

INFORME CND

Dirigido a CNO

Jueves 21 de enero de 2016

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 extraordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Jueves 21 de enero de 2016**

- Regulación primaria de frecuencia

Situación Actual

- Reservas y aportes
- Generación y Disponibilidad

Variables en el SIN

- Análisis energético de mediano plazo

Panorama energético

- Reporte de información

Acuerdo CNO 833

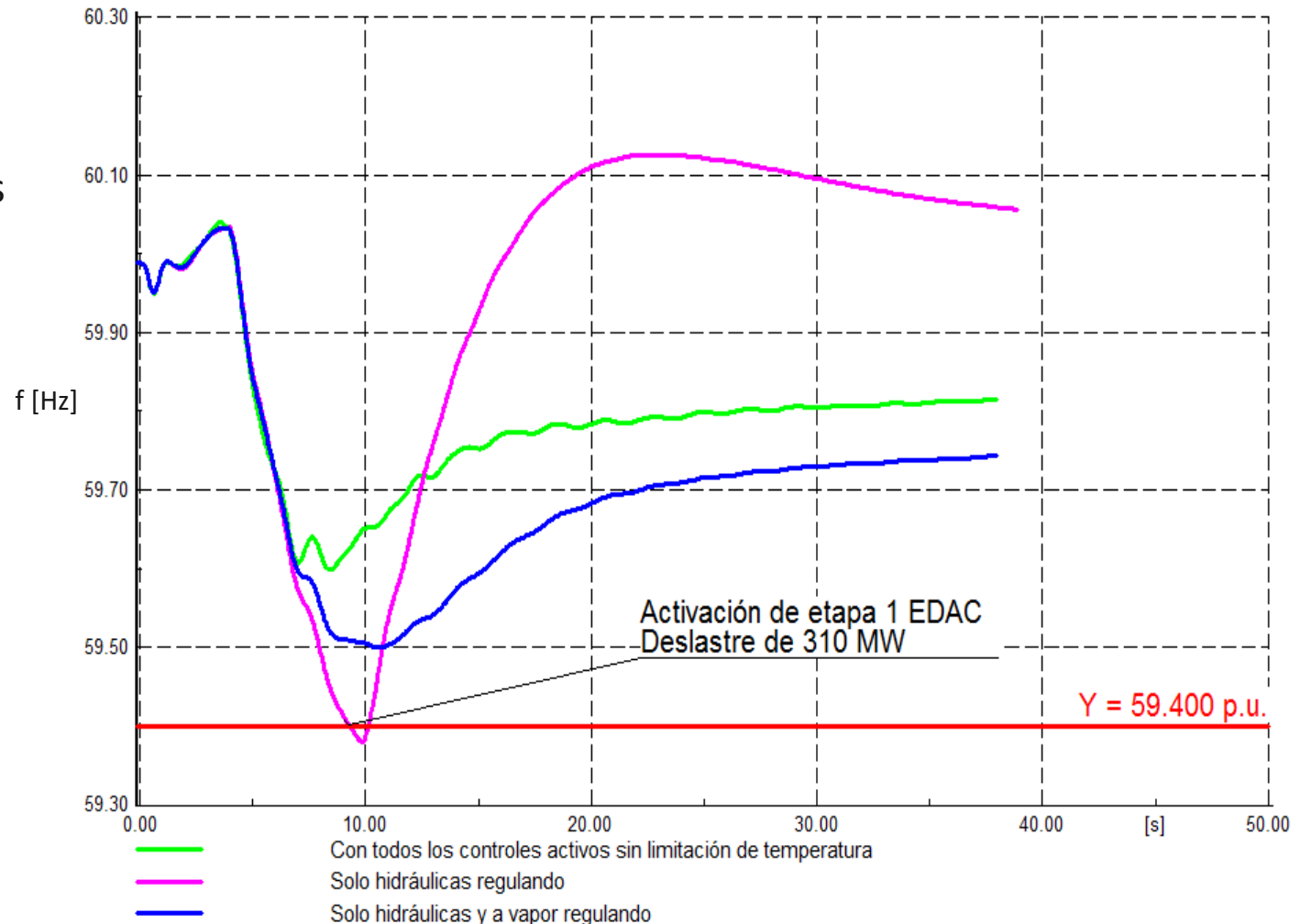
Situación actual

- Regulación primaria de frecuencia

Importancia de la prestación efectiva del servicio de regulación primaria de frecuencia

Escenario: Alta generación térmica (52 %), demanda mínima
Evento: disparo de 400MW de generación

1. El servicio de RPF es la primera acción de control ante desviaciones de la demanda respecto al pronóstico y eventos de frecuencia.
2. La RPF puede salvar al SIN de un EDAC.



En el subcomité de controles se presentó el nuevo mecanismo de evaluación de regulación primaria, el cual es vigente desde el 19/01/2016.

Este cambio, flexibilizó las fechas de evaluación de regulación primaria, dando más tiempo a los agentes para entregar los registros y realizar las reuniones con el CND.



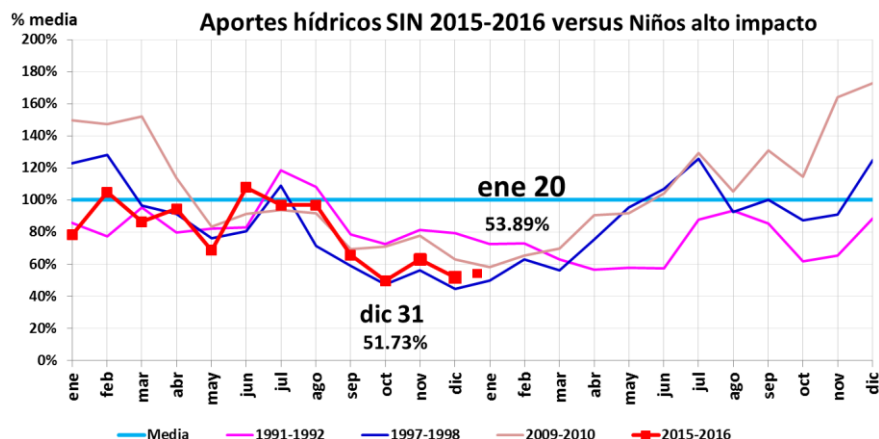
Con el fin de presentar ante la CREG una modificación a la Res. CREG 023 de 2001 donde se considere las limitantes técnicas para la prestación de regulación primaria, se concretó un grupo de trabajo en el subcomité de controles, donde se redactará la comunicación a la CREG.

VARIABLES EN EL SIN

- Aportes
- Embalses
- Generación térmica y demanda

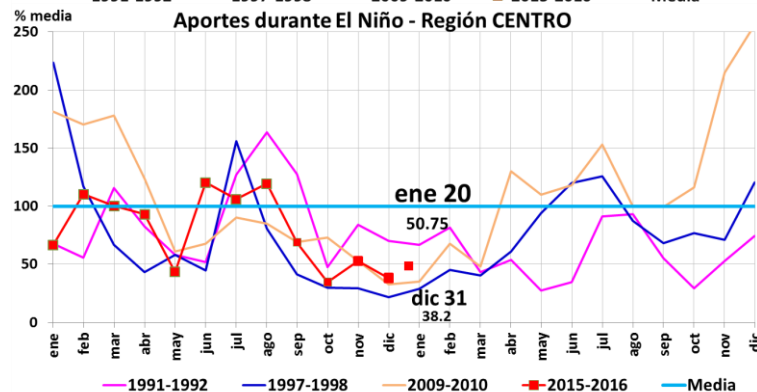
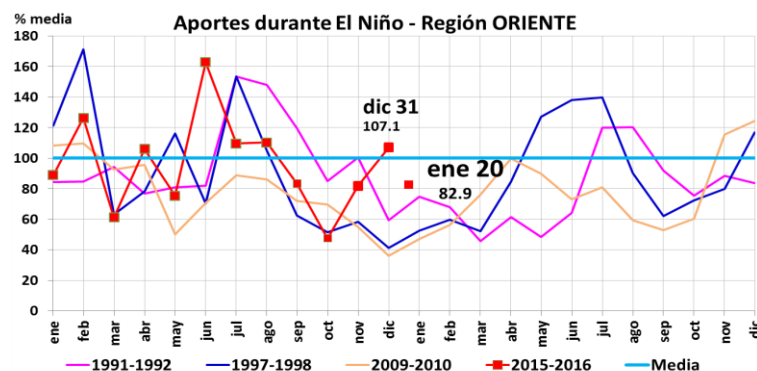
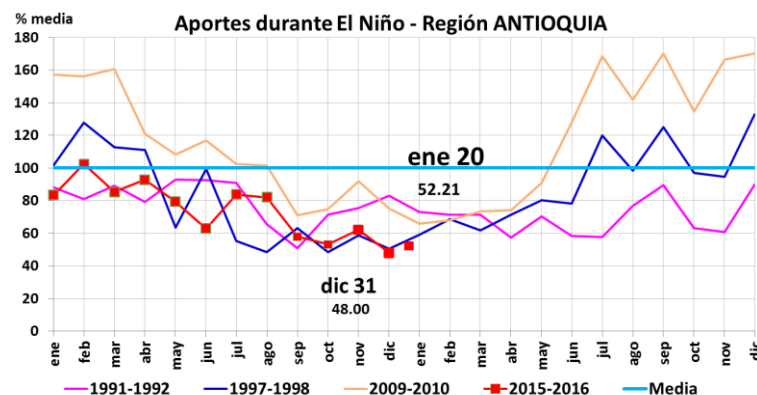
En la última semana (ene 14 – ene 20) han ingresado al SIN aportes promedios de 44.84 GWh-día (44.00 % del histórico).

En lo corrido de enero el acumulado es de 54.66 GWh-día.



Media histórica de aportes

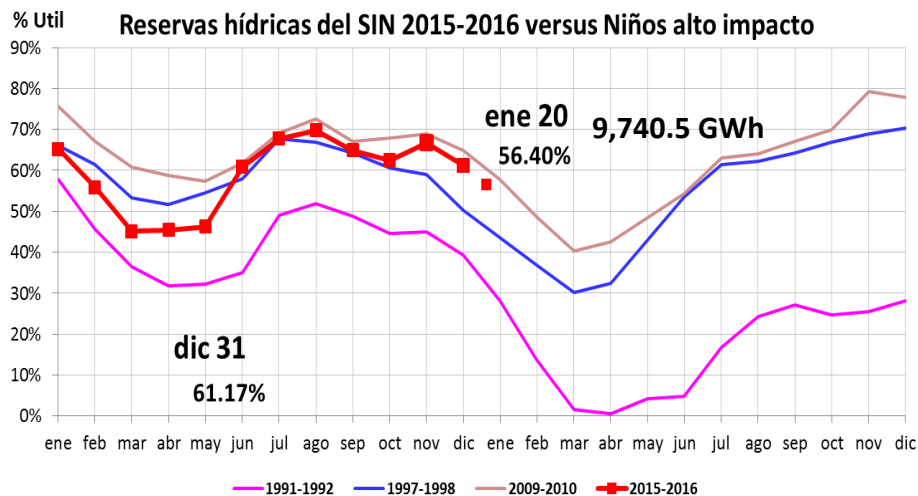
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	101.4	96.0	110.8	168.6	226.4	229.2	218.8	194.6	182.6	209.3	211.8	149.8



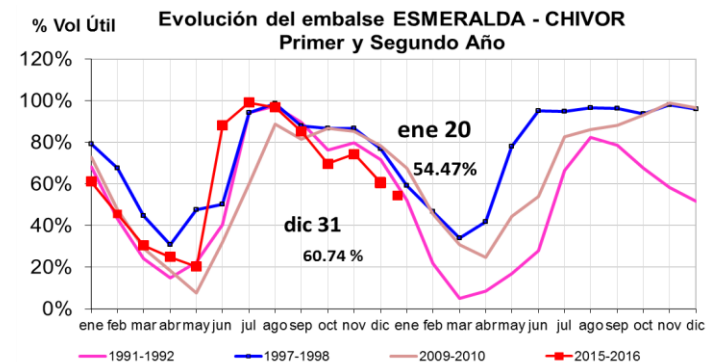
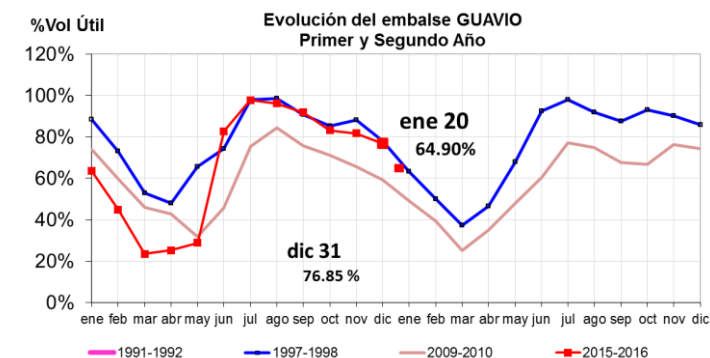
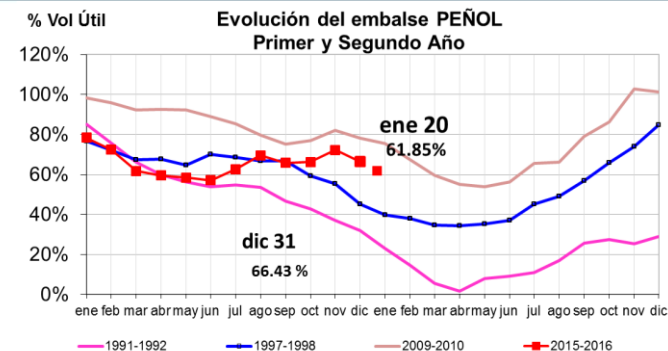
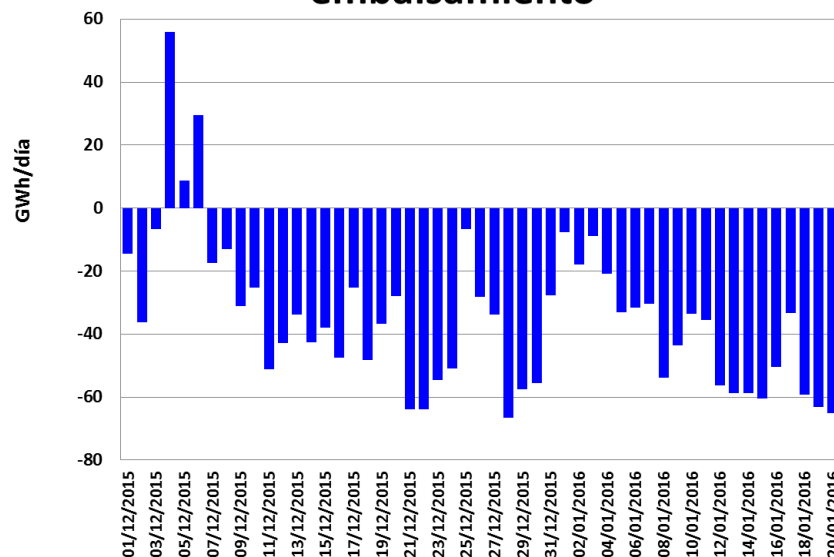


filial de isa

Evolución embalses



Seguimiento a la tasa de embalsamiento

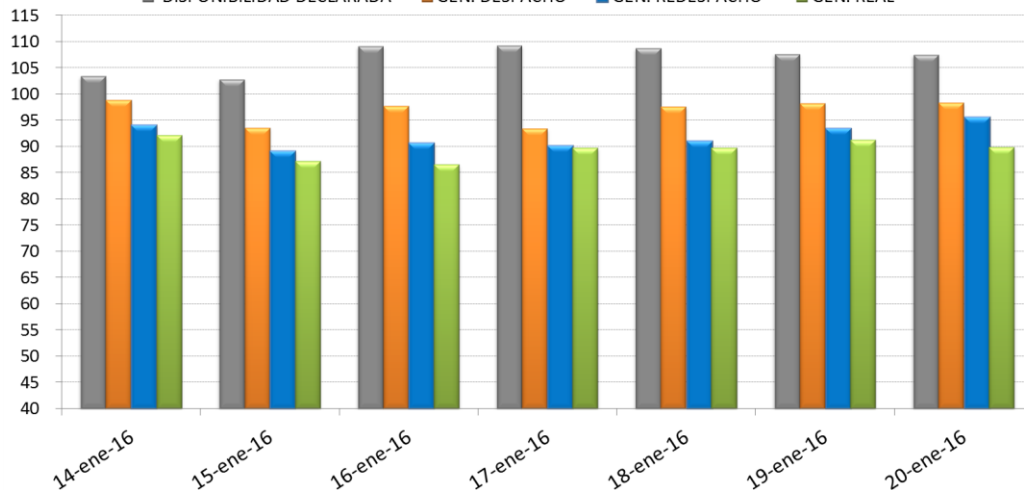


Generación térmica y demanda

GWh

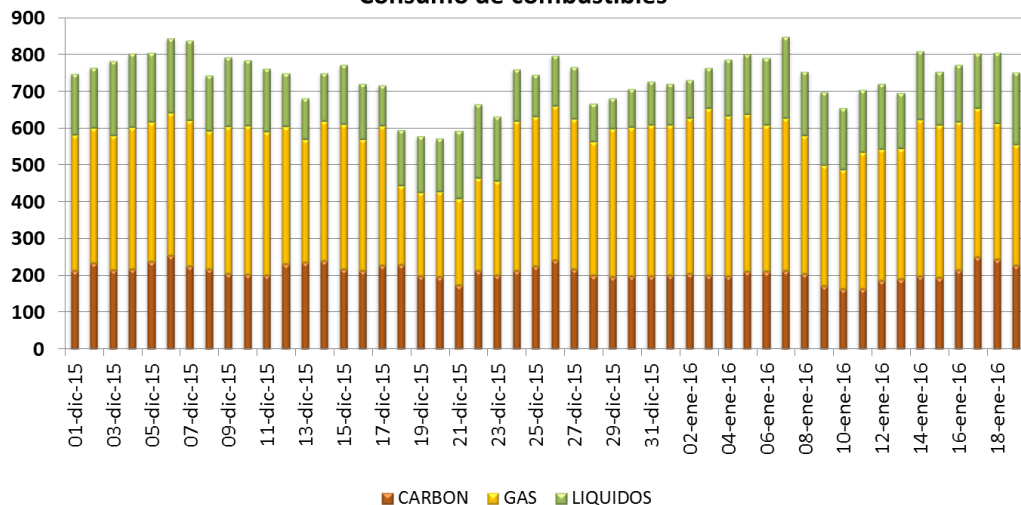
Generación térmica Despacho - Redespacho - Real

■ DISPONIBILIDAD DECLARADA ■ GEN. DESPACHO ■ GEN. REDES PACHO ■ GEN. REAL



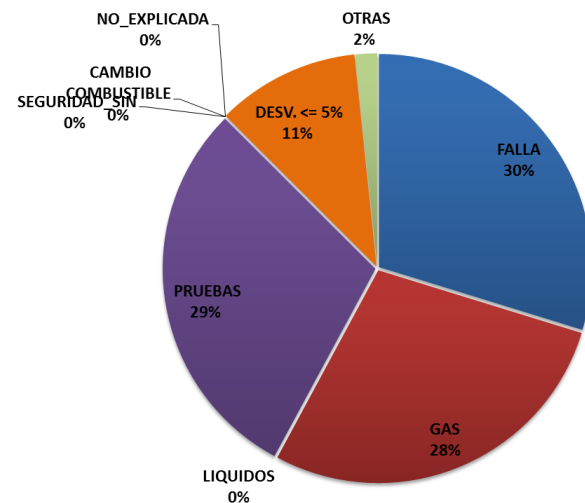
GBTUD

Consumo de combustibles



En lo corrido de enero la generación térmica real ha sido 87.1 GWh/día y en la última semana es de 89.5 GWh/día

Causas desviación térmica despacho > real ene 14 a ene 20



Para el 20 de enero el crecimiento preliminar de demanda frente al mismo mes del año 2015, es de 5.4%, y se ubica por debajo del escenario bajo. La demanda promedio en la última semana (jueves 14 – miércoles 20 enero) es de 185.5 GWh-día.

Detalle desviaciones (Despacho > Gen Real)

ene 14 – ene 20

PLANTA	DESV. <= 5%	FALLA	GAS	OTRAS	PRUEBAS	Total general GWh - día
BARRANQUILLA 3	0.06	0.62				0.68
BARRANQUILLA 4	0.01	1.19				1.20
CARTAGENA 1	0.20	2.13				2.33
CARTAGENA 2	0.38	0.40				0.78
CARTAGENA 3	0.71	0.91				1.62
CIMARRON	0.06					0.06
FLORES 1	0.13	0.64		0.16		0.93
FLORES 4B	0.48	3.63				4.11
GECELCA 3		0.82				0.82
GUAJIRA 2	0.05				2.42	2.47
MERILECTRICA 1	0.35					0.35
PAIPA 1	0.08					0.08
PAIPA 2	0.30					0.30
PAIPA 3	0.17					0.17
PROELECTRICA 1				0.57		0.57
TASAJERO 2	0.16				14.63	14.79
TEBSAB		3.80	16.59			20.39
TERMOCENTRO CC	0.89			0.25		1.13
TERMODORADA 1		0.12				0.12
TERMOEMCALI 1	0.24	0.41				0.65
TERMOSIERRAB	0.96	1.73				2.69
TERMOVALLE 1	0.65				0.42	1.07
TERMOYOPAL 2	0.01					0.01
ZIPAEMG 2	0.09	0.10				0.18
ZIPAEMG 3	0.16	0.44				0.60
ZIPAEMG 4	0.19	0.36				0.56
ZIPAEMG 5	0.10	0.26				0.36
Total general GWh - día	6.41	17.56	16.59	0.98	17.47	59.01

CAUSA	DESCRIPCIÓN
FALLA	Incluye mantenimientos
GAS	Asociados al suministro o transporte
SEGURIDAD_SIN	Autorizaciones por seguridad hacia abajo
PRUEBAS	Planta en pruebas}
	Costos, condiciones ambientales, características
OTRAS	técnicas (empates RES CREG 121), STN, STR
NO_EXPLICADA	El agente no informa motivo
DESV. <= +5%	Desviación menor al 5%
LIQUIDOS	Asociados al suministro o transporte

PANORAMA ENERGÉTICO



Información básica de las simulaciones

Demanda Nacional

Colombia: Escenario Alto hasta abril, luego escenario medio (Rev. Octubre 2015)



Definido en la reunión N° 59 del SPO

Precios de combustibles

Precios UPME (Mayo de 2015 – Publicados Enero de 2016) + Gas OCG a 11.28 US\$/MBTU

Fecha entrada proyectos de generación

Gecelca 3.2: 21 de octubre de 2016

Parque térmico (Info Agentes)

Guajira 1. Disponible 30% hasta Abr30/16
 Tebsa. Disponible 591 MW hasta Feb29/16
 Flores IV. Disponible 430MW . Hasta Nov/16

14 GWh/día

Desbalance hídrico

Combustible

Contratos de gas y líquidos disponibles para todo el horizonte

No se considera la última información reportada para Tebsa y unidades de Bquilla dado que TEBSA indicó que la información suministrada tiene carácter confidencial

Embalses

Se utiliza el NEP para cada embalse

Parámetros

Heat Rate Térmicas: valores reportados incrementadas en 15%.
IHF reportados para el cálculo de la ENFICC (Unidades térmicas)
IH e ICP calculados para las plantas hidráulicas

Costos de racionamiento

Último Umbral para enero de 2015 publicado por la UPME

Plantas menores y cogeneradores

Diciembre a Abril 5.3** GWh/día, y de Mayo a Noviembre 7.1* GWh/día.

*Promedio móvil de generación real de los últimos 7 días

** 75% de la generación real de los últimos 7 días

Supuestos y aportes hídricos

Caso 1

Hidrología 97-98, a partir de mayo de 2016 caso esperado (SH - Dic)

Caso 2

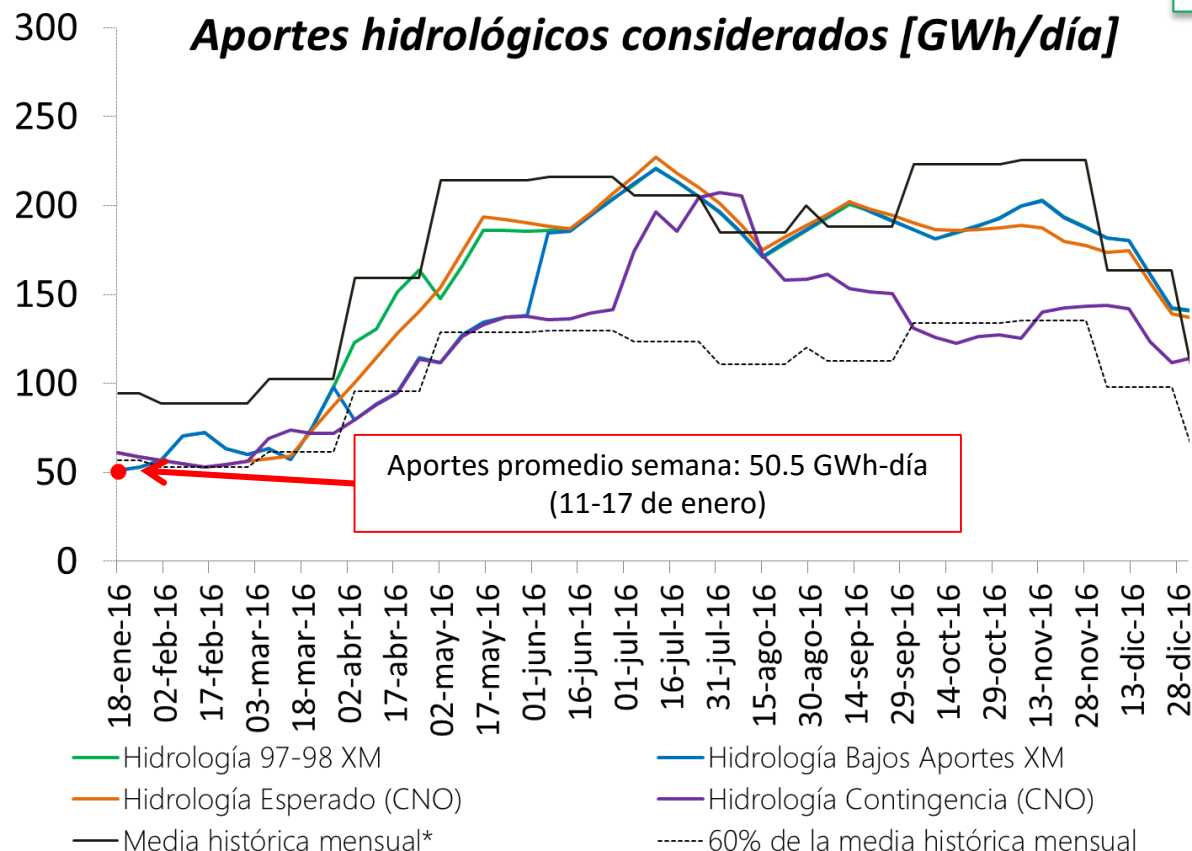
Hidrología Bajos Aportes XM: (Nov/2015 – Mar/16 los registros históricos para dichos meses en 1997 y 1998. Abr – May/2016: Caso de contingencia* (SH). Jun/2016 en adelante: caso esperado del (SH - Dic)

Caso 3

Hidrología Esperado* (SH) del CNO.

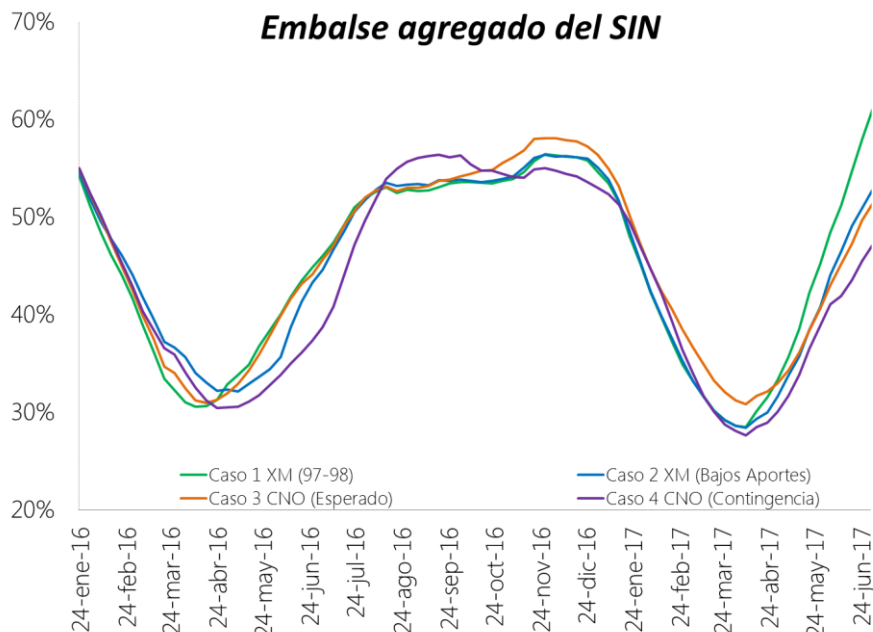
Caso 4

Hidrología Contingencia* (SH) del CNO.



Resultados de las simulaciones

Embalse agregado del SIN



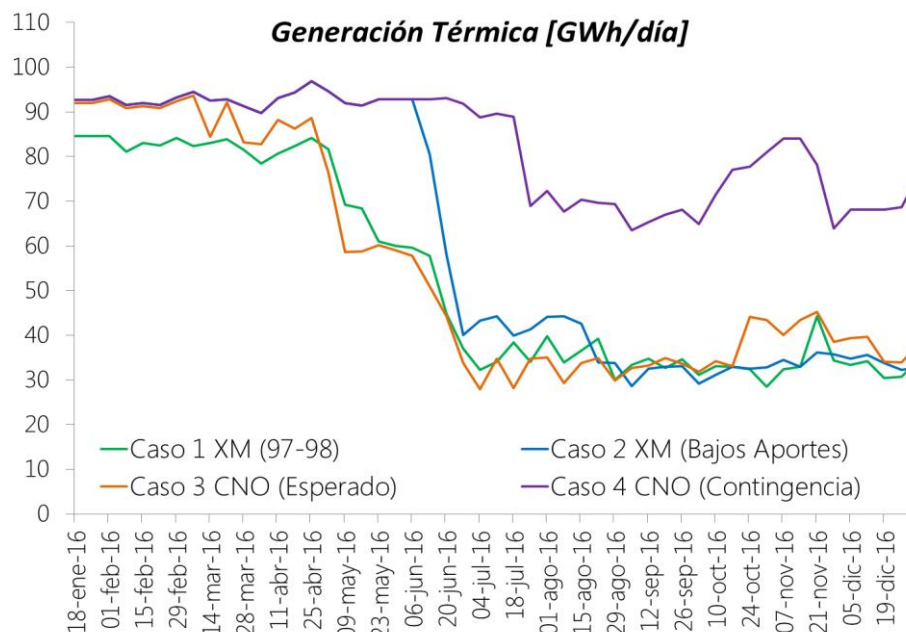
Evolución del embalse %

	Nivel mínimo	30/11/2016
Caso 1 XM (97-98)	30.6%	56.5%
Caso 2 XM (Bajos Aportes)	32.1%	56.4%
Caso 3 CNO (Esperado)	31.0%	58.1%
Caso 4 CNO (Contingencia)	30.5%	55.0%

Generación térmica promedio semanal [GWh/día]

	Caso 1 XM (97-98) hasta abril de 2016	Caso 2 XM (Bajos Aportes) hasta junio de 2016	Caso 3 CNO (Esperado) hasta mayo de 2016	Caso 4 CNO (Contingencia) hasta julio de 2016
Carbón	25	24	24	24
Líquidos	23	31	26	32
Gas	35	36	35	36
Total	83	91	85	92

Generación Térmica [GWh/día]



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

Los indicadores de confiabilidad cumplen con los criterios establecidos en el Código de Operación

Se requiere mantener los promedios de generación térmica indicados en un periodo superior a 20 semanas.

Los resultados muestran valores de generación térmica promedio semanales superiores a los promedios históricos registrados.

El SIN cuenta con los recursos necesarios para afrontar una hidrología deficitaria siempre y cuando se disponga de al menos la energía firme comprometida por parte de cada uno de los generadores del sistema.

La persistencia de los niveles de bajos aportes durante el segundo trimestre del 2016 y/o desviaciones considerables de los pronósticos de demanda y/o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y/o prolongados.

Recomendación	Dirigido a
Revisar que las cargas de los Grandes Usuarios contempladas en el pronóstico de demanda entren en las fechas consideradas por la Unidad.	UPME Ecopetrol
Maximizar la disponibilidad del parque térmico para mantener los niveles de generación térmica real promedio semanal por encima de 90 GWh/día. Para alcanzar estos niveles de térmica, se requiere de todo el parque térmico instalado.	Agentes CNO CACSSE
Gestionar la máxima disponibilidad de Gas para el sector térmico	MME
Para una planeación mas ajustada es necesario tener mayor <u>certidumbre de la información del sector gas</u> . (Balance de gas, cantidades contratadas, mantenimientos, entre otros)	CACSSE CNOGas
Intensificar las campañas de ahorro y uso eficiente de la energía, con el fin de crear conciencia en los usuarios para disminuir el consumo y agilizar la implementación de mecanismos de respuesta de demanda como herramientas para la operación segura y confiable del SIN.	MME

Recomendación	Dirigido a
La calidad de las simulaciones para la planeación operativa energética, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, requiere la gestión adecuada y el <u>reporte oportuno y fiel de los agentes de toda la información para el planeamiento y la operación del sistema interconectado nacional</u> . Entre otras variables, se debe tener la <u>mejor calidad de las mediciones de aportes y nivel de embalses</u> , parámetros de plantas (factor de conversión, heat rate, cantidades contratadas de suministro de combustibles), derrateos por nivel de embalse	Agentes CNO CAC SSE
Teniendo en cuenta la magnitud y efecto en la planeación, se requiere revisar la información de los desbalances energéticos de los embalses del SIN.	Agentes CNO
Identificar las restricciones que puedan tener algunas plantas del sistema para operar con bajos niveles de embalse mediante los <u>estudios de análisis de potencia</u> .	Agentes CNO
Gestionar la entrada oportuna de la planta de Regasificación para afrontar el verano 2016-2017.	MME

Acuerdo CNO 833



Reporte de Curva de potencia vs. Volumen de Embalses

Agente	Reportó al CND
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	SI
ISAGEN S.A. E.S.P.	SI
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P.	SI
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P.	SI
EMGESA S.A. E.S.P.	SI*
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	NO

(*) Se recibió la información a través de correo electrónico. La información no ha sido oficializada a través de comunicación firmada por el representante legal de EMGESA.



■ filial de isa

TABLA % VOLUMEN ÚTIL VS. POTENCIA MÁXIMA

ISAGEN S.A. E.S.P.

MIEL/AMANÍ	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
1	252.01
10	276
25	306
50	345
75	375
100	396

SOGAMOSO/TOPOCORÓ	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
1	531.00
10	579
25	654
50	768
75	819
100	819

EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P.

URRÁ/URRÁ	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
10	178.00
25	220
35	241
50	269
75	316
100	338

AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.

MIEL/ESMERALDA	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	860
10	910
20	960
30	1000
50	1000
100	1000



■ filial de isa

TABLA % VOLUMEN ÚTIL VS. POTENCIA MÁXIMA

EMGESA S.A. E.S.P.

BETANIA/Embalse asociado	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	0
25	426
40	463
50	482
75	524
100	540

GUAVIO/Embalse asociado	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	0
25	1120
40	1153
50	1171
75	1200
100	1200

EPM S.A. E.S.P.

PORCE 3/PORCE 3	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	614
15	644
30	674
43	700
60	700
100	700

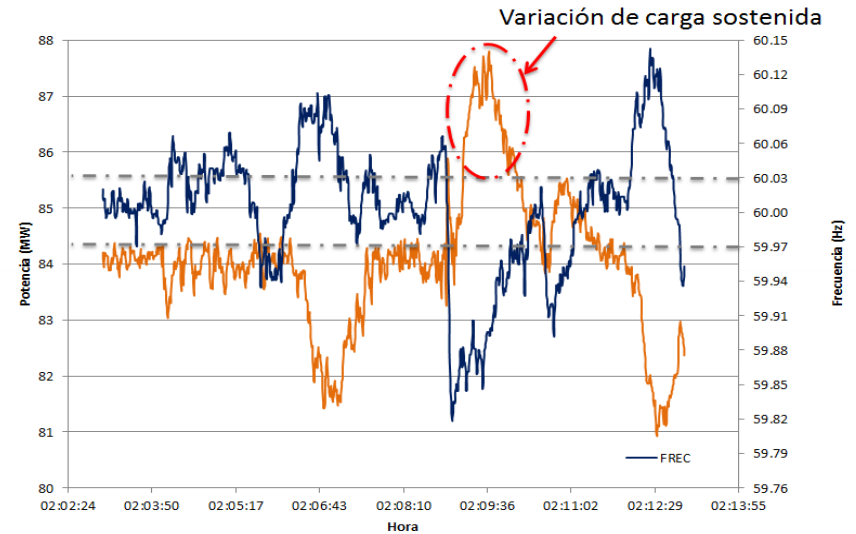
PLAYAS/PLAYAS	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	197
15	200
30	202
50	205
61	207
80	207
100	207



*"Soluciones
que hacen realidad la construcción
de ciudades inteligentes y una
mejor **calidad de vida**
para las personas"*

Anexo - mecanismo de evaluación de regulación primaria de frecuencia vigente

El análisis consiste en verificar que la planta y/o unidad de generación reaccione en dirección opuesta a la frecuencia en los 10 primeros segundos después del evento, de acuerdo a su estatismo y la desviación de frecuencia, todo el tiempo que la frecuencia se encuentre por fuera de la banda muerta.



Etapa procedimiento / Días hábiles	0	2	4	7	10	13
Variación de frecuencia o comportamiento anormal de regulación primaria	■					
Comunicación al agente con posible incumplimiento, solicitud de registros.		■				
Envío de registros por parte del agente en otro caso reporte al ASIC.			■			
Evaluar registros por parte del CND y comunicar al agente que incumple.				■		
Reunión entre el agente y CND, si el agente la solicita.					■	
Decisión final del CND e informe al ASIC.						■