

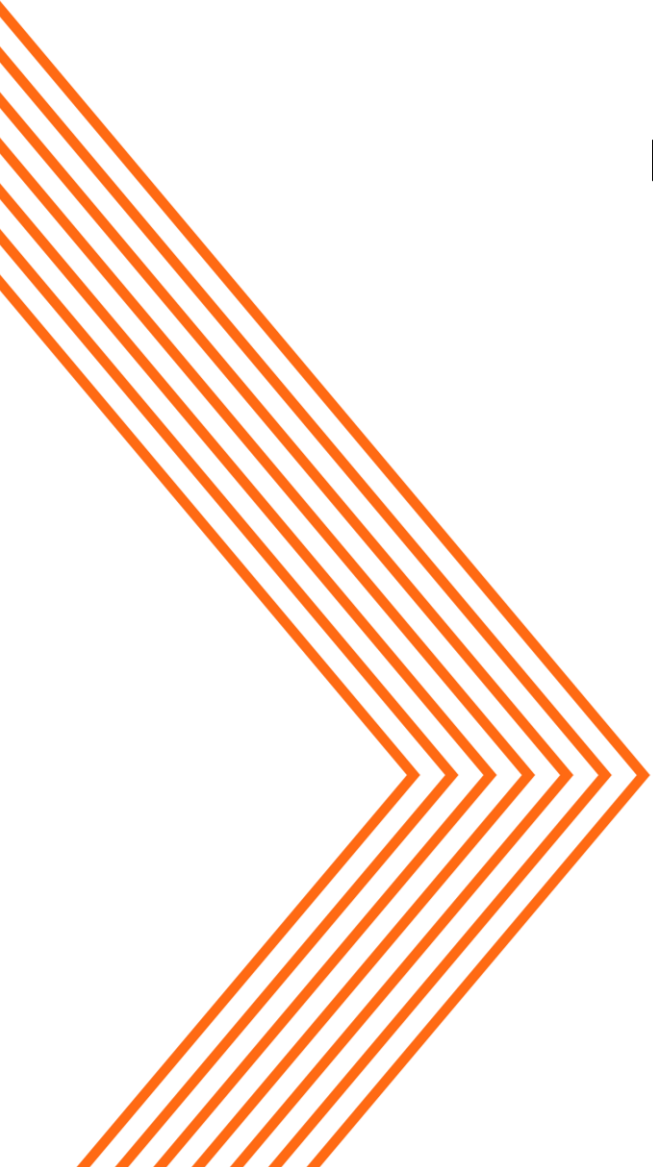


# INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-005

Jueves, 7 de marzo 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 – 005  
Jueves 7 de marzo de 2019



# Contenido

1

## Variables del SIN

Hidrología  
Generación e importaciones  
Demanda SIN  
Seguimiento de restricciones

2

## Panorama Energético

Análisis energético de mediano plazo  
Análisis energético de largo plazo

3

## Situaciones operativas

SVC

4

## Varios

Indicadores de Operación  
Resultados subasta Asignación Obligaciones de Energía Firme  
2022-2023



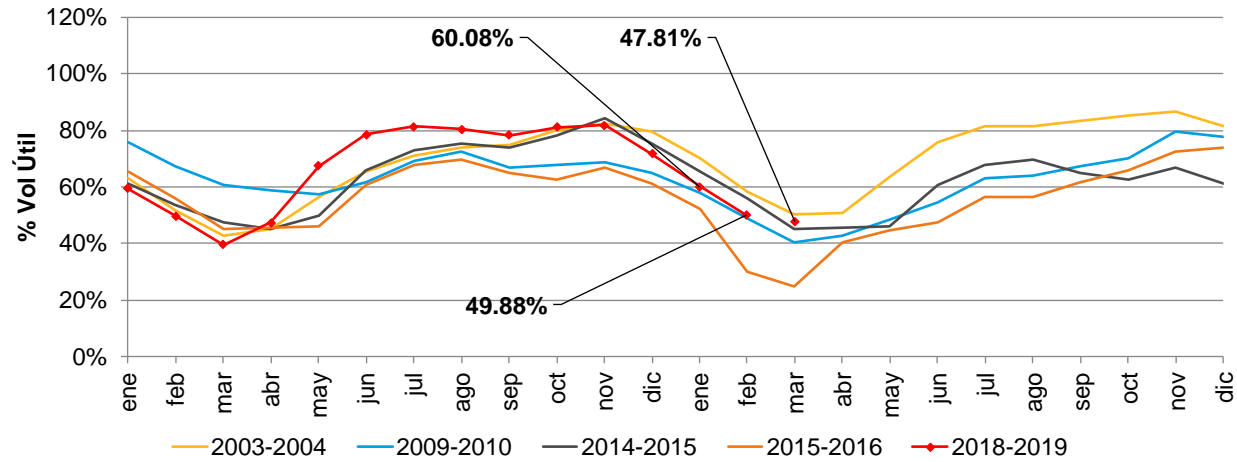
# 1. Variables del SIN

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

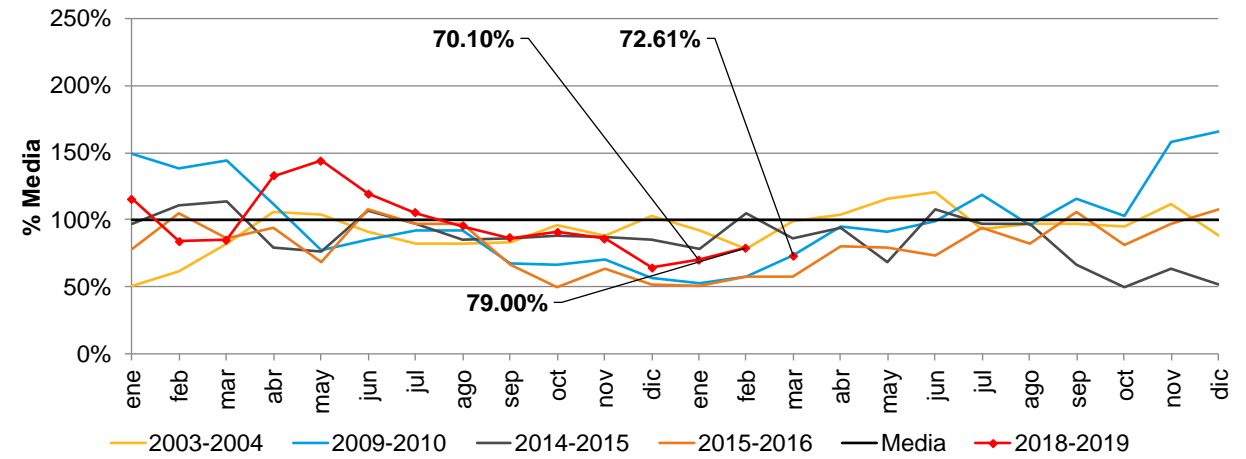


# Hidrología del SIN

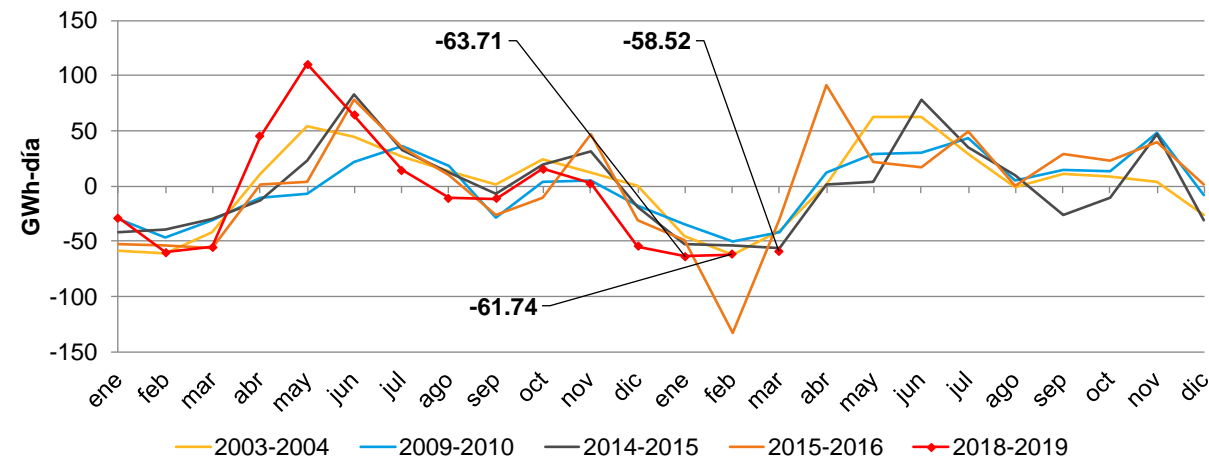
## Reservas hídricas



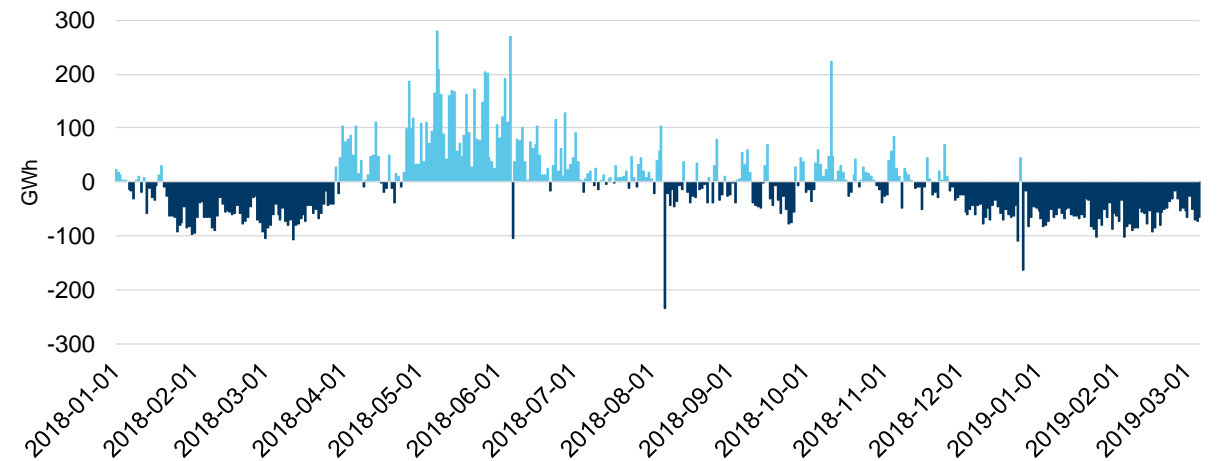
## Aportes hídricos



## SIN - Tasa de embalsamiento promedio

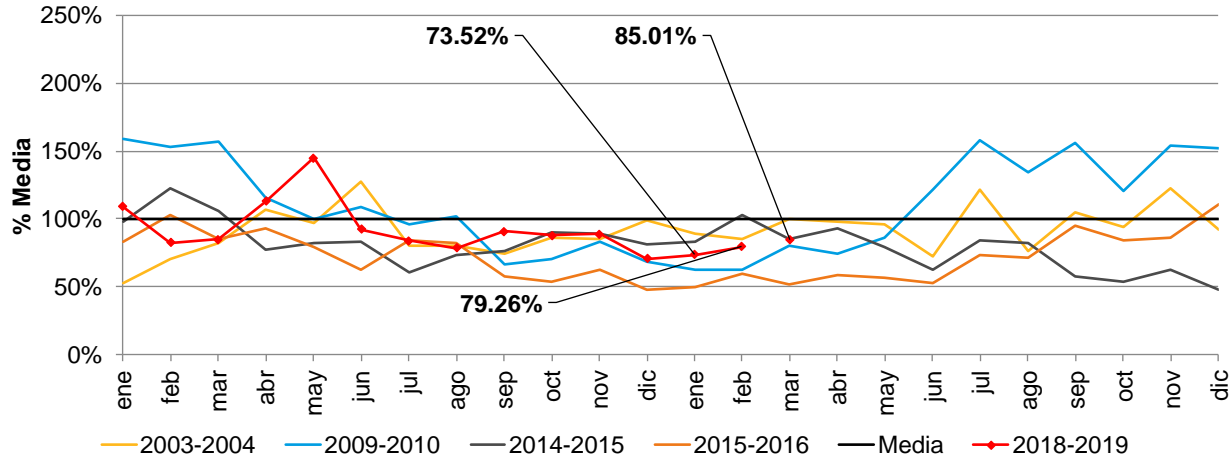


## Tasa de embalsamiento

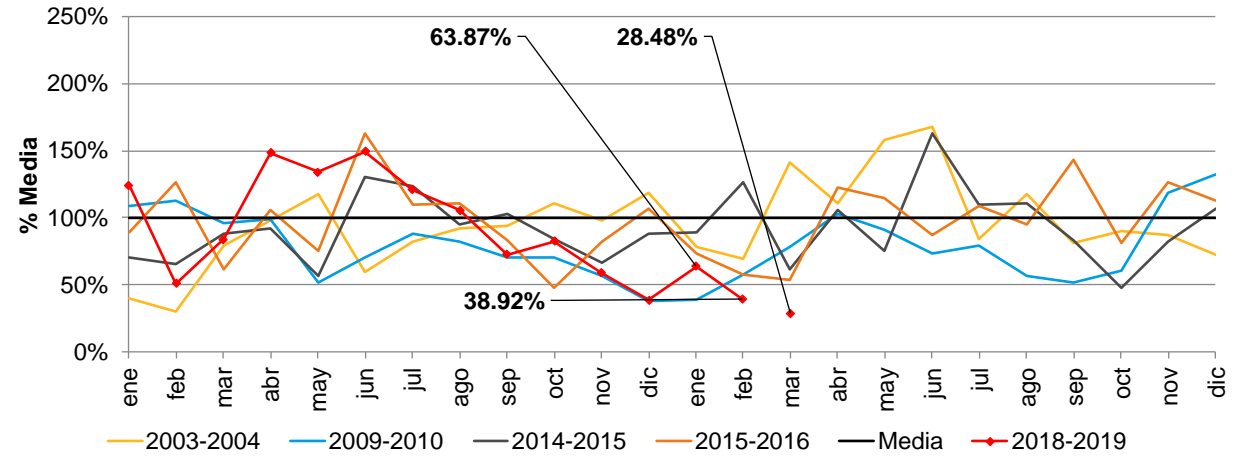


# Aportes por regiones

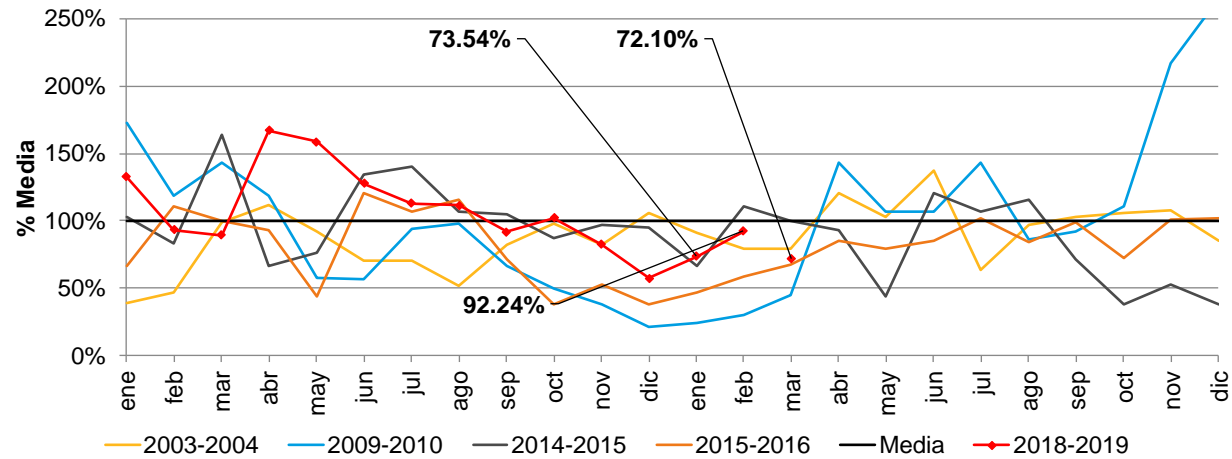
## Antioquia



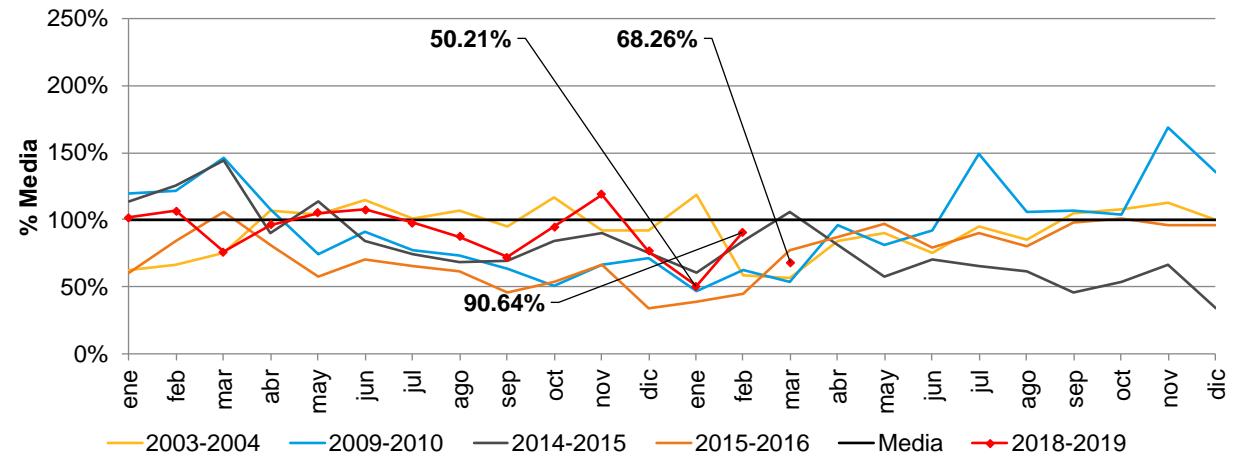
## Oriente



## Centro

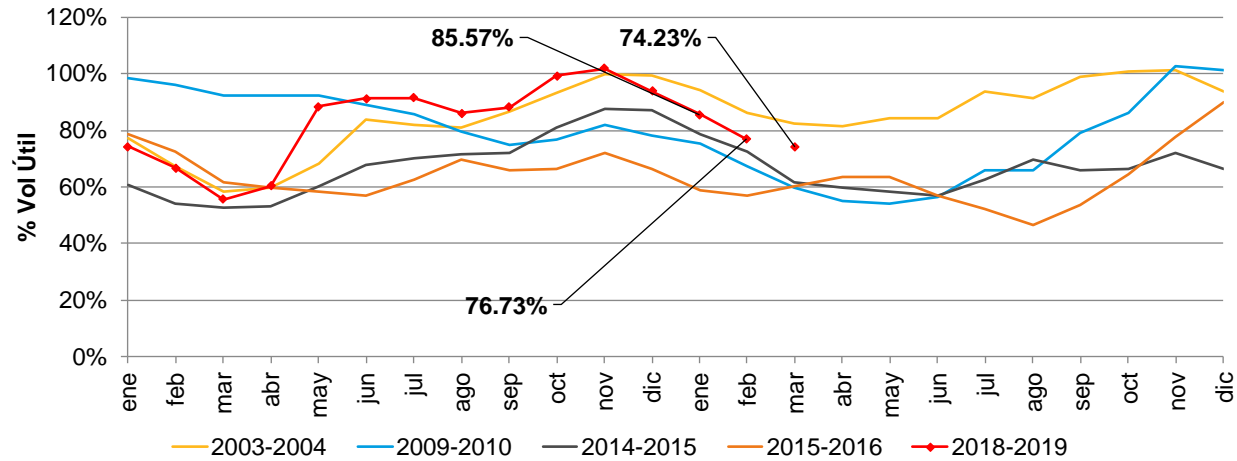


## Valle

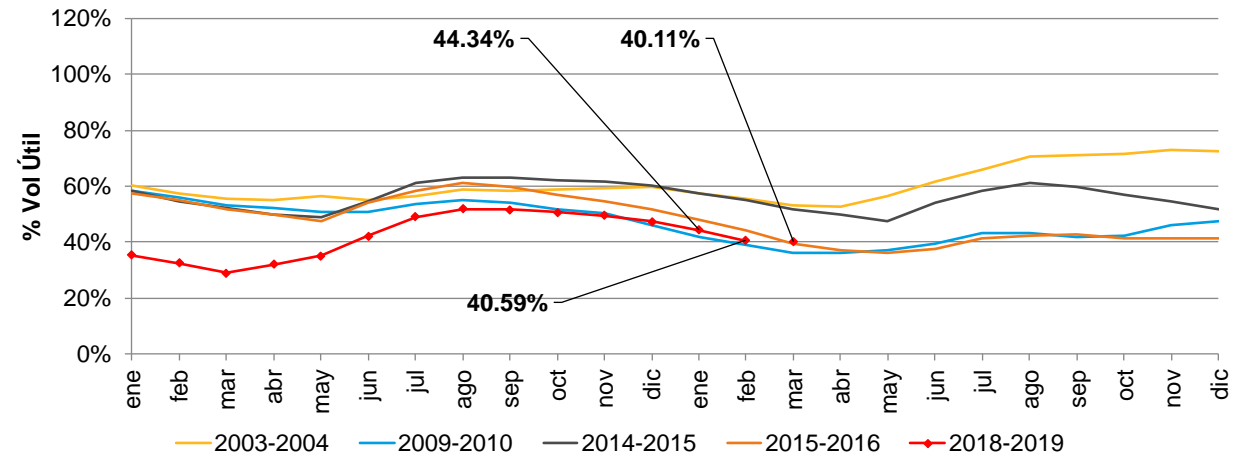


# Evolución de principales embalses

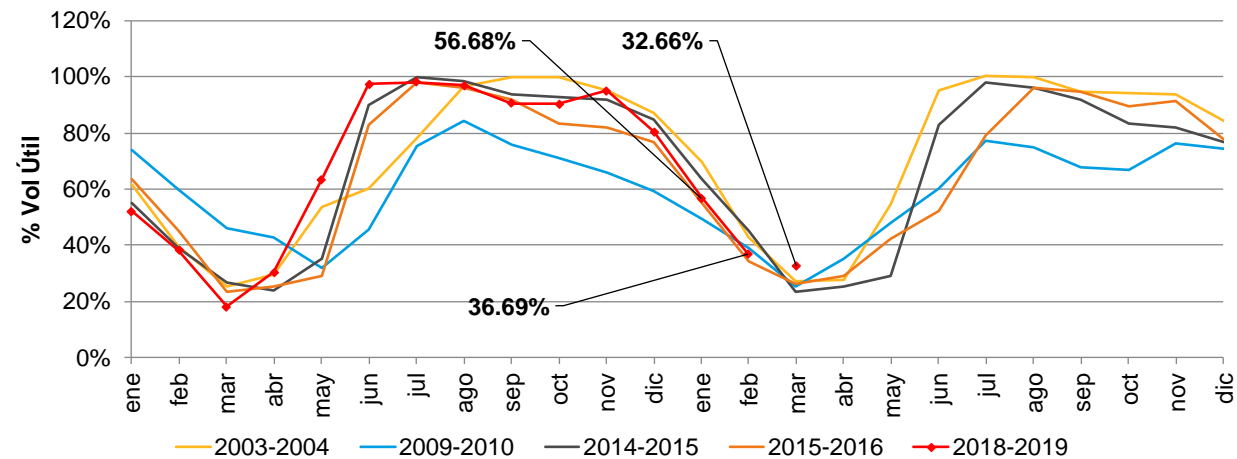
## Peñol



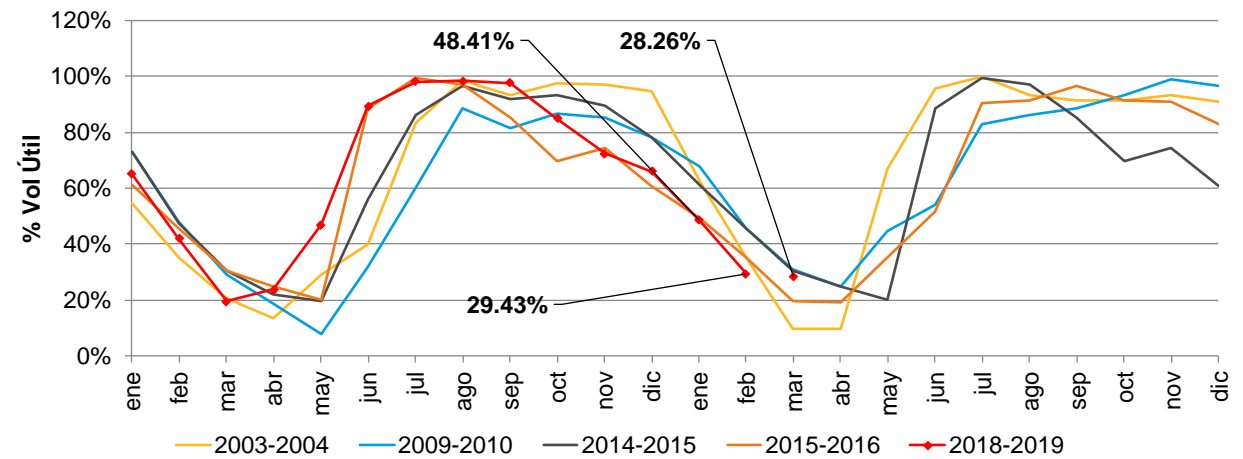
## Agregado Bogotá



## Guavio



## Esmeralda - Chivor



# Estado de los embalses

Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio de mar-01-2019 hasta mar-06-2019 (GWh-día)	Vertimiento acumulado de mar-01-2019 hasta mar-06-2019 (GWh)	Volumen útil diario (%)	Participación volumen útil diario (%)
2019-03-06	Agregado SIN	Colombia	16,953.66	8,106.02	-58.52	0.00	47.8%	100.0%
2019-03-06	Peñol	Antioquia	4,024.49	2,987.52	-16.74	0.00	74.2%	36.9%
2019-03-06	Agregado Bogotá	Centro	3,763.50	1,509.39	-3.01	0.00	40.1%	18.6%
2019-03-06	Guavio	Oriente	2,086.04	681.31	-14.02	0.00	32.7%	8.4%
2019-03-06	Esmeralda	Oriente	1,124.35	317.77	-2.19	0.00	28.3%	3.9%
2019-03-06	El Quimbo	Centro	1,104.37	544.33	-7.64	0.00	49.3%	6.7%
2019-03-06	Topocoro	Centro	998.89	369.54	-7.47	0.00	37.0%	4.6%
2019-03-06	Chuza	Oriente	980.60	440.30	0.18	0.00	44.9%	5.4%
2019-03-06	Riogrande II	Antioquia	554.30	230.41	4.92	0.00	41.6%	2.8%
2019-03-06	San Lorenzo	Antioquia	421.11	120.69	2.28	0.00	28.7%	1.5%
2019-03-06	Miraflores	Antioquia	313.19	122.47	-1.66	0.00	39.1%	1.5%
2019-03-06	Amani	Antioquia	245.54	150.67	-2.35	0.00	61.4%	1.9%
2019-03-06	Calima	Valle	218.78	97.75	-1.06	0.00	44.7%	1.2%
2019-03-06	Salvajina	Valle	194.48	90.51	1.17	0.00	46.5%	1.1%
2019-03-06	Urrá	Caribe	160.19	67.41	-1.18	0.00	42.1%	0.8%
2019-03-06	Porce II	Antioquia	133.76	43.92	-5.71	0.00	32.8%	0.5%
2019-03-06	Betania	Centro	124.51	99.40	3.27	0.00	79.8%	1.2%
2019-03-06	Porce III	Antioquia	115.79	78.57	2.39	0.00	67.9%	1.0%
2019-03-06	Playas	Antioquia	94.03	60.21	-3.09	0.00	64.0%	0.7%
2019-03-06	Punchiná	Antioquia	71.67	30.08	-0.78	0.00	42.0%	0.4%
2019-03-06	Troneras	Antioquia	71.02	15.33	-4.37	0.00	21.6%	0.2%
2019-03-06	Muña	Centro	57.60	25.56	1.26	0.00	44.4%	0.3%
2019-03-06	Prado	Centro	56.28	22.86	-0.22	0.00	40.6%	0.3%
2019-03-06	Alto Anchicayá	Valle	39.18	0.00	-2.50	0.00	0.0%	0.0%

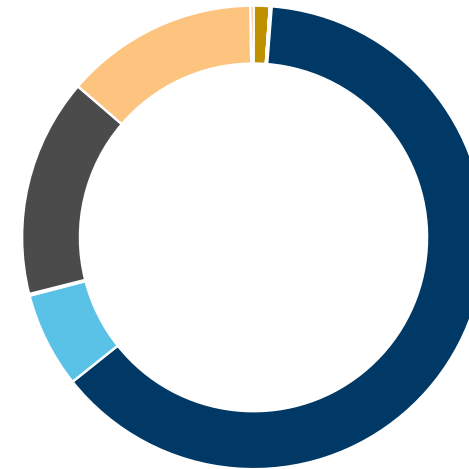
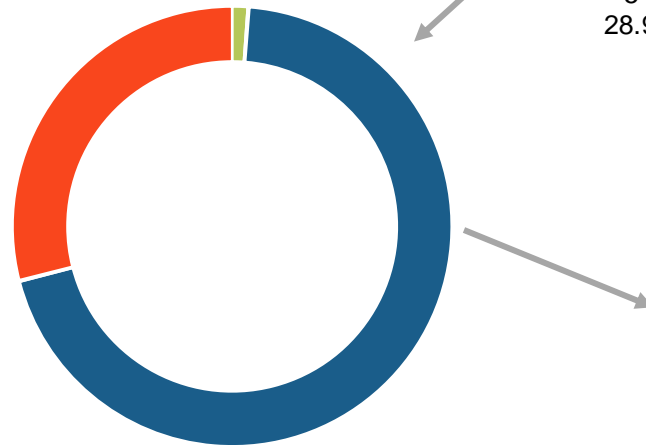
Información hasta el: 2019-03-06



# Generación promedio diaria en GWh-día

Total 189.4 GWh-día

- Biomasa, 2.1, 1.13%
- Eólica, 0.2, 0.13%
- Hidráulica, 132.0, 69.69%
- Solar, 0.2, 0.12%
- Combustible fósil, 54.8, 28.93%



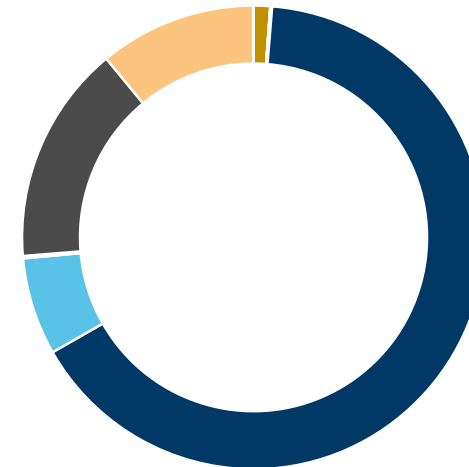
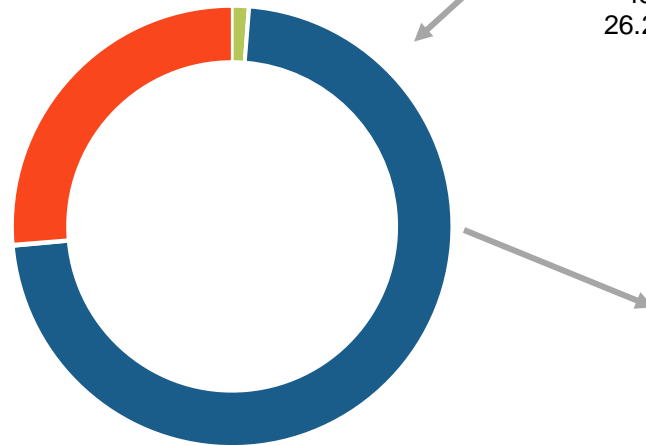
- Bagazo, 2.1, 1.13%
- Biogás, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.2, 0.13%
- Embalse, 119.4, 63.04%
- Filo de agua, 12.6, 6.66%
- Fotovoltaica, 0.2, 0.12%
- Carbón, 28.8, 15.22%
- Gas, 25.6, 13.50%
- Líquidos, 0.4, 0.21%

La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 28 de febrero de 2019

# Generación promedio diaria en GWh-día

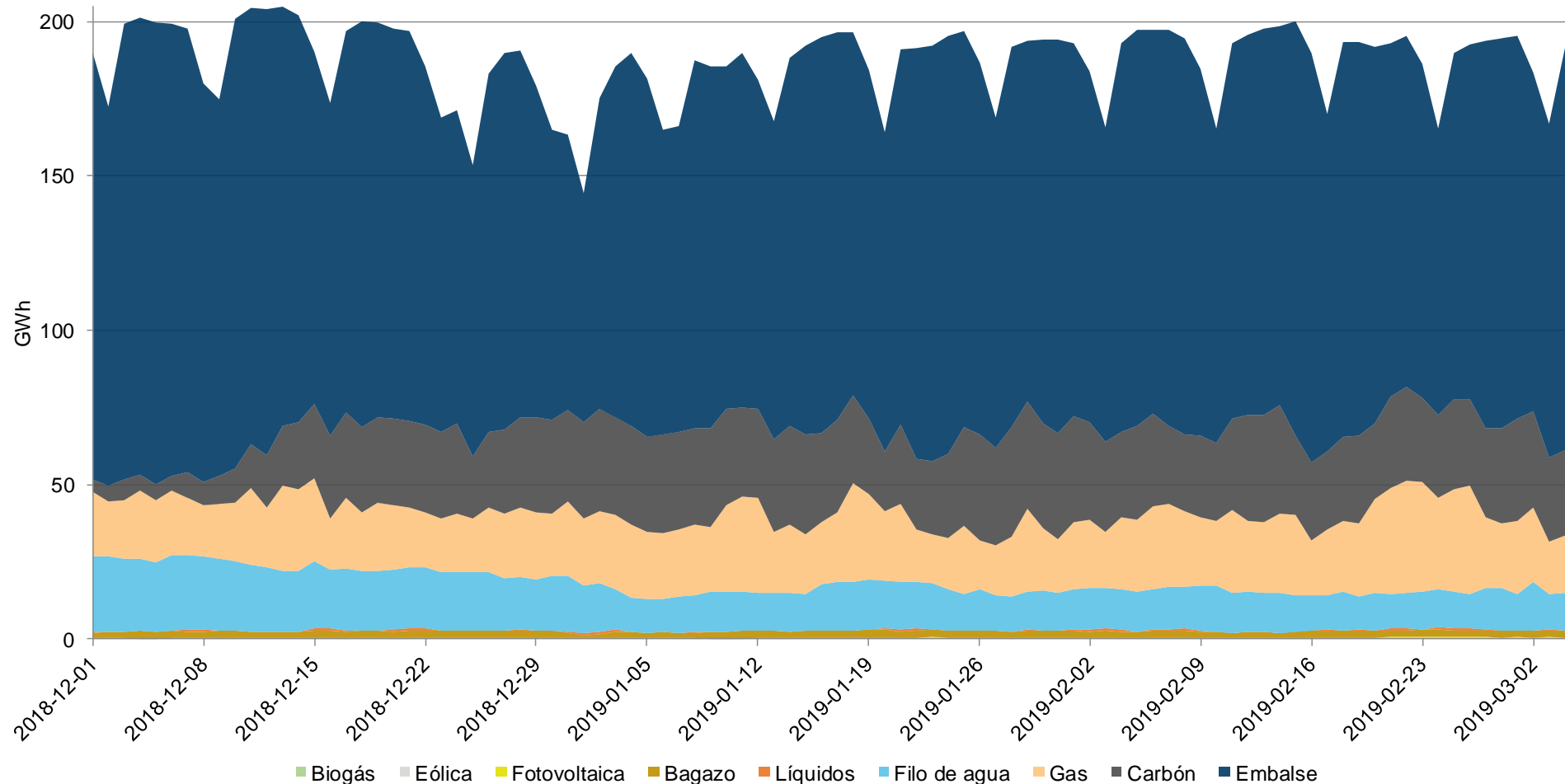
Total 186.0  
GWh-día

- Biomasa, 2.2, 1.16%
- Eólica, 0.2, 0.13%
- Hidráulica, 134.4, 72.26%
- Solar, 0.3, 0.17%
- Combustible fósil, 48.9, 26.28%



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

# Generación diaria

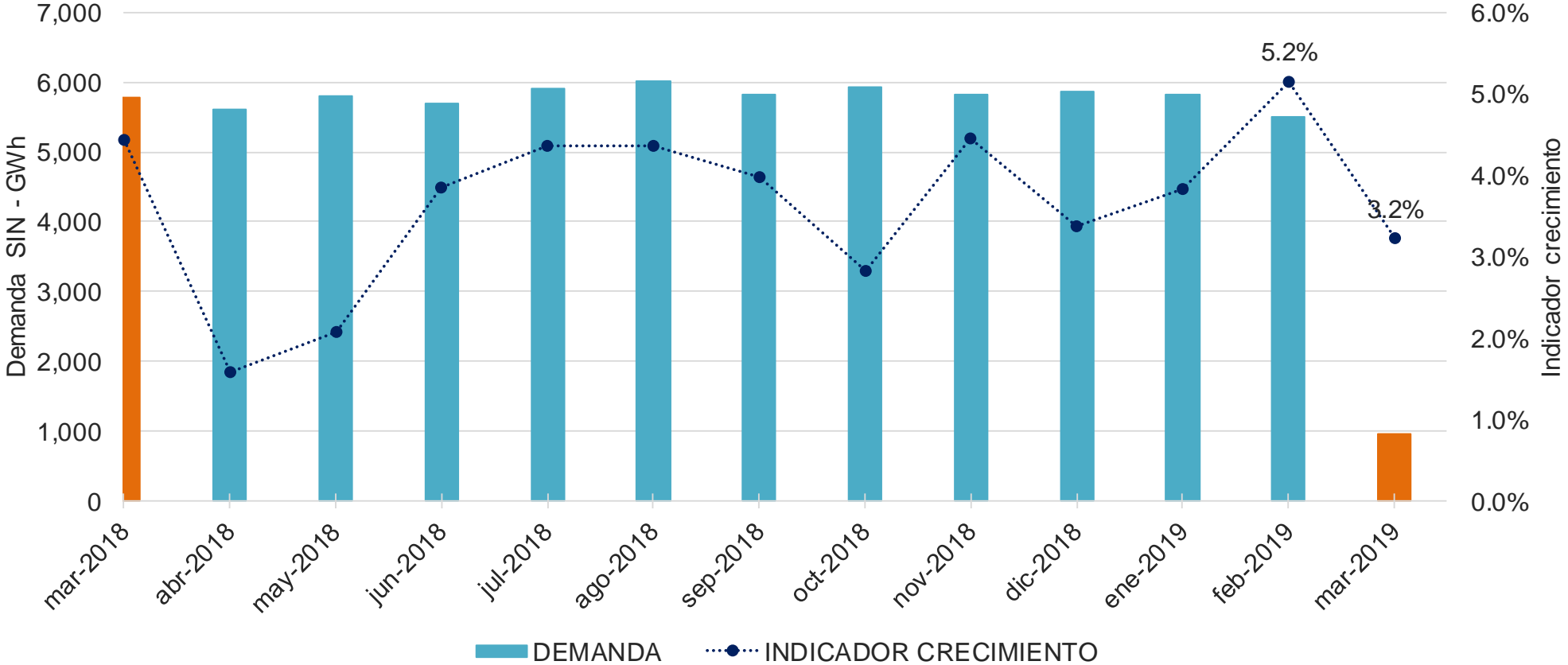


La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación

Información hasta el: 2019-03-05

Información actualizada el: 2019-03-07

# Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

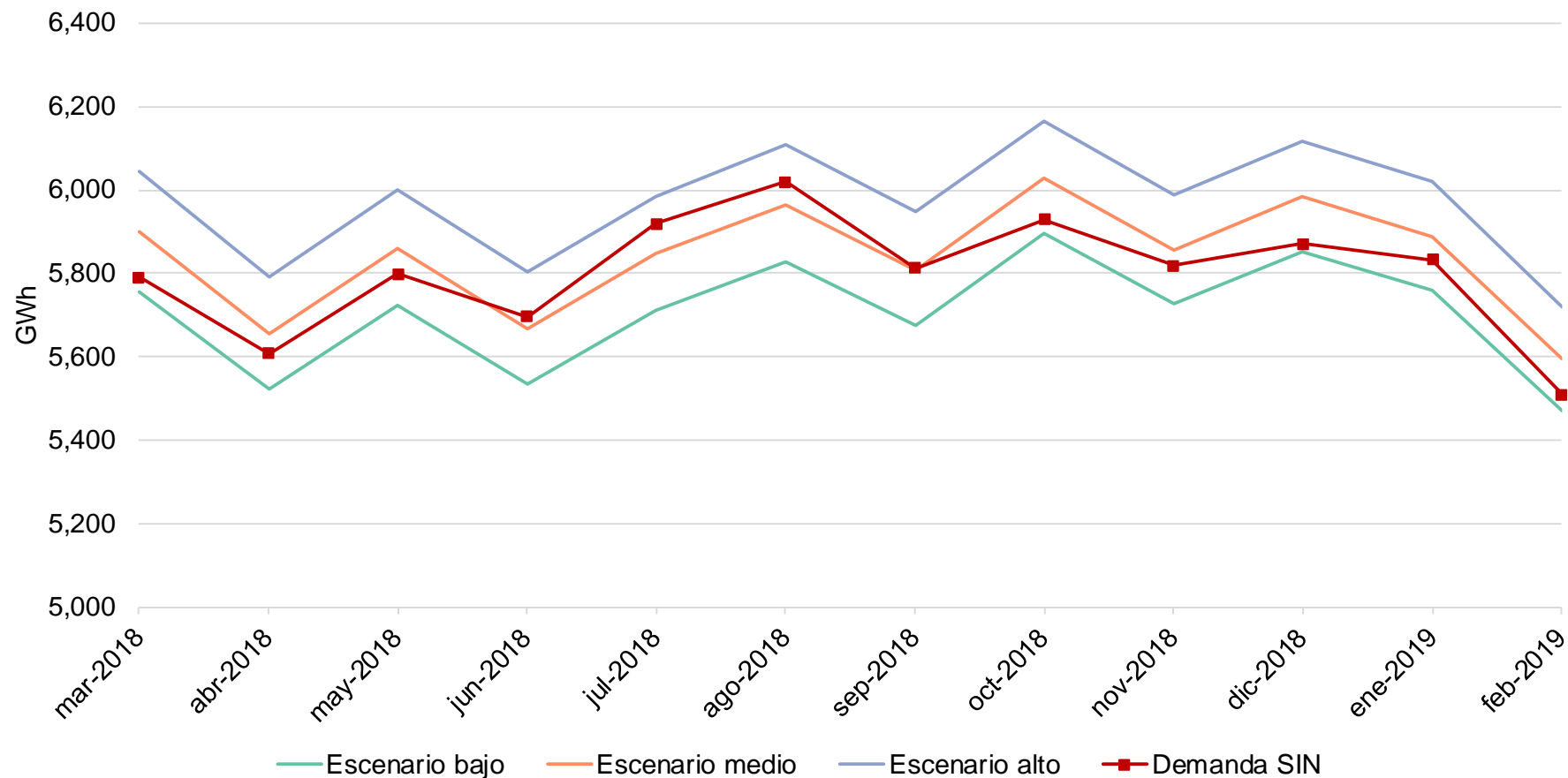


Información hasta el: 2019-03-05

Información actualizada el: 2019-03-07



# Demanda de energía del SIN y escenarios UPME

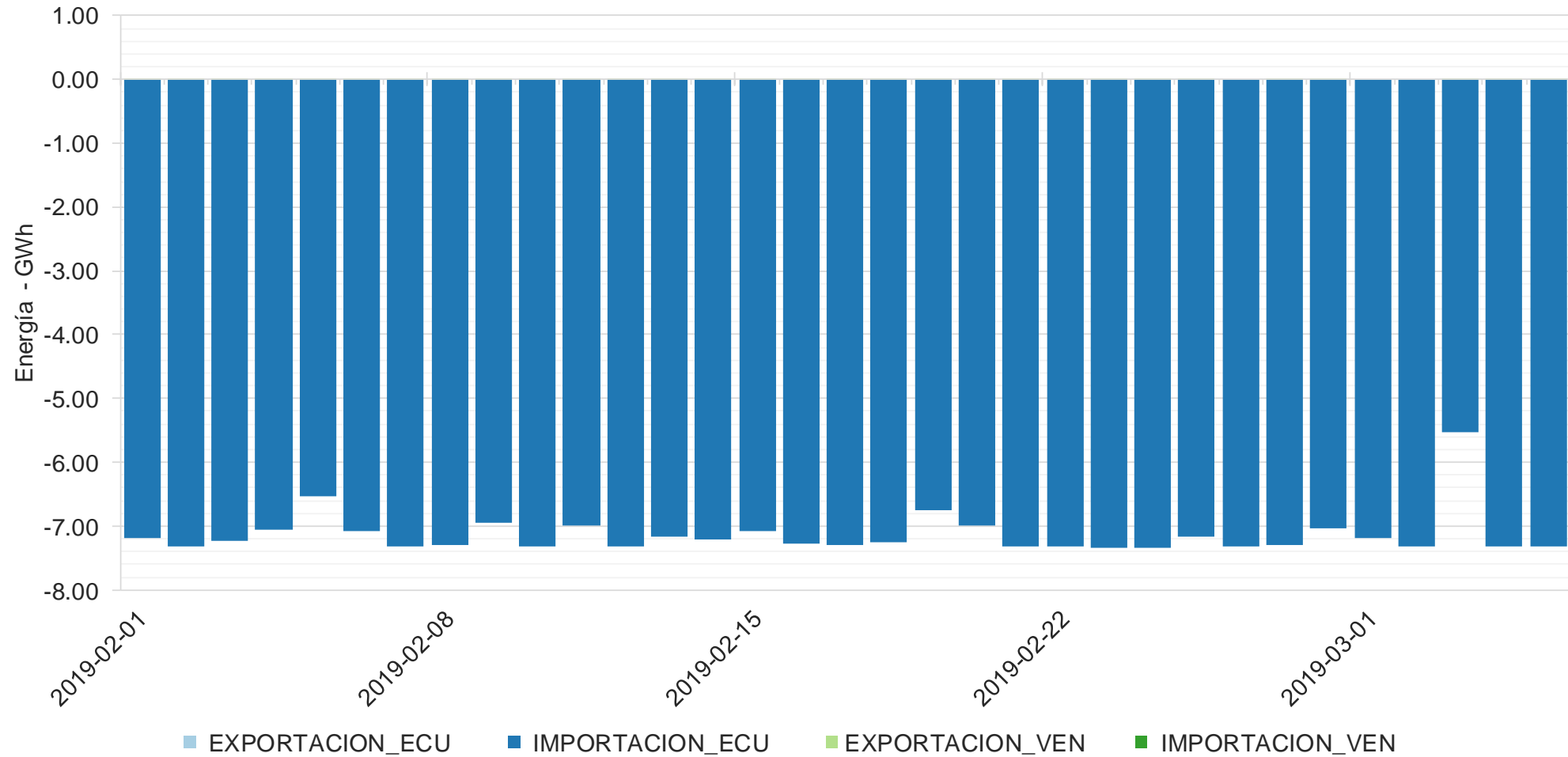


Información hasta el: 2019-03-05

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



# Importaciones y exportaciones de energía



Información hasta el: 2019-03-05

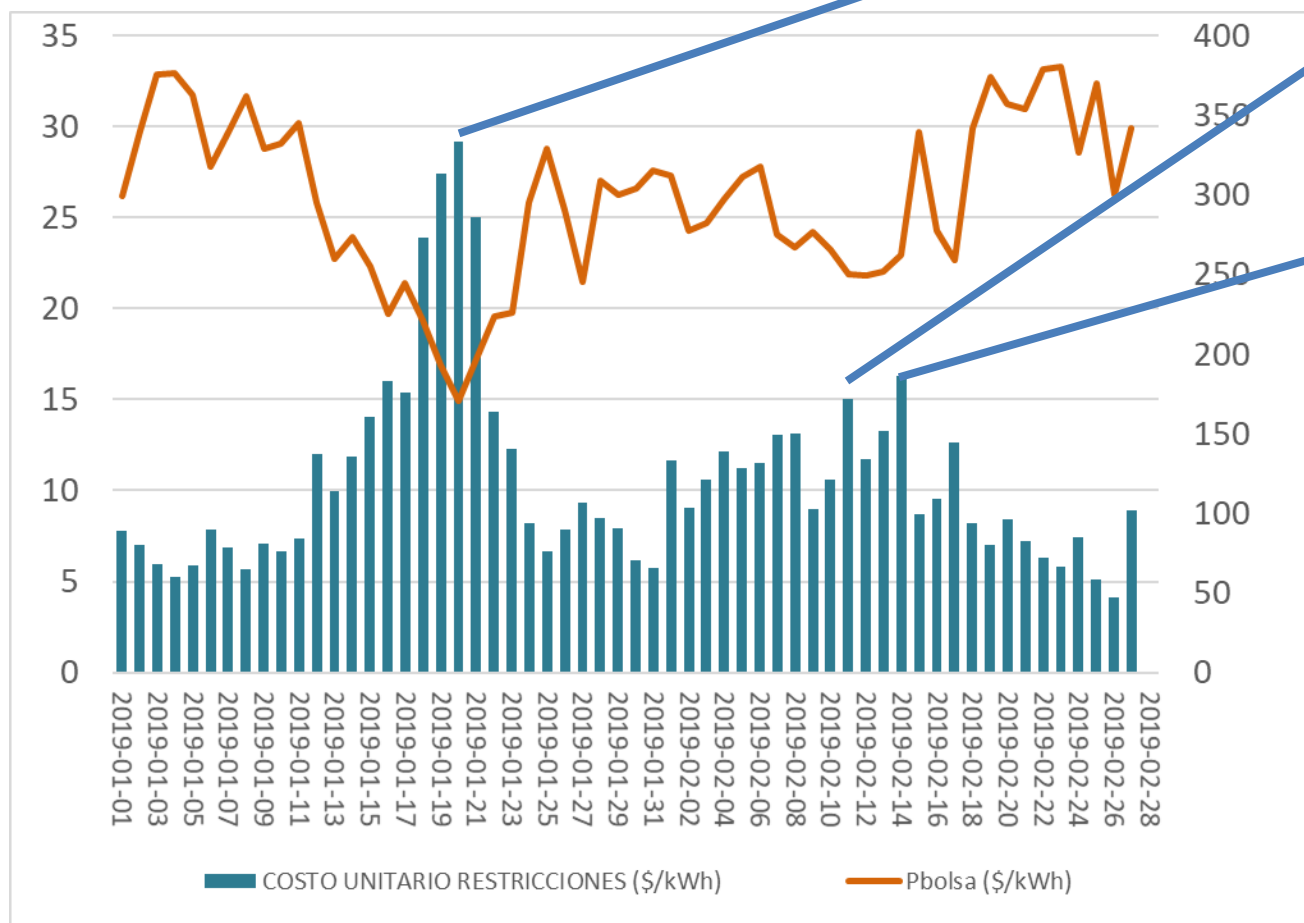
Información actualizada el: 2019-03-07

# Seguimiento restricciones

Trabajos de expansión para la conexión de la Subestación La Loma, con apertura del circuito Copey – Ocaña 500 kV, programada entre el 18 de enero y el día 20 de enero a las 21:00 finalizó el día 22 de enero a las 00:30 horas.

Apertura del circuito Cerromatoso – Porce 500 KV por mantenimiento.

Apertura del circuito Chinu – Cerromatoso 2 500 KV por mantenimiento.





# 2. 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: Marzo 03, 49.16%



## Intercambios Internacionales

No se consideran



## Demanda

Escenarios (Actualización Oct/18):  
Medio UPME



## Desbalance hídrico

14.7 GWh/día promedio mensual



## Información combustibles

Precios: UPME Ene/19.  
Disponibilidad reportada por agentes



## Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas



## Mttos Generación

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



## Expansión Generación

- MP: Solo se consideran nuevos proyectos con OEF.
- En el horizonte de estudio solo entran Escuela de Minas y el Paso



## Costos de racionamiento

Último Umbral UPME Ene/19.



## Mín. Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)

# Panorama Energético Mediano Plazo

## Hidrología

- Esperado
- Contingencia
- CND1
- CND2
- CND3
- Estocástico

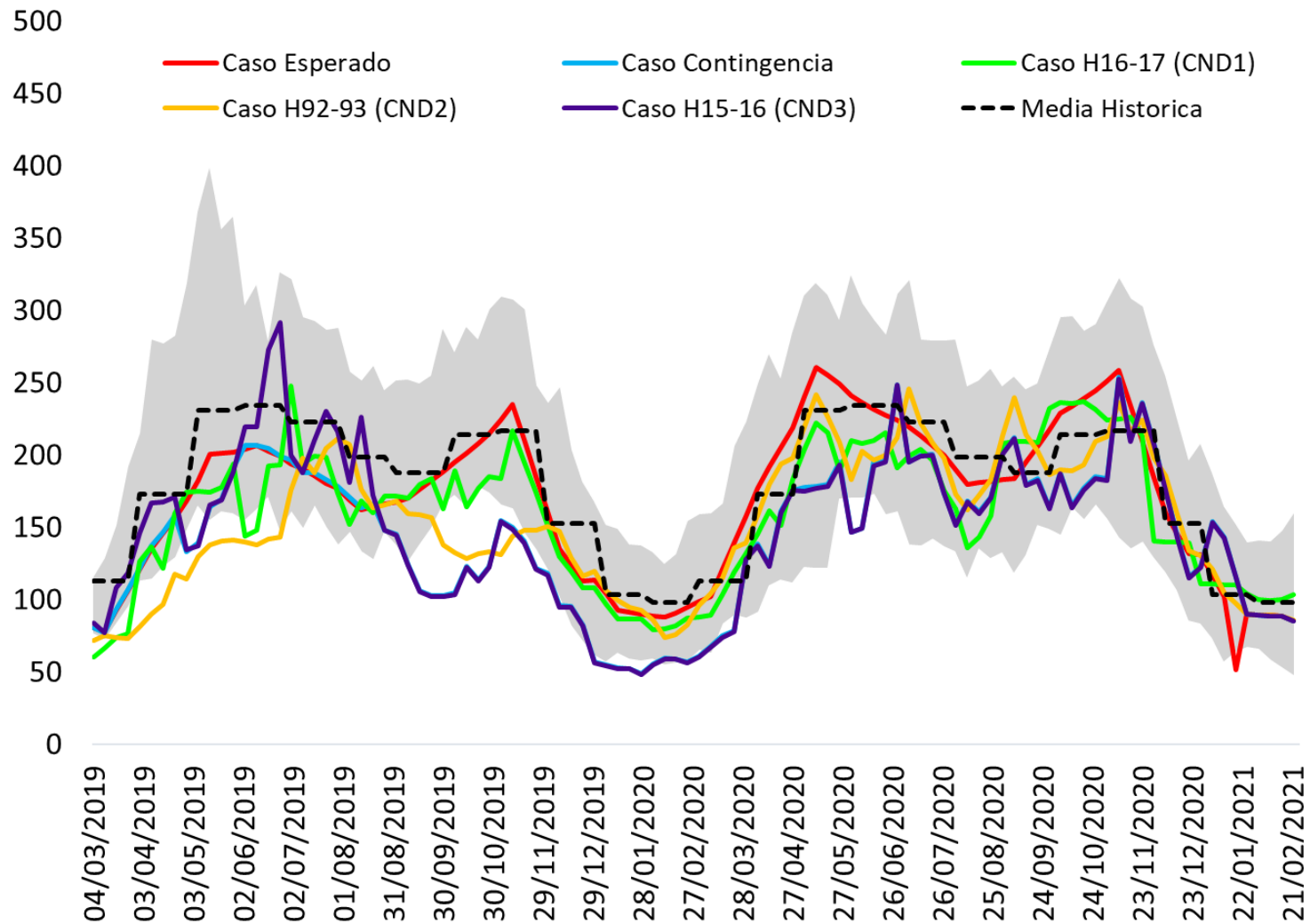
## Proyectos de generación

No considera proyectos de expansión (Solo OEF)

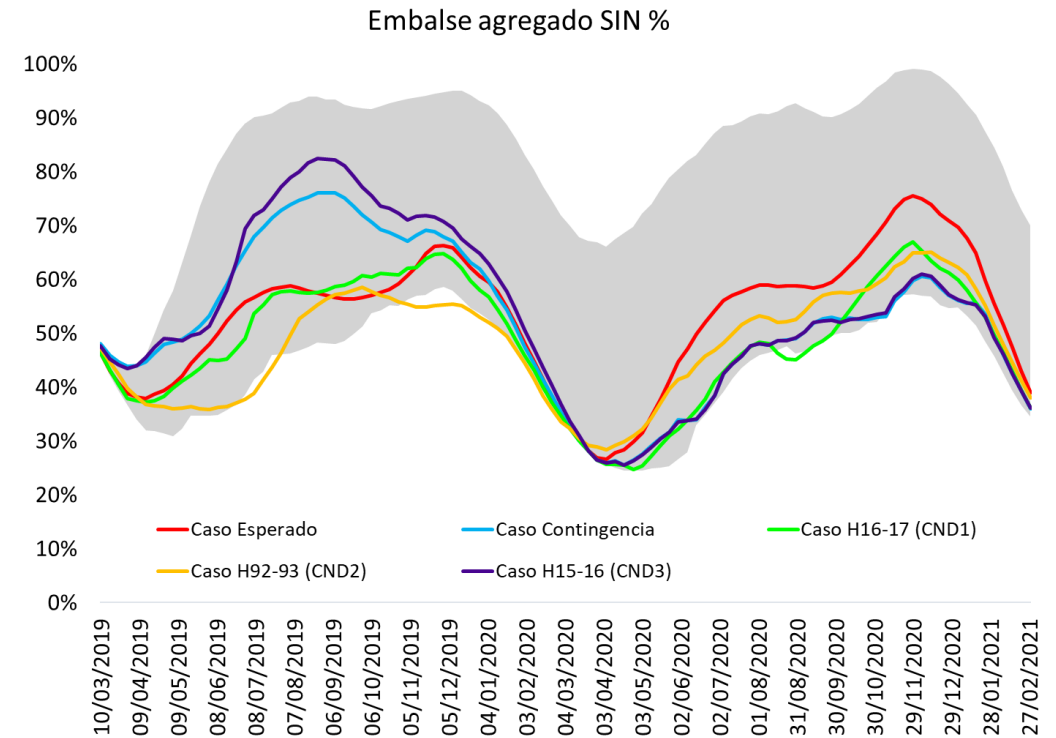
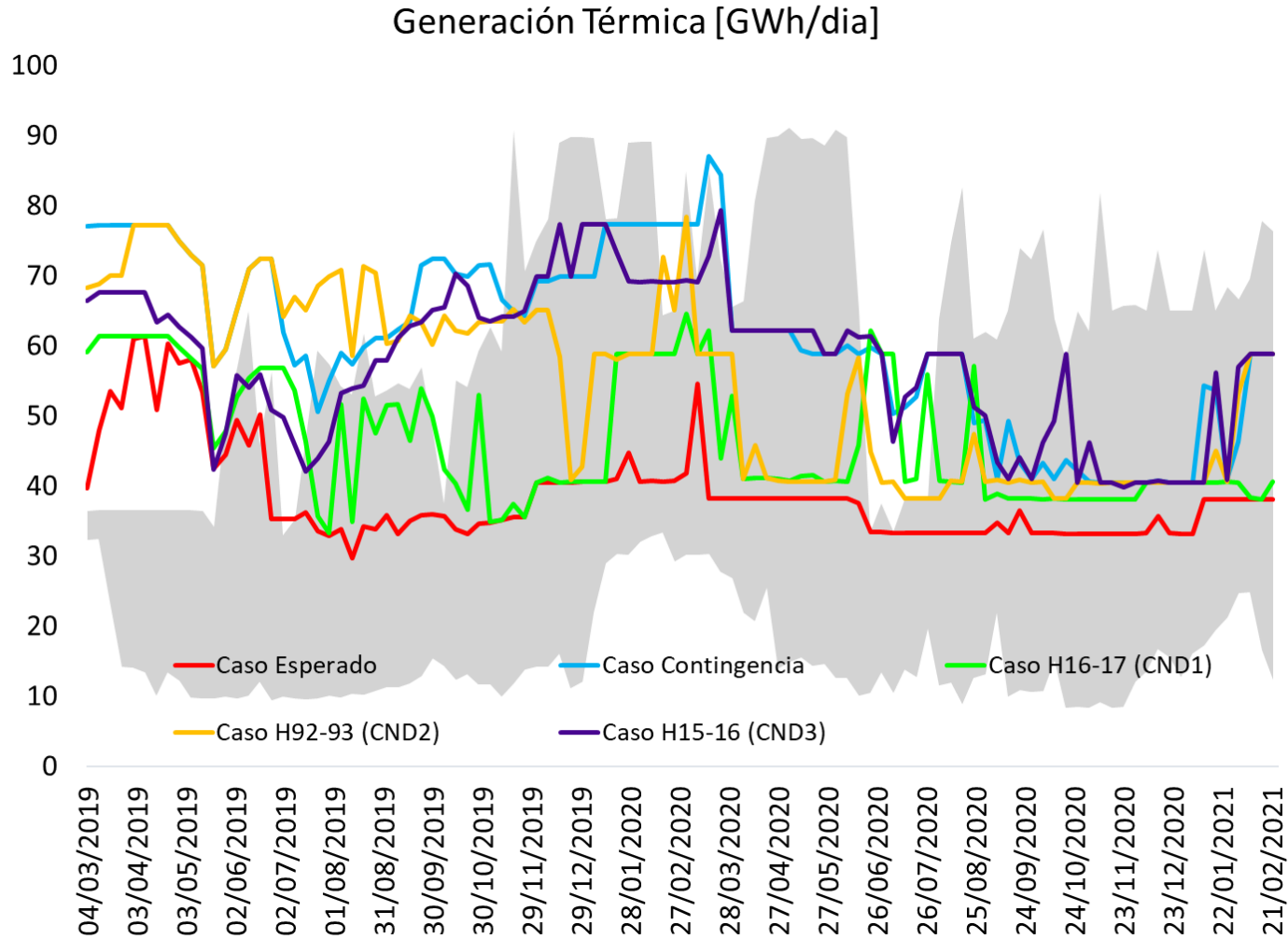
No se considera a Ituango en el horizonte de estudio

Los escenarios hidrológicos considerados representan hidrologías tipo fenómeno el Niño durante la temporada seca 2018-2019.

Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



# Panorama Energético Mediano Plazo

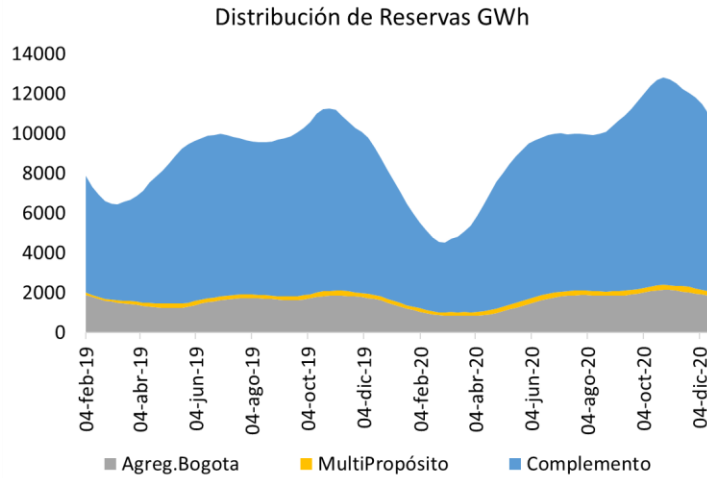


Generación Térmica GWh/día					
MES	ESP	CONT	CND1	CND2	CND3
Marzo	48	77	61	69	67
Abril	58	77	61	77	66

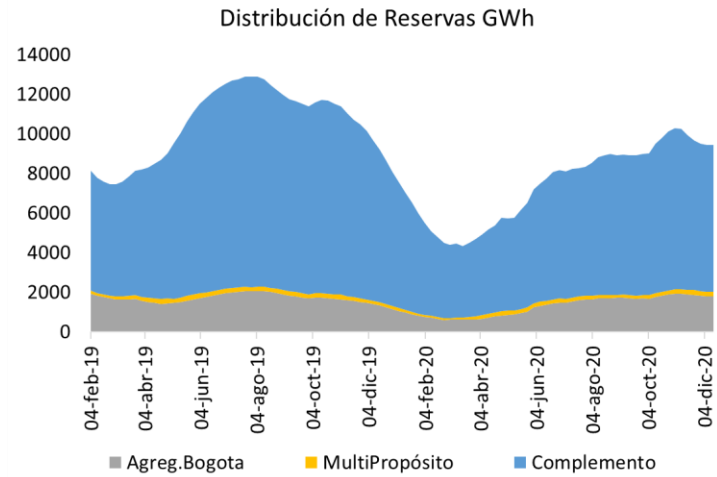


# Distribución de reservas en el SIN

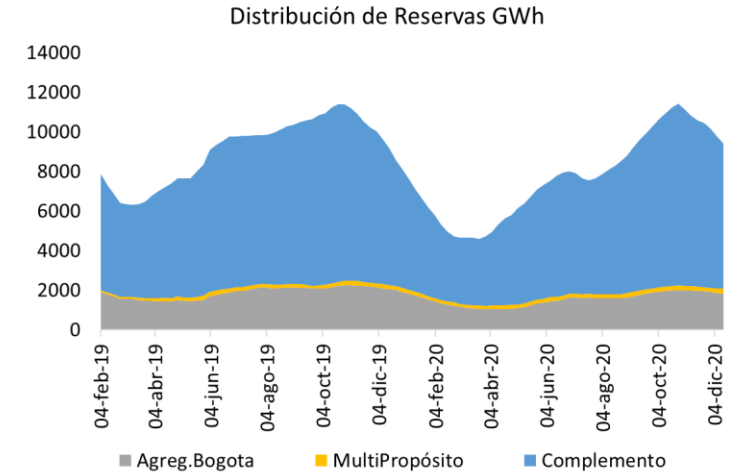
## Esperado SH



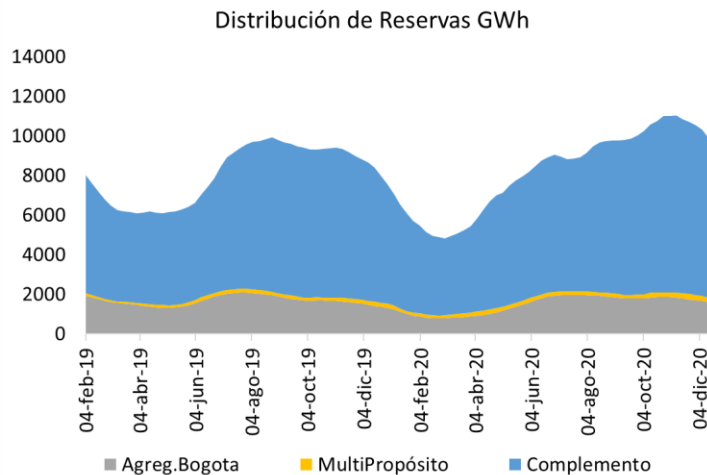
## Contingencia SH



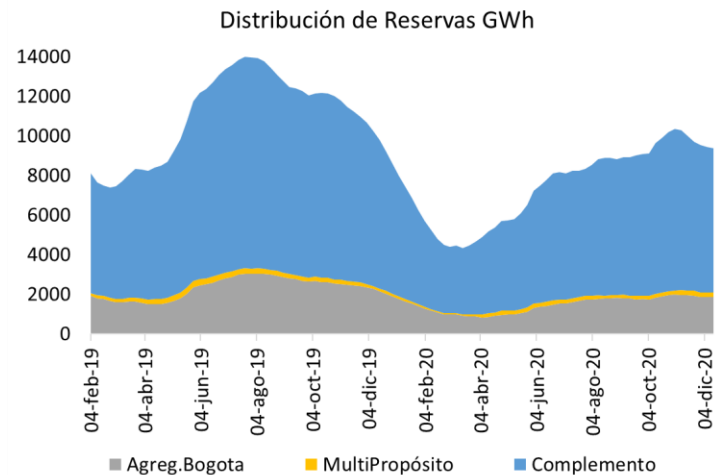
## H16-17 (CND1)



## H92-93 (CND2)

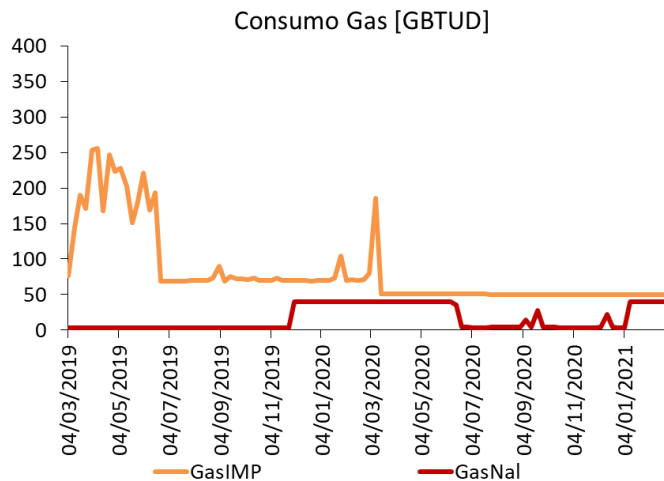


## H15-16 (CND3)

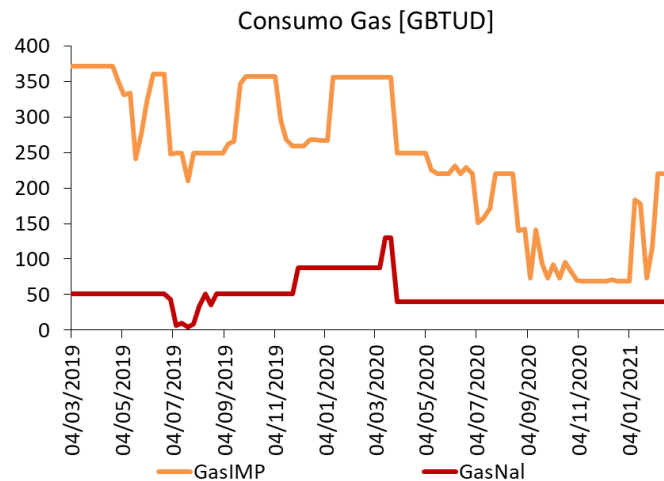


# Panorama Energético Mediano Plazo

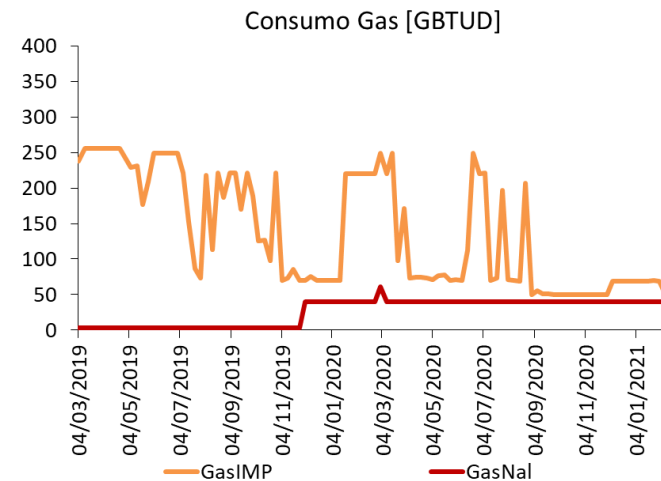
## Esperado SH



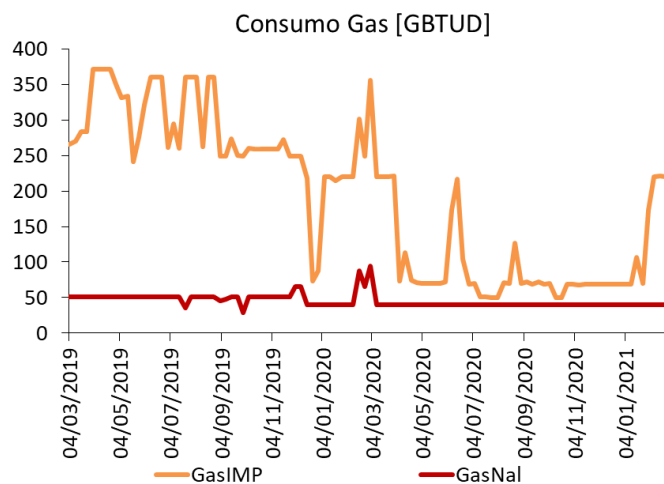
## Contingencia SH



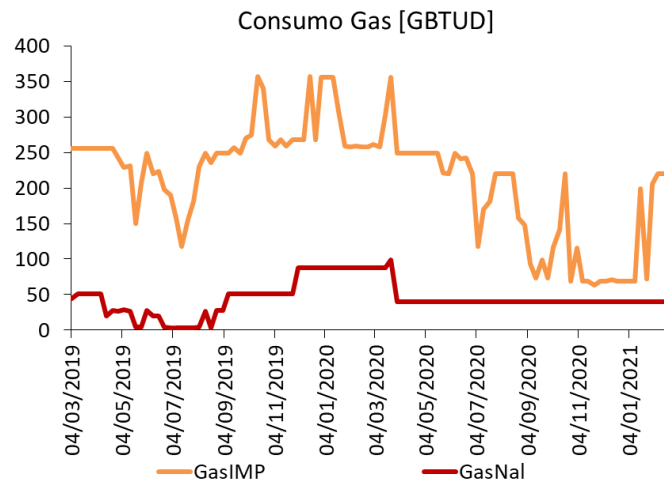
## H16-17 (CND1)



## H92-93 (CND2)



## H15-16 (CND3)



# Conclusiones

El sistema cuenta con recursos suficientes para atender la demanda nacional con Calidad, Confiabilidad y Seguridad en el mediano plazo (2 años), considerando la información reportada por los agentes, expectativas de aportes esperados y demás supuestos para el sistema

La generación térmica propuesta oscila, en valores promedio para los meses de marzo y abril de 2019, entre 48 y 77 GWh/día; ésto para escenarios hidrológicos donde se representa el fenómeno del Niño con diferentes niveles de profundidad y duración para las temporadas secas 2018-19 o 2019-20

Se recomienda, especialmente durante la temporada seca 2018-19, maximizar la disponibilidad de generación y de combustibles

Se observan incrementos en el consumo de gas nacional en el interior del país, principalmente derivados del requerimiento de generación térmica durante el evento climático. Se debe tener presente que tanto el recurso gas importado como el gas nacional son necesarios para sobrepasar de manera exitosa un periodo de sequía

Con el objetivo de abastecer la demanda cumpliendo con los criterios de Confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente, y dar señales y recomendaciones oportunas, se recomienda continuar con el seguimiento integro de todas las variables del sistema. Adicionalmente hacer un seguimiento especial al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN tanto de transmisión como de generación



# Análisis energético de largo plazo





# Supuestos considerados



## Horizonte

LP: 10 años, resolución mensual.  
Horizonte Regulado 5 años.



## Condición Inicial Embalse

Febrero 27, 50.2%



## Intercambios Internacionales

No se consideran



## Demanda

Escenario medio UPME  
(Oct/18)



## Desbalance hídrico

14.7 GWh/día promedio mensual



## Información combustibles

Precios: UPME, actualizados a ene de 2019

Disponibilidad reportada por agentes



## Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas



## Mttos Generación

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



## Expansión Generación

- Proyectos con OEF.
- Se asume con entrada de los proyectos a la fecha de inicio de obligación OEF.
- Sensibilidad proyecto Ituango



## Costos de racionamiento

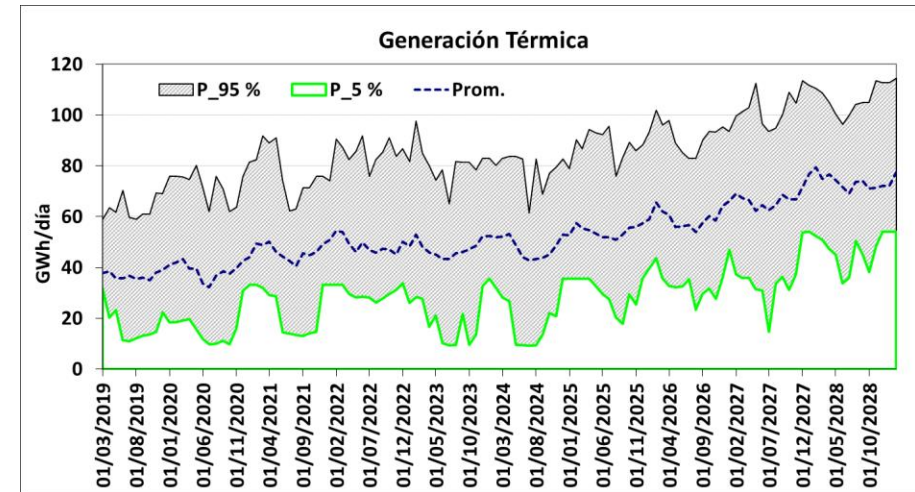
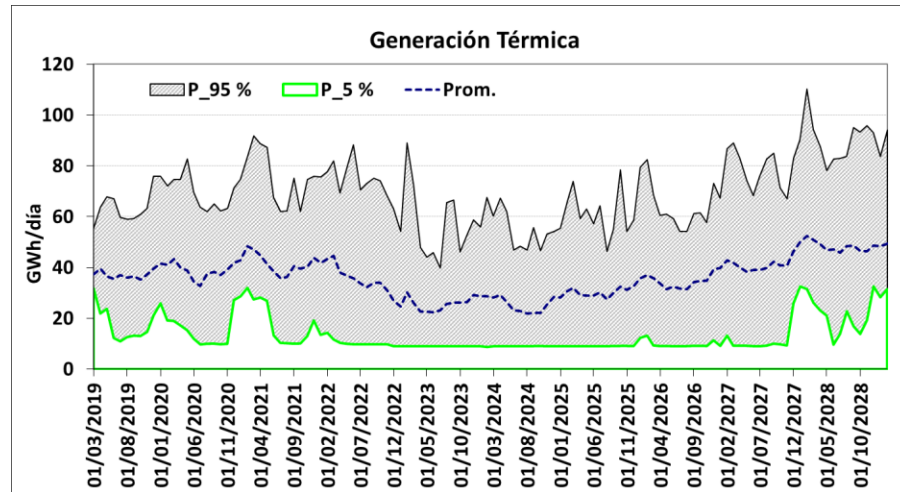
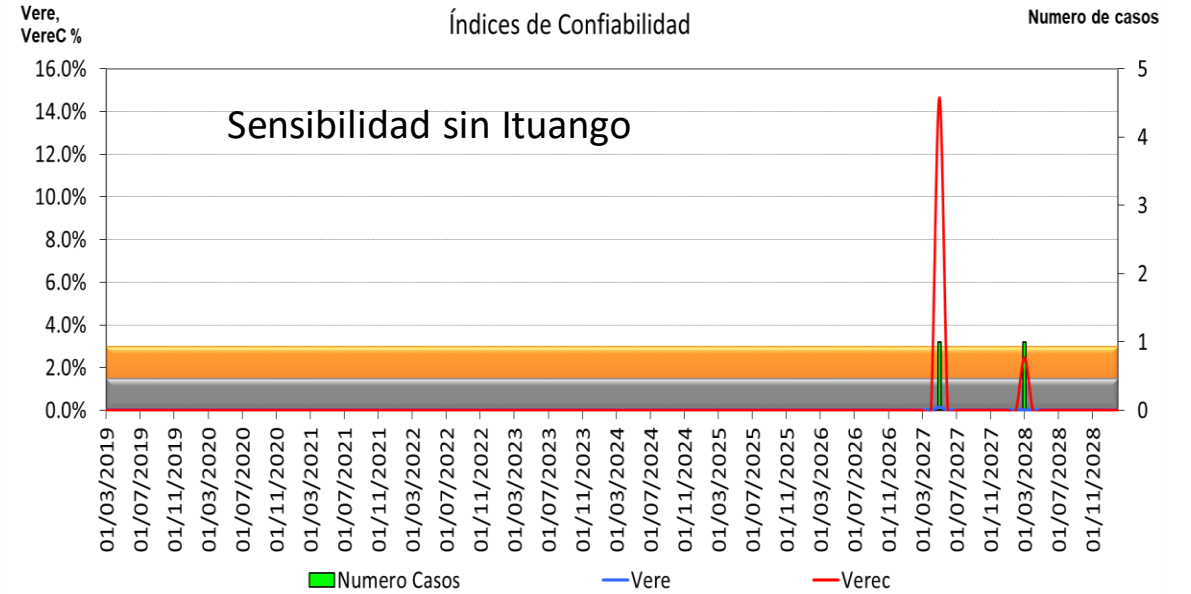
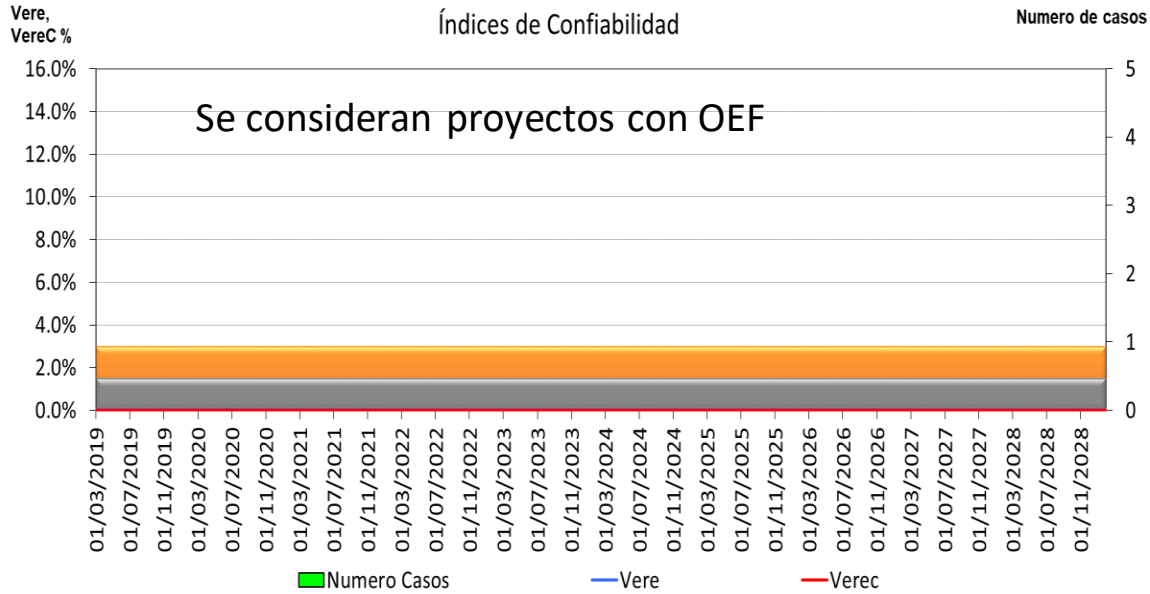
Último Umbral UPME Feb/19.



## Mín. Embalses

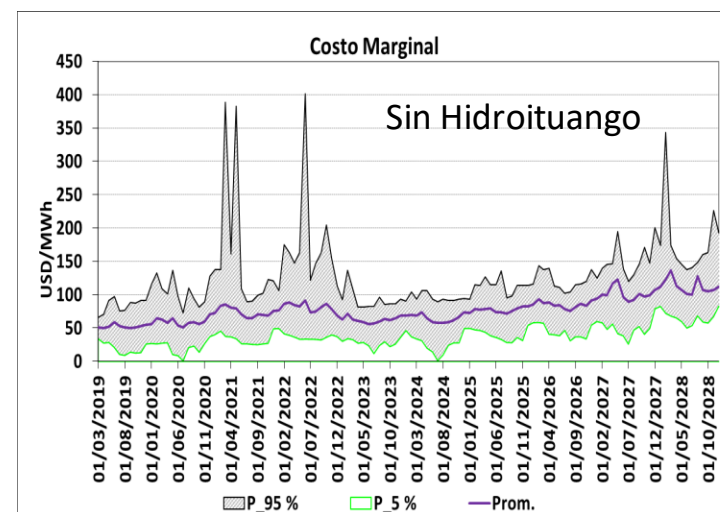
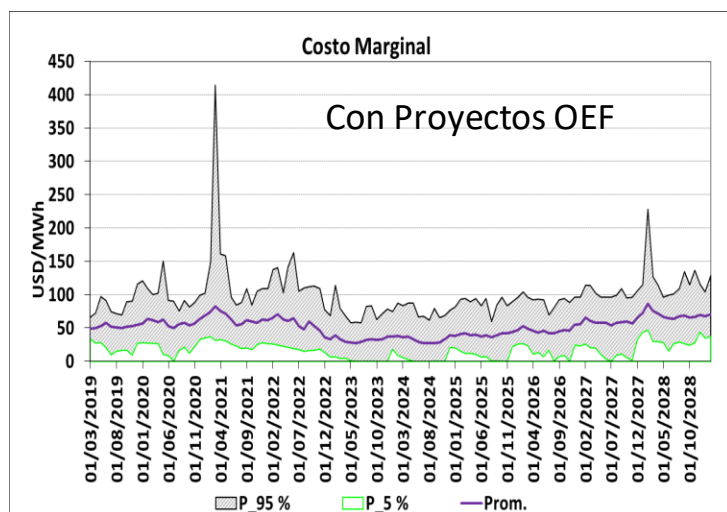
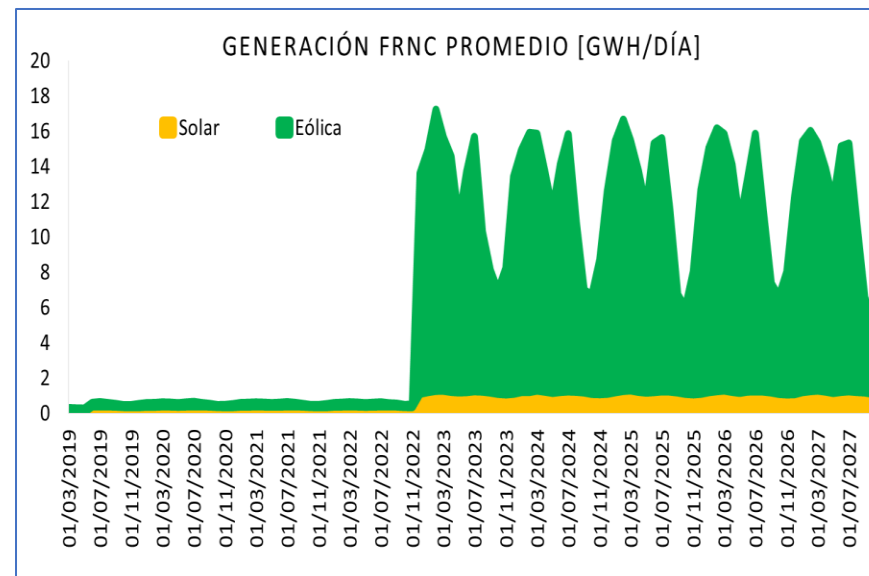
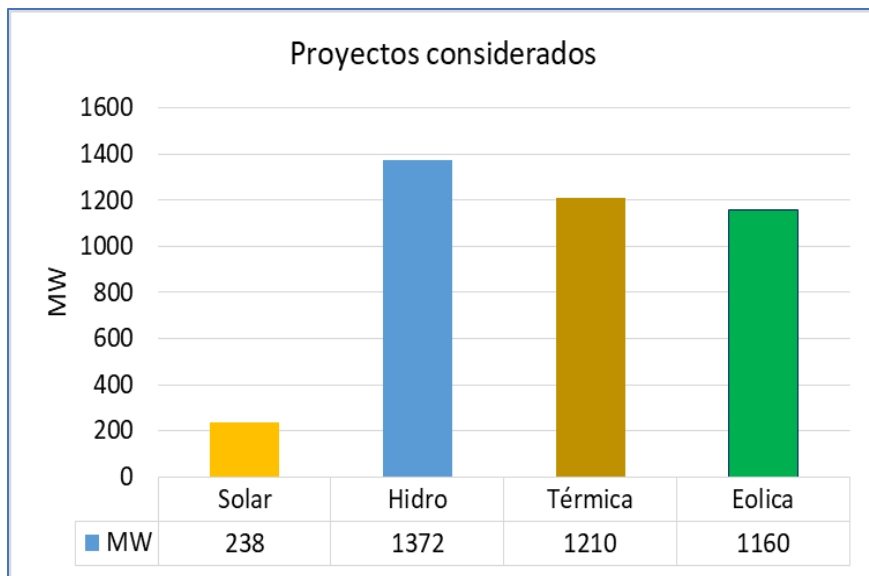
MOI, MAX(MOS,NEP)

# Análisis Energético – Largo Plazo 2019-2028



# Análisis Energético – Largo Plazo 2019-2028

Se considera la entrada de un portafolio de proyectos acorde con los resultados de la última subasta de energía firme



# Conclusiones

En el horizonte de largo plazo ante la entrada de los proyectos con OEF según la última subasta de energía, cumpliendo con las fechas establecidas para inicio de obligaciones en diciembre del 2022 y considerando el escenario de demanda media propuesto por la UPME, se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente

Según la sensibilidad presentada, ante la ausencia del proyecto Hidroituango, se observa que a partir del verano de 2027 se presentarían un incumplimiento del indicador VEREC. Esta ausencia implica una mayor exigencia del parque termoeléctrico reflejado con aumento progresivo en sus promedios de generación a lo largo del horizonte de análisis.

Ante la entrada de los proyectos de generación eólicos y solares, se espera que la generación promedio con estas tecnologías sea cercana al 5% del total de la demanda a partir de diciembre de 2022.

Se recomienda realizar un seguimiento permanente al desarrollo de los nuevos proyectos que tuvieron asignación OEF para la vigencia 2022-2023 con el fin tomar las acciones necesarias en caso atrasos en su entrada en operación.

Las simulaciones realizadas muestran un incremento en los promedios de generación térmica y costos marginales en la temporada seca 2020-2021. Lo anterior indica que las temporadas secas previas al inicio de vigencia en diciembre del 2022 requieren de un especial seguimiento, donde cobran relevancia las interconexiones internacionales y la gestión de la demanda.



# 3. Situación Operativa

- **Análisis de operación del SVC de Chinú 500 kV sin flotación**
- **Evolución de restricciones**





# Análisis de operación del SVC de Chinú 500kV sin flotación

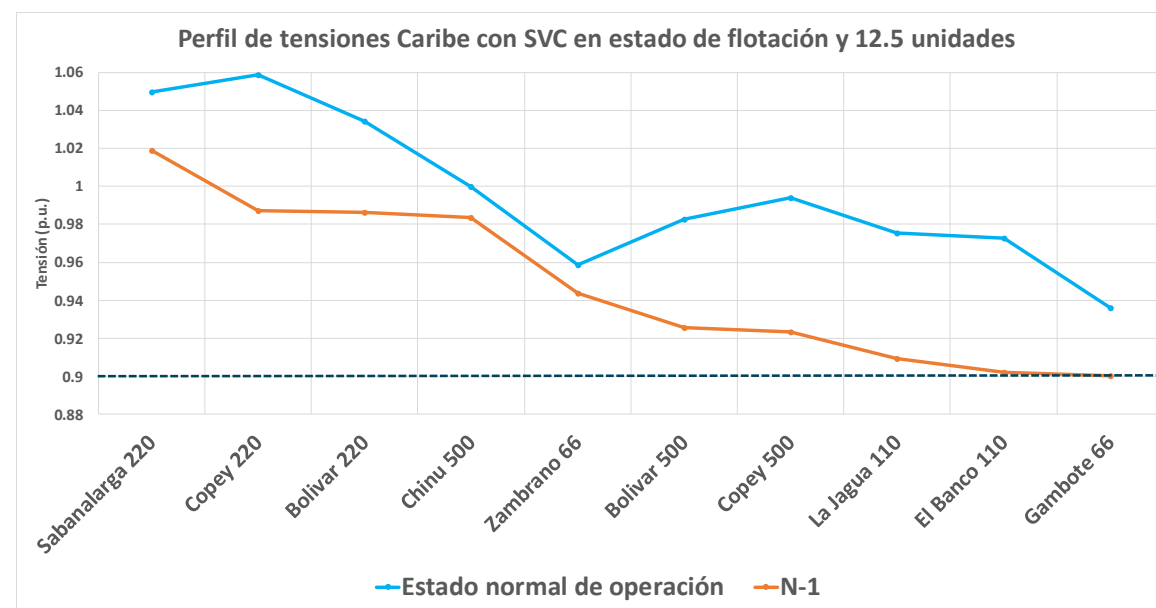
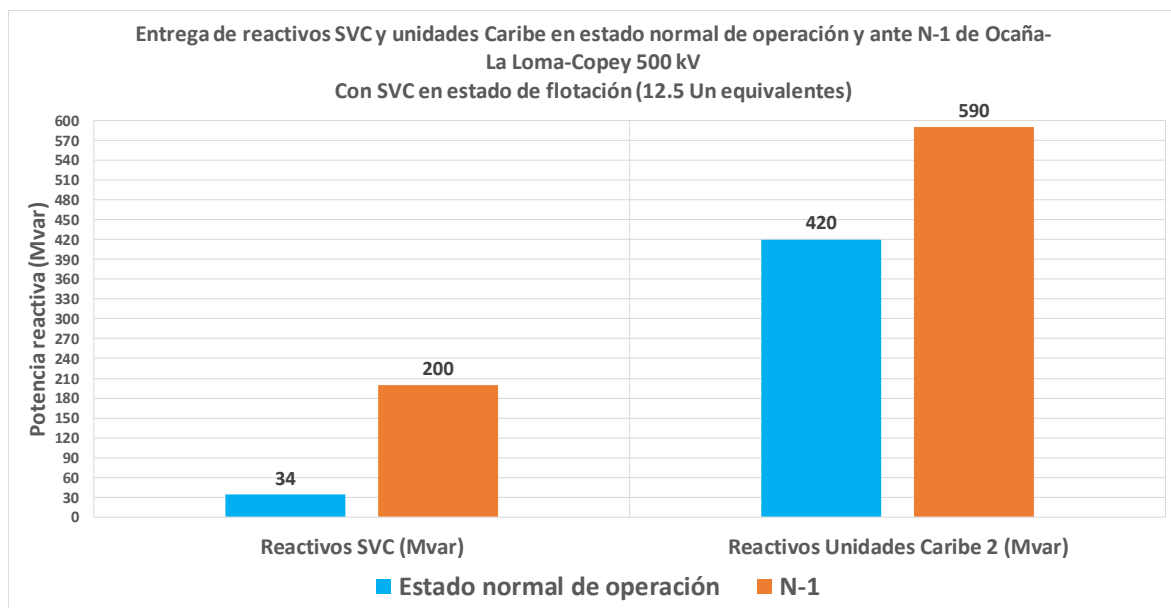


# Límite de importación y mínimo número de unidades

## Condición actual: SVC se mantiene en flotación en estado normal de operación

Análisis en demanda media del día de la máxima demanda pronosticada para 2019:  
**2704 MW**

Necesidad de programar **12.5 unidades equivalentes** en Caribe y garantizar un límite de importación de **1500 MW**

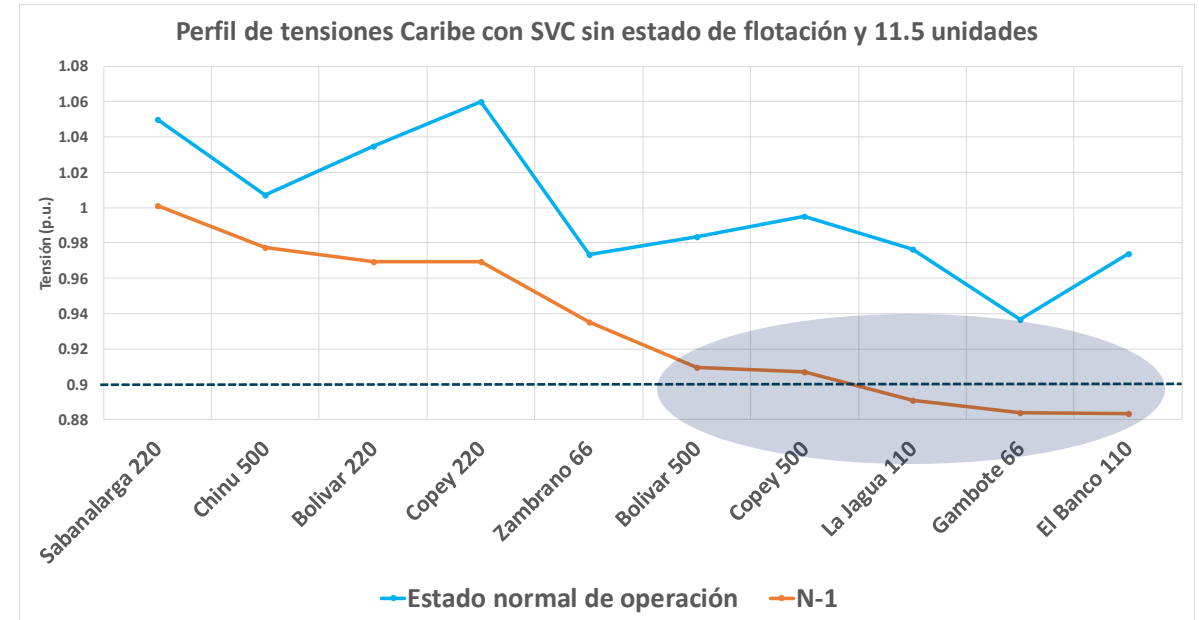
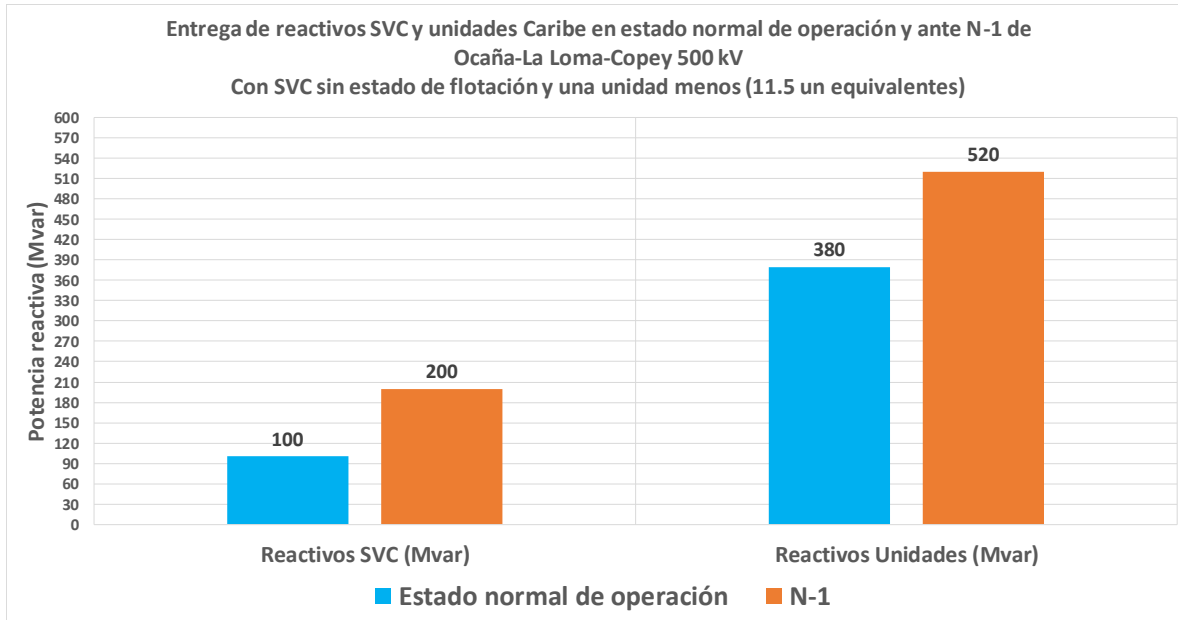


# Límite de importación y mínimo número de unidades

## Condición analizada: SVC sin flotación en estado normal de operación y reducción de una unidad equivalente en Caribe

Análisis en demanda media del día de la máxima demanda pronosticada para 2019:  
**2704 MW**

**Se reduce 1 unidad equivalente (11.5 unidades equivalentes en Caribe) y se mantiene límite de importación de 1500 MW**



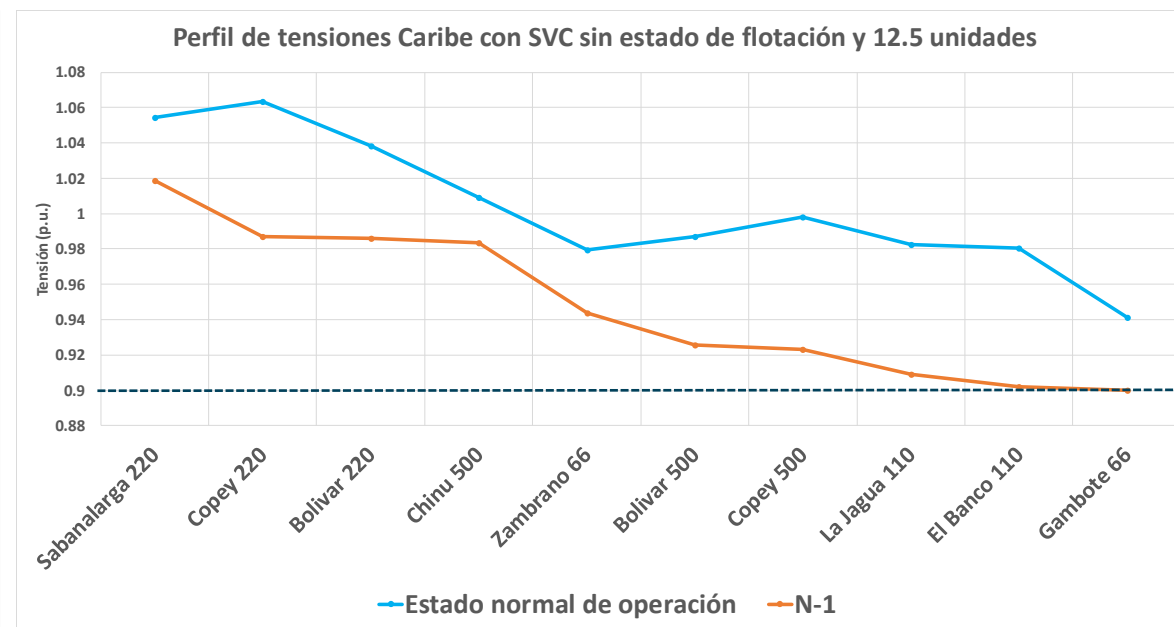
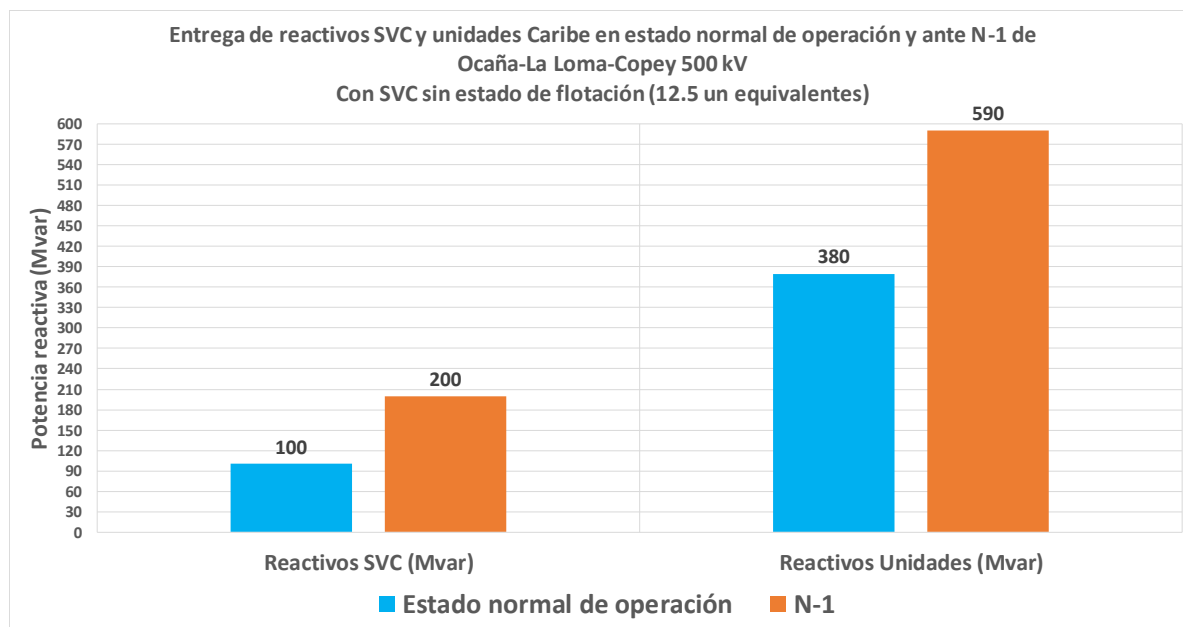


# Límite de importación y mínimo número de unidades

## Condición analizada: SVC sin flotación en estado normal de operación sin reducir unidades

Análisis en demanda media del día de la máxima demanda pronosticada para 2019:  
**2704 MW**

Se programan **12.5 unidades equivalentes** en Caribe y garantizar un **límite de importación de 1500 MW**



## Conclusión

Caso	Escenario Demanda	Año	Demanda Caribe (MW)	Demanda GCM (MW)	Unidades GCM	Unidades de Caribe 2	Límite Importación Caribe (MW)	Límite Importación Caribe 2 (MW)	Límite Importación GCM (MW)
SVC en flotación (+- 30 Mvar)	Media	2019	2704	710	2.75	12.5	1500	1000	520
SVC sin flotación	Media	2019	2704	710	2.75	12.5	1500	1000	520

Modificar la manera de operar el SVC para que entregue reactivos en estado normal de operación, ayudaría a reducir la necesidad de soporte de reactivos al interior del área Caribe en condiciones de estado estacionario. Sin embargo, se seguiría requiriendo el mismo número de unidades equivalentes al interior de Caribe para garantizar la reserva de reactiva necesaria para cubrir contingencias sencillas, específicamente la de Ocaña – La Loma – Copey 500 kV.



# 4. Varios

- **Indicadores de Operación**

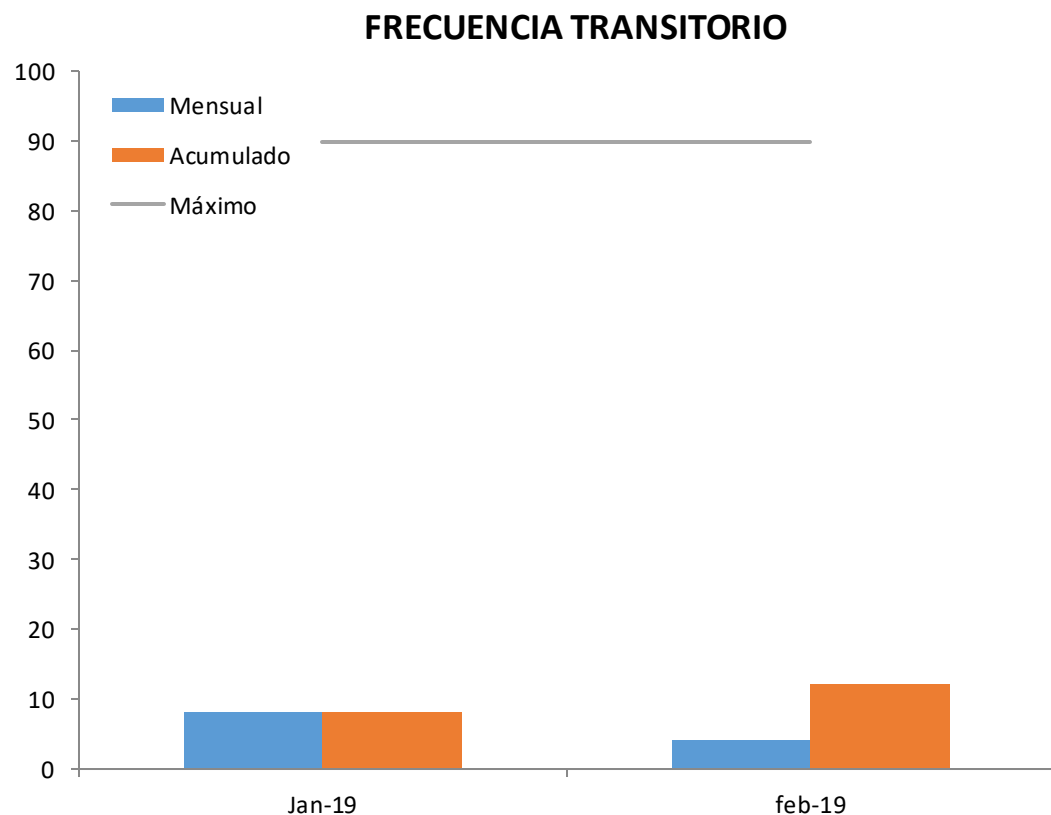




# Indicadores de Operación



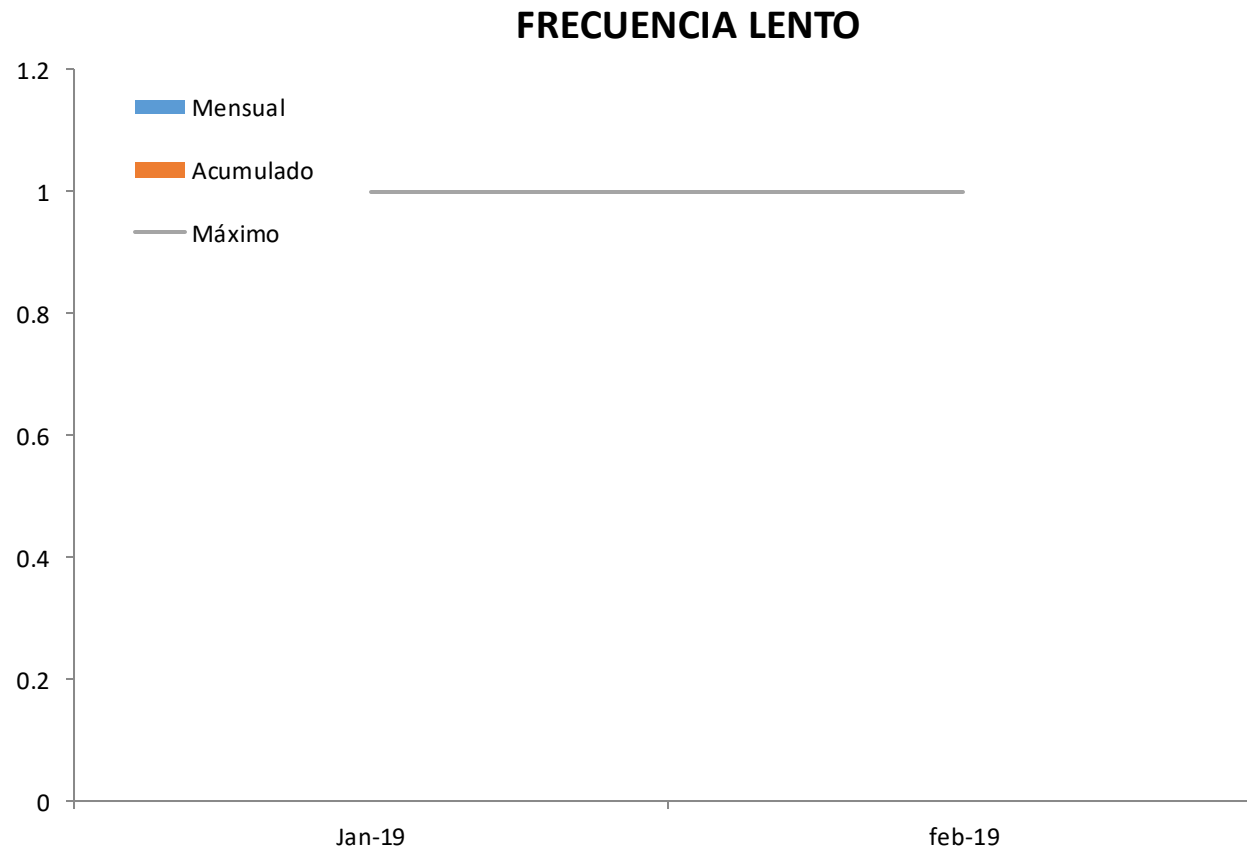
# Eventos transitorios de frecuencia



Fecha	Duración	Frecuencia	Descripción	EDAC
1/02/2019 18:06	1	59.76	Disparo unidad SOGAMOSO 1 con 250 MW. El agente reporta falsa señal de temperatura.	FALSO
11/02/2019 1:40	1	59.74	Disparo en Ecuador de las plantas generadoras SOPLADORA, NORMANDIA, SAN BARTOLO con 206 MW, debido al disparo de la línea ESCLUSA - SOPLADORA 230 KV. La frecuencia alcanza un valor de 59.74 HZ.	FALSO
19/02/2019 23:26	1	60.21	Disparo de los activos SILENCIO - VEINTE DE JULIO 110 kV, SILENCIO - CORDIALIDAD 110 kV, OASIS - SILENCIO 110 kV, CENTRO - SILENCIO 110 KV, BL OASIS - TERMOFLORES II 110 kV, SILENCIO - RÍO MAR 1 y 2 34.5 kV y LAS FLORES - RÍO MAR 1 y 2 34.5 kV llevando la frecuencia a un valor de 60.21 Hz. El agente reporta cable de guarda suelto en el activo SILENCIO - VEINTE DE JULIO 110 kV.	FALSO
27/02/2019 8:08	1	59.53	Disparo de FLORES IV con 450 MW. El agente reporta falla en borneras de los CT del transformador de servicios auxiliares de la unidad lo que produjo la actuación de la protección diferencial de la barra 1-Sección 1 de la subestación TermoFlores II 110 KV	FALSO

Durante el mes de febrero de 2019 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

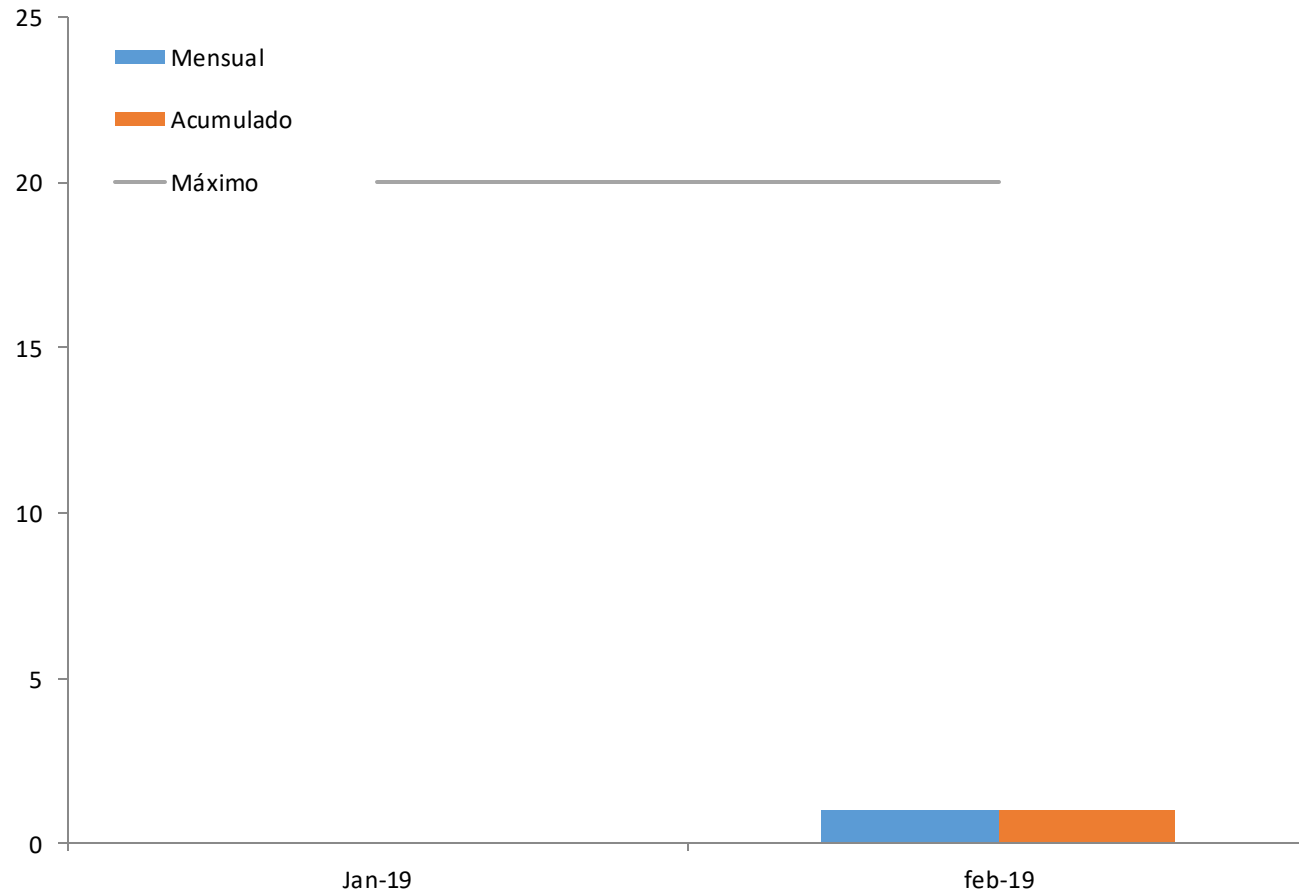
# Variaciones de frecuencia lentas



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

# Eventos de tensión fuera de rango

## TENSIÓN



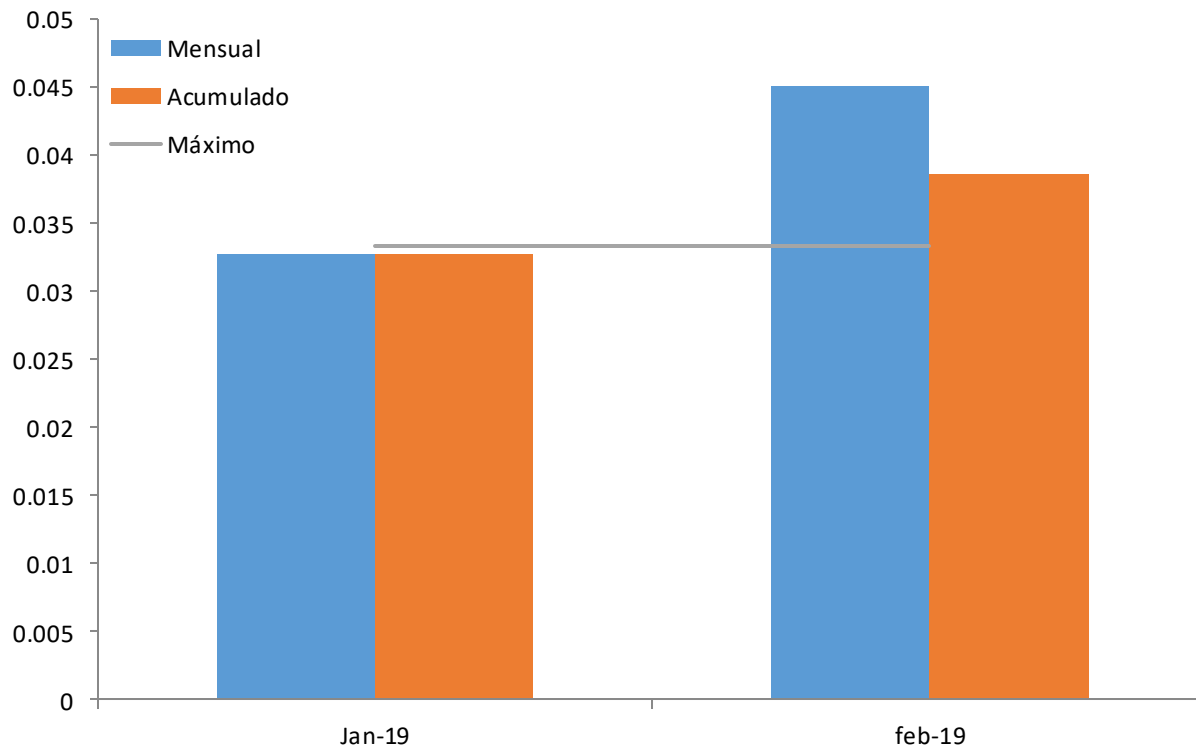
Fecha	Descripción	Causa
14/02/2019 4:30	Disparo de los circuitos EL COPEY - LA LOMA 1 500 KV y LA LOMA - OCAÑA 1 500 KV quedando sin tensión la subestación LA LOMA 500 kV. El agente no reporta causa.	Evento STN

Durante el mes de febrero de 2019 se presentó 1 evento de tensión en el sistema.

# Porcentaje de DNA Programada

Por causas programadas se dejaron de atender 2,44 GWh en el mes de febrero de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

**DNA PROGRAMADA**

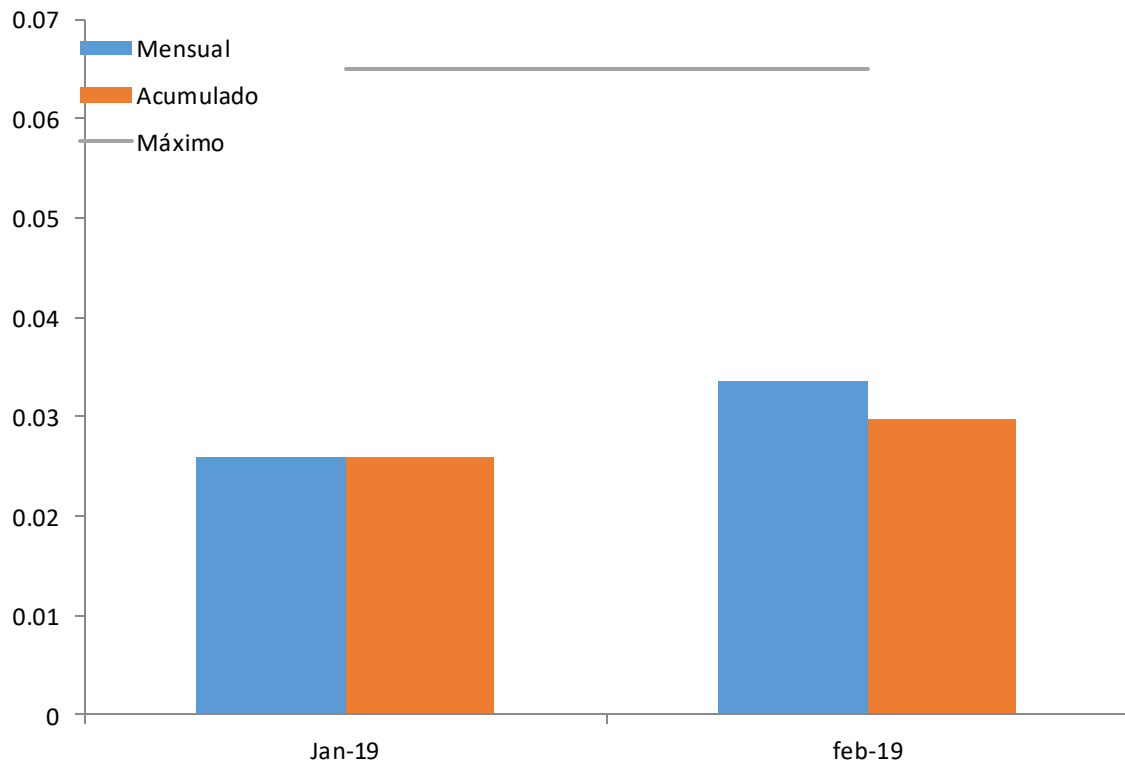


Fecha	MWh	Descripción
24/02/2019 5:30	742.27	Demanda no atendida por trabajos realizados en el activo BT CORDIALIDAD 2 30 MVA 13.8 kV, bajo la consignación nacional C0164977.
2/02/2019 5:11	370	DNA programada en la subestación TERNERA 13.8 kV bajo consignaciones nacionales C0155366, C0164499 y C0164502.
10/02/2019 5:00	342.3	Demanda no atendida programada por trabajo de las consignaciones C0161050, C0161051, C0161052, C0161053 y C0161054 sobre los activos BT SABANALARGA 1 90 MVA 13.8 kV, BL1 SABANALARGA A SALAMINA (MAGDALENA) 110 kV, BL1 SABANALARGA A BARANOA 110 kV, BT SABANALARGA 9 90 MVA 110 KV, BT SABANALARGA 1 90 MVA 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones SABANALARGA 110 KV y SALAMINA 110 kV.
3/02/2019 5:09	305.37	Debida a trabajos asociados a las consignaciones nacionales C0155361, C0164500 y C0164503, sobre los activos BARRA TERNERA 13.8 KV, TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/6.9 KV y BT TERNERA 3 45 MVA 66 kV.
17/02/2019 6:08	235.18	DNA programada por trabajos sobre el activo EL PASO - EL BANCO 1 110 kV bajo consignación nacional C0164784.
3/02/2019 5:07	188.4	Debida a trabajos asociados a las consignaciones nacionales C0164102, C0164103, C0164104, C0164105 y C0164529, sobre los activos VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 KV, BT VALLEDUPAR 3 60 MVA 13.8 kV, BT VALLEDUPAR 3 60 MVA 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 3 60 MVA 220 kV y BARRA VALLEDUPAR 34.5 kV.
24/02/2019 5:05	114.08	Demanda no atendida por trabajos realizados en los activos BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 110 kV, BL1 NUEVA BARRANQUILLA A JUAN MINA 110 kV, NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220/110/13.8 KV, bajo las consignaciones nacionales C0164978, C0164991 y C0166592 respectivamente.



# Porcentaje de DNA No Programada

## DNA NO PROGRAMADA

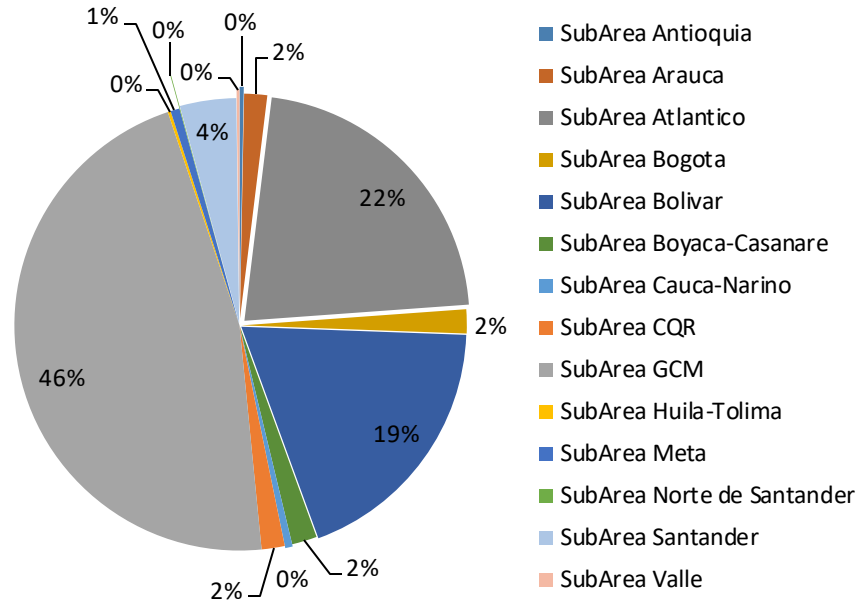
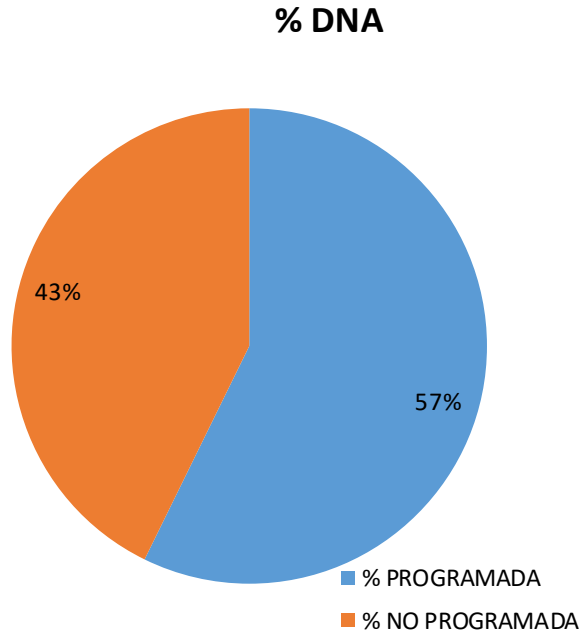


Por causas no programadas se dejaron de atender 1,82 GWh en el mes de febrero de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

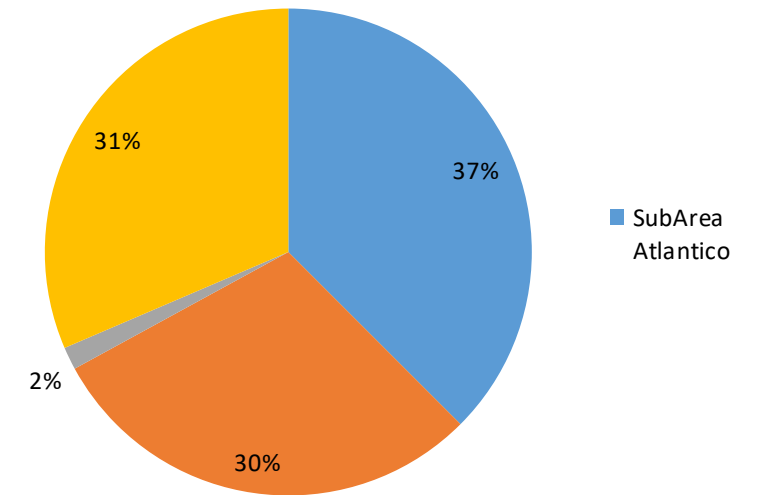
Fecha	MWh	Descripción
8/02/2019 13:42	277.2	Apertura de emergencia del transformador VALLEDUPAR 3 220/34.5/13.8 kV. Para evitar sobrecarga en estado estacionario del transformador VALLEDUPAR 1 220/34.5/13.8 kV se procede a desatender una parte de la demanda.
20/02/2019 0:00	244.35	Continúa DNA por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 kV. El agente no establece causa del evento.
20/02/2019 0:00	170.4	Continúa DNA por disparo de los activos SILENCIO - VEINTE DE JULIO 110 kV, SILENCIO - CORDIALIDAD 110 kV, OASIS - SILENCIO 110 kV, CENTRO - SILENCIO 110 kV, BL OASIS - TERMOFLORES II 110 kV, SILENCIO - RÍO MAR 1 y 2 34.5 kV y LAS FLORES - RÍO MAR 1 y 2 34.5 kV. El agente reporta cable de guarda suelto en el activo SILENCIO - VEINTE DE JULIO 110 kV.
9/02/2019 0:00	128.1	Apertura de emergencia del transformador VALLEDUPAR 3 220/34.5/13.8 kV. Para evitar sobrecarga en estado estacionario del transformador VALLEDUPAR 1 220/34.5/13.8 kV se procede a desatender una parte de la demanda.
25/02/2019 17:34	120.62	Disparo del circuito CODAZZI - LA JAGUA 110 kV. El agente no reporta causa.
4/02/2019 21:19	107.31	Disparo del activo VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 KV El agente reporta actuación errada de la protección diferencial del Transformador por problemas de cableado en el interruptor 8030 en 220 KV. El disparo genera apertura por sobrecarga de BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 34.5 kV y BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 13.8 kV.

# Demanda No Atendida

## DEMANDA NO PROGRAMADA



## DEMANDA PROGRAMADA

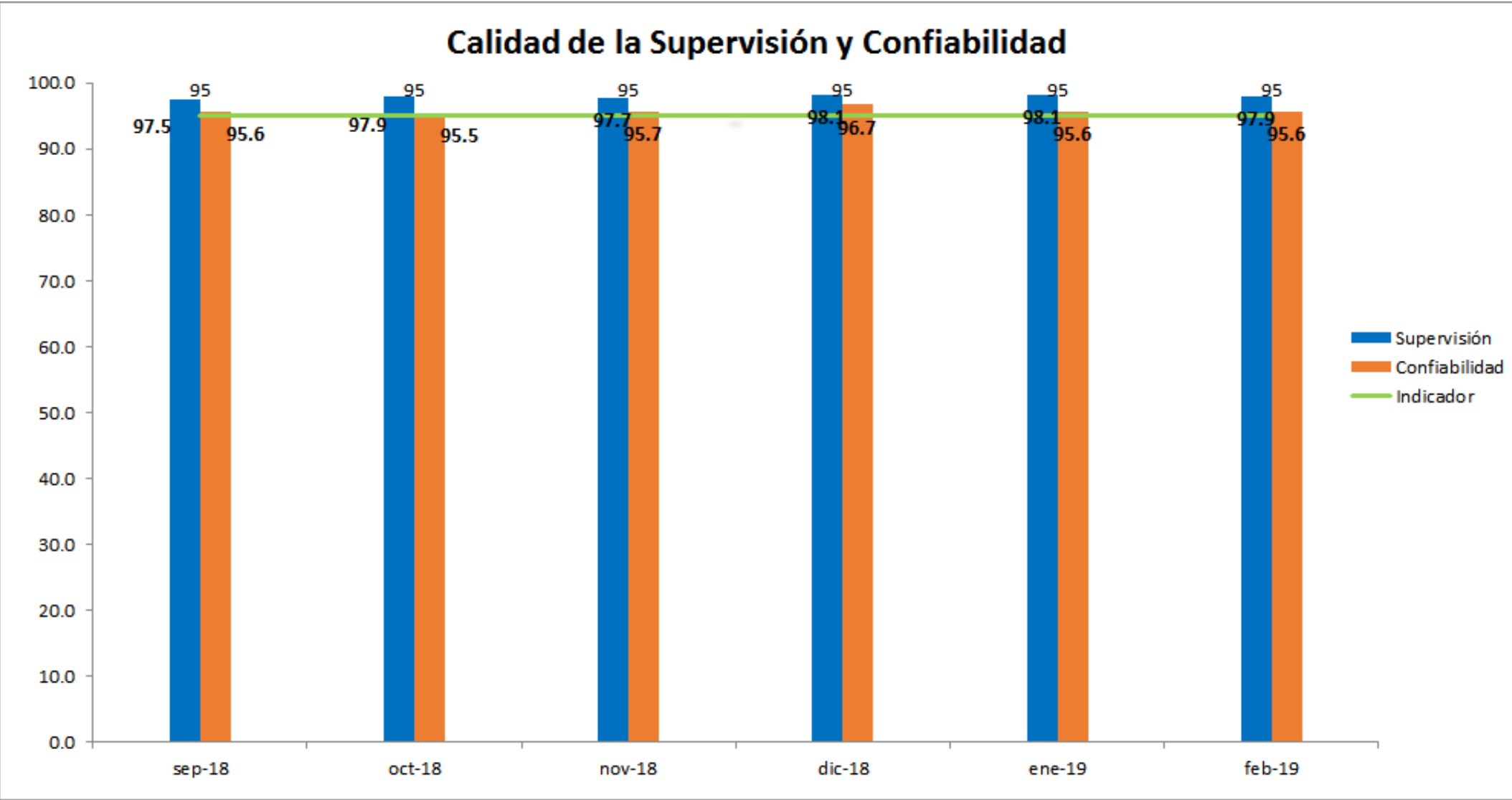


El total de demanda no atendida en febrero de 2019 fue 4,25 GWh.

Subarea	Mes (MWh)	Subarea	Mes (MWh)
SubArea Antioquia	5.37	SubArea CQR	30.19
SubArea Arauca	29.95	SubArea GCM	843.78
SubArea Atlantico	398.36	SubArea Huila-Tolima	3.86
SubArea Bogota	31.32	SubArea Meta	11.72
SubArea Bolivar	342.94	SubArea Norte de Santander	1.03
SubArea Boyaca-Casanare	32.75	SubArea Santander	73.51
SubArea Cauca-Narino	9.74	SubArea Valle	3.69

Subarea	Mes (MWh)
SubArea Atlantico	913.34
SubArea Bolivar	719.63
SubArea Cordoba_Sucre	36.75
SubArea GCM	765.88


# Indicador de Calidad de la Supervisión



# Indicador de Calidad de la Supervisión

Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión:

AGENTE	%Sup.	%Conf.
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	95.2	90.4
CODENSA S.A. E.S.P.	97.4	92.1
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	95.0	93.3
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.5	87.7
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARES S.A. E.S.P.	97.6	85.4
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	30.8	30.8
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARES S.A. E.S.P.	85.7	0.0
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	100.0	91.0



# **Resultados subasta Asignación Obligaciones de Energía Firme 2022-2023**



# Resultados subasta asignación

## Asignaciones

	EÓLICO		HIDRÁULICO		SOLAR		TÉRMICO		Total
	OEF [GWh/día]	CEN [MW]	OEF [GWh/día]	CEN [MW]	OEF [GWh/día]	CEN [MW]	OEF [GWh/día]	CEN [MW]	OEF [GWh/día]
EXISTENTE			85.09	10,669			41.93	3,191	<b>127.02</b>
NUEVOS*	2.51	1,160	3.50	1,372	0.76	238	30.75	1,240	<b>37.52</b>
<i>Total</i>	<b>2.51</b>	<b>1,160</b>	<b>88.59</b>	<b>12,041</b>	<b>0.76</b>	<b>238</b>	<b>72.68</b>	<b>4,431</b>	<b>164.54</b>

OEF-Previas	83.69	GWh/día
No despacho Central	2.32	GWh/día

<b>TOTAL OEF 2022-2023 GWh/día</b>	<b>250,55</b>
--------------------------------------------	---------------

Demanda máxima esperada en 2022-2023 **-226.84 GWh/día**  
Escenario alto UPME

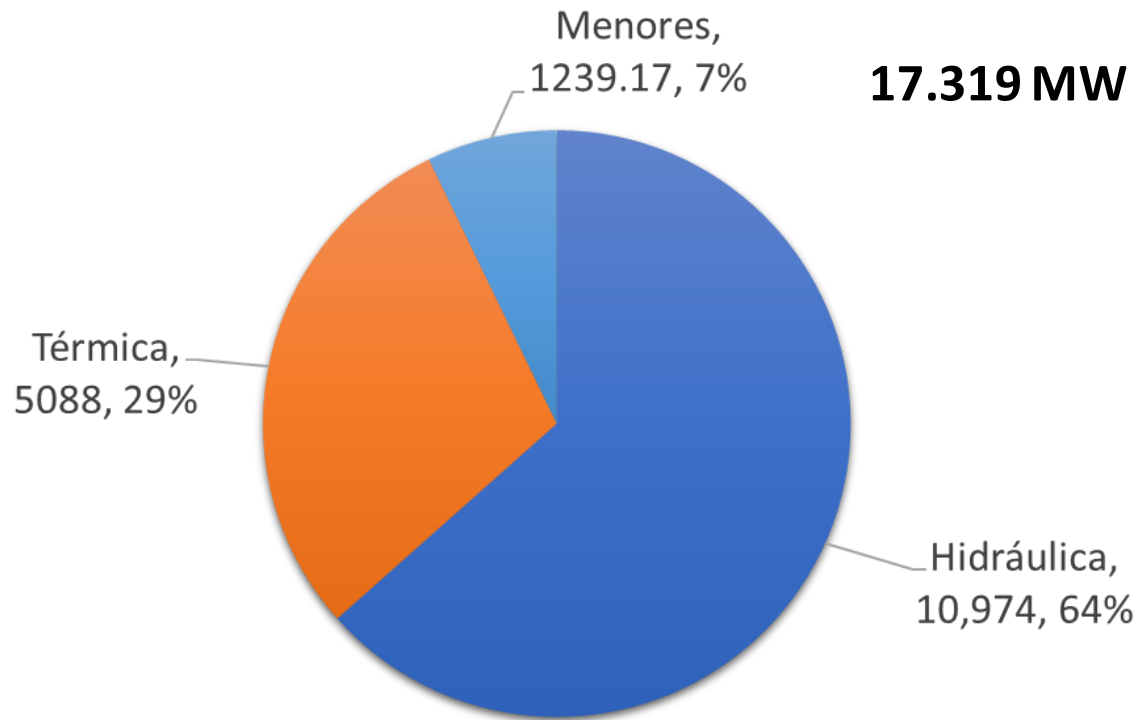
**TIPO CIERRE:** VERTICAL.

**PRECIO CIERRE:** USD/MWh 15.1  
Oferta Marginal

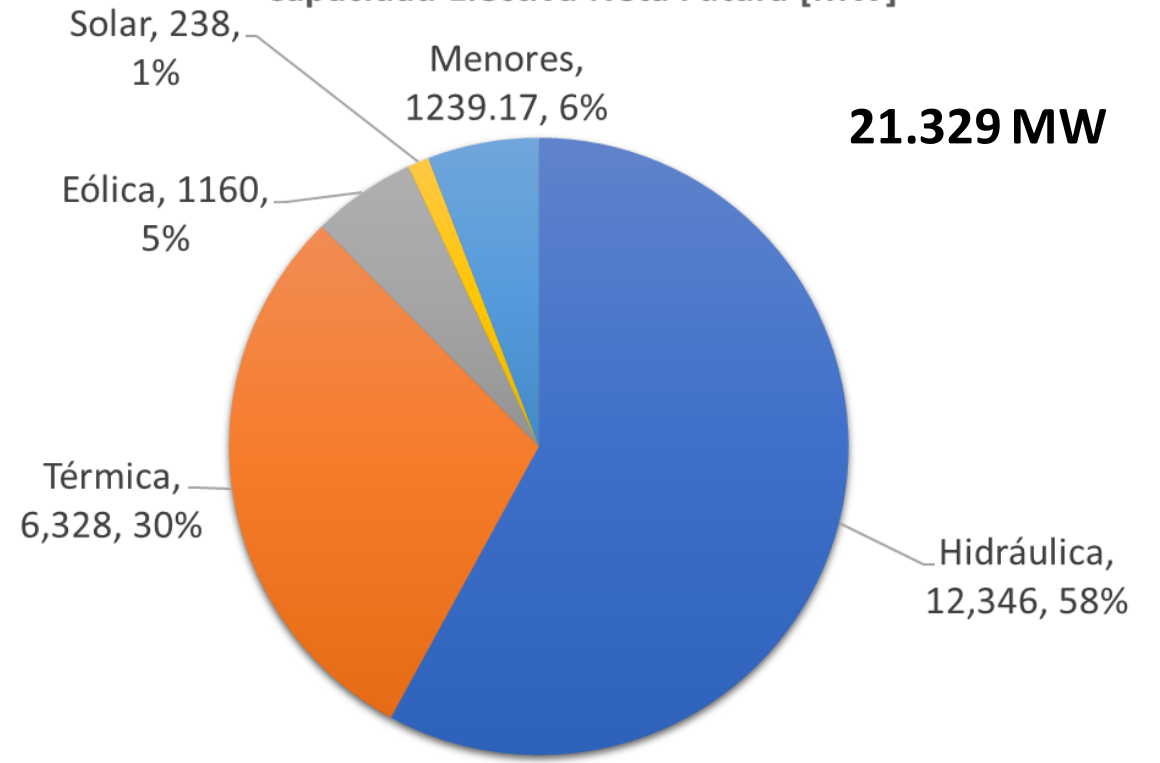
\*Se considera el cierre de ciclo de Termocandelaria y el aumento de la CEN de Termovalle

# Cambios Capacidad Efectiva Neta

Capacidad Efectiva Neta Actual [MW]

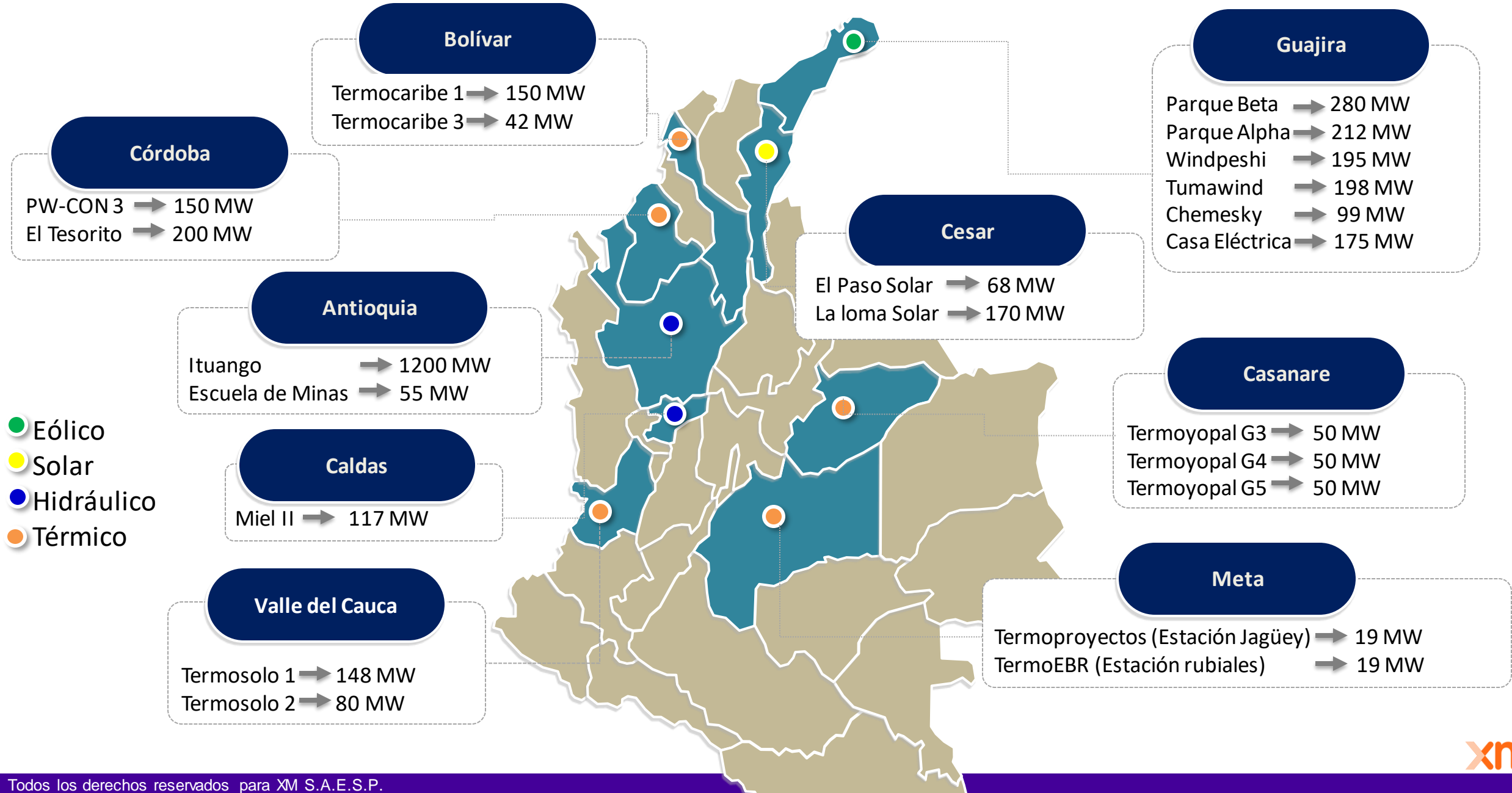


Capacidad Efectiva Neta Futura [MW]



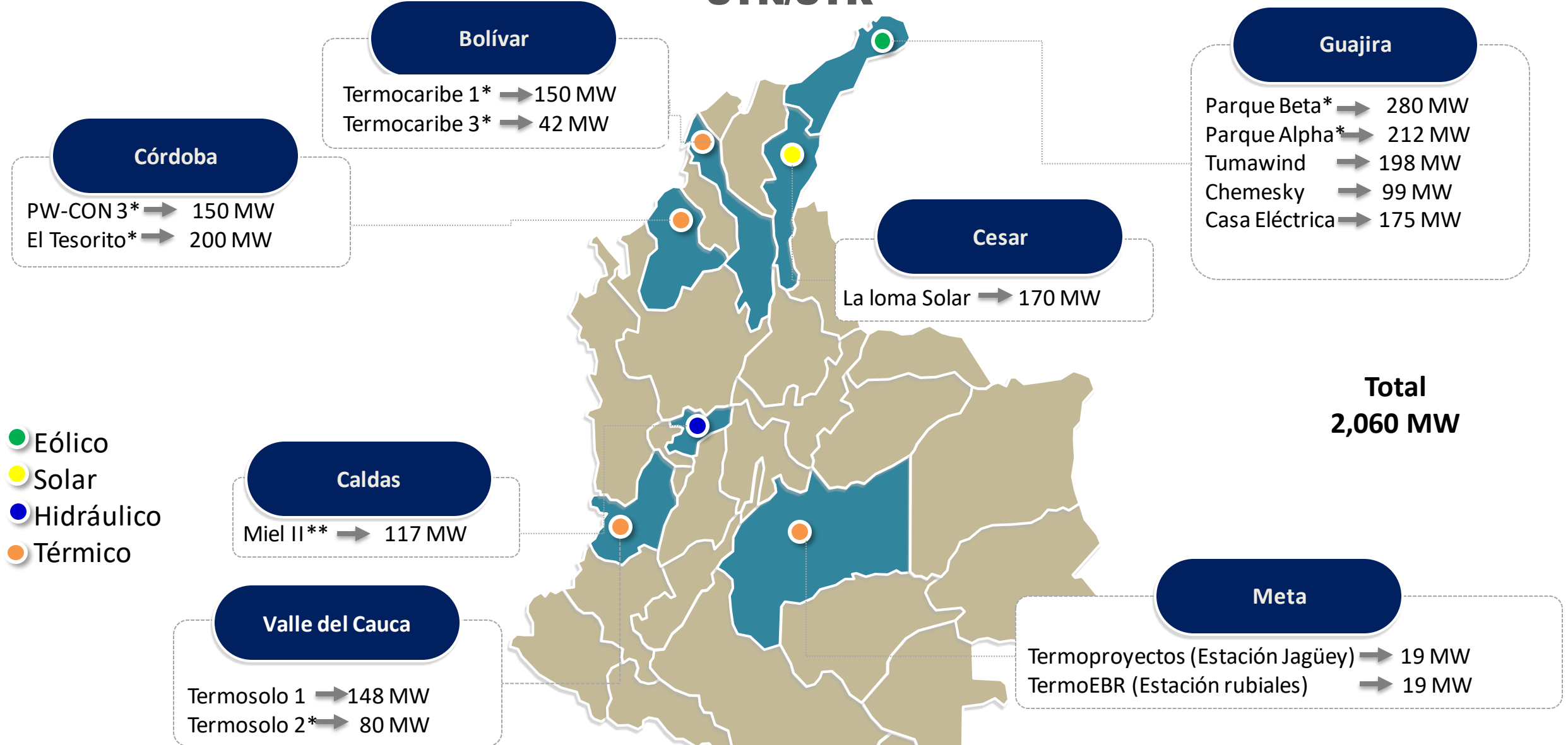
Solo se consideran los MW adicionales asignados en la subasta

# Conexión de nuevas plantas al SIN – Resultados subasta





# Conexión de nuevas plantas al SIN – Requieren obras de expansión en el STN/STR



\* No cuenta con concepto de conexión UPME

\*\* No cuenta con concepto de conexión UPME, el transportador da viabilidad a cnx directa en la SE



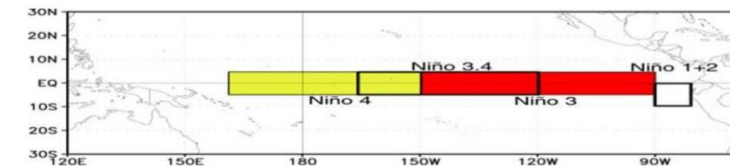
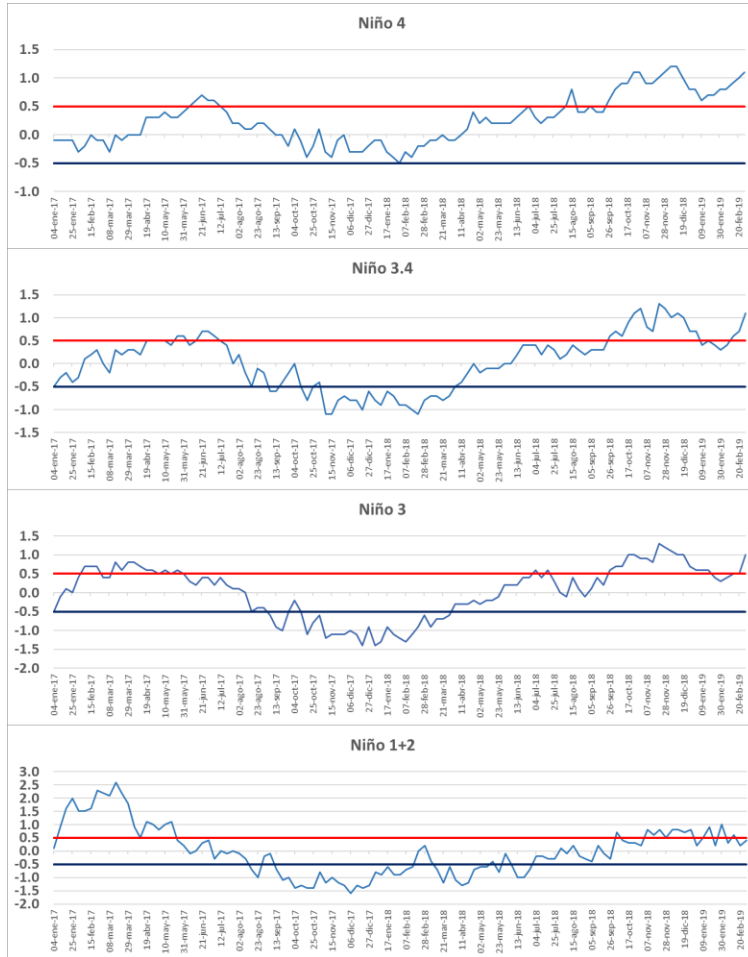
# ANEXOS



# Clima



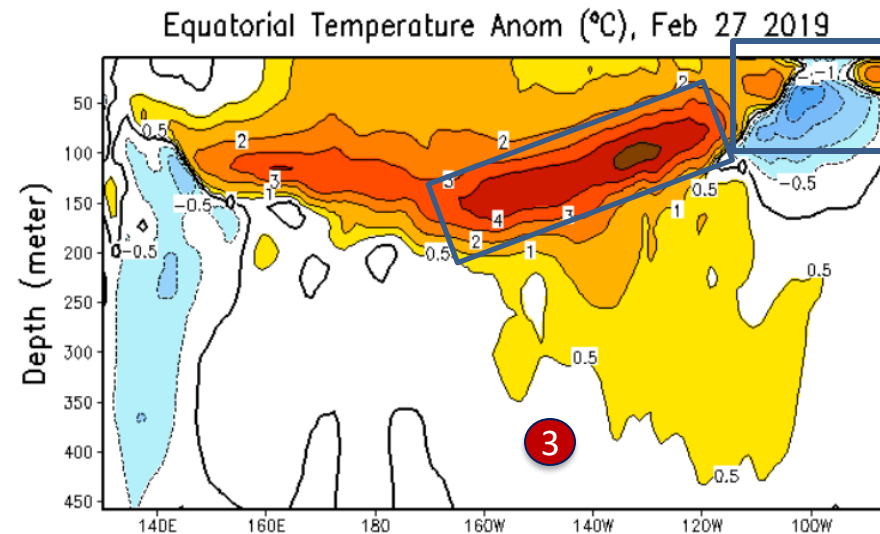
# Variables Oceánicas



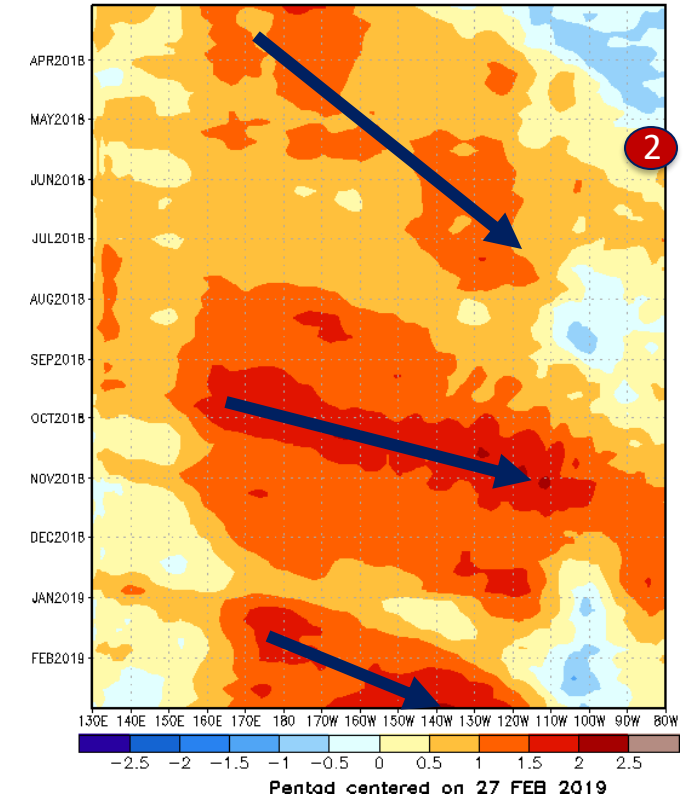
1

Las anomalías de la temperatura superficial del mar –TSM- a lo largo del Pacífico ecuatorial se encuentran por encima del umbral de calentamiento de  $+0.5^{\circ}\text{C}$  (línea roja en la Figura 1), con excepción del Pacífico oriental, (región Niño 1+2) donde se acerca a dicho umbral.

El calentamiento en superficie (primeros 300 m de profundidad) está presente en casi toda la cuenca del Pacífico y muestra la llegada periódica de ondas Kelvin a las costas sudamericanas (Fig. 2).



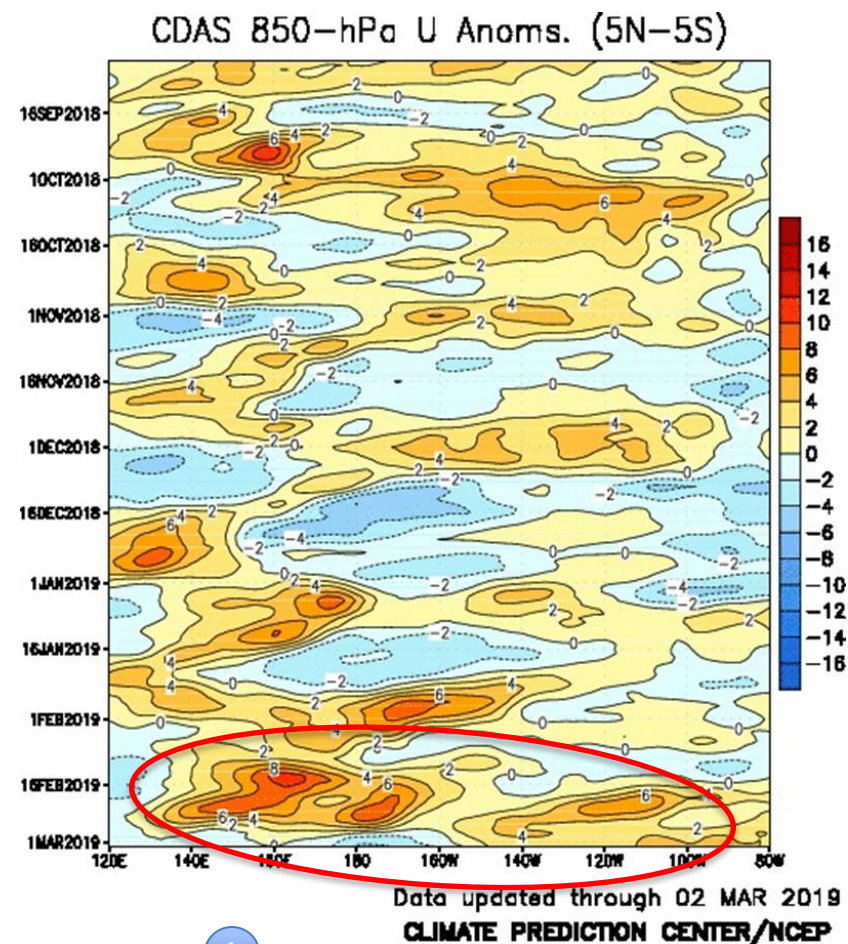
EQ. Upper–Ocean Heat Anoms. (deg C)



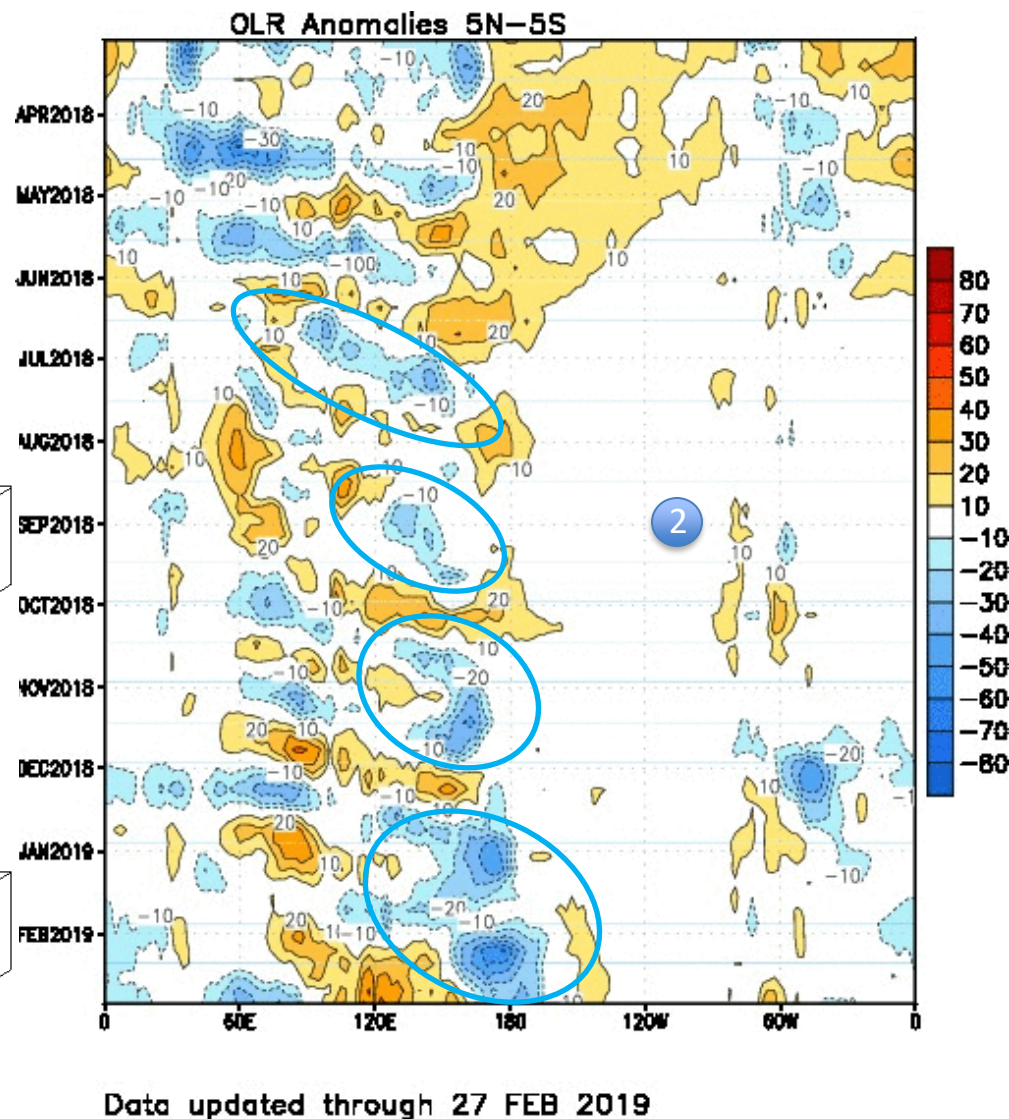
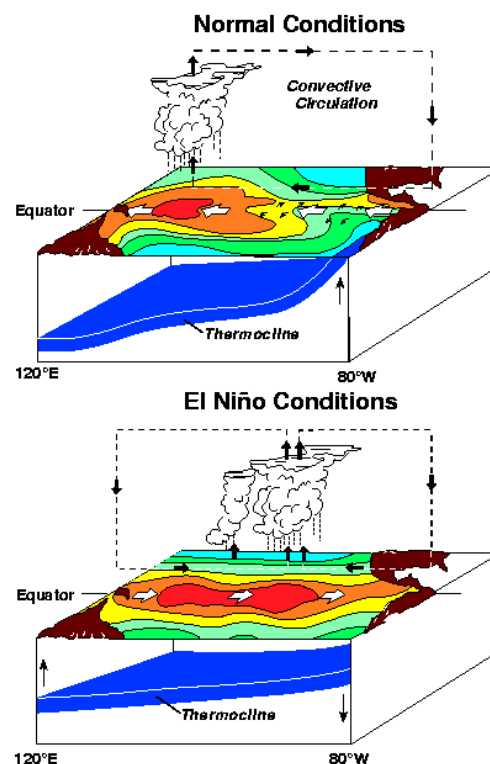
Bajo la superficie oceánica (Fig. 3), se ha vuelto a reforzar el calentamiento del Pacífico, el cual alcanza  $+5^{\circ}\text{C}$  en  $130^{\circ}\text{W}$  y a unos 100 m de profundidad. Por otro lado, frente a las costas sudamericanas persiste un leve enfriamiento con anomalías que llegan hasta  $4^{\circ}\text{C}$  por debajo de la media.

# Variables Atmosféricas

En las últimas semanas se observó un notorio debilitamiento de los vientos alisios (anomalías positivas) sobre la mayor parte del Pacífico ecuatorial. (Fig. 1). De acuerdo con la última imagen de esta variable, parecieran estarse normalizando en el Pacífico occidental, aunque reforzándose también frente a las costas sudamericanas.



1



La última imagen de las anomalías de radiación saliente de onda larga (Figura 2) muestra que la convección (zonas azules) continúa haciendo presencia en el centro del Pacífico, lo cual es característico de un episodio cálido.

# 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  
14 de febrero de 2019

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

“La mayoría de los modelos de IRI/CPC predicen que el índice de El Niño 3.4 de +0.5°C o más continúe al menos a través de la primavera 2019 del Hemisferio Norte.

Debido a que los pronósticos durante la primavera son generalmente menos certeros, el pronóstico de que El Niño persista más allá de la primavera es de 50% o menos. En resumen, se espera que El Niño débil continúe durante la primavera 2019 del Hemisferio Norte (~55% de probabilidad).”

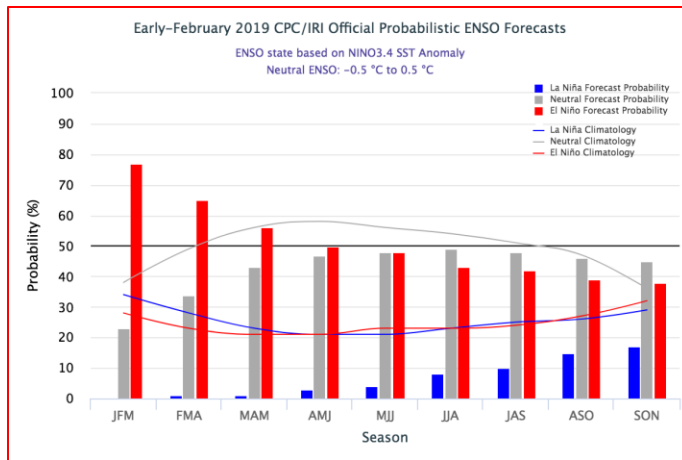


Figura 1. Oficial (Consenso de expertos)

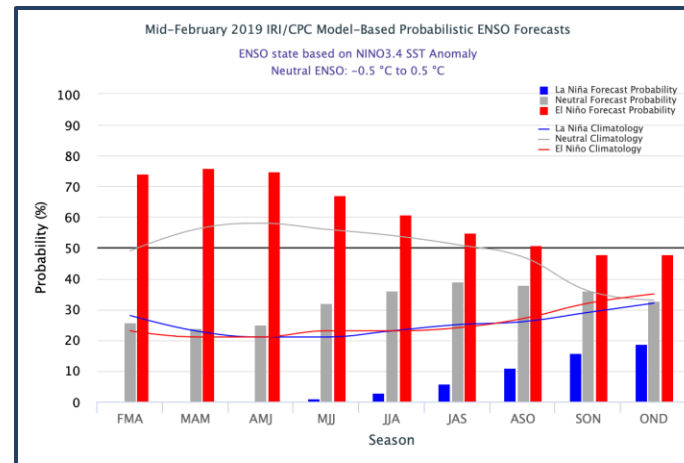


Figura 2. Resultados de los modelos

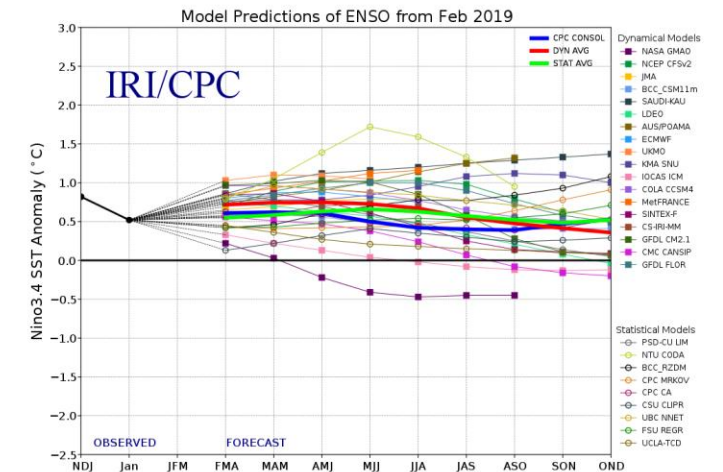


Figura 3. Predicciones diferentes modelos

## 2019 February Quick Look (IRI) [19-Feb-2019]

“La temperatura superficial del mar se ha enfriado hasta el umbral de el Niño en enero y comienzos de febrero, al tiempo que las aguas subsuperficiales continuaron estando más calientes de lo normal. Sin embargo, algunos patrones atmosféricos de El Niño que no se habían manifestado, lograron desarrollarse a finales de enero y febrero. De manera colectiva, los pronósticos de los modelos muestran que hacia el verano, habría un retorno a temperaturas superficiales del tipo El Niño débil.

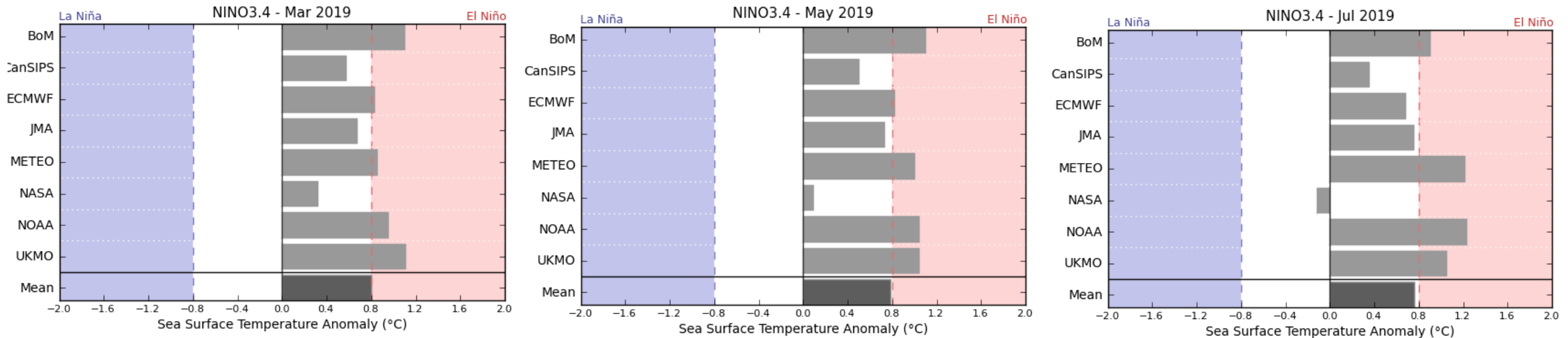
El análisis oficial del CPC/IRI estima una probabilidad del 65% de que El Niño prevalezca durante los meses de feb-abr, cayendo al 50% para los meses abr-jun.”



# Boletín del Bureau of Meteorology

## Climate Model Summary for March to July 2019 (19 de febrero de 2019)

“La mayoría de los modelos sugieren que el Pacífico tropical central se calentará durante los próximos meses, al tiempo que cinco de los modelos muestran que el umbral de El Niño se alcanzaría o sería excedido en marzo; cuatro de ellos, mantienen este calentamiento hasta al menos julio. Tres de los modelos sugieren que las temperaturas permanecerán neutrales a lo largo de otoño (primavera del hemisferio norte) y el invierno (verano boreal).”





# CLIMATOLOGÍA DE REFERENCIA Y PREDICCIÓN CLIMÁTICA PARA EL MES DE FEBRERO

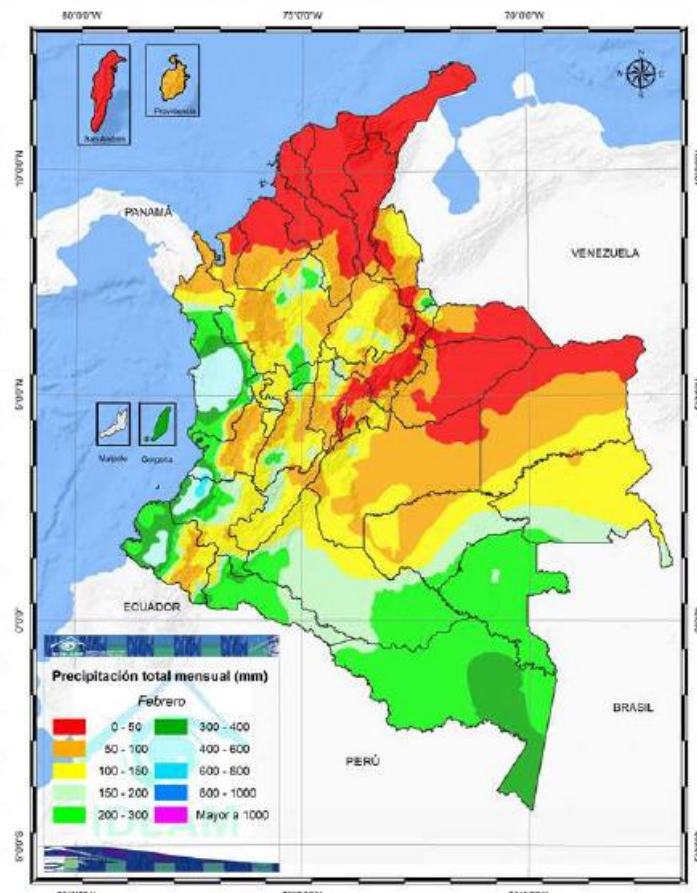


Figura 4. Precipitación para el mes de febrero (Climatología). Fuente: IDEAM.

## CLIMATOLOGÍA

El mes de febrero hace parte de la primera temporada de menos lluvias del año particularmente en gran parte de las regiones Andina, Caribe y Orinoquia. Para éste mes, los volúmenes significativos de precipitación se ubican tanto a lo largo de la región Pacífica como sobre el piedemonte y trapecio amazónico.

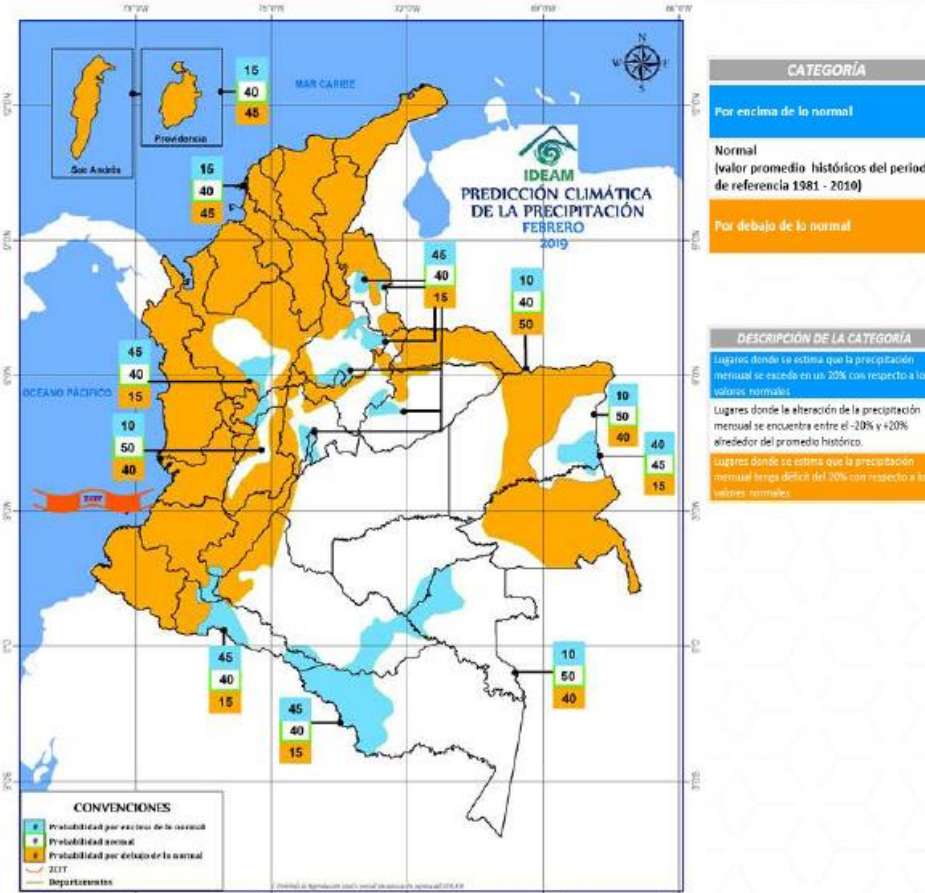


Figura 5. Predicción de la precipitación para el mes de febrero de 2018. Fuente: IDEAM.

## PREDICCIÓN

En el mes de febrero de 2019, se estiman condiciones de lluvia escasa en gran parte de las regiones Caribe y Orinoquia, normal para esta época del año; la región Andina presentaría índices de precipitación variados con respecto a los promedios climatológicos (Fig. XX); mientras que, sobre la región Pacífica, caracterizada por ser húmeda a lo largo del año, se esperan volúmenes de precipitación por debajo de sus valores climatológicos. En la Amazonía, se prevén déficits hacia el trapecio amazónico y excesos en su parte central

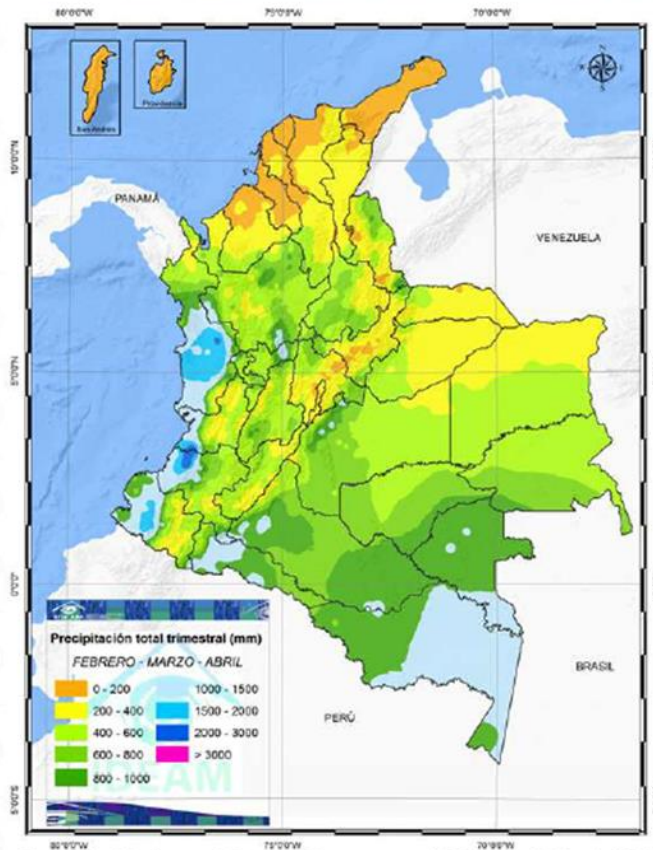


Figura 6. Precipitación para el trimestre febrero – marzo – abril (Climatología). Fuente: IDEAM.

## CLIMATOLOGÍA

Para este trimestre la Zona de Confluencia Intertropical se mueve hacia el norte. Se inicia el tránsito de condiciones secas para las regiones Caribe, Andina, la Orinoquia y la región Pacífica, a la primera estación lluviosa del año. La región de la Amazonia hace su transición de la estación de lluvias al periodo de menos lluvias. En la región Pacífica se establece un régimen de lluvias más bajas que en los periodos anteriores.



Figura 7. Predicción de la precipitación para el trimestre febrero – marzo – abril de 2019. Fuente: IDEAM.

## PREDICCIÓN

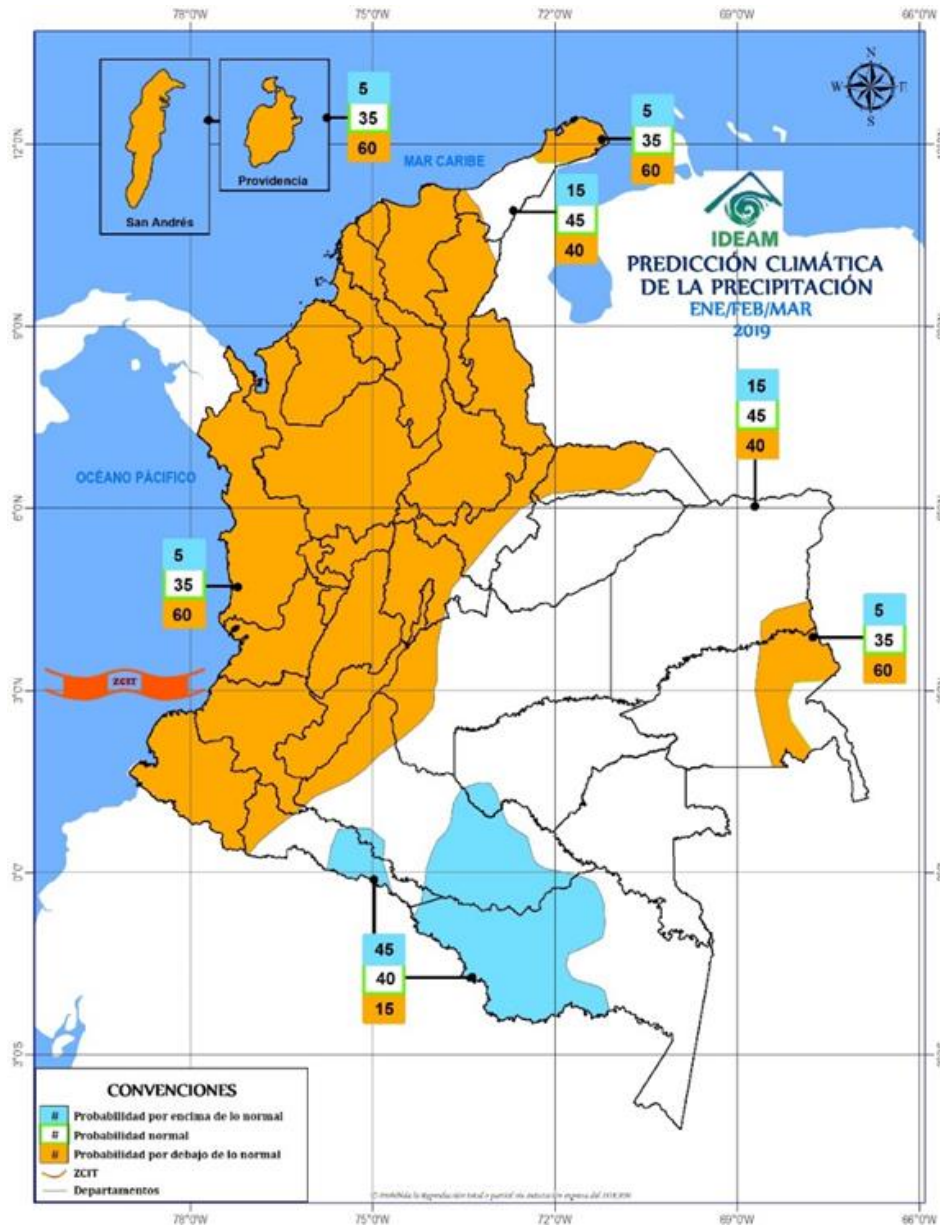
se prevén precipitaciones por debajo de lo normal en gran parte de las regiones Caribe, Andina y Pacífica. En la Orinoquia, se esperan volúmenes de precipitación cercanos a los promedios climatológicos, lo que se traduce en precipitaciones escasas propio de la época del año. Para la Amazonía, se estiman precipitaciones dentro de lo normal excepto en su zona central donde se esperan lluvias por encima de los promedios climatológicos.

## ¿Lo sabías?

*“Las alteraciones más probables de la precipitación en Colombia, durante la ocurrencia de un fenómeno típico de El Niño, corresponden a déficits de precipitación en buena parte de las regiones Caribe y Andina. Los departamentos de Atlántico, La Guajira, Magdalena y Cesar, así como algunos municipios del norte y sur de Bolívar y el oriente de Sucre, en la región Caribe; en la región Andina, en el sector occidental de Antioquia y en la zona comprendida entre el noroccidente del departamento del Valle, el sur del Tolima y el norte del Huila; pequeñas y dispersas áreas deficitarias de agua también se observan en el altiplano cundiboyacense, la región del Catatumbo y la zona limítrofe entre el norte de Nariño y el sur de Cauca. Es importante resaltar anomalías pluviométricas de la misma naturaleza en el sector central de la región Pacífica.”*

Atlas Climatológico de Colombia. IDEAM, 2018.

# CONCLUSIONES IDEAM:



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.

# Variables SIN



# Aportes hídricos

Fecha	Estacion de medida	Región hidrológica	Media histórica (GWh-día)	Promedio diario acumulado (GWh-día)	Promedio diario acumulado (%)	Diferencia promedio diario acumulado respecto a media histórica (%)	Participación promedio diario acumulado (%)
2019-03-6	Agregado SIN	Colombia	110.88	80.51	72.6%	-27.4%	100.0%
2019-03-6	Nare	Antioquia	12.75	10.32	80.9%	-19.1%	12.8%
2019-03-6	Sogamoso	Centro	8.74	6.18	70.7%	-29.3%	7.7%
2019-03-6	Grande	Antioquia	8.26	6.20	75.1%	-24.9%	7.7%
2019-03-6	El Quimbo	Centro	7.49	4.33	57.8%	-42.2%	5.4%
2019-03-6	Guavio	Oriente	7.42	2.54	34.2%	-65.8%	3.2%
2019-03-6	A. San Lorenzo	Antioquia	5.60	3.16	56.4%	-43.6%	3.9%
2019-03-6	Otros Rios (Estimados)	Rios Estimados	4.71	3.45	73.2%	-26.8%	4.3%
2019-03-6	Bogotá N.R.	Centro	4.62	4.77	103.2%	3.2%	5.9%
2019-03-6	Guatapé	Antioquia	4.17	5.05	121.1%	21.1%	6.3%
2019-03-6	Alto Anchicayá	Valle	4.15	2.57	61.9%	-38.1%	3.2%
2019-03-6	Miel I	Antioquia	4.08	3.42	83.8%	-16.2%	4.2%
2019-03-6	Carlos Lleras	Antioquia	3.80	4.66	122.6%	22.6%	5.8%
2019-03-6	Porce II CP	Antioquia	3.70	2.76	74.6%	-25.4%	3.4%
2019-03-6	Guadalupe	Antioquia	3.66	3.06	83.6%	-16.4%	3.8%
2019-03-6	Bata	Oriente	3.42	1.09	31.9%	-68.1%	1.4%
2019-03-6	Cauca Salvajina	Valle	3.28	2.57	78.4%	-21.6%	3.2%
2019-03-6	Betania CP	Centro	2.49	1.35	54.2%	-45.8%	1.7%
2019-03-6	San Carlos	Antioquia	2.33	2.44	104.7%	4.7%	3.0%
2019-03-6	Chuzá	Oriente	2.33	0.18	7.7%	-92.3%	0.2%
2019-03-6	Desv. EEPPI (NEC,PAJ,DO)	Antioquia	2.04	1.88	92.2%	-7.8%	2.3%
2019-03-6	Desv. Guarino	Antioquia	1.87	0.61	32.6%	-67.4%	0.8%
2019-03-6	Amoyá	Centro	1.84	1.07	58.2%	-41.8%	1.3%
2019-03-6	Sinú Urrá	Caribe	1.54	0.52	33.8%	-66.2%	0.6%
2019-03-6	Concepción	Antioquia	1.32	0.98	74.2%	-25.8%	1.2%
2019-03-6	Porce III	Antioquia	1.30	1.99	153.1%	53.1%	2.5%
2019-03-6	Tenche	Antioquia	0.83	1.09	131.3%	31.3%	1.4%
2019-03-6	Prado	Centro	0.71	0.84	118.3%	18.3%	1.0%
2019-03-6	Cucuana	Centro	0.57	0.53	93.0%	-7.0%	0.7%
2019-03-6	Desv. Manso	Antioquia	0.52	0.18	34.6%	-65.4%	0.2%
2019-03-6	Calima	Valle	0.44	0.21	47.7%	-52.3%	0.3%
2019-03-6	Digua	Valle	0.32	0.21	65.6%	-34.4%	0.3%
2019-03-6	Desv. San Marcos	Centro	0.21	0.16	76.2%	-23.8%	0.2%
2019-03-6	Blanco	Oriente	0.21	0.00	0.0%	-100.0%	0.0%
2019-03-6	Florida II	Valle	0.16	0.14	87.5%	-12.5%	0.2%

# 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%
<b>Total Mes</b>	<b>30</b>	<b>5572.75</b>	<b>185.76</b>	<b>30</b>	<b>5819.12</b>	<b>193.97</b>	<b>4.4%</b>

