



INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-004

Jueves, 7 de febrero 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 – 004
Jueves 7 de febrero de 2019



Contenido

1

Variables del SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN

2

Panorama Energético

Análisis energético de mediano plazo

3

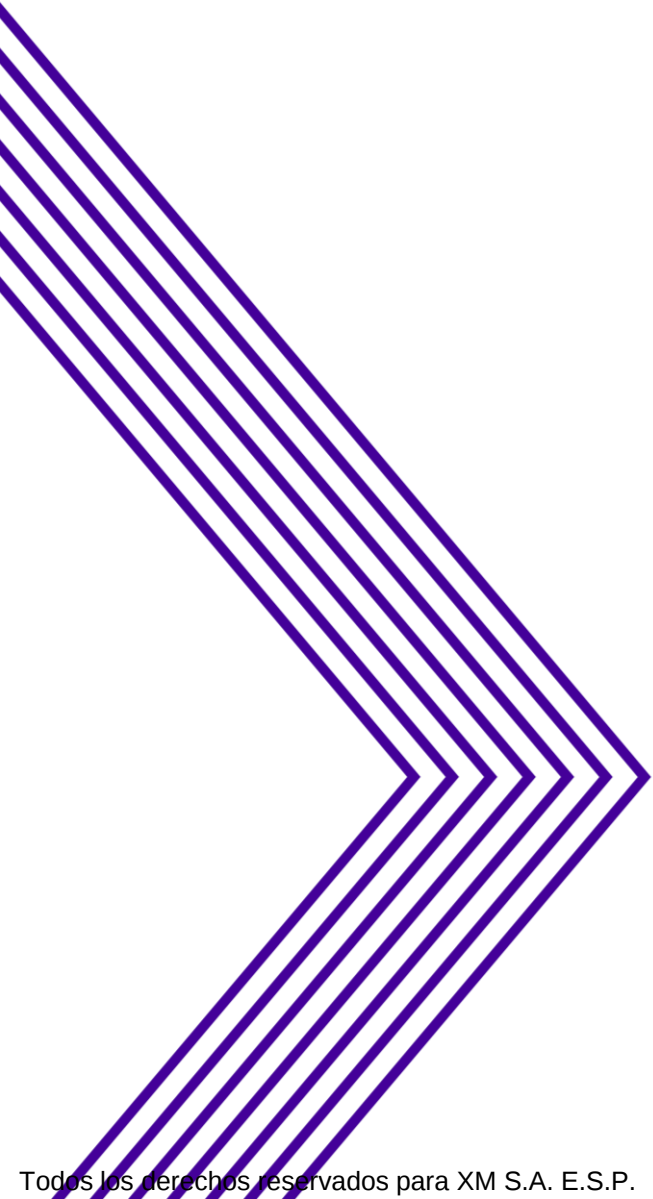
Situaciones operativas

Declaración de Parámetros Jamondino - Catambuco 115 kV
IPOEMP IV 2018 y IPOELP II 2018
Resultados Estimación Caudal Ambiental
Seguimiento costo de restricciones del SIN

4

Varios

Indicadores de Operación
Indicadores de Operación - 2019
Verificación Quinquenal



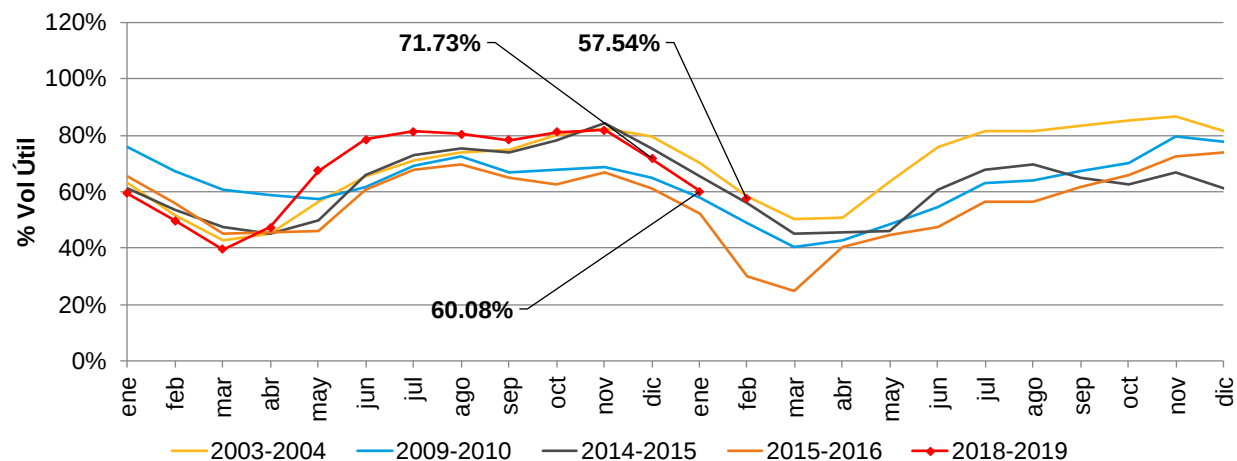
1. Variables del SIN

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

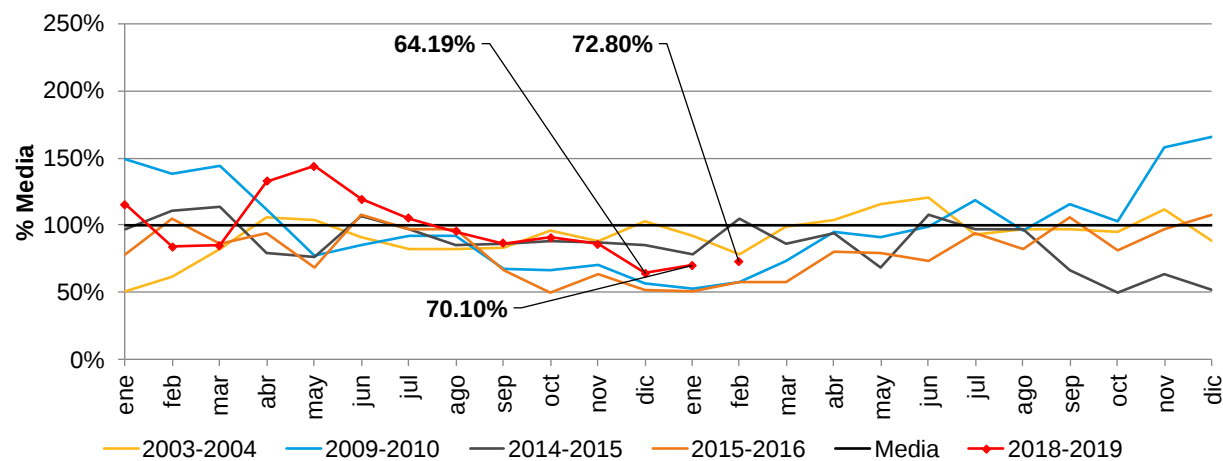


Hidrología del SIN

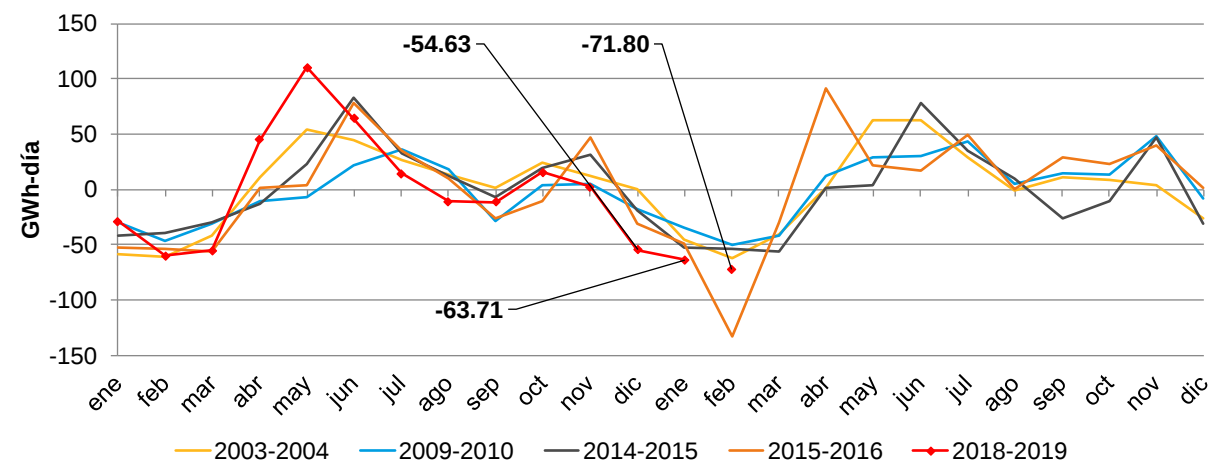
Reservas hídricas



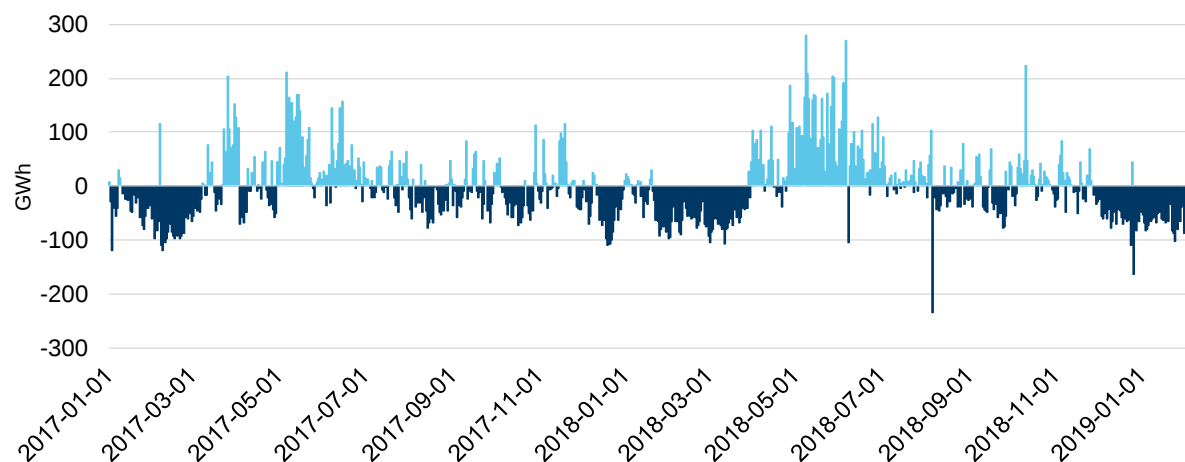
Aportes hídricos



SIN - Tasa de embalsamiento promedio



Tasa de embalsamiento



Información hasta el: 2019-02-06

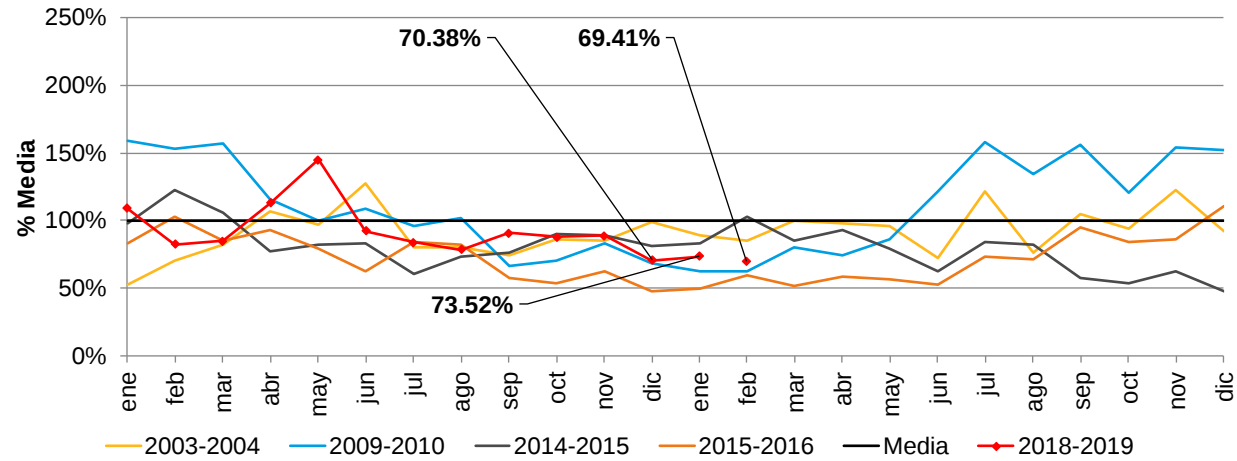
Información actualizada el: 2019-02-07

Similitud ENSO e hidrología

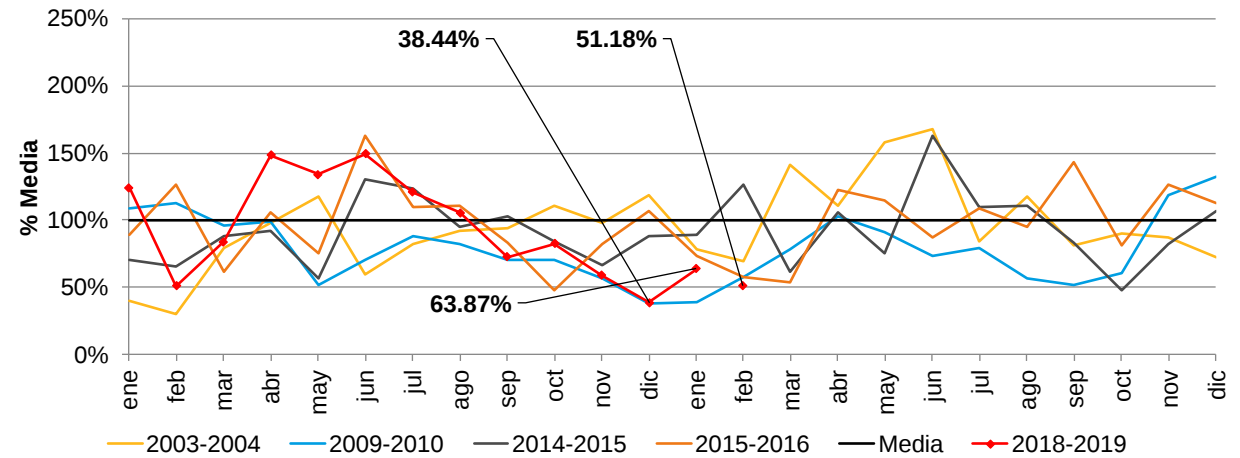


Aportes por regiones

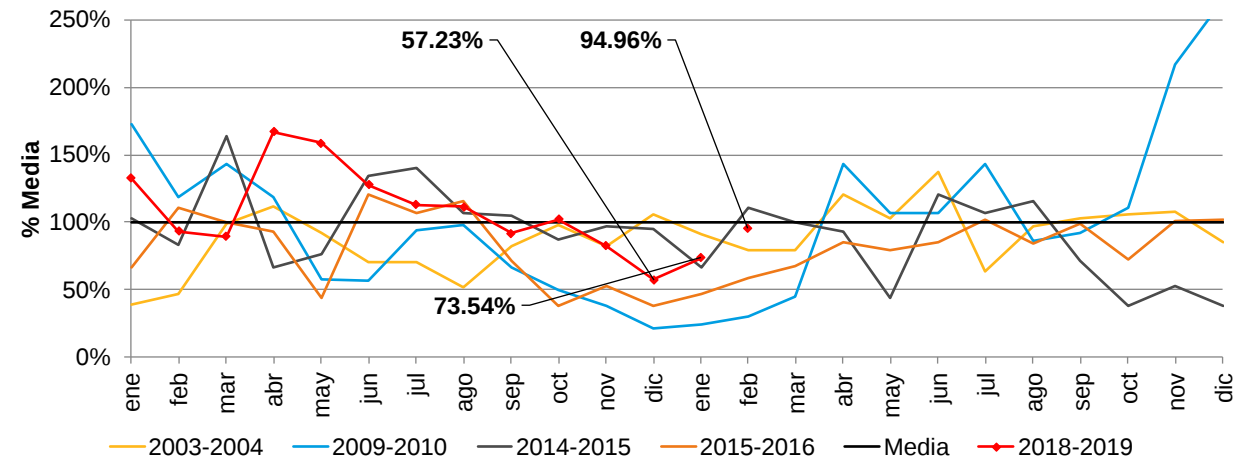
Antioquia



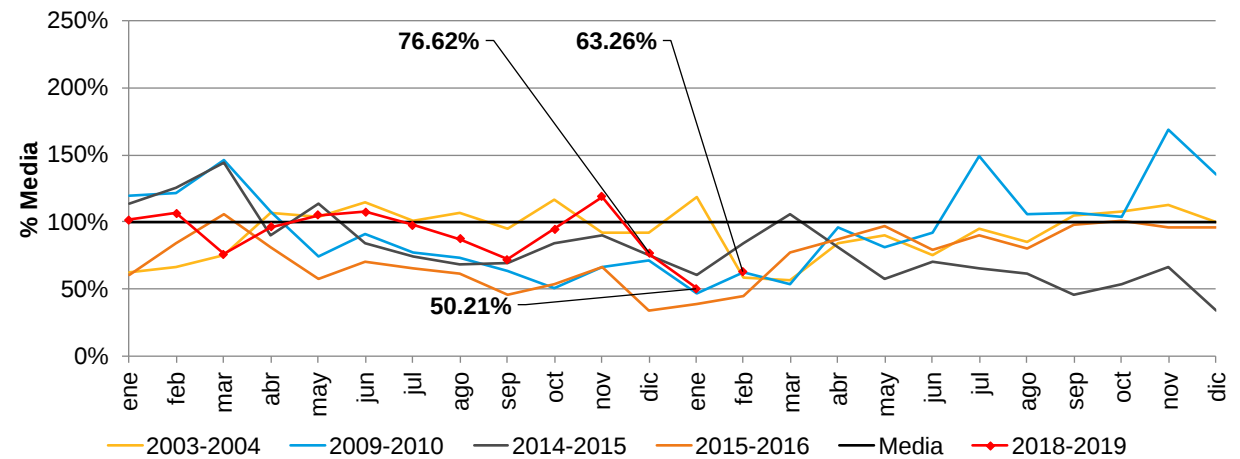
Oriente



Centro

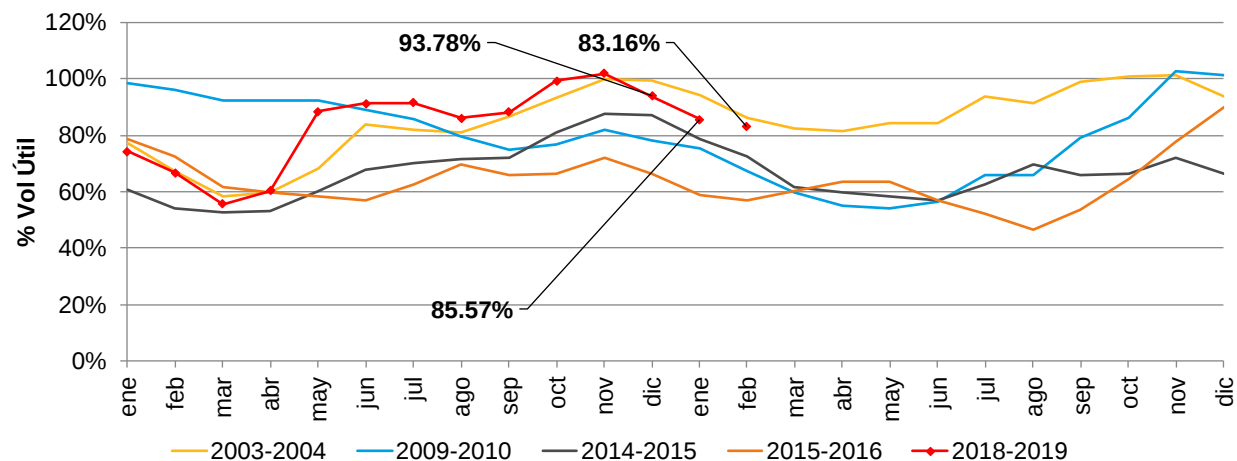


Valle

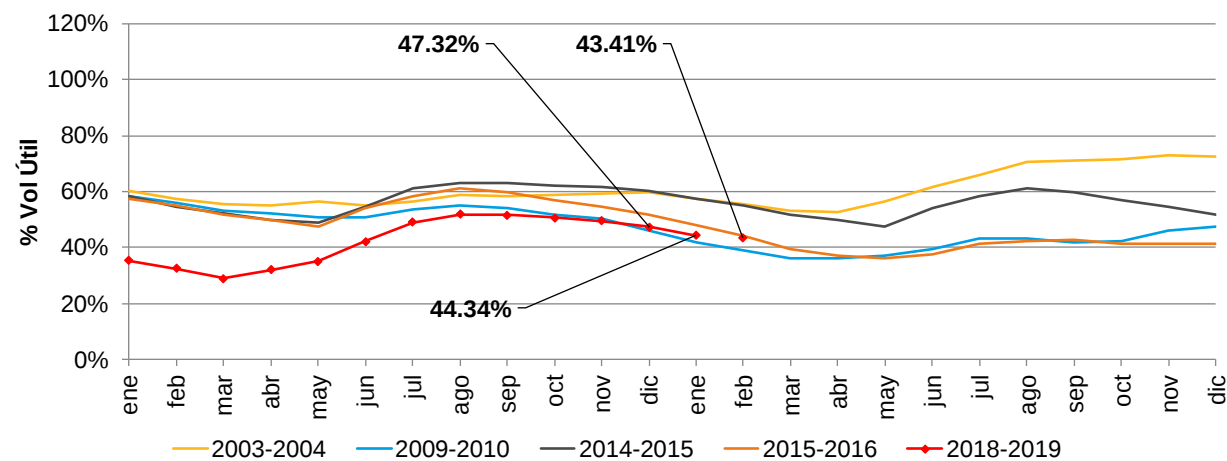


Evolución de principales embalses

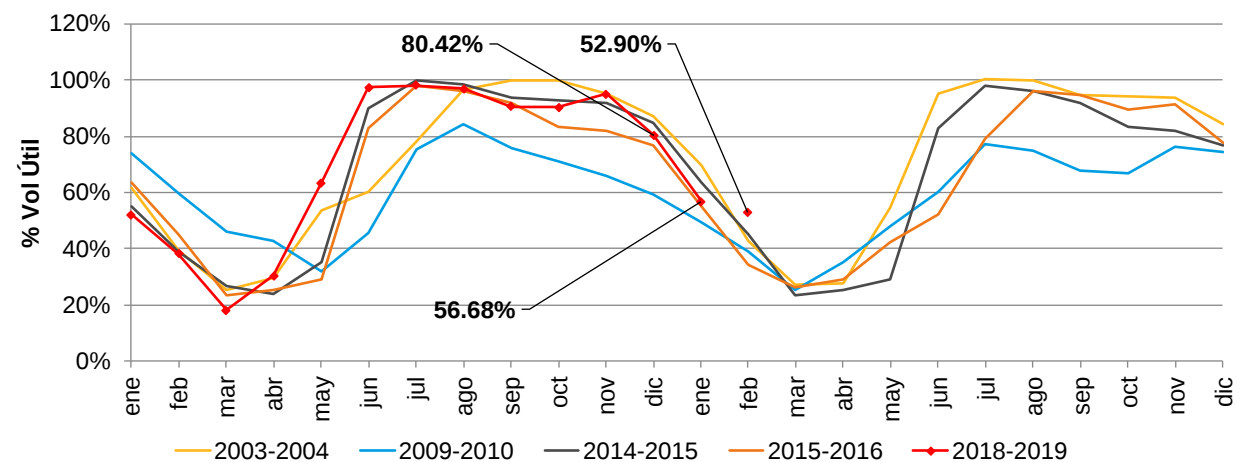
Peñol



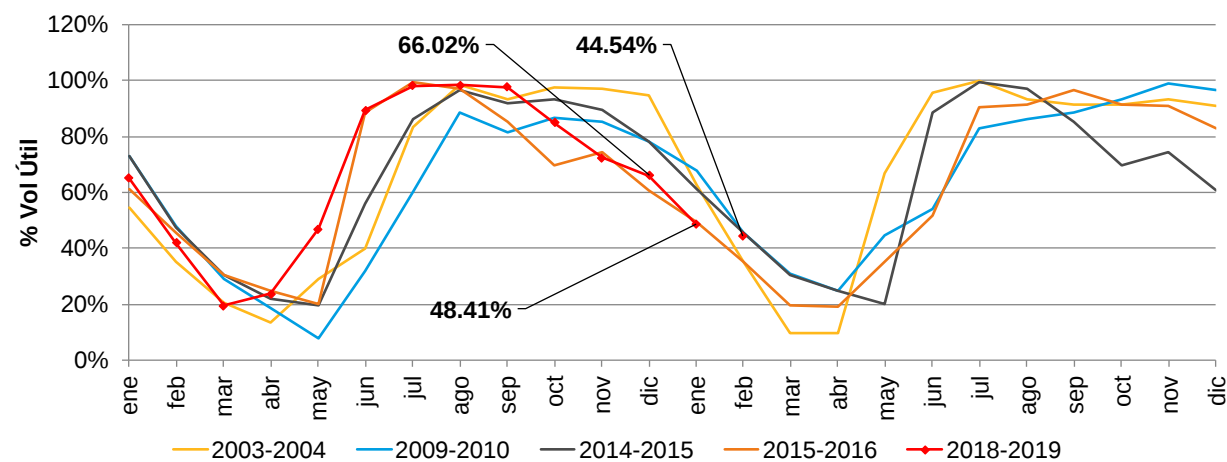
Agregado Bogotá



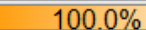
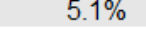
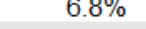
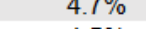
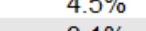
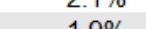
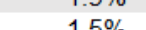
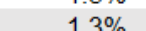
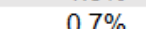
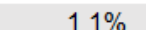
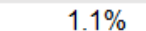
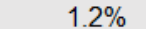
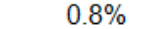
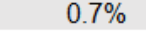
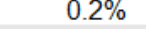
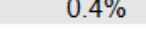
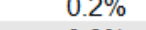
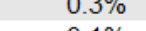
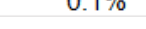
Guavio



Esmeralda - Chivor



Estado de los embalses

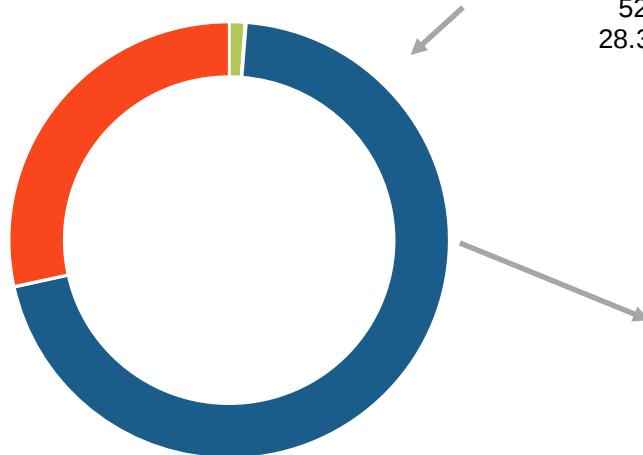
Fecha	Embalse	Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio móvil últimos 30 días (GWh-día)	Vertimiento acumulado últimos 30 días (GWh)	Volumen útil diario (%)	Participación volumen útil diario (%)
2019-02-06	Agregado SIN	Colombia	16,953.66	9,755.01	-64.37	17.95	 57.5%	 100.0%
2019-02-06	Peñol	Antioquia	4,024.49	3,346.81	-11.51	0.00	 83.2%	 34.3%
2019-02-06	Agregado Bogotá	Centro	3,763.50	1,633.88	-3.51	0.00	 43.4%	 16.7%
2019-02-06	Guavio	Oriente	2,086.04	1,103.54	-15.84	0.00	 52.9%	 11.3%
2019-02-06	Esmeralda	Oriente	1,124.35	500.73	-6.44	0.00	 44.5%	 5.1%
2019-02-06	El Quimbo	Centro	1,104.37	662.65	-3.33	0.00	 60.0%	 6.8%
2019-02-06	Topocoro	Centro	998.89	455.81	-8.09	0.00	 45.6%	 4.7%
2019-02-06	Chuza	Oriente	980.60	437.38	-0.71	0.00	 44.6%	 4.5%
2019-02-06	Riogrande II	Antioquia	554.30	299.79	-5.54	0.00	 54.1%	 3.1%
2019-02-06	San Lorenzo	Antioquia	421.11	204.70	-2.80	0.00	 48.6%	 2.1%
2019-02-06	Miraflores	Antioquia	313.19	189.19	-1.91	0.00	 60.4%	 1.9%
2019-02-06	Amani	Antioquia	245.54	143.85	-1.36	0.00	 58.6%	 1.5%
2019-02-06	Calima	Valle	218.78	123.13	-1.37	0.00	 56.3%	 1.3%
2019-02-06	Salvajina	Valle	194.48	68.00	-1.68	0.00	 35.0%	 0.7%
2019-02-06	Urrá	Caribe	160.19	103.03	-1.03	0.00	 64.3%	 1.1%
2019-02-06	Porce II	Antioquia	133.76	103.17	-0.17	0.00	 77.1%	 1.1%
2019-02-06	Betania	Centro	124.51	113.78	1.02	0.00	 91.4%	 1.2%
2019-02-06	Porce III	Antioquia	115.79	78.35	0.23	17.95	 67.7%	 0.8%
2019-02-06	Playas	Antioquia	94.03	70.99	0.11	0.00	 75.5%	 0.7%
2019-02-06	Punchiná	Antioquia	71.67	22.87	-0.11	0.00	 31.9%	 0.2%
2019-02-06	Troneras	Antioquia	71.02	38.00	-0.16	0.00	 53.5%	 0.4%
2019-02-06	Muña	Centro	57.60	23.79	-0.13	0.00	 41.3%	 0.2%
2019-02-06	Prado	Centro	56.28	26.23	-0.15	0.00	 46.6%	 0.3%
2019-02-06	Alto Anchicayá	Valle	39.18	5.33	0.11	0.00	 13.6%	 0.1%

Información hasta el: 2019-02-06

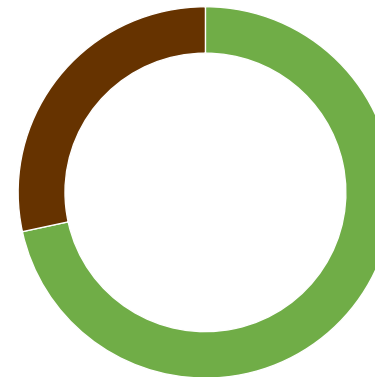
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 186.5
GWh-día

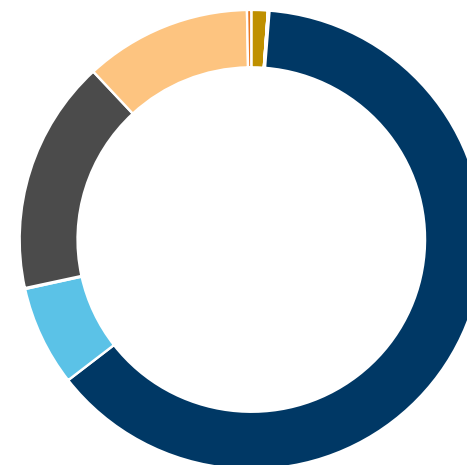
- Biomasa, 2.1, 1.15%
- Eólica, 0.2, 0.11%
- Hidráulica, 131.1, 70.29%
- Solar, 0.1, 0.07%
- Combustible fósil, 52.9, 28.39%



- Renovable
133.5
71.61%
- No
renovable
52.9
28.39%



- Bagazo, 2.1, 1.14%
- Biogás, 0.0, 0.01%
- Eólica, 0.2, 0.11%
- Embalse, 118.0, 63.25%
- Filo de agua, 13.1, 7.03%
- Fotovoltaica, 0.1, 0.07%
- Carbón, 30.7, 16.44%
- Gas, 21.7, 11.65%
- Líquidos, 0.6, 0.30%

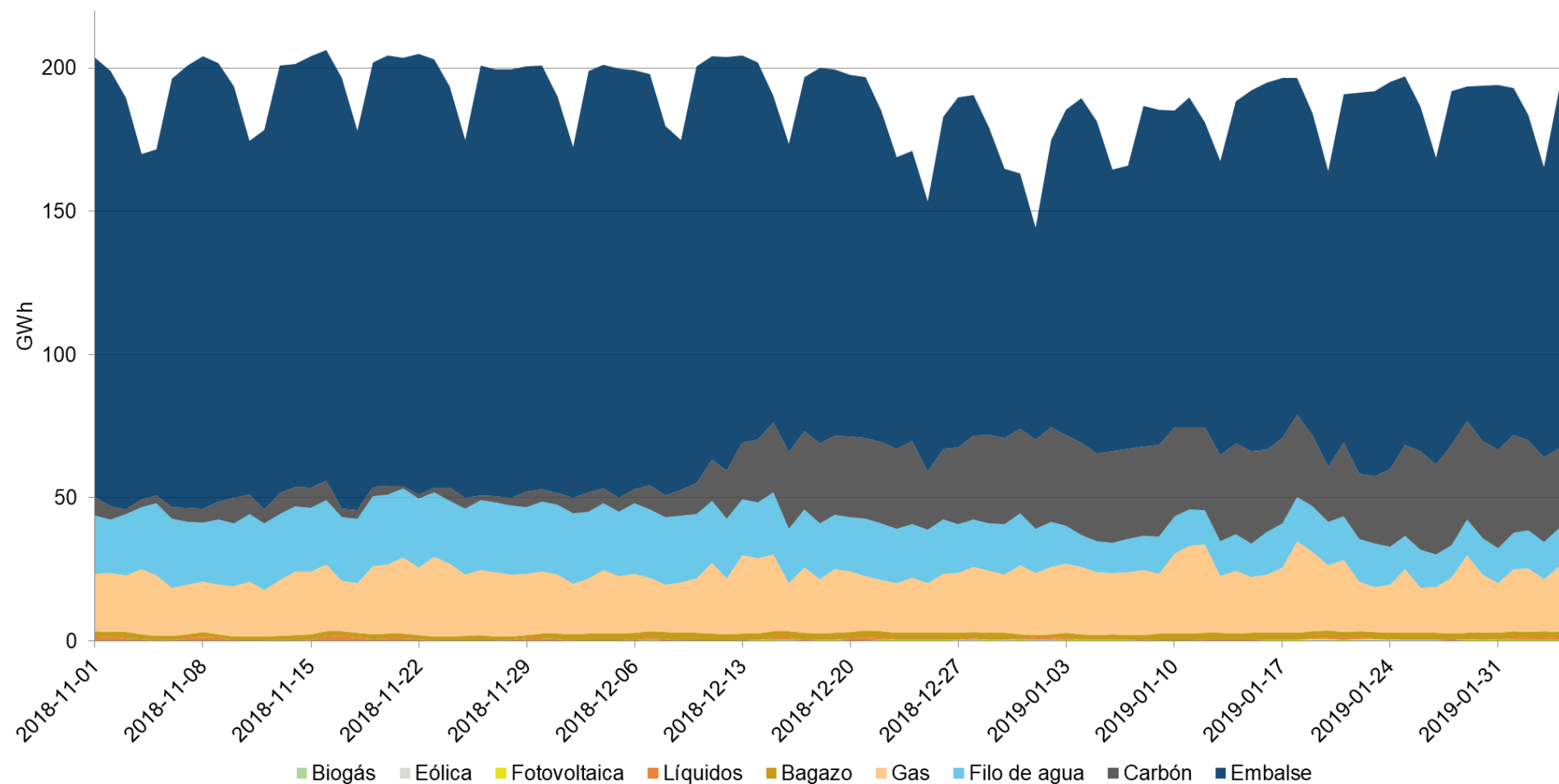


La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 5 de febrero de 2019

Información hasta el: 2019-02-05

Información actualizada el: 2019-02-07

Generación diaria

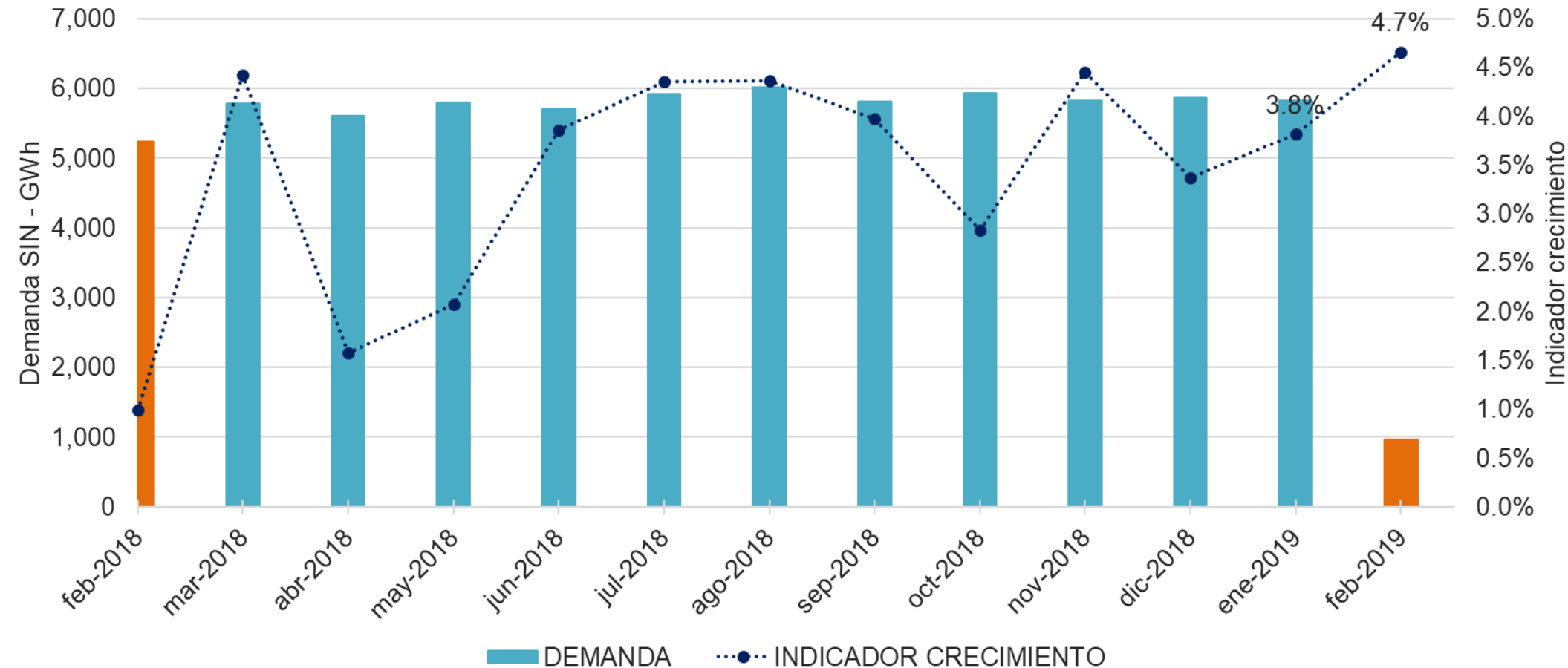


La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación

Información hasta el: 2019-02-05

Información actualizada el: 2019-02-07

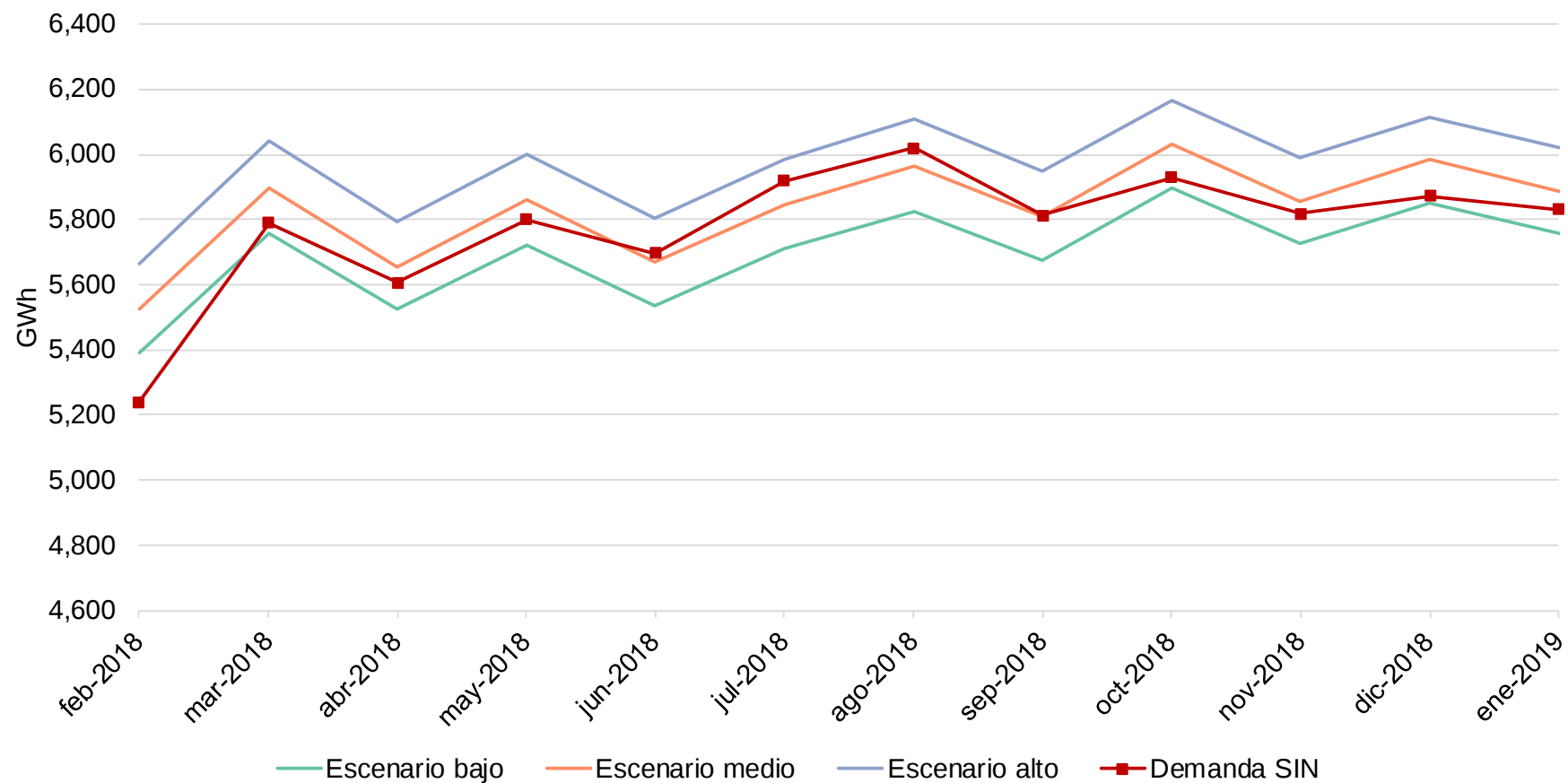
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el: 2019-02-05

Información actualizada el: 2019-02-07

Demanda de energía del SIN y escenarios UPME

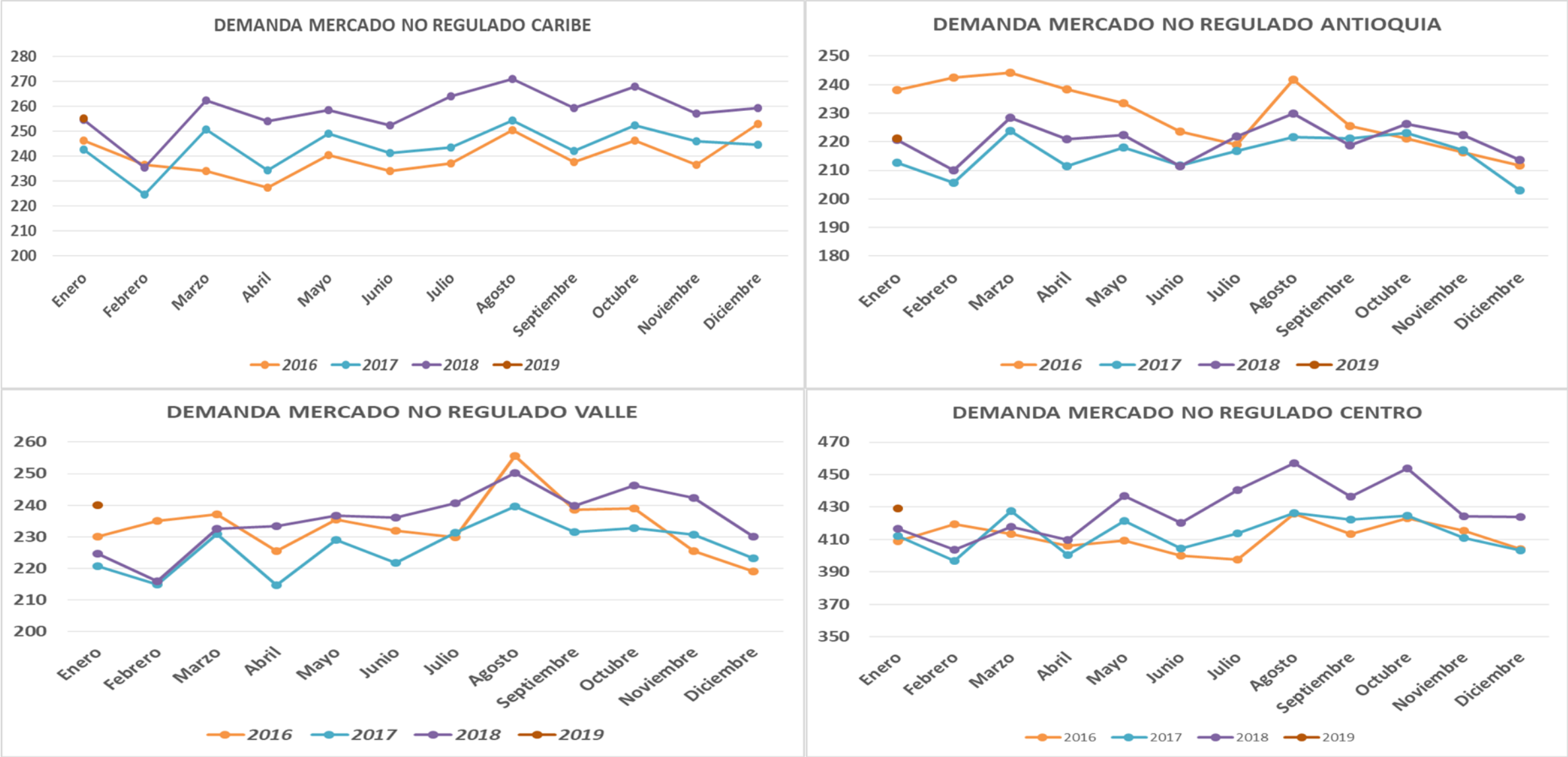


Información hasta el: 2019-02-05

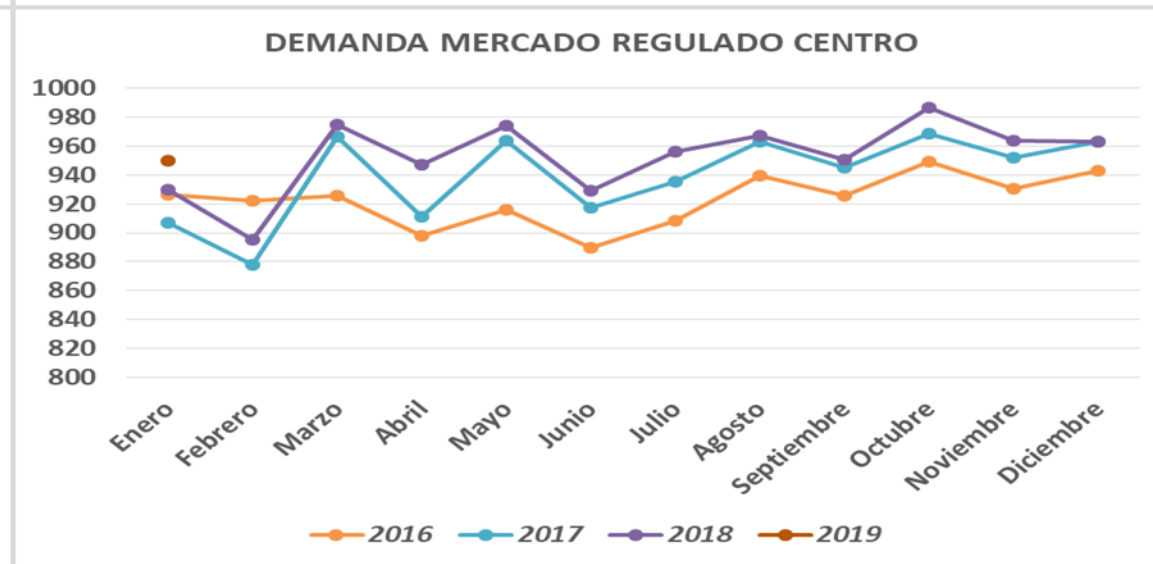
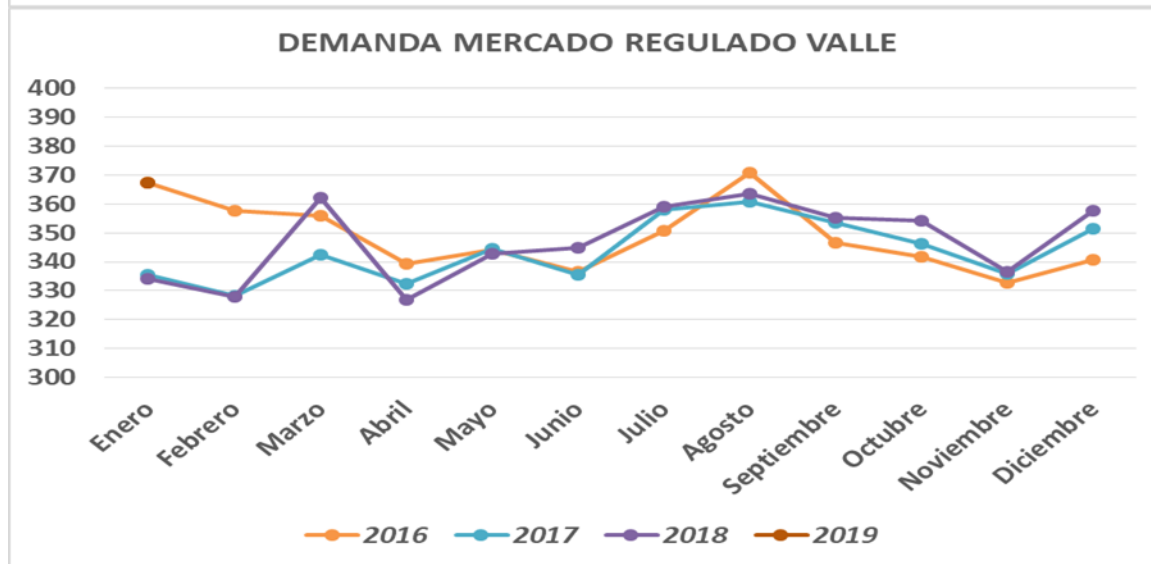
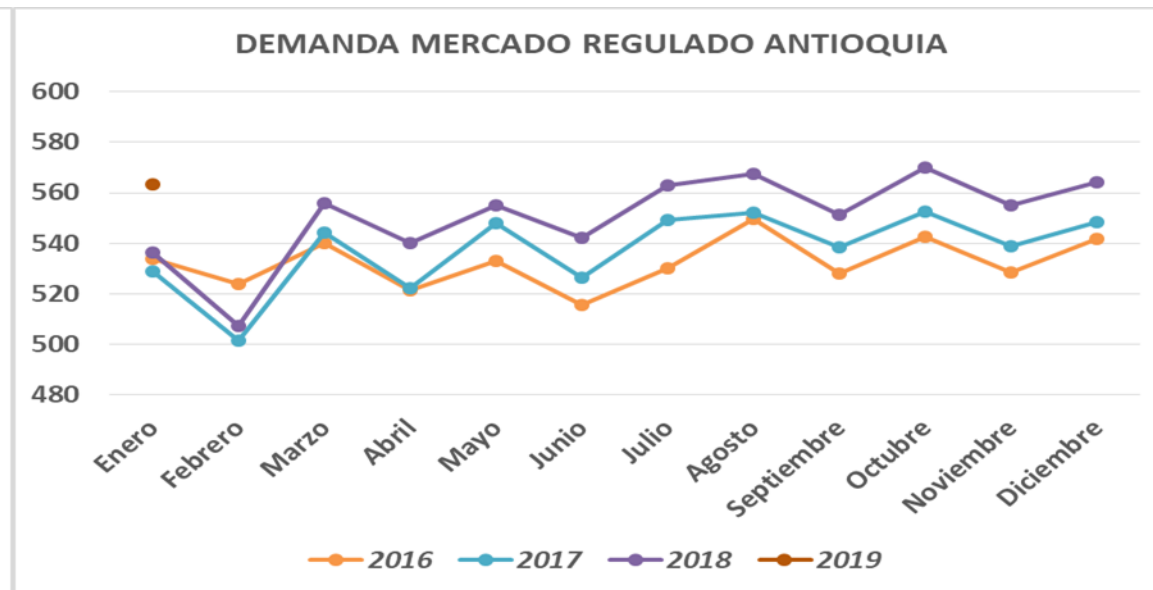
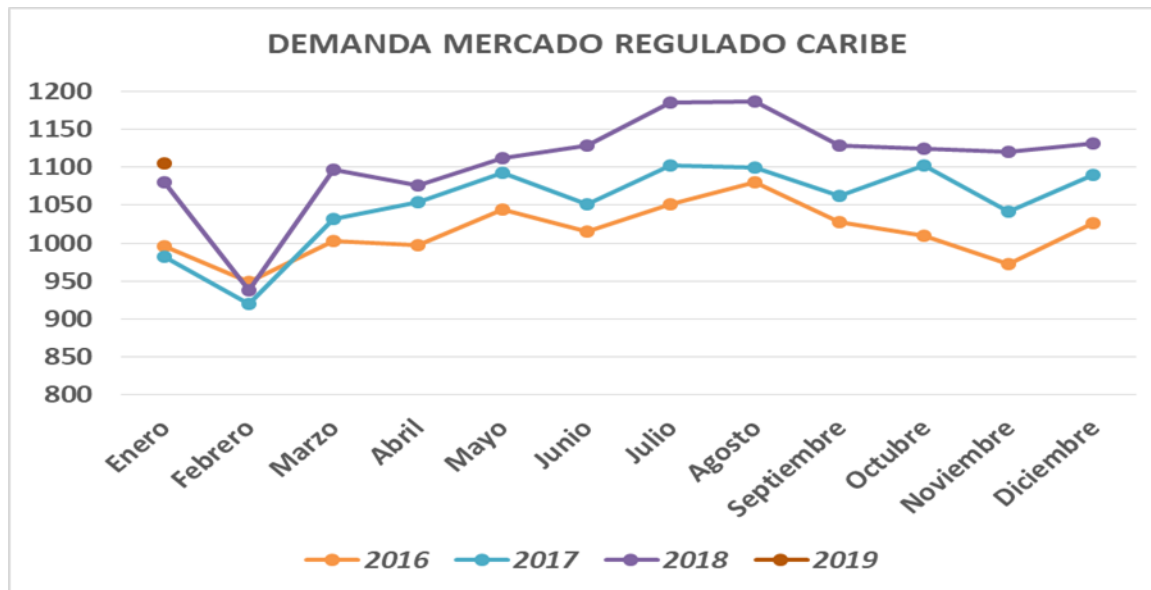
Última actualización de la UPME para el periodo graficado: nov-2018



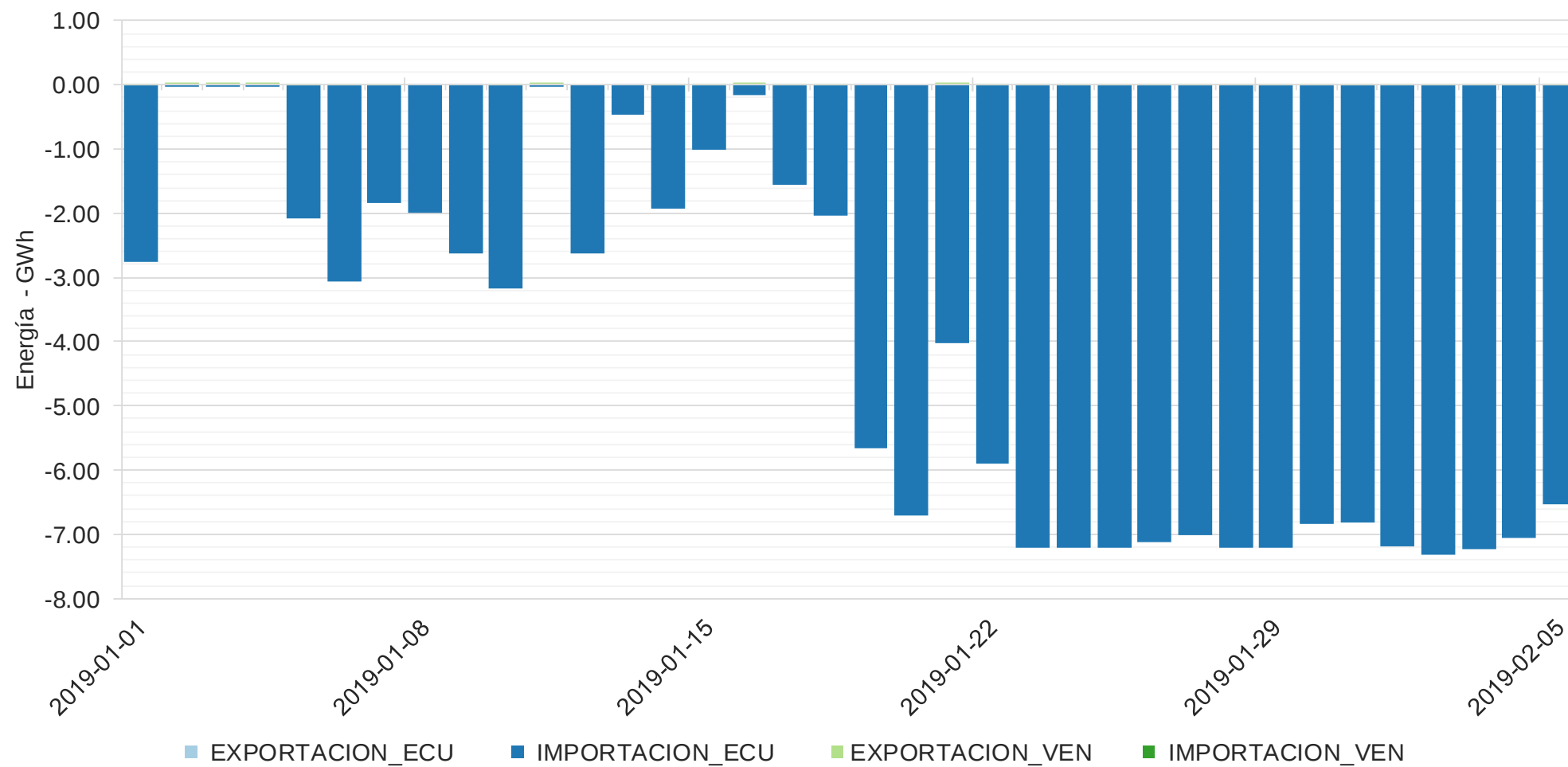
Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado No Regulado Enero 2016- Enero de 2019



Comportamiento Demanda de Energía por Regiones Mercado Regulado Enero 2016-Enero de 2019

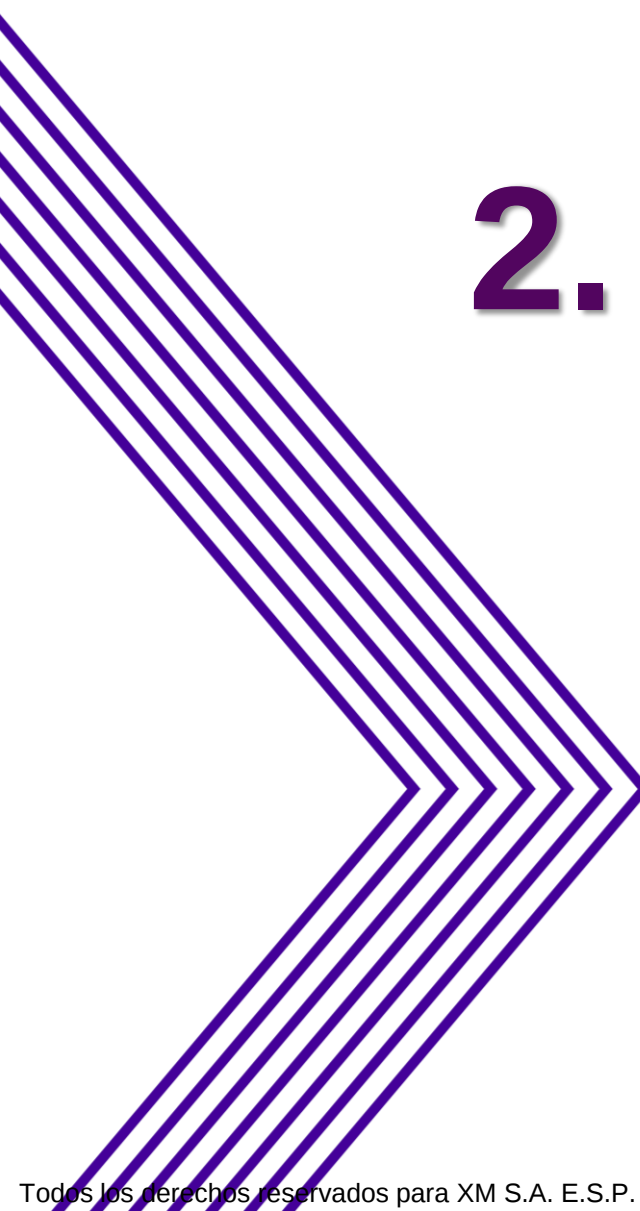


Importaciones y exportaciones de energía



Información hasta el: 2019-02-05

Información actualizada el: 2019-02-07



2. Panorama Energético

- **Análisis energético de mediano plazo**





Análisis energético de mediano plazo



Supuestos considerados



Horizonte

MP: 2 años, resolución semanal



Condición Inicial Embalse

MP: Febrero 3, 59.08%



Intercambios Internacionales

No se consideran



Demanda

Escenarios (Actualización Oct/18):
Medio UPME: Ene/19-Mar/21



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 Ene/19 - Ene/20



Expansión Generación

- MP: No considera expansión en generación.



Costos de racionamiento

Último Umbral UPME Dic/18.



Mín. Embalses

MOI, MAX(MOS, NEP)

Panorama Energético Mediano Plazo

Hidrología

Esperado

Contingencia

CND1

CND2

CND3

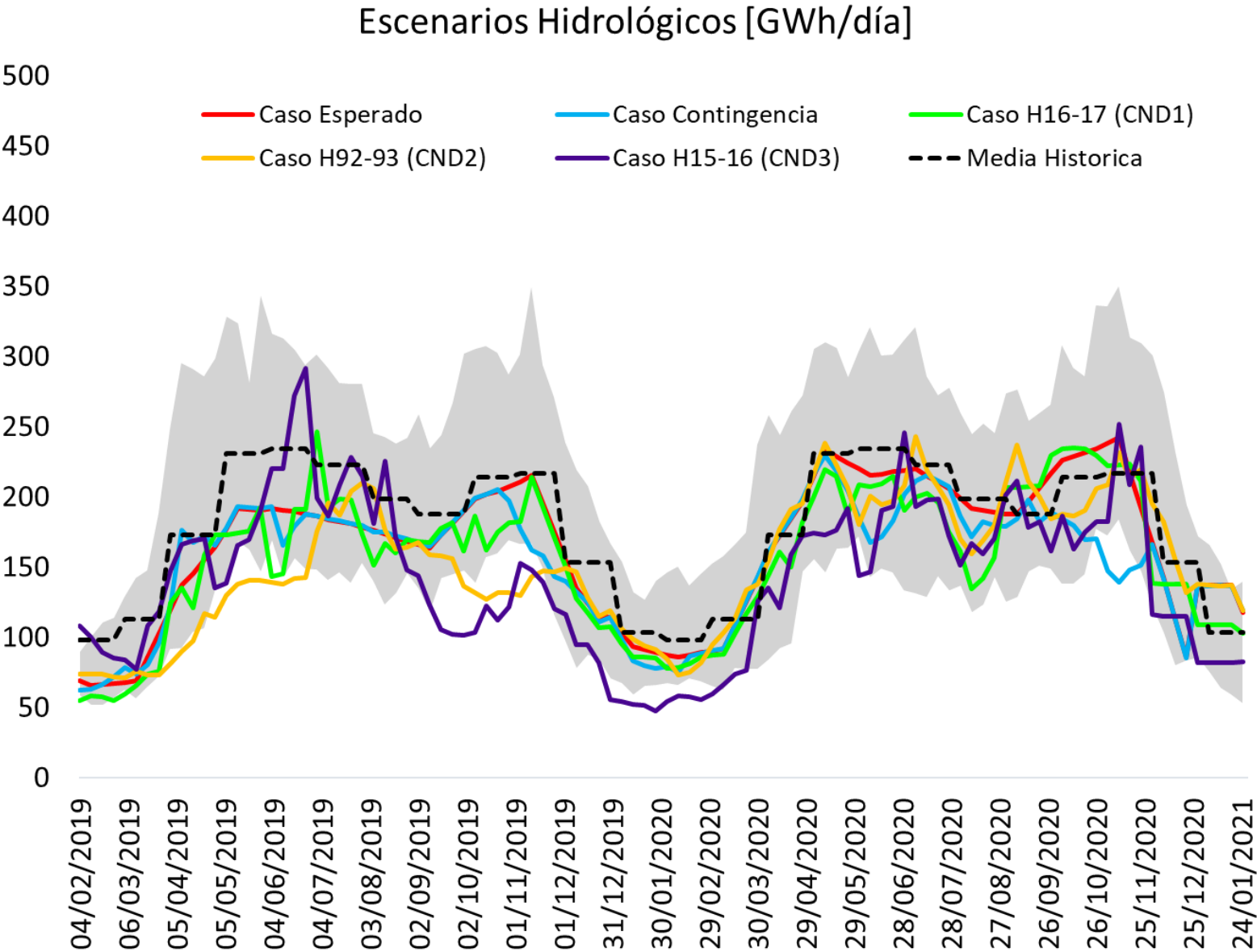
Estocástico

Proyectos de generación

No considera proyectos de expansión (Solo OEF)

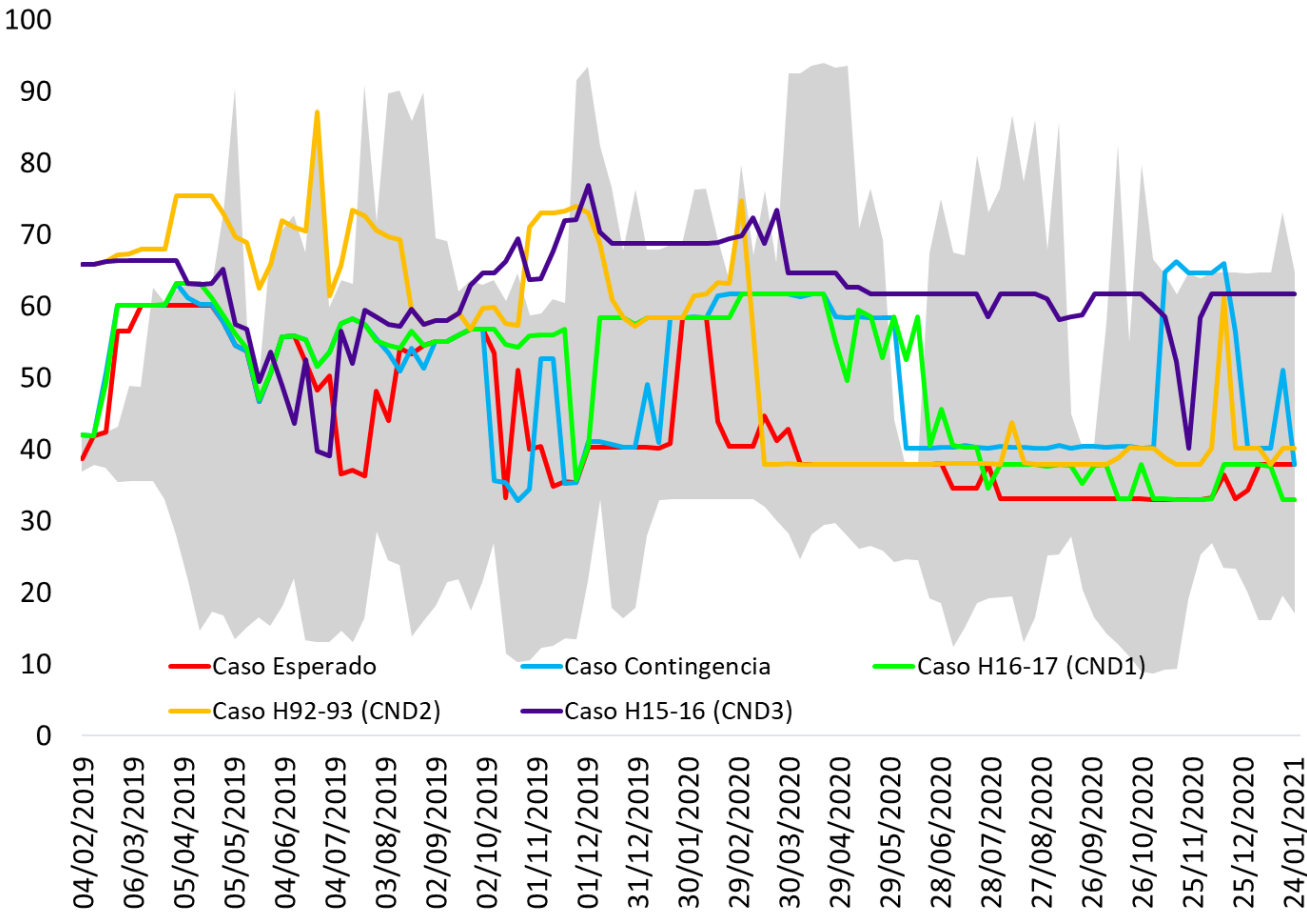
No se considera a Ituango en el horizonte de estudio

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

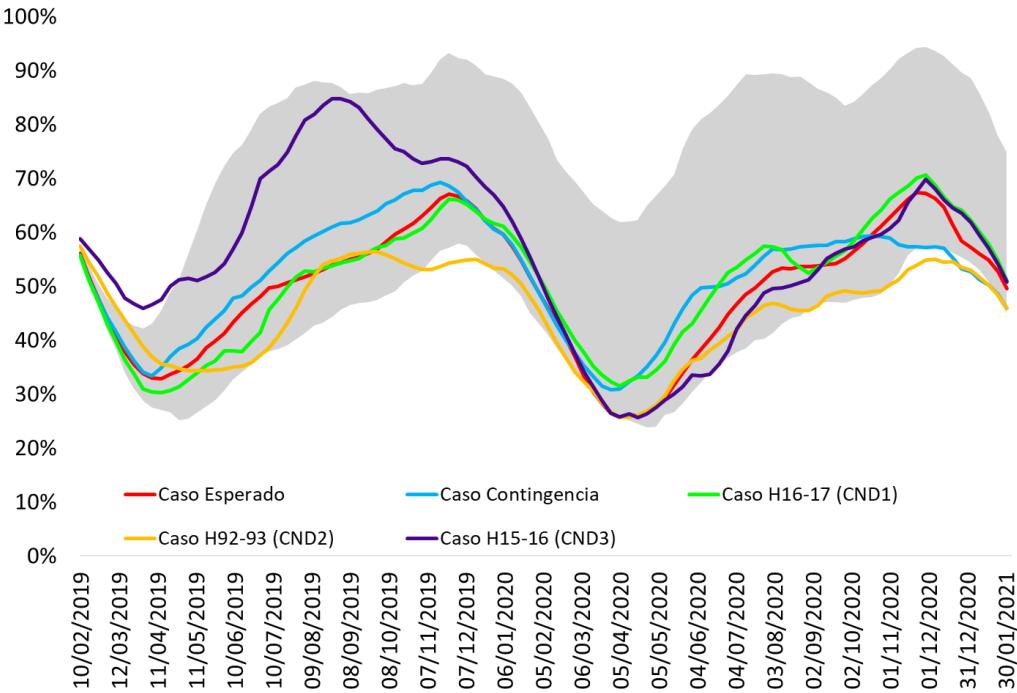


Panorama Energético Mediano Plazo

Generación Térmica [GWh/día]



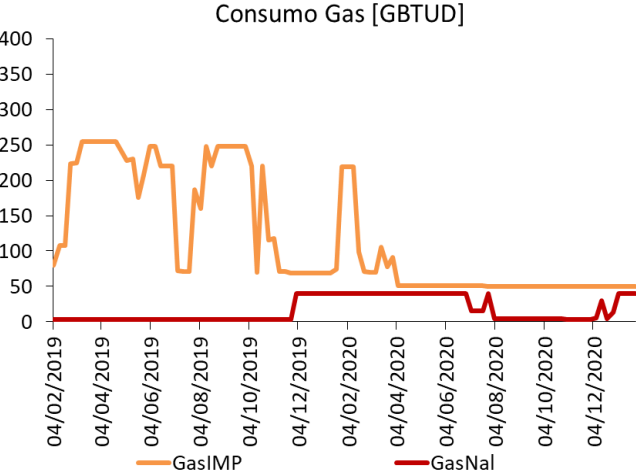
Embalse agregado SIN %



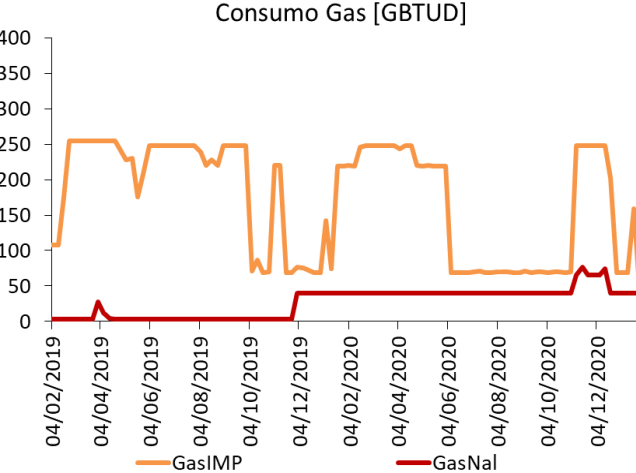
Generación Térmica GWh/día					
MES	ESP	CONT	CND1	CND2	CND3
Febrero	45	49	48	66	66
Marzo	59	60	60	68	66

Panorama Energético Mediano Plazo

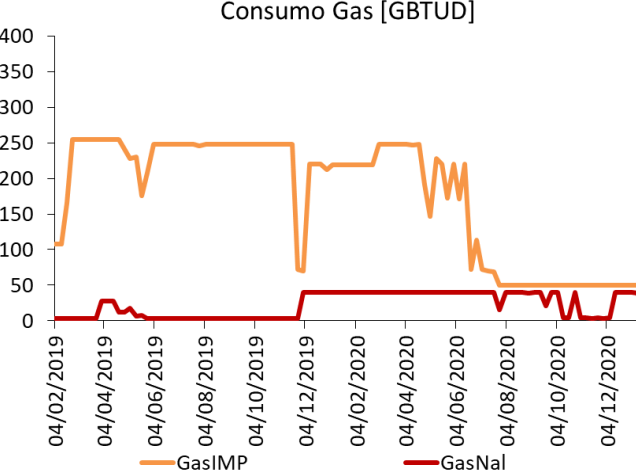
Esperado SH



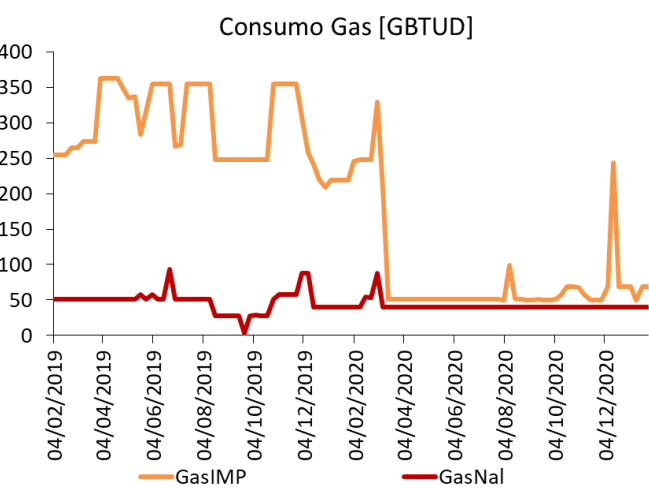
Contingencia SH



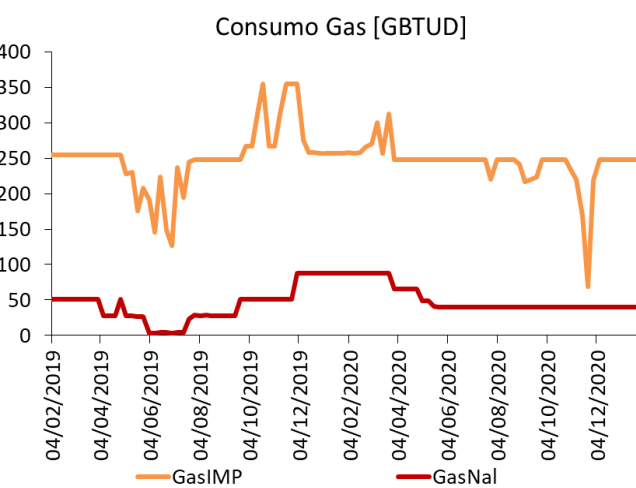
H16-17 (CND1)



H92-93 (CND2)

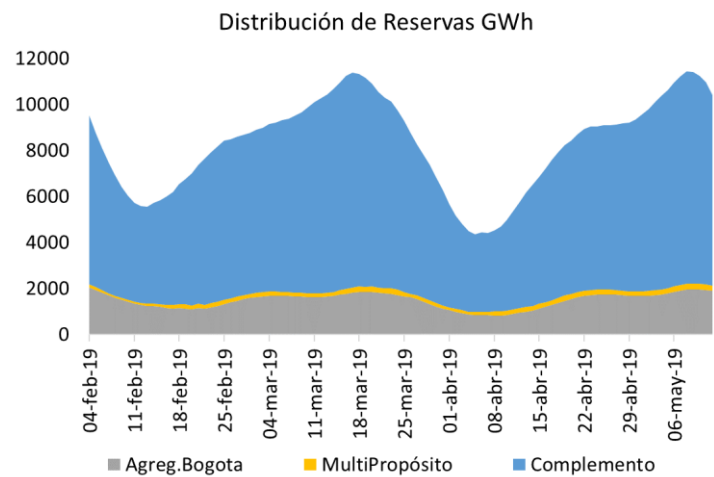


H15-16 (CND3)

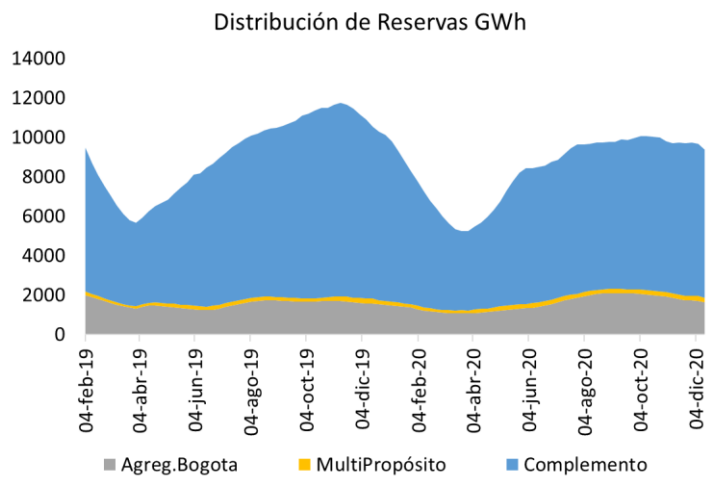


Distribución de reservas en el SIN

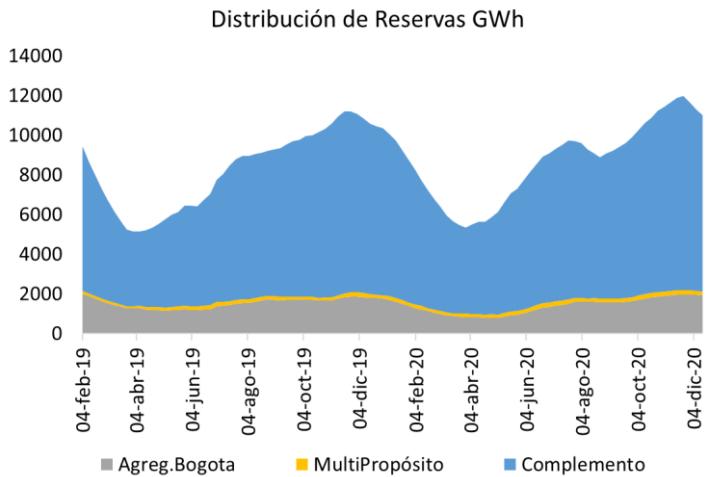
Esperado SH



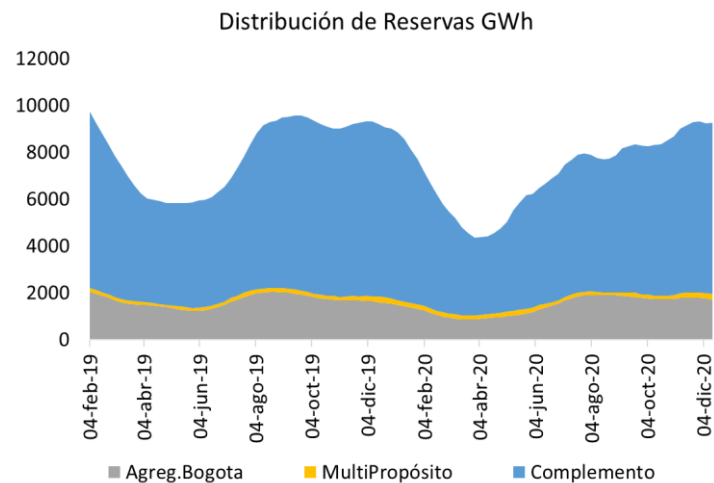
Contingencia SH



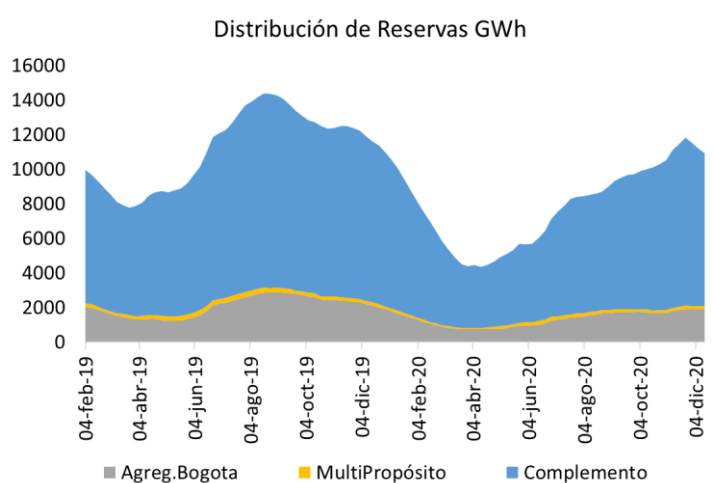
H16-17 (CND1)



H92-93 (CND2)



H15-16 (CND3)



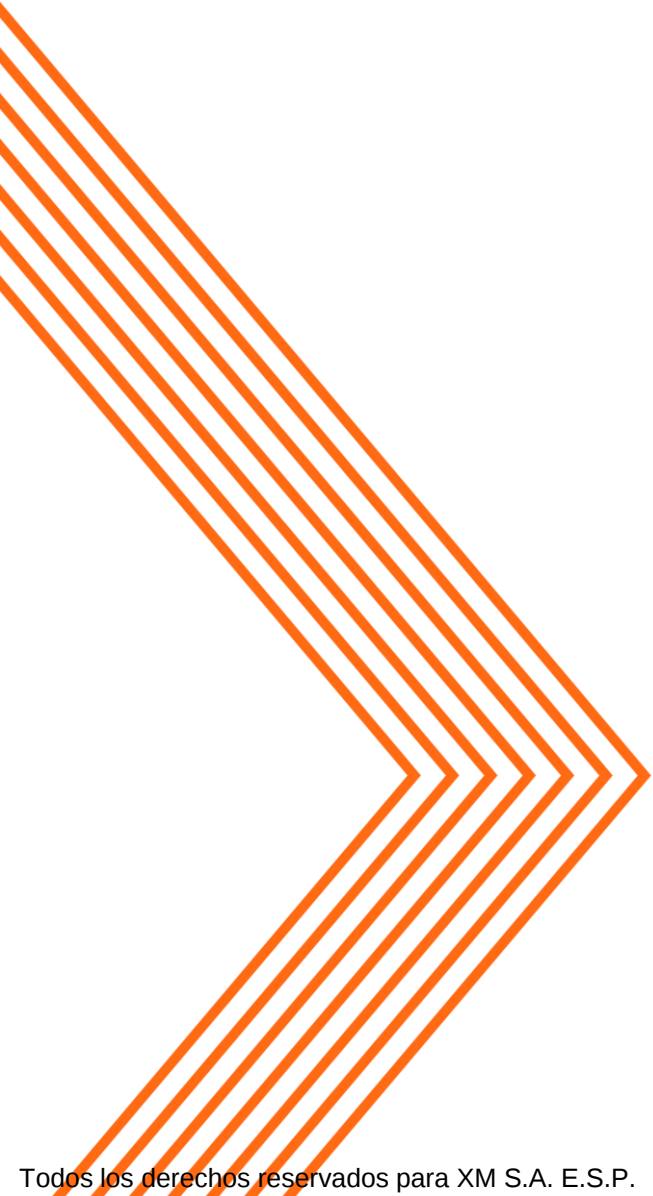
Conclusiones

- 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.
- Los escenarios hidrológicos representan un desarrollo del fenómeno del Niño durante la primera temporada seca (2018-19) ó la segunda (2019-20) con diferentes niveles de profundidad y duración. Éstos escenarios proponen una generación térmica de valores promedio que oscilan entre 45 y 68 GWh/día para los meses de febrero y marzo de 2019.
- Se recomienda maximizar la disponibilidad de los recursos generación especialmente durante la temporada seca (2018-19) e igualmente maximizar la disponibilidad de combustibles primario y secundario.
- 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.
- 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. Así mismo, 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.

3. Situación Operativa

- Declaración de Parámetros Jamondino - Catambuco 115 kV
- IPOEMP IV 2018 y IPOELP II 2018
- Resultados Estimación Caudal Ambiental
- Seguimiento costo de restricciones del SIN

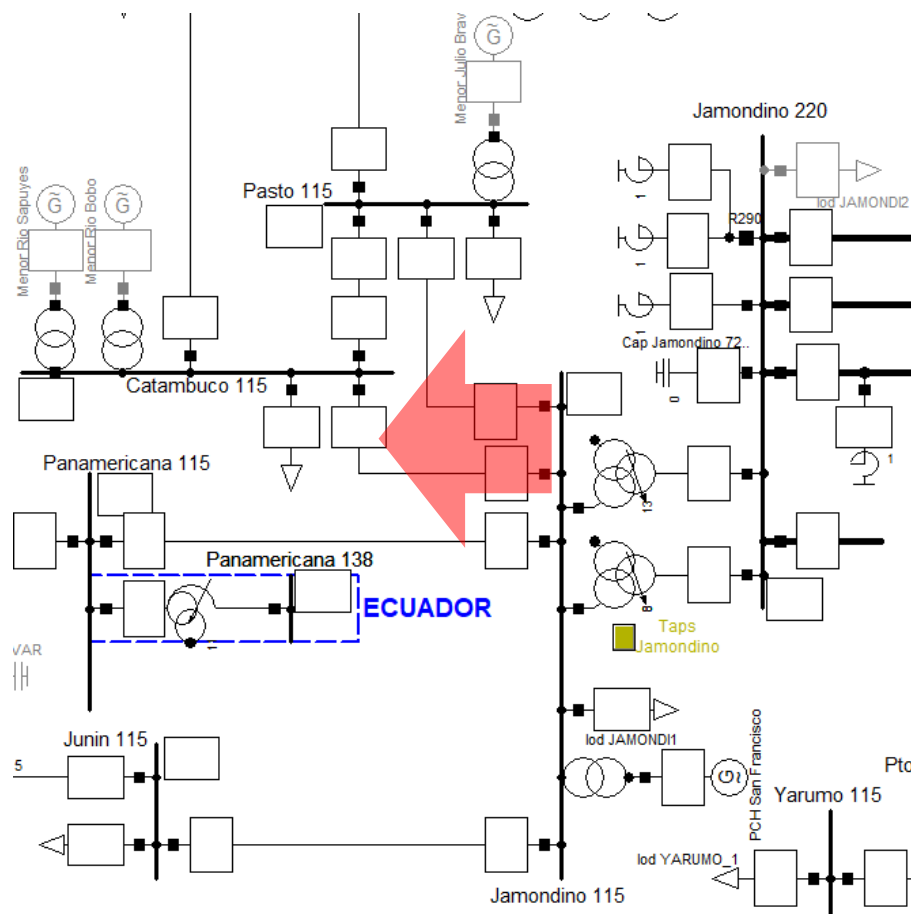




Declaración de Parámetros



Capacidad de Jamondino – Catambuco 115kV



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



Limitación a:

- Betania
- El Quimbo
- Importación Ecuador

Reducción capacidad de Jamondino – Catambuco 115kV

Antecedentes:

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

Condición operativa por la reducción de capacidad:

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

Aumento capacidad de Jamondino – Catambuco 115kV

Antecedentes:

XM realizó teleconferencia con CEDENAR el día 15 de enero de 2019 para revisar la situación con énfasis en el elemento limitante de la capacidad de la línea (CT del lado de Catambuco – 300A) , al respecto se evidenció:

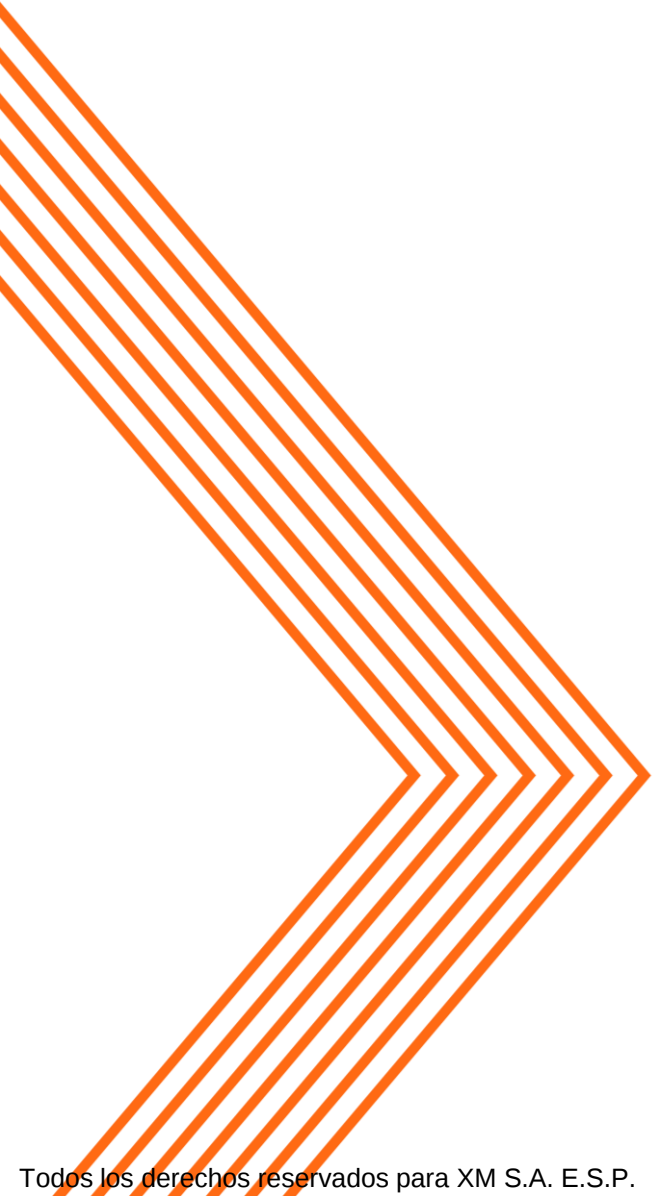
- CEDENAR había asumido el valor típico de 1.2 como factor de sobrecarga y redeclaró la capacidad de la línea bajo este supuesto en revisión realizada en el marco del proyecto San Martín 115 kV.
- En revisión de la placa de este equipo por parte de CEDENAR no se encontró el parámetro de su factor de sobrecarga. En consulta al fabricante del equipo, éste no pudo determinar el valor de dicho parámetro, indicando que el equipo es muy viejo.
- XM recomendó como medida temporal, retornar al valor previo debido a que no se tiene certeza del valor de sobrecarga y teniendo en cuenta que se venía operando con el valor anterior.
- XM solicitó a CEDENAR implementar una solución de fondo, cambiando el CT del lado de Catambuco para aprovechar la capacidad máxima del conductor de la línea.

Medida Temporal

CEDENAR, el día 29 de Enero de 2019, declaró nuevamente como capacidad de límite de emergencia el valor de 390 A.

Recomendación :

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

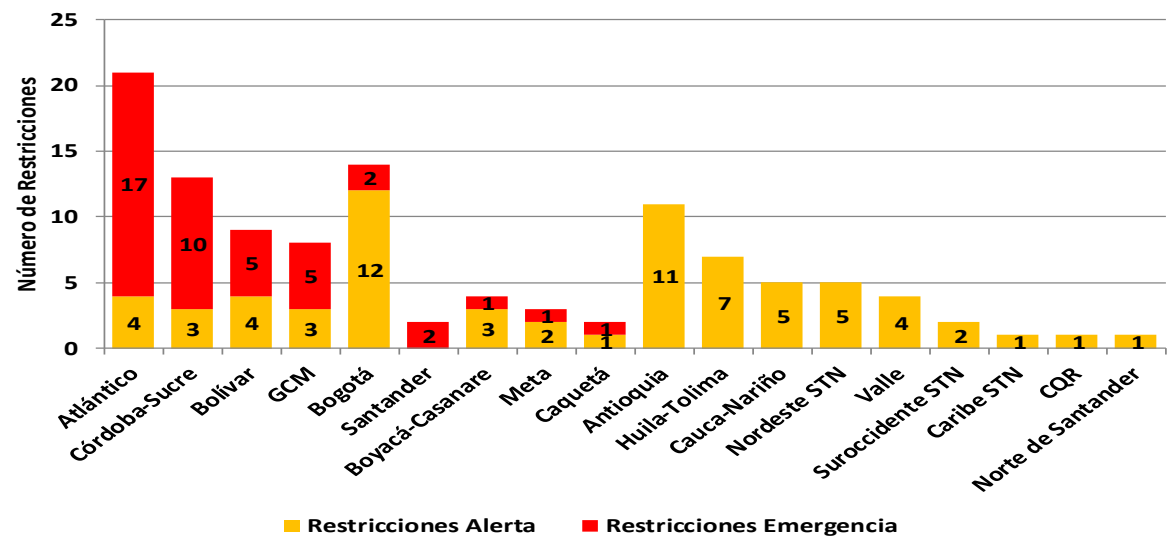


IPOEMP IV IPOELP II



Balance de Cortes del SIN y contingencias críticas a Diciembre de 2018

Estado de restricciones del SIN



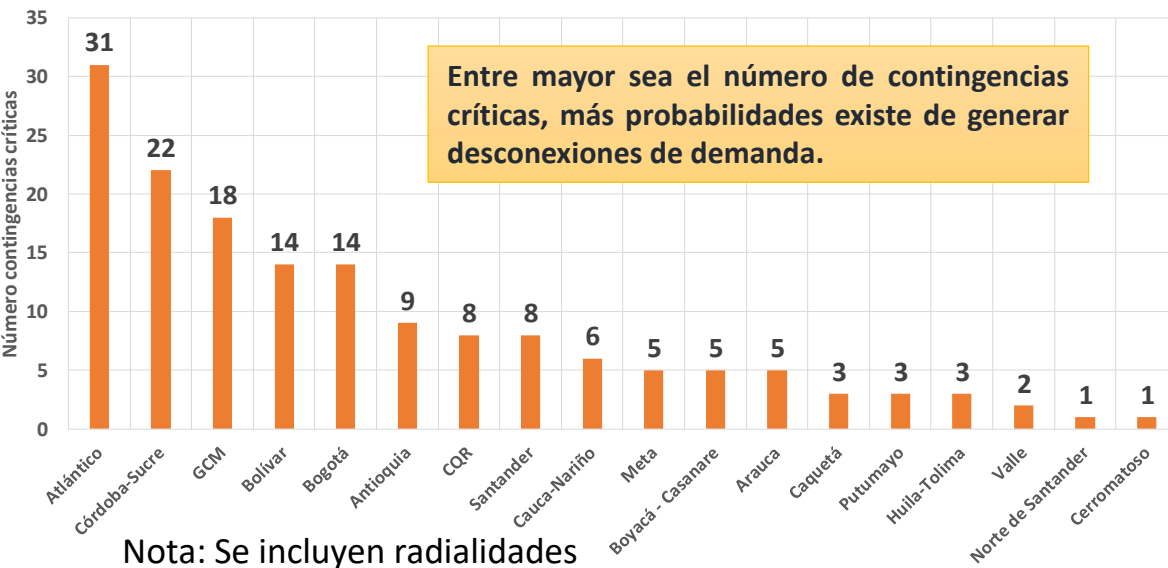
Estado de alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

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

113

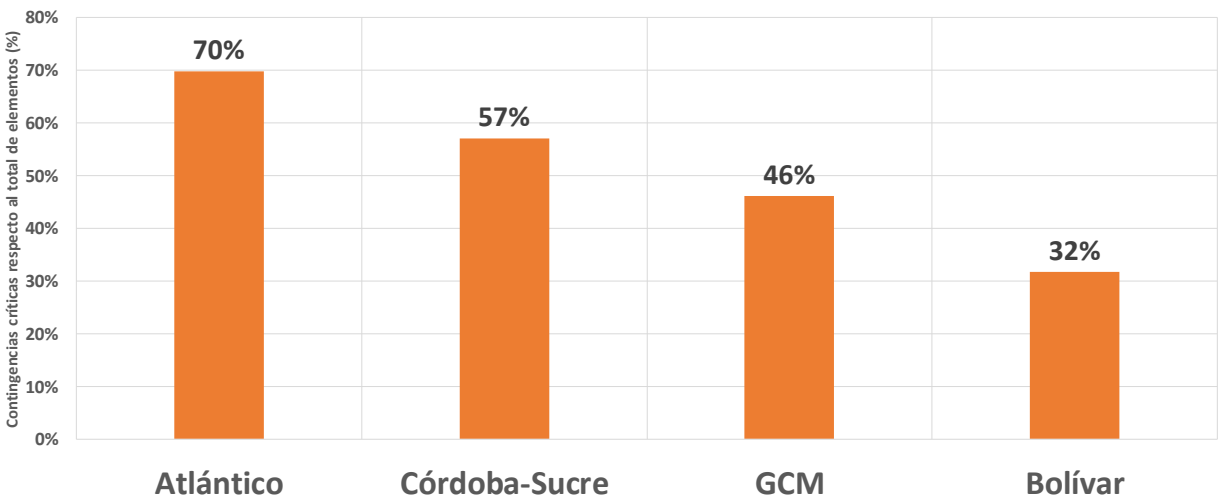
Restricciones alerta: 69
Restricciones emergencia: 44

Número de contingencias críticas por subárea



Entre mayor sea el número de contingencias críticas, más probabilidades existe de generar desconexiones de demanda.

Contingencias críticas respecto al total de elementos (%)



Nota: Atlántico, GCM y Bolívar, respecto al número total de elementos del STR/SDL.

Factores de potencia área Caribe

Se ha evidenciado que los factores de potencia reportados para Caribe están por encima de los valores reales evidenciados en la operación. Acorde a esta condición, para los análisis del límite de importación de Caribe y cálculo del número de unidades del área y subáreas Bolívar y GCM, se corrigieron los factores de potencia de las cargas de GCM y Bolívar, de acuerdo a la operación real evidenciada, ya que lo reportado por el agente no correspondía a la realidad.

Nombre	F.P. reportado por agente	F.P. utilizado IPOEMP 4-2018	Dif
lod CIENAGA1	0.9188	0.8980	-0.021
lod CODZZI_1	0.9220	0.8710	-0.051
lod COPEY__3	0.9139	0.8790	-0.035
lod CUESTEC1	0.9314	0.8460	-0.085
lod ELBANCO1	0.9354	0.9125	-0.023
lod ELPASO_1	0.8995	0.8917	-0.008
lod FUNDACI1	0.9346	0.8595	-0.075
lod GAIRA__1	0.9470	0.8760	-0.071
lod GUAJIRA2	0.9513	0.8965	-0.055
lod LAJAGUA1	0.9330	0.9261	-0.007
lod LIBERTA1	0.9267	0.9076	-0.019
lod MAICAO_1	0.9344	0.8967	-0.038

Nombre	F.P. reportado por agente	F.P. utilizado IPOEMP 4-2018	Dif
lod MAICAO_1	0.9344	0.8967	-0.038
lod MANZANA1	0.9380	0.9112	-0.027
lod MINA_IN1	0.9497	0.8104	-0.139
lod PTO_NVO1	0.9636	0.9807	0.017
lod RIOCORD1	0.9197	0.8746	-0.045
lod RIOHACH1	0.9969	0.8778	-0.119
lod SALGUER3	0.9278	0.8786	-0.049
lod SANJUAN1	0.9199	0.8859	-0.034
lod SANTAMA1	0.9251	0.8972	-0.028
lod VALLED27	0.9369	0.9185	-0.018
lod VALLEDP3	0.9559	0.9278	-0.028
lod VALLEDP7	0.9418	0.9173	-0.025

Se resalta:

- Realizar las debidas acciones para que los pronósticos de demanda realizados por los operadores de red correspondan con tiempo real
- Realizar obras a nivel de SDL que permitan tener las cargas con factores de potencia por encima de 0.9, de manera que los problemas de tensión a nivel de SDL no se trasladen hacia el STR y STN

Condición Actual STN Caribe

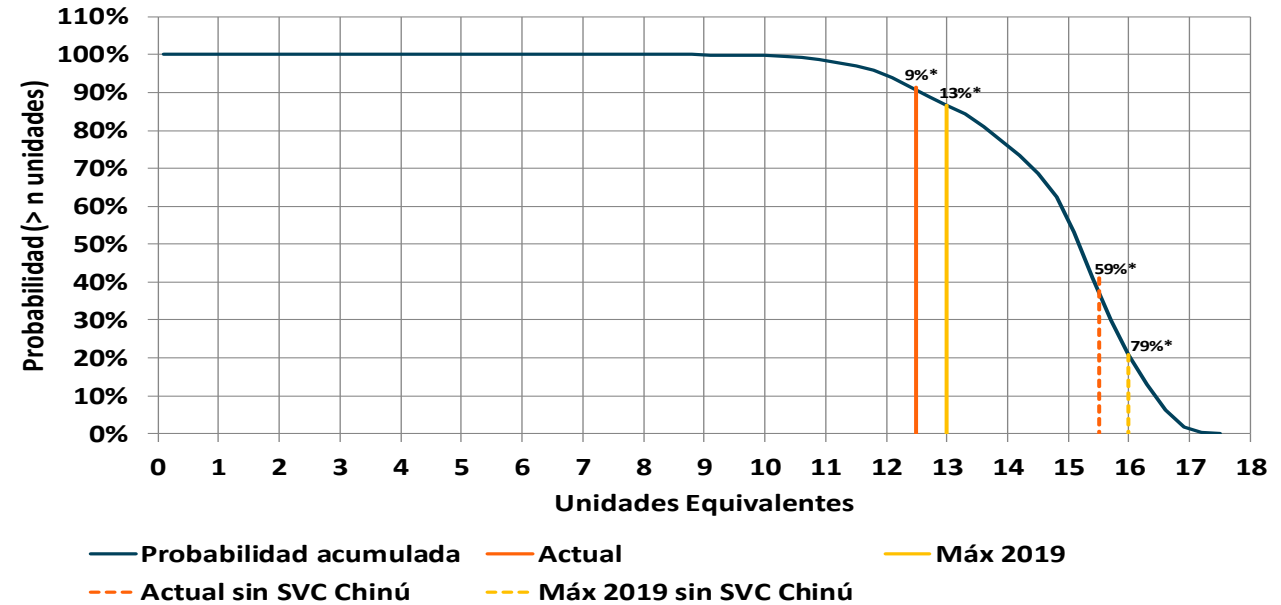
Restricción

Límite de importación de 1500 MW y necesidad de soporte de reactiva para evitar bajas tensiones en Caribe en estado normal de operación y ante N-1 de Ocaña – Copey 500 kV.

Impacto

- Posibilidad de sobrecostos operativos.
- Riesgos de demanda no atendida si no se cuenta con la generación suficiente debido a mantenimientos o indisponibilidades.

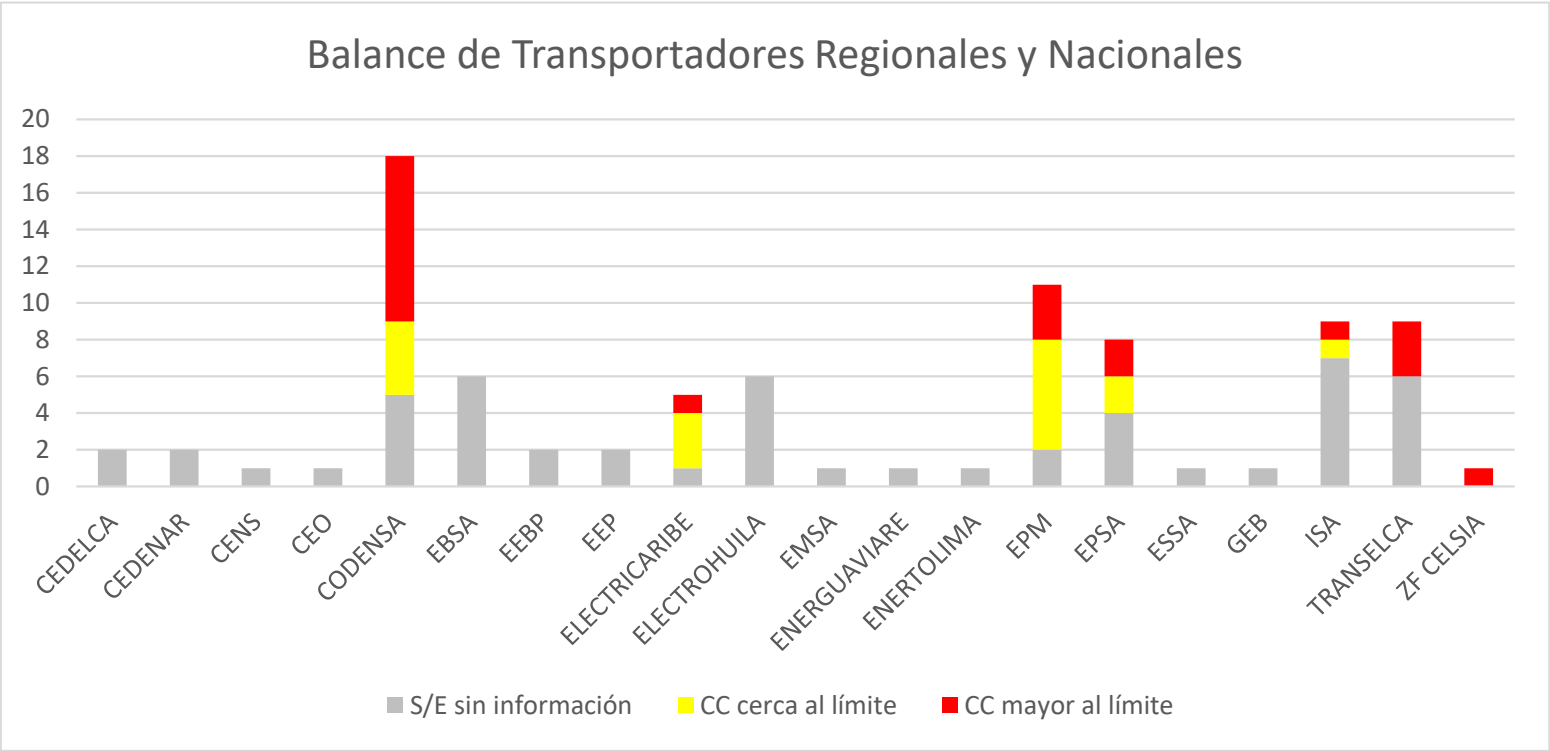
Convolución unidades equivalentes Caribe



- El SVC de Chinú es equivalente a 3 unidades al interior del área Caribe.

Corto circuito: Balance de subestaciones por transmisores regionales y nacionales

En el mediano y largo plazo se han identificado condiciones operativas en las que el nivel de cortocircuito de algunas subestaciones está cercano o sobrepasa su capacidad nominal, considerando la entrada de todos los proyectos de expansión definidos por la UPME a la fecha y para los horizontes de evaluación.



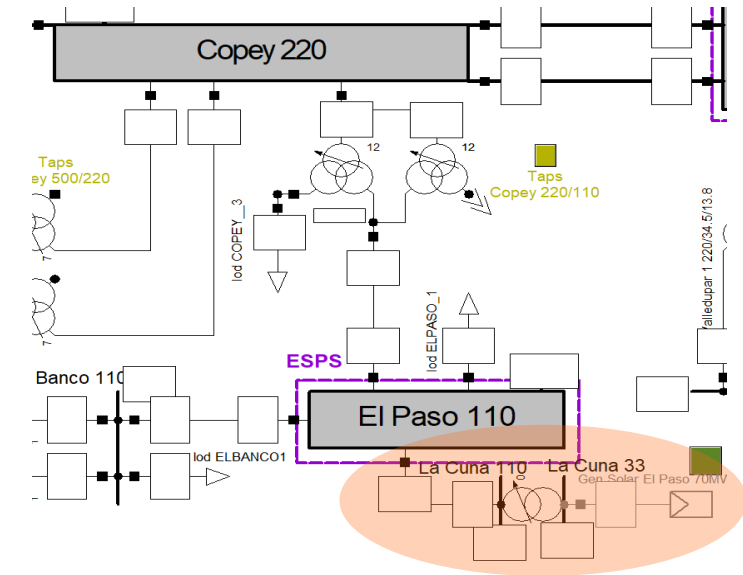
Condición topológica del año 2020.

Planta Solar El Paso

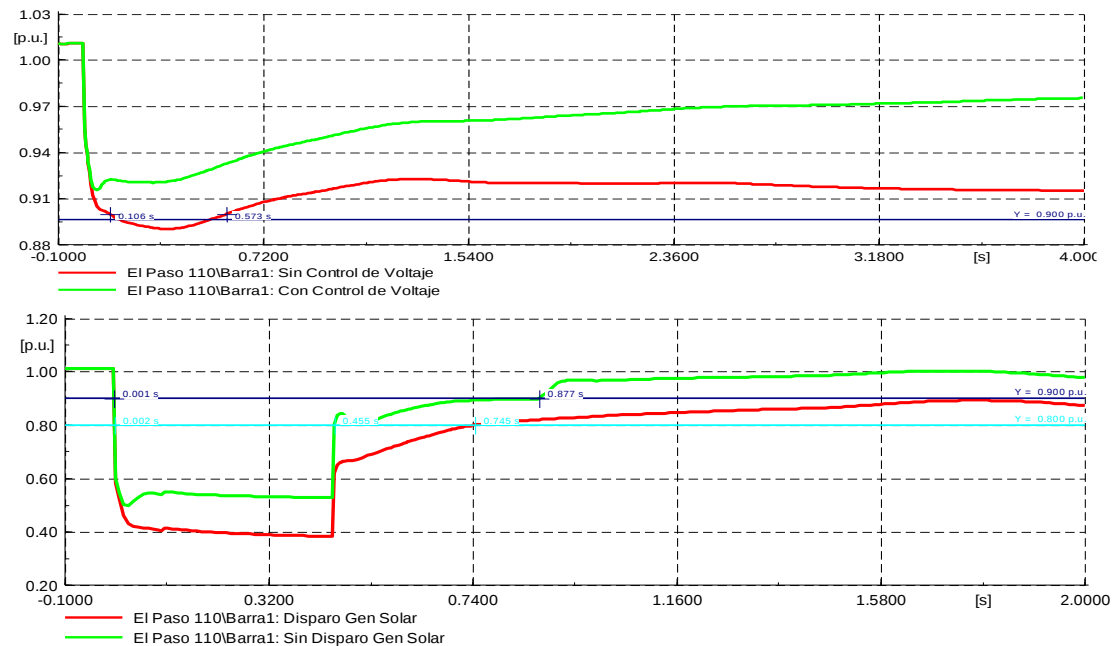
Conexión de planta de generación solar fotovoltaica con capacidad efectiva neta de 67 MW reflejada en El Paso 110 kV:

Importancia Control de voltaje:

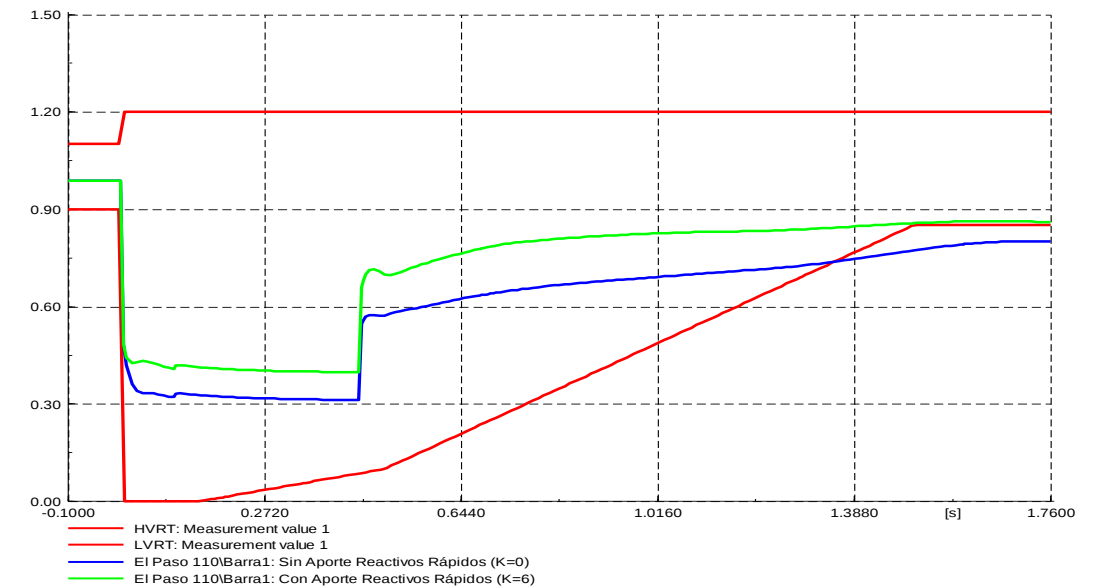
Respuesta en reactiva por el control de tensión
Soportabilidad ante huecos de tensión
Control rápido de corriente reactiva



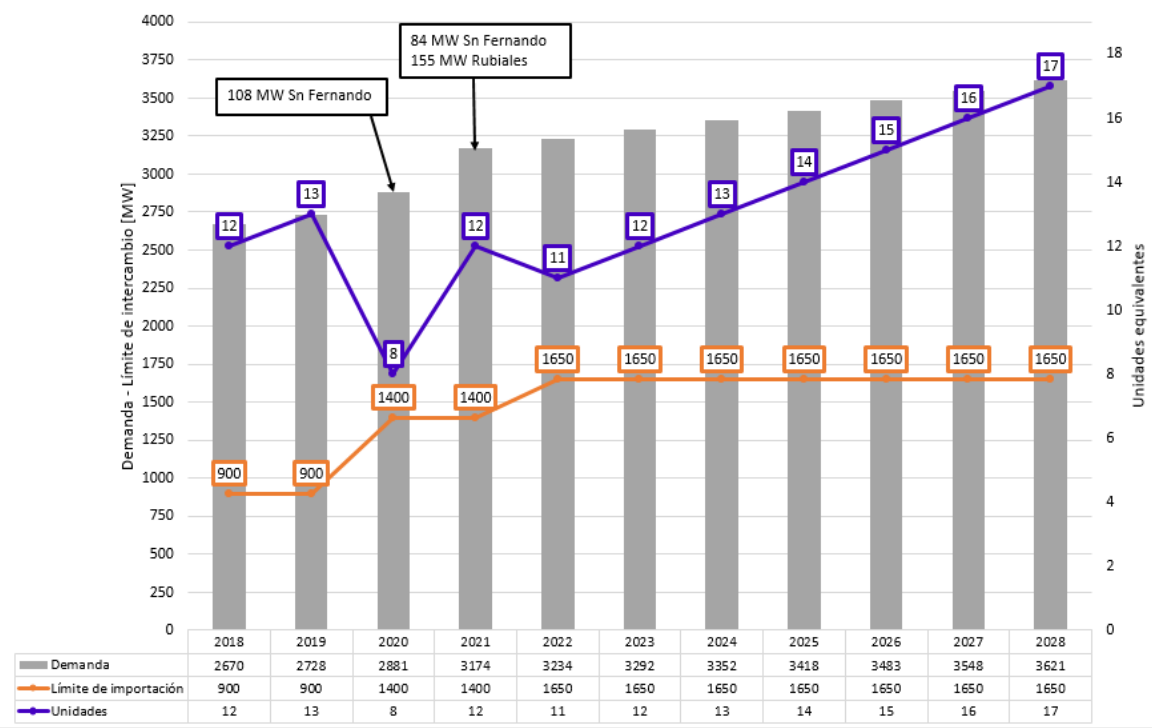
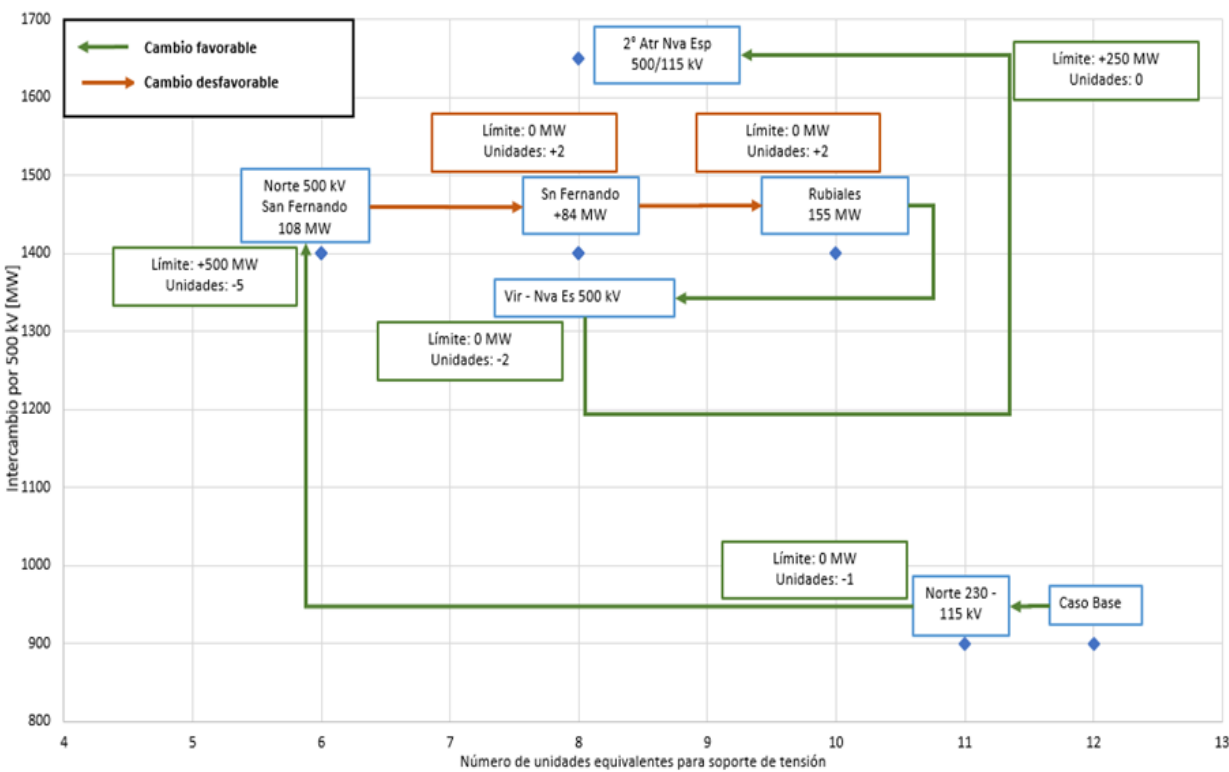
Resultados simulaciones



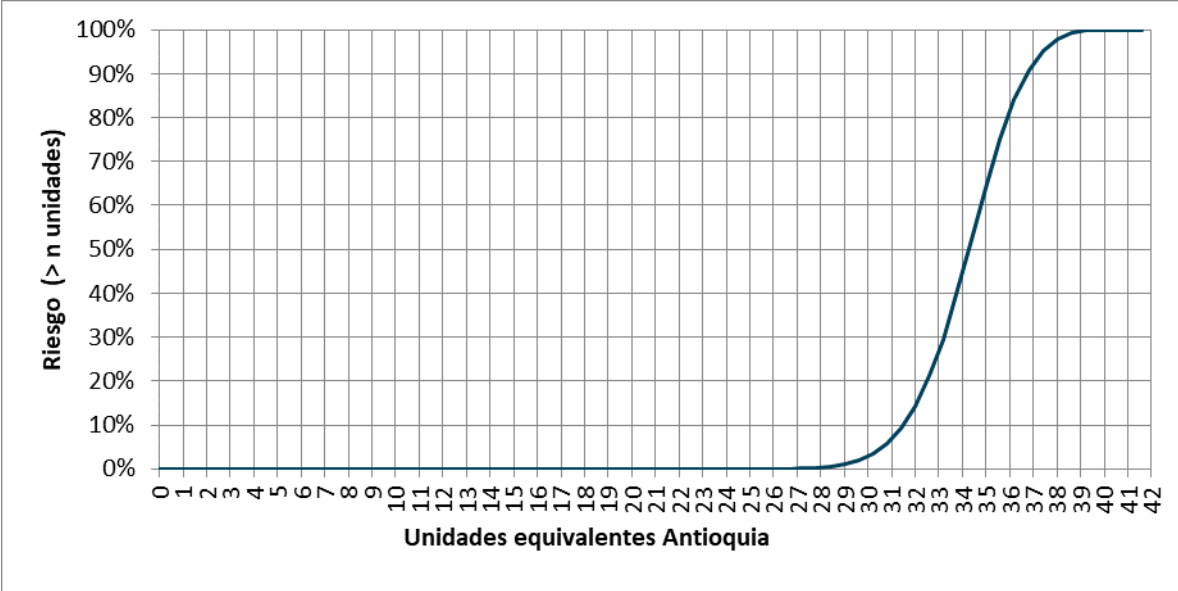
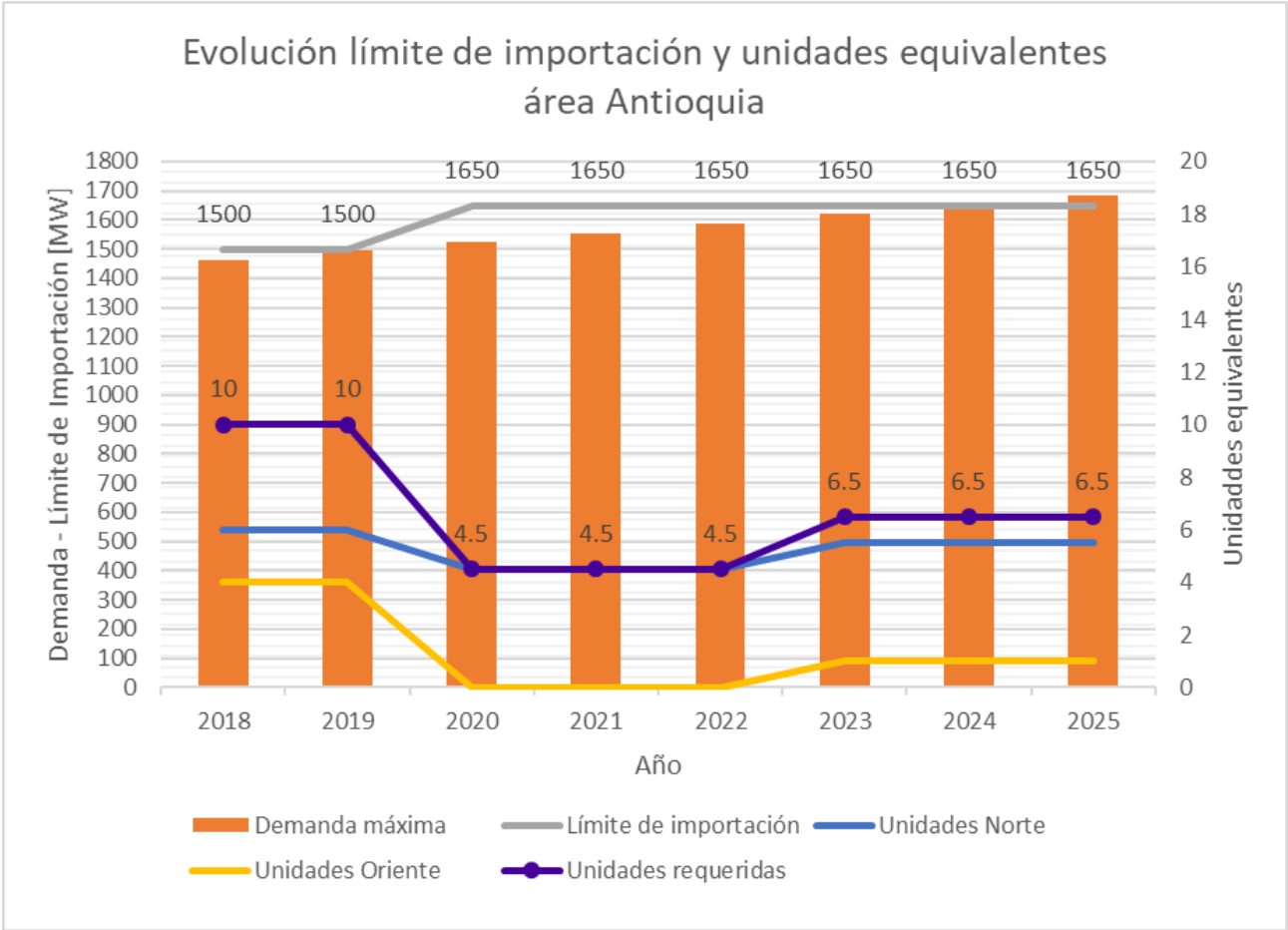
Resultados simulaciones



Área Oriental: Situación Largo Plazo 2020 - 2028 – Límite de importación y mínimo número de unidades



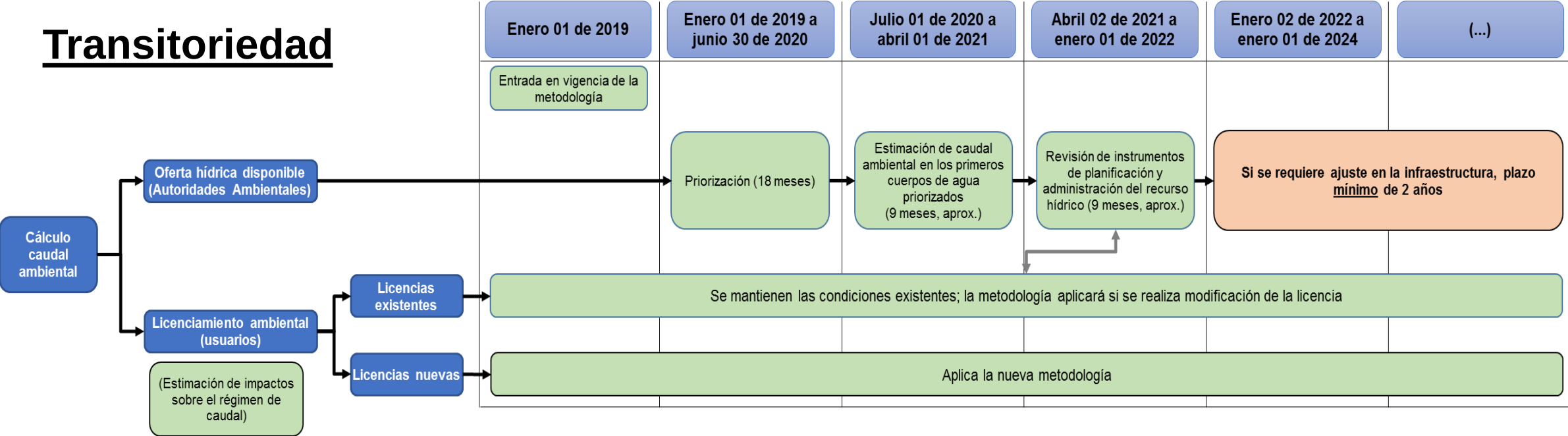
Área Antioquia: Situación Largo Plazo 2020 - 2028 – Límite de importación y mínimo número de unidades



Aplicación de la metodología de estimación de caudal ambiental propuesta por el MADS, en el Sector Eléctrico Colombiano.



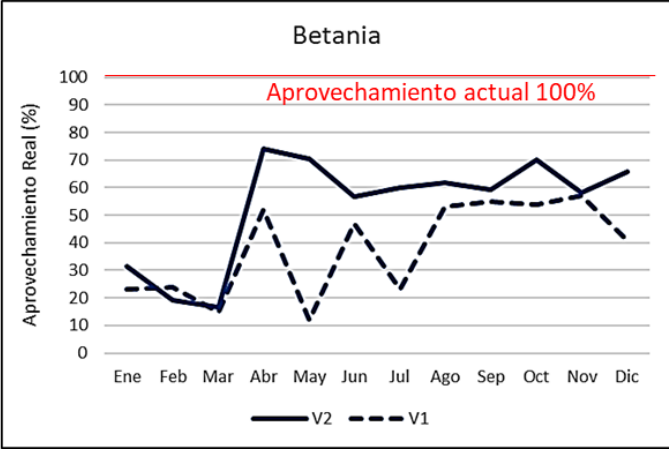
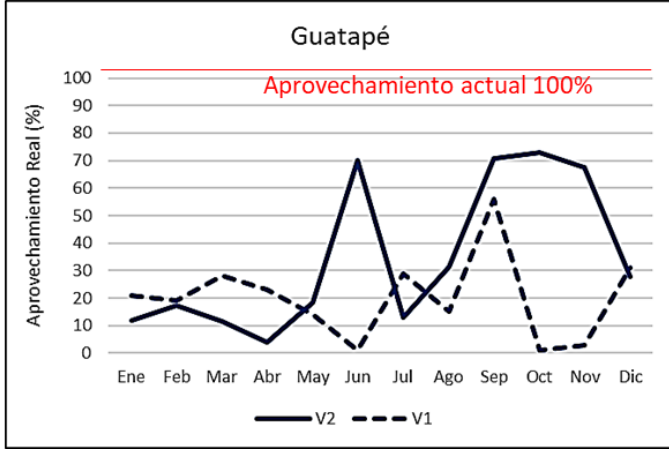
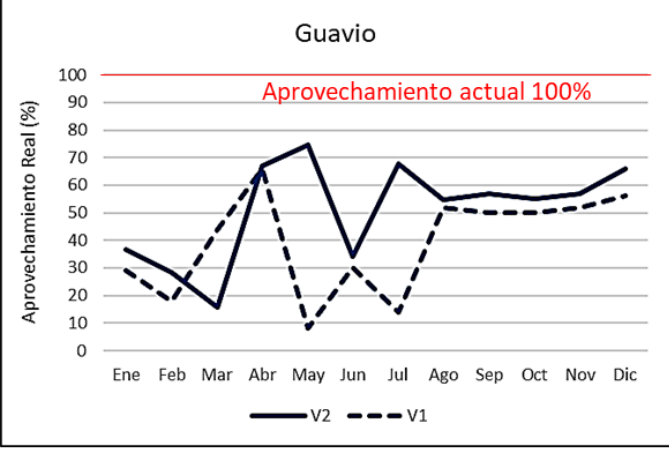
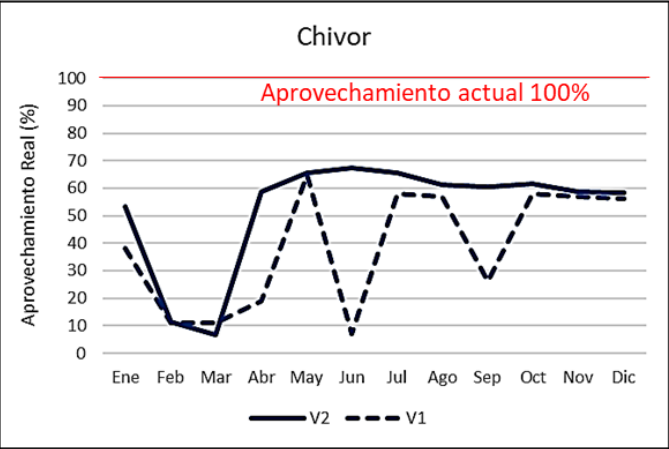
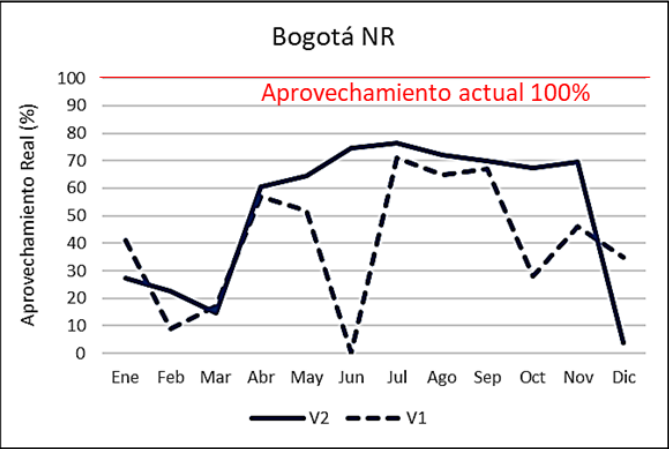
Metodología de estimación de caudal ambiental versión 2018



Nota: La metodología aplica en los proyectos existentes en el momento de renovación de la concesión y/o modificación de la licencia ambiental, el impacto en el aprovechamiento del recurso depende del objetivo ambiental que la CAR defina para la cuenca.

Resultados de caudal aprovechable en las series del SIN

Comparación Aprovechamientos Guía Versión 1 Vs Guía Versión 2 [%]



Al aplicar la guía metodológica sobre los proyectos hidroeléctricos se **presenta una afectación promedio sobre la disponibilidad del recurso hídrico para generación de energía del 52%**, es decir se aprovecharía el 48% del recurso.

Aprovechamiento real según la media mensual multianual de la serie operativa [%]

	Bogota NR	Alto Anchicay	Bajo Anchicay	Calima	Salvajina	Chivor	Prado	Guavio	Betania	Jaguas	Playas	Neusa	Chuza	Porce 3	Porce2	Sisga	Tomine	Tasajera	San Carlos	Guadalu	Urra	Guatapé	Miel
Prom.	52	60	45	74	66	52	46	51	54	44	66	64	67	41	37	58	58	31	44	56	50	35	55
Mín	4	32	8	67	44	7	5	16	16	12	29	58	52	11	14	40	41	6	6	31	4	4	12
Máx	76	71	69	80	74	67	73	75	74	71	76	71	74	61	64	71	74	61	68	74	70	73	70

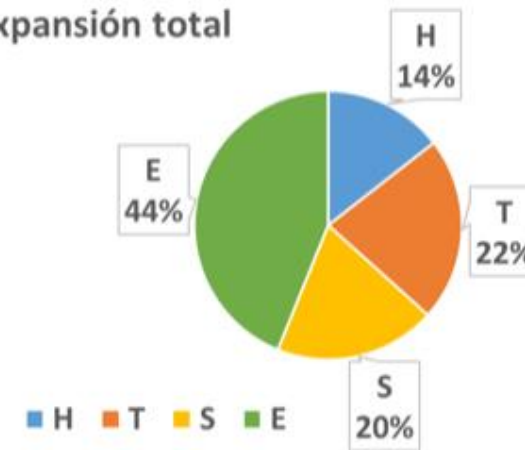
Modelación energética – Supuestos

Escenario de expansión considerado

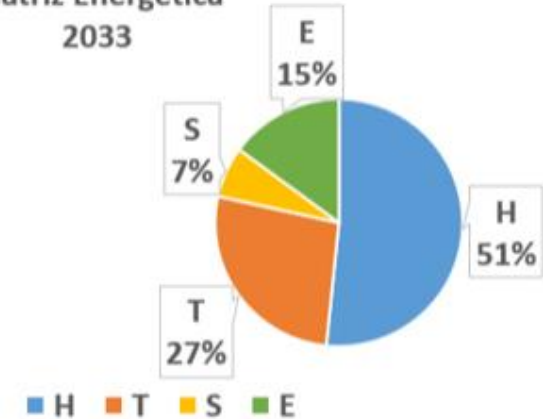
Expansión [MW]				
	Hidráulica (H)	Térmica (T)	Solar (S)	Eólica (E)
2018	26	430	0	0
2019	67	34	483	0
2020	78	0	236	32
2021	76	90	718	280
2022	91	360	0	0
2023	181	660	35	949
2024	231	40	196	450
2025	0	0	0	0
2026	136	282	0	2040
2027	0	0	0	0
2028	352	0	0	0
2029	0	0	0	0
2030	0	0	0	0
2031	0	0	0	0
2032	0	0	0	0
2033	0	0	0	0
Total	1238	1896	1669	3751

- Se consideran plantas despachadas y No despachadas centralmente.
- No se considera el proyecto Hidroituango.

Expansión total



Matriz Energética 2033



Escenario

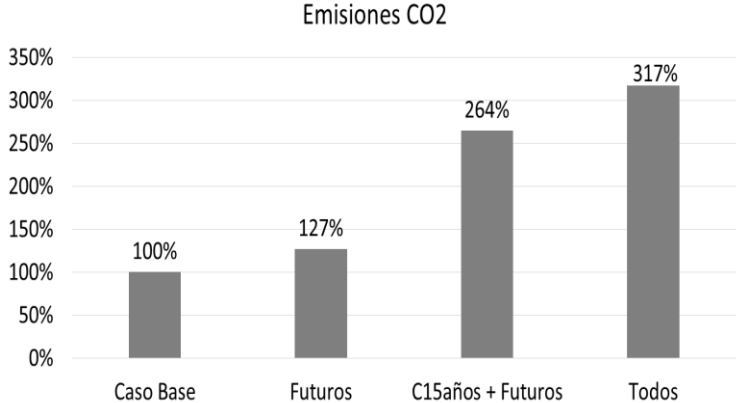
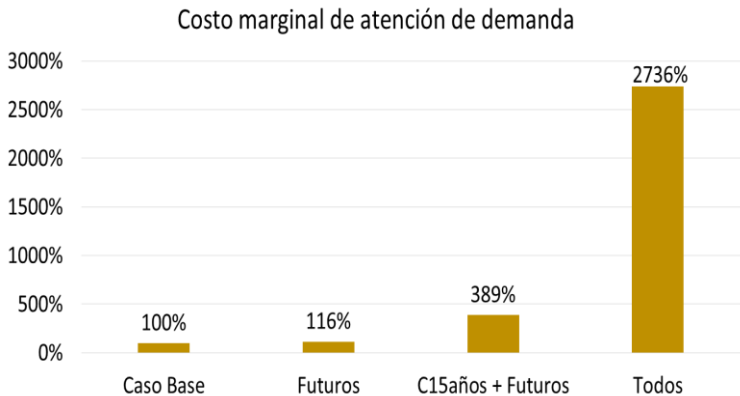
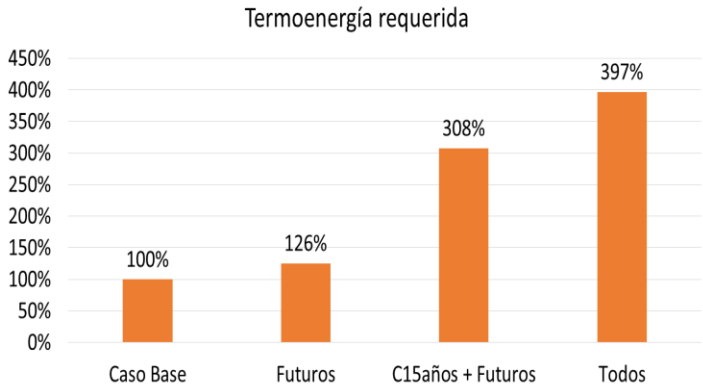
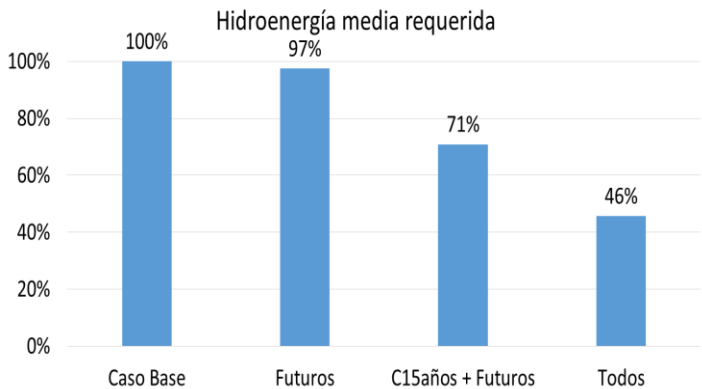
Caso Base: Sin aplicar la guía

Aplicando la guía a proyectos futuros + los que renuevan concesiones a 15 años

Aplicando la guía solo a proyectos futuros

Aplicando la guía a todo el parque hidráulico

Resultados – % de Valores medios de las variables



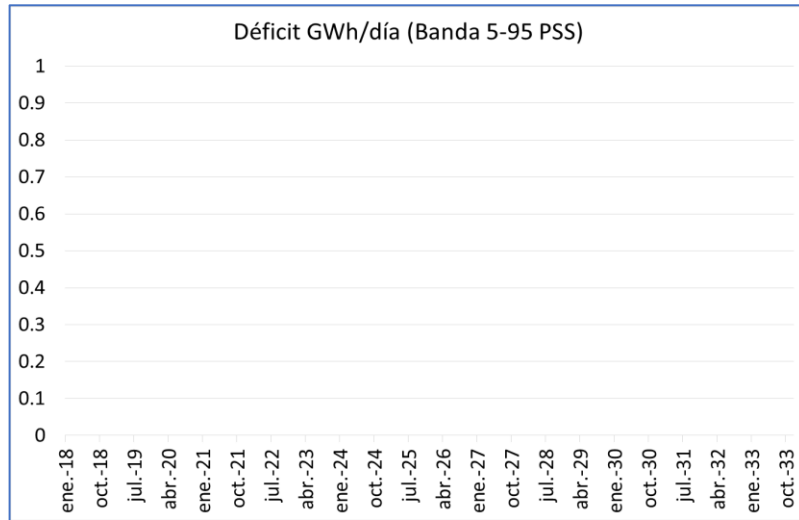
Año 2030	base	Futuros	Futuros + 15	Todos
Millones de Toneladas de CO2	19,9* Prom 11,4	20,8* Prom 14	30* Prom 25,6	30,9* Prom 29,9

*Considerando el caso con hidrología mas baja

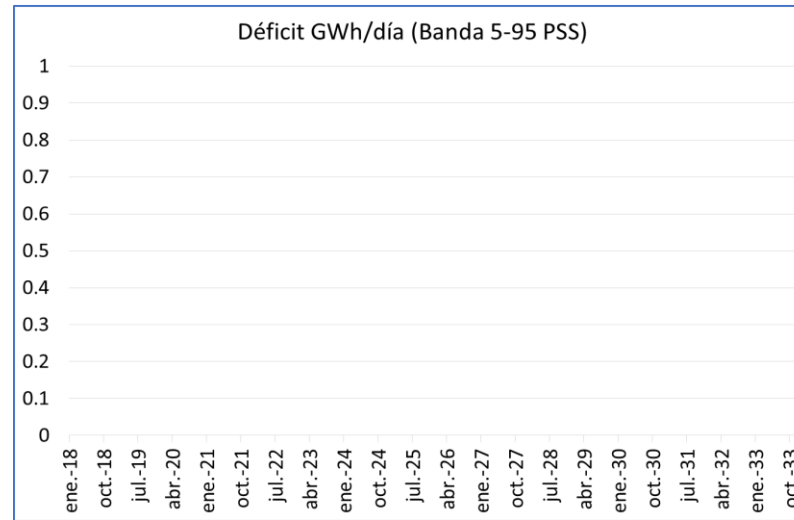
13,53 Millones de Ton CO2 es la meta para el año 2030

Resultados – Déficit

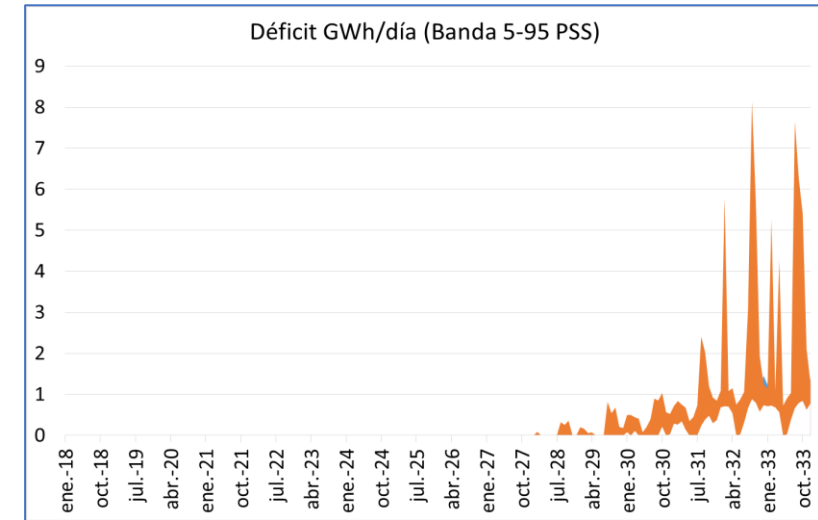
Sin guía



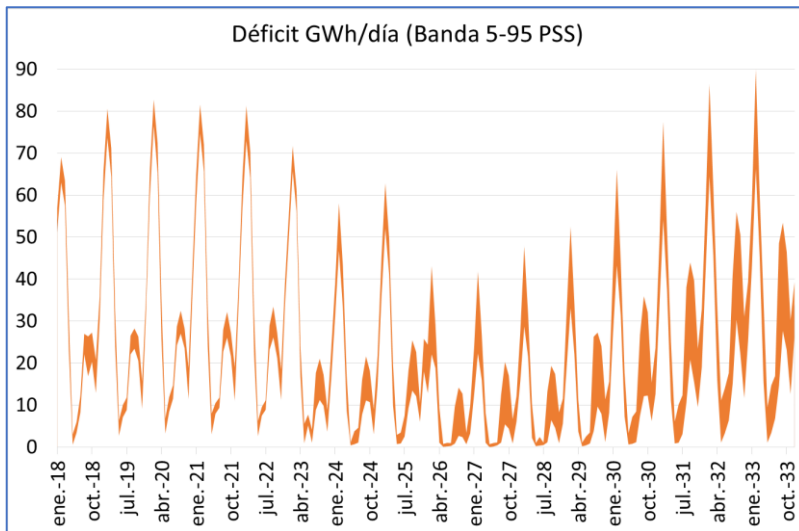
Proyectos futuros



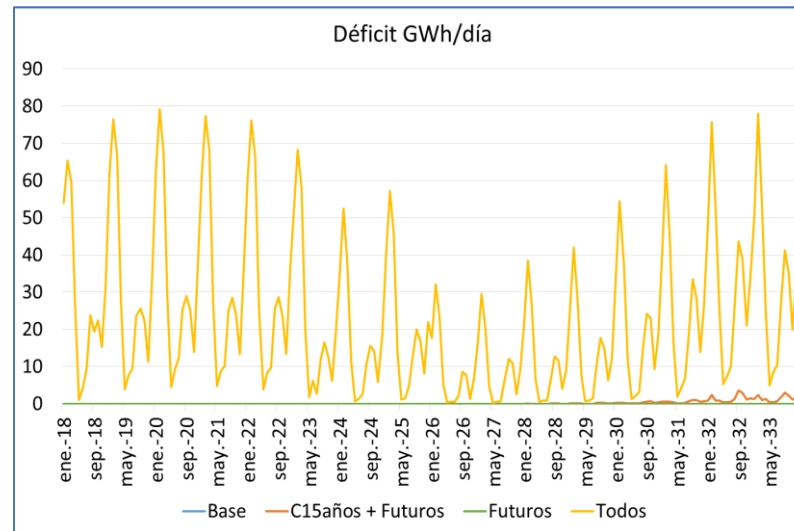
Proyectos futuros + Concesiones 15 años



Todos los proyectos hidroeléctricos



Comparación valores medios



Proyectos Futuros:

- No se evidencian periodos con déficit.

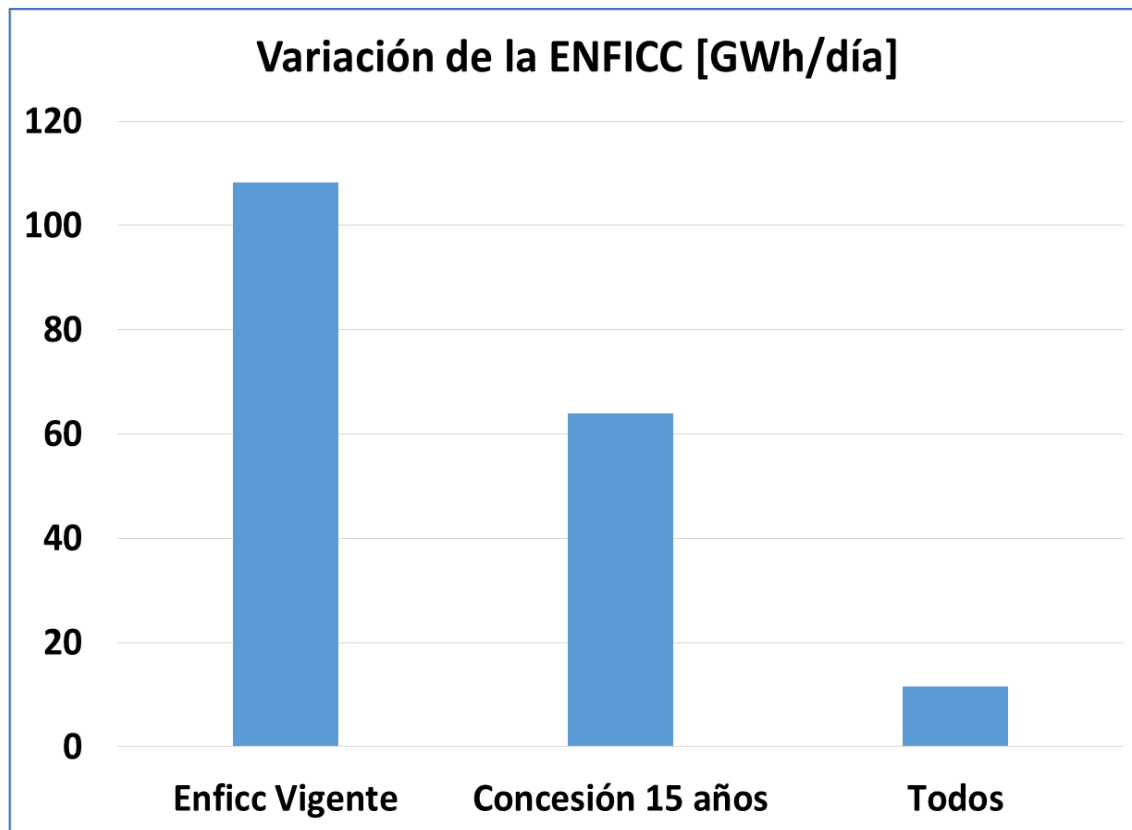
Proyectos Futuros + 15 años:

- Riesgo en la atención de la demanda. Se presentan casos con déficit recurrente.

Proyectos Futuros + todos:

- Riesgo en la atención de la demanda. Se presentan casos con racionamiento bajo todos los escenarios.

Resultados - Variación de la ENFICC

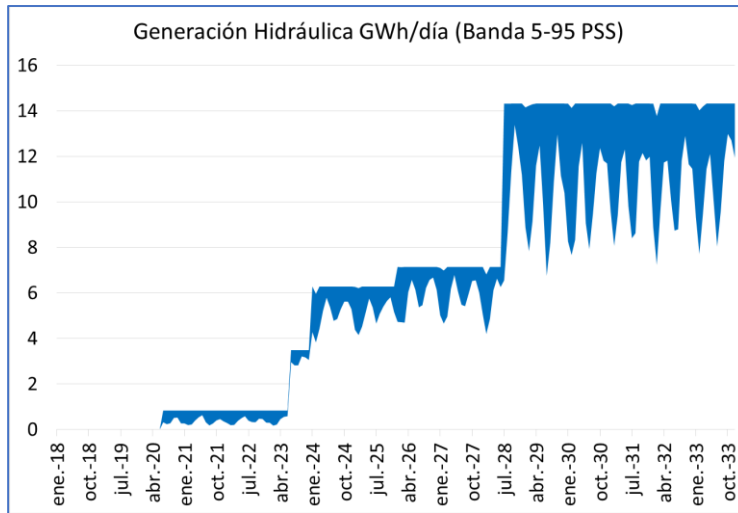


- Ante la aplicación de la metodología para renovación de concesión de los proyectos existentes, la ENFICC disminuye en un 41%.
- Ante la aplicación de la metodología para todos los proyectos, la ENFICC disminuye en un 89%.

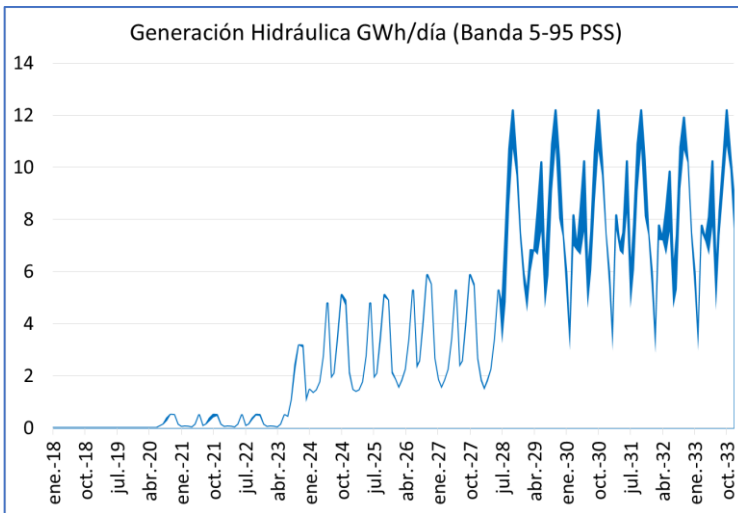
Este ejercicio no incluye la planta HidroItuango
Se considera la ENFICC para la vigencia 21-22.
La aplicación de la metodología impacta en restricción de
aprovechamiento máximo y pérdida de regulación de las plantas.
Ejercicio realizado con el modelo Hidenficc actual, modificando la posibilidad de
ingresar manualmente el turbinamiento máximo.

Resultados - Impacto sobre proyectos hidroeléctricos futuros

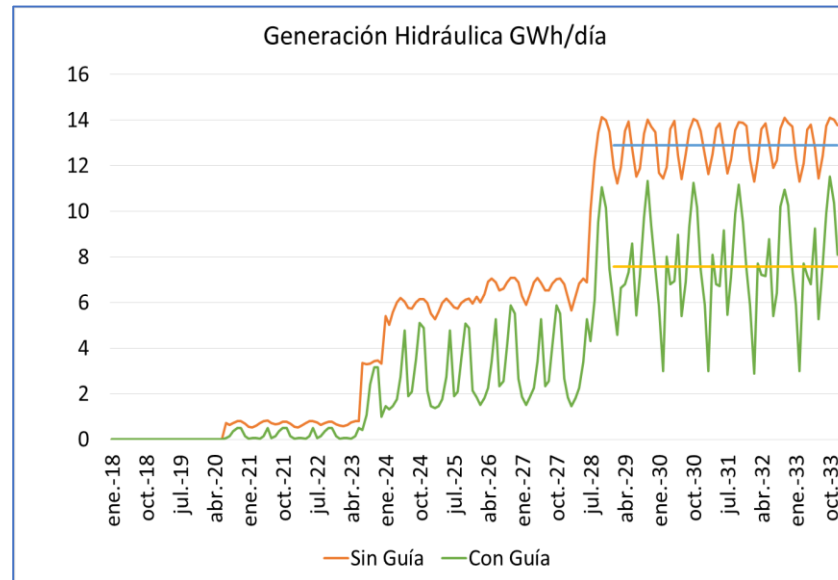
Sin guía



Con guía



Compara valores medios



El impacto en el potencial de producción de energía de los proyectos hidráulicos futuros es de un 52%

Conclusiones

Bajo los supuestos considerados y escenarios simulados se identifica que las restricciones planteadas por la metodología para estimación del caudal ambiental a través del aprovechamiento máximo y limitaciones en los turbinamientos en las centrales hidroeléctricas presentan los siguientes efectos:

Aplicación solo a proyectos futuros

- Impacto del 52% sobre el potencial de producción de energía de los proyectos futuros.
- Aumento de emisiones de gases de efecto invernadero. (Aumento del 26% en gen térmica promedio y 27% de emisiones de CO₂)
- Incremento en los costos operativos. (Aumento del 16% de los costos marginales promedio del sistema)

Aplicación a proyectos futuros + renovación de concesiones a 15 años

- Riesgo en la atención de la demanda. Se presentan casos con racionamiento (déficit) recurrente, especialmente en periodos de baja hidrología.
- Aumento de emisiones de gases de efecto invernadero. (Aumento del 208% en gen térmica promedio y 164% de emisiones de CO₂)
- Incremento en los costos operativos. (Aumento del 289% de los costos marginales promedio del sistema)
- La ENFICC hidráulica del sistema se reduce al 59% (Afectación del 41%).

Aplicación a proyectos futuros + proyectos existentes

- Riesgo en la atención de la demanda. Se presentan casos con racionamiento (déficit) bajo todos los escenarios.
- Aumento de emisiones de gases de efecto invernadero. (Aumento del 297% en gen térmica promedio y 217% de emisiones de CO₂)
- Incremento en los costos operativos. (Aumento del 2636% de los costos marginales promedio del sistema)
- La ENFICC hidráulica del sistema se reduce al 11% (Afectación del 89%).

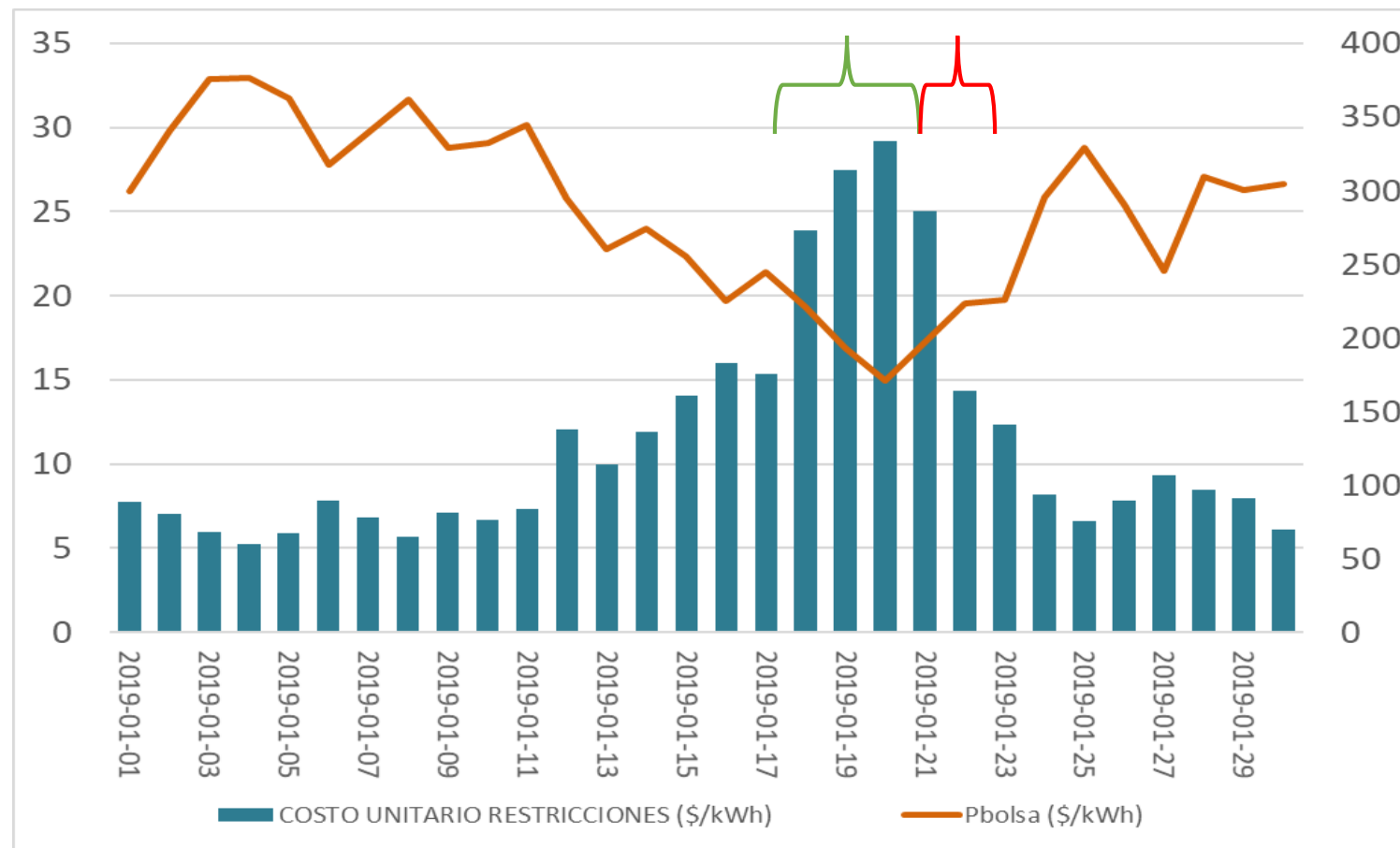


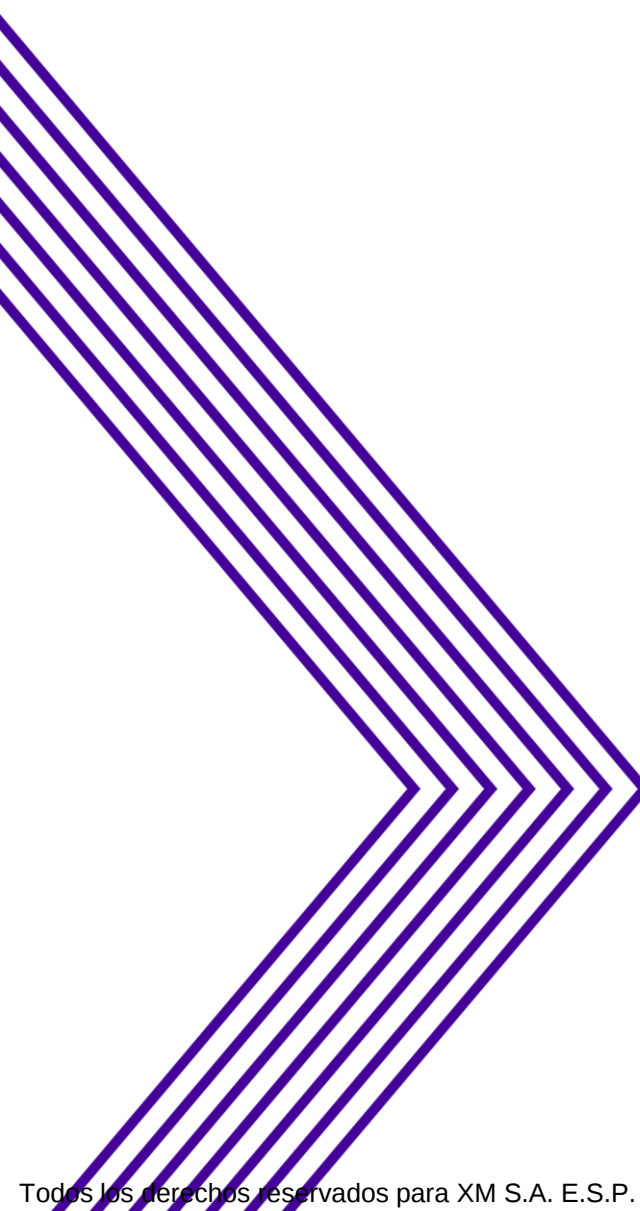
Seguimiento costo de restricciones del SIN



Seguimiento restricciones

Las consignaciones **C0163693**, **C0163706**, **C0163707**, **C0163709**, **C0163718**, **C0163864** y **C0163693**, con apertura del circuito Copey – Ocaña 500 kV para la conexión de la Subestación La Loma, 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.

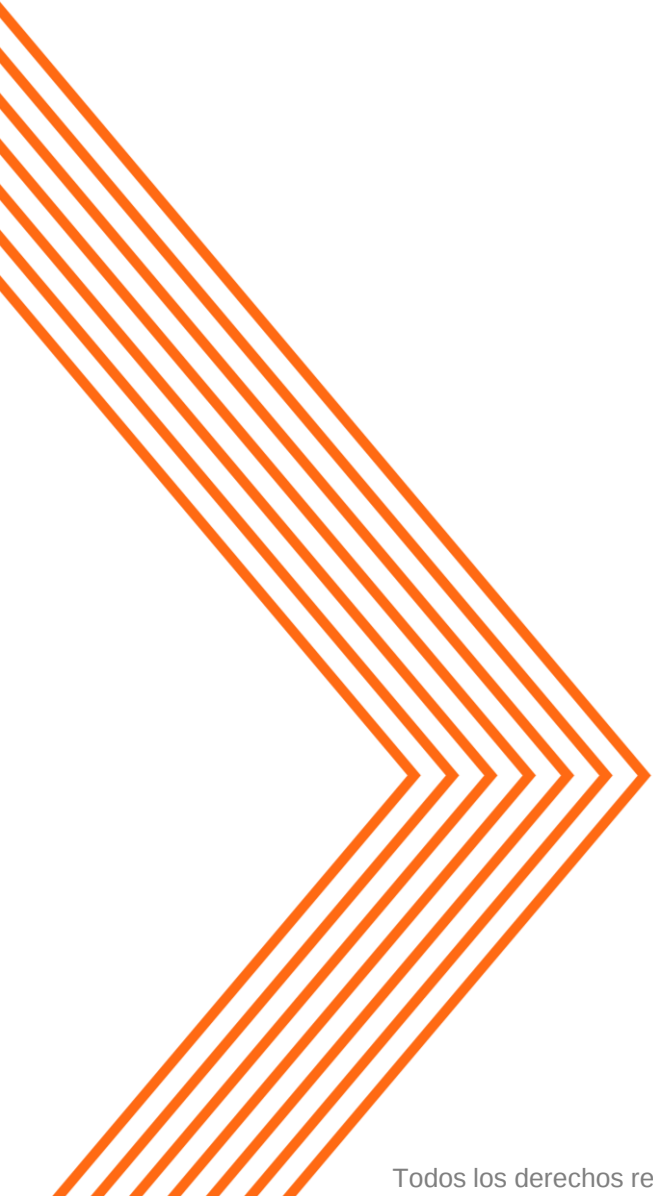




4. Varios

- Indicadores de Operación
- Indicadores de Operación - 2019
- Verificación Quinquenal



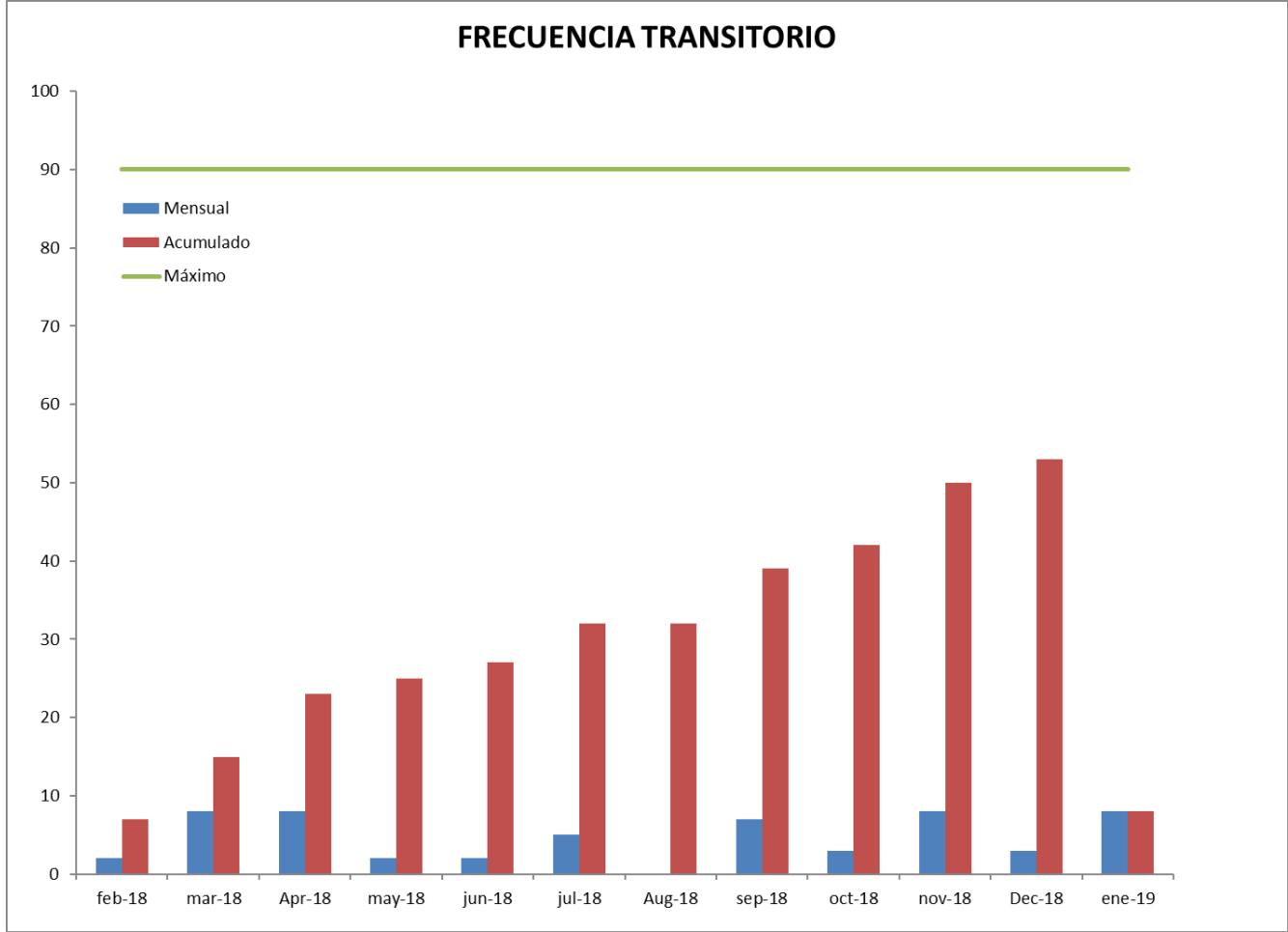


Indicadores de Operación



Eventos transitorios de frecuencia

FRECUENCIA TRANSITORIO



Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
4/01/2019 21:25	1	59,76	Transitorio	Disparo de la unidad GUAVIO 2 con 185 MW de carga, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.76 Hz. El agente no reporta causa.	FALSO
11/01/2019 11:13	5	60,34	Transitorio	Pérdida de carga en Ecuador alrededor de 180 MW en la subestación Pascuales 69 kV, posterior al disparo se presenta actuación del Esquema de Separación de Áreas.	FALSO
11/01/2019 11:13	3	59,72	Transitorio	Pérdida de carga en Ecuador alrededor de 180 MW en la subestación Pascuales 69 kV, posterior al disparo se presenta actuación del Esquema de Separación de Áreas.	FALSO
14/01/2019 23:58	3	59,77	Transitorio	Evento de frecuencia debido al disparo de la unidad 1 del Quimbo con 196 MW, la frecuencia alcanza un valor de 59.77 Hz, la unidad se encontraba en pruebas autorizadas.	FALSO
30/01/2019 4:22	1	59,78	Transitorio	Oscilaciones de la unidad 3 de Betania, la frecuencia alcanza valores mínimos de 59.79 Hz y 59.78 Hz. El agente reporta falla en regulador electrónico de la unidad.	FALSO
30/01/2019 21:49	1	59,72	Transitorio	Disparo de GECELCA 32 con 273 MW. Unidad presenta disparo falla master de combustión nivel alto del tambor	FALSO
31/01/2019 4:33	1	59,79	Transitorio	Disparo de EL QUIMBO 2 con 193 MW de carga, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente reporta alta temperatura del transformador principal.	FALSO
31/01/2019 10:26	3	59,78	Transitorio	Disparo de PORCE 31 con 175 MW de carga. El agente reporta alta temperatura del sello eje de turbina.	FALSO

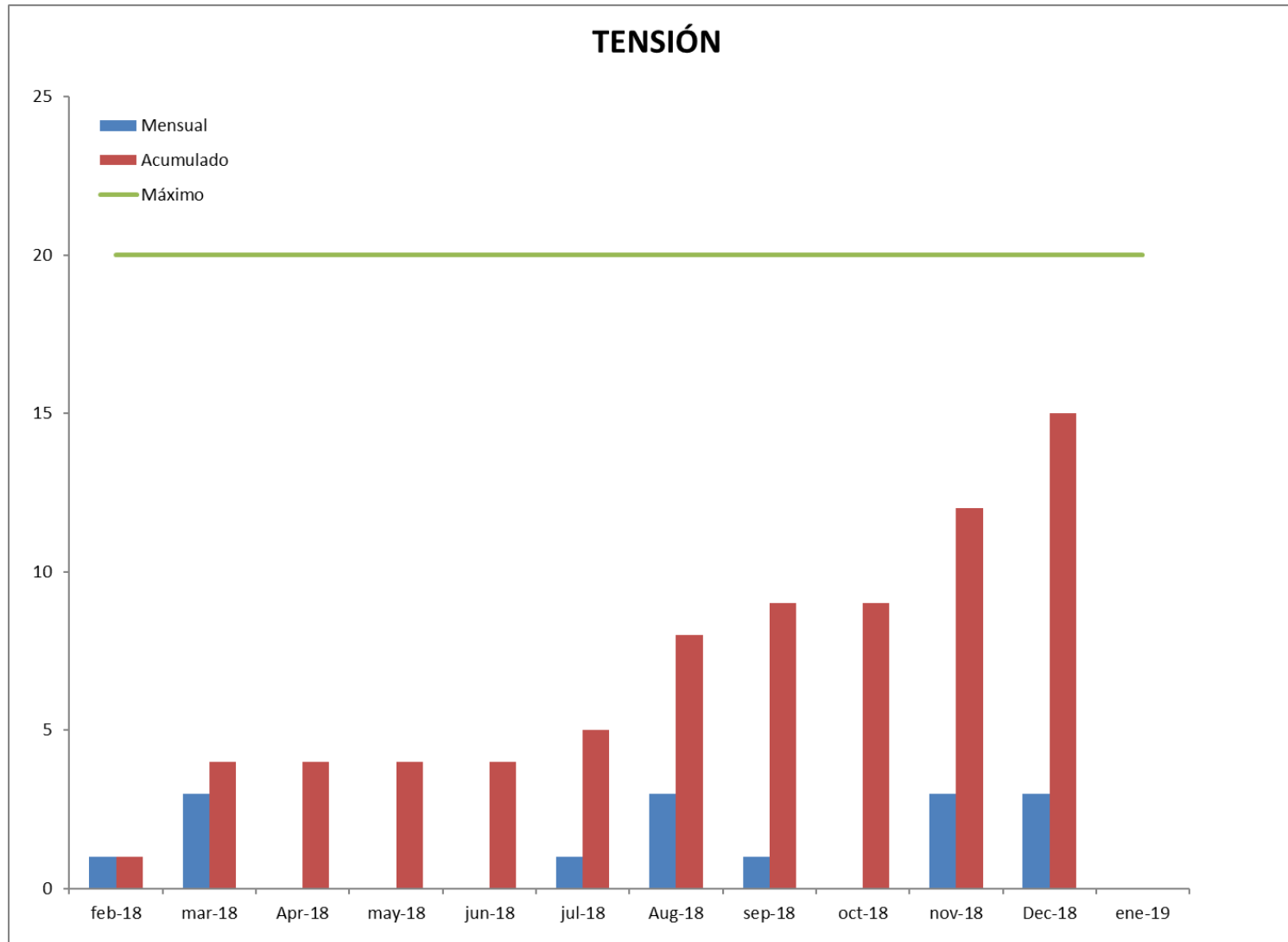
Durante el mes de enero de 2019 se presentaron 8 eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas



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

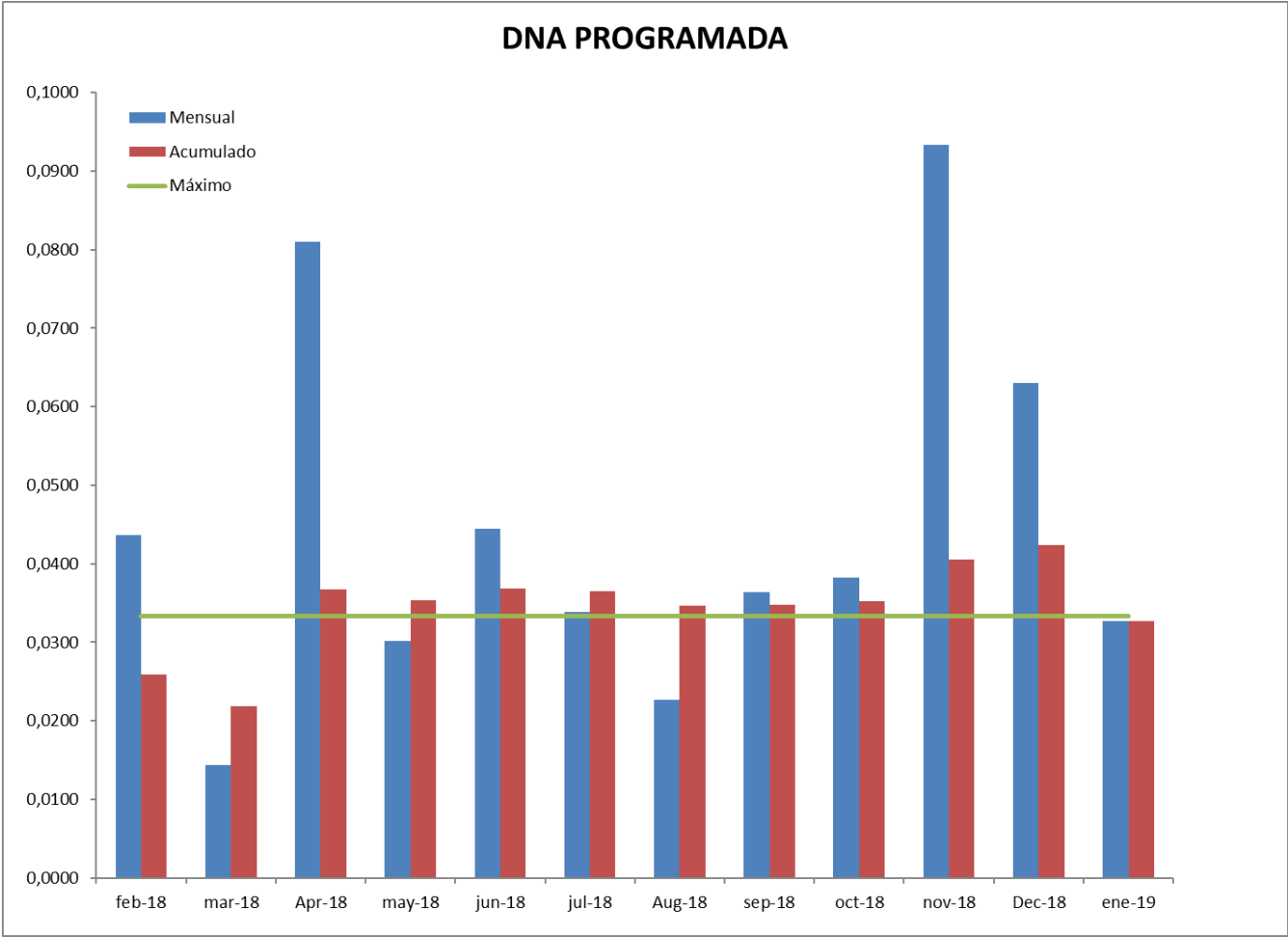
Eventos de tensión fuera de rango



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

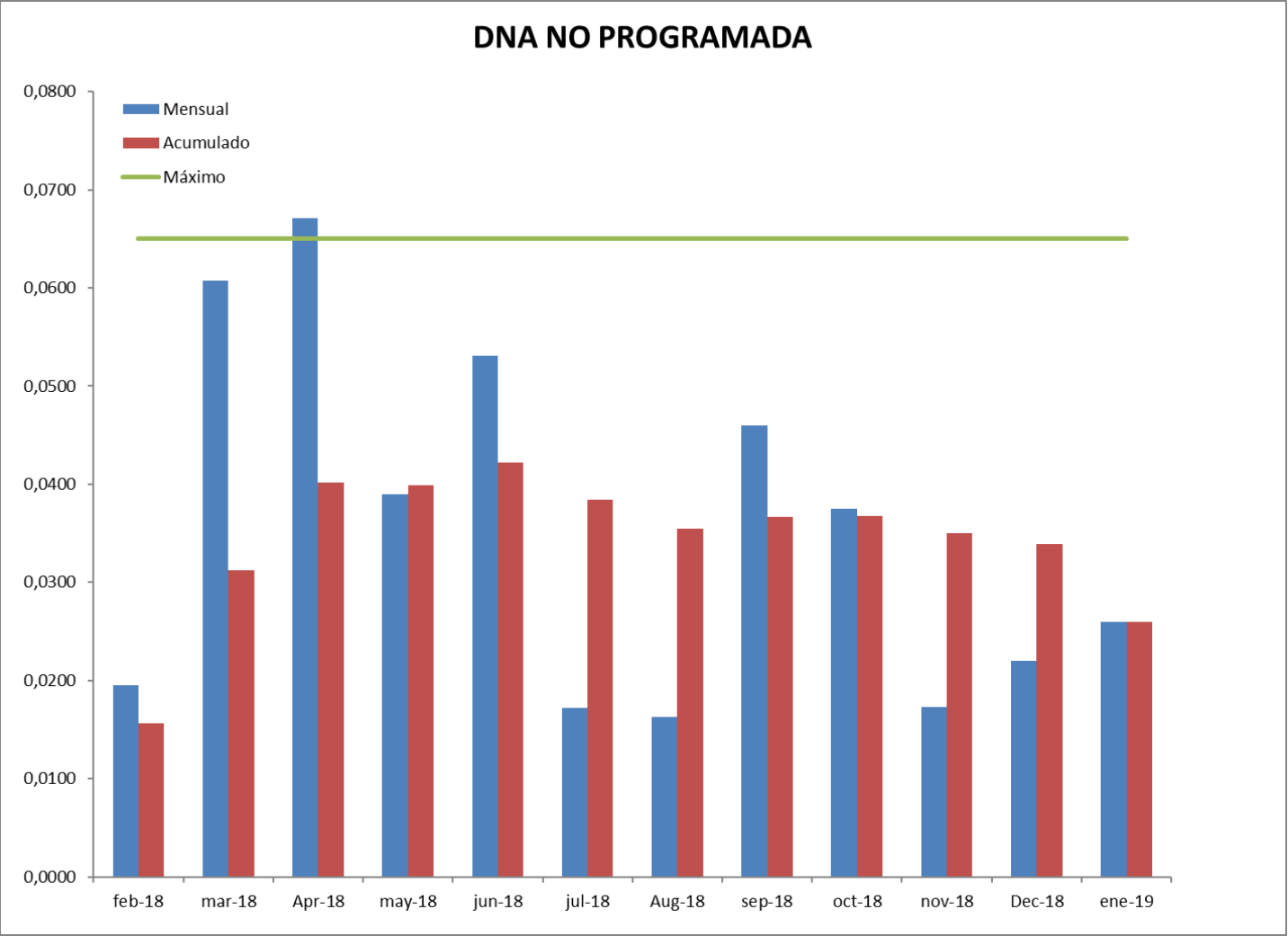
Porcentaje de DNA Programada

Por causas programadas se dejaron de atender 1,864 GWh en el mes de enero de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:



Fecha	MWh	Descripción
30/01/2019 4:01	429,5	Demanda no atendida debida a los trabajos de LA BARRA CAUCASIA 110 KV, bajo la consignación nacional C0164281.
24/01/2019 7:05	380,34	Demanda no atendida por los trabajos realizados sobre los circuitos LOS PALOS - TOLEDO 1 230 kv, BANADIA - CANO LIMON 1 230 kv, BANADIA - SAMORE 1 230 kv, CAÑO LIMON - ARAUQUITA 1 34.5 kv, CAÑO LIMON - ARAUCA 1 34.5 kv, bajo las consignaciones nacionales C0154783,C0154792, C0154809, C0154810, C0157615, C0157616, C0160627, C0160628, C0160631, C0160632, C0160633, C0160636, C0160637, C0164445, C0164522
23/01/2019 7:00	335,1	Demanda no atendida por los trabajos realizados sobre los circuitos LOS PALOS - TOLEDO 1 230 kv, BANADIA - CANO LIMON 1 230 kv, BANADIA - SAMORE 1 230 kv, CAÑO LIMON - ARAUQUITA 1 34.5 kv, CAÑO LIMON - ARAUCA 1 34.5 kv, bajo las consignaciones nacionales C0154783,C0154792, C0154809, C0154810, C0157615, C0157616, C0160627, C0160628, C0160631, C0160632, C0160633, C0160636, C0160637, C0164445, C0164522
20/01/2019 5:06	168	DNA programada por apertura del activo VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 KV por labores de las consignaciones C0163950, C0163951, C0163952, C0163954 y C0163955.
24/01/2019 4:43	144,33	Demanda no atendida por los trabajos realizados sobre el circuito CIMITARRA - TSANTA ROSA 1 115 kv, bajo al consignación nacional C0164574.
27/01/2019 7:02	131,08	Trabajos de la consignación C0142172 sobre el activo BL1 CHINU A CERETE 110 kv.
17/01/2019 6:45	121,5	Trabajos sobre consignaciones de expansión C0162163, C0163648 y C0163649 sobre los activos BT SAN ALBERTO 1 40 MVA 115 kv, SABANA DE TORRES - SAN ALBERTO 1 115 kv y BL1 SABANA DE TORRES A SAN ALBERTO 115 kv respectivamente.
28/01/2019 1:00	96,75	Trabajos sobre consignación nacional de Expansión C0164427 sobre BT VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110 kv.
27/01/2019 5:07	40,42	Trabajos de las consignaciones C0164607, C0164608 y C0164609 sobre los activos EL RIO - TGOBAIN 1 34.5 kv, MAGDALENA - UNION (ATLANTICO) 1 34.5 kv y EL RIO - TPIZANO 1 34.5 kv, respectivamente.
19/01/2019 6:00	10,4	Demanda no atendida debido a trabajos bajo la consignación nacional C0164455, BL1 SAN JOSE DEL GUAVIARE A GRANADA 115 KV.
15/01/2019 4:40	3,6	DNA programada en la S/E VEINTE DE JULIO 110 kv bajo consignación nacional C0162972.
19/01/2019 4:29	2,8	Demanda no atendida debido a trabajos bajo la consignación Nacional C0162827, BARRA 1 VEINTE DE JULIO 110 KV.

Porcentaje de DNA No Programada

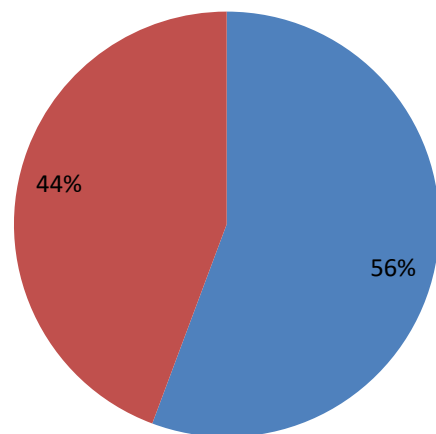


Por causas no programadas se dejaron de atender 1,483 GWh en el mes de enero de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
9/01/2019 0:00	302,1	Continúa indisponibilidad del circuito JUNÍN - BUCHELY 115 kV. El agente reporta árbol sobre la línea.
16/01/2019 11:04	231,8	Disparo del activo EL PASO - EL BANCO 110 KV. El agente reporta como causa del evento caída de un árbol sobre el circuito.
8/01/2019 16:13	139,8	Debida al disparo del circuito Junín - Bucheli 115 kV, el agente reporta la causa en revisión.
11/01/2019 20:55	120,52	Debida al disparo del transformador 1 110/34.5 kV en la subestación Coveñas 110 kV. El agente reporta actuación de la protección diferencial.
29/01/2019 7:17	76,84	Disparo del circuito TERNERA - GAMBOTE 66 kV. El agente reporta cable de guarda caído.
31/01/2019 10:48	75,9	Disparo del activo Transformador El Rio 5 110/34.5 kV. El agente reporta falla en una grapa del bajante de la bahía por 34.5 kV
17/01/2019 11:58	70,07	Disparo en ambos extremos el circuito EL PASO - EL BANCO 115 KV dejando desatendida y sin tensión subestación EL BANCO 115 KV. El agente reporta como causa de la falla acercamiento de un circuito de media tensión.
12/01/2019 0:00	68	Continúa indisponibilidad del transformador 1 110/34.5 kV en la subestación Coveñas 110 kV. El agente reporta actuación de la protección diferencial.
22/01/2019 0:21	64,5	DNA no programada por disparo del TRAF0 1 COPEY 220/110/34.5 kV. El disparo es provocado por sobretensión en S/E COPEY 110 kV al energizar el circuito LA LOMA - OCAÑA 500 kV desde S/E LA LOMA 500 kV.
20/01/2019 17:01	46,7	DNA NO programada por superar los tiempos de la consignación C0163950, sobre el activo BT VALLEDUPAR 3 60 MVA 34.5 kV.
20/01/2019 1:16	33,6	Disparo del transformador AYACUCHO 13 MVA 115/34.5 KV. El agente reporta falla en Mufa por el lado de 34.5 kV.
12/01/2019 15:58	33,5	Disparo del transformador VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 KV. El agente reporta materialización del riesgo de disparo bajo trabajos de la consignación C0163948.
26/01/2019 18:58	20,4	Disparo del ATR 1 LA JAGUA 110/34.5/13.8 kV. El agente reporta causa desconocida del evento.

Demanda No Atendida

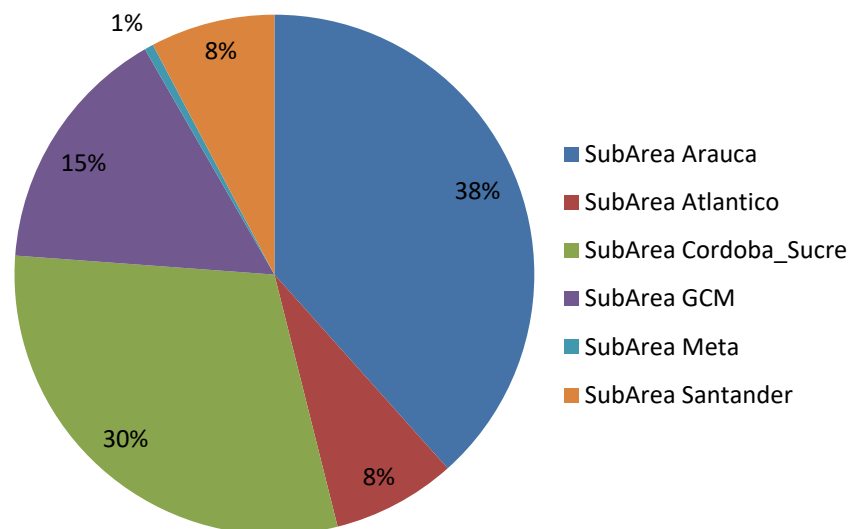
% DNA



■ % PROGRAMADA
■ % NO PROGRAMADA

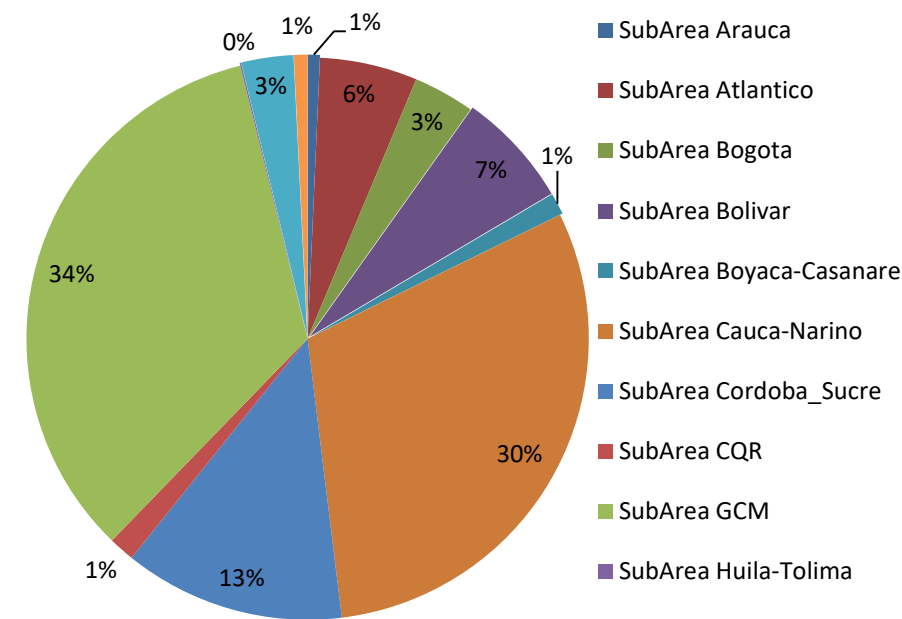
El total de demanda no atendida en enero de 2019 fue 3,347 GWh.

DEMANDA PROGRAMADA



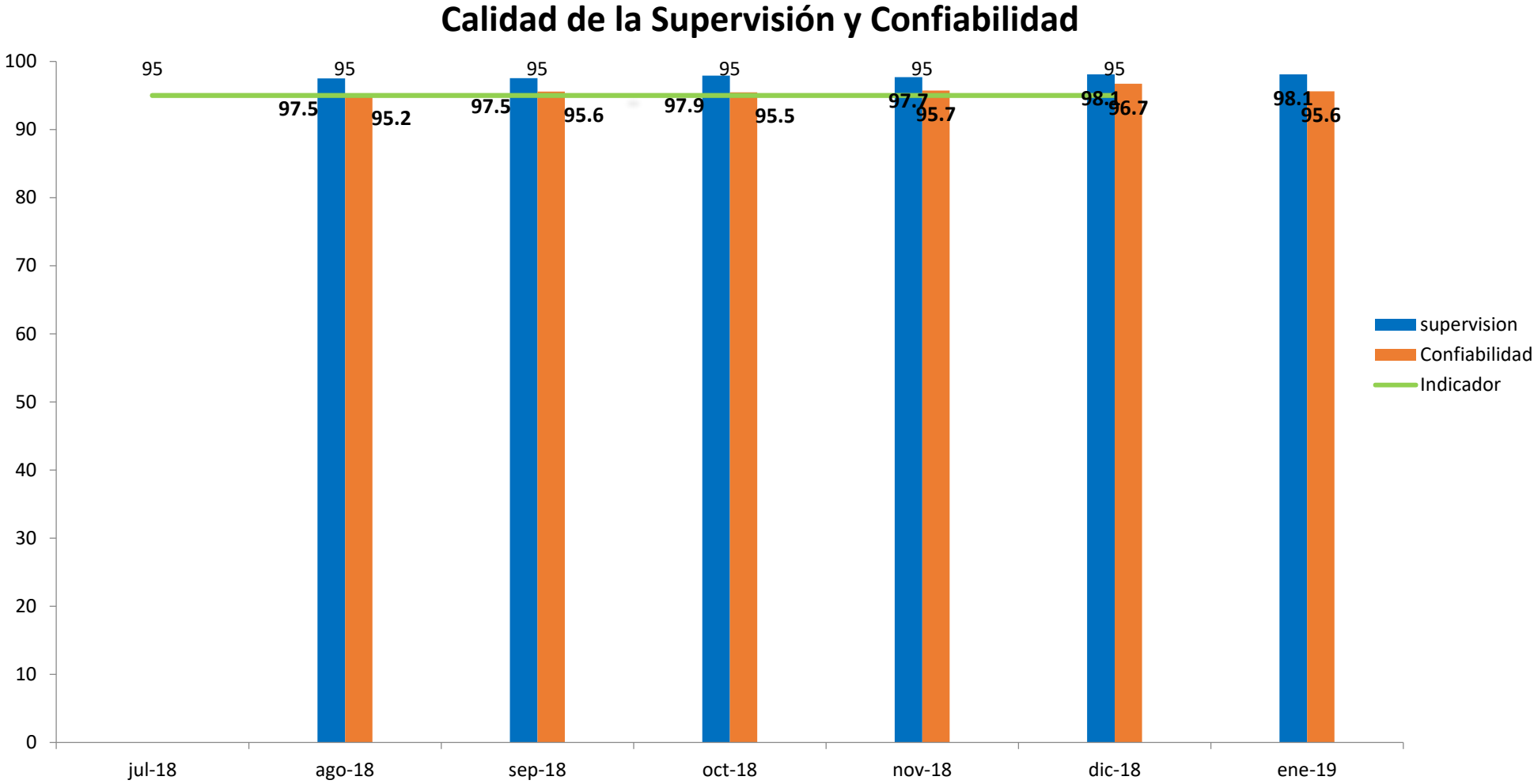
Subarea	Mes (MWh)
SubArea Arauca	715,44
SubArea Atlantico	143,57
SubArea Cordoba_Sucre	560,58
SubArea GCM	289,5
SubArea Meta	10,4
SubArea Santander	144,33

DEMANDA NO PROGRAMADA



Subarea	Mes (MWh)
SubArea Arauca	10,4
SubArea Atlantico	83,26
SubArea Bogota	52,27
SubArea Bolivar	98,79
SubArea Boyaca-Casanare	18,46
SubArea Cauca-Narino	449,47
SubArea Cordoba_Sucre	188,52
SubArea CQR	21,99
SubArea GCM	502,72
SubArea Huila-Tolima	1,2
SubArea Norte de Santander	44,35
SubArea Putumayo	11,55

Indicador de Calidad de la Supervisión

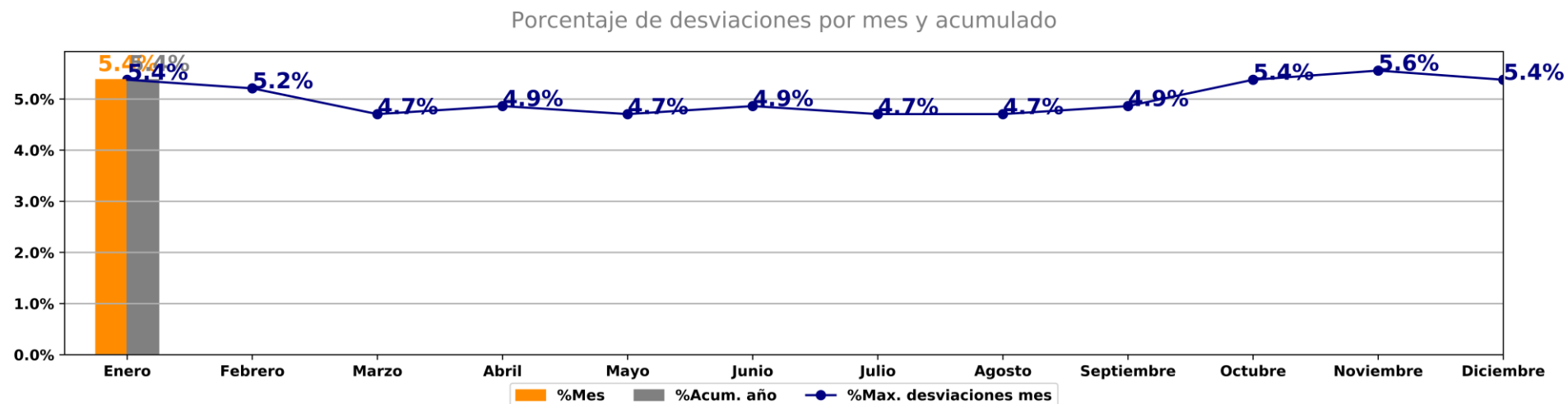
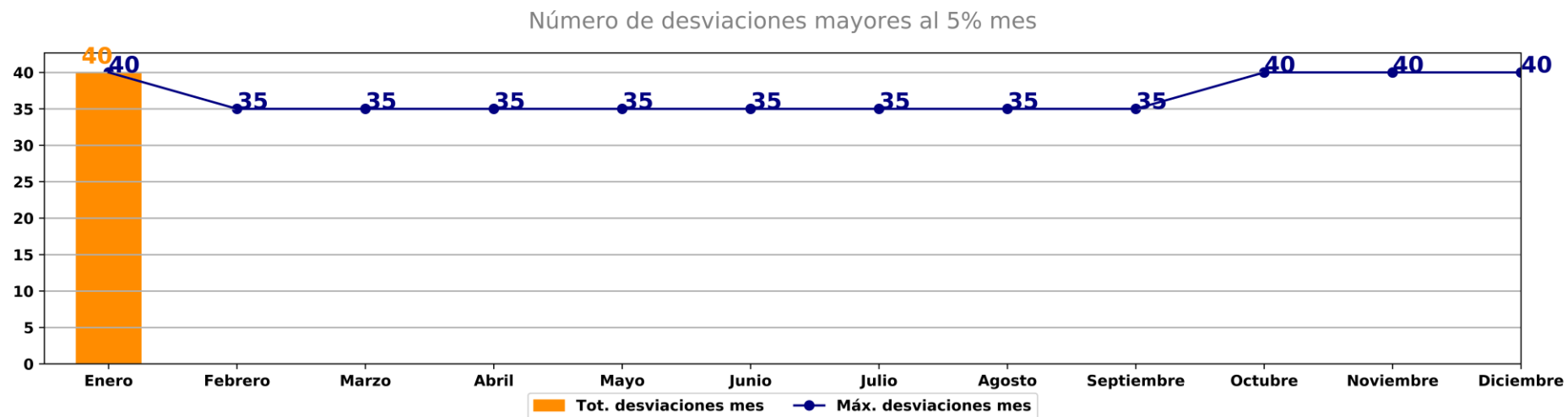


Indicador de Calidad de la Supervisión

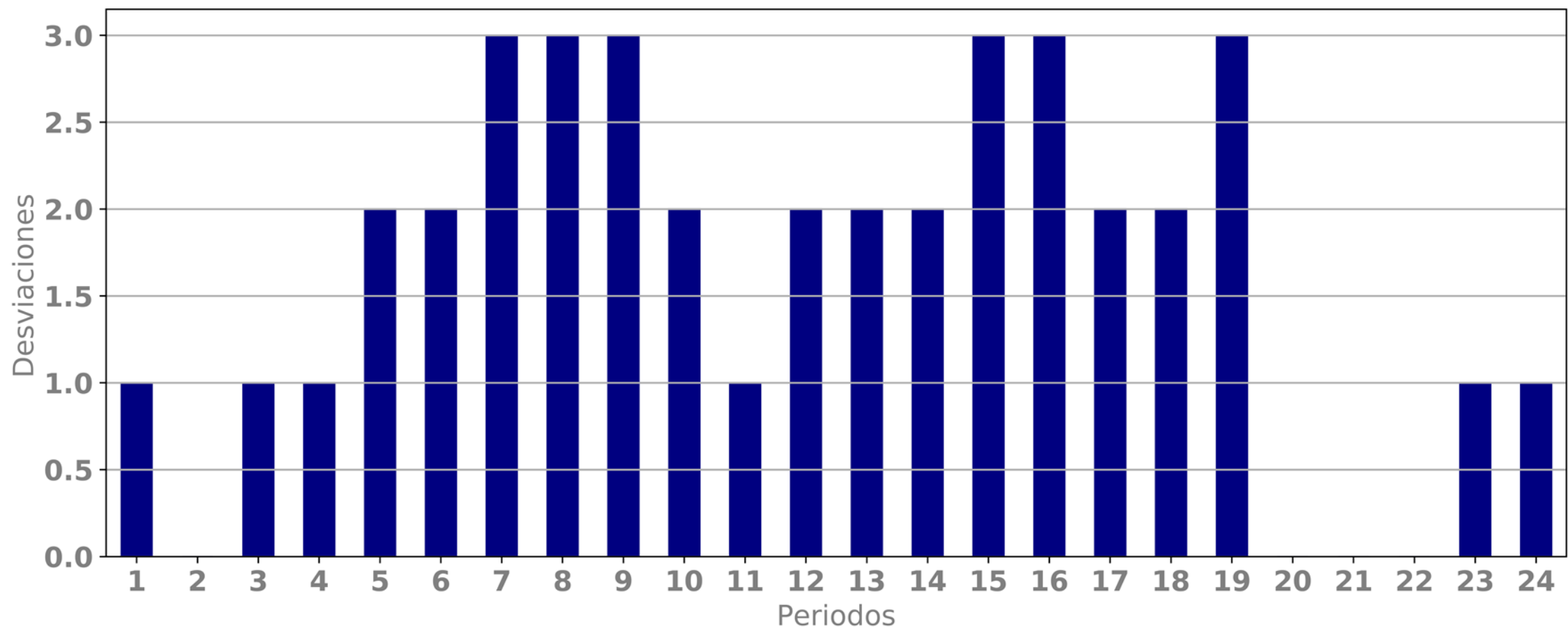
Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión:

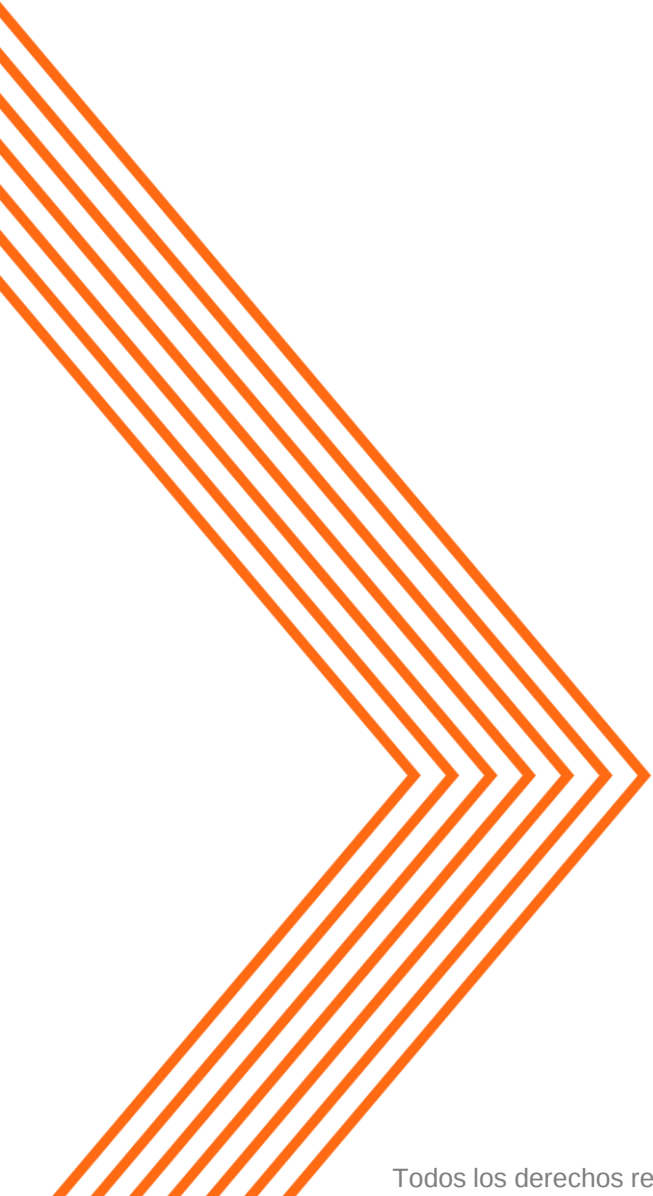
AGENTE	%Sup.	%Conf.
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	99.4	92.4
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	95.2	90.4
CODENSA S.A. E.S.P.	97.4	92.4
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.5	90.3
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	97.6	82.9
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	30.8	30.8
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	85.7	0.0
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	100.0	91.0

Indicador de calidad del pronóstico oficial Enero 2019



Número de desviaciones por periodo para el mes de Enero





Indicadores de Operación 2019



Indicador de Variaciones Transitorias de Frecuencia

Se considera desviación de frecuencia del SIN, cuando esta variable sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión de carga, eventos en la red de transporte o cuando las plantas asignadas para el control de frecuencia del SIN se quedan sin margen de regulación.

El índice de desviación de frecuencia transitorio del SIN se calculará mensualmente como el número de veces que se desvíe la frecuencia y permanezca por fuera del rango por un periodo menor a 60 segundos.

Número máximo: 90 eventos/año

Se recomienda al CNO mantenerlo dado que con este indicador se realiza seguimiento a una de las principales variables que necesarias para asegurar la operación del SIN.

Indicador de Variaciones Lentas de Frecuencia

Se considera desviación de frecuencia del SIN, cuando esta variable sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión de carga, eventos en la red de transporte o cuando las plantas asignadas para el control de frecuencia del SIN se quedan sin margen de regulación.

El índice de desviación de frecuencia lenta del SIN se calculará mensualmente como el número de veces que se desvíe la frecuencia y permanezca por fuera del rango por un periodo mayor a 60 segundos.

Número máximo: 1 evento/año

Se recomienda al CNO mantenerlo dado que con este indicador se realiza seguimiento a una de las principales variables que necesarias para asegurar la operación del SIN.

Indicador de Tensión fuera de rango

Se considera deterioro en el nivel de tensión, cuando este queda por fuera de los rangos definidos en el Código de Operación por un lapso mayor de un minuto (90-110% para 220/230 kV y entre 90-105% para 500 kV).

- Para el seguimiento del cumplimiento se excluyen las condiciones de deterioro de la tensión causadas por atentados.
- Para el seguimiento del cumplimiento se incluirán sólo aquellos eventos de tensión que afecten la calidad del voltaje con una duración superior a un (1) minuto.
- El índice de tensión por fuera del rango se calculará mensualmente, como el número de veces que se desvíe la tensión por fuera de los rangos de calidad con una duración superior a un minuto.

Número máximo: 20 eventos/año

Se recomienda al CNO mantenerlo dado que con este indicador se realiza seguimiento a una de las principales variables que necesarias para asegurar la operación del SIN.

Indicador de Demanda no Atendida Programada

Se considera demanda no atendida programada, cuando ocurre la ausencia del suministro debido a las siguientes causas:

- Mantenimientos en equipos del Sistema Interconectado Nacional - SIN.
- Determinada desde el despacho diario por déficit de generación ante indisponibilidad de unidades o por insuficiencia en el suministro de combustibles.
- Programada mediante Acuerdo del CNO.
- Se excluye la limitación de suministro, debida al cumplimiento de la Resolución CREG 116 de 1998 y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Se calcula como: MWh no atendidos en el período de interés / MWh de demanda total en el período de interés.

Número máximo: 0.0333 % anual

Se recomienda al CNO mantener este indicador, dado que es un reflejo de la condición actual del SIN

Indicador de Demanda no Atendida NO Programada

Se considera demanda no atendida no programada, cuando ocurre la ausencia del suministro debido a las siguientes causas:

- Salidas forzadas de elementos del Sistema Interconectado Nacional SIN.
- Condición eléctrica o energética ocasionada por atentados en contra de elementos del SIN.

Se calcula como: MWh no atendidos por causas no programadas en el período de interés / MWh de demanda total en el período de interés.

Número máximo: 0.065 % anual

Se recomienda al CNO mantener este indicador, dado que es un reflejo de la condición actual del SIN

Indicador de Calidad de la Supervisión

Se considera una supervisión no confiable, cuando ocurren uno o mas de las siguientes situaciones:

- La medida o estado de equipos de corte no esta disponible o implementada por el agente.
- La medida o estado de equipos de corte tiene estado no renovado o no actualizada.
- La medida o estado de equipos de corte tiene un valor o estado errado que difiere de la realidad.

Se calcula como:
$$\text{Confiabilidad Medidas Análogas (\%)} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{i_ok} + Q_{i_ok} + U_{i_ok}}{N^{\circ} \text{medidas_Totales}} * 100$$

$P_{i_ok} = 1$, Si la potencia activa de un elemento es confiable; es igual a cero en caso de estar errada.

$Q_{i_ok} = 1$, Si la potencia reactiva un elemento es confiable; es igual a cero en caso de estar errada.

$U_{i_ok} = 1$, Si la tensión de una barra es confiable; es igual a cero en caso de estar errada.

$$\text{Confiabilidad Medidas Digitales (\%)} = \frac{\sum_{i=1}^n Iso_{i_ok} + CB_{i_ok}}{N^{\circ} \text{medidas_Totales}} * 100$$

• $Iso_{i_ok} = 1$, Si la posición o estado de un seccionador es recibido de forma confiable y renovada; es igual a cero en caso de ser recibida de forma no renovada, si ha sido removido de operación o presenta disturbios.

• $CB_{i_ok} = 1$, Si su posición o estado de un interruptor es recibido de forma confiable y renovada; es igual a cero en caso de ser recibida de forma no renovada, si ha sido removido de operación o presenta disturbios.

Porcentaje de confiabilidad mínimo requerido: 98%

Se recomienda al CNO mantener este indicador, dado que permite realizar seguimiento y mejoras a las principales variables telemedidas, requeridas para la operación segura y confiable del SIN.



Indicador de Calidad del Pronóstico Oficial

El indicador de desviación de demanda mide para el mes y lo corrido del año, el porcentaje de periodos en que la desviación del pronóstico oficial de demanda para el SIN con respecto a la demanda real es mayor al valor absoluto del 5%. Se calcula como:

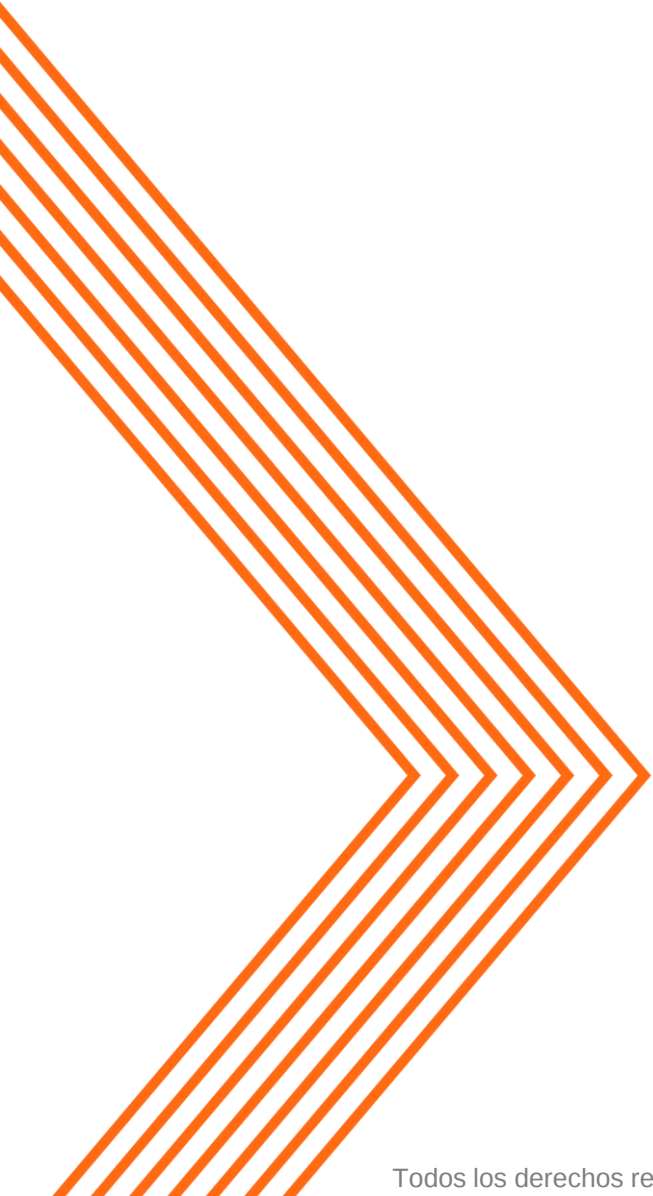
Indicador mes:
$$\frac{\text{Número de periodos del mes en el que la desviación es } > 5\%}{\text{Número de periodos del mes}}$$

Desviación = Valor Absoluto [(Demanda Real Atendida en el periodo t - Pronóstico para el periodo t)/(Demanda Real Atendida en el periodo t)] * 100

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Número máximo de desviaciones	40	35	35	35	35	35	35	35	35	40	40	40
Total periodos	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
Indicador	5.40%	5.20%	4.70%	4.90%	4.70%	4.90%	4.70%	4.70%	4.90%	5.40%	5.60%	5.40%

Se recomienda al CNO mantener este indicador, dado que permite realizar seguimiento a esta variable de operación del SIN.





Verificación quinquenal



Objetivo

- Presentar al CNO, Informe del desarrollo de la Primera Verificación Quinquenal, los resultados y la gestión realizada por parte del ASIC, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 038 de 2014.
- Presentar los avances sobre el desarrollo de la segunda verificación.

Proceso de contratación

Se recibieron 5 ofertas y solo 2 firmas cumplieron con el mínimo técnico y financiero requerido.

Firmas Verificadoras



CONSORCIO NEGAWATT - ACI



Objeto del contrato

Realizar las verificaciones de los sistemas de medición de las fronteras comerciales con reporte al ASIC, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación, expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Alcance del proceso incluye:

- Objeciones y cancelaciones
- Verificación quinquenal

Determinación y verificación del tamaño de la muestra.

- El cálculo de la muestra se realizó, de acuerdo con los criterios establecidos en el literal d) del Anexo 9 del código de medida.
- El total del tamaño de la muestra fue de 1.270 fronteras, representadas por 106 agentes entre Comercializadores, Generadores y dos Transportadores que representan fronteras de enlace internacional (utilizadas para determinar los intercambios de energía mediante las Transacciones Internacionales de Electricidad – TIE).

Fronteras distribuidas por firma verificadora

Tipo de Frontera	APPLUS	CONSORCIO NEGAWATT - ACI
Tipo Alumbrado Público con equipo de medida	1	1
Tipo Consumo Propio y Auxiliar	45	49
Tipo Distribución	20	27
Tipo Entre Agentes	64	68
Tipo Generación	89	99
Tipo Interconexión Internacional	0	1
Tipo No Regulado	251	281
Tipo Regulado	130	126
Tipo Enlace Internacional (TIE)	5	4
TOTALES	605	656

Número total de fronteras verificadas de acuerdo con el tipo de frontera

Tipo Frontera	Número de Fronteras generadas en la muestra	Porcentaje de Fronteras respecto al total de la muestra
Tipo Consumo Propio y auxiliares	94	7.46 %
Tipo Entre Agentes	132	10.47 %
Tipo Regulado	256	20.30 %
Tipo No Regulado	532	42.19 %
Tipo Generación	188	14.91 %
Tipo Alumbrado Público con equipo de medida	2	0.16 %
Tipo Enlace Internacional (TIE)	9	0.71 %
Tipo Interconexión Internacional	1	0.08 %
Tipo Distribución	47	3.73 %
TOTALES	1261	100 %

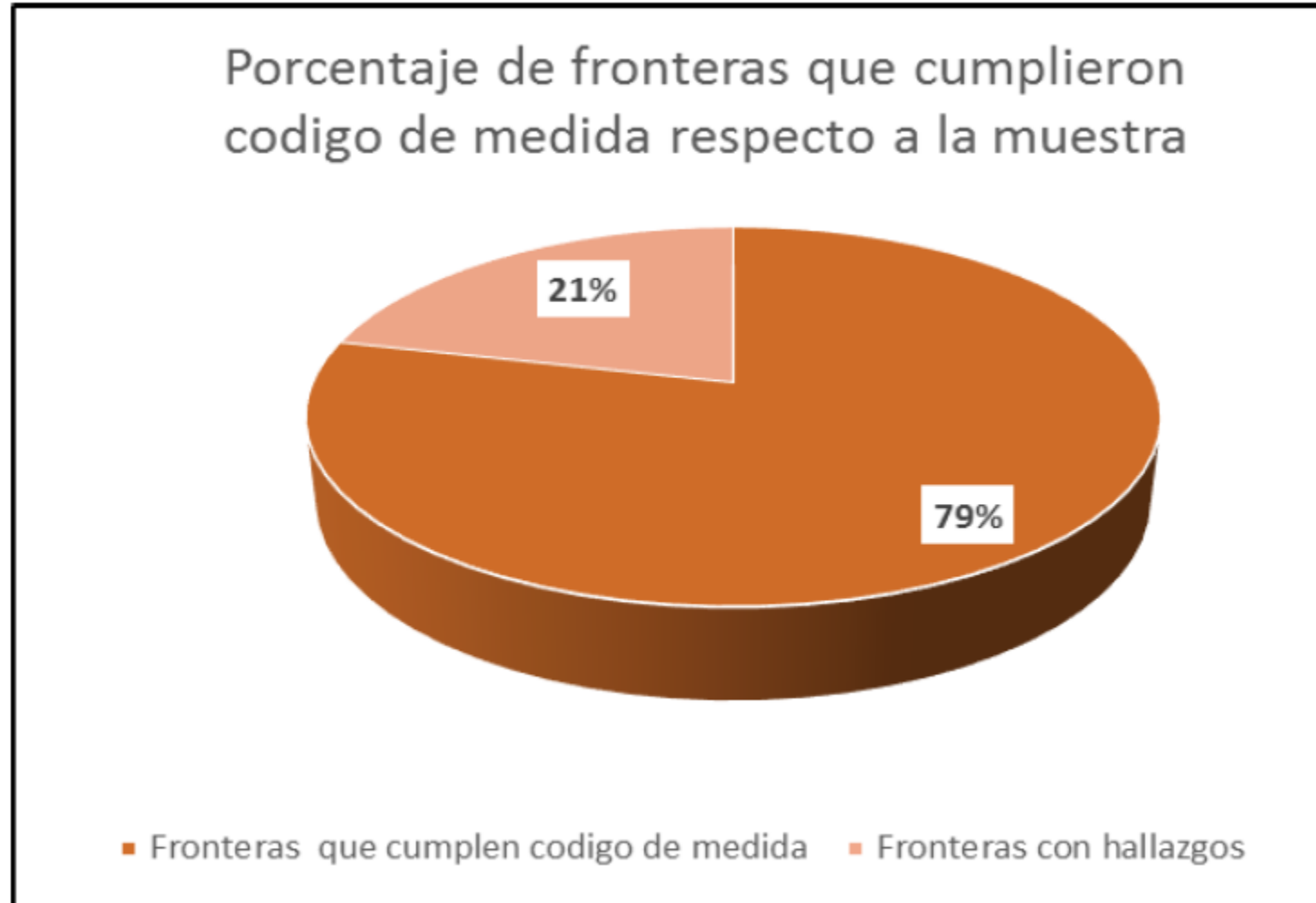
Distribución de fronteras de la muestra clasificadas por el nivel de tensión

Nivel de tensión	# de fronteras de la muestra clasificadas por nivel de tensión	% De Fronteras de la muestra clasificado por nivel de tensión
1	254	20%
2	475	38%
3	264	21%
4	145	11%
5	123	10%
Total general	1261	100%

Resultados de la verificación quinquenal

- De las 16.930 fronteras registradas a la fecha de calculo de la muestra 1, se verificaron 1.261 fronteras. (7,5%).
- 29 agentes de los 106 agentes objeto de verificación quinquenal, no presentaron hallazgos.
- De las 1.261 fronteras verificadas Cumplen: 993 fronteras, No cumplen: 268 fronteras

Porcentaje de fronteras que cumplen



Principales Hallazgos

Cargabilidad del
burden: Anexo 4,
Resolución
CREG 038 de
2014 y Anexo 3
de circular 098
del 2014-CAC.

123 hallazgos

Resolución
CREG 038 de
2014: Artículo 17
(Acuerdos CNO:
701 /2014 y
1004/2017
1043/2018).

53 hallazgos

Resolución
CREG 038 de
2014: Artículo
16 (Desfase
en los relojes
internos).

32 hallazgos

Certificados de
calibración (artículo
10), clase de
exactitud de los
elementos de medida.

49 hallazgos

No coinciden
datos de sitio, hoja
de vida y registro
en ASIC.

37 hallazgos

Principales Hallazgos

Período de
actualización de
contraseñas.
Acuerdo CNO.
21 hallazgos

Sin
documentación
para
comparación de
lecturas Medidor,
CGM y ASIC
20 hallazgos

Resolución
CREG 038 de
2014: Artículo
28. Plan de
mantenimiento
52 hallazgos

Certificado de
conformidad de
producto (artículo 11),
clase de exactitud de
los elementos de
medida.
40 hallazgos

Cancelación de fronteras

Tipo de Frontera	Total fronteras
No Regulado	8
Regulado	1
Tipo Distribución	4
Total	13

Se cancelaron 13 fronteras comerciales como resultado de las verificaciones, ya que superaron los plazos para normalizar la falla asociada al equipo de medida que se presentó como consecuencia de la no conformidad según los plazos y procedimientos definidos en la regulación



Fronteras no conformes en la Verificación Extraordinaria

Tipo Frontera	Fecha Emisión Concepto final
Tipo Generación	2
Tipo No Regulado	2
Tipo Distribución	1

Eventos y actividades realizadas en el desarrollo de la verificación.



- Taller de capacitación inicial y apertura de la Verificación quinquenal con cada uno de los terceros verificadores: noviembre 2017.
- Reuniones periódicas de seguimiento con las firmas verificadoras.



- Reunión con la CREG, firmas verificadores, CAC y XM, para revisar los temas de burden: 06 de junio de 2018.
- Informes periódicos de avances de la verificaciones y principales hallazgos a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD



- Taller aclaratorio con firmas Verificadoras, CAC y XM: 21 de marzo de 2018.
- Taller aclaratorio con el CNO, Firmas Verificadoras, CAC y XM el 16 de abril de 2018.
- Taller estandarización de proceso con firmas Verificadoras, CAC y XM: 30 de mayo de 2018

Eventos y actividades realizadas en el desarrollo de la verificación.



- Capacitación vía Streaming dirigida a Agentes, Terceros y público de interés: diciembre 14 de 2017.
- Taller presencial dirigido a los agentes, CREG, CAC, CNO, firmas verificadoras y demás interesados el 1 de agosto de 2018.
- Publicación periódica de avances de las verificaciones quinquenales en la Página WEB de XM



- Asistencia mensual al CAC, presentando avances de la verificación quinquenal y casos especiales.
- Asistencia al CNO y Comité de Operación presentando avances de la verificación quinquenal.
- Comunicación constante con los agentes, resolviendo temas propios de la verificación quinquenal y atendiendo las inquietudes de los mismos.

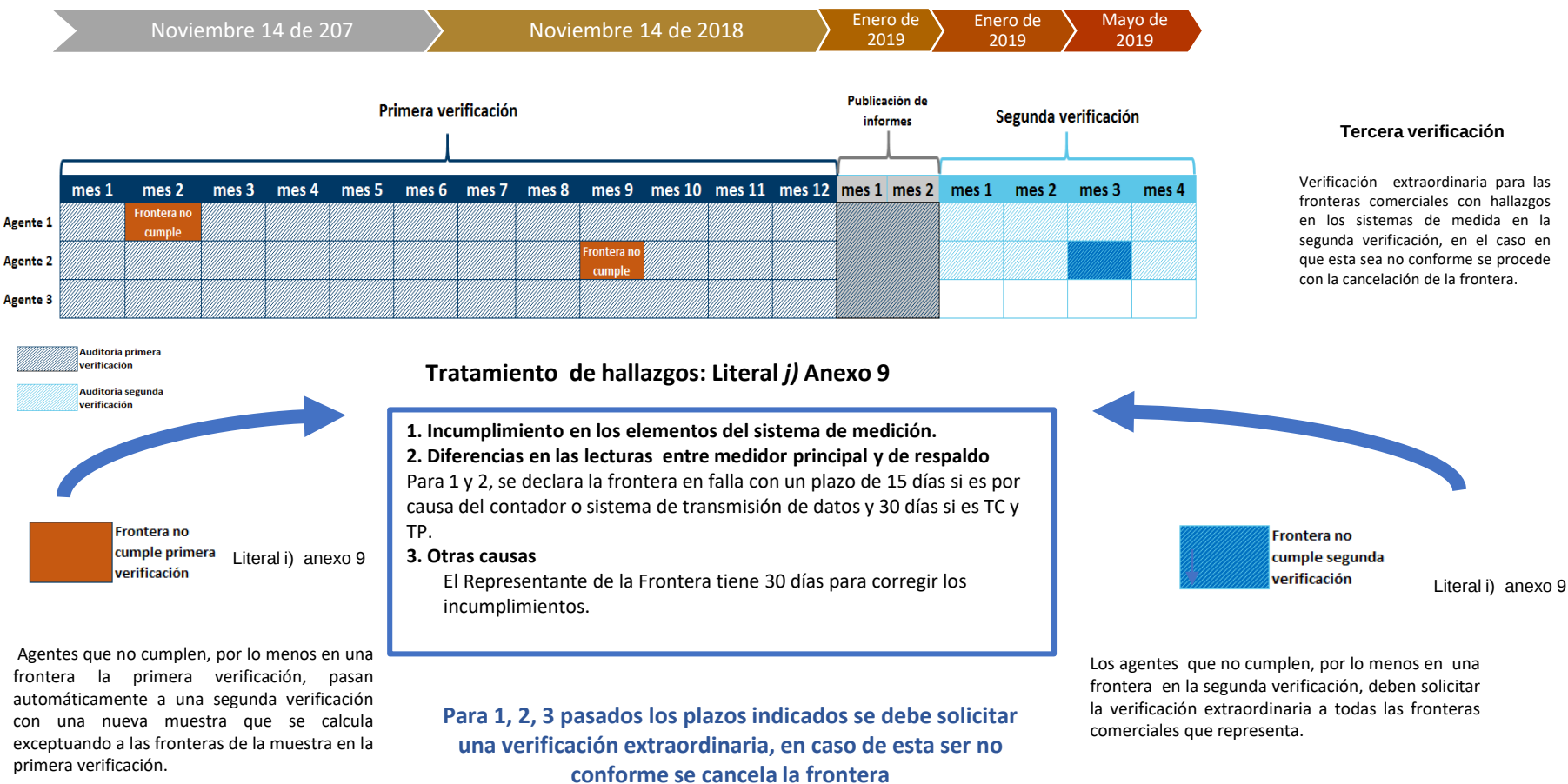
Segunda verificación

- 74 agentes pasarán una segunda verificación.
- El número de fronteras de la muestra dos estimado a la fecha es de 1.547 fronteras.
- Según la Resolución vigente la segunda verificación se debe realizar en un plazo no mayor a 4 meses.
- Los costos asociados a la segunda verificación estarán a cargo de los agentes Representantes de las fronteras.

Segunda verificación – estado actual

- Se realizó capacitación vía Streaming dirigida a Agentes, Terceros y público de interés: enero 10 de 2019.
- Verificaciones realizadas: 121 fronteras
- Informes preliminares : 28
 - Cumplen: 27
 - No conformes: 1
- El próximo 26 de febrero se realizará taller aclaratorio presencial en la ciudad de Bogotá, el taller contará con la participación por parte de la CREG.

Cronograma de Verificación Quinquenal





ANEXOS



Clima



Variables de Oceánicas asociadas al ENSO

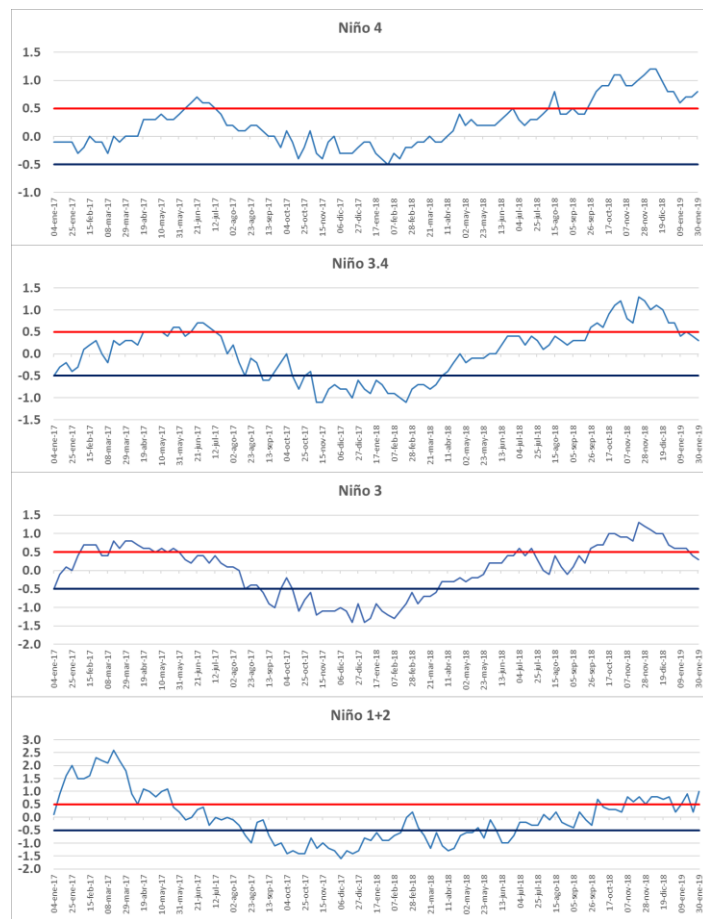


Figura 1

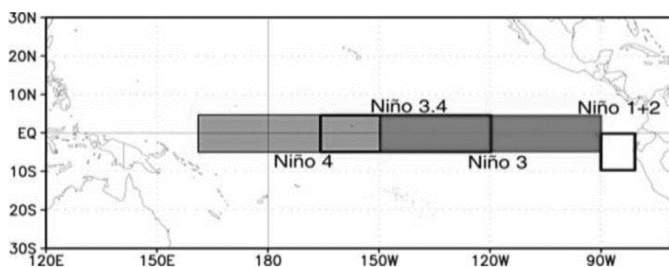


Figura 2

Las anomalías de temperatura superficial del mar - TSM- (Fig. 1) están por encima del umbral de $+0.5^{\circ}\text{C}$ sobre ambos extremos del Pacífico tropical (regiones Niño 1+2 y Niño 4), en tanto que sobre el Pacífico oriental y central, ha retornado a la neutralidad en las últimas semanas. Las zonas el Niño a lo largo del Pacífico ecuatorial se presentan en la figura 2.

Equatorial Temperature Anom ($^{\circ}\text{C}$), Jan 28 2019

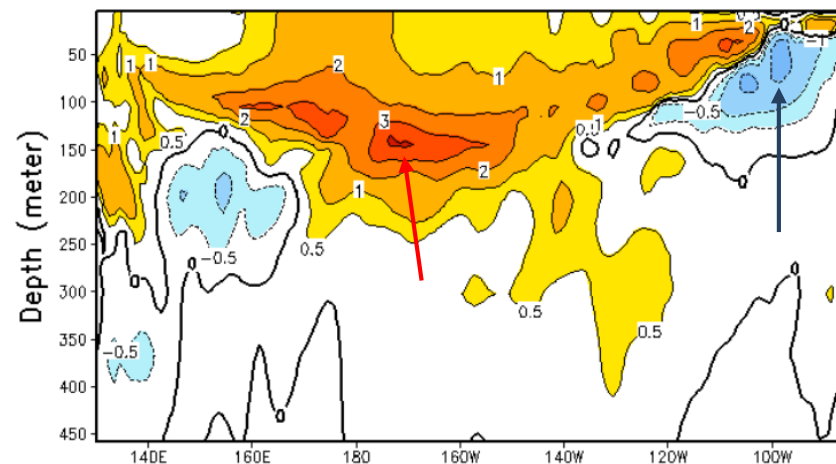


Figura 3

Bajo la superficie oceánica (Fig. 3), el calentamiento continúa siendo intenso, con anomalía máximas que alcanzan $+4^{\circ}\text{C}$ al este de la línea de cambio de fecha (150 m). Frente a Sudamérica pareciera debilitarse levemente, lo cual en parte se explica por la presencia de un pequeño núcleo de masas más frías de lo normal.

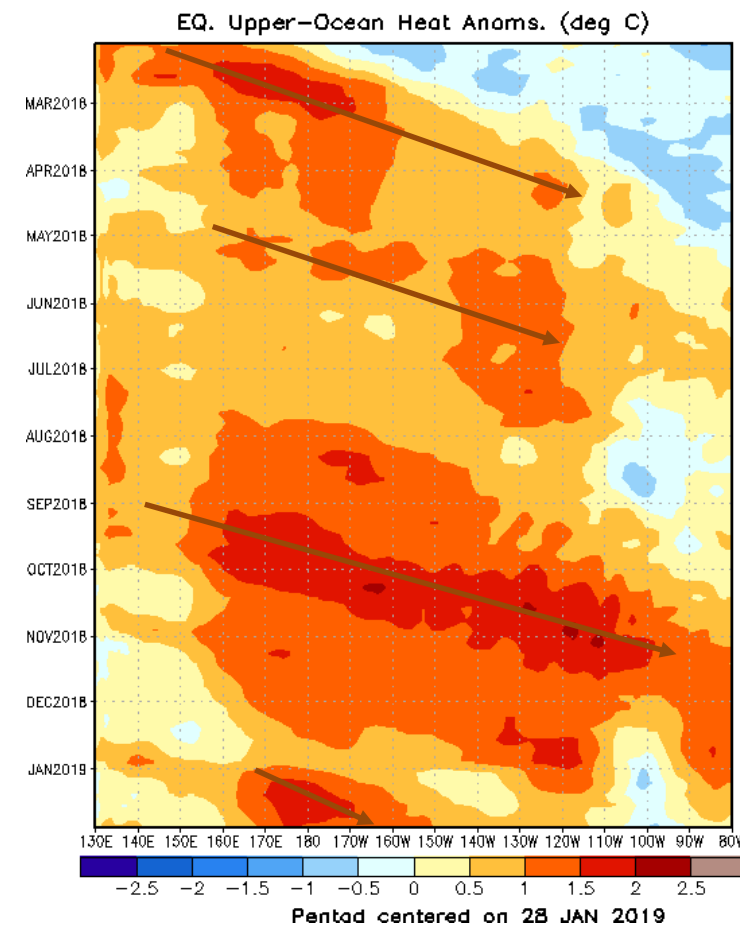


Figura 4

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

Variables Atmosféricas asociadas al ENSO

Los vientos alisios (en la figura 1) han vuelto a debilitarse sobre el centro del Pacífico (zonas naranja a café en la figura 1), en tanto que frente a las costas sudamericanas estos se mantienen neutrales

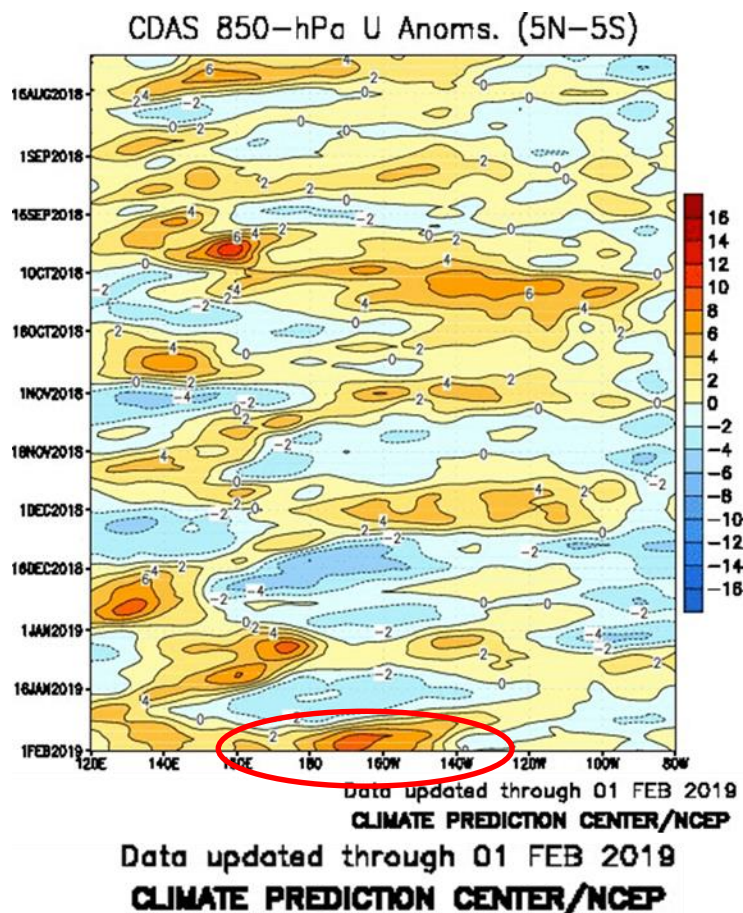
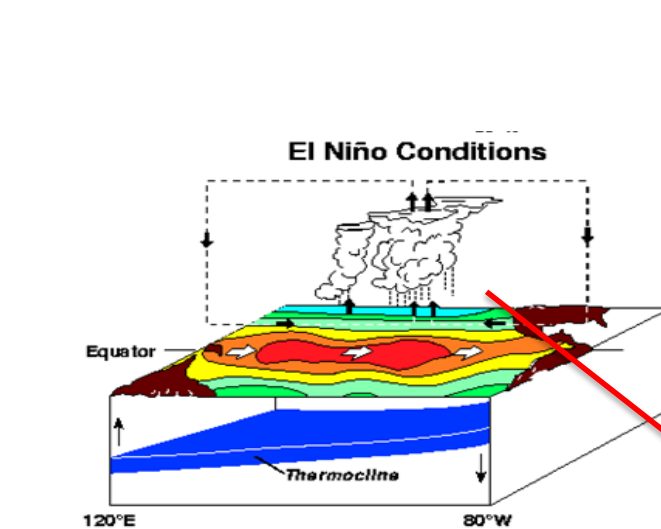


Figura 1



La última imagen de las anomalías de radiación saliente de onda larga (Figura 2) muestra la intermitencia de la convección atmosférica (zonas azules) sobre el centro del Pacífico.

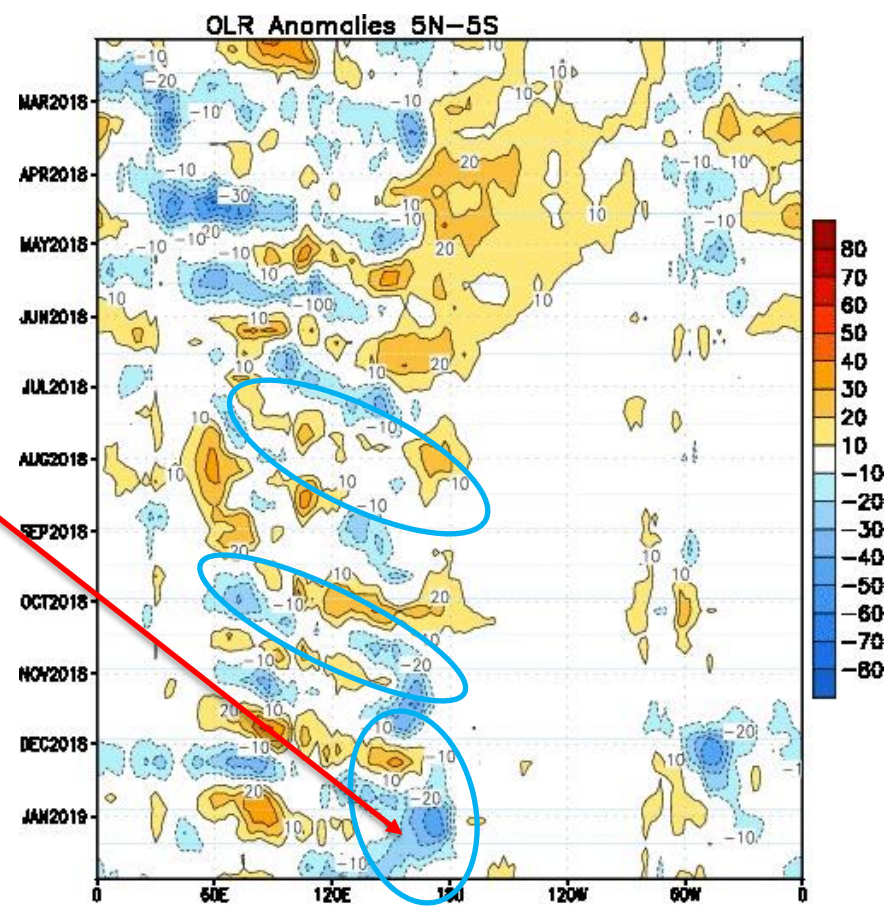


Figura 2

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

10 de enero de 2019

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

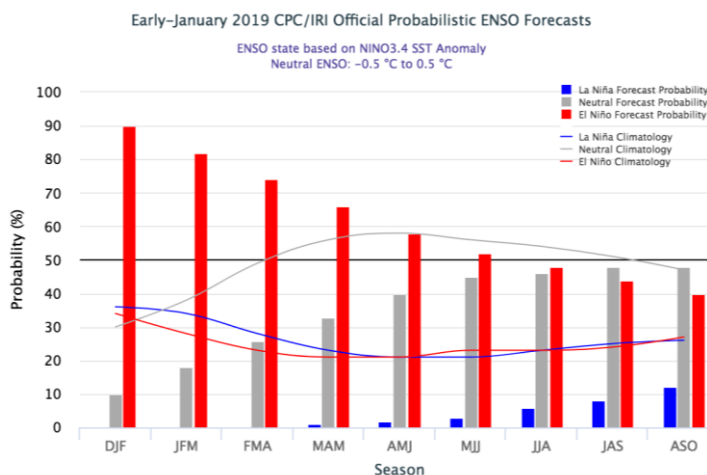


Figura 1. Oficial (Consenso de expertos)

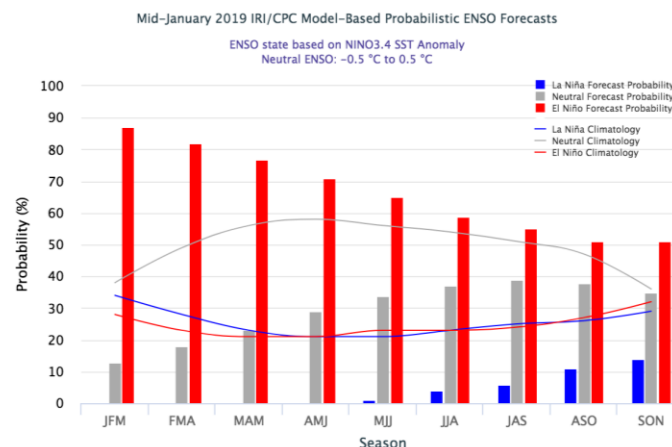


Figura 2. Resultados de los modelos

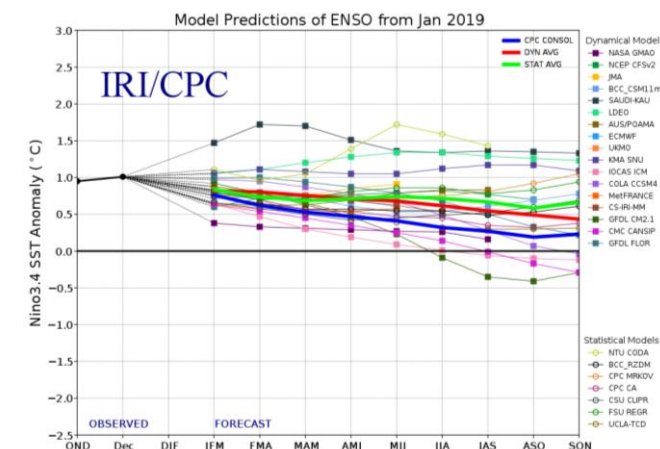
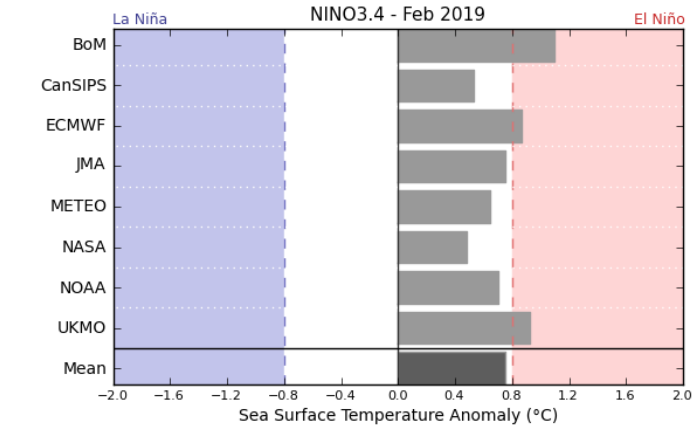


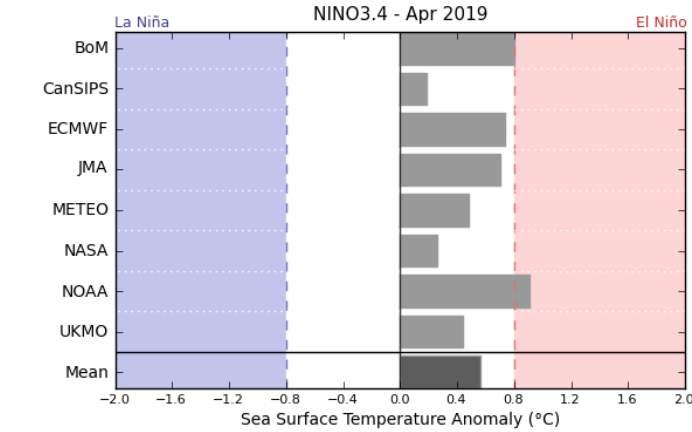
Figura 3. Predicciones diferentes modelos

“El análisis oficial del CPC/IRI estima una probabilidad del 82% de que El Niño prevalezca durante ene-mar, y del 66% durante mar-may. Los más recientes pronósticos estadísticos y dinámicos muestran de manera colectiva la continuidad de niveles débiles de el Niño durante finales de la primavera.”

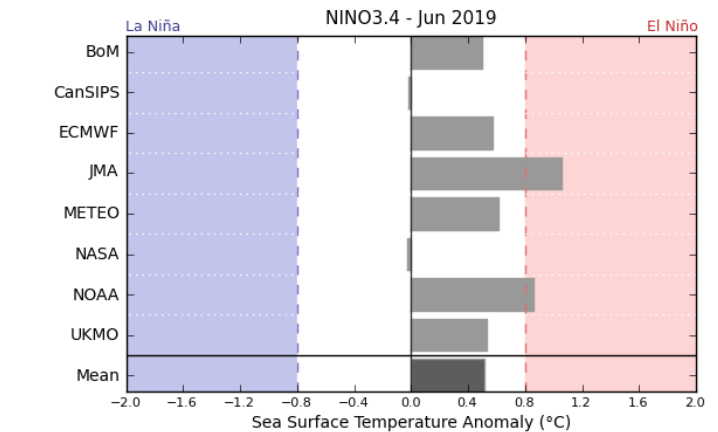
Boletín del Bureau of Meteorology



© Copyright Australian Bureau of Meteorology



© Copyright Australian Bureau of Meteorology



© Copyright Australian Bureau of Meteorology

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

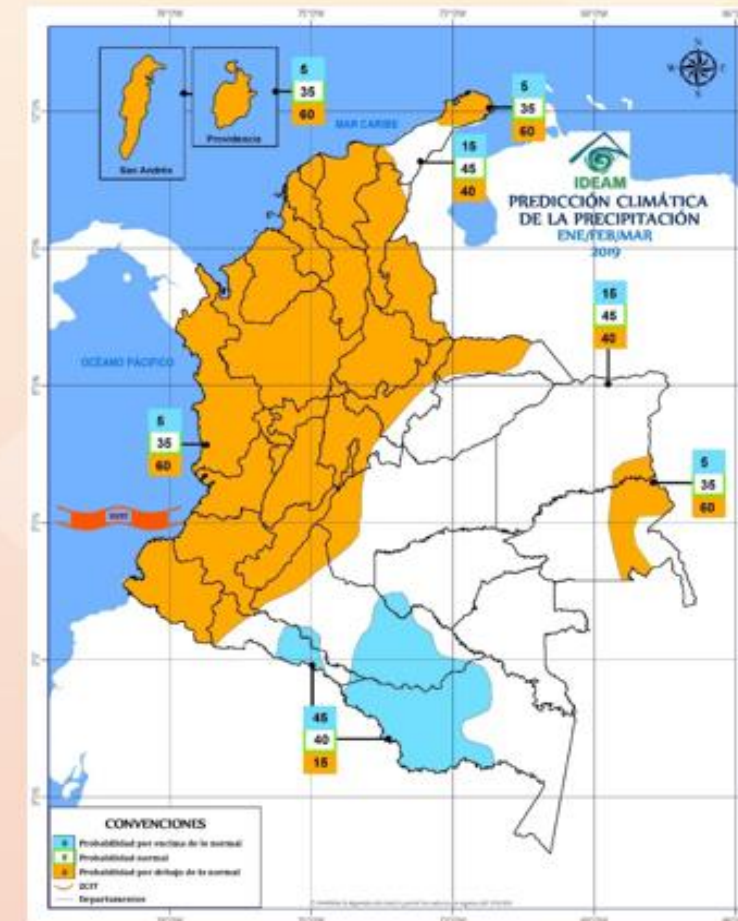
“La mayoría de los modelos sugieren que el Pacífico tropical central permanecerá más caliente de lo normal en febrero, al tiempo que tres de los modelos muestran que el umbral de El Niño podría ser alcanzado nuevamente. Hacia junio, no obstante, lo más probable es que dos de los modelos excedan los umbrales de El Niño, y el resto estén favoreciendo valores neutrales. Dos modelos sugieren que las temperaturas estarán muy cerca de la media, indicando una tendencia aguda de enfriamiento durante el otoño (del hemisferio austral).”

PREDICCIÓN PARA LA PRECIPITACIÓN PROPUESTO POR CONSENSO

Predicción de precipitación para
Enero de 2019

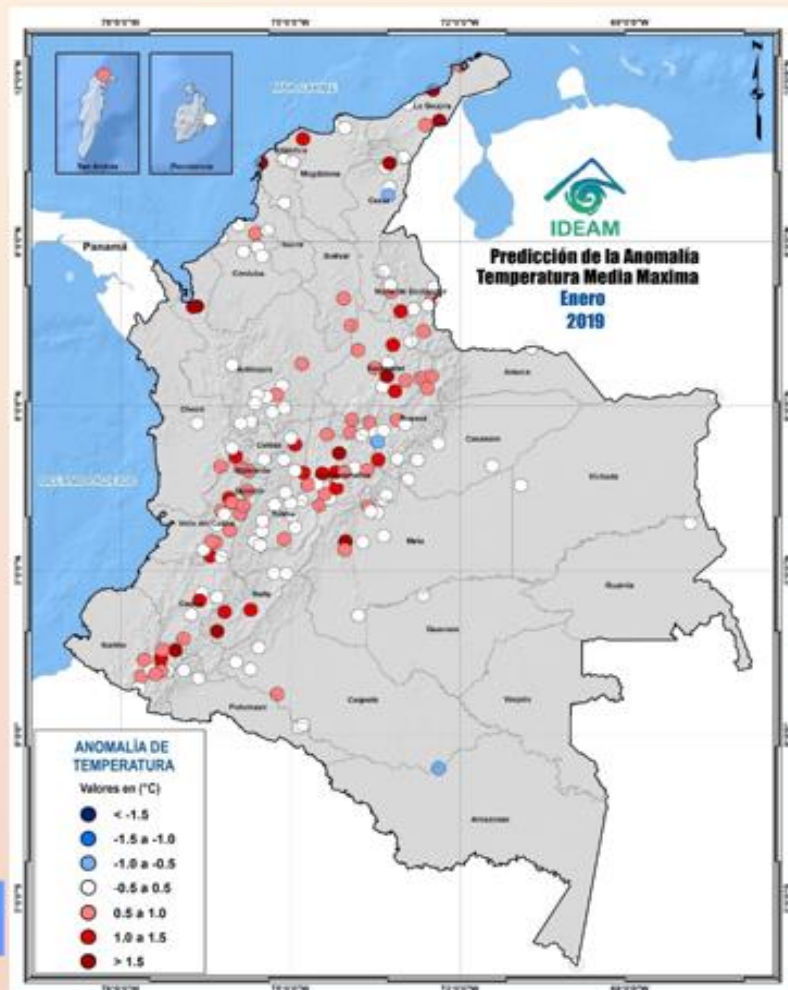


Predicción de precipitación para
trimestre Enero-febrero-marzo de 2019

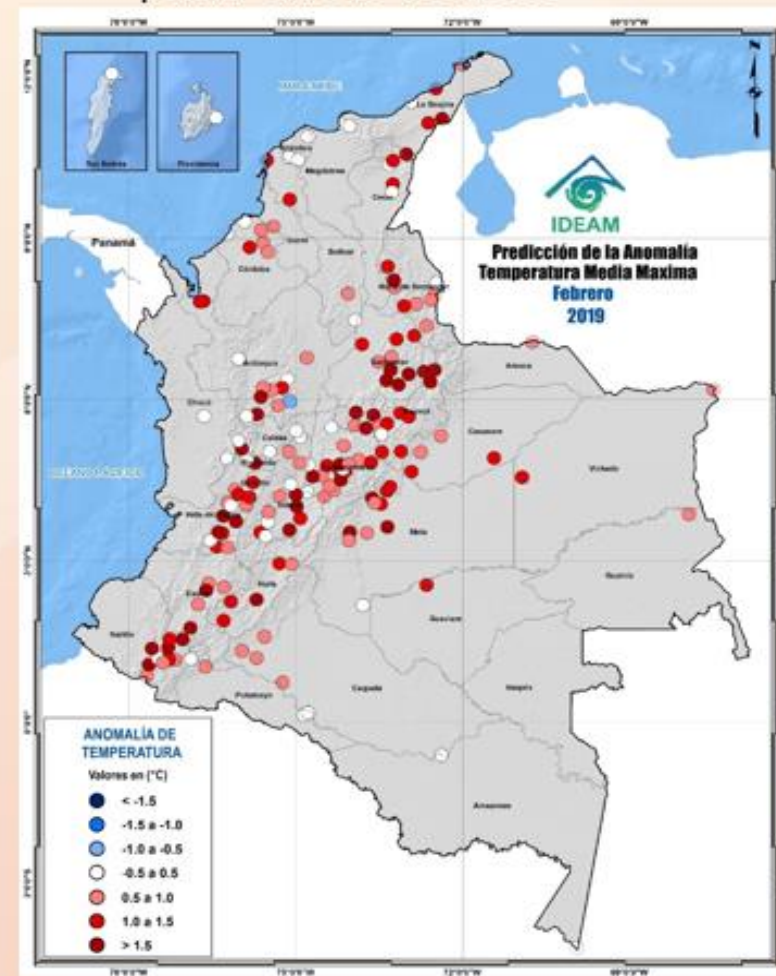


PREDICCIÓN PARA LA ANOMALÍA DE LA TEMPERATURA MÁXIMA MENSUAL

Predicción de temperatura máxima
para Enero de 2019



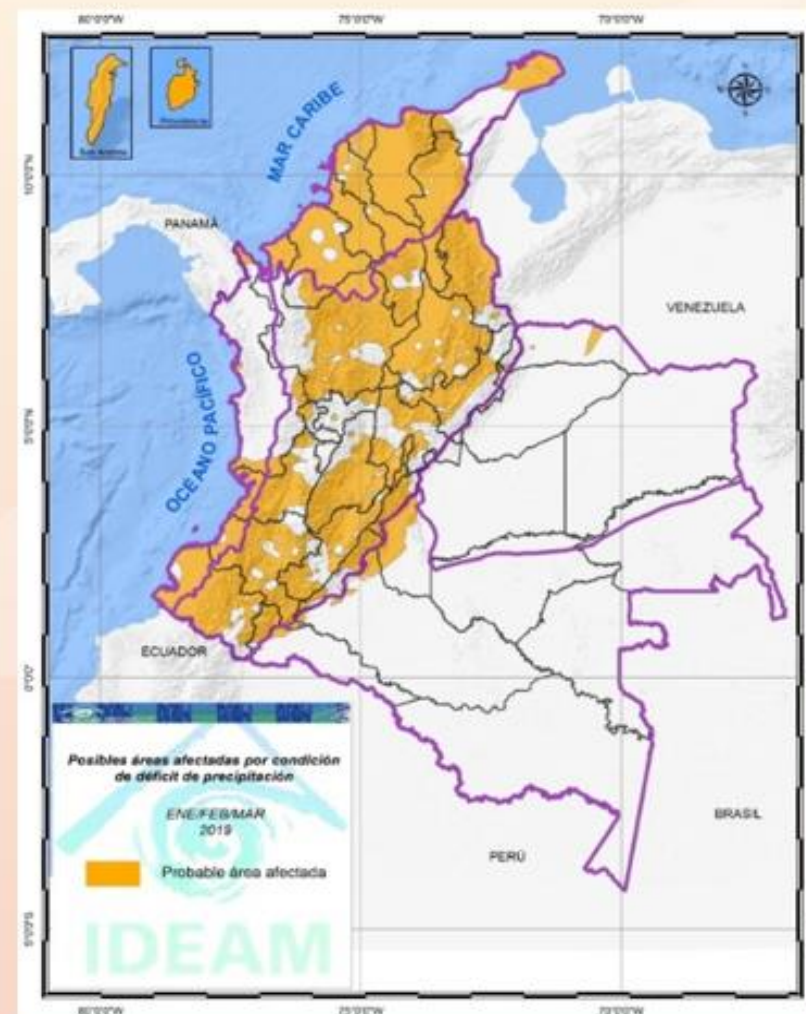
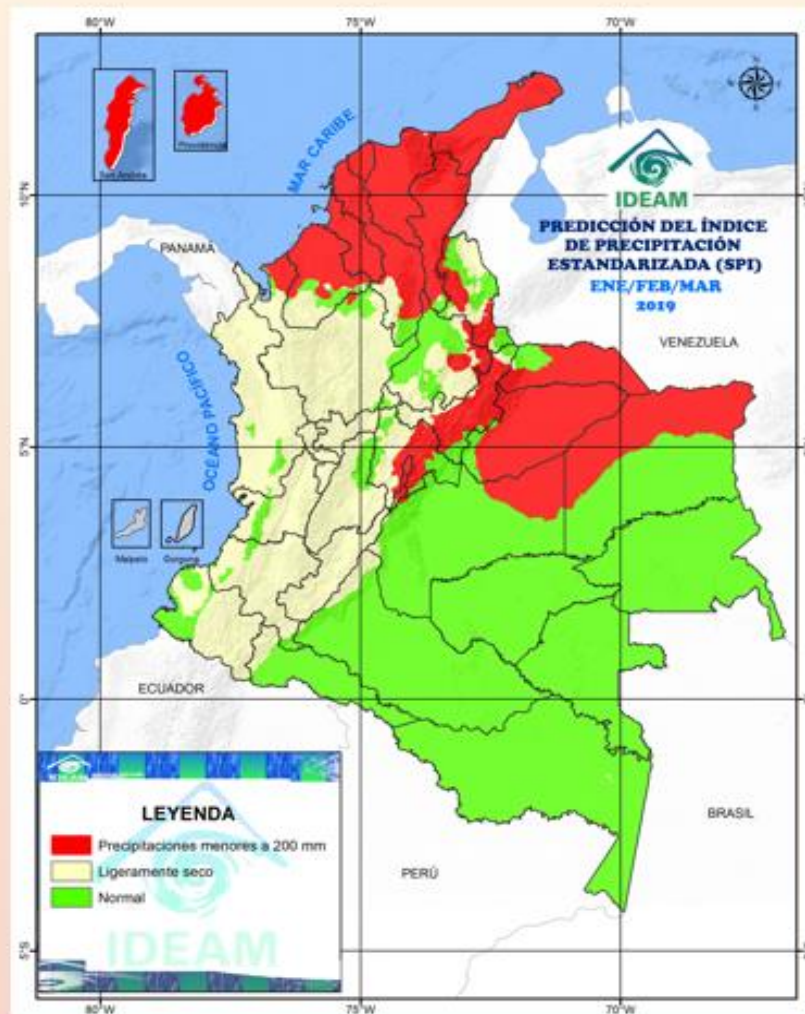
Predicción de temperatura máxima
para Febrero de 2019



PRONÓSTICO ESTACIONAL DE LA ANOMALÍA DE PRECIPITACIÓN TRIMESTRAL EFM 2019



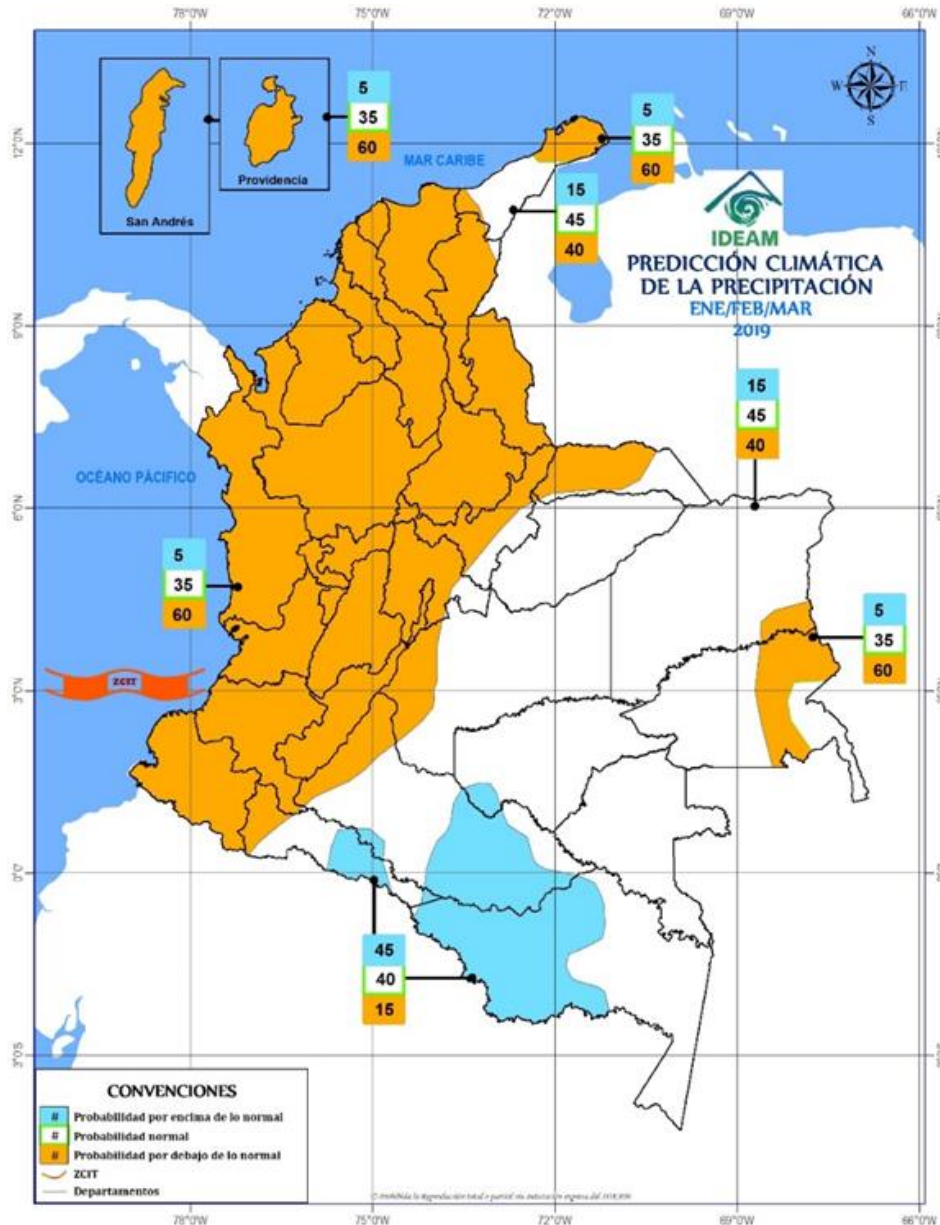
FENÓMENO
DE "EL NIÑO"
2018 - 2019



El ambiente
es de todos

Minambiente

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.

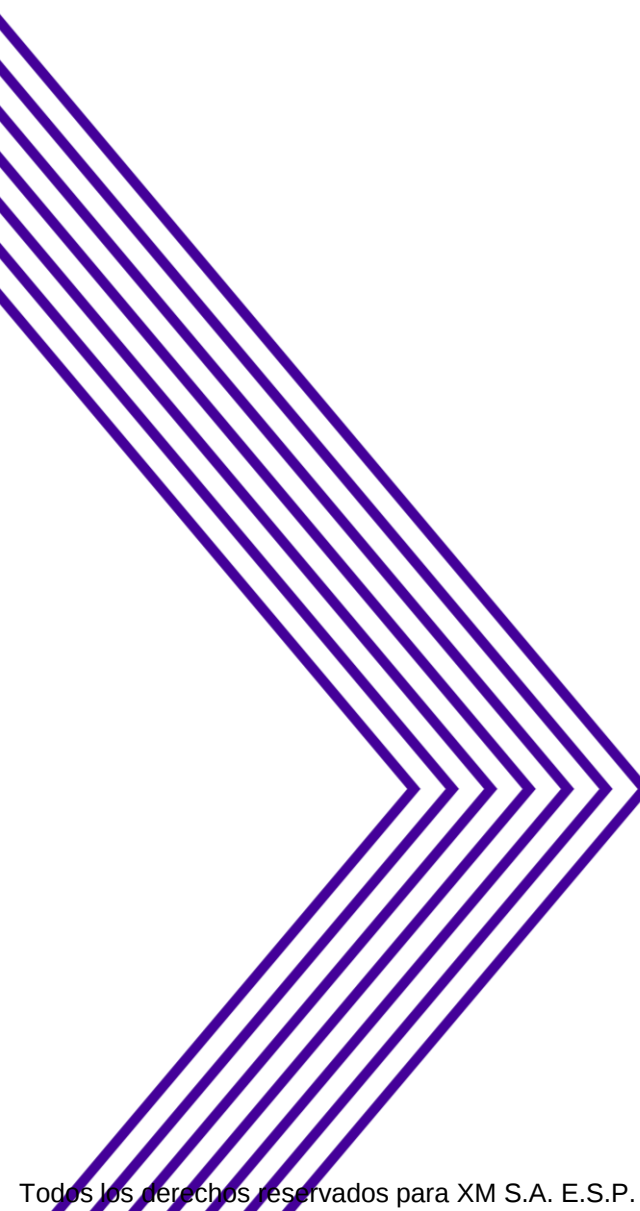
Finalmente, el **centro-sur de la región Pacífica** presentará valores **por debajo de lo normal** pero no de sequía meteorológica debido a que es un lugar que **climatológicamente es húmedo a lo largo de todo el año**, inclusive estacionalmente el nor-oeste del Cauca es cuando se presentan los mayores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

CONCLUSIONES IDEAM:

En términos de predicción climática para la precipitación durante **enero de 2019**, se estima que presente condiciones de precipitación deficitaria en gran parte de las regiones Caribe y Orinoquía. La región Andina presentará una condición similar a las mencionadas regiones, excepto hacia el eje cafetero y oriente de Valle, donde las precipitaciones se estiman entre normal y ligeramente por debajo con respecto a los promedios climatológicos.

El modelo determinístico del IDEAM estima que precipitaría máximo el 25% (reducciones del 75%) con respecto a la climatología de referencia (100%) en las regiones Caribe y Orinoquía y alrededor del 60% (reducciones del 40%) sobre la región Andina. En la Región Pacífica se prevén lluvias dentro de lo normal y ligeramente excesivas al oeste de Nariño mientras que, en la Amazonía se esperan precipitaciones por debajo de lo normal especialmente en su franja sur.

Con respecto al trimestre consolidado **enero-febrero-marzo** (EFM) y en términos de precipitación, se prevén precipitaciones por debajo de lo normal en gran parte de las regiones Caribe, Andina y Pacífica. En la Orinoquia, se esperan volúmenes de precipitación cercanos a los promedios climatológicos, lo que se traduce en precipitaciones escasas, propio de la época del año. Para la Amazonía se estiman precipitaciones dentro de lo normal excepto en su zona centro-sur donde se esperan lluvias por encima de los promedios climatológicos.



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 (%)
2019-02-6	Agregado SIN	Colombia	94.93	69.11	72.8%	-27.2%	100.0%
2019-02-6	Nare	Antioquia	11.65	7.30	62.7%	-37.3%	10.6%
2019-02-6	Grande	Antioquia	7.52	4.92	65.4%	-34.6%	7.1%
2019-02-6	El Quimbo	Centro	6.24	7.53	120.7%	20.7%	10.9%
2019-02-6	Sogamoso	Centro	6.23	4.25	68.2%	-31.8%	6.1%
2019-02-6	A. San Lorenzo	Antioquia	4.97	2.91	58.6%	-41.4%	4.2%
2019-02-6	Guavio	Oriente	4.65	2.64	56.8%	-43.2%	3.8%
2019-02-6	Otros Rios (Estimados)	Rios Estimados	4.42	3.35	75.8%	-24.2%	4.8%
2019-02-6	Alto Anchicayá	Valle	4.02	3.45	85.8%	-14.2%	5.0%
2019-02-6	Miel I	Antioquia	3.91	4.44	113.6%	13.6%	6.4%
2019-02-6	Carlos Lleras	Antioquia	3.70	2.49	67.3%	-32.7%	3.6%
2019-02-6	Porce II CP	Antioquia	3.61	2.23	61.8%	-38.2%	3.2%
2019-02-6	Guadalupe	Antioquia	3.55	2.62	73.8%	-26.2%	3.8%
2019-02-6	Guatapé	Antioquia	3.51	3.39	96.6%	-3.4%	4.9%
2019-02-6	Cauca Salvajina	Valle	3.34	1.17	35.0%	-65.0%	1.7%
2019-02-6	Bogotá N.R.	Centro	3.27	4.35	133.0%	33.0%	6.3%
2019-02-6	Bata	Oriente	2.33	1.18	50.6%	-49.4%	1.7%
2019-02-6	Betania CP	Centro	2.05	1.80	87.8%	-12.2%	2.6%
2019-02-6	San Carlos	Antioquia	1.96	1.42	72.4%	-27.6%	2.1%
2019-02-6	Desv. EEPPI (NEC,PAJ,DO)	Antioquia	1.94	1.30	67.0%	-33.0%	1.9%
2019-02-6	Desv. Guarino	Antioquia	1.59	0.39	24.5%	-75.5%	0.6%
2019-02-6	Amoyá	Centro	1.59	0.83	52.2%	-47.8%	1.2%
2019-02-6	Sinú Urrá	Caribe	1.38	0.68	49.3%	-50.7%	1.0%
2019-02-6	Chuza	Oriente	1.35	0.52	38.5%	-61.5%	0.8%
2019-02-6	Concepción	Antioquia	1.33	0.95	71.4%	-28.6%	1.4%
2019-02-6	Porce III	Antioquia	1.26	0.81	64.3%	-35.7%	1.2%
2019-02-6	Tenche	Antioquia	0.82	0.67	81.7%	-18.3%	1.0%
2019-02-6	Prado	Centro	0.61	0.49	80.3%	-19.7%	0.7%
2019-02-6	Desv. Manso	Antioquia	0.49	0.12	24.5%	-75.5%	0.2%
2019-02-6	Cucuana	Centro	0.46	0.23	50.0%	-50.0%	0.3%
2019-02-6	Calima	Valle	0.42	0.22	52.4%	-47.6%	0.3%
2019-02-6	Digua	Valle	0.29	0.20	69.0%	-31.0%	0.3%
2019-02-6	Desv. San Marcos	Centro	0.17	0.10	58.8%	-41.2%	0.1%
2019-02-6	Blanco	Oriente	0.15	0.00	0.0%	-100.0%	0.0%
2019-02-6	Florida II	Valle	0.15	0.16	106.7%	6.7%	0.2%

Información hasta el: 2019-02-06

Información actualizada el: 2019-02-07

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%

