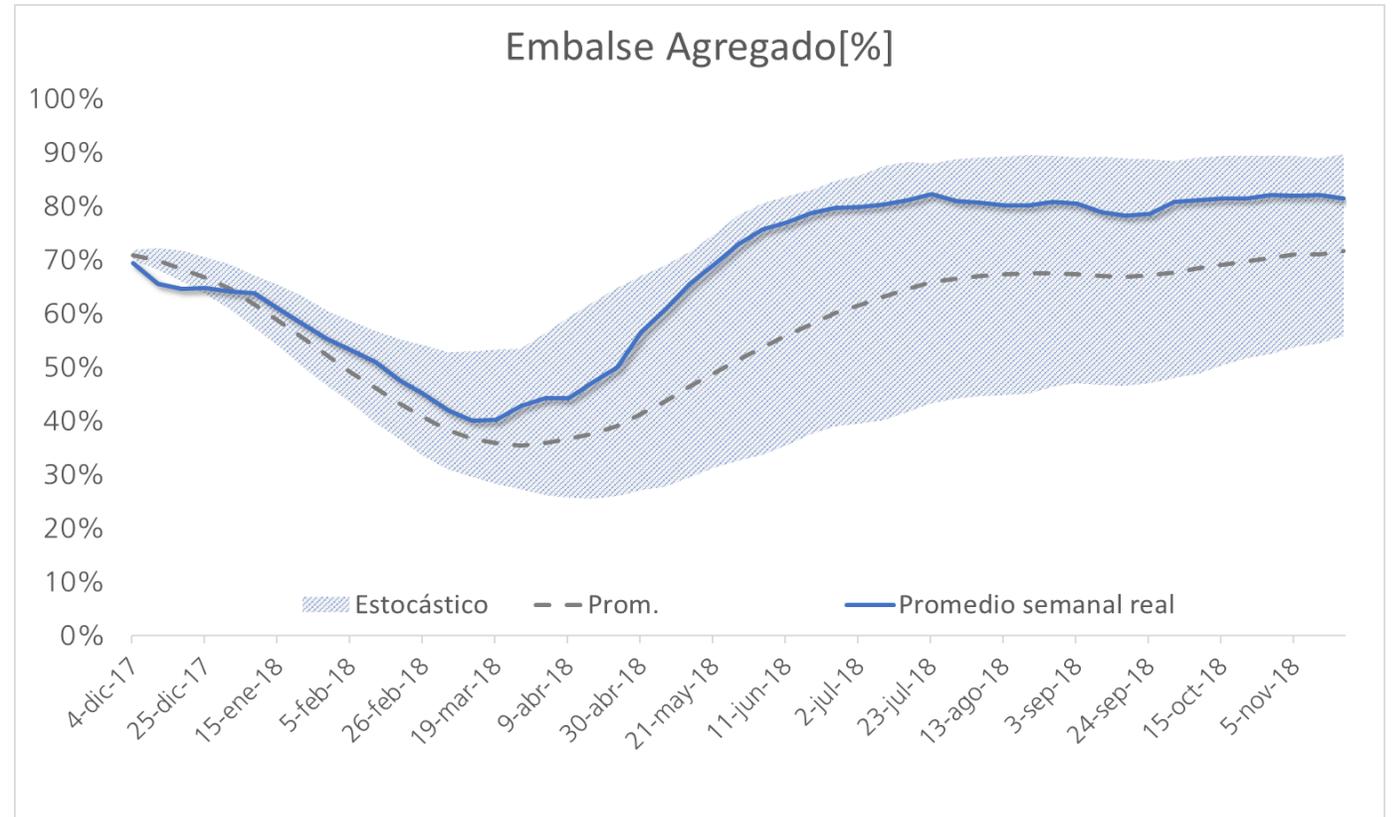
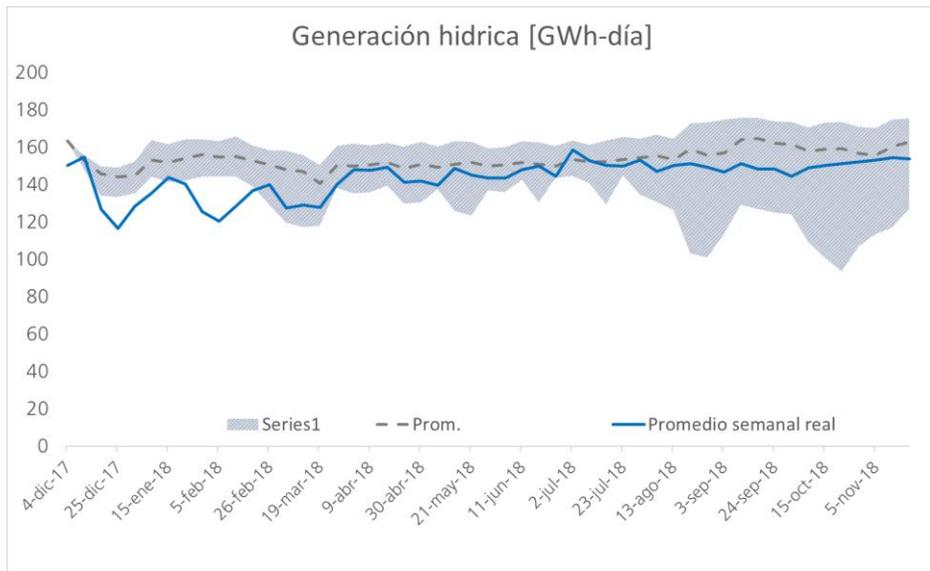
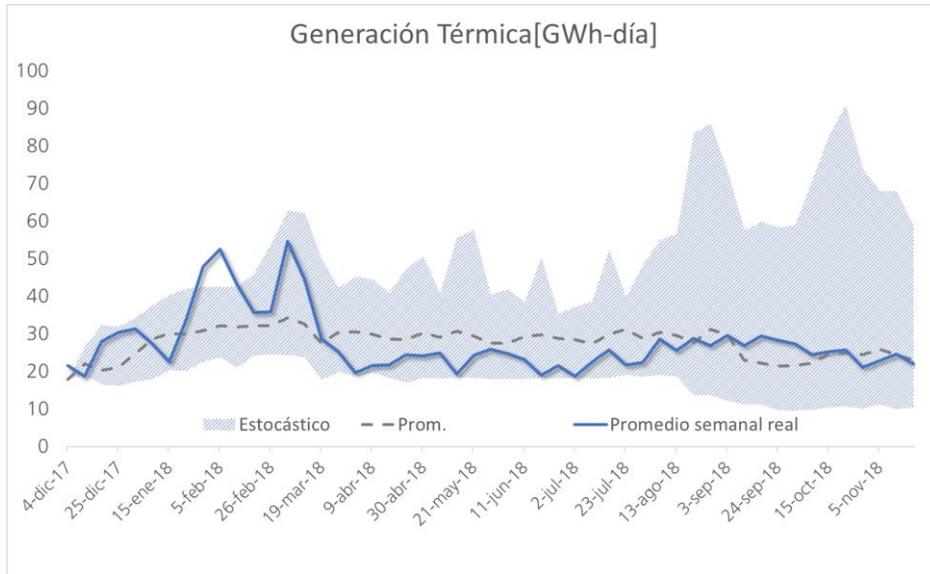
**Seguimiento semanal
Dic 2017 – Nov 2018**



Se consideran plantas NDC, cogeneradores y autogeneradores.

Resultados MP 2017 Vs Real

Seguimiento semanal
Dic 2017 – Nov 2018



Supuestos Análisis LP Dic 2017

Horizonte

10 años
resolución
mensual

Demanda

Escenario medio
de la UPME (Rev.
julio/2017)

Condición inicial

Dic 30 - 72.36 %

Expansión Generación

En el primer
año: Gecelca 32,
Termonorte,
Ituango.

Precios de combustible

Informados por
UPME en may-
17

Intercambios internacionales

No se
consideran

Desbalance hídrico

14 GWh-día

Parámetros

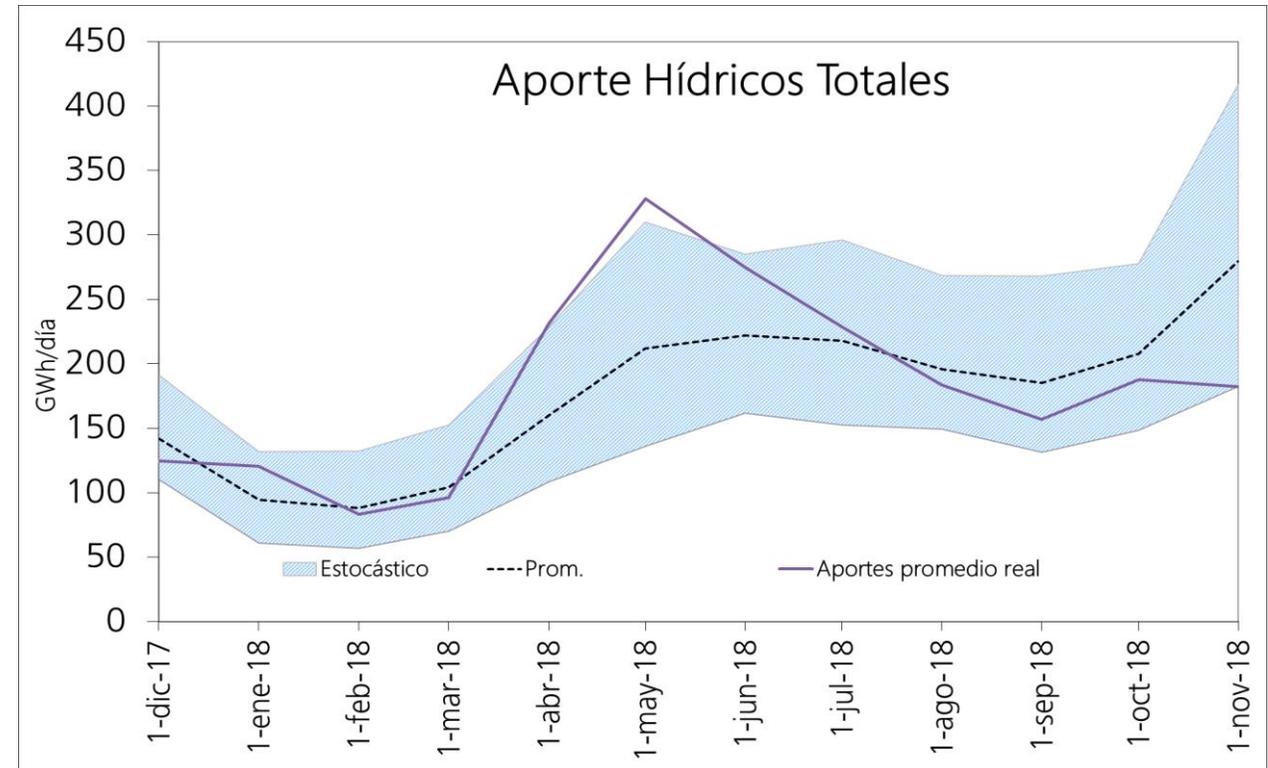
Los reportados
en PARATEC a
30 de nov de
2017

Resultados LP 2017 Vs Real

Resumen anual Dic 2017 – Nov 2018

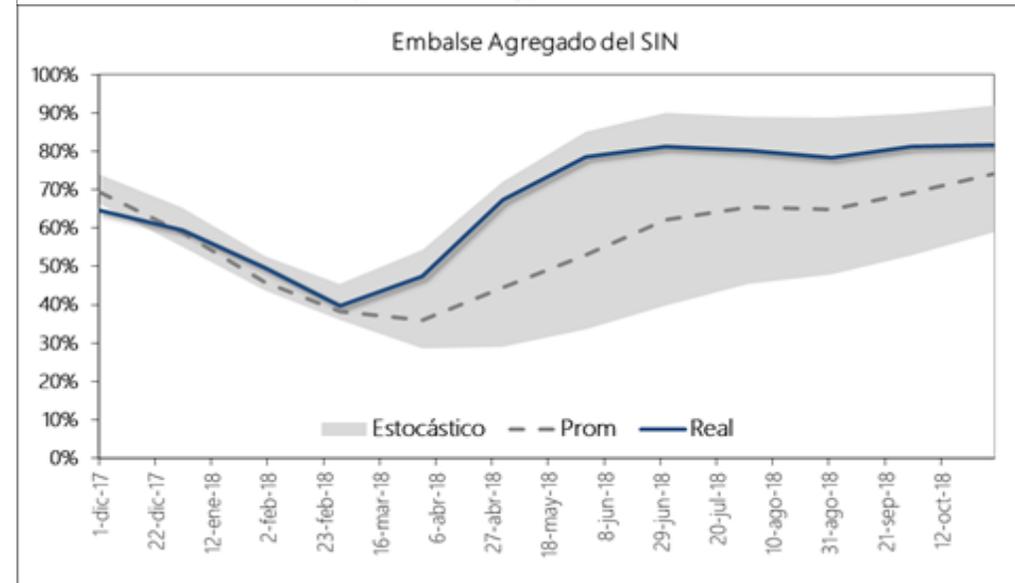
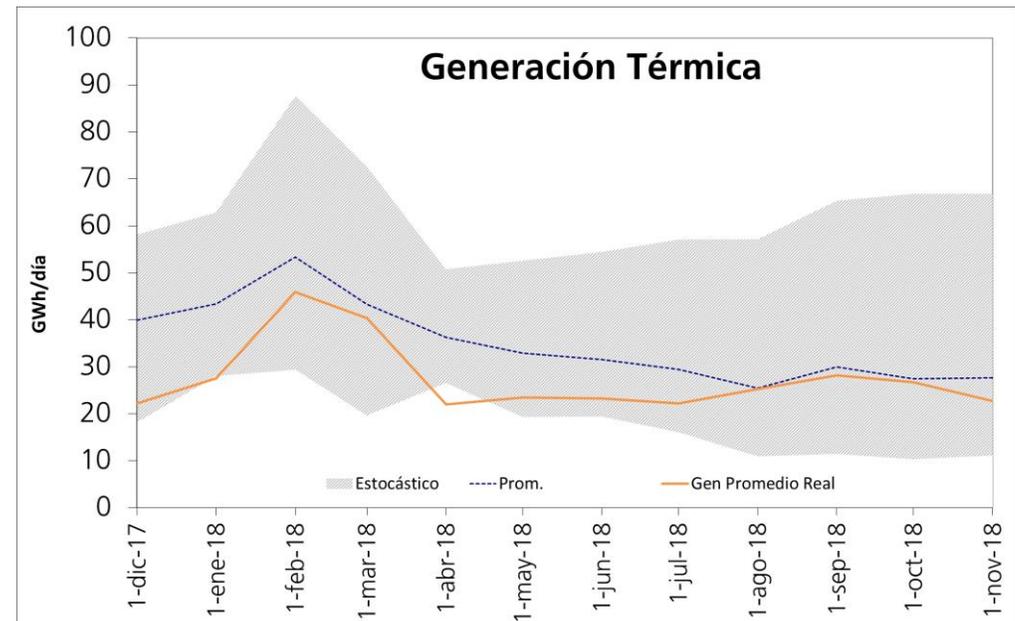
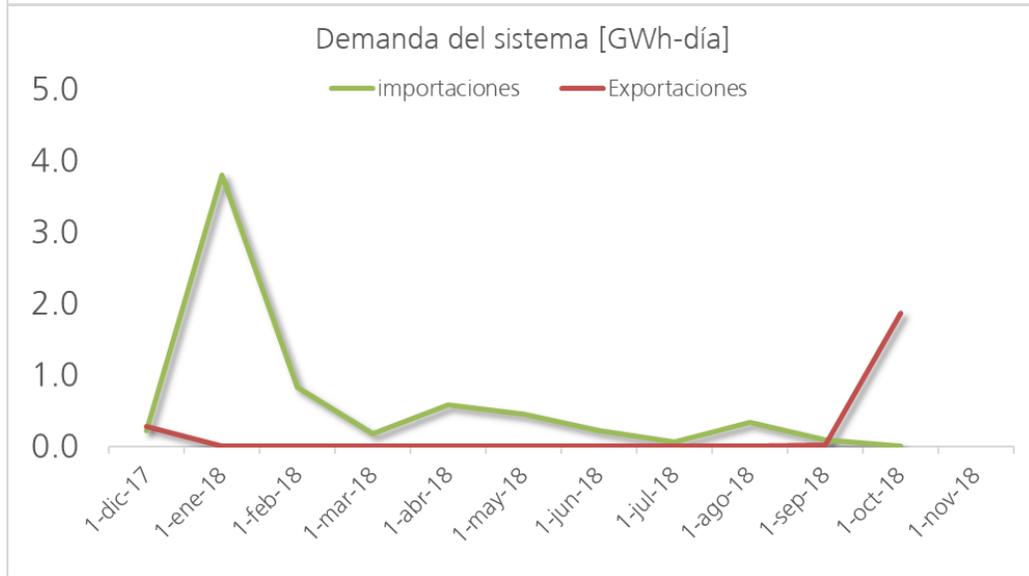
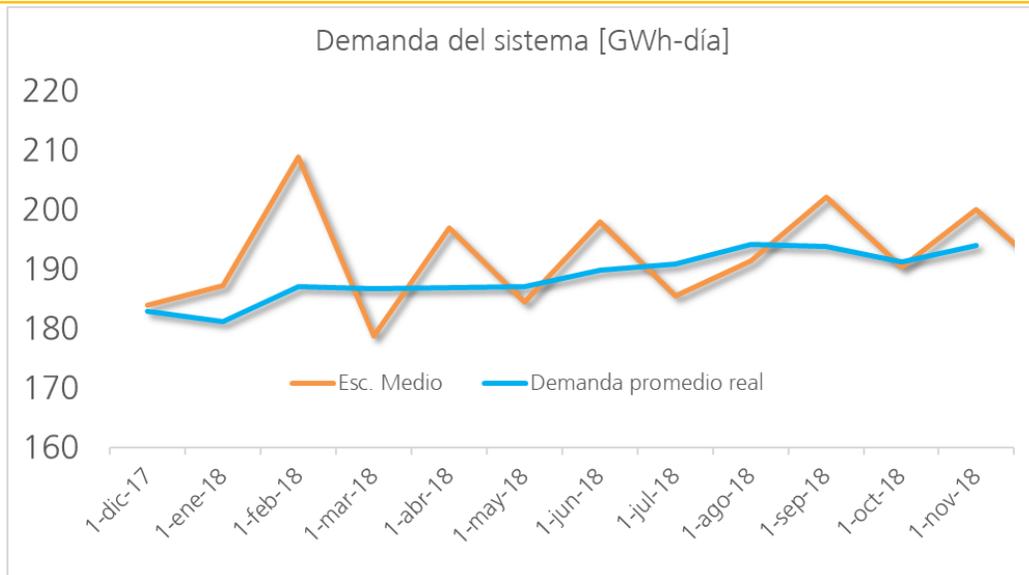
	Total Anual [TWh]		
	Estudio	Real	Dif.
Demanda	70.1	68.9	1.2
Importaciones	0	0.21	-0.2
Exportaciones	0	0.11	-0.1
Generación térmica	12.7	10.0	2.7
Generación Hidro	51.9	52.5	-0.6
Generación otros	5.5	6.3	-0.8
Aportes promedio	64.3	67.1	-2.8

Seguimiento mensual Dic 2017 – Nov 2018



Resultados MP 2017 Vs Real

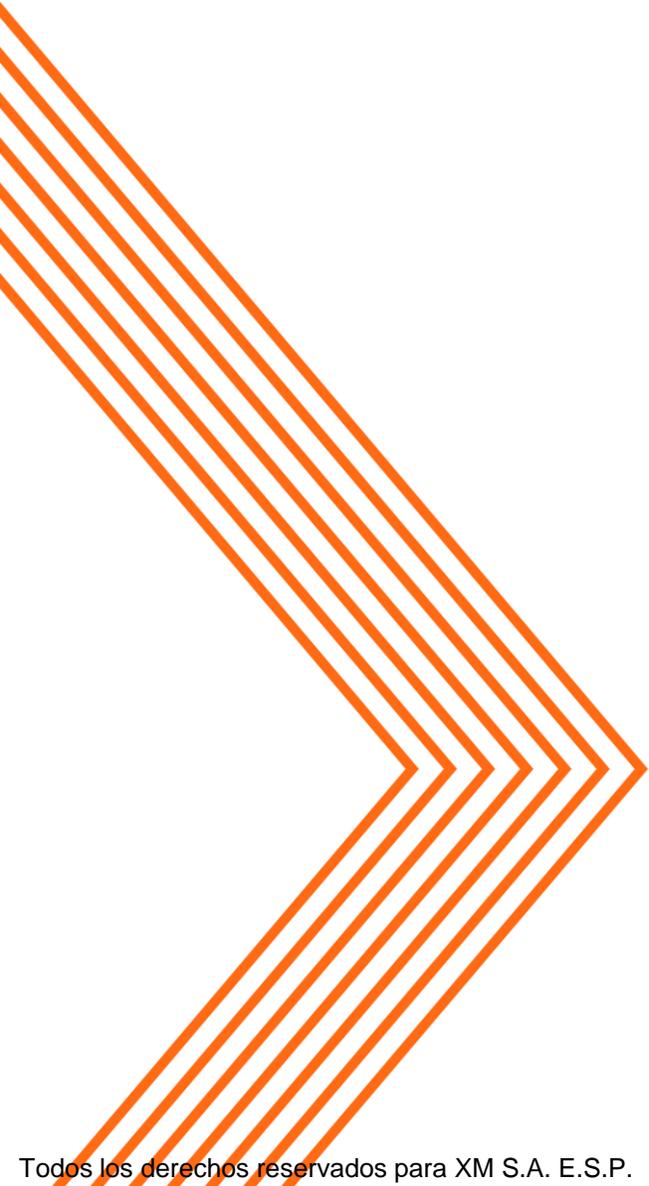
Seguimiento mensual Dic 2017 – Nov 2018



3. Situación Operativa

- Declaración de parámetros técnicos circuitos 230 kV S/E Belén
- Informe trimestral de restricciones 2018
- Reevaluación parámetros AGC 2018-2019





Declaración de parámetros técnicos Circuitos 230 kV S/E Belén



Comentarios al estudio de protecciones: Traducción de ajustes y ajustes propuestos para relés de protección subestación Belén (Cúcuta), en su revisión 0 del 29 de octubre de 2018

Tabla 10. Características de los CT'S y PT'S del proyecto

Bahía	Transformadores de corriente			Transformadores de potencial (tensión)	
	RTC	Capacidad VA	Precisión	RTP	Precisión
Bahía de Línea a San Mateo	400/800/1	15	5P10	230000/√3/115/√3	3P+0,2
	400/800/1	10	10P15		
Bahía de Línea a Tasajero	400/800/1	5	5P10	230000/√3/115/√3	3P+0,2
	400/800/1	10	10P15		

CENS comentó que en la condición actual de conexión de los CT's de las bahías de líneas en Belén 230 kV, éstas líneas estarían limitados a 480 A por el primario.

Parámetros técnicos

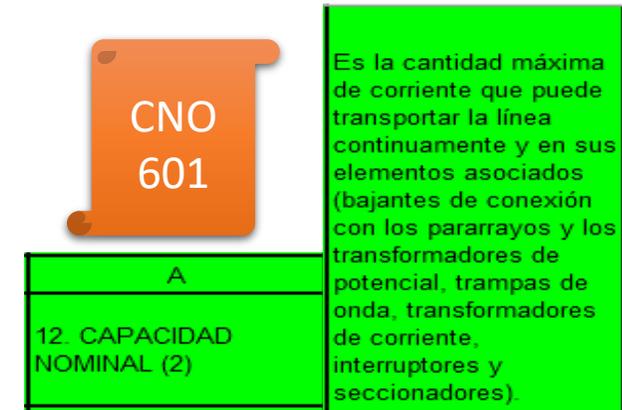
AGENTE OPERADOR/LÍNEA	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	LONGITUD (km)	CAPACIDAD TRANSPORTE NOMINAL (A)	CAPACIDAD TRANSPORTE TÉRMICO (A)	CAPACIDAD TRANSPORTE EMERGENCIA (A)
BELEN (CUCUTA) - TASAJERO 1 230 kV	230	11.45	814	814	1058
BELEN (CUCUTA) - SAN MATEO (CUCUTA) 1 230 kV	230	8.53	860	860	860

Nombre del Elemento	Nombre Subestación	Agente Administrador	Agente Propietario
BELEN (CUCUTA) - SEVILLA 2 115 kV	BELEN (CUCUTA)	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
BELEN (CUCUTA) - SEVILLA 1 115 kV	BELEN (CUCUTA)	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
BELEN (CUCUTA) - SAN MATEO (CUCUTA) 1 230 kV	BELEN (CUCUTA)	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	DISTASA S.A. E.S.P.
BELEN (CUCUTA) - TASAJERO 1 230 kV	BELEN (CUCUTA)	INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E.S.P.

Plan de acción

1. Declaración de parámetros técnicos temporales: El jueves 22 de noviembre de 2018 CENS envió solicitud al CND de cambio de parámetros del circuito Belén – San Mateo 230 kV:

12. CAPACIDAD NOMINAL (2)	13. ELEMENTO QUE IMPONE EL LÍMITE OPERATIVO (2)	14. LÍMITE DE EMERGENCIA DURANTE 30 MINUTOS (2)	15. LÍMITE TÉRMICO (2)
400	CT	480	480



2. CENS citó a reunión a DISTASA, TASAJERO, INTERCOLOMBIA y XM el día martes 27 de noviembre a las 10:30 am para presentar el plan de trabajos del cambio de relación de los CT's y los ajustes que serán implementados y probados en los relés actuales de la subestación Belén 230 kV.

3. Trabajos de cambio de relación de los CT's: CENS ingresó y solicitó consignaciones para realizar los trabajos de cambio de relación de los CT's. Trabajo realizados el domingo 02 de diciembre de 2018

4. Declaración de parámetros técnicos: CENS realiza nuevamente solicitud de cambio de parámetros para el día 04 de diciembre de 2018 aumentado su capacidad al circuito Belén – San Mateo 230 kV.

	Belén - San Mateo 230 kV			Belén - Tasajero 230 kV		
	Antes	durante	ahora	Antes	durante	ahora
Capacidad Nominal (A)	860	400	800	814	814	814
Capacidad Térmico (A)	860	480	860	814	814	814
Capacidad Emergencia (A)	860	480	860	1058	1058	1058

Análisis de Impacto

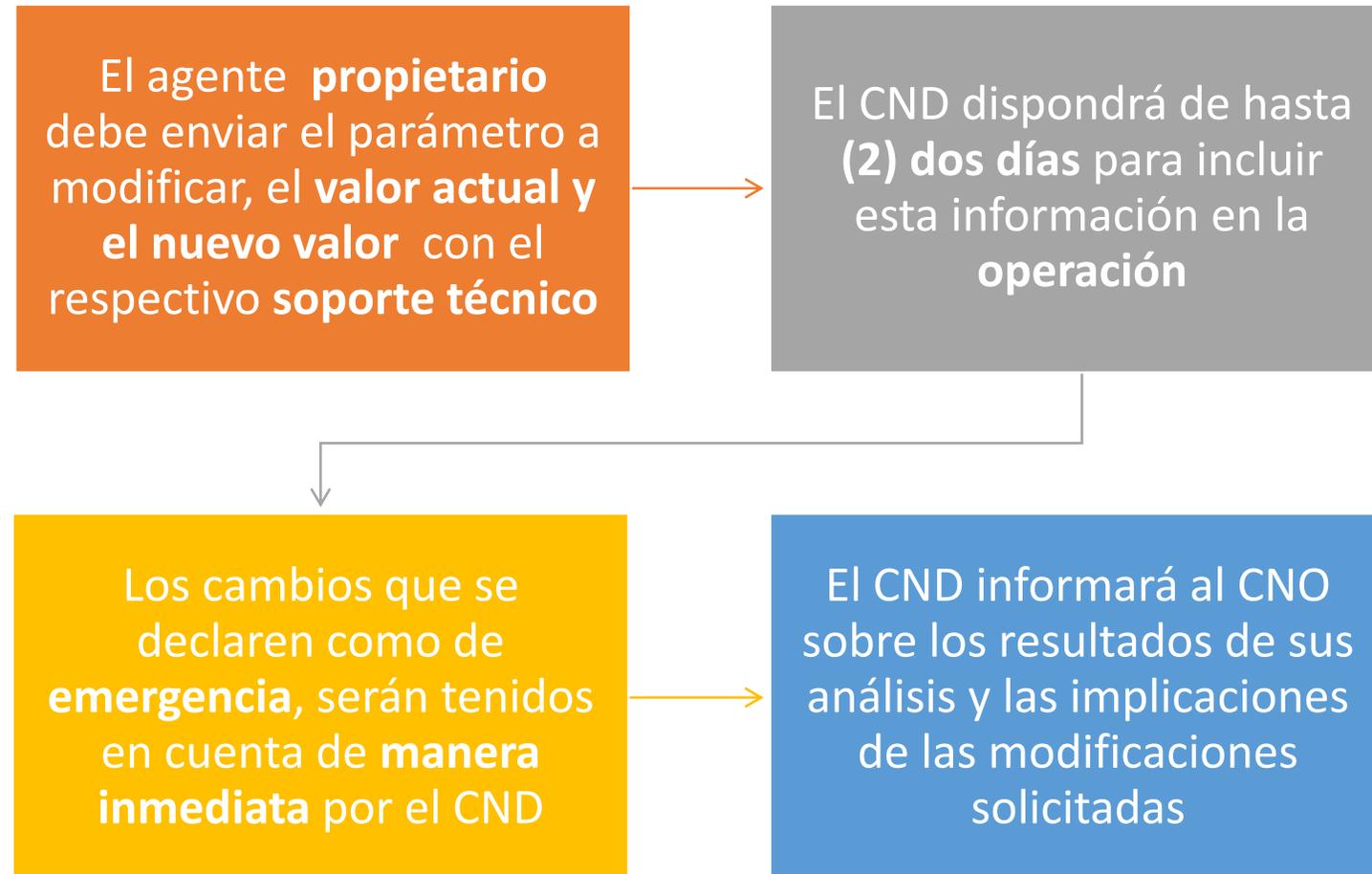
Ante la declaración de CENS informando que la máxima capacidad de corriente que pueden soportar los CT's de las bahías de línea de Belén a Tasajero 230 kV y Belén a San Mateo 230 kV en el núcleo actual al que están conectados los equipos de protección es de 400A con capacidad de sobrecarga de 480A, XM consideró estos valores en sus análisis eléctricos, estableciendo una generación máxima de 200 MW entre los recursos de generación de Tasajero 1 y Tasajero 2.

Esta limitación no se evidenció en la programación y operación del Sistema Interconectado Nacional.

Se hace la solicitud a todas las empresas de revisar la declaración de parámetros del Acuerdo CNO 601, en el caso particular de la capacidad nominal de circuitos se debe tener presente todos los posibles limitantes, como se indica en la definición del parámetro.

Procedimiento Acuerdo CNO 497 de 2010

Cambio del límite operativo y/o la capacidad de sobrecarga de los Activos de Uso del STN y Conexión al STN





Informe trimestral de restricciones I, II y III

Análisis de alternativas para la incorporación de generación eólica en La Guajira



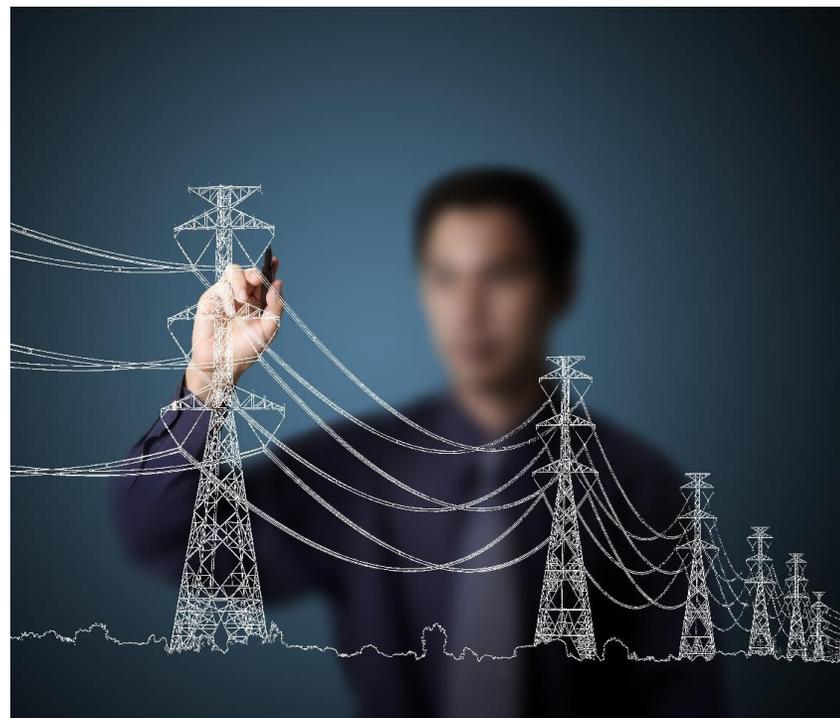
Retos de Generación y Expansión

Generación renovable no convencional



Plan Expansión 2017-2031 plantea la integración de 2000 MW en GCM adicionales a los ya definidos a través de la Colectora I.

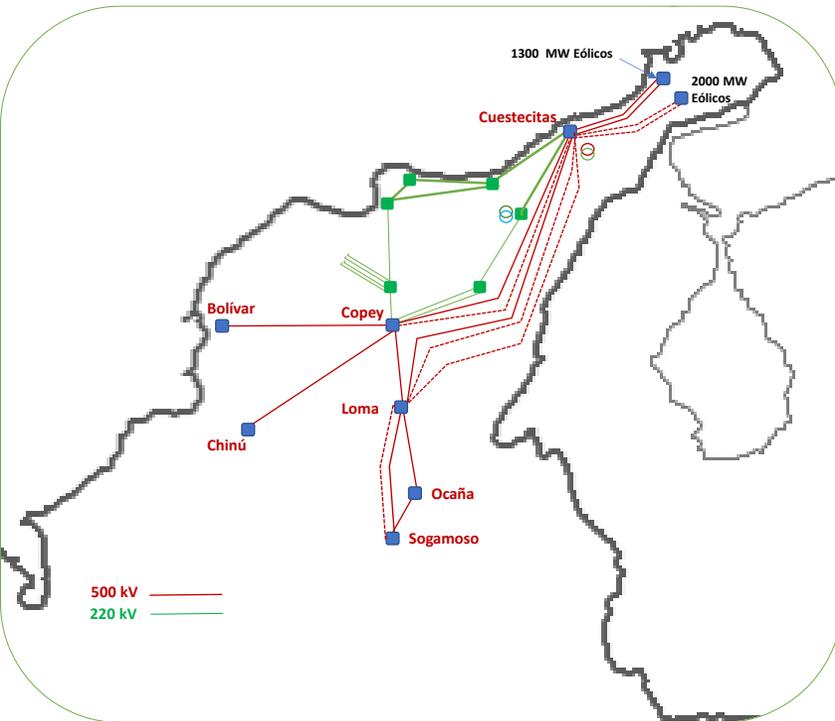
Red para integrar fuentes renovables



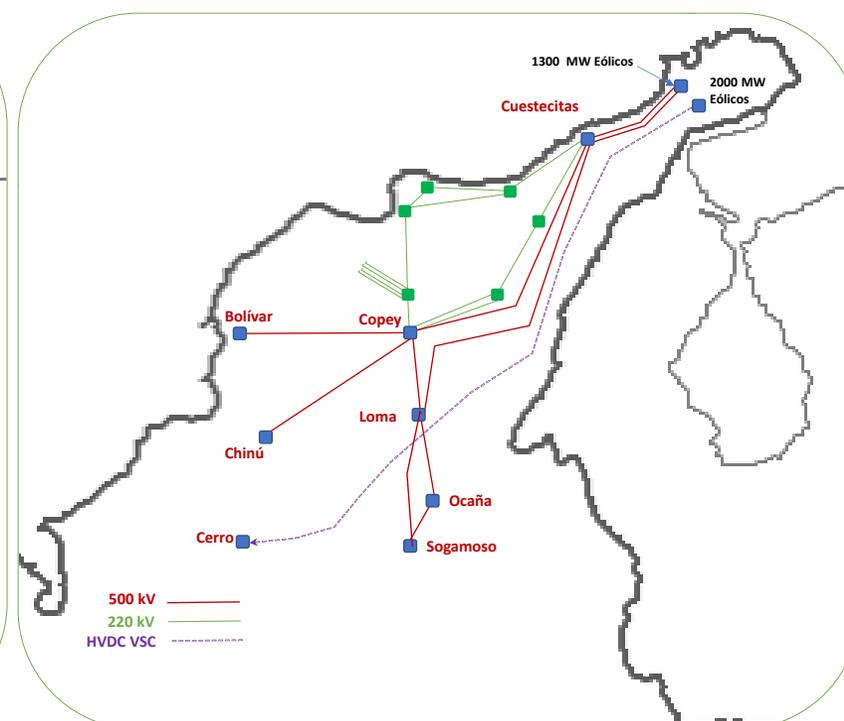
Plan Expansión 2017-2031 plantea la Fase 2.B: HVDC VSC

Alternativas técnicas evaluadas para la integración de energía eólica fase 2.B

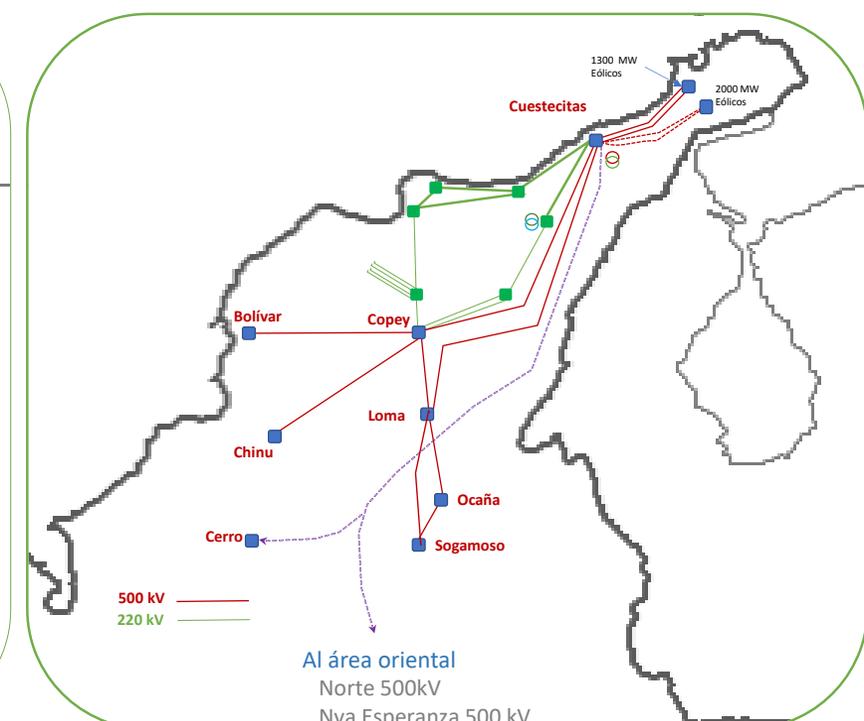
Alternativa de expansión con red AC



Alternativa de expansión con red HVDC-VSC



Alternativa de expansión con red HVDC-LCC



Resultados Eléctricos

Análisis Estacionario HVDC

Cerromatoso

Primavera

Nueva Esperanza

Norte

Bacatá

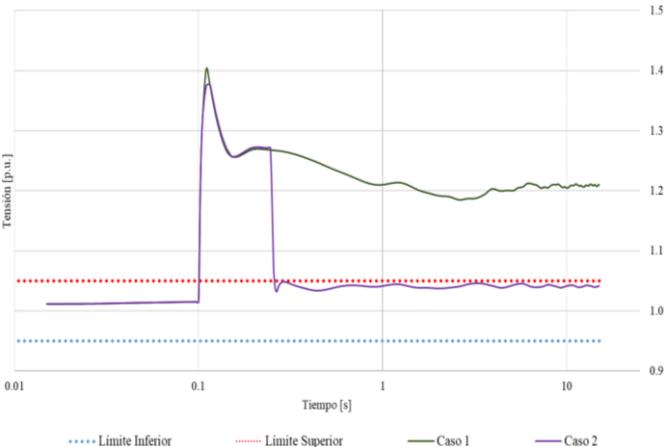
Requieren un nuevo circuito de 500 kV para conservar un porcentaje de escenarios seguros de operación similar a la condición sin la alternativa de expansión

Dinámico

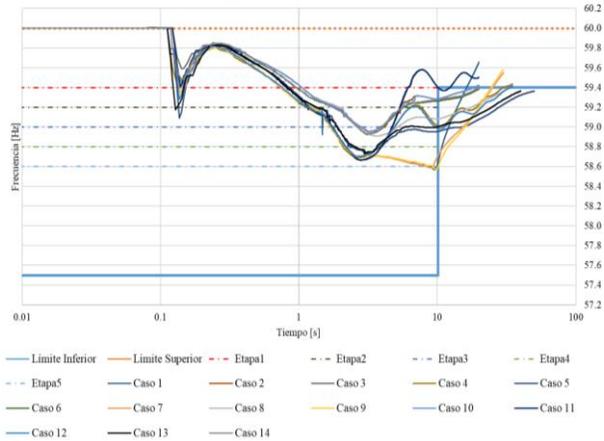
HVDC - LCC

HVDC - VSC

Trayectoria de la Tensión



Trayectoria de la Frecuencia



LCC: Riesgo de sobretensiones ante la pérdida del enlace HVDC, como solución se plantea especificar la desconexión de filtros ante pérdidas en el enlace.

VSC: efectos en el comportamiento de la frecuencia ante eventos que lleven a la pérdida de uno o de los dos polos de los enlaces HVDC-VSC. El evento podría llevar a la actuación del EDAC y la evolución de la frecuencia podría no cumplir los criterios definidos por la CREG para el diseño del esquema EDAC.

Resultados Energéticos

Para la conexión HVDC LCC analizada, el modelo energético en su proceso de optimización, muestra una baja utilización del enlace prefiriendo la inyección directa de producción eólica al sistema eléctrico de GCM

En el caso de la conexión de la conexión a Cerromatoso 500kV, la energía es trasladada hasta el sur del área Caribe para que nuevamente fluya al centro de carga de Caribe en el norte del área (incluso regresando a GCM a través de Chinú – Copey 500 kV)

La restricción de importación del área Caribe es una condición operativa natural de un sistema térmico que demanda energía más económica de la región andina, lo que ha conllevado en el tiempo al desarrollo de obras de transmisión que permitan maximizar las transferencias para satisfacer la demanda creciente de la costa. La disponibilidad de recurso renovable de menor costo que la térmica en esta región es una oportunidad para el control de la restricción mencionada, lo que sugiere que la energía renovable producida en la región sea consumida localmente.

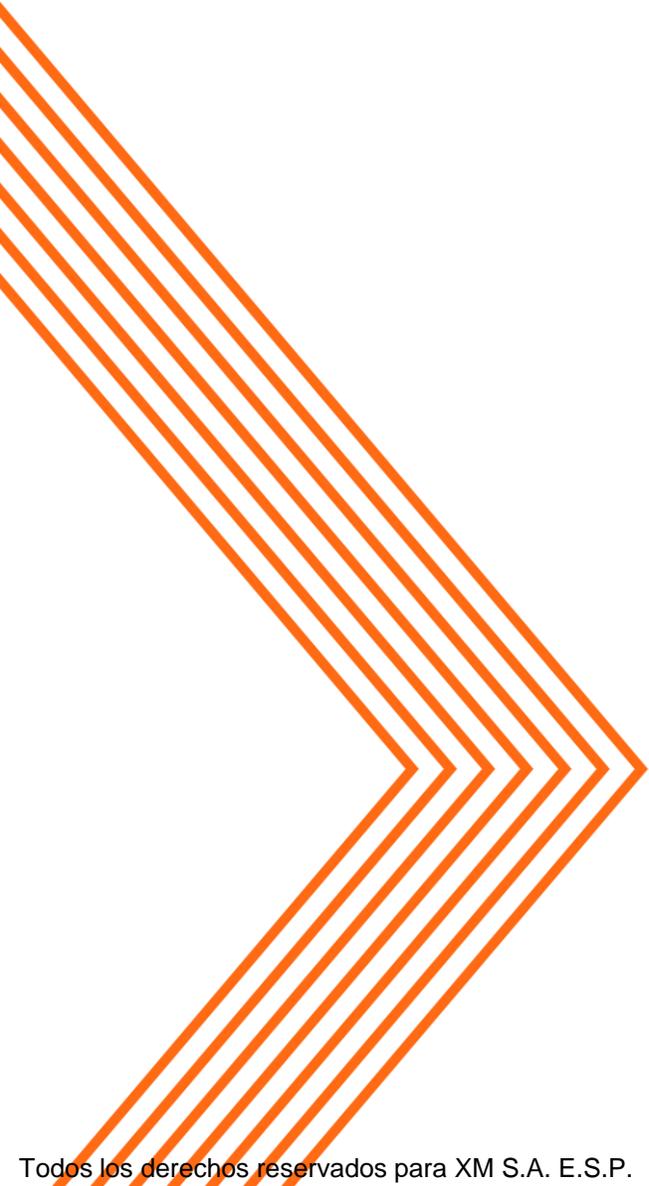
Resultados Energéticos

Para el caso del área oriental, en los meses de julio y agosto se tienen altas probabilidades de contar con energía local, (Altos aportes del piedemonte llanero) que, junto con una eventual conexión de generación eólica transferida, pueden superar la demanda del área, requiriéndose la exportación de excedentes al SIN.

La evaluación económica con la información disponible (elevada incertidumbre en costos del HVDC para Colombia) y desde el punto de vista de un modelo energético centralizado y de costos, sugiere que los valores B/C obtenidos probablemente no justifiquen desde el punto de vista de ahorros el nivel de inversión en tecnología HVDC para el propósito de este análisis.

No obstante, se debe revisar cuidadosamente la experiencia internacional para establecer todos los potenciales beneficios operativos que puede brindar la tecnología HVDC al SIN colombiano, la cual se apalancaría fuertemente si se tuviese certeza de una mayor instalación de eólicas a las consideradas en este estudio.





Reevaluación de Parámetros de AGC 2018-2019



RESUMEN DE PARÁMETROS PARA EL AGC

PARÁMETROS	REQUERIMIENTO ANTERIOR	REQUERIMIENTO PROPUESTO
Estatismo	⌚ Valores entre el 4 y el 6 %	⌚ Valores entre el 4 y el 6 %
Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC	⌚ Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.	⌚ Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.
Constante de regulación del sistema	<ul style="list-style-type: none"> ⌚ Máxima = 905 MW/Hz ⌚ Media = 865 MW/Hz ⌚ Mínima = 790 MW/Hz 	<ul style="list-style-type: none"> ⌚ Máxima = 959 MW/Hz ⌚ Media = 893 MW/Hz ⌚ Mínima = 845 MW/Hz
Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema	⌚ 51 MW/min	<div style="border: 1px solid red; padding: 2px; display: inline-block; transform: rotate(-90deg); transform-origin: left top;">Acuerdo CNO</div> 41 MW/min Mayor o igual a 10.25 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad	⌚ Mayor o igual a 12.75 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.	
Número Mínimo de Unidades del Sistema	<ul style="list-style-type: none"> ⌚ 5 unidades NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.	<ul style="list-style-type: none"> ⌚ 5 unidades NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.
Holgura para AGC	⌚ Dicho valor será definido y modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000. Se obtienen valores diferentes dado el porcentaje de uso de la holgura.	⌚ Dicho valor será definido y modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000. Se obtienen valores diferentes dado el porcentaje de uso de la holgura.
Holgura Mínima por Planta para hacer AGC	⌚ 23 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.	⌚ 23 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.
Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC	⌚ 6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.	⌚ 6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.
Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC	⌚ Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.	⌚ Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.

RESUMEN DE PARÁMETROS PARA EL AGC

Valores de Holgura para AGC

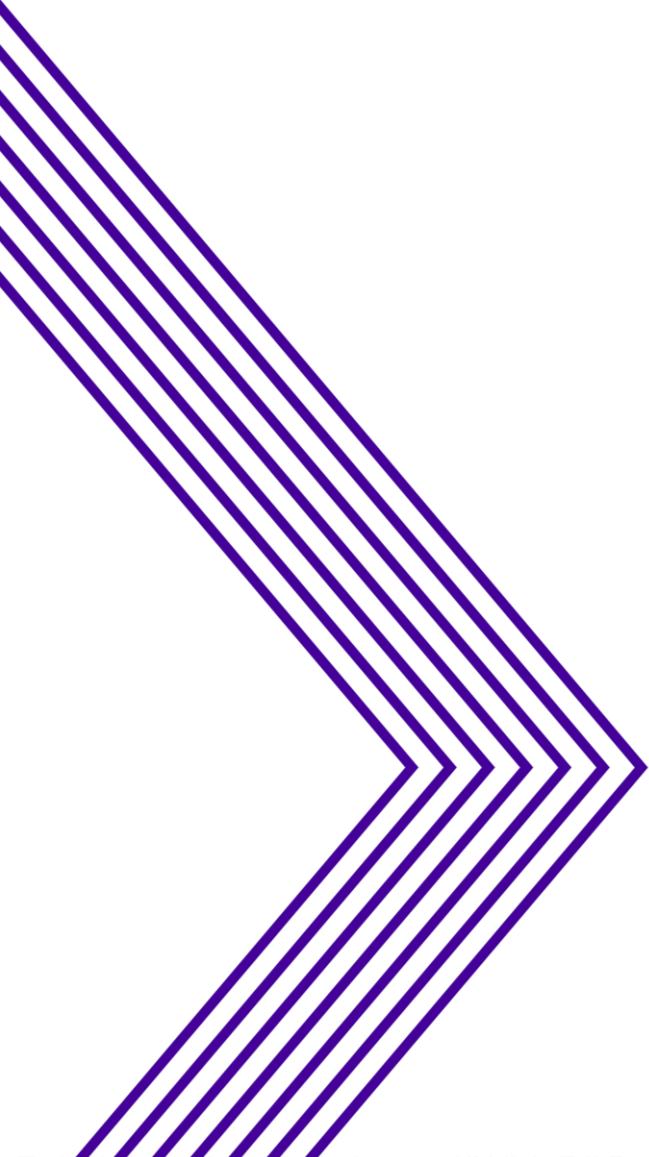
Aplicación: 2017-2018

 Holguras mayores a 273MW

Holgura propuesta 2017-2018	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
ORDINARIO	273	273	273	273	273	300	300	300	307	285	285	285	285	273	285	281	285	309	399	316	357	319	320	316
SABADO	273	273	273	273	273	273	273	282	273	278	273	273	273	273	273	273	273	295	323	273	273	293	287	280
DOMINGO/FESTIVO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	322	317	287	273	273	273

Aplicación: 2018-2019

Holgura por desviación de demanda	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
ORDINARIO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	277	292	305	304	283	273	307	318	311	281	277	274
SABADO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	327	273	286	273	273	273
DOMINGO/FESTIVO	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	344	309	295	274	273
ORDINARIO FIN/AÑO	314	313	292	273	279	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	281	400	283	400	273	273	290
SABADO-FIN/AÑO	394	351	351	338	311	277	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	400	400	400	286	336	366
DOMINGO/FESTIVO-FIN/AÑO	366	327	273	273	273	273	273	273	283	293	314	321	273	273	294	318	286	279	400	400	400	273	273	273



5. Varios

- **Capacidad de corto circuito**
- **Indicadores de Operación**



Capacidad de corto circuito



Solicitudes: capacidad de cortocircuito de las subestaciones y capacidades de las bahías de acople, seccionamiento y transferencia.

1. Capacidades de cortocircuito de las subestaciones:

Número de subestaciones solicitadas	418
Número de subestaciones reportadas	128
Porcentaje agentes de respuestas	33.33%
Porcentaje de subestaciones reportadas	30.62%

Agentes que faltan por respuesta

EPM	CEDENAR	EMSA
ENERCA	ZF CELSIA	ELECTRICARIBE
ISAGEN	CELSIA	CODENSA
ELECTROHUILA	VATIA	CENS
EDEQ	TRANSELCA	EMCALI
EPSA	TERMOYOPAL	ENERGUAVIARE
EEP	INTERCOLOMBIA	EEBP
EBSA	GEB	ENELAR

2. Capacidades de las bahías de acople, seccionamiento y transferencia:

Número de bahías solcitasadas	157
Número de bahías reportadas	44
Porcentaje de agentes que reportaron	40.00%
Porcentaje de bahías reportadas	28.03%

Agentes que faltan por respuesta

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P.
CODENSA S.A. E.S.P
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.
INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P
EMGESA S.A. E.S.P.
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.

Consulta de información reportada

The screenshot shows the XM website interface. The top navigation bar includes the XM logo, user profile 'LUZ DARY CARVAIAL MENDOZA', and a 'Cerrar sesión' button. The main navigation menu contains 'Nuestra empresa', 'Sostenibilidad', 'Proveedores', 'Sala de prensa', and 'Contáctenos'. A secondary menu below it lists 'Planeación', 'Corto Plazo', 'Operación', 'Transacciones', 'Administración Financiera', 'Capacitación', and 'Soluciones'. The 'Planeación' menu is expanded, showing options like 'Planeamiento largo plazo', 'Planeamiento mediano plazo', 'Parámetros técnicos del SIN', 'Proyectos SIN', and 'Res 026 de 2014 - Índices energéticos'. A yellow arrow points from the 'Parámetros técnicos del SIN' option to the 'Parámetros técnicos' page.

The 'Parámetros técnicos' page displays the following information:

Inicio / Planeación /

Planeación

- Planeamiento largo plazo >
- Planeamiento mediano plazo >
- Parámetros técnicos del SIN** >
- Proyectos SIN >
- Res 026 de 2014 - Índices energéticos

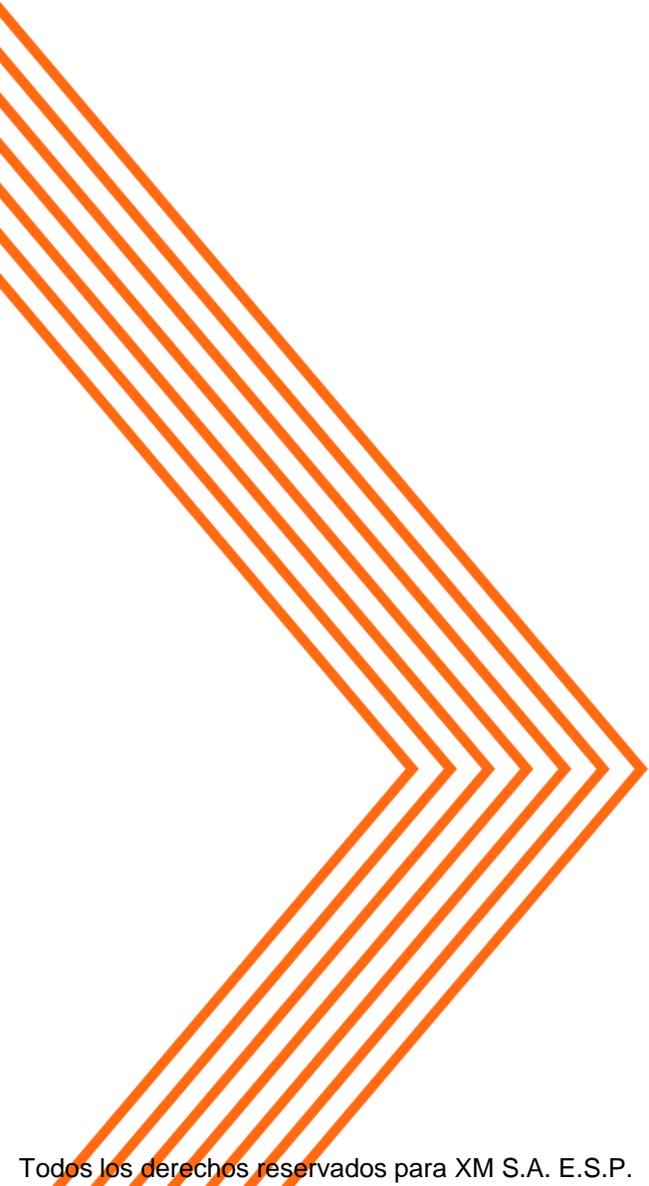
Parámetros técnicos

Información sobre parámetros técnicos de activos del SIN para la realización del planeamiento operativo eléctrico. Acuerdo CNO 601.

Tipo	Nombre	Creado	Tamaño de archivo
<input type="radio"/>	Consolidado de parámetros técnicos para Transformadores-Líneas-Unidades de Generación	30/04/2018 15:15	
<input type="radio"/>	Información CNO 601	21/02/2018 16:03	
<input type="radio"/>	Mapas y Diagramas	11/04/2018 11:04	
<input type="radio"/>	Pérdidas en transformadores	22/05/2018 16:22	
<input type="radio"/>	Pruebas	29/05/2018 16:54	
<input type="radio"/>	AcuerdoCNO601	14/06/2016 14:39	665 KB

Descargar Zip

<http://www.xm.com.co/agentes/Paginas/planeacion/parametros-tecnicos-del-SIN.aspx>

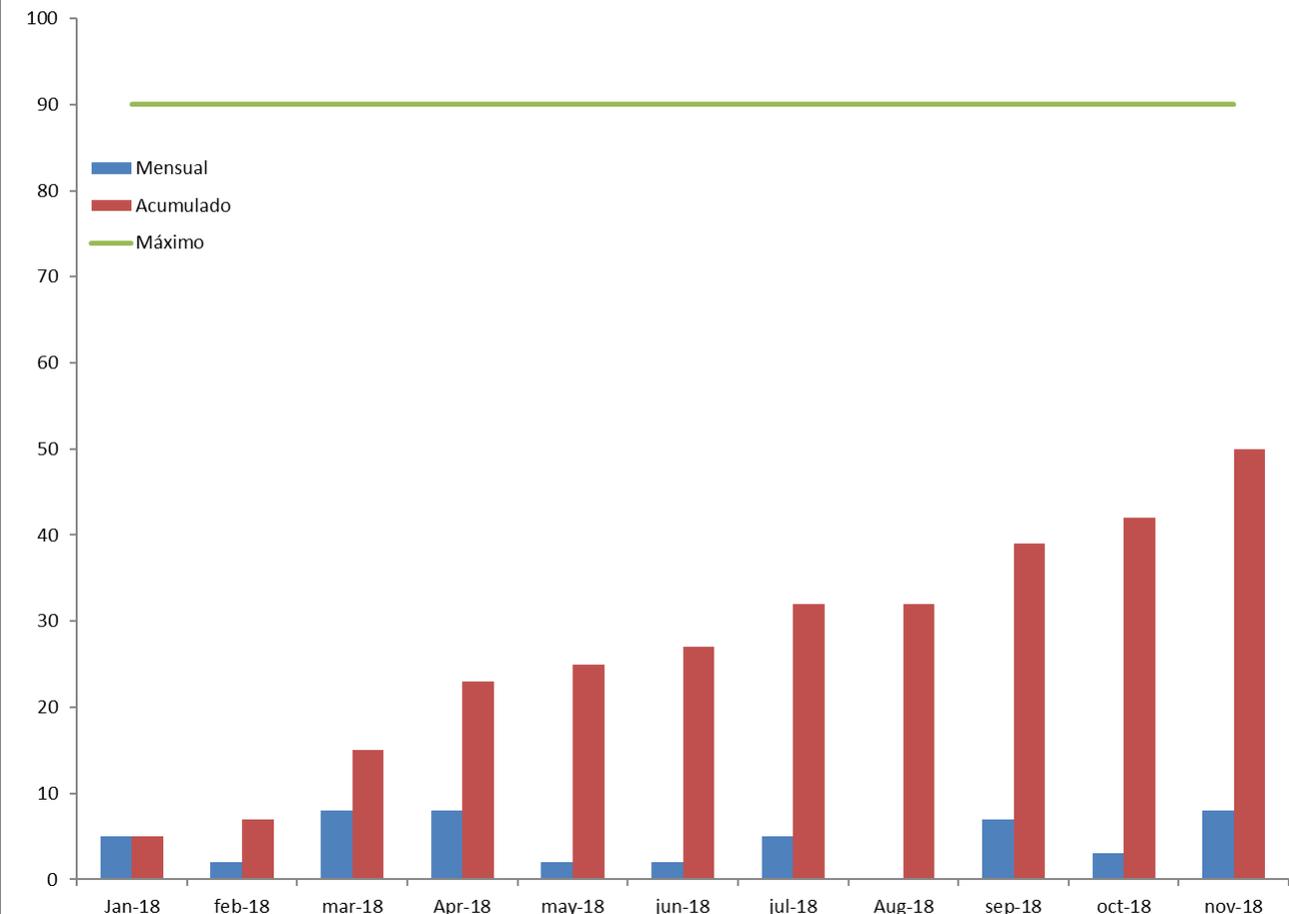


Indicadores de Operación



Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO

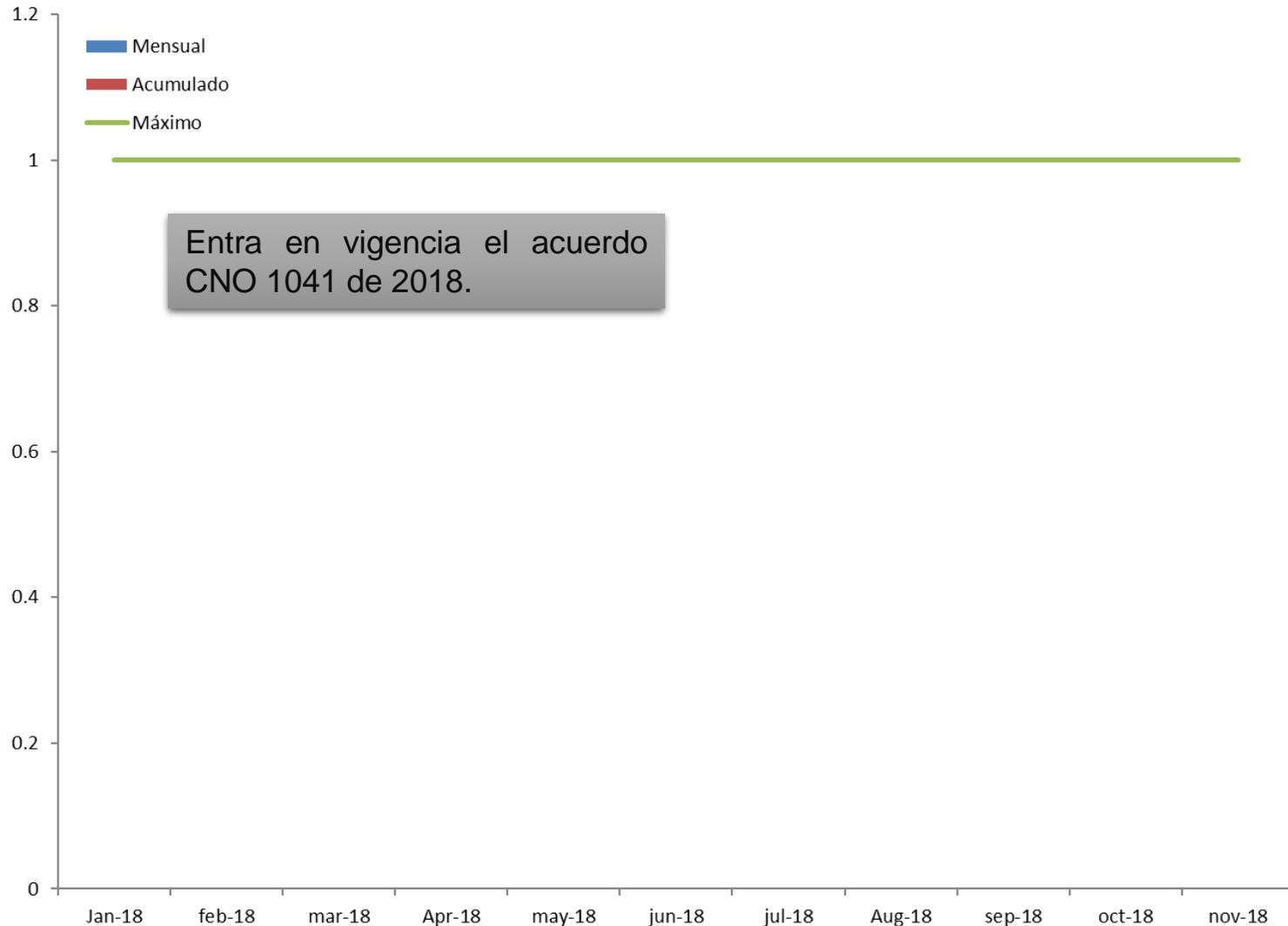


Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
2/11/2018 14:04	1	59.75	Transitorio	Disparo del QUIMBO 1 con 198 MW. El agente informa parada de emergencia accidental.
5/11/2018 9:24	3	59.78	Transitorio	Disparo de la unidad 4 de PORCE III con 175 MW, la frecuencia alcanza un valor de 59.78 Hz.
7/11/2018 1:46	3	59.77	Transitorio	Disparo de la unidad de generación SOGAMOSO 3. El agente reporta actuación de protecciones por descarga atmosférica.
21/11/2018 23:17	2	59.78	Transitorio	Disparo de la unidad QUIMBO 2 con 195 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.78 Hz. El agente reporta falla en el sistema de excitación.
24/11/2018 9:08	1	59.78	Transitorio	Disparo de las unidades 2, 3 y 4 de URRRA mientras generaban 237 MW. La causa fue disparo del activo CERROMATOSO 3 360 MVA 500/230 kV o cual deja sin tensión las subestaciones CERROMATOSO 230 kV, URRRA 230 kV y URABA 230kV.
24/11/2018 11:09	3	59.77	Transitorio	Disparo del generador 02 de EL QUIMBO mientras generaba 200 MW. El agente reporta falla de excitación durante la ejecución de pruebas.
25/11/2018 20:51	3	59.71	Transitorio	Disparo de El Quimbo 2 con 200 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.71 Hz. El agente reporta falla en el sistema de excitación.
25/11/2018 21:27	3	59.76	Transitorio	Disparo de El Quimbo 2 con 200 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.76 Hz. El agente reporta falla en el sistema de excitación.

Durante el mes de noviembre de 2018 se presentaron 8 eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas

FRECUENCIA LENTO

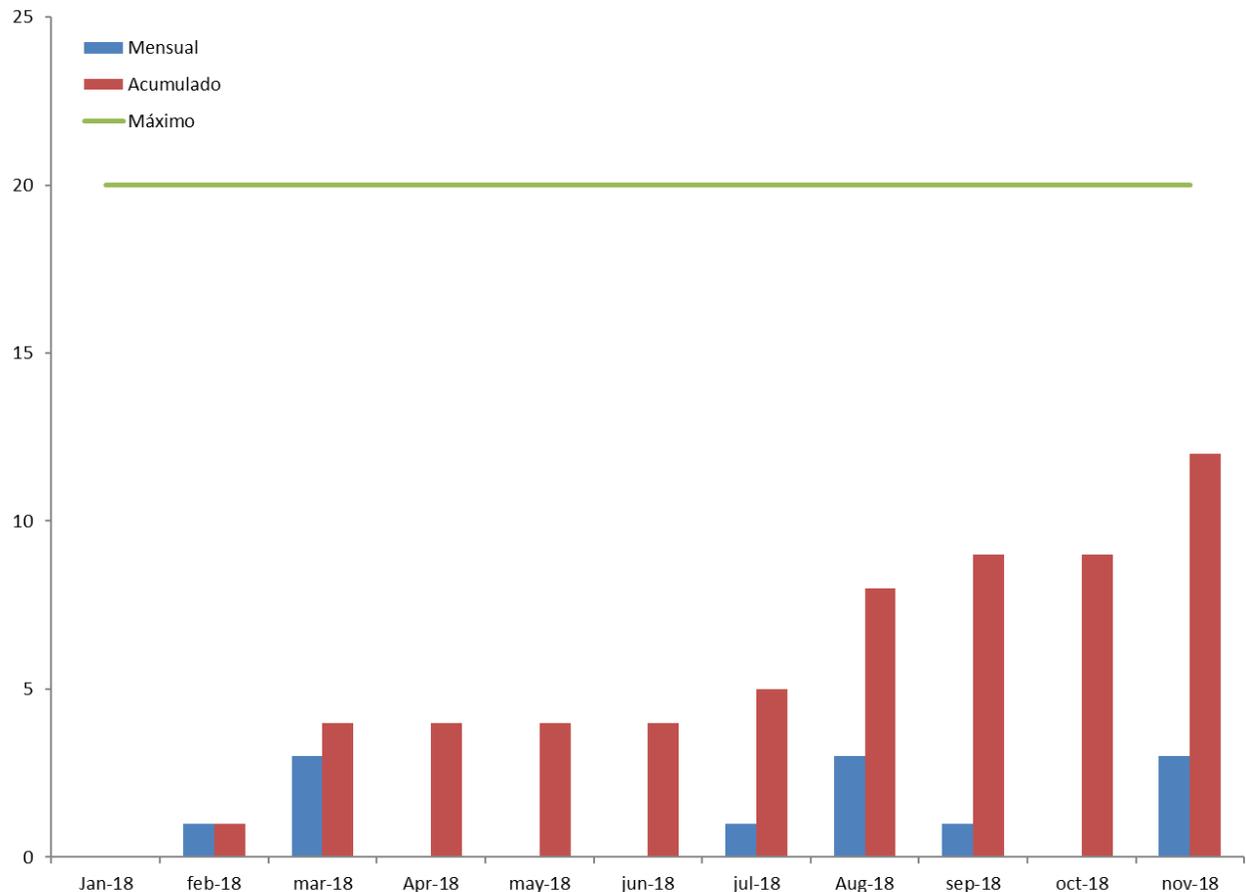


Entra en vigencia el acuerdo CNO 1041 de 2018.

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

Eventos de tensión fuera de rango

TENSIÓN

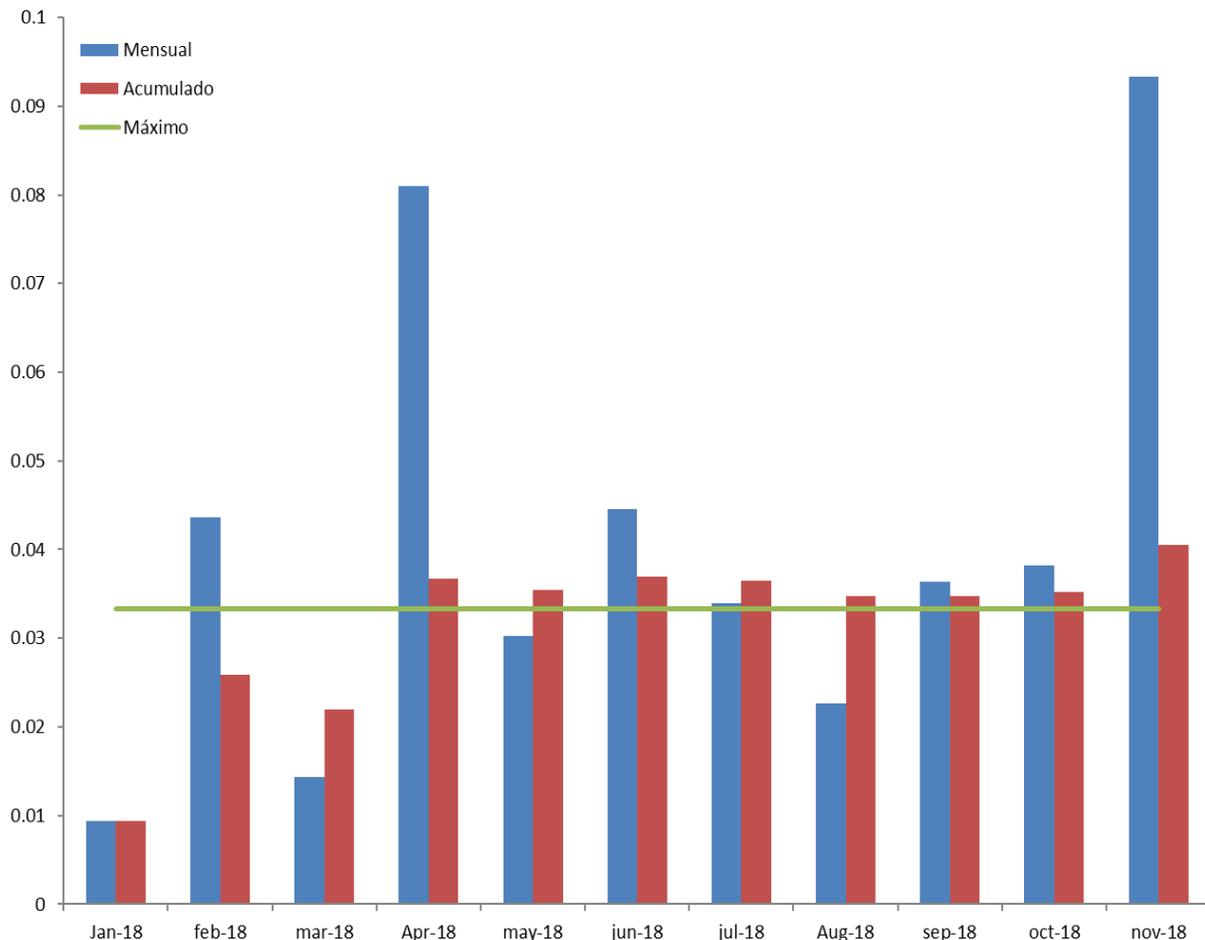


Fecha	Descripción	Causa
24/11/2018 9:08	Disparo de los activos CERROMATOSO 3 360 MVA 500/230 kV y TIERRALTA - URRÁ 1 110 kV dejando sin tensión las subestaciones CERROMATOSO 230 kV, URRÁ 230 kV y URABA 230kV.	Evento STN
27/11/2018 14:05	Disparo de todos los elementos asociados a barra 1 en la subestación TERMOCANDELARIA 220 kV. En el evento se encontraba abierta la barra 2 en TERMOCANDELARIA 220 kV por trabajos de la consignación C0161269. El agente reporta materialización del riesgo de disparo sobre la barra TERMOCANDELARIA 1 220 kV bajo la consignación C0161477 sobre el activo RTU TERMOCANDELARIA.	Evento STN
29/11/2018 15:44	Disparo de todos los elementos asociados a barra 1 en la subestación TERMOCANDELARIA 220 kV. En el evento se encontraba abierta la barra 2 en TERMOCANDELARIA 220 kV por trabajos de la consignación C0161269, los cortes centrales 8120, 8220, y 8620 abiertos por consignaciones C0161269 y C0163133 y los generadores 1 y 2 en TERMOCANDELARIA fuera de línea. El agente reporta que el evento se presentó por falla a tierra de un cable en el activo BT TERMOCANDELARIA 3 7.5 MVA 220 kV durante trabajos con riesgo de disparo no simultaneo de la consignación C0161477 sobre el activo RTU TERMOCANDELARIA.	Evento STN

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

Porcentaje de DNA Programada

DNA PROGRAMADA

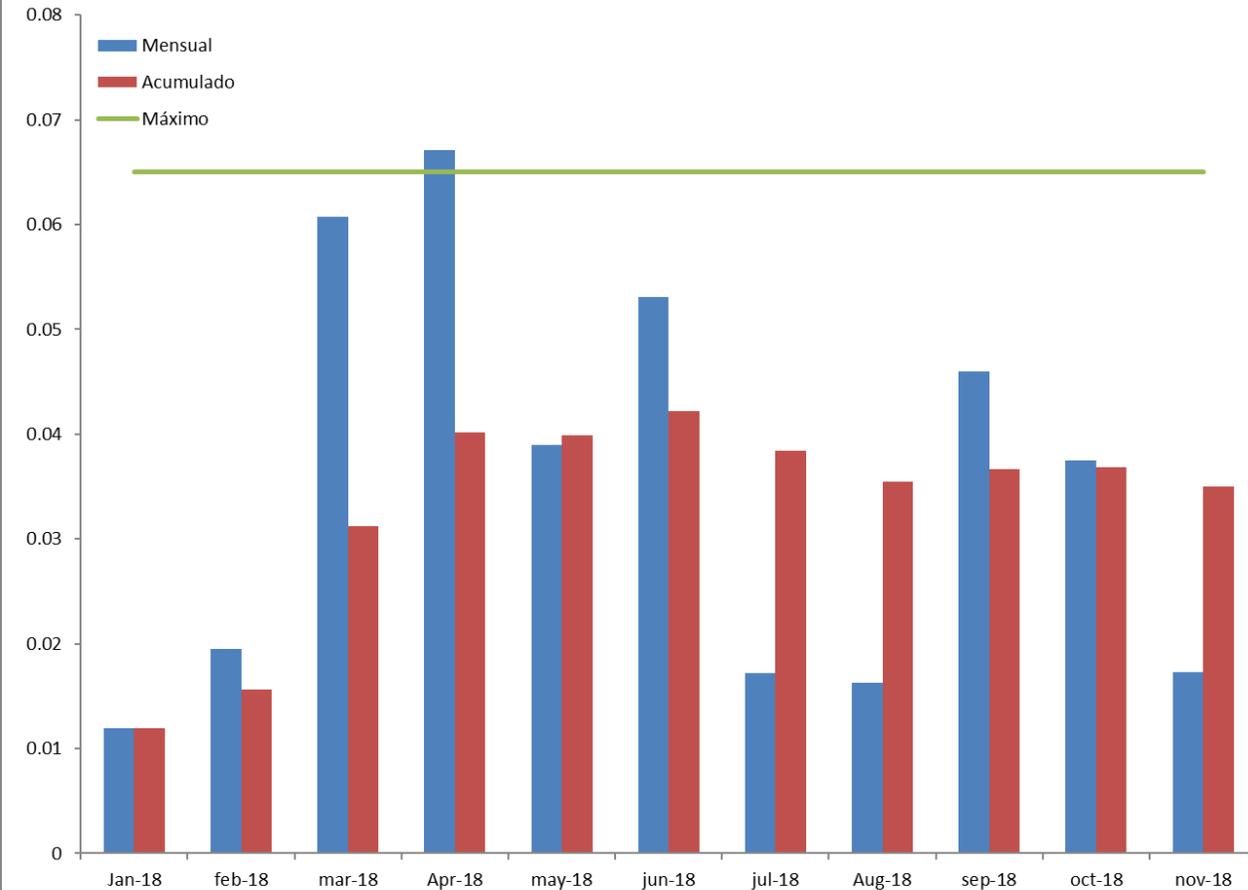


Por causas programadas se dejaron de atender 5,307 GWh en el mes de noviembre de 2018. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
25/11/2018 5:57	1607.5	Trabajos de las consignaciones C0155356, C0153136, C0153138, C0153381, C0158503, C0163405 sobre los activos BL1 VALLEDUPAR A SAN JUAN 110 kV, EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, EL PASO - EL BANCO 1 110 kV, BT EL BANCO 1 45 MVA 110 kV, EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV y BARRA COPEY 500 KV respectivamente.
12/11/2018 5:06	544.57	Demanda no atendida por trabajos sobre el activo CHINU 1 150 MVA 500/110/34.5 KV, bajo la consignación nacional C0160930.
25/11/2018 5:40	468.23	Trabajos de la consignación C0158069 sobre el activo TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/6.9 kV.
5/11/2018 6:51	462.13	DNA por trabajos de la consignación C0162541 sobre el activo BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV
14/11/2018 7:07	414.17	Debida a trabajos asociados a las consignaciones nacionales C0163048 y C0163060, sobre los activos BL1 COCORNA A PUERTO BOYACA 115 kV y COCORNA - PUERTO BOYACA 1 115 kV.
21/11/2018 3:00	242.4	Consignación nacional C0162990 sobre el activo BARRA CAUCASIA 110 kV.
20/11/2018 6:30	237.79	Demanda no atendida programada en S/E MAICAO 110 KV por labores de la consignación C0158609.
18/11/2018 7:00	198.05	Trabajos de la consignación C0153382 sobre el activo BT CIENAGA 1 67.2 MVA 110 kV.
12/11/2018 5:02	174.6	Demanda no atendida por trabajos sobre el activo BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV, bajo la consignación nacional C0162936.
17/11/2018 5:42	153.95	Trabajos de las consignaciones nacionales C0155152 y C0155160 sobre los activos BOLIVAR (CARTAGENA) - SABANALARGA 1 220 kV y SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV.
25/11/2018 5:04	130.43	DNA programada por trabajos sobre el activo AYACUCHO - CONVENCION 1 115 kV bajo consignación nacional C0152613.
17/11/2018 8:00	120.21	Trabajos de la consignación nacional C0155369 sobre el activo BL1 TERMOFLORES I A LAS FLORES 110 kV.

Porcentaje de DNA No Programada

DNA NO PROGRAMADA

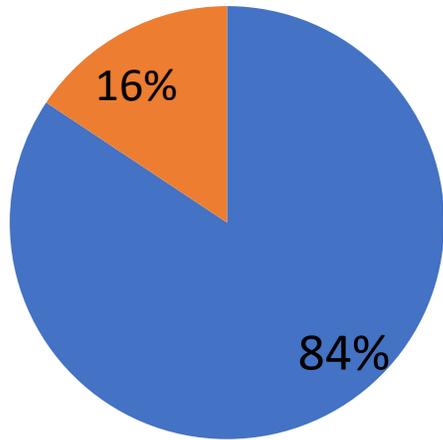


Por causas no programadas se dejaron de atender 0.984 GWh en el mes de noviembre de 2018. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
3/11/2018 15:12	96.85	Disparo de los ATR1 Y ATR2 CARACOLI 150 MVA 220/110 KV. El agente reporta actuación de protección diferencial de los transformadores. Se presenta también disparo del circuito BARANOA - MALAMBO 110 KV, Quedan sin tensión las subestaciones de CARACOLÍ 110 KV Y MALAMBO 110 KV.
27/11/2018 14:05	87.14	Demanda no atendida no programada por disparo de todos los elementos asociados a barra 1 en la subestación TERMOCANDELARIA 220 kV. El agente reporta que el evento se presentó por falla en el activo BT TERMOCANDELARIA 3 7.5 MVA 220 kV durante trabajos con riesgo de disparo de las consignaciones C0161477 y C0161269 sobre los activos RTU TERMOCANDELARIA y MODULO TERMOCANDELARIA DIFERENCIAL BARRAS 230 KV.
27/11/2018 20:17	83.9	Demanda no atendida no programada por disparo de todos los elementos asociados a barra de la S/E SABANALARGA 110 KV. El agente reporta actuación de protección 50BF debido a la BT ATR 1 SABANALARGA 110 KV.
25/11/2018 18:10	61.93	Trabajos de la consignación C0163398 sobre el activo TERNERA - TOLUVIEJO 1 110 KV.
17/11/2018 17:34	55.98	Disparo del circuito Santa Marta - Manzanares 110 kV. El agente reporta conductor roto.
28/11/2018 7:30	54.77	Demanda no atendida programada por apertura de la BL1 ISTMINA A CERTEGUI 115 KV por labores de la consignación C0154426.
11/11/2018 14:05	52.35	Demanda no atendida no programada por apertura del circuito OCOA - SURIA 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es de PUERTO LOPEZ 115 KV, CAMPO BONITO 115 KV Y PUERTO GAITÁN 115 KV. El agente reporta puente roto en el circuito.

Demanda No Atendida

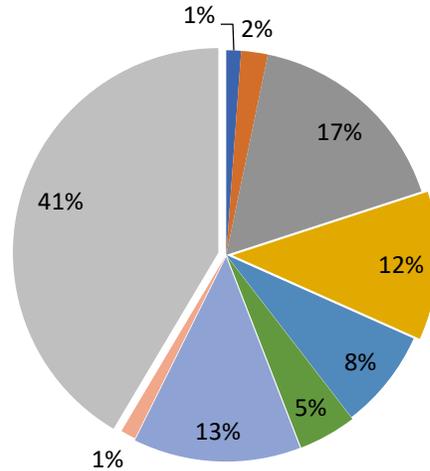
% DNA



■ %.. ■ % NO...

El total de demanda no atendida en noviembre de 2018 fue 6.292 GWh.

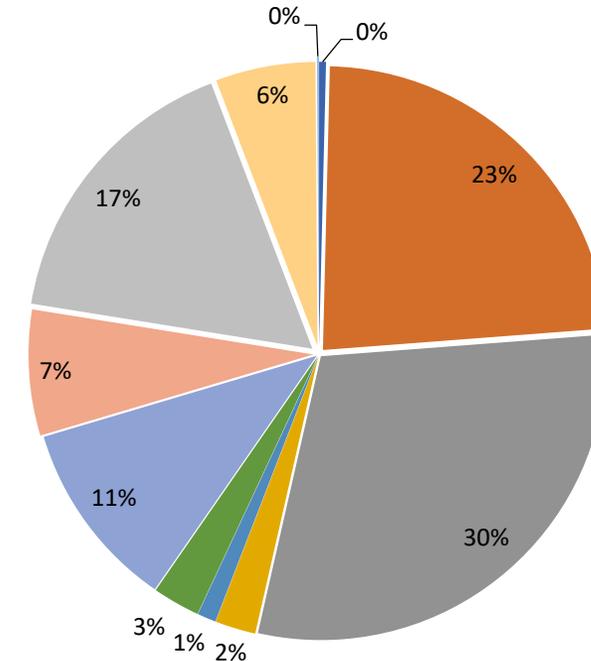
DEMANDA PROGRAMADA



- SubArea Antioquia
- SubArea Arauca
- SubArea Atlantico
- SubArea Bolivar
- SubArea Boyaca-Casanare
- SubArea Cerromatoso
- SubArea Cordoba_Sucre
- SubArea CQR
- SubArea GCM

Subarea	Mes (MWh)
SubArea Antioquia	61.48
SubArea Arauca	111.3
SubArea Atlantico	887.59
SubArea Bolivar	622.18
SubArea Boyaca-Casanare	417.58
SubArea Cerromatoso	242.4
SubArea Cordoba_Sucre	699.67
SubArea CQR	63.64
SubArea GCM	2201.68

DEMANDA NO PROGRAMADA

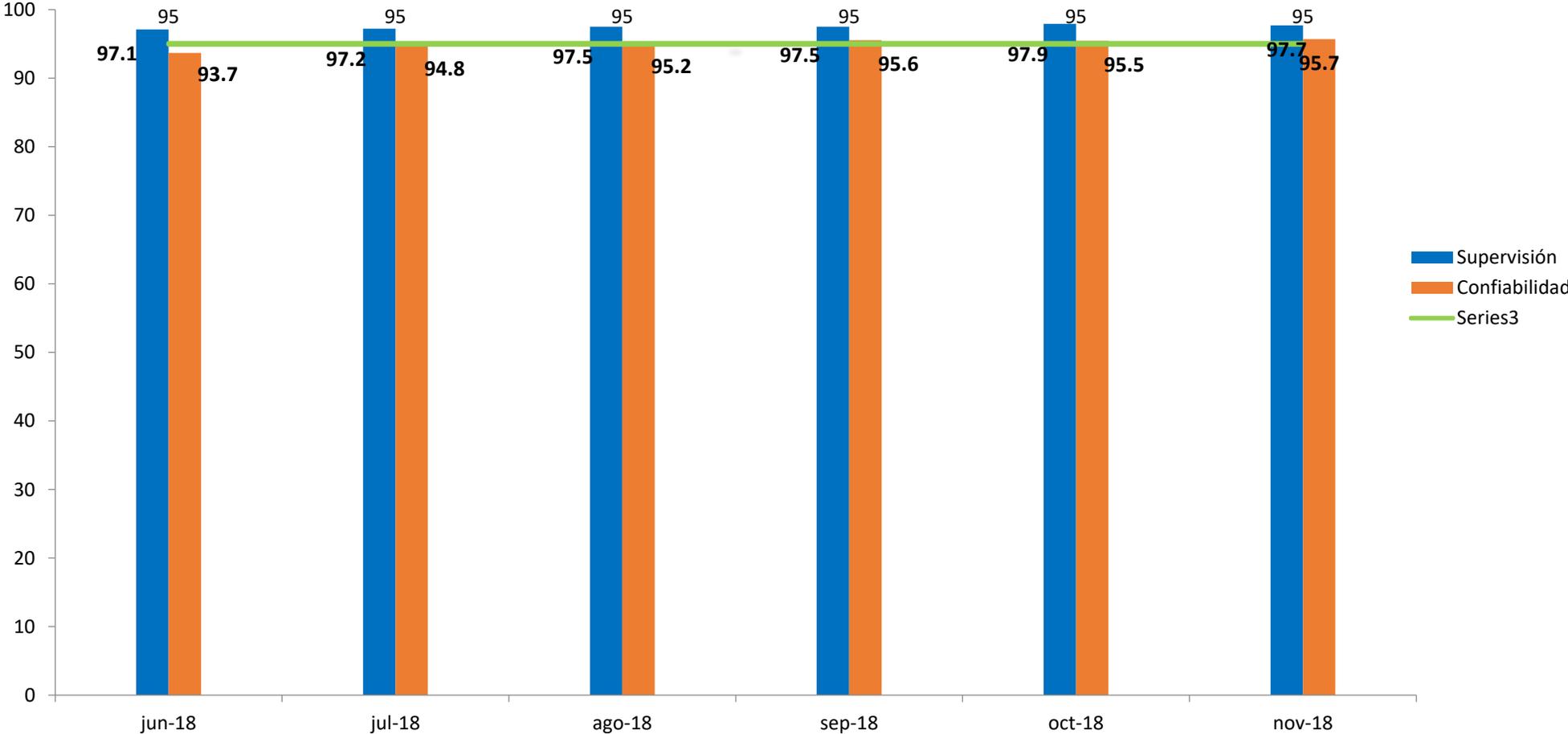


- SubArea Antioquia
- SubArea Atlantico
- SubArea Bolivar
- SubArea Boyaca-Casanare
- SubArea Caqueta
- SubArea Cauca-Narino
- SubArea Cordoba_Sucre
- SubArea CQR
- SubArea GCM
- SubArea Meta
- SubArea Santander

Subarea	Mes (MWh)
SubArea Antioquia	3.8
SubArea Atlantico	230.3
SubArea Bolivar	292.96
SubArea Boyaca-Casanare	22.75
SubArea Caqueta	10.46
SubArea Cauca-Narino	26.52
SubArea Cordoba_Sucre	105.99
SubArea CQR	70.43
SubArea GCM	164.07
SubArea Meta	55.85
SubArea Santander	1.11

Indicador de Calidad de la Supervisión

Calidad de la Supervisión y Confiabilidad



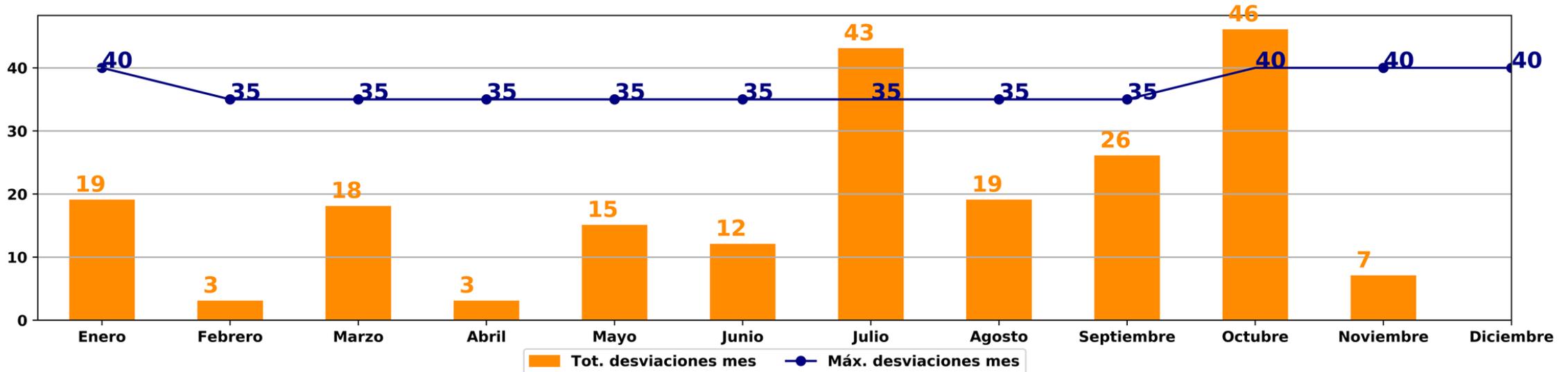
Indicador de Calidad de la Supervisión

Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión:

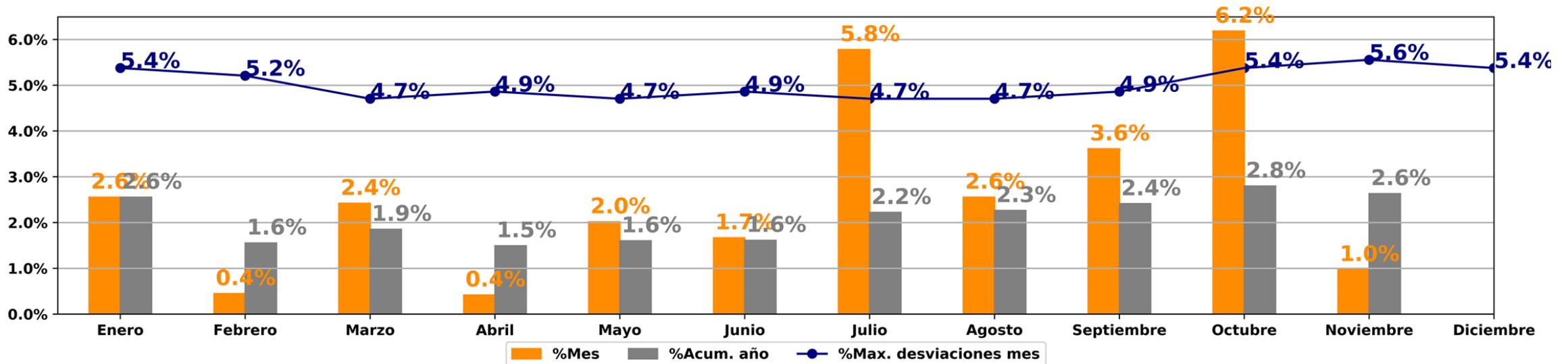
AGENTE	%Sup.	%Conf.
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	95.2	91.2
CODENSA S.A. E.S.P.	97.2	93.9
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	95.0	73.3
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.5	91.6
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. 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	0.0
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	100.0	86.6
TERMOCANDELARIA S.C.A. - E.S.P.	100.0	50.0

Indicador de calidad del pronóstico oficial Noviembre 2018

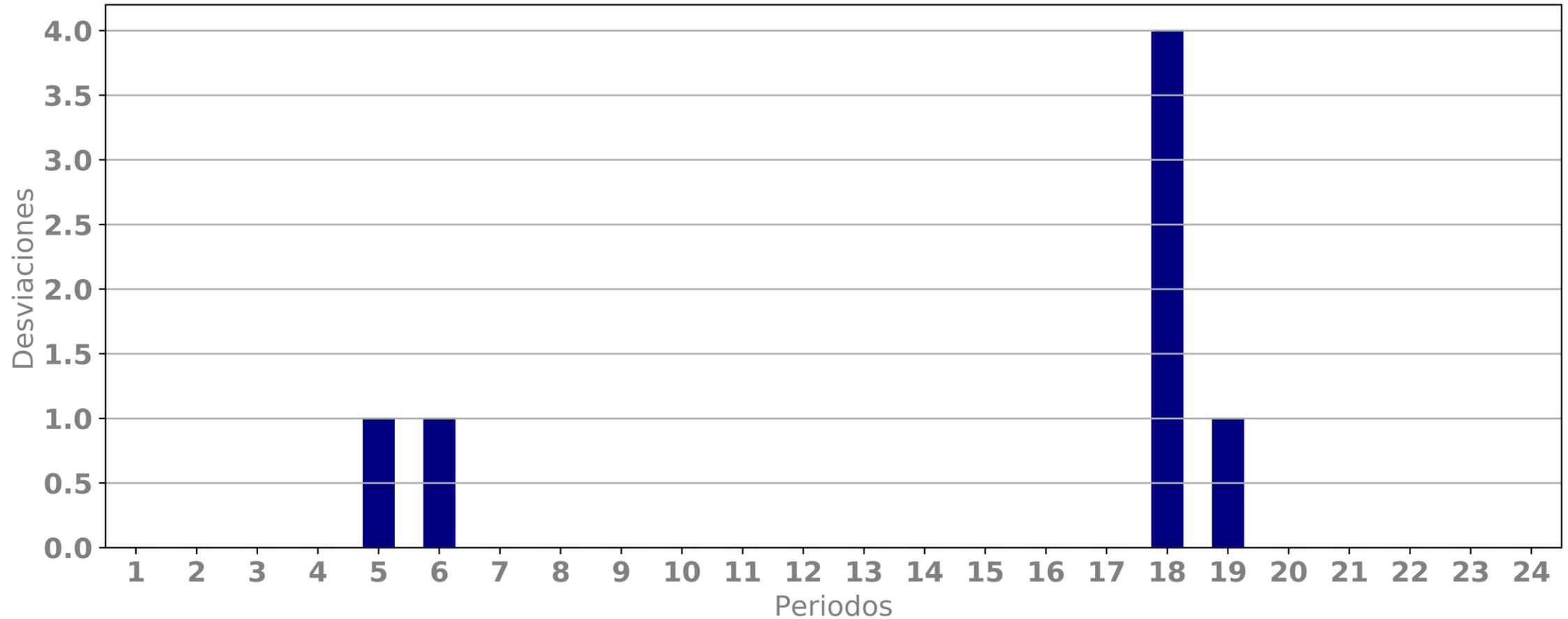
Número de desviaciones mayores al 5% mes



Porcentaje de desviaciones por mes y acumulado



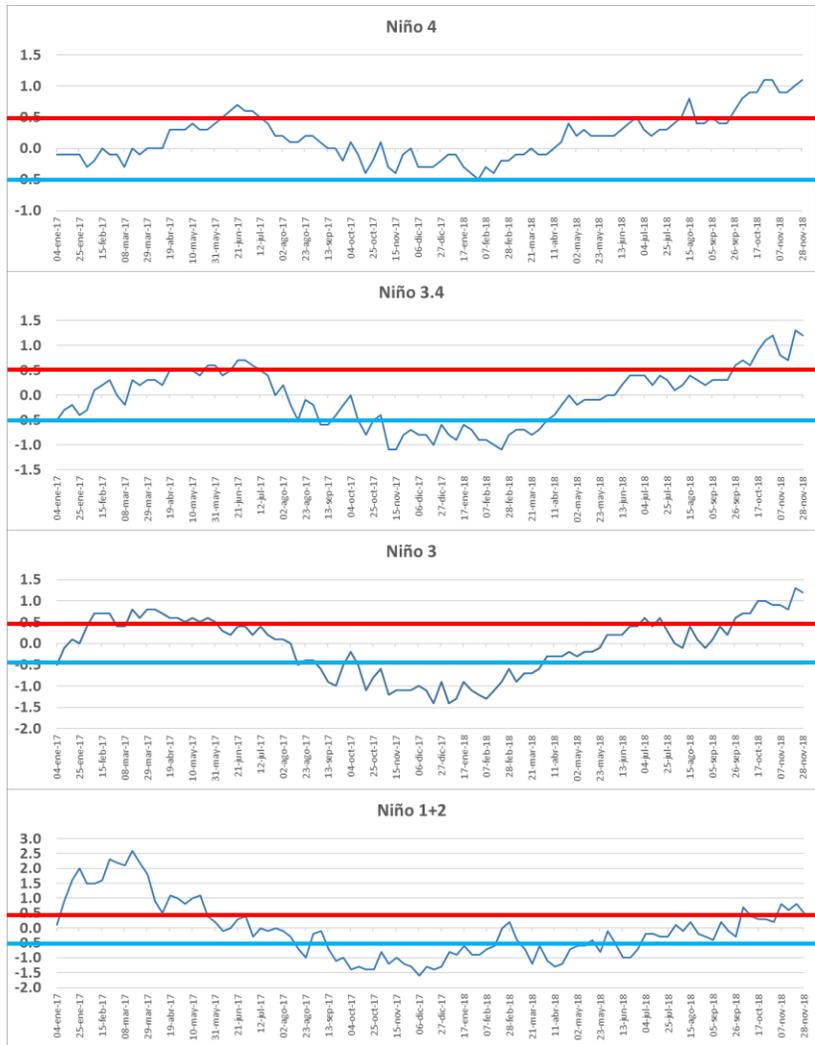
Número de desviaciones por periodo para el mes de Noviembre



ANEXOS

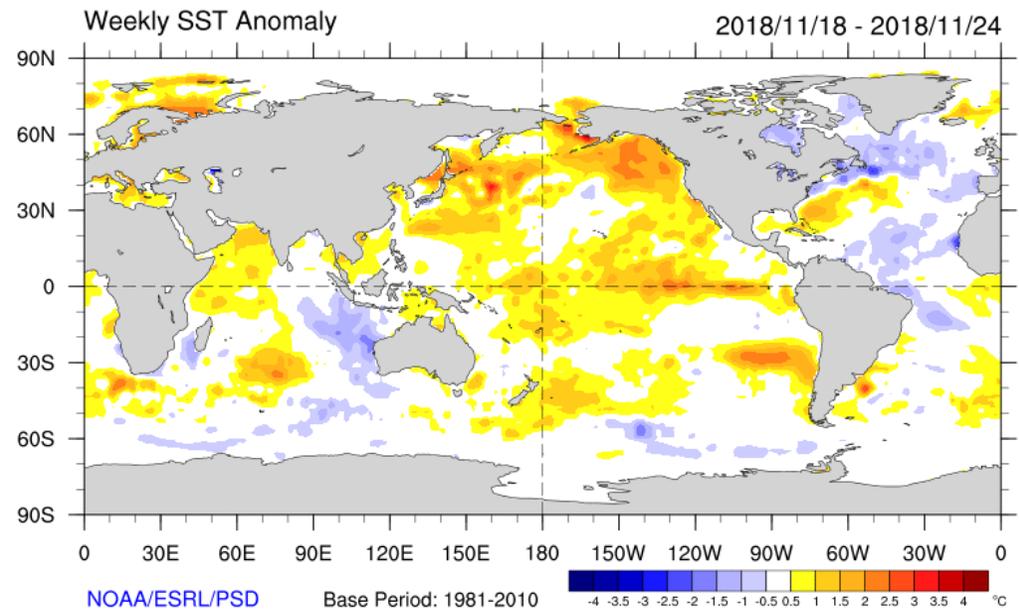


VARIABLES DE OCEÁNICAS ASOCIADAS AL ENSO

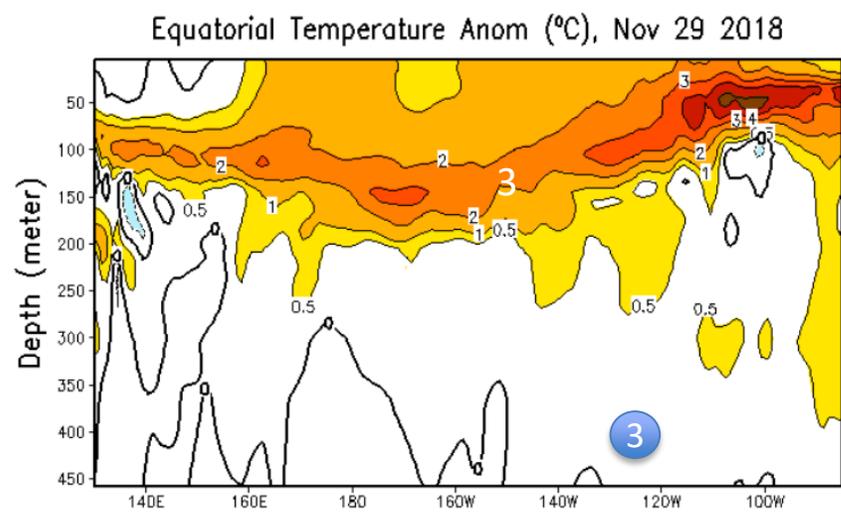
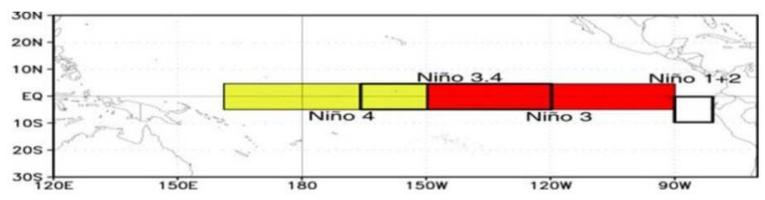


Las anomalías de la temperatura superficial del mar –TSM- han alcanzado o atravesado el umbral de +0.5°C (línea roja en la figura 1) a lo largo de todo el Pacífico ecuatorial.

El calentamiento en superficie está presente en casi toda la cuenca del Pacífico (figura 2).



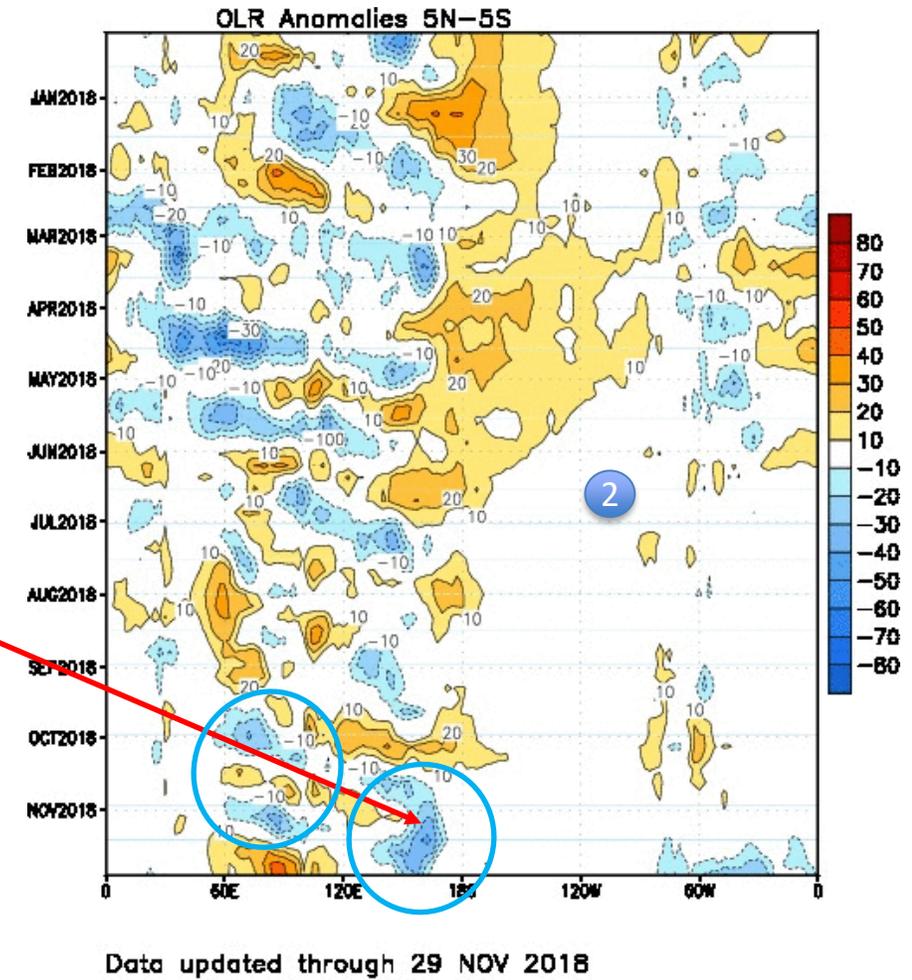
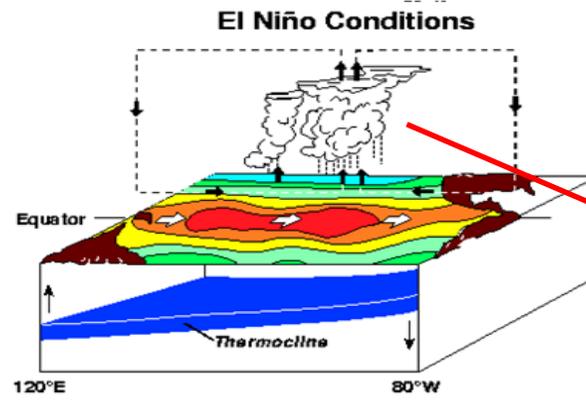
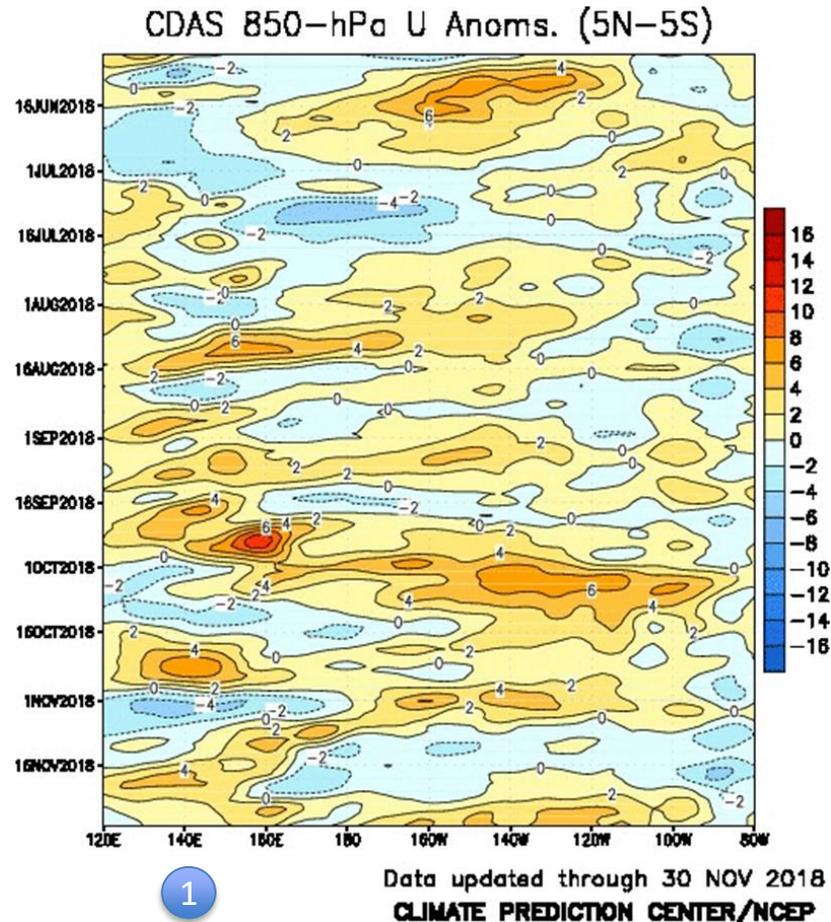
1



Bajo la superficie oceánica, el calentamiento sub-superficial continúa siendo intenso, y alcanza los +5°C (50 m de profundidad entre 100W y 108W), acercándose cada vez más al litoral sudamericano (ver figura 3).

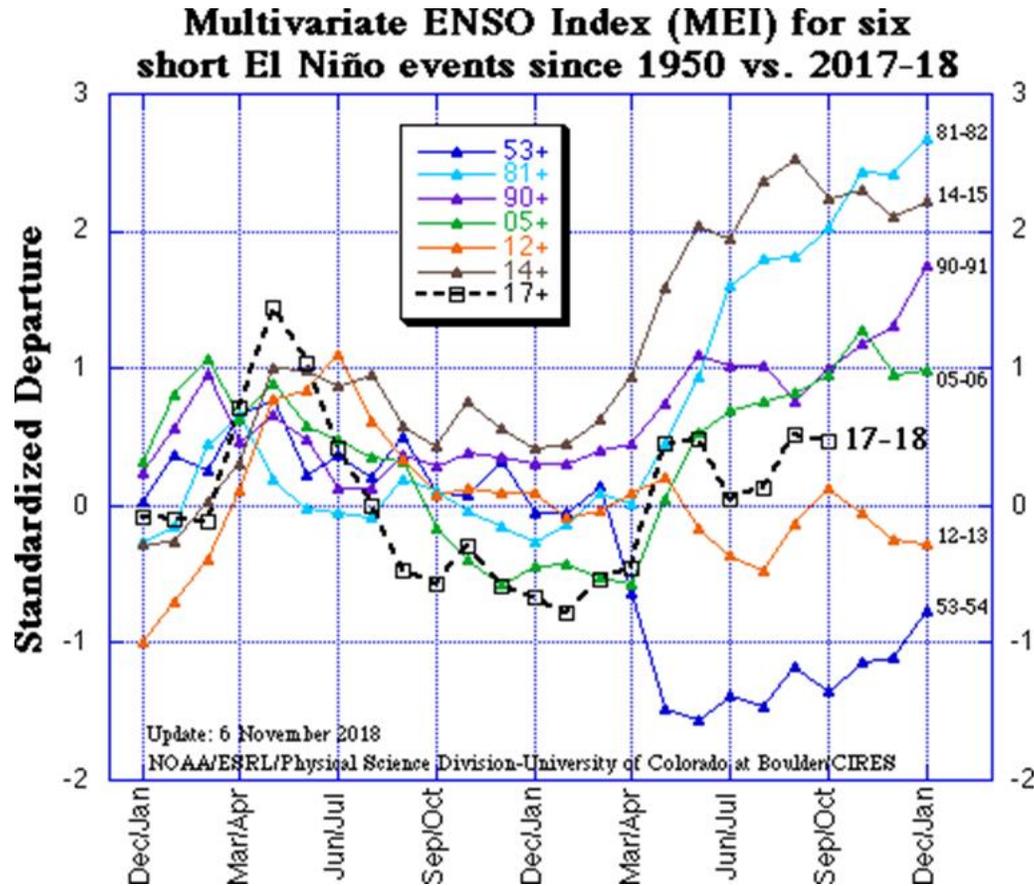
VARIABLES ATMOSFÉRICAS ASOCIADAS AL ENSO

Los vientos alisios (manchas color café en la figura 1) muestran una tendencia al debilitamiento sobre casi todo el Pacífico tropical, en particular sobre sus regiones oriental y central. En contraste con ello, sobre ambos extremos del Pacífico tropical los vientos soplan con normalidad.



La última imagen de las anomalías de radiación saliente de onda larga (Figura 2) muestra que la convección (manchas azules) se ha fortalecido al este de los 120E).

Indicadores: Multivariate ENSO Index (MEI)



La figura de la izquierda muestra el MEI para seis episodios históricos El Niño de corta duración junto con su evolución postrera. De acuerdo con sus autores, “el último valor del índice (sep-oct) permaneció estable en +0.47 finalizando un par de lugares por debajo del puesto ocupado en el ranking del mes anterior, y por debajo del último episodio El Niño en este ranking. Si bien en ningún momento se ha alcanzado las condiciones El Niño en 2018, está bastante cerca.

Los autores identificaron como años “análogos” a 1951, 52, 68, 69, 79, 90 y 2003. “Todos ellos permanecieron bien sea en valor alto neutral –cercano al umbral de el Niño- o en condiciones El Niño durante las siguientes estaciones.”

“Comparado con el mes anterior, el chance de que se presenten condiciones El Niño en algún momento de los próximos seis meses es aún cercano o apenas arriba de 50/50, puesto que a comienzos de 1953, comienzo y final de 1969, y finales de 1979 hasta 1980 se alcanzó dicho umbral.”

Indicadores: Índice Oceánico de El Niño (ONI)

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

El último valor del índice oceánico El Niño (ONI) experimentó un moderado aumento, para situarse en 0.4; apenas por debajo del umbral asociado con un evento cálido (0.5°C).

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

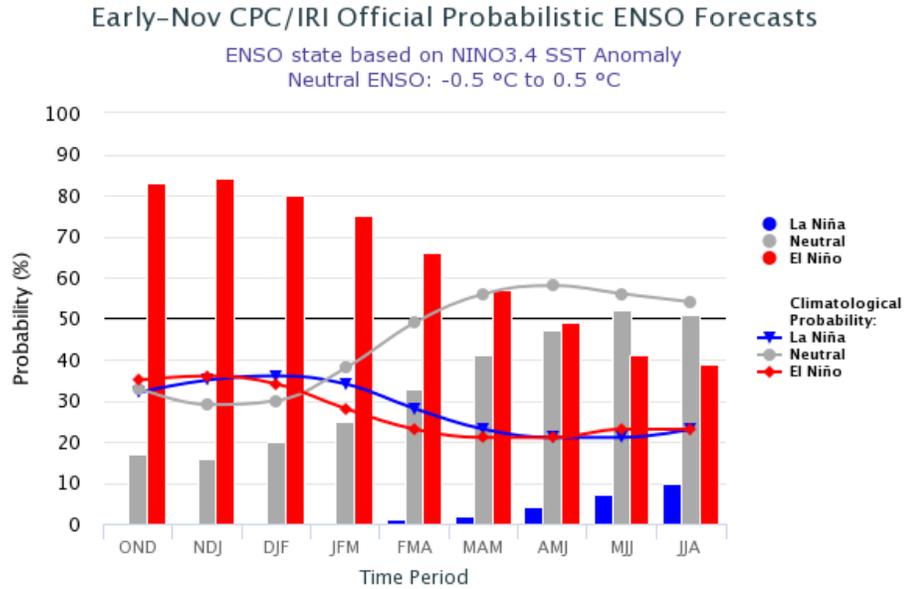
EL NIÑO/OSCILACION DEL SUR (ENSO por sus siglas en inglés) DISCUSION DIAGNOSTICA

emitida por el
CENTRO DE PREDICCIONES CLIMATICAS/NCEP/NWS
y el Instituto Internacional de Investigación de clima y sociedad
Traducción cortesía de: WFO SAN JUAN, PUERTO RICO
8 de noviembre de 2018

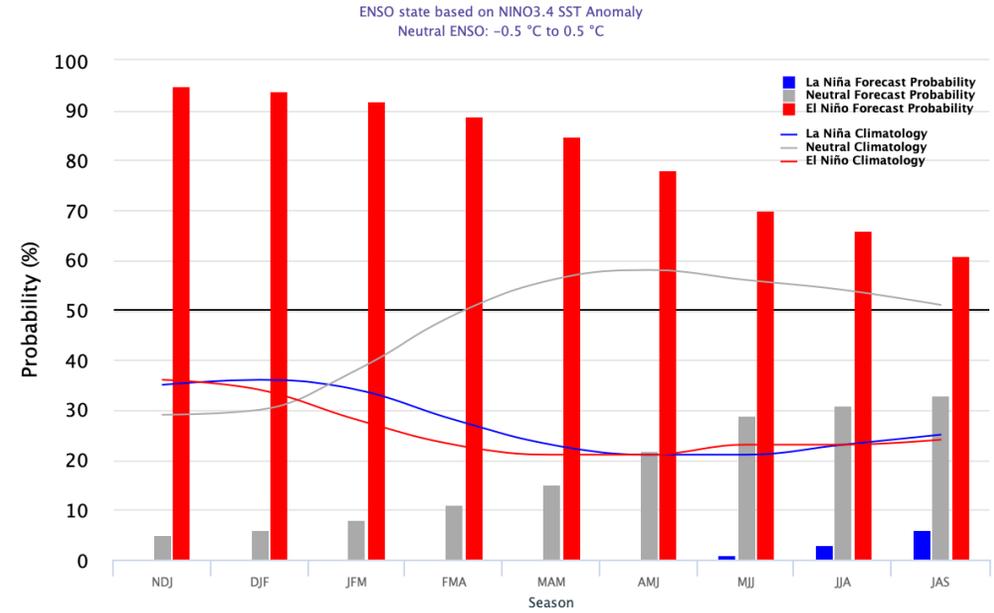
Estatus del Sistema de alerta del ENSO: Vigilancia de El Niño

“El pronóstico oficial favorece la formación de un El Niño débil, con la expectativa de que la circulación atmosférica se acople eventualmente con el calor anómalo del Pacífico ecuatorial. En resumen, se espera que El Niño se forme y continúe durante el invierno 2018-2019 (probabilidad de ~80%) y la primavera (probabilidad 55-60%) del Hemisferio Norte.”

Predicción climática. Boletín del IRI



Mid-November 2018 IRI/CPC Model-Based Probabilistic ENSO Forecasts

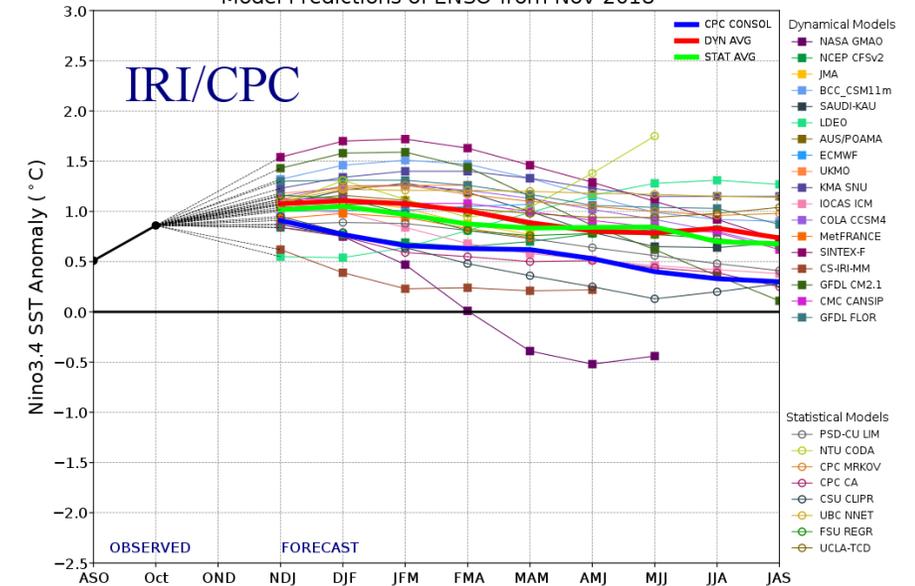


2018 November Quick Look (IRI) [19-Nov-2018]

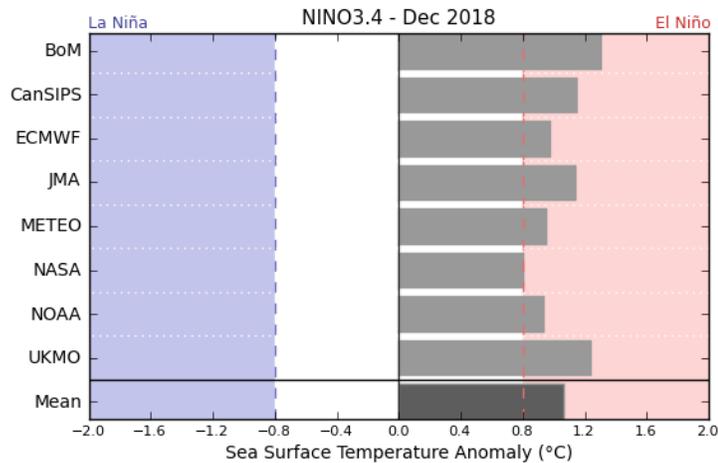
“El análisis oficial del CPC/IRI estima una probabilidad del 80% de que El Niño prevalezca durante el invierno boreal, y con una probabilidad de entre 55-60% de que continúe en la primavera de 2019.

Los más recientes pronósticos de los modelos dinámicos y estadísticos muestran colectivamente la continuación de los niveles de temperatura superficial del mar típicas de El Niño, con una fortaleza de entre débil a moderado como lo más probable, lo cual continuaría en la primavera”.

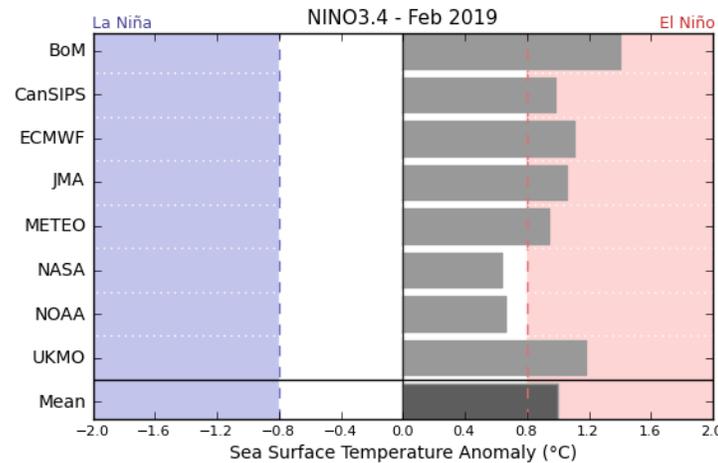
Model Predictions of ENSO from Nov 2018



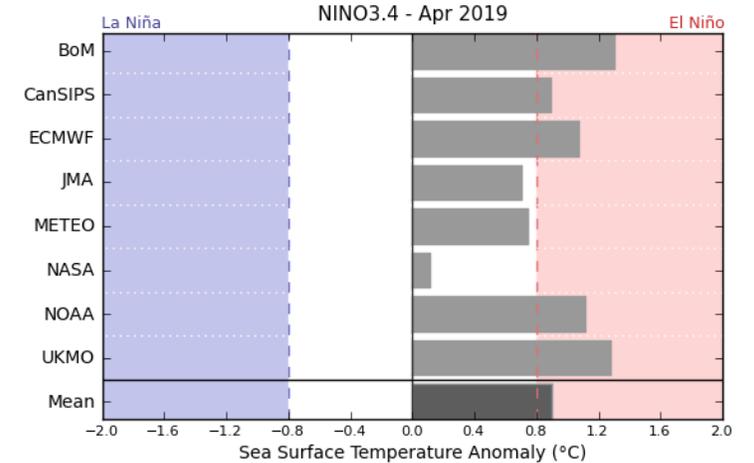
Predicción climática. Bureau of Meteorology (BOM)



© Copyright Australian Bureau of Meteorology



© Copyright Australian Bureau of Meteorology



© Copyright Australian Bureau of Meteorology

BOM Climate Model Summary for December to April 2019 (16 de noviembre de 2018)

[Actualizado el 20 de noviembre]

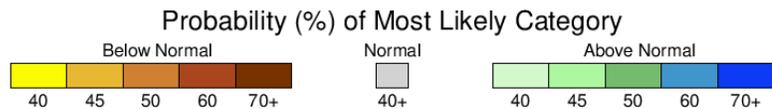
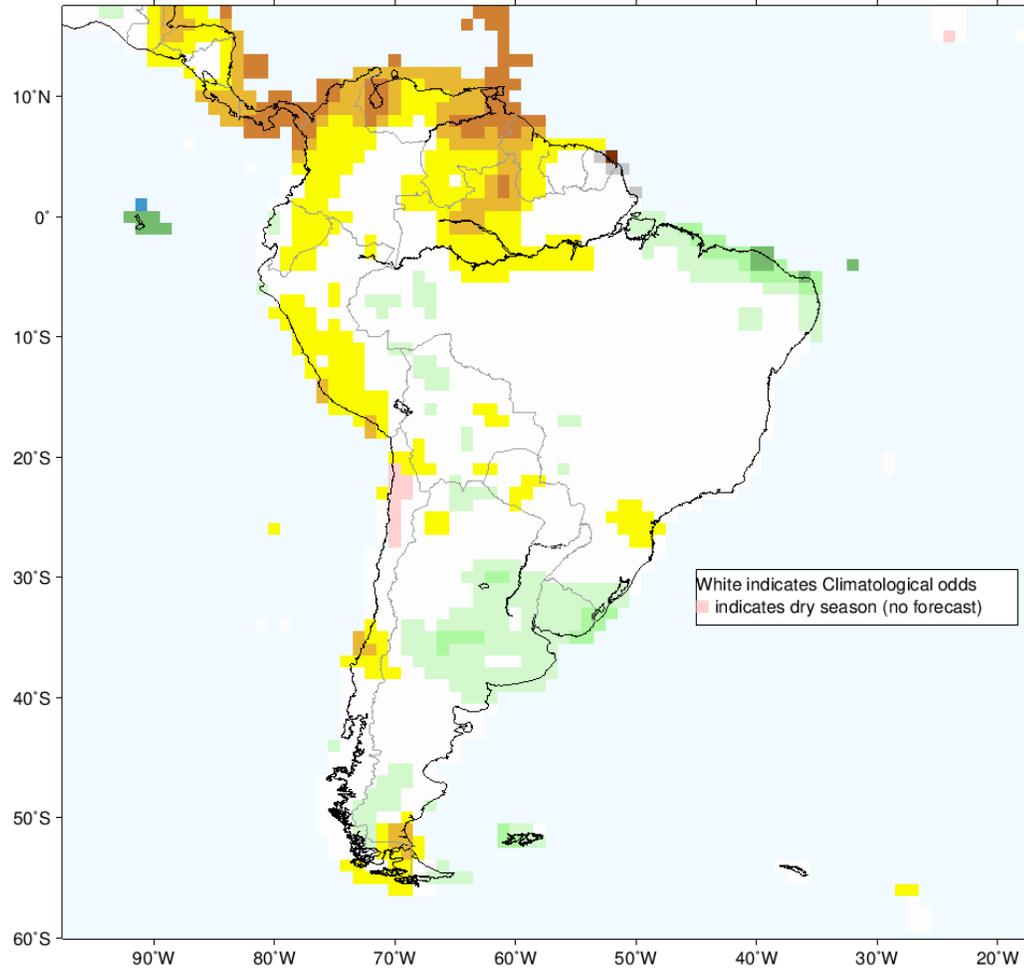
“El océano Pacífico tropical está más caliente del promedio sobre casi toda su franja ecuatorial.

Todos los modelos evaluados predicen que el océano Pacífico tropical permanecerá por encima de los umbrales de El Niño durante nov/2018-feb/2019, con dos modelos que arrojan valores, justo debajo de los umbrales de el Niño.

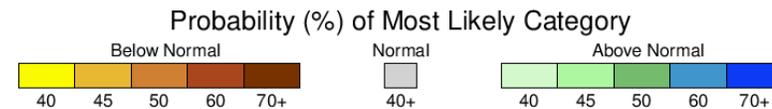
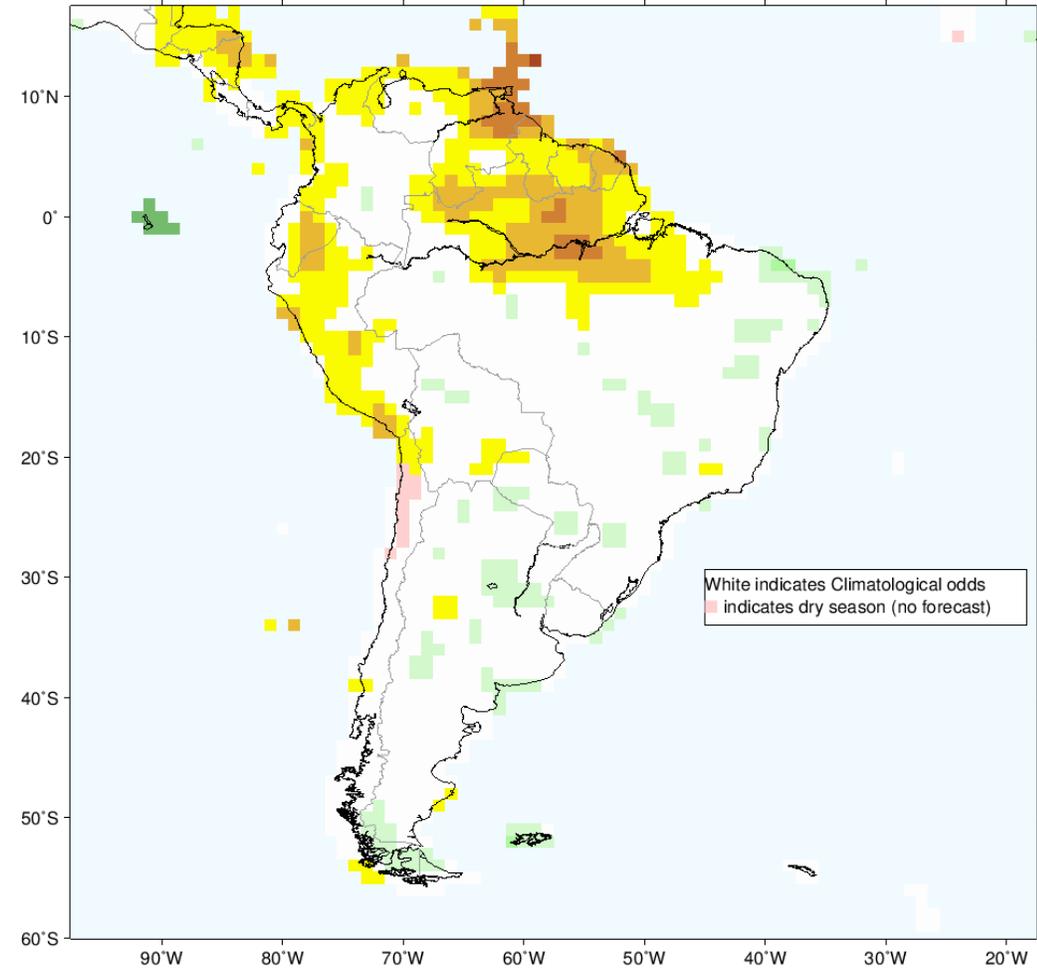
Aunque las temperaturas superficiales del mar están por encima de los umbrales de El Niño, los indicadores atmosféricos de este evento permanecen neutrales, indicando que el océano y la atmósfera aún no se han acoplado (y por lo tanto reforzándose el uno al otro, para sostener el estado de El Niño)”.

Pronóstico Probabilístico del IRI Dic/2018-Feb/2019 y Ene-Mar/2019

IRI Multi-Model Probability Forecast for Precipitation for December-January-February 2019, Issued November 2018

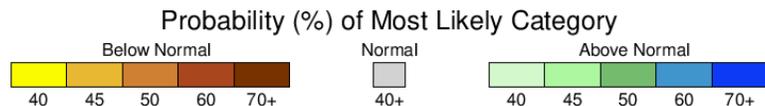
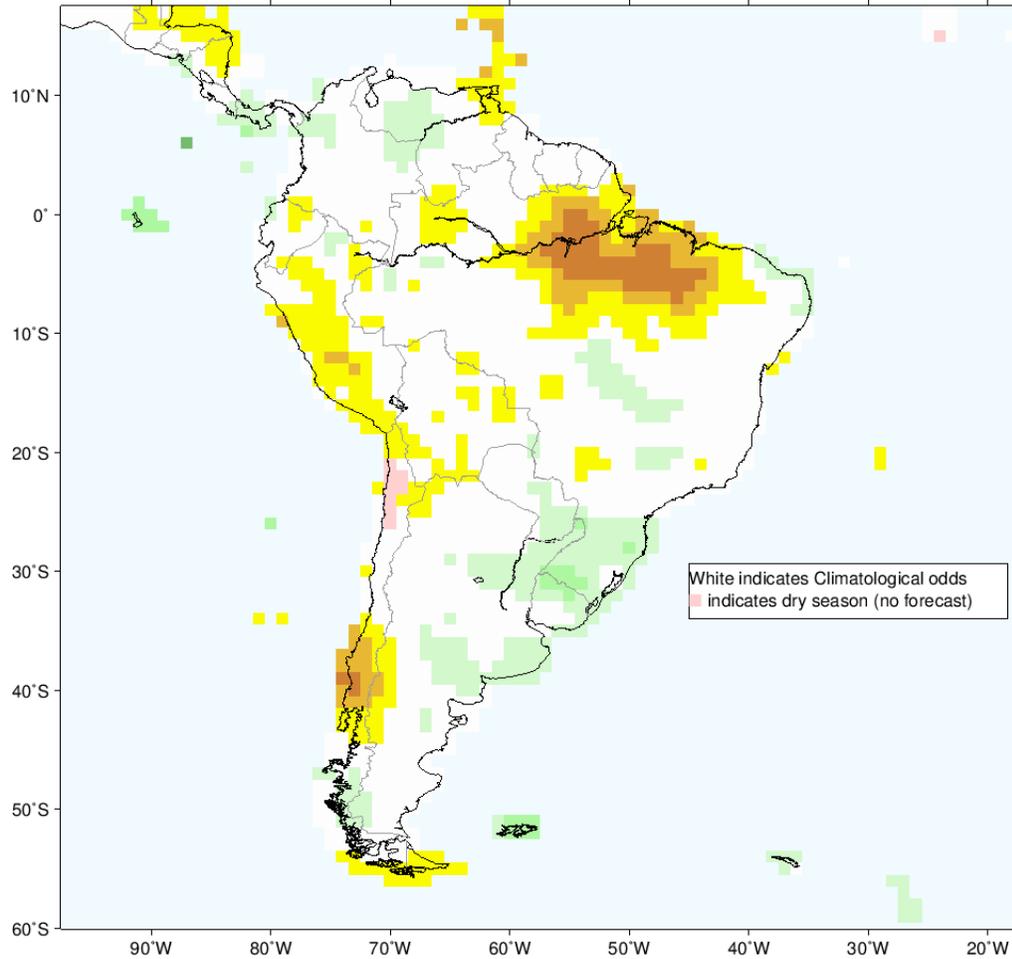


IRI Multi-Model Probability Forecast for Precipitation for January-February-March 2019, Issued November 2018

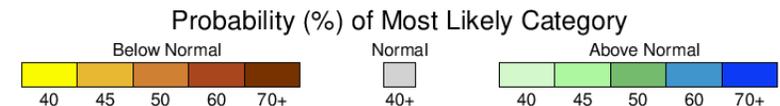
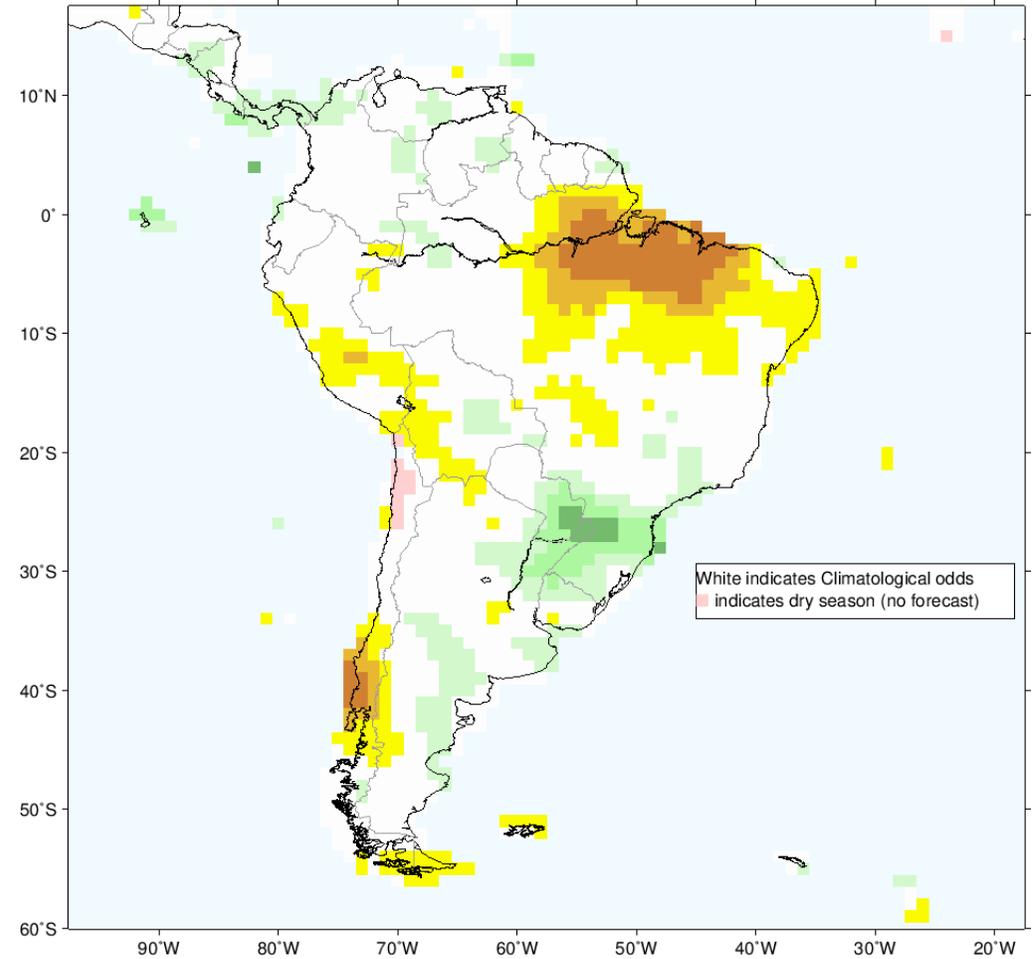


Pronóstico Probabilístico del IRI Feb-Abr/2019 y Mar-May/2019

IRI Multi-Model Probability Forecast for Precipitation for February–March–April 2019, Issued November 2018



IRI Multi-Model Probability Forecast for Precipitation for March–April–May 2019, Issued November 2018



Fuente: Instituto...



Pronóstico Anomalías de la Temperatura Sub-superficial del Mar

Anomalia de la temperatura Subsuperficial del Mar

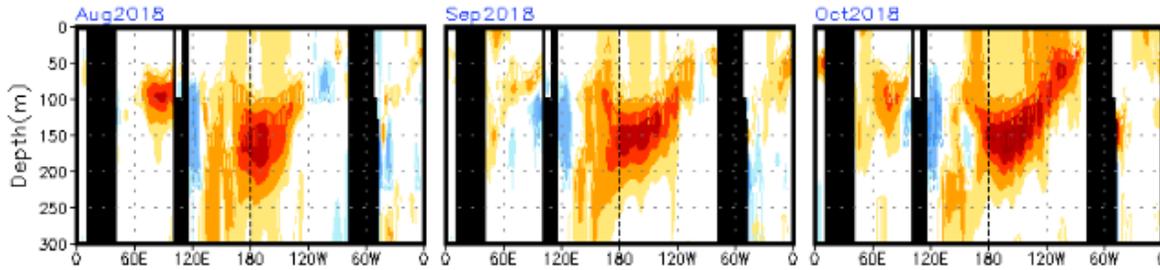


NWS/NCEP/CPC

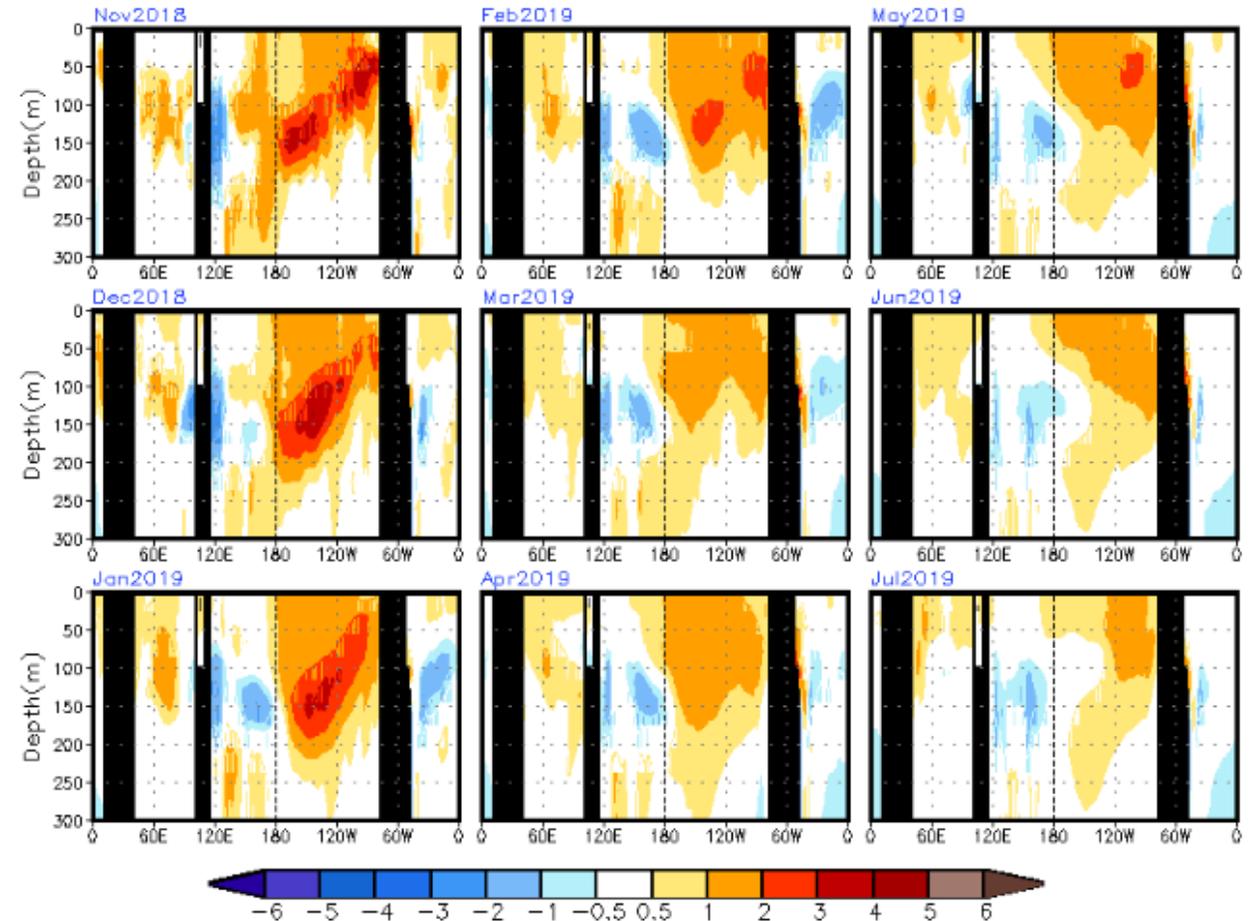
Initial conditions: 28Oct2018-6Nov2018

Last update: Wed Nov 7 2018

CFSR equatorial temperature(K)

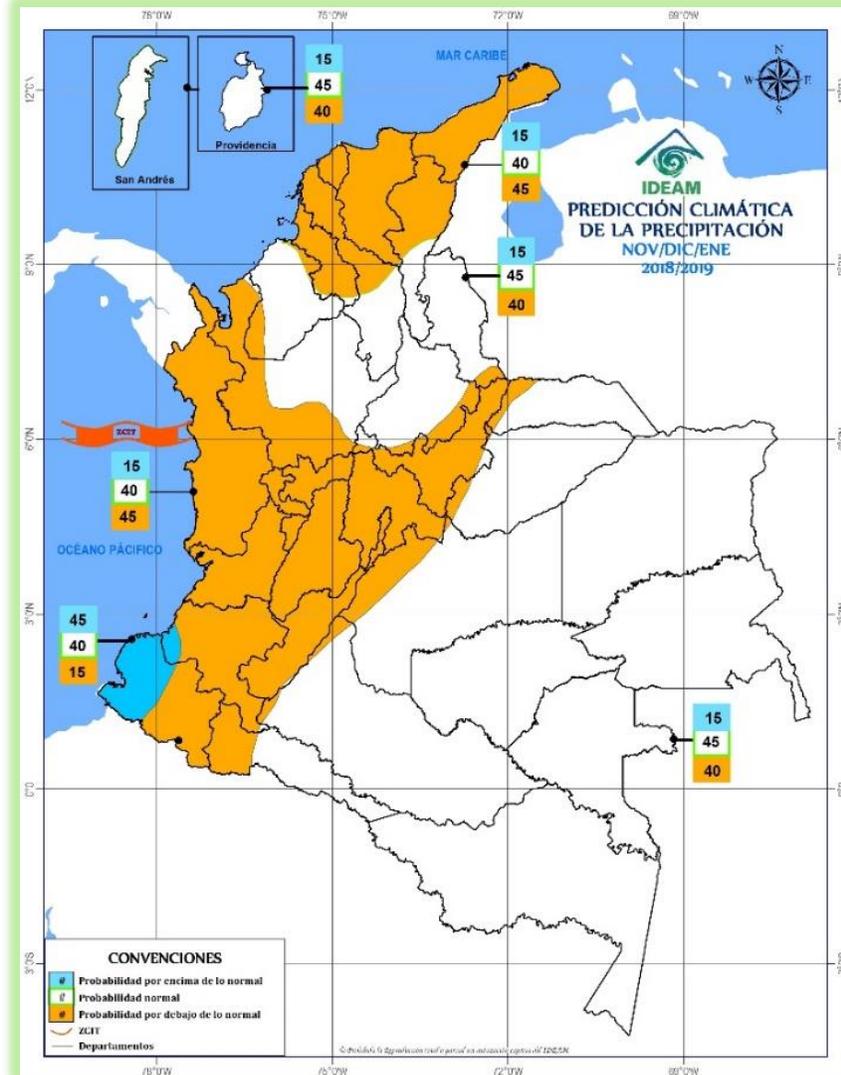


CFSv2 equatorial temperature(K)



Pronóstico Estacional de las Anomalías de Precipitación Mensual

DEPARTAMENTO	Area (%) con probabilidad de precipitación por debajo de lo normal	Area (%) con probabilidad de precipitación normal	Area (%) con probabilidad de precipitación por encima de lo normal
Amazonas	0.00	100.00	0.00
Antioquia	51.07	48.93	0.00
Arauca	10.66	89.34	0.00
Atlántico	100.00	0.00	0.00
Bogotá, D.C.	100.00	0.00	0.00
Bolívar	47.64	52.36	0.00
Boyacá	92.01	7.99	0.00
Caldas	100.00	0.00	0.00
Caquetá	3.00	97.00	0.00
Casanare	4.94	95.06	0.00
Cauca	92.53	0.68	6.79
Cesar	68.13	31.87	0.00
Chocó	100.00	0.00	0.00
Córdoba	18.25	81.75	0.00
Cundinamarca	99.65	0.35	0.00
Guainía	0.00	100.00	0.00
Guaviare	0.00	100.00	0.00
Huila	98.89	1.11	0.00
La Guajira	100.00	0.00	0.00
Magdalena	99.68	0.32	0.00
Meta	12.97	87.03	0.00
Nariño	54.94	0.00	45.06
Norte de Santander	6.27	93.73	0.00
Putumayo	36.09	63.91	0.00
Quindío	100.00	0.00	0.00
Risaralda	100.00	0.00	0.00
Santander	17.29	82.71	0.00
Sucre	93.91	6.09	0.00
Tolima	100.00	0.00	0.00
Valle del Cauca	100.00	0.00	0.00
Vaupés	0.00	100.00	0.00
Vichada	0.00	100.00	0.00
Total general	32.62	65.96	1.42



Para el trimestre Noviembre-Diciembre-Enero, el modelo probabilístico de IDEAM estima que el 33% de la superficie de Colombia estaría en condiciones deficitarias de precipitación, 1% en condiciones excesivas y el 66% restante con valores de precipitación cercanos a los promedios climatológicos ($\pm 30\%$ de desviación respecto a los valores climatológicos)

REGIÓN NATURAL	Area (%) con probabilidad de precipitación por debajo de lo normal	Area (%) con probabilidad de precipitación normal	Area (%) con probabilidad de precipitación por encima de lo normal
Amazonia	1.99	98.01	0.00
Andina	66.80	31.59	1.61
Caribe	77.88	22.12	0.00
Orinoquia	3.89	96.11	0.00
Pacífico	81.61	0.00	18.39
Total general	32.62	65.96	1.42

CONCLUSIONES IDEAM:

- El diagnóstico a partir de datos y análisis internacionales de los centros de predicción climática permiten determinar que, en primer lugar, durante el último trimestre agosto-septiembre-octubre, la dinámica de interacción océano-atmósfera estuvo asociada a una situación **ENOS-Neutral** y, en segundo lugar, que durante las últimas semanas se ha desarrollado un acoplamiento de interacción océano-atmósfera que estaría favoreciendo **la fase inicial de un evento El Niño**.
- Los centros de predicción climática internacionales como la NOAA (29 de octubre) y el IRI (19 de octubre) estiman una **evolución de un evento El Niño que abarcaría desde el trimestre septiembre-octubre-noviembre de 2018 y se extendería hasta el trimestre marzo-abril-mayo de 2019**; es decir, cubriría igualmente la primera temporada de precipitaciones del centro del país para 2019 (abril-mayo).
- Como respuesta al próximo **evento El Niño de intensidad posiblemente débil a moderada**, la mayoría de los modelos del IDEAM estiman **una reducción de precipitaciones en las regiones Caribe y Andina**; consistente con lo que predicen la mayoría de los modelos globales de predicción estacional. ***Con este posible evento El Niño, y como lo ha venido manifestando el IDEAM desde mediados de este año, es de precisar, que la segunda temporada de precipitaciones que incluye el mes de noviembre de 2018 no se suprime, sino que de acuerdo con la predicción, sería algo deficitaria. Así mismo, es importante mencionar que el momento de madurez de este fenómeno El Niño podría coincidir con la primera temporada “seca” o de menos lluvias de 2019 en las regiones Caribe, Andina y Orinoquia; situación que podría acentuar más dicha temporada.***
- En términos de predicción climática para **noviembre**, se prevé que las precipitaciones perduren a lo largo del mes; sin embargo, podrían estar más concentradas para la segunda quincena, debido a la posible incidencia de la MJO en su fase convectiva.
- Con respecto al trimestre consolidado **noviembre-diciembre-enero (NDE)** y en términos de precipitación, se estiman volúmenes **entre lo normal** y por **debajo de lo normal** en la mayor parte de las regiones Caribe, Andina y centro-norte del Pacífico colombiano; sobre el resto del país se estiman precipitaciones cercanas a los promedios históricos.

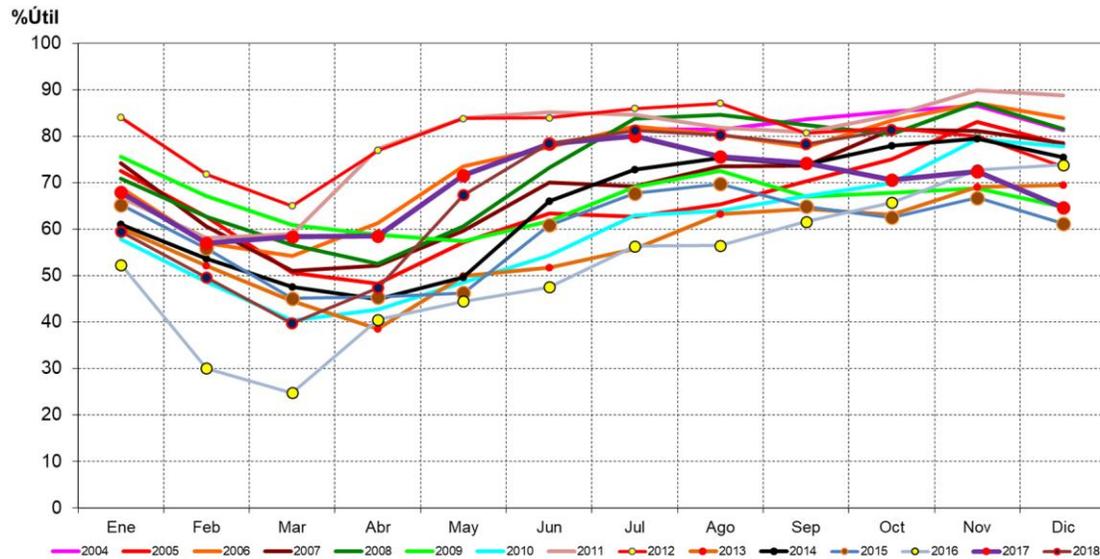
Variables SIN



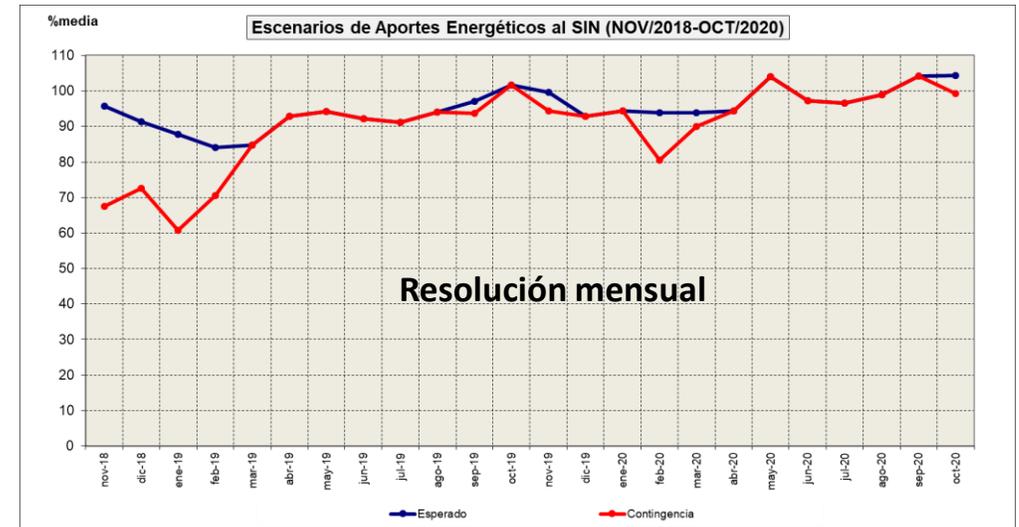
Comportamiento Aportes, Reservas y Pronósticos (nov/2018)

REGIÓN	OBSERVADO		PRONOSTICADO	
	%media	Energía	%media	Energía
ANTIOQUIA	90.2	83.0	91.0	83.7
CENTRO	102.7	50.6	100.2	49.3
ORIENTE	83.7	26.5	84.0	26.6
VALLE	94.9	9.1	95.8	9.2
CARIBE	80.6	4.0	98.0	4.9
CALDAS	108.2	11.6	97.1	10.5
SIN	93.3	184.9	92.9	184.1

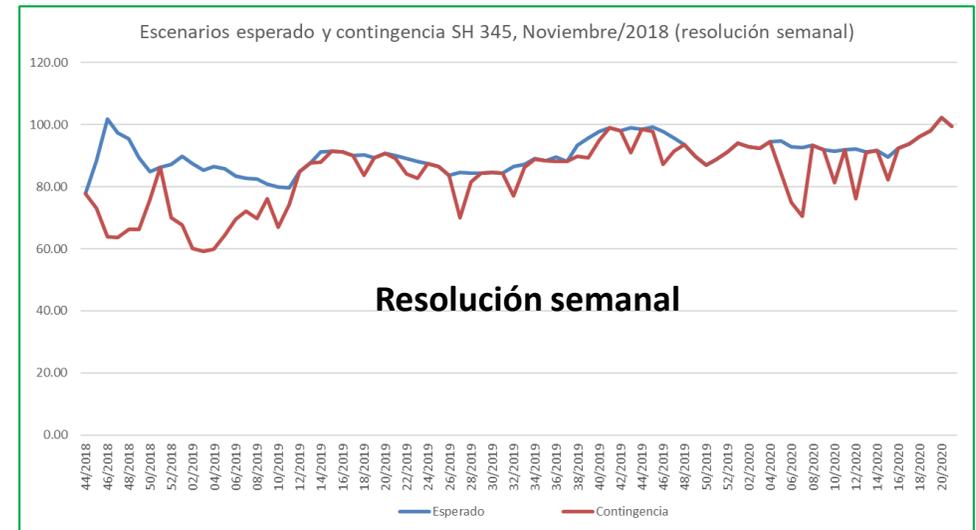
Evaluación pronóstico de octubre



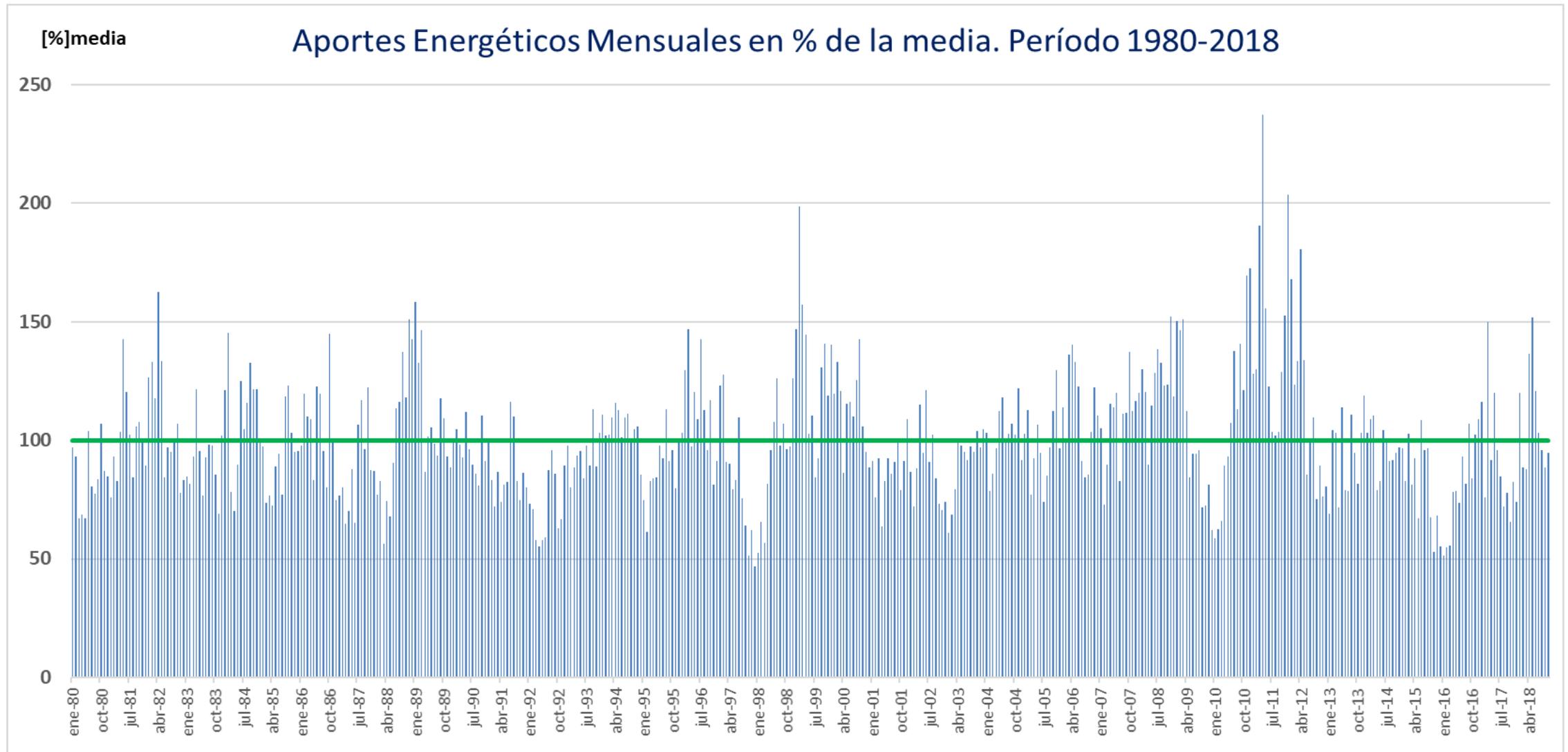
Evolución reservas útiles SIN a 31 de octubre de 2018



Escenario esperado y contingencia nov/2018 – oct/2020



Comportamiento de aportes mensuales respecto a la media



La figura muestra los aportes energéticos agregados en porcentaje de la media mensual. La línea verde corresponde a la media (100%).

Estado de los embalses

Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Volumen útil diario (%)
2018-12-03	Agregado SIN	Colombia	16,953.66	13,756.78	-0.42	291.20	81.1%
2018-12-03	Peñol	Antioquia	4,024.49	4,070.36	2.41	32.75	101.1%
2018-12-03	Agregado Bogotá	Centro	3,763.50	1,858.89	-1.46	0.00	49.4%
2018-12-03	Guavio	Oriente	2,086.04	1,987.77	2.52	0.00	95.3%
2018-12-03	Esmeralda	Oriente	1,124.35	818.95	-3.24	0.00	72.8%
2018-12-03	El Quimbo	Centro	1,104.37	849.80	1.00	0.00	76.9%
2018-12-03	Topocoro	Centro	998.89	962.66	1.67	71.15	96.4%
2018-12-03	Chuza	Oriente	980.60	738.10	-6.52	0.00	75.3%
2018-12-03	Riogrande II	Antioquia	554.30	574.43	0.47	83.94	103.6%
2018-12-03	San Lorenzo	Antioquia	421.11	366.14	-2.07	5.01	86.9%
2018-12-03	Miraflores	Antioquia	313.19	298.88	0.12	0.00	95.4%
2018-12-03	Amani	Antioquia	245.54	242.00	0.24	10.66	98.6%
2018-12-03	Calima	Valle	218.78	207.21	0.97	0.00	94.7%
2018-12-03	Salvajina	Valle	194.48	127.60	2.91	0.00	65.6%
2018-12-03	Urrá	Caribe	160.19	147.54	-0.11	0.00	92.1%
2018-12-03	Porce II	Antioquia	133.76	68.90	-1.00	4.70	51.5%
2018-12-03	Betania	Centro	124.51	80.71	-0.11	0.00	64.8%
2018-12-03	Porce III	Antioquia	115.79	88.15	0.85	31.19	76.1%
2018-12-03	Playas	Antioquia	94.03	88.39	0.54	39.79	94.0%
2018-12-03	Punchiná	Antioquia	71.67	30.17	-0.23	0.00	42.1%
2018-12-03	Troneras	Antioquia	71.02	46.70	-0.03	0.80	65.8%
2018-12-03	Muña	Centro	57.60	38.92	0.49	0.00	67.6%
2018-12-03	Prado	Centro	56.28	49.18	0.82	0.00	87.4%
2018-12-03	Alto Anchicayá	Valle	39.18	15.34	-0.67	11.21	39.1%

Información hasta el: 2018-12-03

Información actualizada el: 2018-12-04

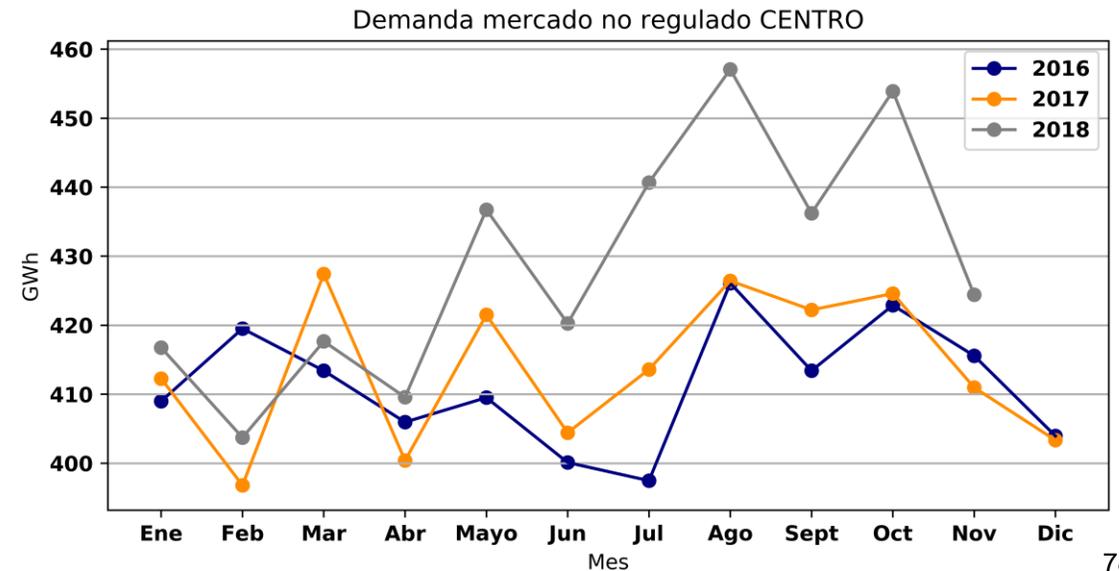
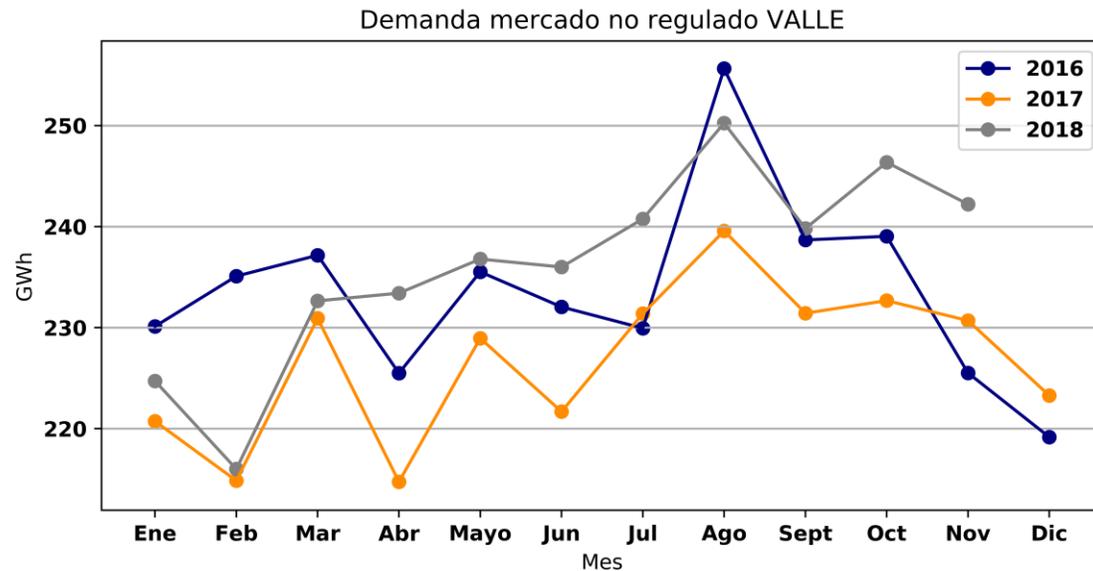
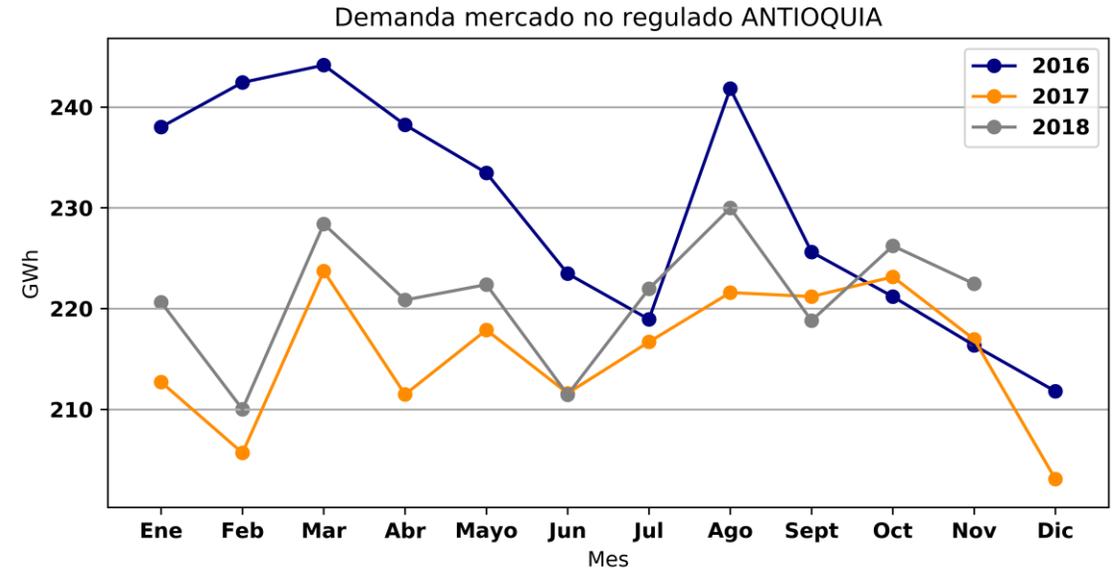
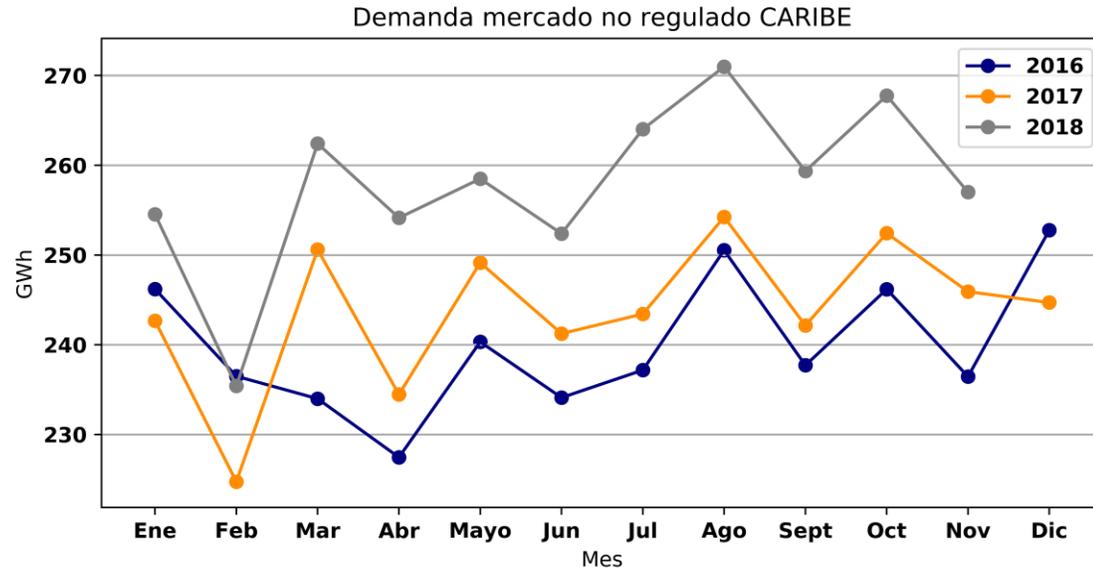
Aportes hídricos

Fecha	Estacion de medida	Región hidrológica	Media histórica (GWh-día)	Promedio diario acumulado (GWh-día)	Promedio diario acumulado (%)	Diferencia del promedio diario acumulado respecto a la media histórica (%)
2018-12-3	Agregado SIN	Colombia	148.56	142.95	96.2%	-3.8%
2018-12-3	Nare	Antioquia	18.33	17.44	95.1%	-4.9%
2018-12-3	Sogamoso	Centro	12.54	12.06	96.2%	-3.8%
2018-12-3	Grande	Antioquia	11.38	12.92	113.5%	13.5%
2018-12-3	Bogotá N.R.	Centro	9.61	13.55	141.0%	41.0%
2018-12-3	Guavio	Oriente	7.39	3.65	49.4%	-50.6%
2018-12-3	El Quimbo	Centro	7.23	8.79	121.6%	21.6%
2018-12-3	A. San Lorenzo	Antioquia	6.99	4.35	62.2%	-37.8%
2018-12-3	Bata	Oriente	5.61	3.08	54.9%	-45.1%
2018-12-3	Otros Rios (Estimados)	Rios Estimados	5.57	5.41	97.1%	-2.9%
2018-12-3	Alto Anchicayá	Valle	5.53	6.24	112.8%	12.8%
2018-12-3	Carlos Lleras	Antioquia	5.38	6.35	118.0%	18.0%
2018-12-3	Guatapé	Antioquia	5.33	5.36	100.6%	0.6%
2018-12-3	Miel I	Antioquia	5.28	3.74	70.8%	-29.2%
2018-12-3	Porce II CP	Antioquia	5.24	4.80	91.6%	-8.4%
2018-12-3	Guadalupe	Antioquia	5.15	3.94	76.5%	-23.5%
2018-12-3	Cauca Salvajina	Valle	4.99	8.58	171.9%	71.9%
2018-12-3	San Carlos	Antioquia	3.48	3.55	102.0%	2.0%
2018-12-3	Sinú Urrá	Caribe	3.24	3.75	115.7%	15.7%
2018-12-3	Desv. EEPPM (NEC,PAJ,DO)	Antioquia	2.87	2.02	70.4%	-29.6%
2018-12-3	Betania CP	Centro	2.87	3.33	116.0%	16.0%
2018-12-3	Desv. Guarino	Antioquia	2.06	0.00	0.0%	-100.0%
2018-12-3	Amoyá	Centro	2.01	1.49	74.1%	-25.9%
2018-12-3	Chuzá	Oriente	1.91	0.38	19.9%	-80.1%
2018-12-3	Concepción	Antioquia	1.89	1.21	64.0%	-36.0%
2018-12-3	Porce III	Antioquia	1.68	1.84	109.5%	9.5%
2018-12-3	Tenche	Antioquia	1.02	0.73	71.6%	-28.4%
2018-12-3	Prado	Centro	0.82	1.77	215.9%	115.9%
2018-12-3	Calima	Valle	0.72	1.19	165.3%	65.3%
2018-12-3	Desv. Manso	Antioquia	0.68	0.00	0.0%	-100.0%
2018-12-3	Cucuana	Centro	0.64	0.55	85.9%	-14.1%
2018-12-3	Digua	Valle	0.47	0.52	110.6%	10.6%
2018-12-3	Desv. San Marcos	Centro	0.24	0.15	62.5%	-37.5%
2018-12-3	Blanco	Oriente	0.23	0.00	0.0%	-100.0%
2018-12-3	Florida II	Valle	0.18	0.21	116.7%	16.7%

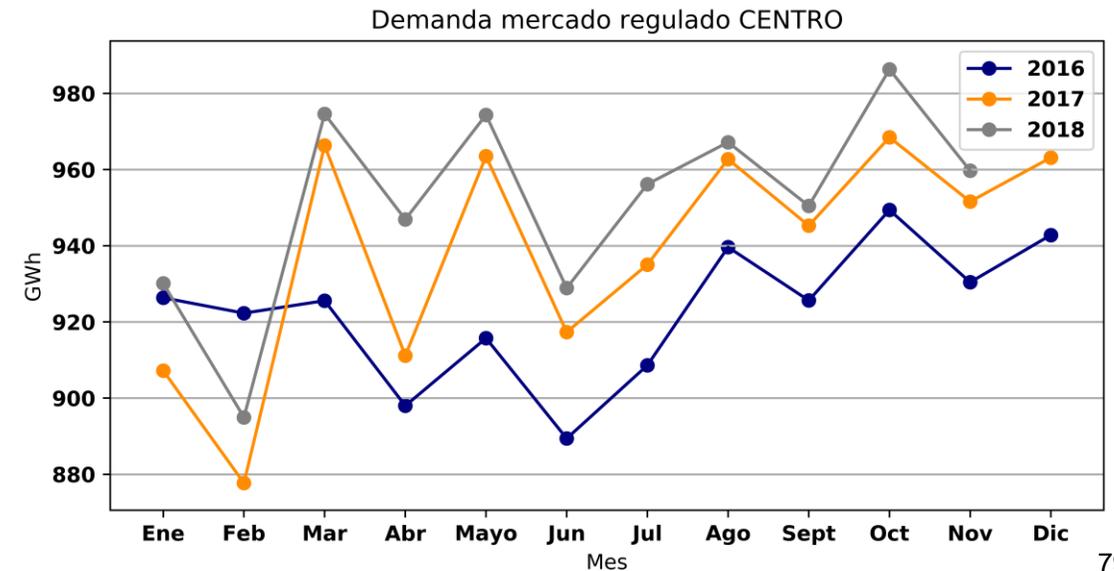
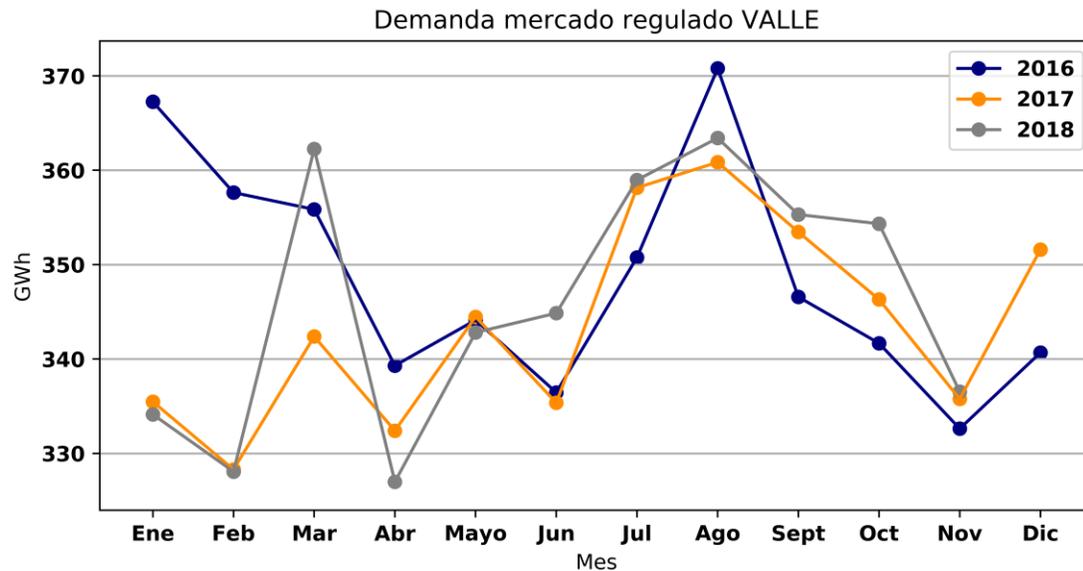
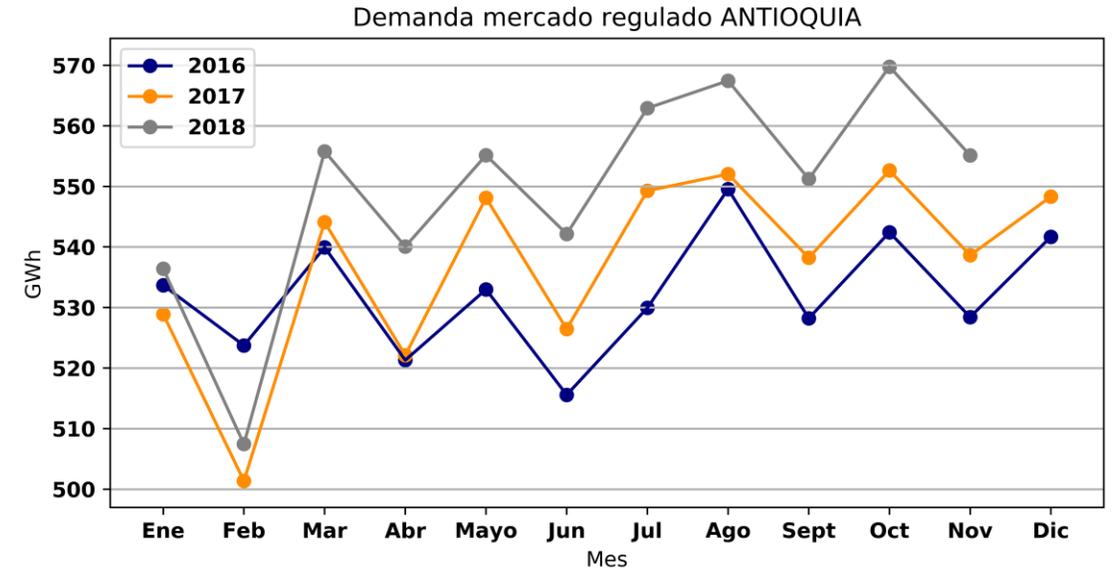
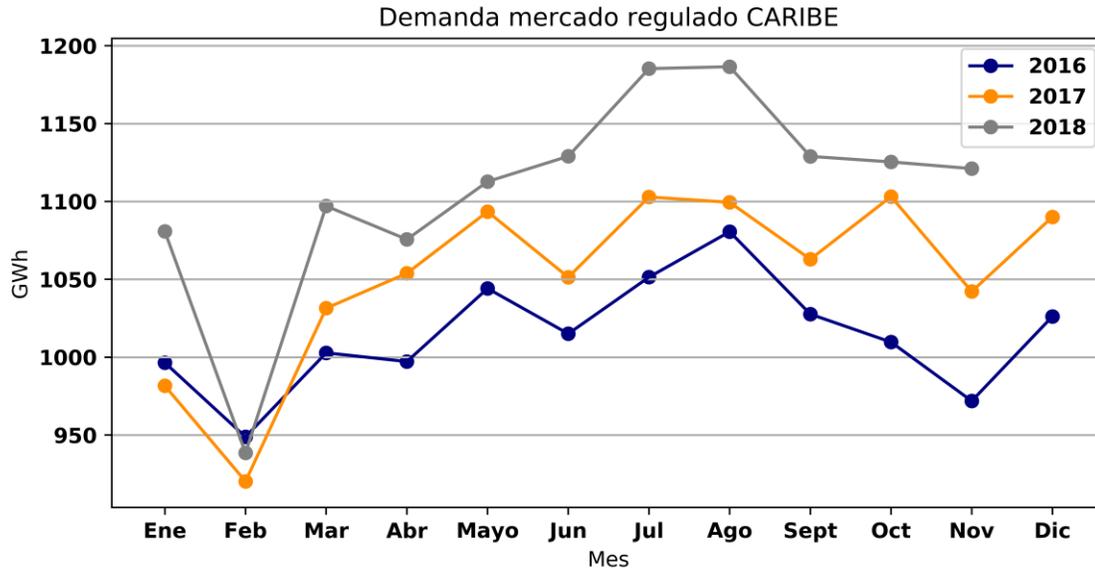
Información hasta el: 2018-12-03

Información actualizada el: 2018-12-04

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



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



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%

