



INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-020

Jueves, 7 de junio de 2018



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

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

**Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM - CND – 020
Jueves 07 de junio de 2018**



Contenido



- | | | |
|---|---------------------|---|
| 1 | Situación Operativa | Indicadores de Operación |
| 2 | Variables en el SIN | Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN |
| 3 | Panorama Energético | Análisis energético |
| 4 | Varios | Medidas de CAOP para elecciones presidenciales
Cálculo factores de pérdida Resolución CREG 015 de 2018 |



1. Situación Operativa

Indicadores de Operación



Indicadores de Operación

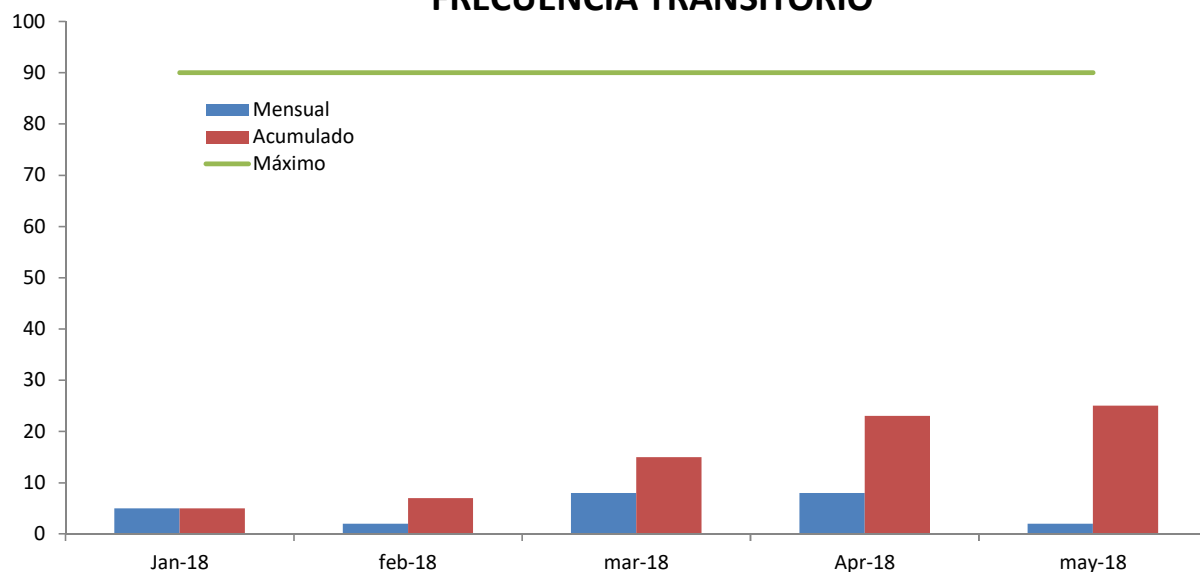


una empresa ISA

Eventos transitorios de frecuencia



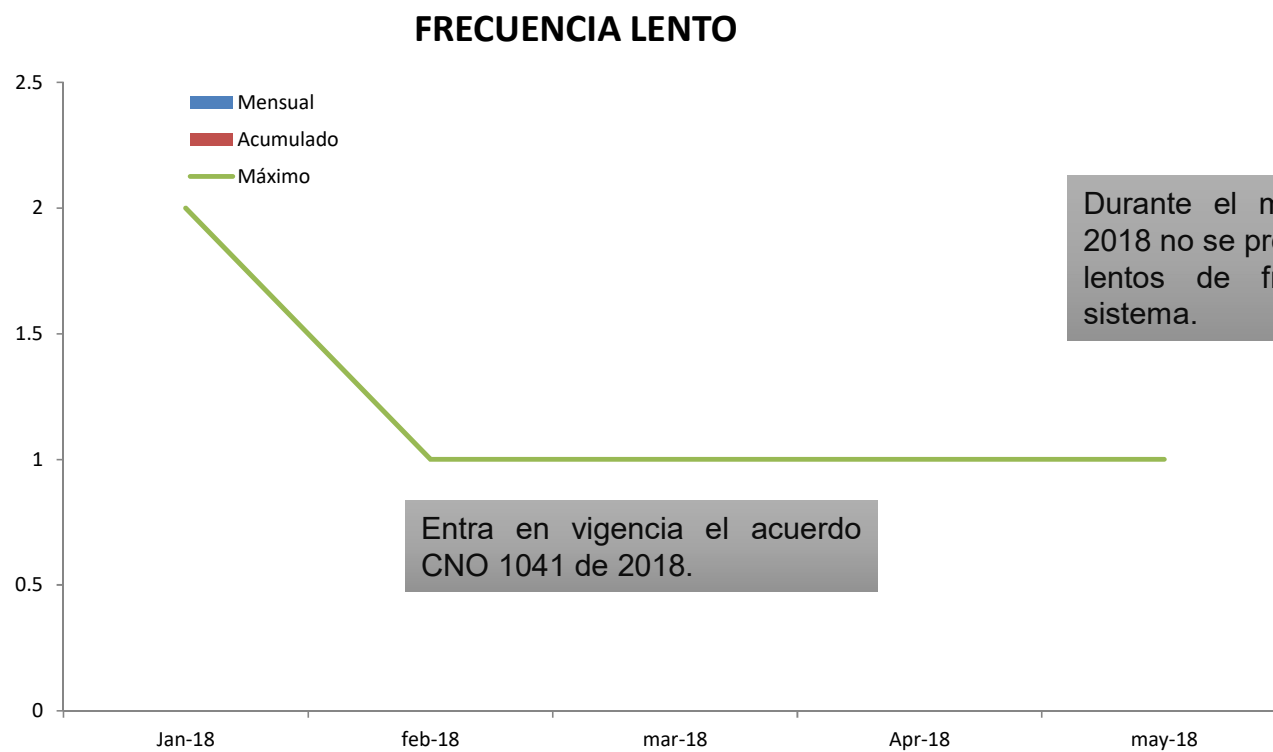
FRECUENCIA TRANSITORIO



Durante el mes de mayo de 2018 se presentaron 2 eventos de frecuencia transitorios, sin actuación del EDAC.

Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
02/05/2018 19:15	2	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad de generación GECELCA 3.2 con 190 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz El activo se encuentra en pruebas iniciales.
16/05/2018 16:10	3	59.77	Transitorio	Disparo de la unidad 03 de Sogamoso con 150 MW aproximadamente. La frecuencia alcanza un valor de 59.77 HZ. El agente no reporta causa.

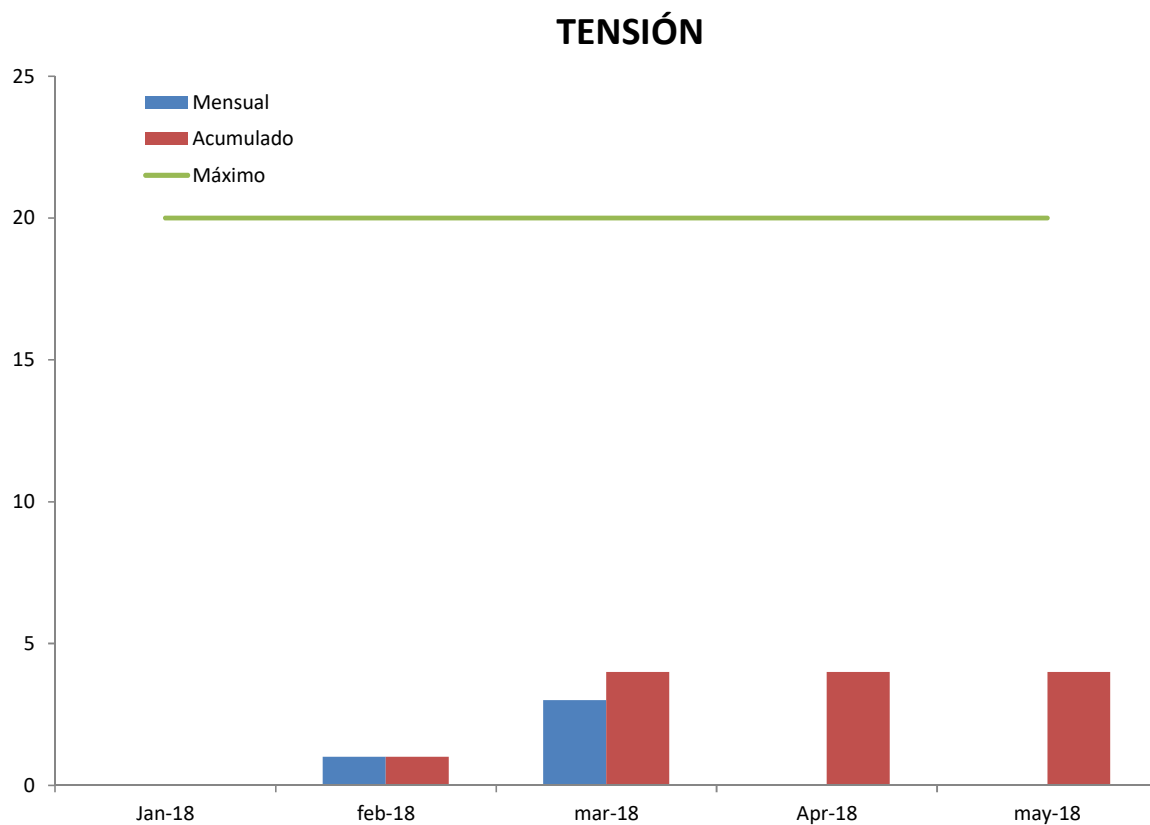
Variaciones de frecuencia lentas



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

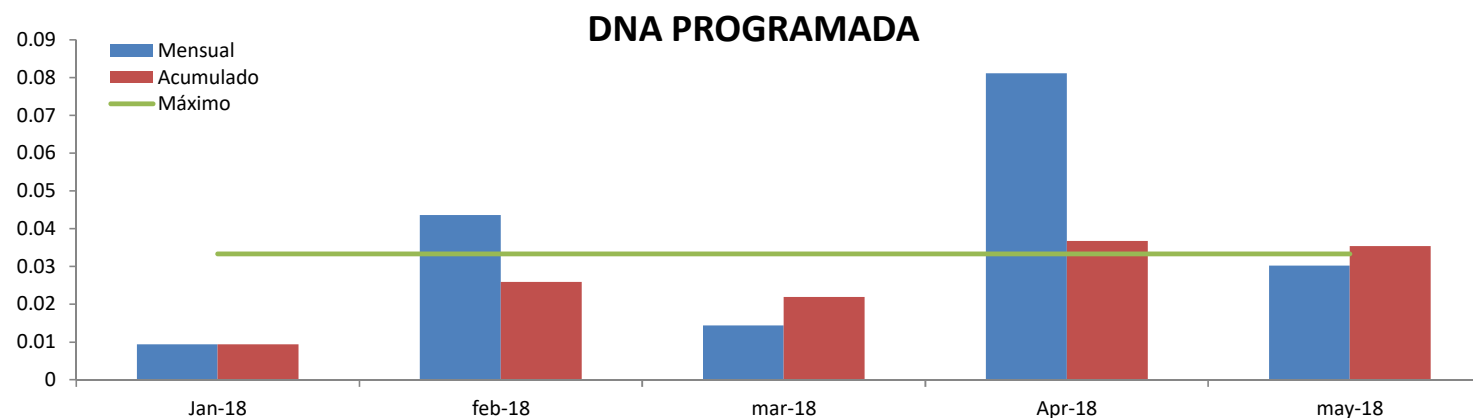
Entra en vigencia el acuerdo CNO 1041 de 2018.

Eventos de tensión fuera de rango



Durante el mes de mayo de 2018 no se presentaron eventos de tensión en el sistema.

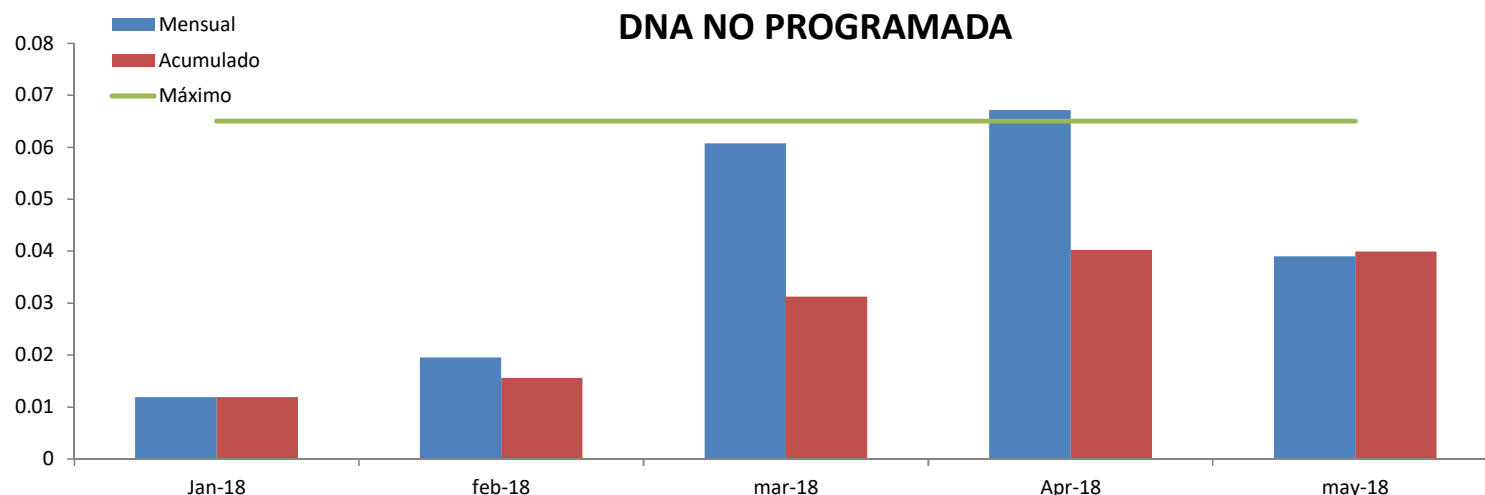
Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 1,72 GWh en el mes de mayo de 2018. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
11/05/2018 0:00	491.66	Continúa indisponibilidad del circuito BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV. El agente reporta atentado y derribada la torre 283.
06/05/2018 5:30	300.85	Trabajos de la consignación nacional C0141769 sobre el activo CERROMATOSO CHINÚ 1 500 KV.
12/05/2018 0:00	287.34	Continúa indisponibilidad del circuito BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV. El agente reporta atentado y derribada la torre 283.
13/05/2018 0:00	166.13	Continúa indisponibilidad del circuito BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV. El agente reporta atentado y derribada la torre 283.

Porcentaje de DNA No Programada

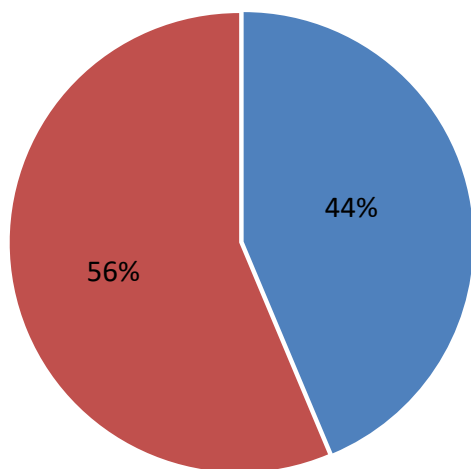


Por causas no programadas se dejaron de atender 2.21 GWh en el mes de mayo de 2018. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
10/05/2018 0:00	491.66	Continúa indisponibilidad del circuito BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV. El agente reporta atentado y derribada la torre 283.
09/05/2018 15:58	248.5	Disparo de la Bahía del transformador 3 en Malambo 115 kV. El agente reporta falla en el transformador.
21/05/2018 0:00	150.5	Continúa indisponibilidad del activo BT MAICAO 1 25 MVA 110 kV. El agente reporta falla en bajante a nivel de 13.8 kV.
10/05/2018 0:00	114.3	Continúa indisponible la Bahía del transformador 3 en Malambo 115 kV. El agente reporta falla en el transformador.

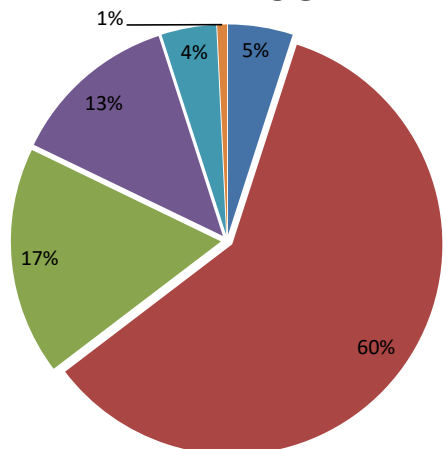
Demanda No Atendida

% DNA



■ % PROGRAMADA ■ % NO PROGRAMADA

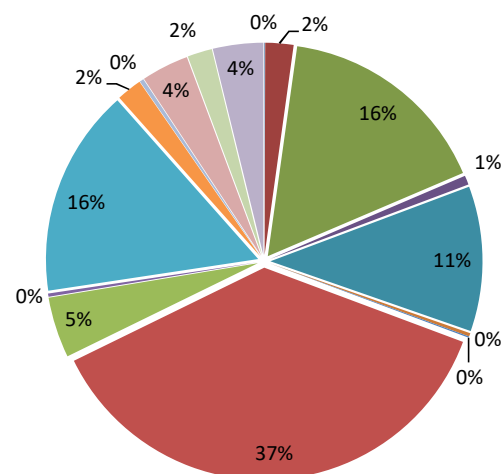
DEMANDA PROGRAMADA



■ SubArea Bolivar ■ SubArea Cauca-Narino
 ■ SubArea Cordoba_Sucre ■ SubArea GCM
 ■ SubArea Norte de Santander ■ SubArea Santander

Subárea	Mes (MWh)
SubArea Bolivar	85.46
SubArea Cauca-Narino	1024.43
SubArea Cordoba_Sucre	300.85
SubArea GCM	220.98
SubArea Norte de Santander	72.54
SubArea Santander	12.74

DEMANDA NO PROGRAMADA



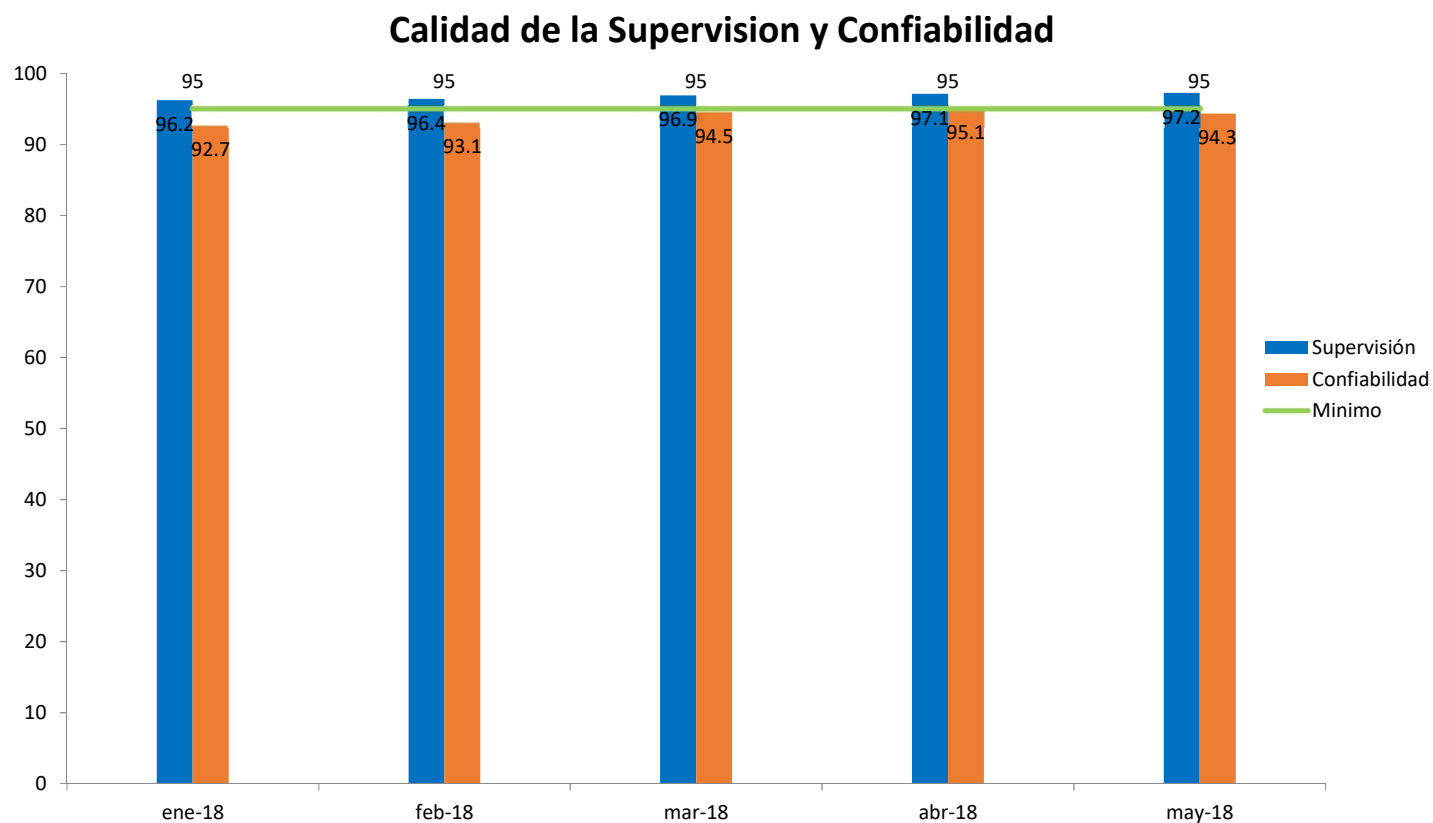
■ SubArea Antioquia
 ■ SubArea Arauca
 ■ SubArea Atlántico
 ■ SubArea Bogota
 ■ SubArea Bolivar
 ■ SubArea Boyaca-Casanare
 ■ SubArea Caqueta
 ■ SubArea Cauca-Narino
 ■ SubArea Cordoba_Sucre
 ■ SubArea CQ
 ■ SubArea GCM
 ■ SubArea Huila-Tolima
 ■ SubArea Norte de Santander
 ■ SubArea Putumayo
 ■ SubArea Santander
 ■ SubArea Valle

Subarea	Mes (MWh)
SubArea Antioquia	1.11
SubArea Arauca	47.7
SubArea Atlántico	362.8
SubArea Bogota	15.7
SubArea Bolivar	244.82
SubArea Boyaca-Casanare	5.57
SubArea Caqueta	2.09
SubArea Cauca-Narino	821.08

Subarea	Mes (MWh)
SubArea Cordoba_Sucre	102.82
SubArea CQ	4.99
SubArea GCM	350.4
SubArea Huila-Tolima	42.49
SubArea Norte de Santander	6.93
SubArea Putumayo	80.02
SubArea Santander	41.76
SubArea Valle	84.66

El total de demanda no atendida en mayo de 2018 fue 3.93 GWh.

Indicador de Calidad de la Supervisión



Indicador de Calidad de la Supervisión



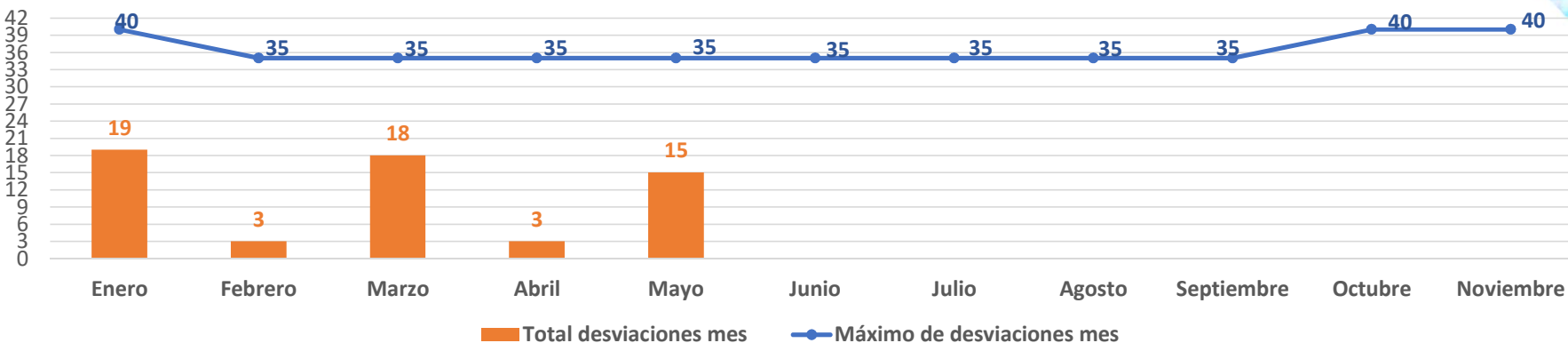
AGENTE	%Sup.	%Conf.
CELSIA S.A E.S.P.	100	33.3
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	100	89.1
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	97	87.2
CODENSA S.A. E.S.P.	97.2	91.1
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	92.7	91.1
DISTASA S.A. E.S.P.	100	80
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P	94.2	91.9
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	83.3	81.7
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.2	91.4
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	92.7	87.8
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100	80
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	30.8	23.1
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	85.7	85.7
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	85.7	28.6
TERMOCANDELARIA S.C.A. - E.S.P.	100.0	83.3
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	57.1	57.1

Los agentes que a la fecha han emitido un plan de acción son :

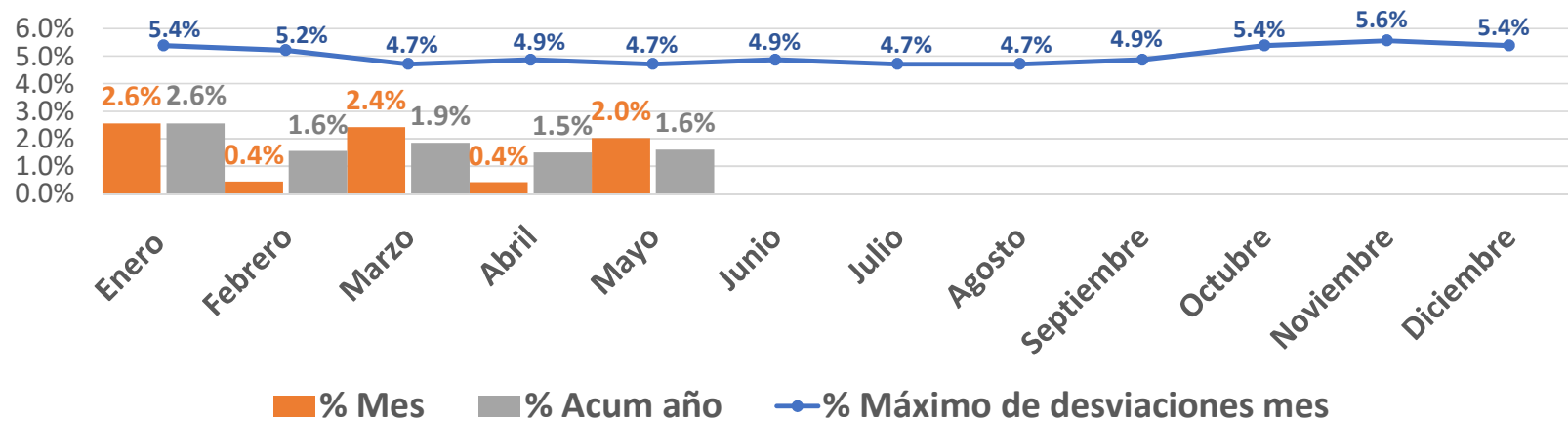
- DISTASA S.A. E.S.P
- EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.
- ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
- EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.
- CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
- EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.
- EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.
- CODENSA S.A E.S.P
- INGENIO MAYAGUEZ S.A.
- COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.
- CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
- ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P

Indicador de calidad del pronóstico oficial Mayo 2018

Número de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



Porcentaje de desviaciones por mes y acumulado



Indicador de calidad del pronóstico oficial Mayo 2018





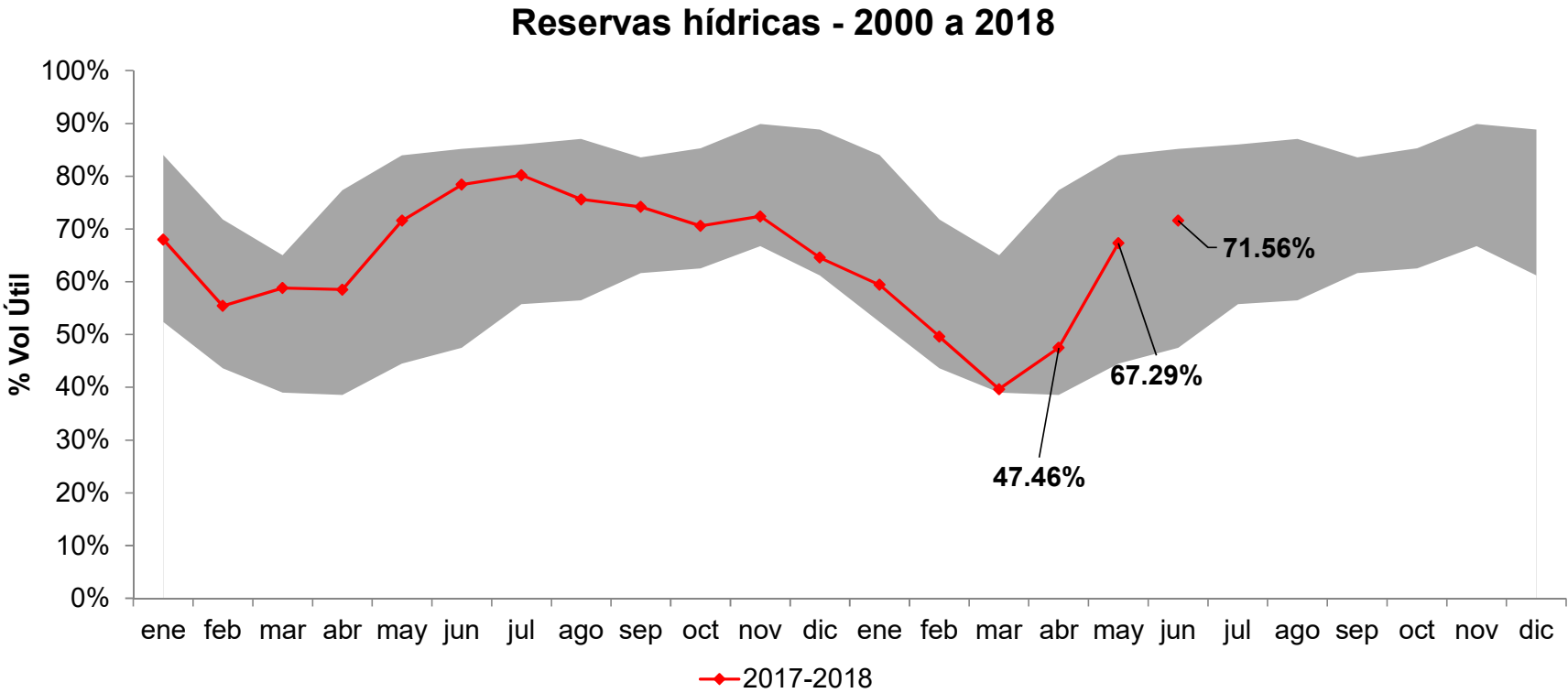
2. Variables del SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN (con análisis regional)





Evolución reservas del SIN corte al 05 de junio

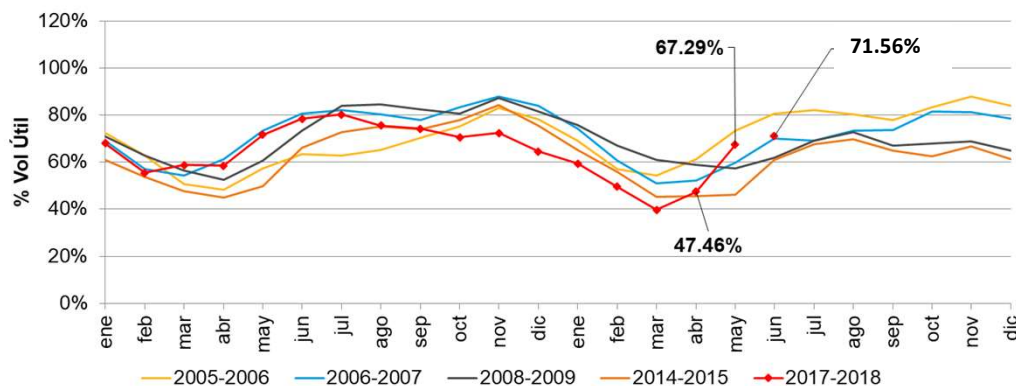


Información hasta el: 2018-06-06
Información actualizada el: 2018-06-07

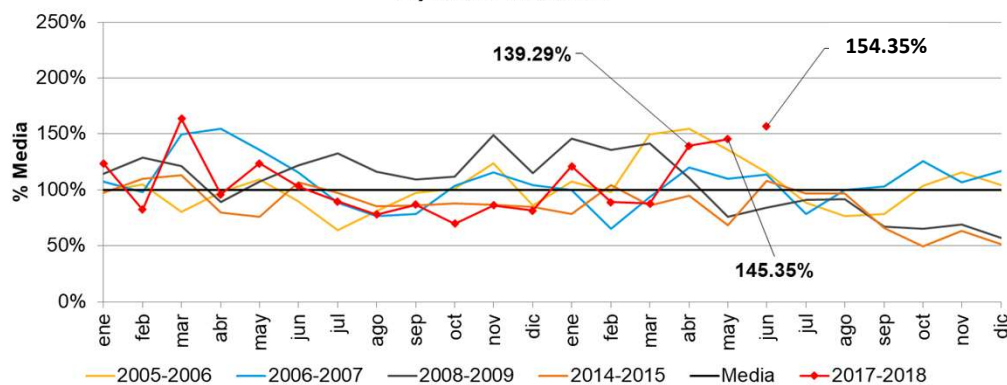
Hidrología del SIN



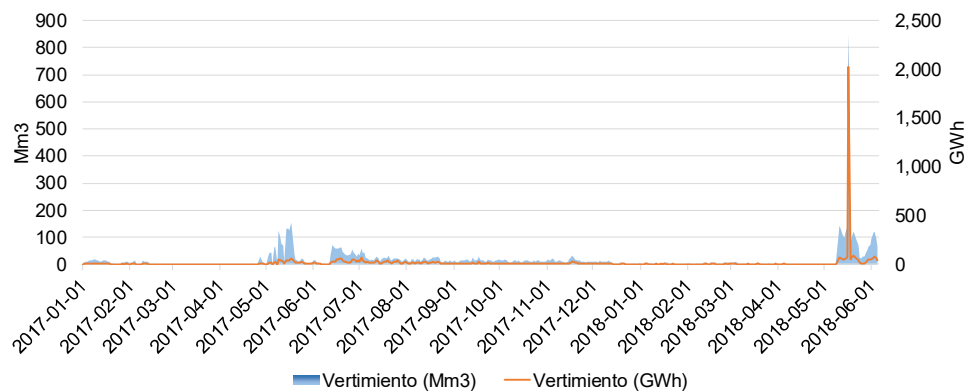
Reservas hídricas



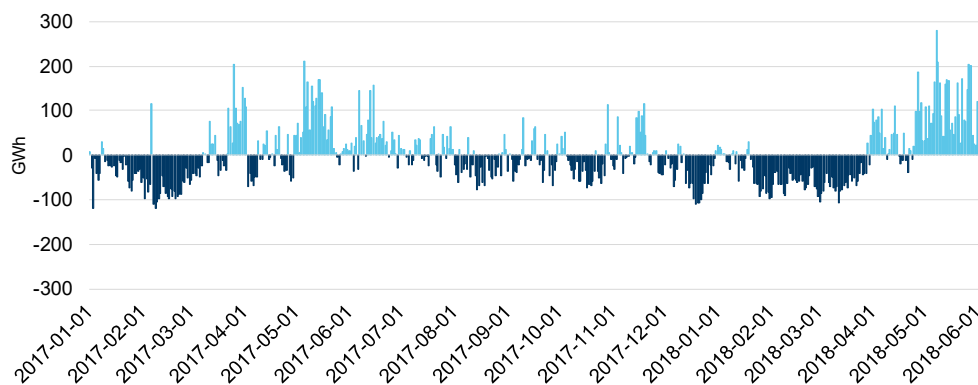
Aportes hídricos



Vertimientos



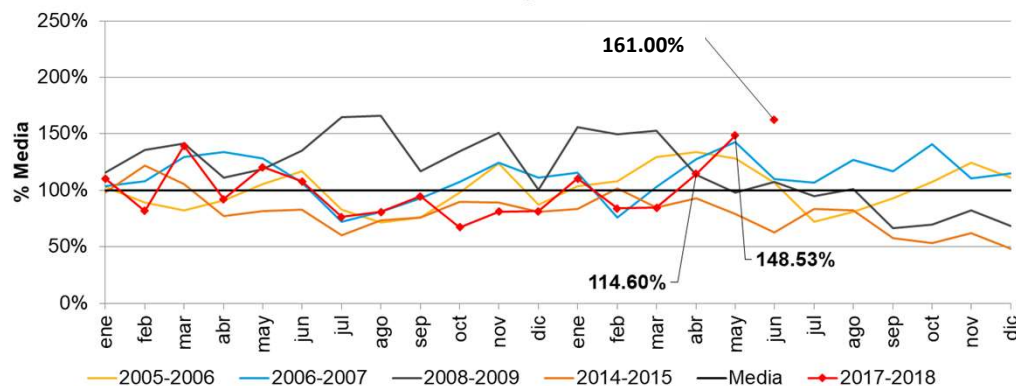
Tasa de embalsamiento



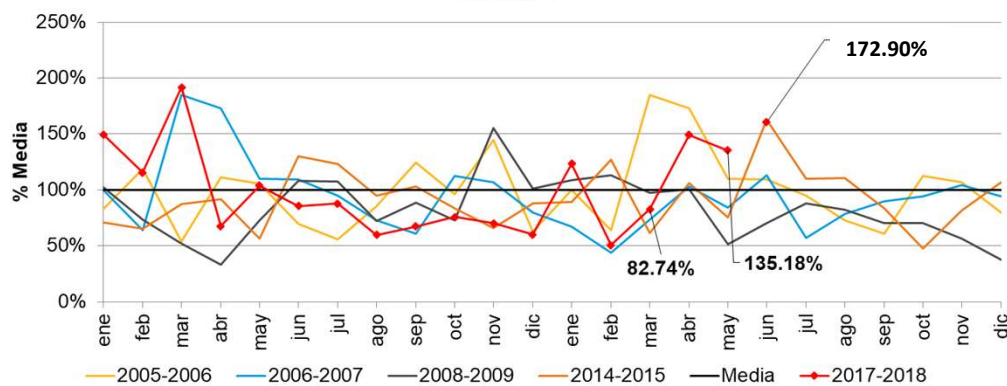
Aportes por regiones



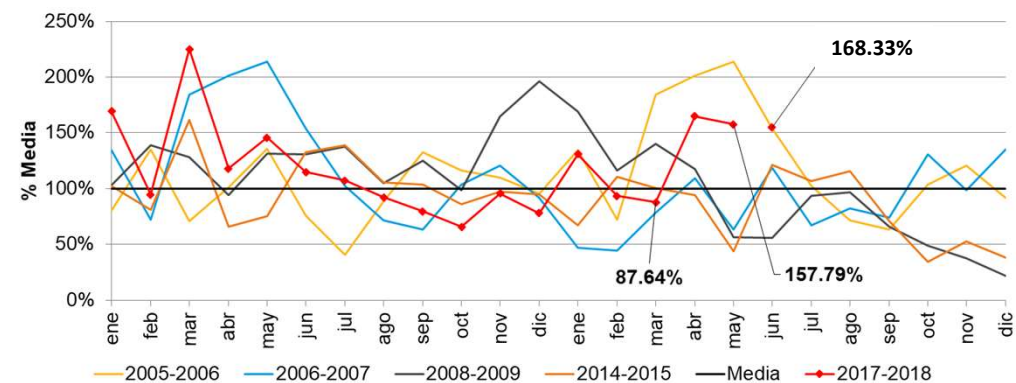
Antioquia



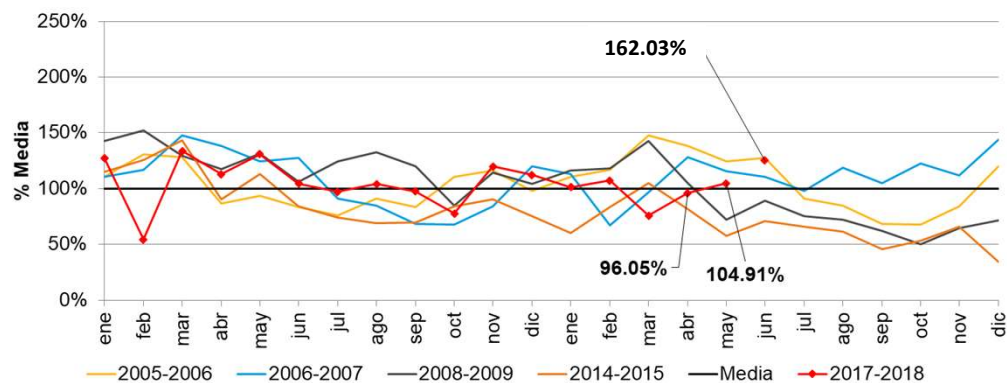
Oriente



Centro



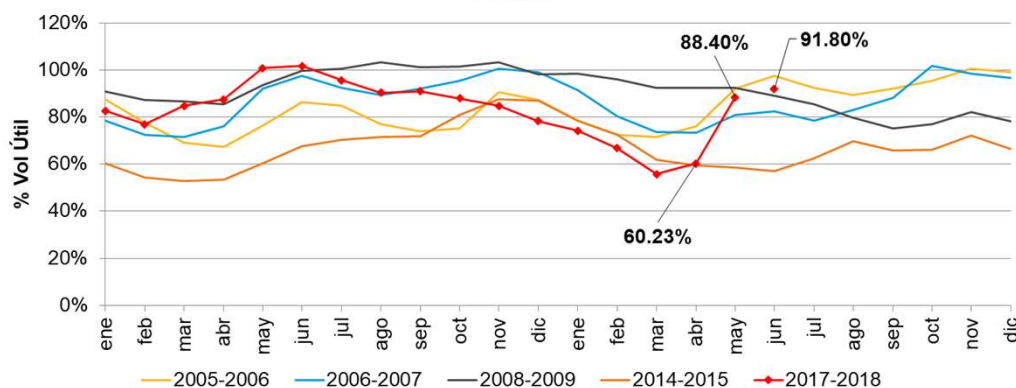
Valle



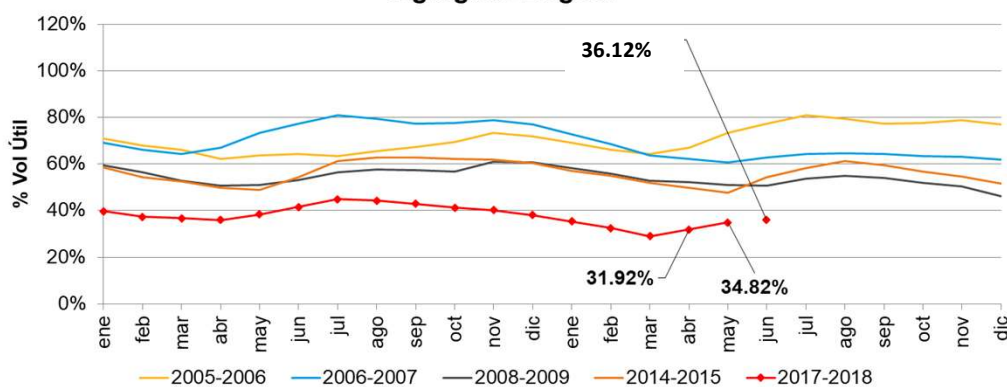
Evolución de principales embalses



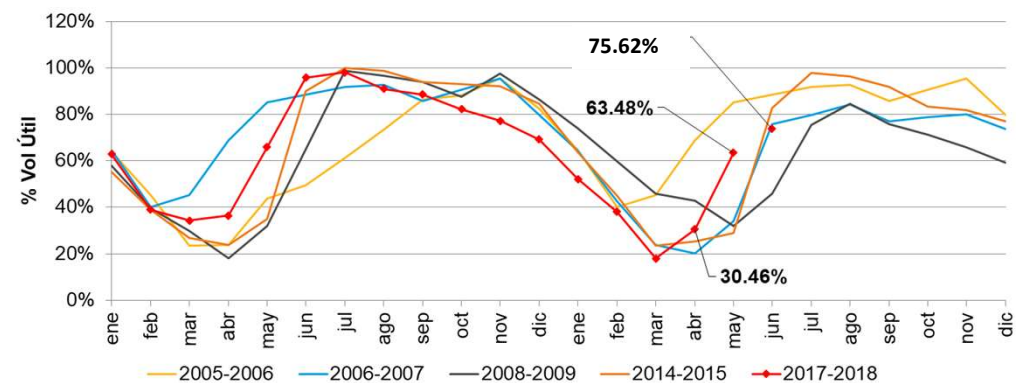
Peñol



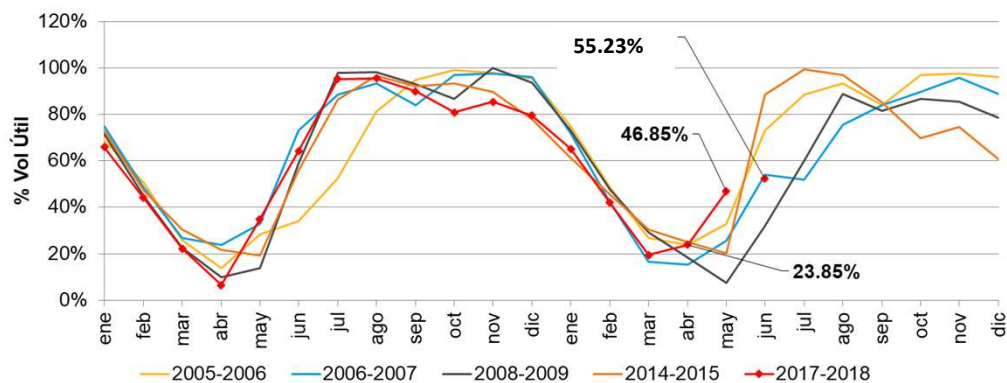
Agregado Bogotá



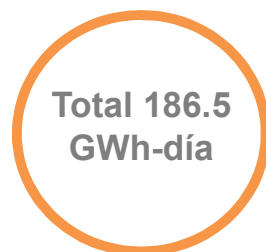
Guavio



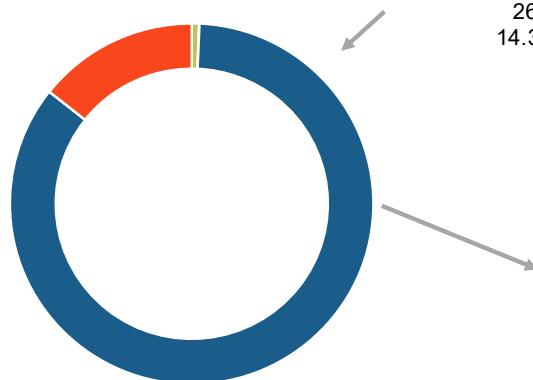
Esmeralda - Chivor



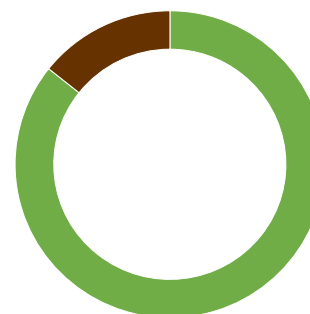
Generación promedio diaria en GWh-día corte al 31 de mayo



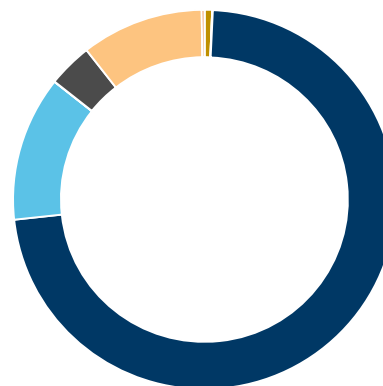
- Biomasa, 1.2, 0.64%
- Eolica, 0.1, 0.05%
- Hidraulica, 158.5, 84.97%
- Solar, 0.0, 0.02%
- Combustible fosil, 26.7, 14.32%



- Renewable
159.8
85.68%
- No
renovable
26.7
14.32%



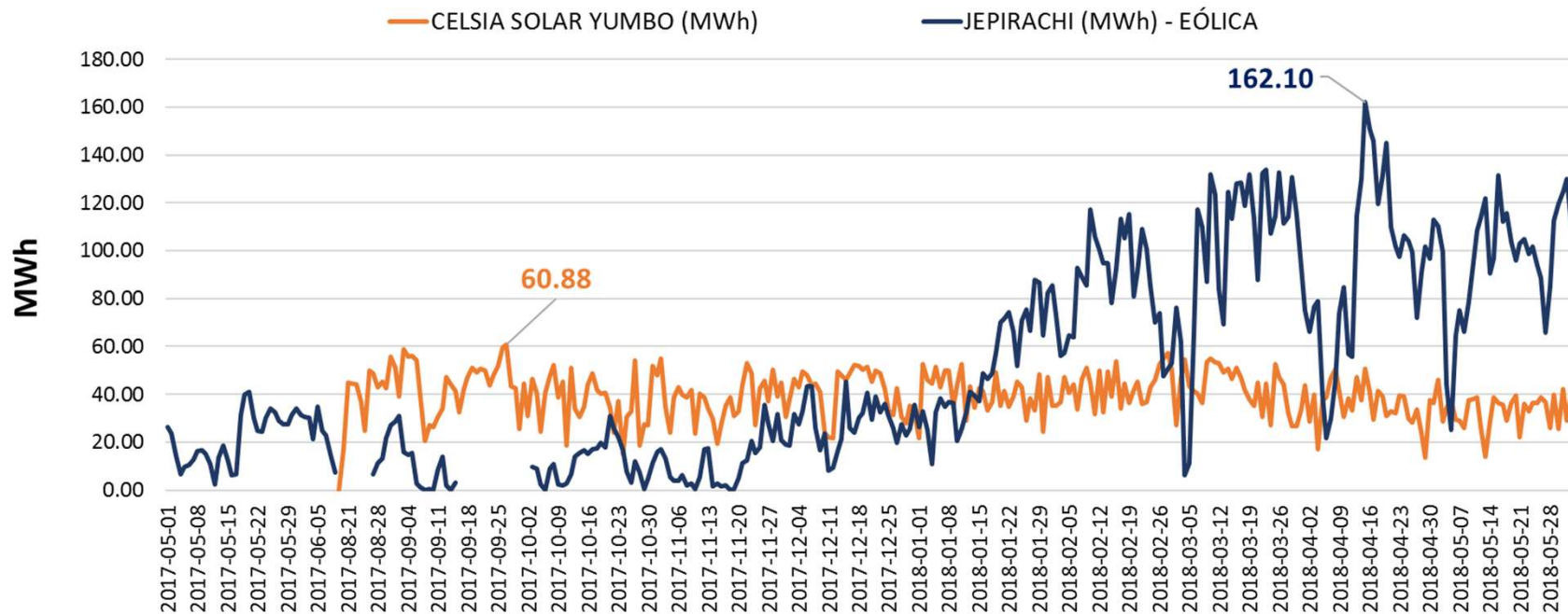
- Bagazo, 1.2, 0.64%
- Biogas, 0.0, 0.00%
- Eolica, 0.1, 0.05%
- Embalse, 135.4, 72.60%
- Filo de agua, 23.1, 12.37%
- Fotovoltaica, 0.0, 0.02%
- Carbón, 7.0, 3.74%
- Gas, 19.3, 10.34%
- Líquidos, 0.4, 0.24%
- Mezcla, 0.0, 0.00%



La generación por combustible se clasifica según el registro correspondiente al combustible principal de la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 31 de mayo de 2018

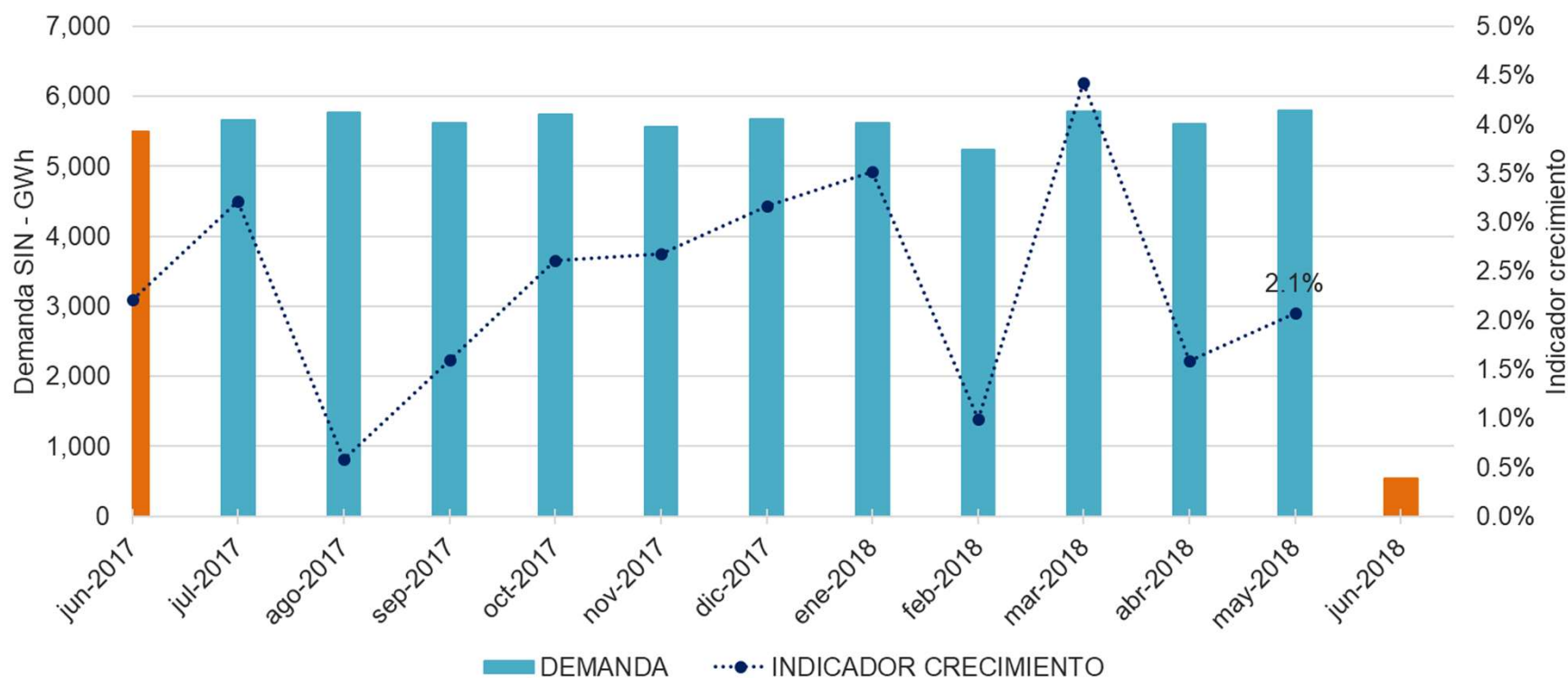


Generación real FERNC

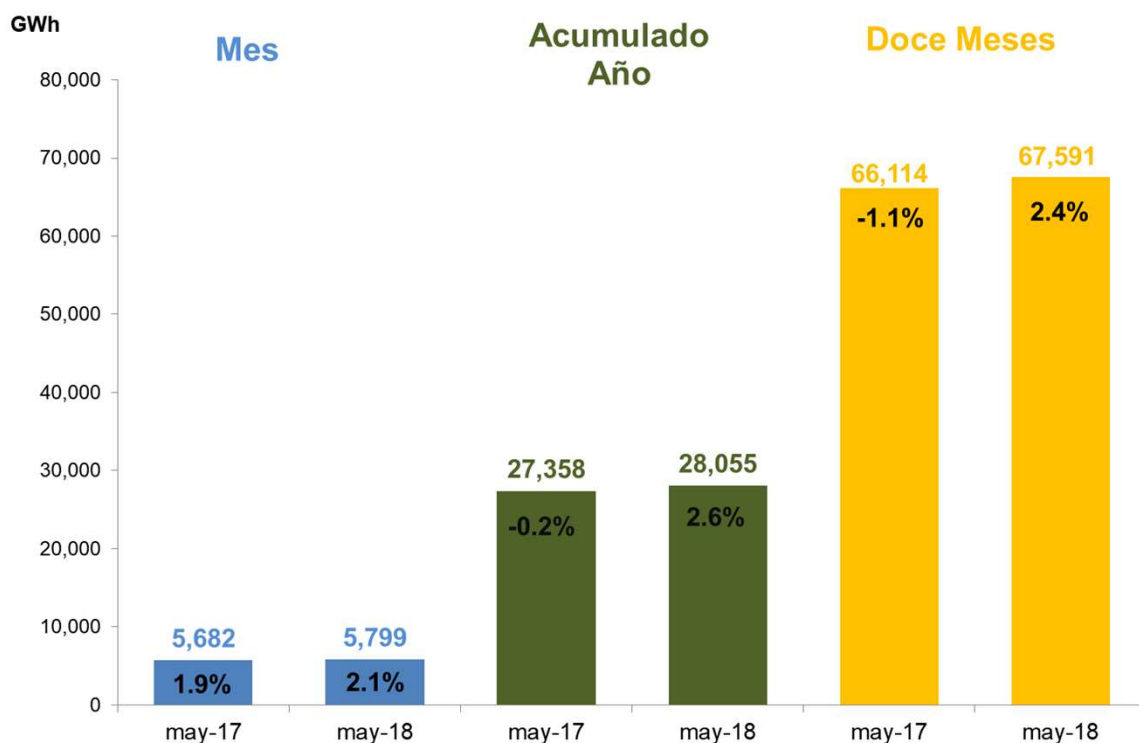


CAPACIDAD EFECTIVA NETA - CEN	
CELSIA SOLAR YUMBO (MW)	JEPIRACHI (MW)
9.8	18.42

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Seguimiento de la demanda del SIN Mayo 2018

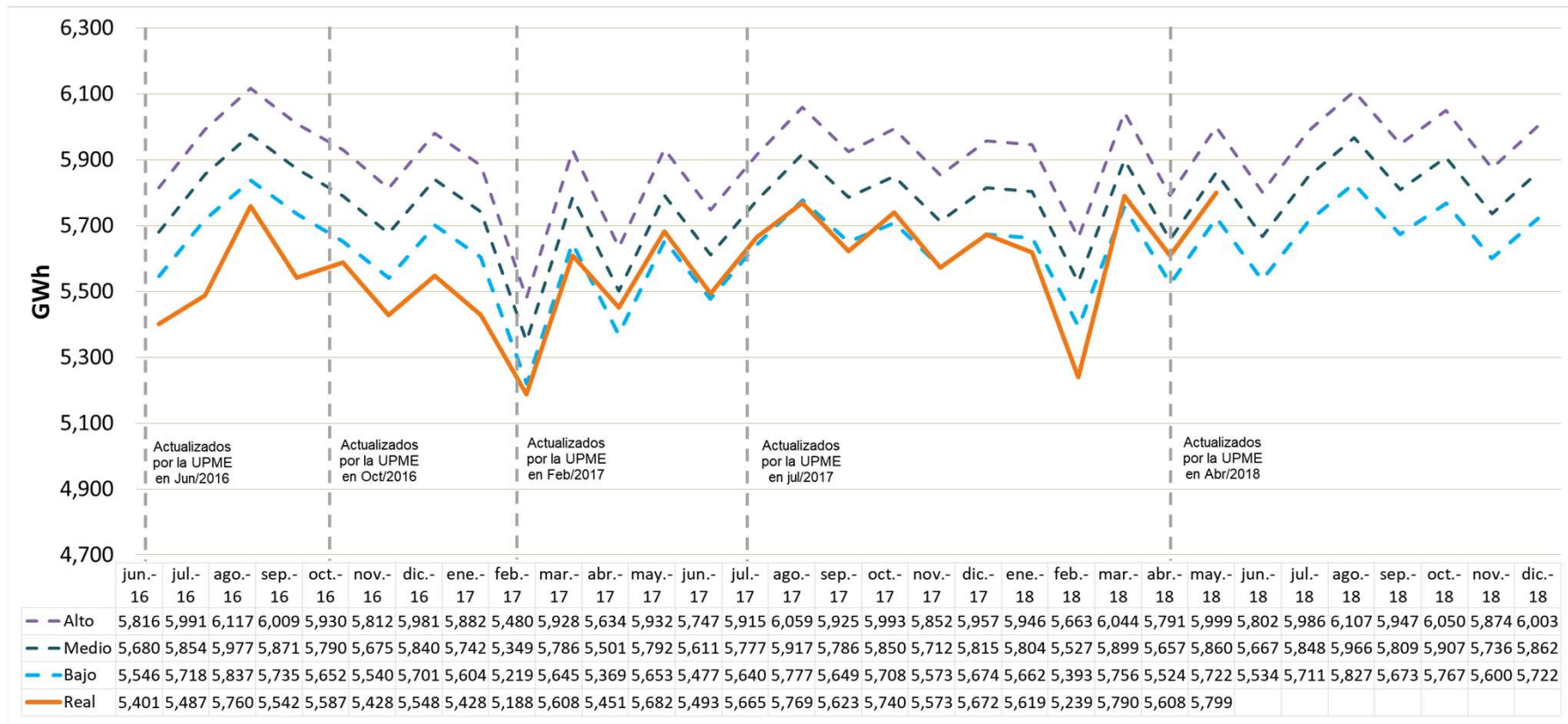


Cálculo de crecimiento demanda

	2017		2018		Crecimiento
	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	Demanda GWh	
Comerciales	3,985.8	21	189.8	4,063.4	1.9%
Sábados	724.3	4	181.1	741.0	2.3%
Dom. - Festivos	971.9	6	162.0	994.8	2.4%
Total Mes	5,681.9	31	183.3	5,799.3	2.1%

Seguimiento de la demanda del SIN Vs escenarios UPME

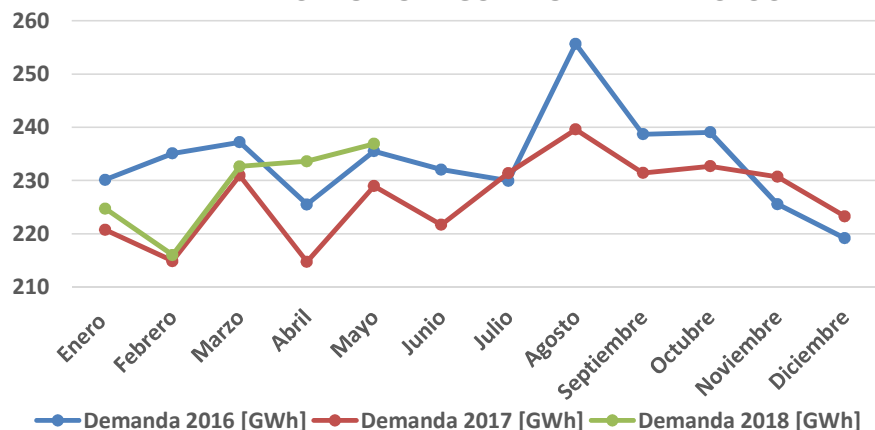
Mayo 2018



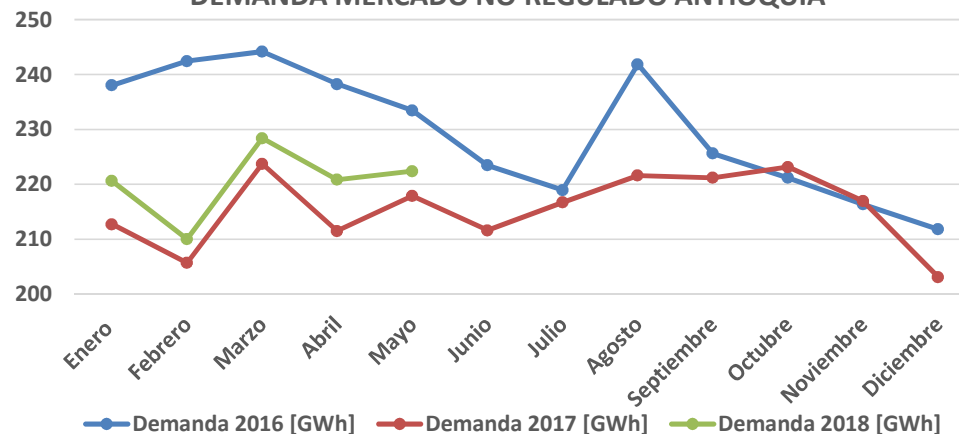
Comportamiento Demanda por Regiones Mercado No Regulado



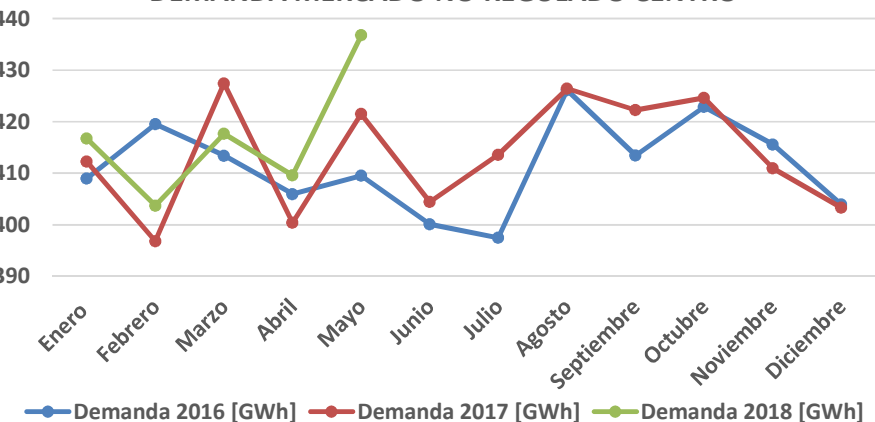
DEMANDA MERCADO NO REGULADO VALLE DEL CAUCA



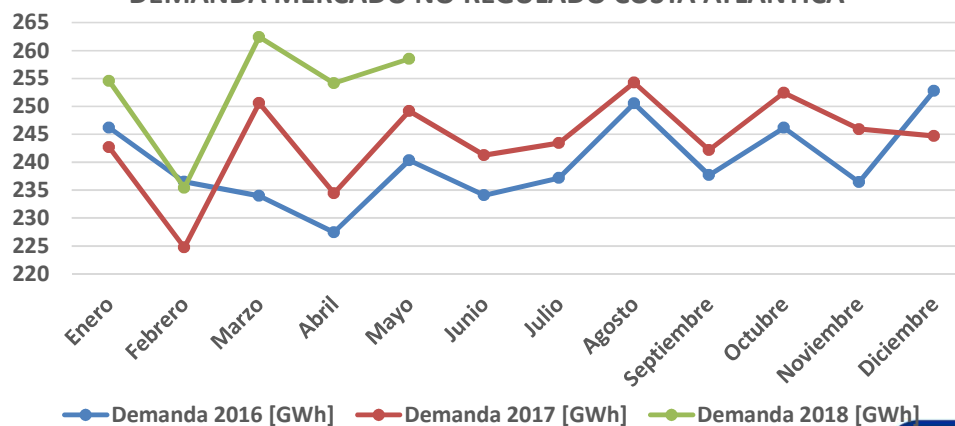
DEMANDA MERCADO NO REGULADO ANTIOQUIA



DEMANDA MERCADO NO REGULADO CENTRO



DEMANDA MERCADO NO REGULADO COSTA ATLÁNTICA

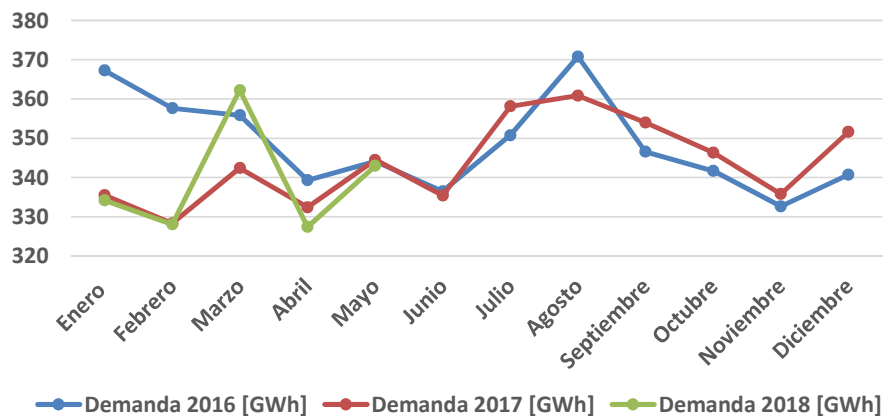


La información para el valor del mes de mayo considero la información disponible el día 6 de junio

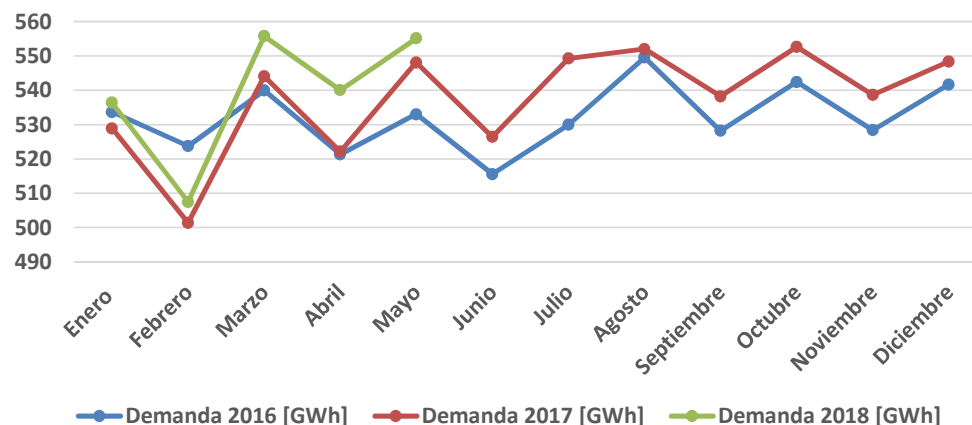
Comportamiento Demanda por Regiones Mercado Regulado



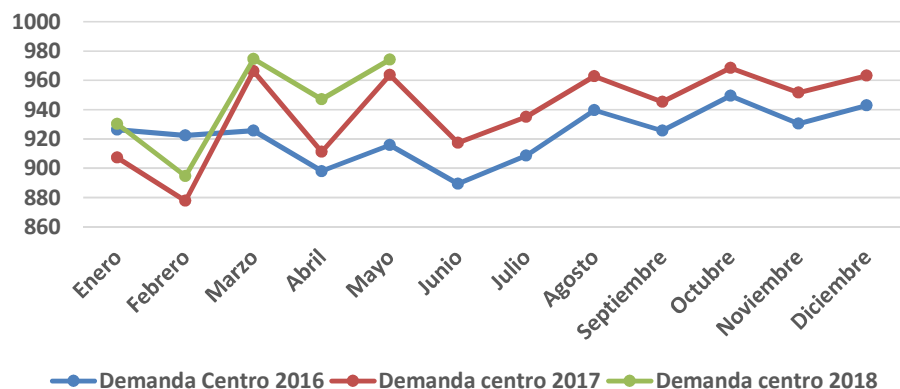
DEMANDA MERCADO REGULADO VALLE DEL CAUCA



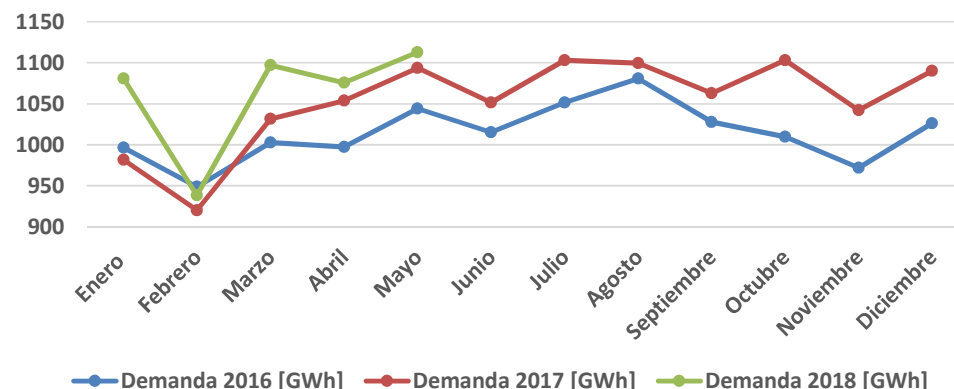
DEMANDA MERCADO REGULADO ANTIOQUIA



DEMANDA MERCADO REGULADO CENTRO

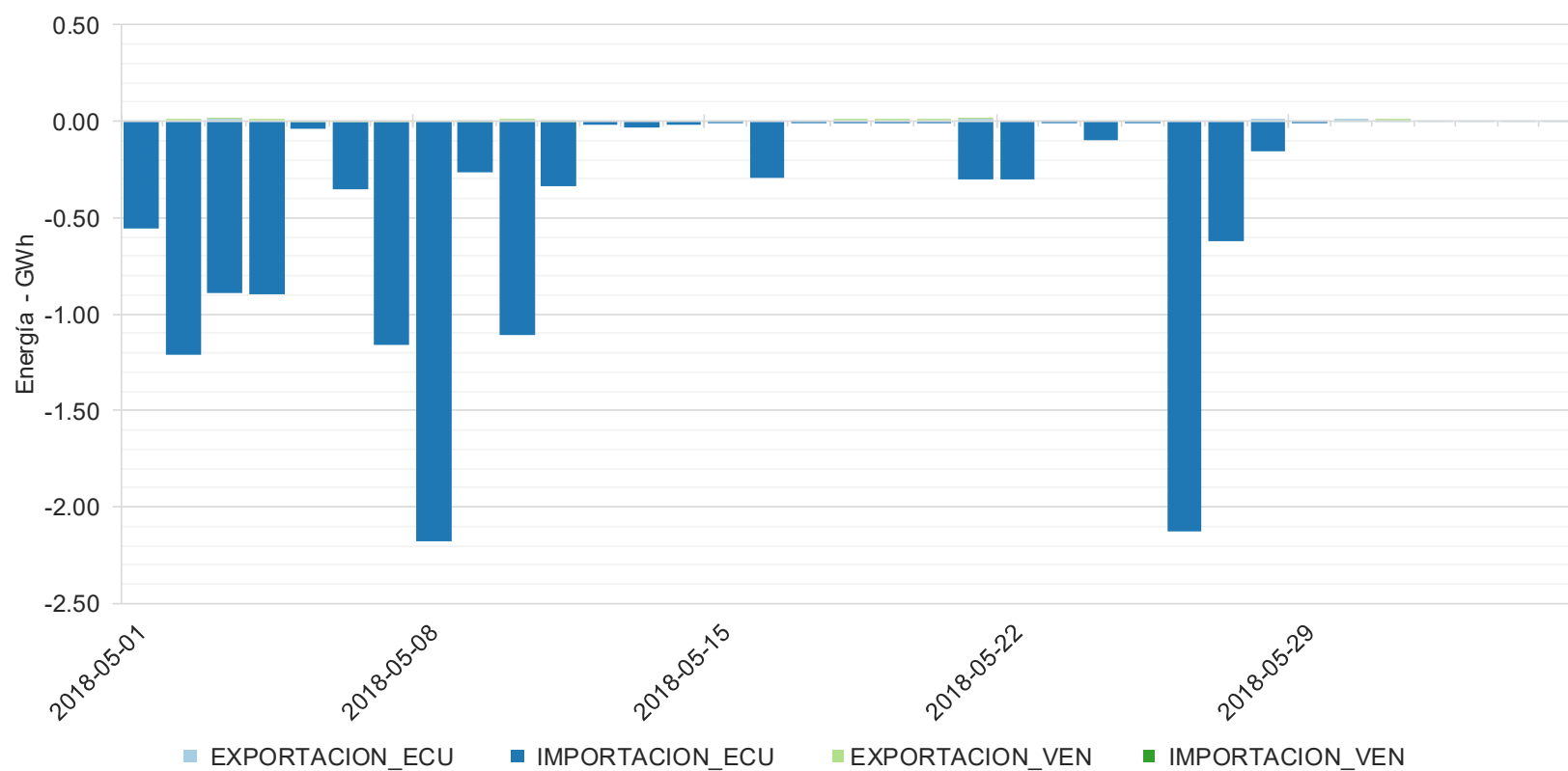


DEMANDA MERCADO REGULADO COSTA ATLÁNTICA



La información para el valor del mes de mayo considero la información disponible el día 6 de junio

Importaciones y exportaciones de energía



3. Panorama Energético



una empresa ISA

Las sensibilidades consideradas en los análisis de la entrada en operación del proyecto de generación Hidroeléctrico Ituango, obedecen a escenarios propios de XM y no a información oficial de EPM. Los demás supuestos empleados, son tomados de la UPME e información reportada por los agentes a XM.

Los resultados aquí presentados, pretenden evaluar los riesgos sobre la atención de la demanda dada la incertidumbre actual sobre la entrada del proyecto, los cuales se estarán reevaluando periódicamente y una vez conocida la información oficial.



Energía Firme Hidroituango

Cronograma Inicial

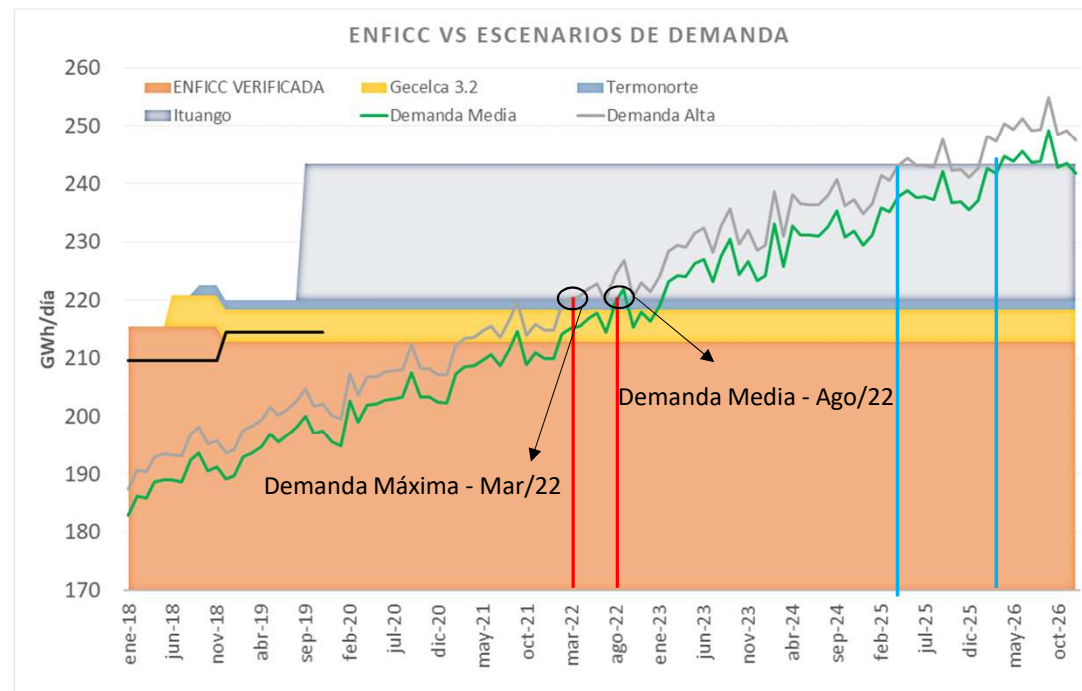
Fecha de entrada:

Primera unidad - 23 nov 2018
 Segunda unidad - 21 feb 2019
 Tercera unidad - 22 may 2019
 Cuarta unidad - 21 ago 2019

Energía Firme 2018 – 2019	Demanda promedio 2018
220	185.4

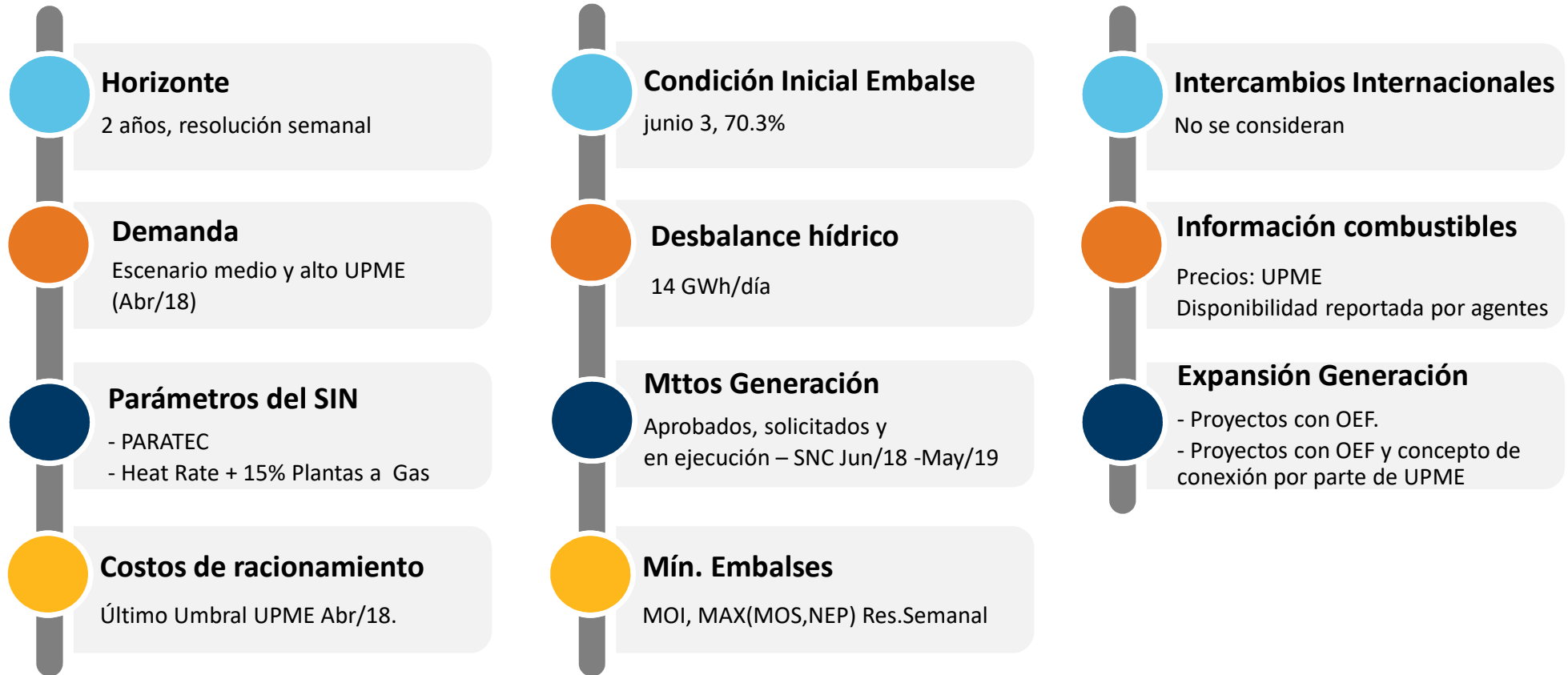
Ituango

Energía Firme	Obligación 2018-2038	Obligación 2021-2038
	GWh/día	
23.46	2.97	9.54





Supuestos considerados



Información combustibles

Según lo reportado por los agentes bajo el acuerdo CNO 695 se consideran las plantas operando con los combustibles indicados



Plantas que operan con Carbón

Zona	Plantas
Costa	Guajira
	Gecelca 3
Interior	Tasajero
	Paipa
	Zipa

Zona	Planta	Combustible
Costa	Tebesa	GNI
	Barranquillas	GNI
	Flores 1 y 4	GNI
	Proelectrica	Gas
	Termocandelaria	GNI
	Cartagena	Combustóleo
Interior	Merilectrica	Gas
	Termosierra	ACPM
	Termocentro	Gas
	Termodorada	ACPM
	Termoemcali	ACPM y Gas
	Termovalle	ACPM
	Termoyopal	Gas

Información proyectos de Expansión

Hidro DC		
Proyecto	CEN (MW)	Fecha
ESCUELAMINAS	55	1/08/2019
SANTODOMINGO	56	30/09/2021
CAA	80	31/12/2021
CAB	36	31/12/2021
CARG	71	31/12/2021
CHILI	66	30/12/2022
PORVENIR II	352	30/12/2023
Total	716	

Térmica		
Proyecto	CEN (MW)	Fecha
TC_GECELCA32	250	15/06/2018
TERMONORTE	89	31/08/2018
TERMO YOPAL3	40	30/12/2018
INNERCOL	90	15/01/2021
PAIPA 4.2	200	31/12/2021
LA LUNA	660	30/06/2022
Total	1329	

Con OEF

Cogeneración		
Proyecto	CEN (MW)	Fecha
COG_Manuelit	12	30/06/2018
EgipPalmas	4.4	30/12/2018
DJUANA II	10	1/04/2019
COG_Incauca2	60	31/12/2019
Total	86.4	

Eólica		
Proyecto	CEN (MW)	Fecha
E_Wayuu	12	30/12/2019
E_Guajira	20	30/01/2019
E_Windpeshi	200	30/11/2020
E_Irraipa	99	28/02/2023
E_Carrizal	195	28/02/2023
E_Apotalorru	75	28/02/2023
E_CasaElectr	180	28/02/2023
E_Kuisa	200	28/02/2023
E_Urraichi	100	28/02/2023
E_EO	201	28/02/2023
Total	1282	

PCH		
Proyecto	CEN (MW)	Fecha
H_AuresBajo	19.4	20/06/2018
JUAN GARCIA	4.9	30/06/2018
H_SanJoseMon	1.1	31/07/2018
PCH DOVIO	14.2	30/11/2018
RIO MULATOS2	7.3	15/12/2018
BUGALAGRAN	9.9	30/12/2018
H_Barrancas	4.7	31/12/2018
PCH_TZ	10.5	30/06/2019
RIO MULATOS	9.2	15/12/2019
H_Conde	3.5	30/12/2019
SAN ANDRES	19.9	30/12/2019
H_AuresAlto	19.9	30/11/2020
H_Hidronare	14.0	30/12/2020
H_Montebonit	19.9	31/12/2020
Total	158	

Solar		
Proyecto	CEN (MW)	Fecha
S_SolBolivar	8.1	17/08/2018
S_Latam2	9.9	30/09/2018
S_ElPaso	67.0	30/11/2018
S_Latam1	19.9	30/12/2018
S_LatamSolar	150.0	31/12/2018
S_PoloNuevo1	19.3	30/03/2019
S_PoloNuevo2	9.9	31/03/2019
S_BSLlanos1	19.9	30/04/2019
S_BSLlanos2	19.9	30/07/2019
S_BSLlanos3	19.9	30/08/2019
S_BSLlanos4	19.9	30/10/2019
S_BSLlanos5	17.9	30/12/2019
S_Lalguana	19.5	31/12/2019
S_Proserpida	19.5	31/12/2019
S_BSBolivar	59.7	31/05/2020
Total	480	



Panorama Energético Mediano Plazo



Resumen Casos

Caso

- Caso 1
- Caso 2
- Caso 3
- Caso 4
- Caso 5
- Caso 6

Hidrología

- Esperado
- Contingencia
- CND1
- H 2014-16
- Contingencia
- Estocástico

Proyectos de generación

- Con OEF
- Con OEF+ con concepto UPME
- Con OEF

Total MW Proyectos futuros considerados*

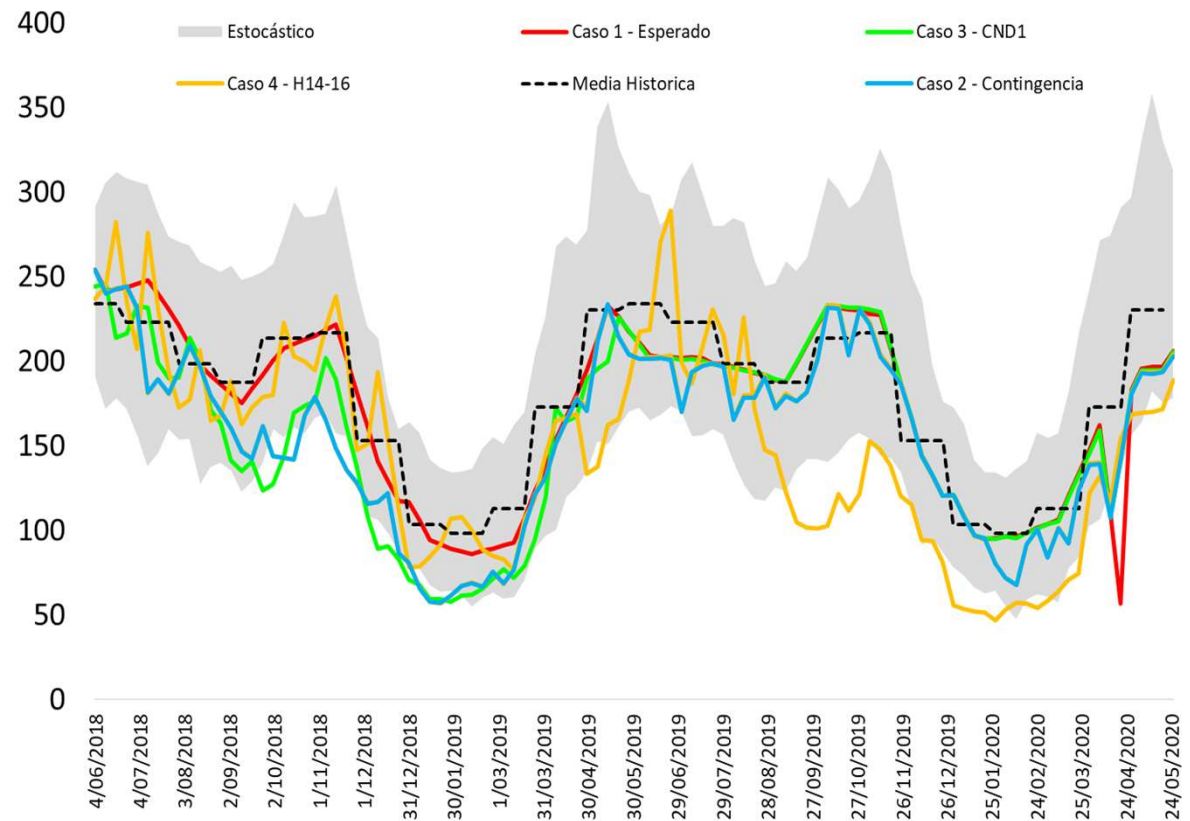
Tipo	Caso 1 al 4 y 6	Caso 5
Hidráulico	0**	269.5**
Térmico	339	465.4***
Solar	0	480.3
Eólico	0	32
Total	339	1247

*Proyectos con entrada hasta el 27 de mayo de 2020.

**Sin Ituango en todo el horizonte de análisis (incluye PCH)

***Térmica + cogeneración

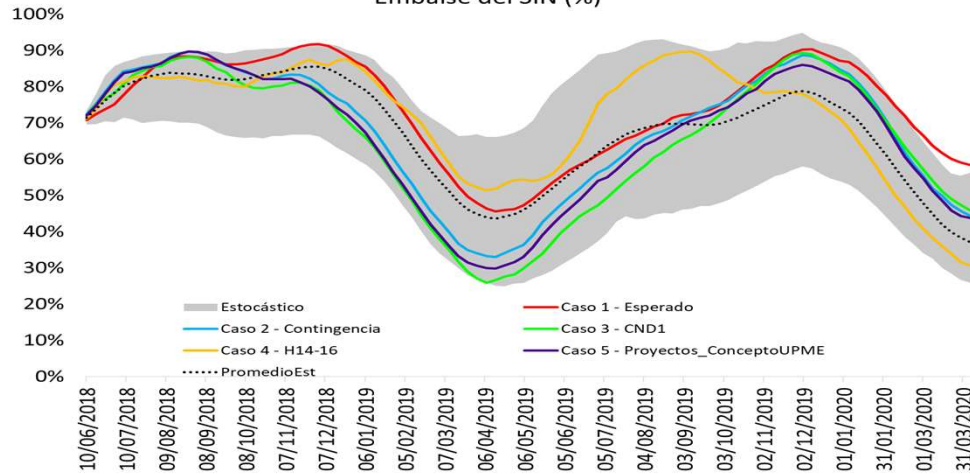
Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



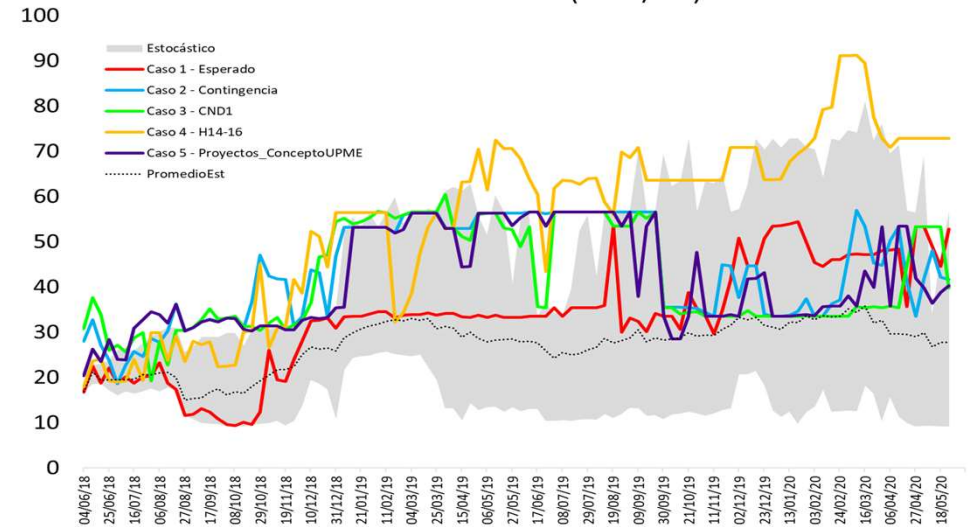
Panorama Energético Mediano Plazo 2018-2020



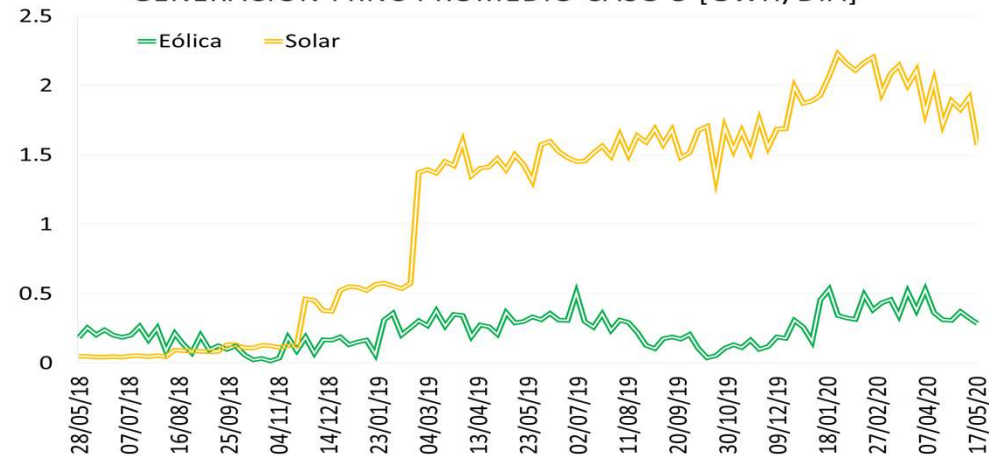
Embalse del SIN (%)



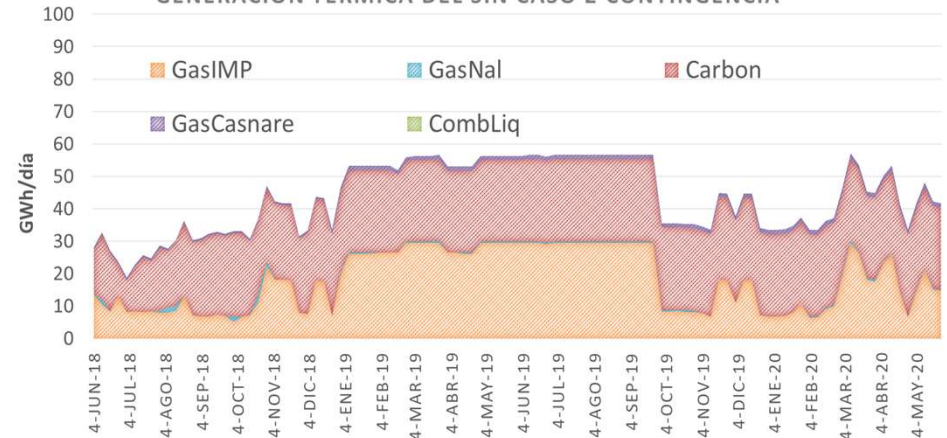
Generación Térmica (GWh/día)



GENERACIÓN FRNC PROMEDIO CASO 5 [GWH/DÍA]



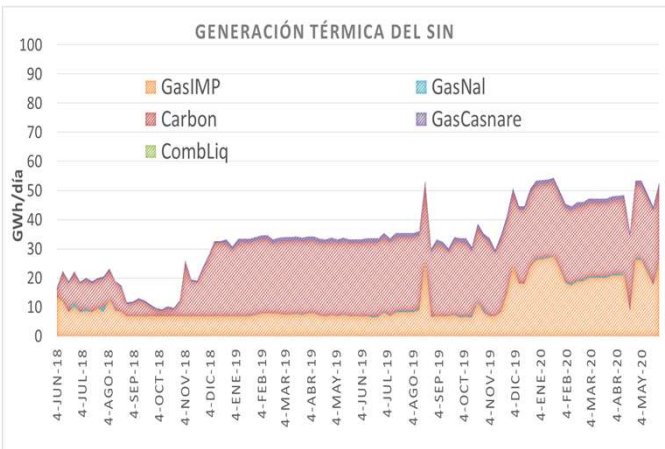
GENERACIÓN TÉRMICA DEL SIN CASO 2 CONTINGENCIA



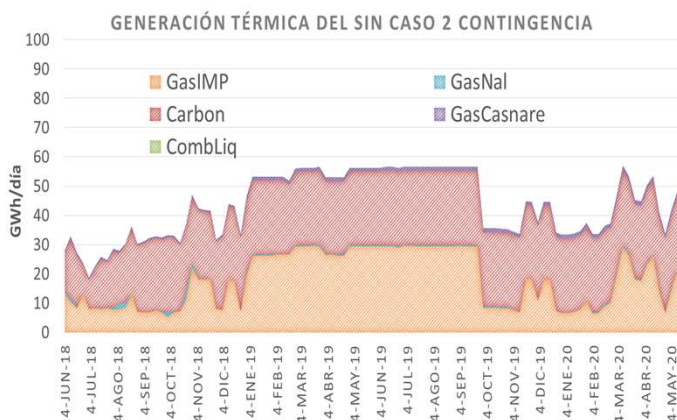
Panorama Energético Mediano Plazo 2018-2020



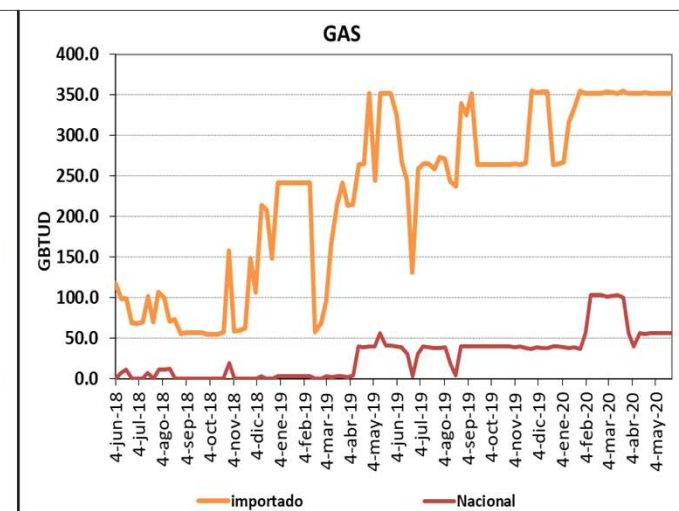
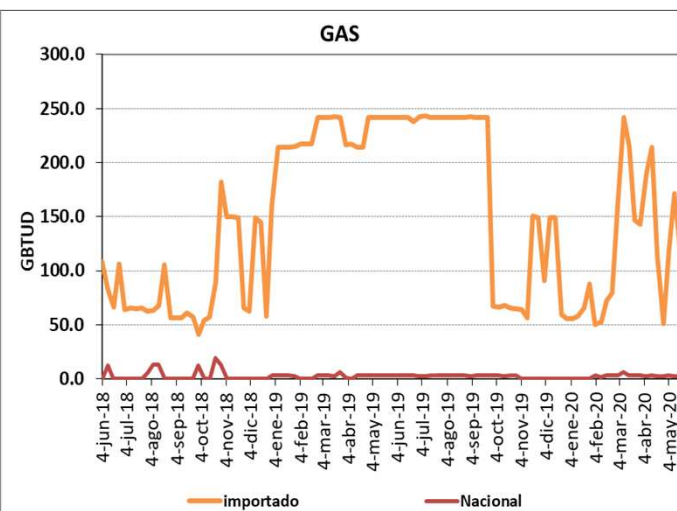
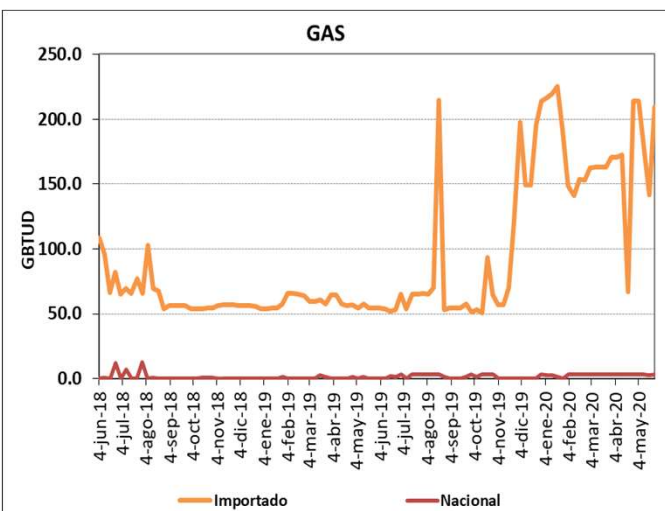
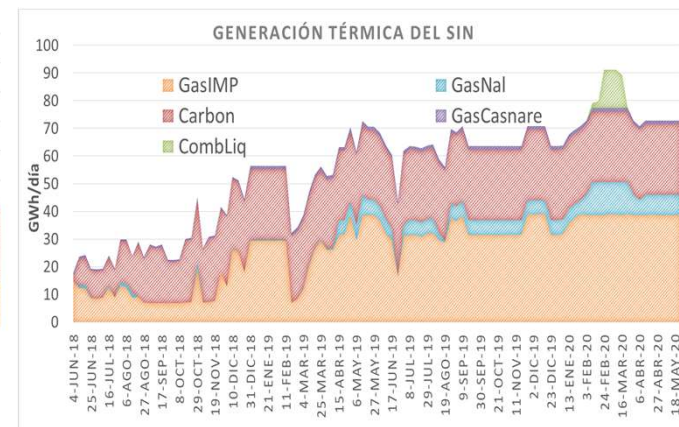
Pronostico



Contingencia

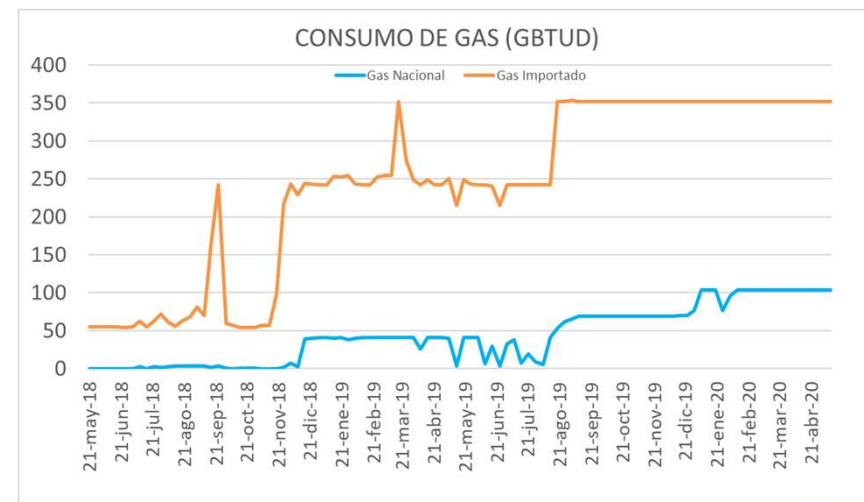
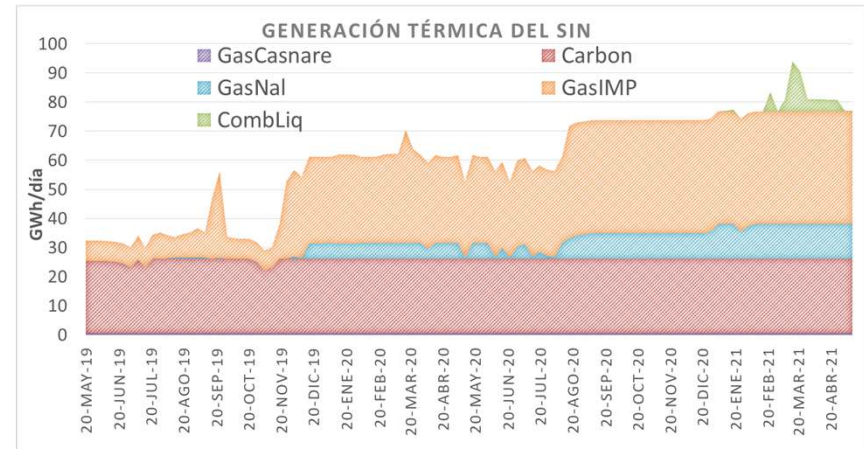
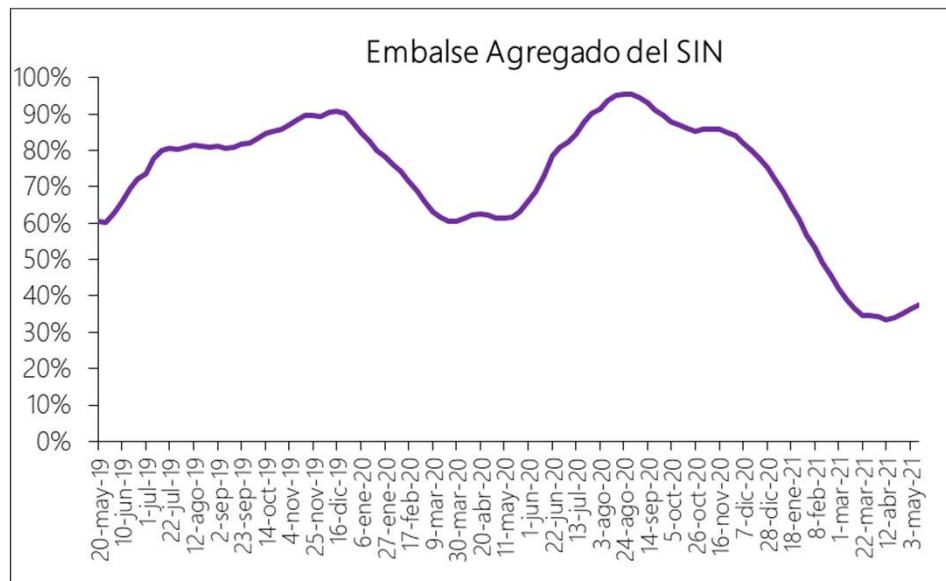


H 2014 - 2016



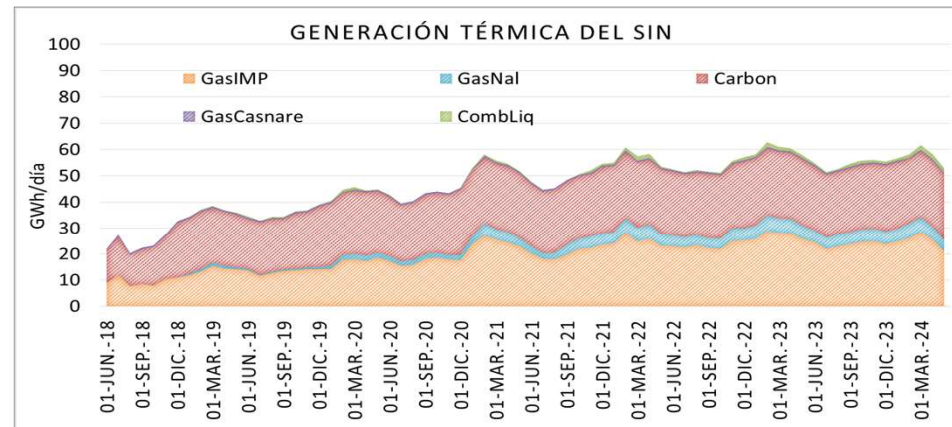
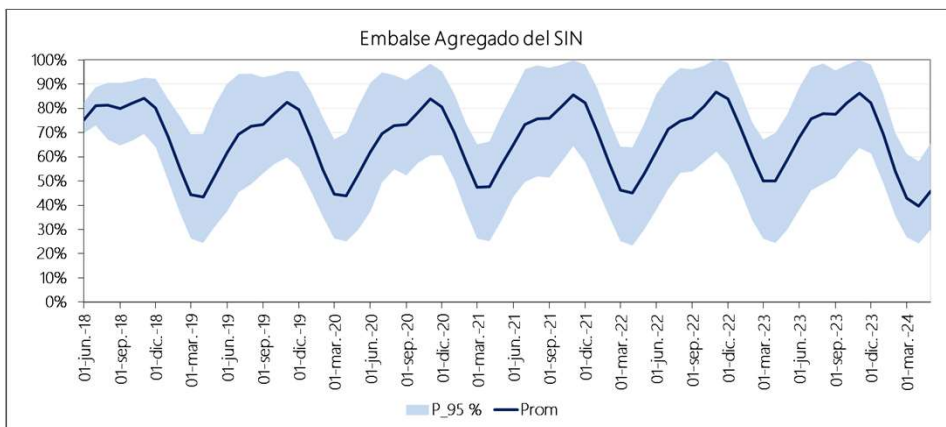
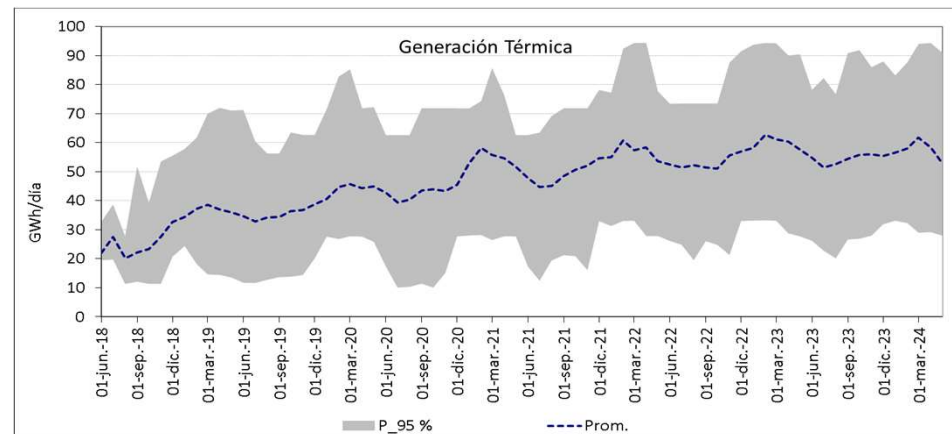
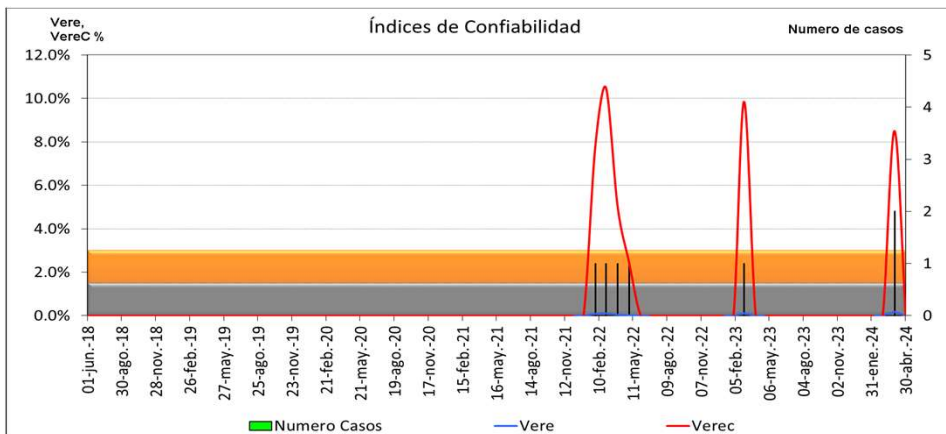
Panorama Energético Mediano Plazo 2019 - 2021

Escenario hidrológico 2014-2016



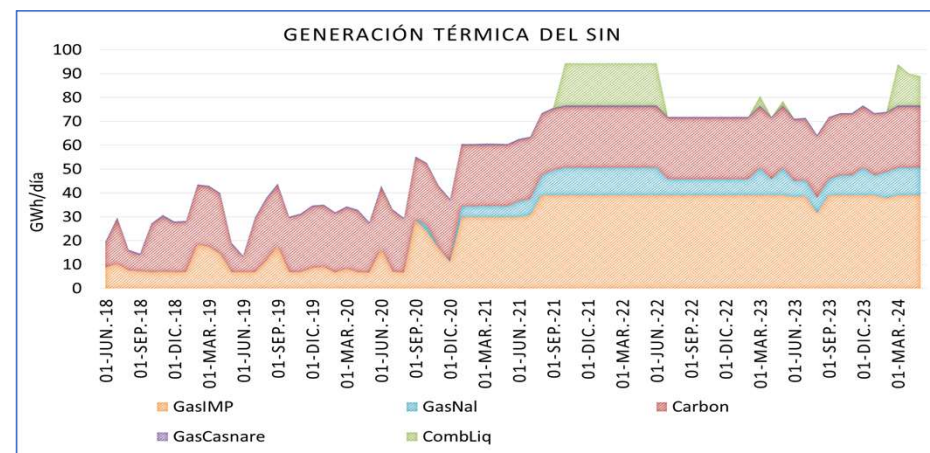
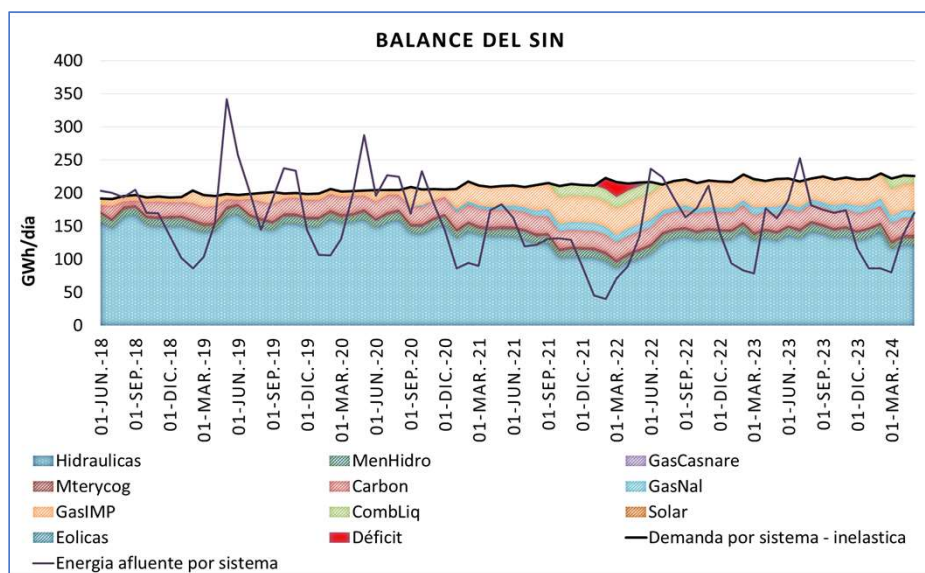
Panorama Energético – Largo Plazo 2018-2024

No se considera la entrada de Ituango
Solo proyectos con OEF
Simulación estocástica 100 series
Demanda UPME Abr/18: media



Panorama Energético – Largo Plazo 2018-2024

Datos de embalse, balance del SIN y generación térmica, de la serie que presentaba déficit en 2022



Conclusiones

- Los resultados obtenidos evidencian la necesidad del proyecto Hidroeléctrico Ituango para atender de forma económica, segura y confiable la demanda.
- Si bien con los supuestos considerados se observa que el sistema cuenta con los recursos necesarios para la atención de la demanda en el mediano plazo, ante escenarios de baja hidrología y la no entrada de Hidroituango en las fechas planeadas, se requeriría una generación térmica alrededor de 60 GWh-día en forma continua durante los próximos años.
- De mantenerse en el horizonte de análisis la ENFICC verificada de la vigencia 2018-2019 y de no darse la entrada de Hidroituango, a partir del año 2022 (agosto demanda media y marzo demanda alta), no se tendría cubrimiento total de la demanda con la ENFICC de plantas existentes y nuevas con asignación de OEF.
- Con los supuestos considerados y ante la no entrada de Hidroituango en el largo plazo, se observan casos con déficit a partir del año 2022, cuatro de ellos con $VEREC > 3\%$. Adicionalmente se observa a partir del año 2020 una generación térmica promedio cercana a los 55 GWh-día.



Recomendaciones



Recomendación	Responsable
Contar con un nuevo cronograma de puesta en servicio del proyecto Hidroituango.	EPM
Garantizar la máxima disponibilidad de los recursos de generación existentes, sus fuentes primarias y la red de transmisión de energía y gas.	CNO Gas y CNO Eléctrico
Realizar seguimiento detallado y permanente a la evolución de las principales variables inciertas (hidrología y demanda) con el objeto de dar las señales necesarias de manera anticipada.	CNO
Hacer seguimiento detallado a la entrada en operación de los proyectos de generación que tienen concepto de conexión por parte de la UPME, en búsqueda de identificar las acciones necesarias que viabilicen la entrada en las fechas establecidas.	UPME
Realizar gestiones para adelantar la entrada en operación de proyectos de transmisión y generación que estén en curso. (proyecto de la S/E Colectora y plantas eólicas asociadas este proyecto)	UPME
Garantizar la entrada en la fecha establecida de la planta de regasificación en el Pacífico y los proyectos asociados, buscando dar prioridad de dicho gas al sector térmico.	UPME
Conservar en las plantas térmicas la posibilidad de operar con combustibles líquidos ante eventos en los sistemas de transporte o suministro de gas, dados los requerimientos de generación térmica que se observan.	CREG
Implementar ajustes regulatorios al mecanismo de respuesta de demanda.	CREG
Incentivar y/o acelerar la entrada de proyectos de generación con bajos tiempos de construcción y de generación distribuida*	MME
Revisar la necesidad de realizar nuevas subastas de energía firme con entrada en operación antes del año 2022 *	MEM

* Se espera sean cubiertas por los proyectos de Resolución 64, 65, 66 y 67 de 2018



4. Varios



Medidas de CAOP para elecciones presidenciales



una empresa ISA

Medidas de CAOP para elecciones

Asunto: Medidas de CAOP para segunda vuelta de elecciones presidenciales del 17 de junio de 2018

«Saludo»

Atentamente comunicamos a todos los agentes del Sistema Interconectado Nacional - SIN, que de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 080 de 1999 y teniendo en cuenta la realización de la segunda vuelta de las elecciones presidenciales el próximo 17 de junio, se declara CAOP nacional para el despacho de los días entre el 16 y el 18 de junio de 2018.

Por lo anterior, de manera general, el CND tomará las medidas que se estimen convenientes, de acuerdo con la evolución de las condiciones del SIN y mantendrá informados acerca de las mismas al Consejo Nacional de Operación, a la CREG y a los agentes del Mercado.



Medidas para realizar la planeación de mantenimientos

Comunicado XM a agentes 01/06/2018

En aras de preservar la seguridad y confiabilidad del SIN, teniendo en cuenta la programación de la segunda vuelta de las elecciones presidenciales a realizarse el próximo 17 de junio de 2018, les informamos que para realizar la planeación de los mantenimientos en los activos del SIN para las semanas 24 y 25 se tomaran las siguientes medidas:



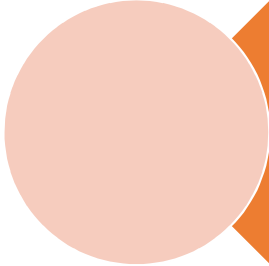
Para los días 16, 17 y 18 de junio de 2018 no se aprobarán

- Mantenimientos de alto impacto en la red del SIN.
- Mantenimientos con Desconexión de Demanda (DNA).
- Mantenimientos que ocasionen degradación de la red del SIN.

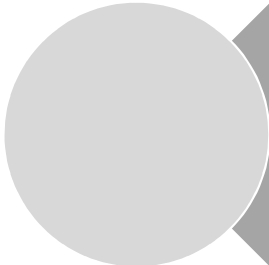
Para el día 17 de junio de 2018 no se aprobarán

- Lavados sobre activos de la red del SIN.
- Riesgos de disparo simultáneos sobre activos de la red del SIN.
- Riesgos de disparo sobre activos de la red del SIN que afecten directamente la atención de la demanda del SIN.
- Pruebas autorizadas en el Despacho Económico.

Otras medidas

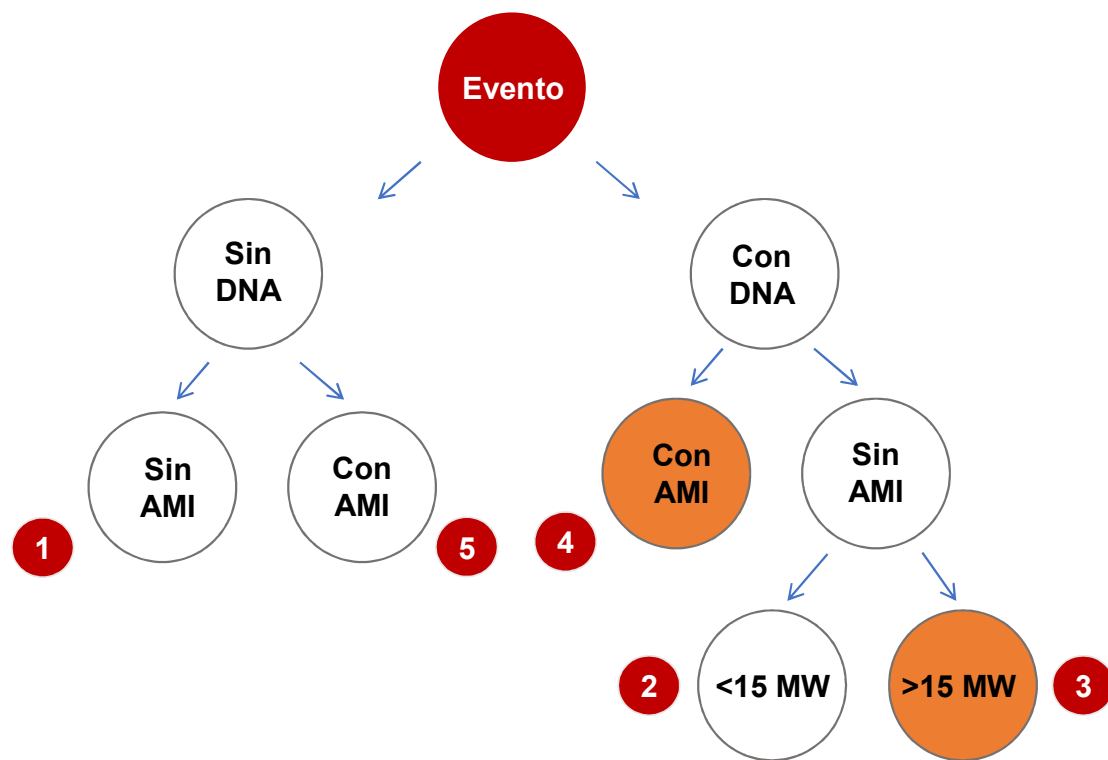


Participación en mesa de control de telecomunicaciones del MinTic (Registraduría, empresas de telecomunicaciones, MinDefensa, MinTic, XM)

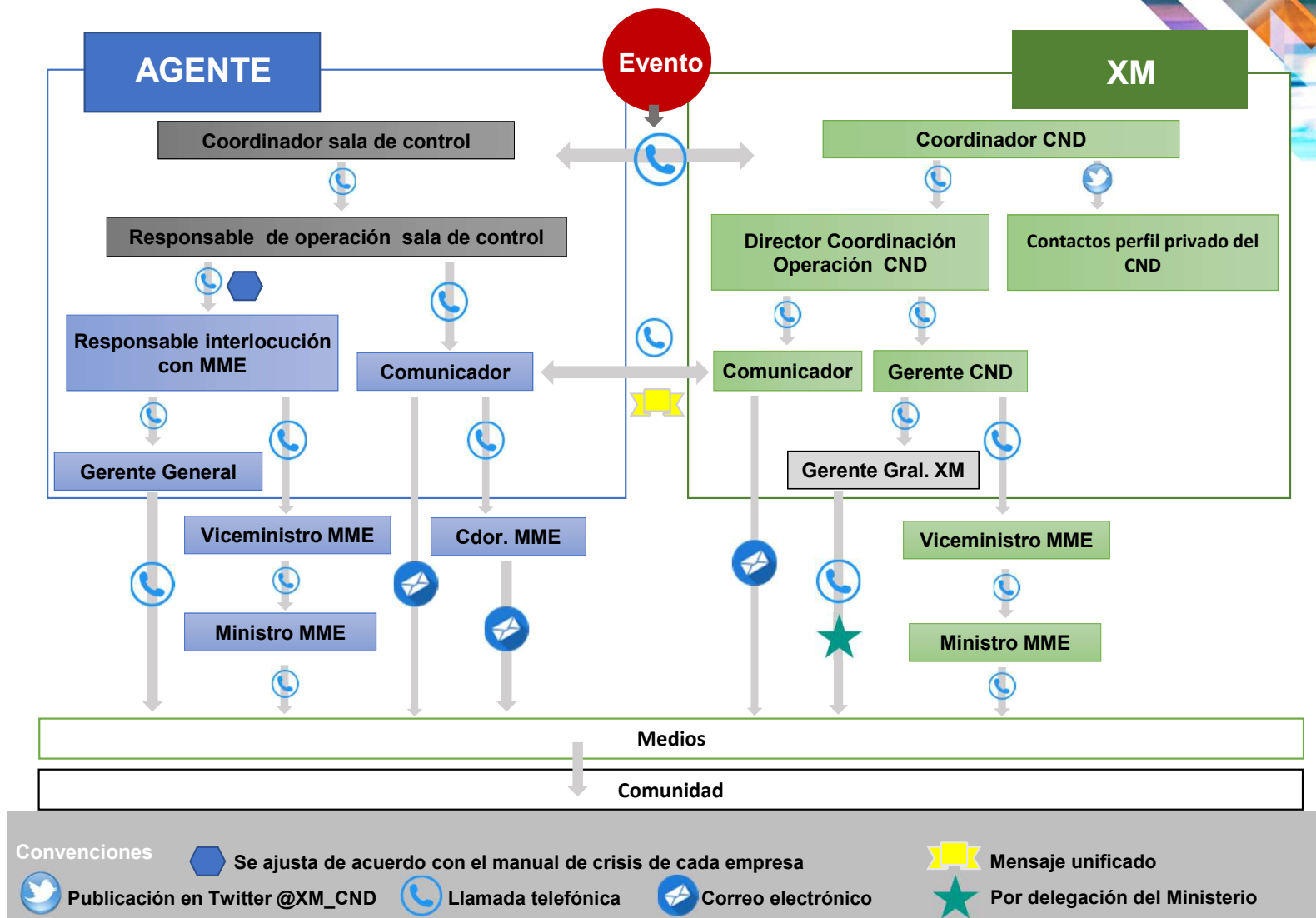


Asistencia con personal del centro de control al Centro de Mando Unificado en el Ministerio de defensa.

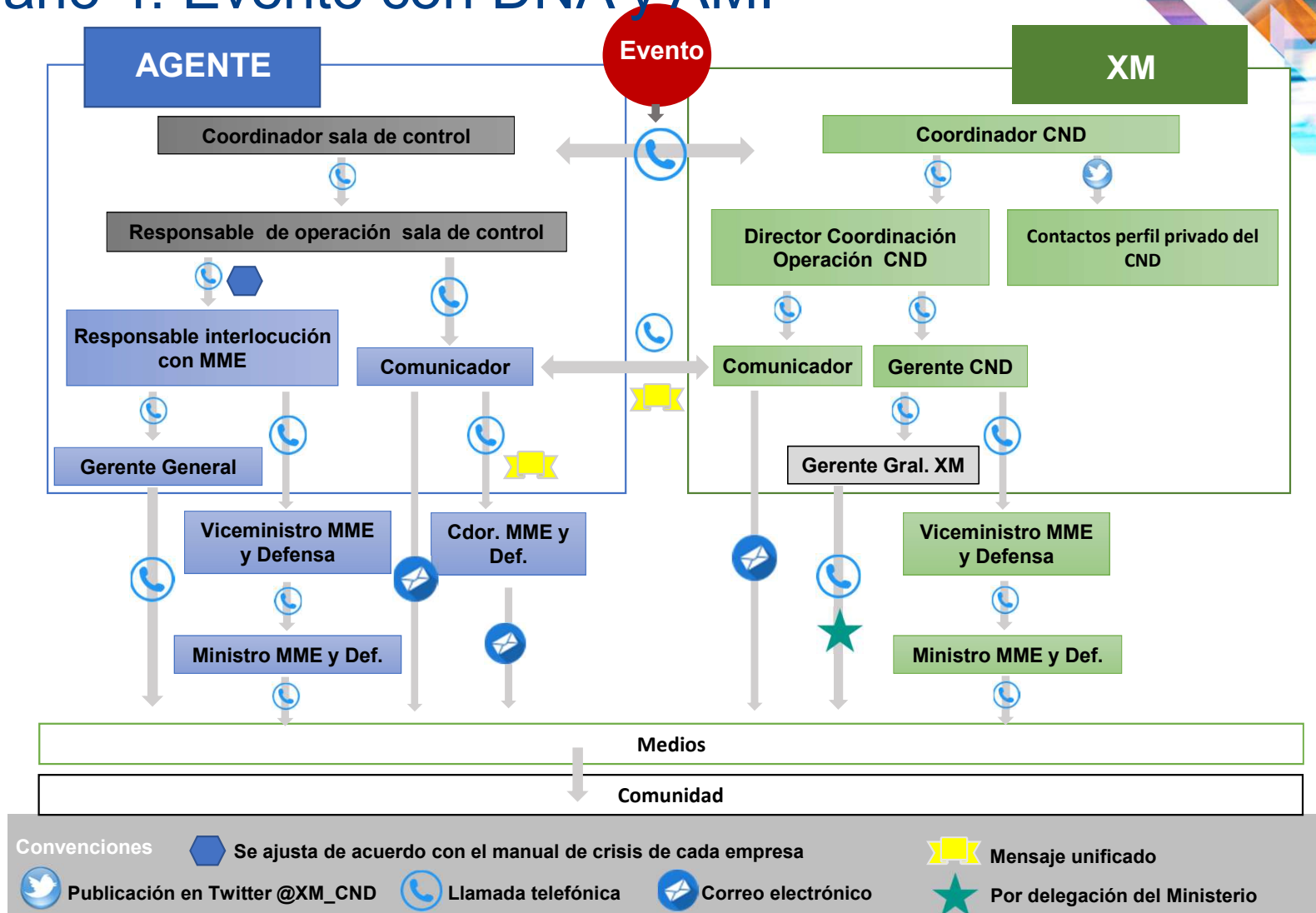
Escenarios de comunicación



Escenario 3: Evento con DNA > 15 MW sin AMI



Escenario 4: Evento con DNA y AMI



Cálculo factores de pérdida Resolución CREG 015 de 2018



una empresa ISA

Antecedentes



- **Resolución CREG-015 de 2018:** Publicada en el diario oficial el 03.02.2018
- **Cálculo anual del factor de pérdidas mediante flujos de carga por parte del CND para cada mercado de comercialización:**
 - Selección de 4 días por mes
 - Estimación utilizando el modelo eléctrico del redespacho
 - Entrega de resultados por parte del CND al LAC



- **Plazos:**

Año	CND	LAC Comentarios	OR Comentarios	LAC Definitivo	Publicados
2018	31 de marzo	No definido	No definido	31 de marzo	26 de marzo
2019	31 de enero	15 de febrero	3 días hábiles	25 de febrero	
...					

Días seleccionados 2017

Los días hábiles de mayor y menor demanda a nivel nacional se seleccionaron a partir de los Pronósticos Oficiales para cada uno de los días del año 2017

MES ▼	ORD_MAX ▼	ORD_MIN ▼	SAB ▼	DOM ▼
01	31/01/2017	2/01/2017	7/01/2017	1/01/2017
02	23/02/2017	6/02/2017	4/02/2017	5/02/2017
03	1/03/2017	27/03/2017	4/03/2017	5/03/2017
04	21/04/2017	3/04/2017	1/04/2017	2/04/2017
05	11/05/2017	22/05/2017	6/05/2017	7/05/2017
06	15/06/2017	27/06/2017	3/06/2017	4/06/2017
07	28/07/2017	11/07/2017	1/07/2017	2/07/2017
08	24/08/2017	8/08/2017	5/08/2017	6/08/2017
09	29/09/2017	4/09/2017	2/09/2017	3/09/2017
10	6/10/2017	30/10/2017	7/10/2017	1/10/2017
11	30/11/2017	27/11/2017	4/11/2017	5/11/2017
12	6/12/2017	29/12/2017	2/12/2017	3/12/2017



Supuestos cálculo



- Los supuestos de utilizados para el primer cálculo fueron socializados con los agentes en la reunión 188 del 20 de marzo del comité de Distribución e informados a la CREG.
- En comunicad enviado a la CREG, XM solicitó se fijara un plazo para revisión por parte de los agentes de los supuestos y demás información tenida en cuenta por el CND para realizar este cálculo y los valores finales publicados por el LAC.
- Se realizan jornadas de trabajo con el Comité de distribución y el SAPE y se expiden por parte del CNO los acuerdos:
 - Acuerdo 1061 “Por el cual se aprueba el formato de reporte de la información para el cálculo mensual de los factores de pérdidas del nivel de tensión 4”
 - Acuerdo 1063 “Por el cual se establece el Procedimiento para el Cálculo mensual de los Factores de Pérdidas del nivel de tensión 4”

Supuestos cálculo

- Con la información recibida de parte de los agentes en cumplimiento del Acuerdo 1061 y el procedimiento establecido en el Acuerdo 1063 se realiza un recalcu de los factores de pérdidas del año 2017.





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