

INFORME XM

Dirigido a CNO

Jueves 11 de febrero 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 11 de febrero de 2016**

Contenido

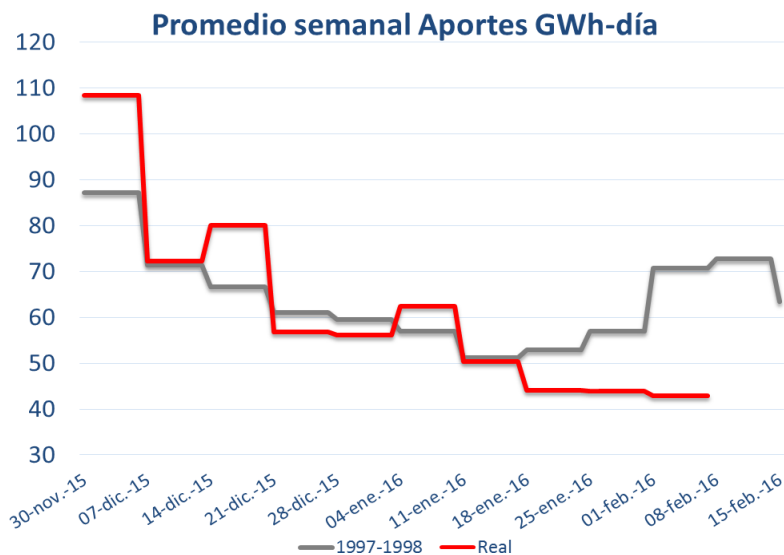
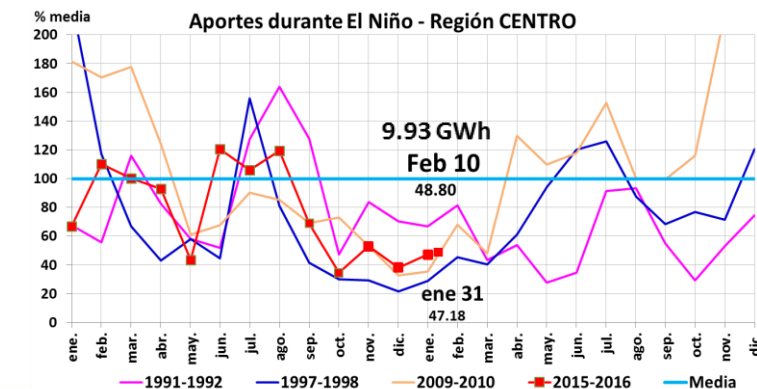
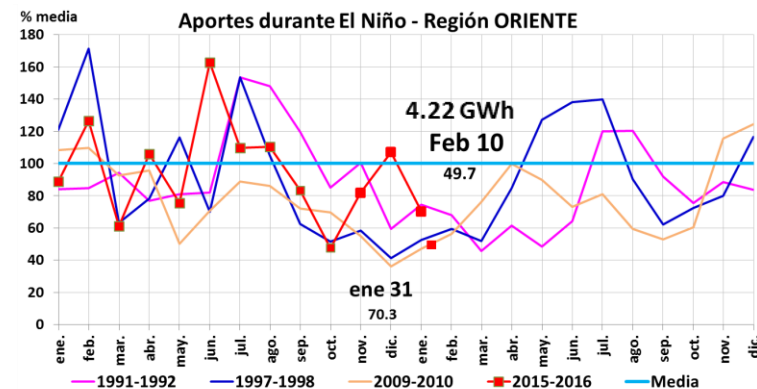
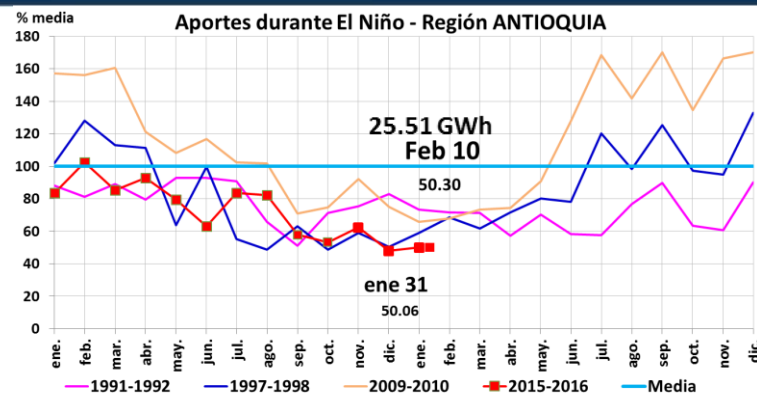
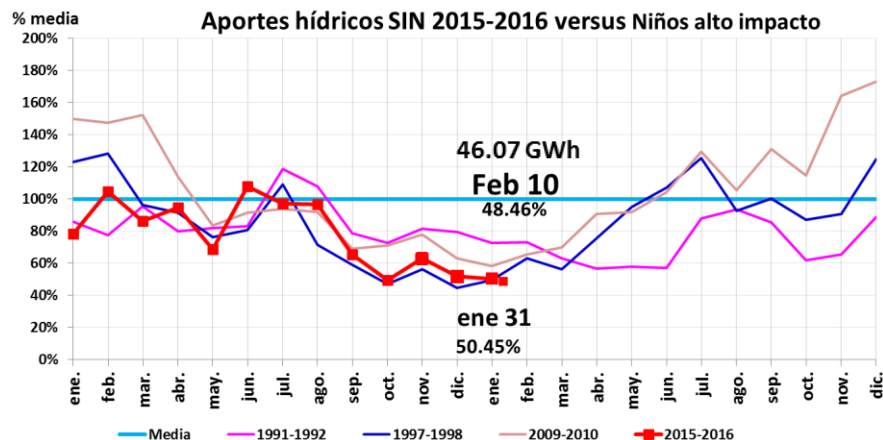
 **Evolución variables**

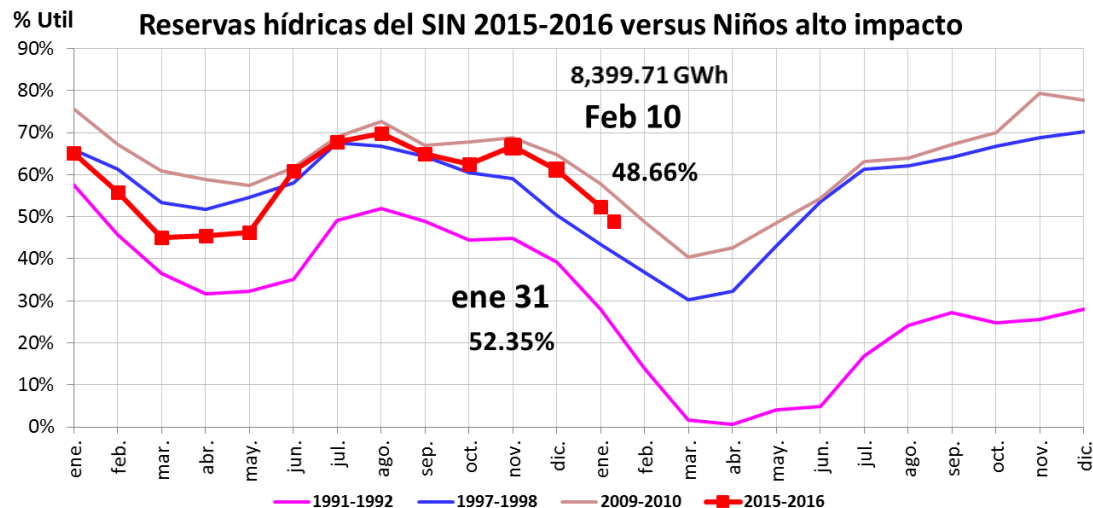
 **Panorama energético**

EVOLUCIÓN VARIABLES

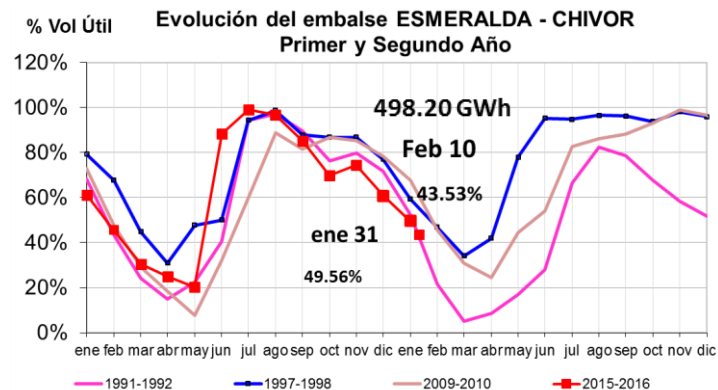
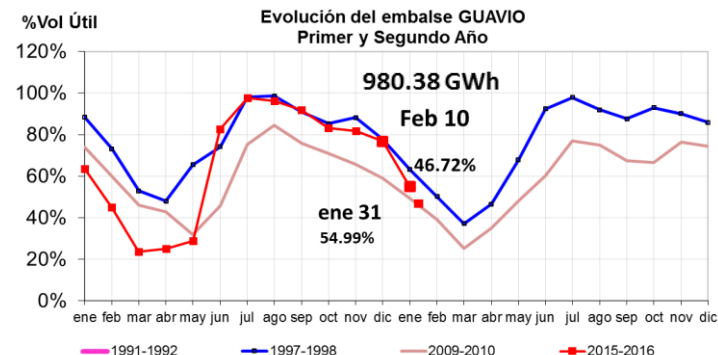
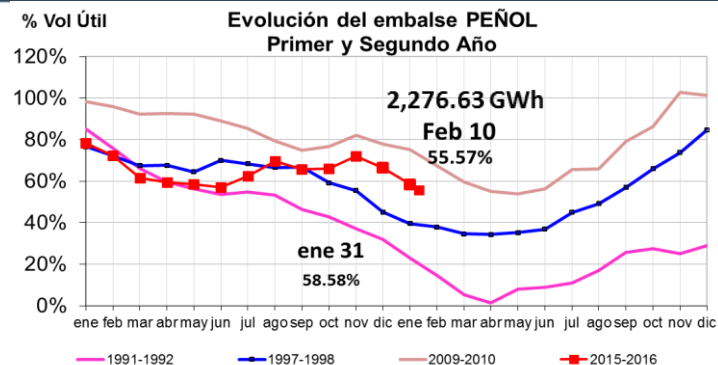
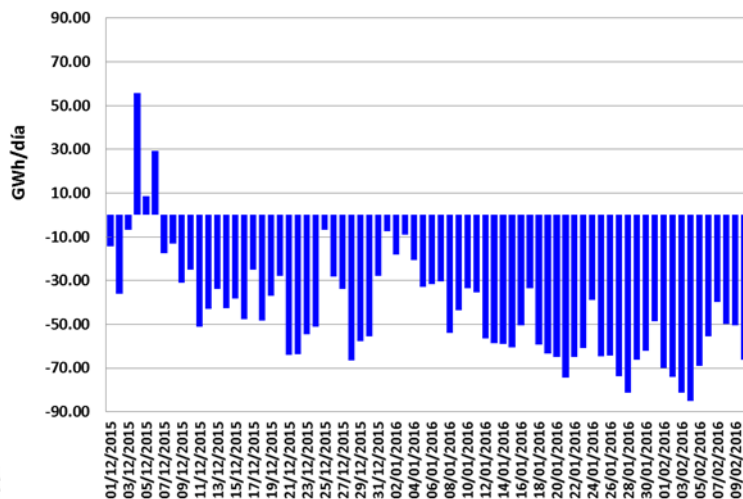
- Aportes
- Embalses
- Generación
- Demanda

Evolución aportes versus Niños





Seguimiento a la tasa de embalsamiento

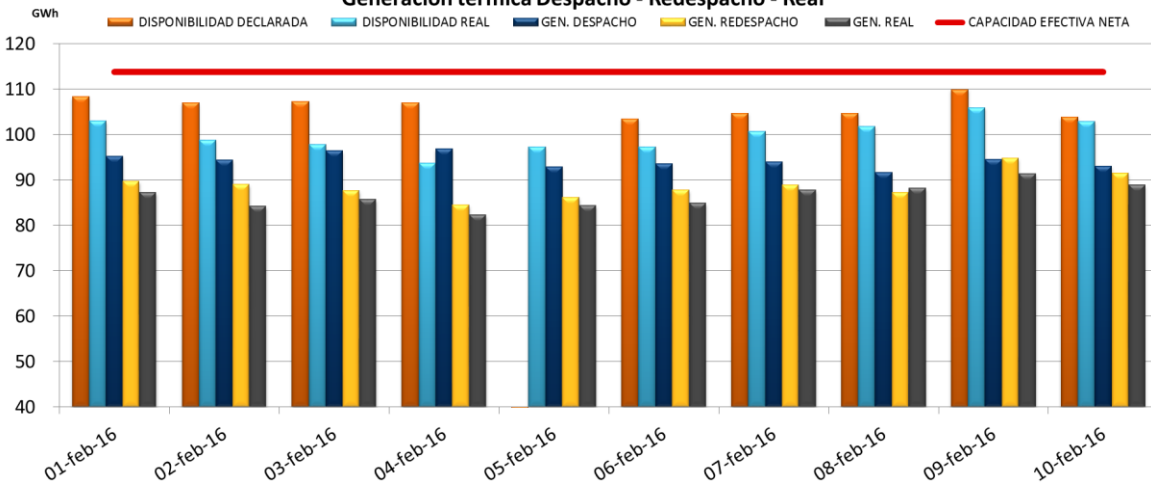




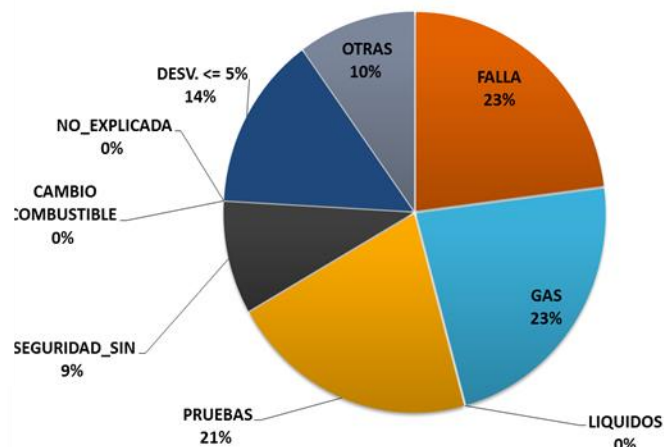
filial de isa

Generación y disponibilidad térmica

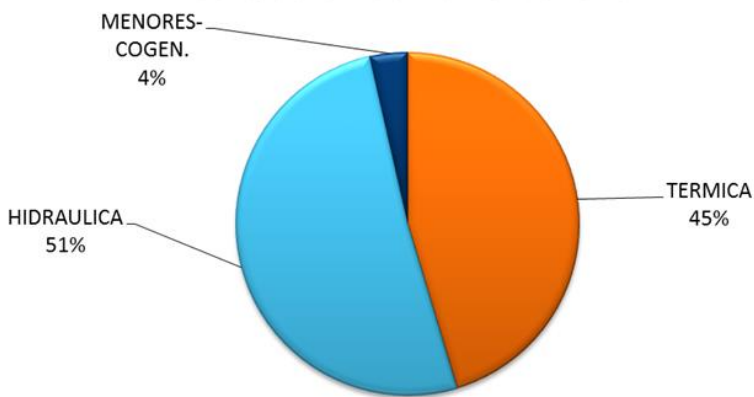
Generación térmica Despacho - Redespacho - Real



Causas desviación térmica despacho > real
feb 1 - 10

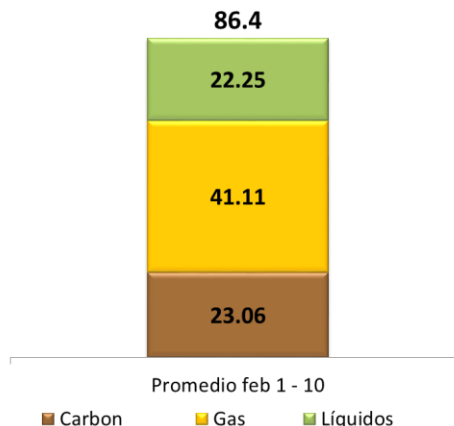


Generación feb 1 al 10 de 2016



1,713.4 GWh

Generación térmica por combustible [GWh-día]



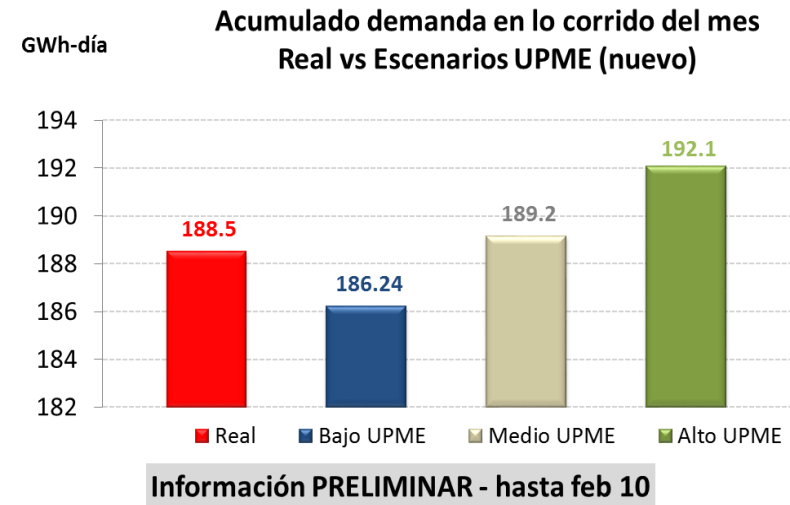
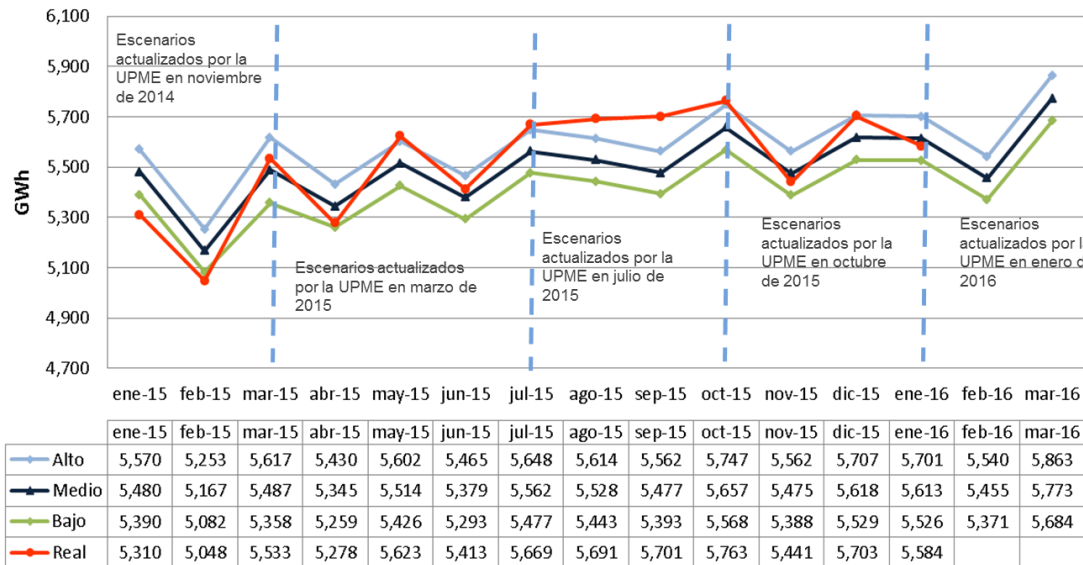
En enero la generación térmica real fue de 86.3 GWh/día.

(*) Capacidad efectiva neta: La mayor de las CEN asociada a los combustibles con que se respalda la ENFICC o en su defecto la mayor CEN de los combustibles principales.

Detalle desviaciones (Despacho > Gen Real)

Feb 1 – 10

PLANTA	DES. <= 5%	FALLA	GAS	OTRAS	PRUEBAS	SEGURIDAD SIN	Total general GWh	GEN. DESPACHO	GEN. REAL
BARRANQUILLA 3	0.24	0.20					0.44	11.69	11.25
BARRANQUILLA 4	0.21			-	0.09		0.30	10.50	10.24
CARTAGENA 1	0.40			-		0.11	0.51	9.31	9.72
CARTAGENA 2	0.30			-		0.01	0.32	8.66	9.38
CARTAGENA 3	0.47	0.27		-	0.23		0.96	10.45	9.56
CIMARRON	0.13						0.13	4.69	4.56
FLORES 1	0.89					0.49	1.38	35.85	34.47
FLORES 4B	0.71	12.11		3.52		6.79	23.13	97.30	74.17
GECELCA 3	0.11						0.11	39.36	39.25
GUAJIRA 1				-	1.55		1.55	3.48	7.62
GUAJIRA 2	0.03	1.06		3.48			4.58	18.92	18.31
MERILECTRICA 1	0.99						0.99	39.08	38.26
PAIPA 1	0.19	0.47		-	0.09		0.75	1.20	0.45
PAIPA 2	0.36	0.87					1.23	17.28	16.05
PAIPA 3	0.11	2.67		-	0.44		3.22	13.64	10.42
PAIPA 4	-						-	36.96	37.17
PROELECTRICA 1		0.24		0.58			0.82	10.80	9.98
PROELECTRICA 2	-			0.02			0.02	10.80	10.88
TASAJERO 1	-						-	39.12	39.26
TASAJERO 2	-			-	15.38		15.38	34.56	19.85
TEBSAB	1.60		20.99			1.00	23.59	183.70	160.11
TERMOCANDELARIA 1				-			-	0.68	0.69
TERMOCANDELARIA 2				0.25			0.25	0.66	0.41
TERMOCENTRO CC	1.50			1.36			2.86	62.24	60.09
TERMODORADA 1				-	0.06		0.06	0.14	0.08
TERMOEMCALI 1	0.51	0.51					1.01	50.00	49.66
TERMOSIERRAB	2.10						2.10	90.71	88.68
TERMOVALLE 1	1.25				1.56		2.81	47.28	44.47
TERMOYOPAL 2	0.08						0.08	7.13	7.05
ZIPAEMG 2	0.06	0.45					0.51	7.88	7.37
ZIPAEMG 3	0.27	0.13					0.40	15.12	14.72
ZIPAEMG 4	0.12	1.66		-			1.78	8.28	6.50
ZIPAEMG 5	0.41	0.59					0.99	15.12	14.13
Total general GWh	13.05	21.22	20.99	9.21	19.40	8.41	92.28	942.57	864.80



Enero de 2016 creció frente a enero de 2015 en un 5.7% (En enero de 2015 la demanda creció 3.0%).

En lo corrido de febrero la demanda promedio día es de 188.5 GWh-día, y se ubica entre el escenario bajo y el medio de la UPME, con un crecimiento del 5.0% con respecto al mismo mes del año anterior.

PANORAMA ENERGÉTICO

- Análisis energético mediano plazo
- Índice Resolución 026 de 2014
- Análisis Equivalencia Embalse vs 97-98

Análisis energético mediano plazo

Información básica de las simulaciones

Demanda Nacional

Colombia: Escenario Alto hasta abril, luego escenario medio (Rev. Enero 2016)



Definido en la reunión N° 59 del SPO

Parque térmico (Info Agentes)

Guajira 1. Disponible 30% hasta Abr30/16

Tebesa. Disponible 591 MW hasta Feb29/16

Flores IV. Disponible 430MW Hasta Nov/16

14 GWh/día

Desbalance hídrico

Embalses

Se utiliza el NEP para cada embalse

Parámetros

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

Precios de combustibles

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

Combustible

Contratos de gas y líquidos disponibles para todo el horizonte

Costos de racionamiento

Último Umbral publicado en febrero de 2016 por la UPME

Fecha entrada proyectos de generación

Gecelca 3.2: 21 de octubre de 2016

Plantas menores y cogeneradores

Diciembre a Abril 4.7** GWh/día, y de Mayo a Noviembre 6.2* 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 XM

Feb/16 (Mínimos Históricos) +
Mar/16-Abr/16 (hidrología año 98) +
May/16 en adelante (caso esperado
del SH – Actualización Dic/15)

Caso 2 XM

Hidrología Esperado XM:
Feb/16 (Mínimos Históricos)
+ Mar/16 (hidrología año 98)
+ Abr/16 - May/16 (caso
contingencia* (SH)) + Jun/16-
Nov/16 (caso esperado del
(SH)*) + Dic/16 en adelante
(Hidrología año 92-93)

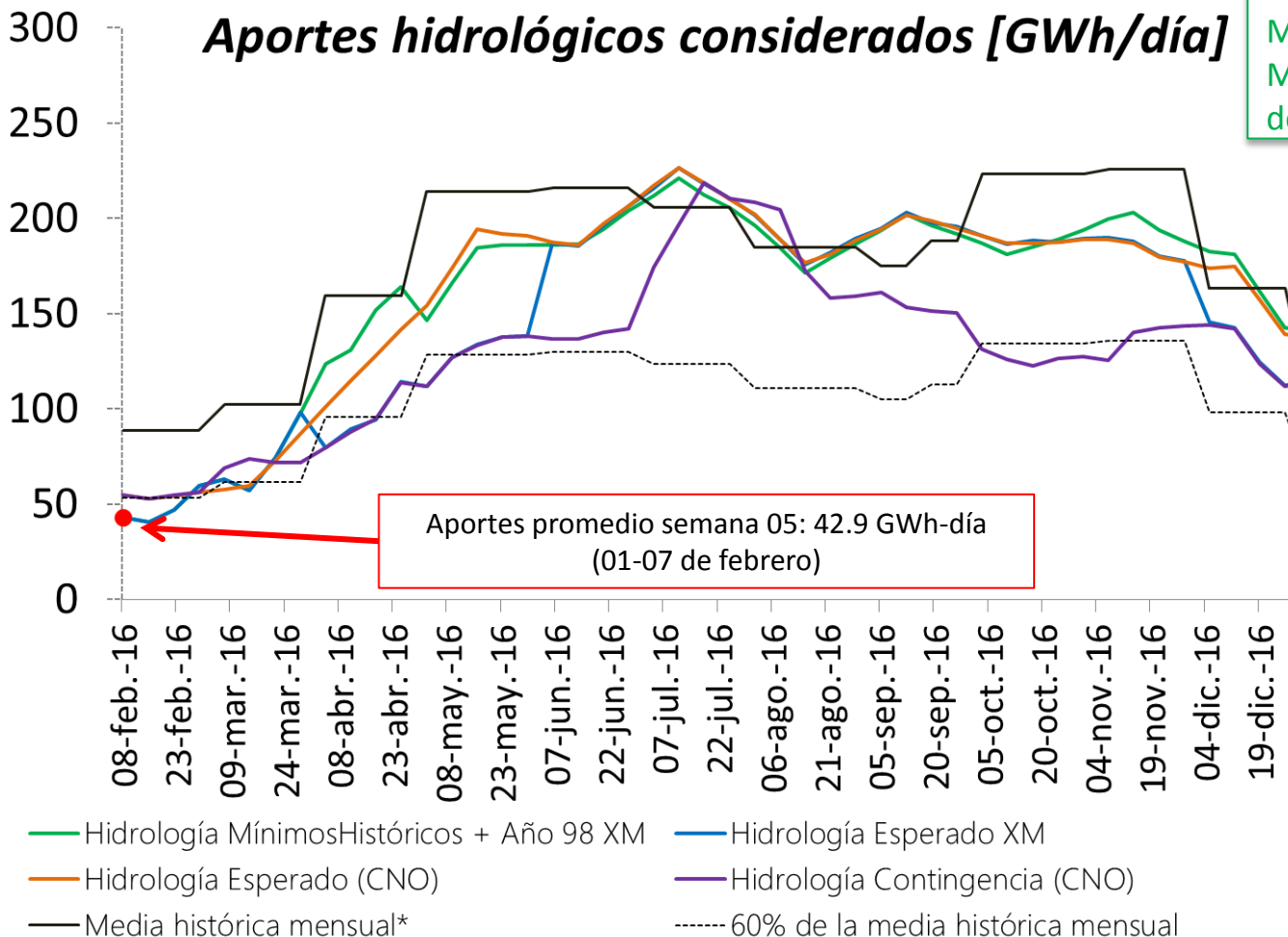
Caso 3 CNO

Hidrología Esperado* (SH)
del CNO.

Caso 4 CNO

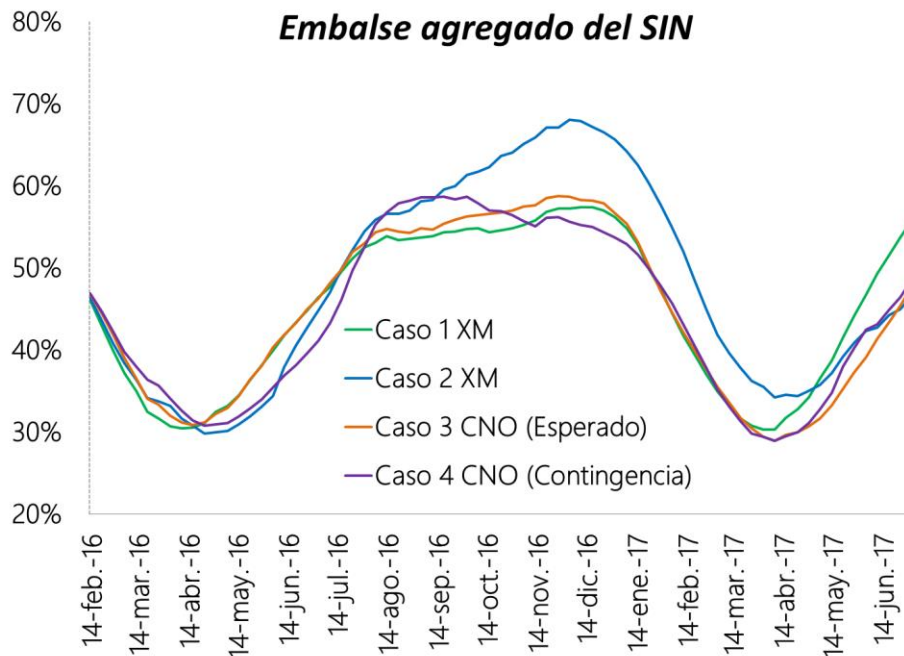
Hidrología Contingencia*
(SH) del CNO.

Aportes hidrológicos considerados [GWh/día]



Resultados de las simulaciones

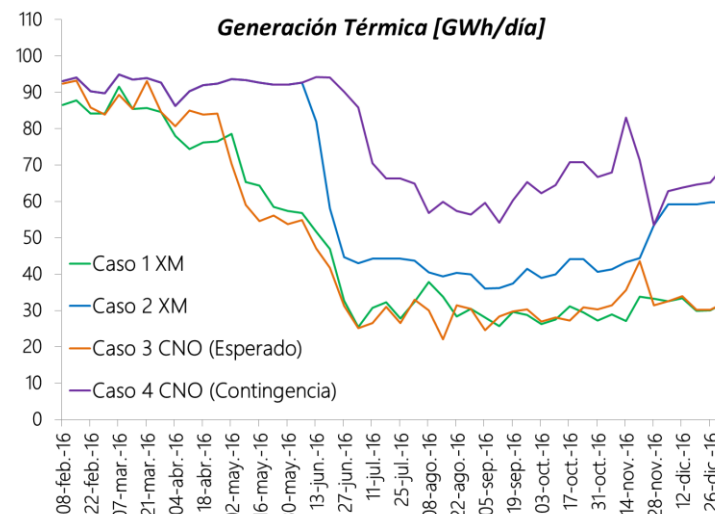
Embalse agregado del SIN



Evolución del embalse %

	Nivel mínimo	30/11/2016
Caso 1 XM	30.5%	57.3%
Caso 2 XM	29.9%	67.1%
Caso 3 CNO (Esperado)	30.8%	58.8%
Caso 4 CNO (Contingencia)	30.8%	56.2%

Generación Térmica [GWh/día]



Gen. Térmica promedio [GWh/día]	Caso 1 XM hasta abril/16	Caso 2 XM hasta junio/16	Caso 3 CNO hasta mayo/16	Caso 4 CNO hasta julio/16
Febrero	86	93	90	93
Marzo	87	93	88	93
Abril	78	91	84	91
Mayo		93	60	93
Junio		81		93
Julio				76
Promedio	84	90	81	90

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, por encima de los 90GWh/día, en un periodo que puede extenderse hasta junio/julio de 2016

El SIN cuenta con los recursos necesarios para afrontar una hidrología deficitaria siempre y cuando se disponga para la operación real 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 de 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
Maximizar la disponibilidad del parque térmico para mantener los niveles de generación térmica real promedio semanal por encima de 90 GWh/día, situación que se puede extender hasta junio de 2016. Para alcanzar estos niveles de térmica, se requiere de todo el parque térmico instalado.	Agentes CNO CACSSSE
Gestionar la máxima disponibilidad de Gas para el sector térmico que permitan alcanzar los valores de térmica requeridos para mantener la confiabilidad del SIN.	MME
Adelantar campañas de ahorro y uso eficiente de la energía, con el fin de crear conciencia en los usuarios para evitar el derroche.	MME
Garantizar la <u>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 y las variables requeridas para la planeación operativa energética, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica-	Agentes CNO CACSSSE
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
Hacer seguimiento a la entrada oportuna de la planta de Regasificación para afrontar el verano 2016-2017.	MME

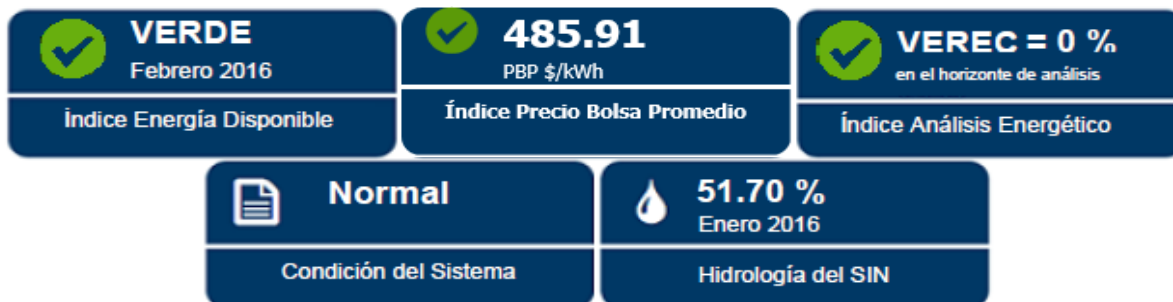
Índices Resolución CREG 026 de 2014



filial de isa

Evaluación 05 de febrero

Reporte General para el día 2016-02-05



Índice de Energía Disponible

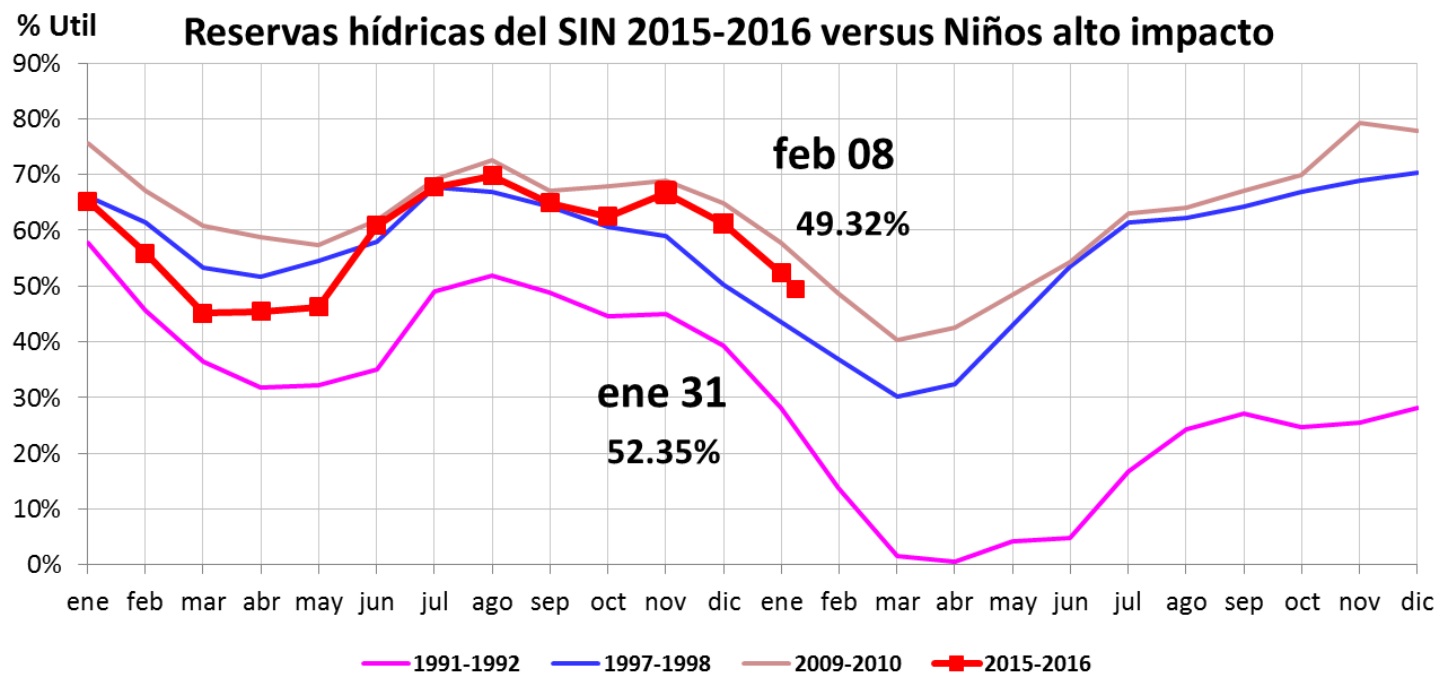
Fecha	Energía Disponible (kWh)	Demanda (kWh)	Índice ED	ED	PBP	AE	Condición
2016-02-01	209,927,023.86	188,120,081.38					Vigilancia
2016-03-01	209,943,180.86	186,235,997.00					Vigilancia
2016-04-01	215,858,481.86	187,955,778.23					Riesgo
2016-05-01	216,650,153.86	187,763,641.87					Vigilancia
2016-06-01	215,794,576.86	189,470,336.97					Vigilancia
2016-07-01	215,064,761.86	188,993,983.19					Normal
2016-08-01	223,259,976.86	192,917,642.94					Vigilancia
2016-09-01	222,007,047.86	195,941,143.23					Normal
2016-10-01	219,715,705.86	190,999,191.26					
2016-11-01	223,356,703.86	191,925,956.13					
2016-12-01	211,418,552.86	192,296,331.10					
2017-01-01	212,803,432.86	188,250,306.32					

El estado de Vigilancia se confirma si el Nivel agregado de los aportes promedio mes en energía del SIN (HSIN) del mes anterior es menor a 90 % del promedio histórico de aportes



Análisis Equivalencia Embalse vs 97-98

Evolución de embalse útil agregado del SIN (%) en eventos “El Niño”

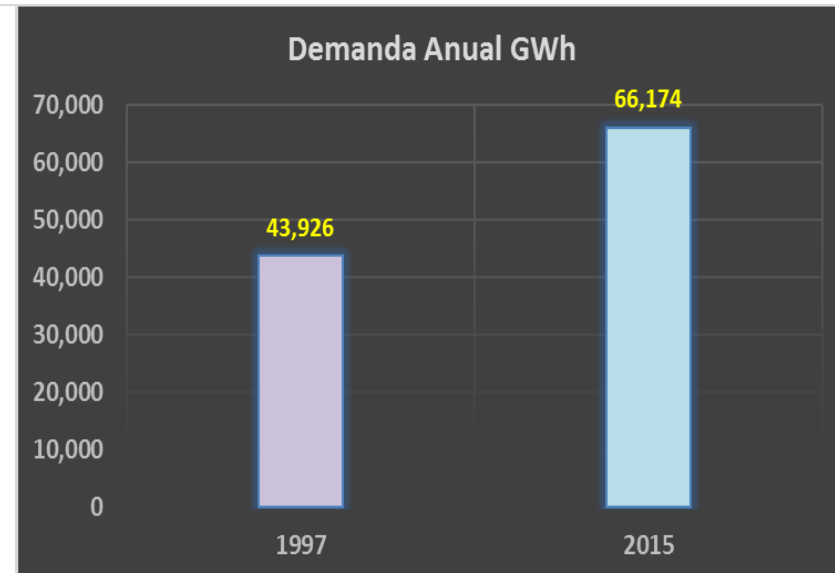
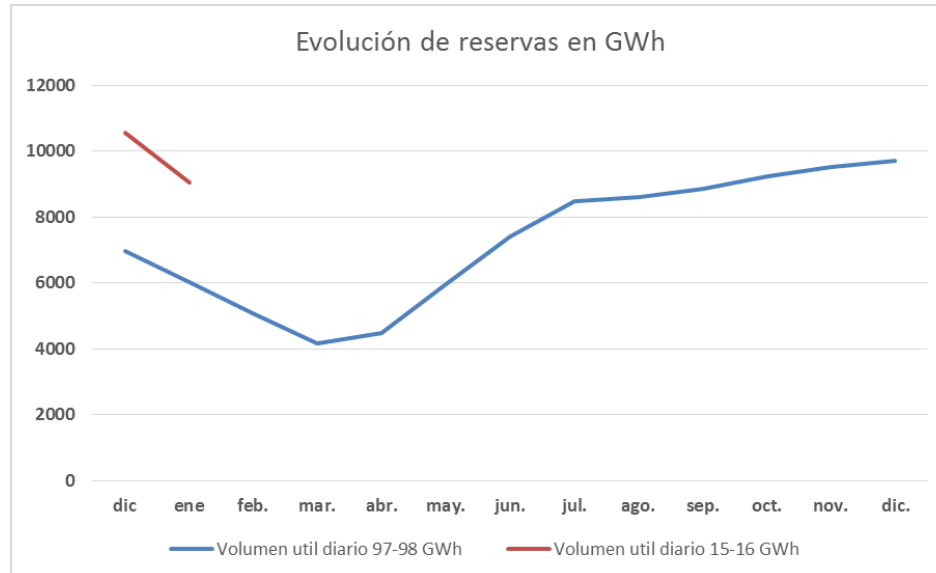


La historia de la operación del embalse útil del SIN en %, excluyendo el año 92 (Racionamiento energético), no registra descensos por debajo de 30%.

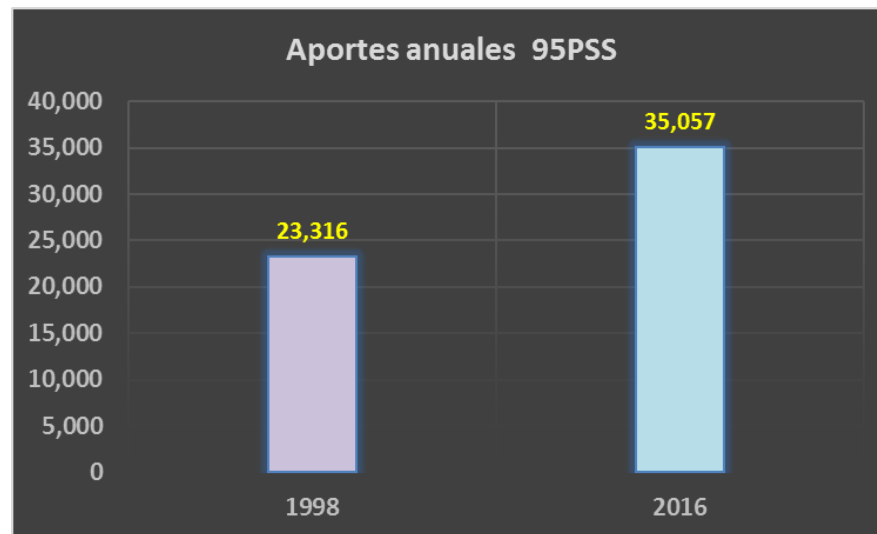
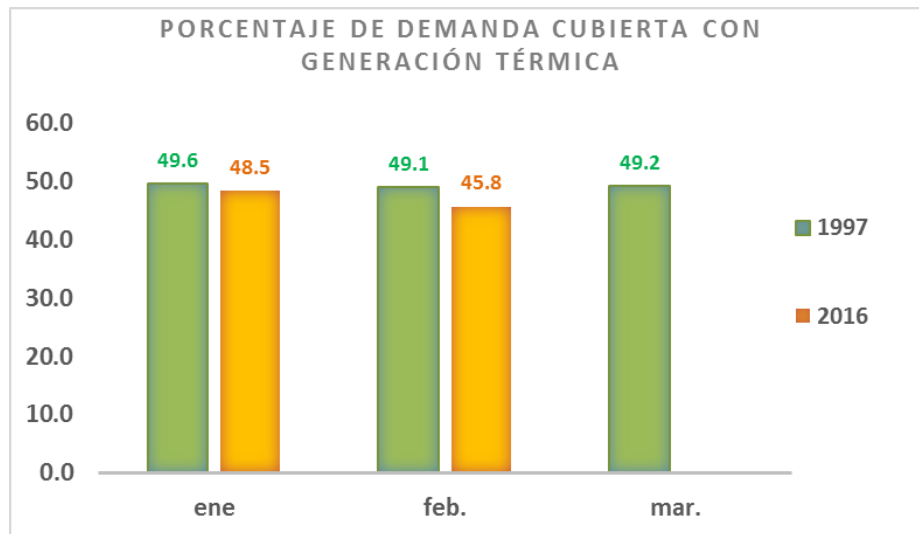
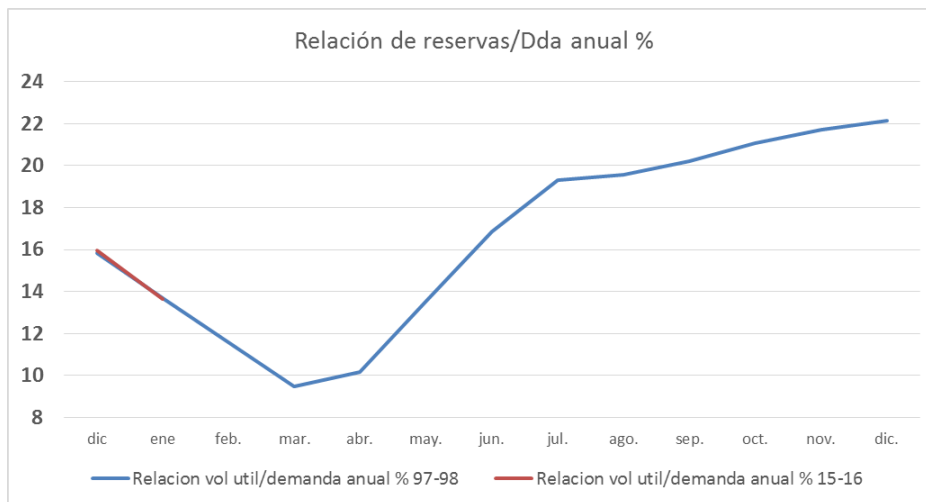
Análisis de la reservas del SIN en el tiempo

- Se ha cuestionado que la comparación directa de la evolución porcentual (Con referencia a la capacidad útil total) del embalse agregado en el tiempo puede no ser apropiada dado los cambios en SIN con el crecimiento de demanda e instalación de nueva generación.
- Para hacer comparables las reservas en el tiempo se puede recurrir a una variable que emplee una ponderación por demanda total anual:

Relación $\text{VolUtil}/\text{Dda_anual} \times 100\%$



Análisis de la reservas del SIN en el tiempo



Análisis de la reservas del SIN en el tiempo

Embalse Fin Verano 2016	Energía Util 2016	Relación VU/DA
30%	5,181	7.8%
25%	4,317	6.5%
20%	3,454	5.2%



Embalse Equivalente en 1998
24.8%
20.7%
16.6%

Descender al 30% del embalse útil al final de del verano 2016, es energéticamente comparable con haber descendido al 24.8% en en el mismo periodo de 1998.



 filial de isa

Calle 12 Sur No. 18 - 168 Bloque 2
PBX: (574) 3172244 - Fax: (574) 3170989
Medellín Colombia.

 @XM_filial_ISA

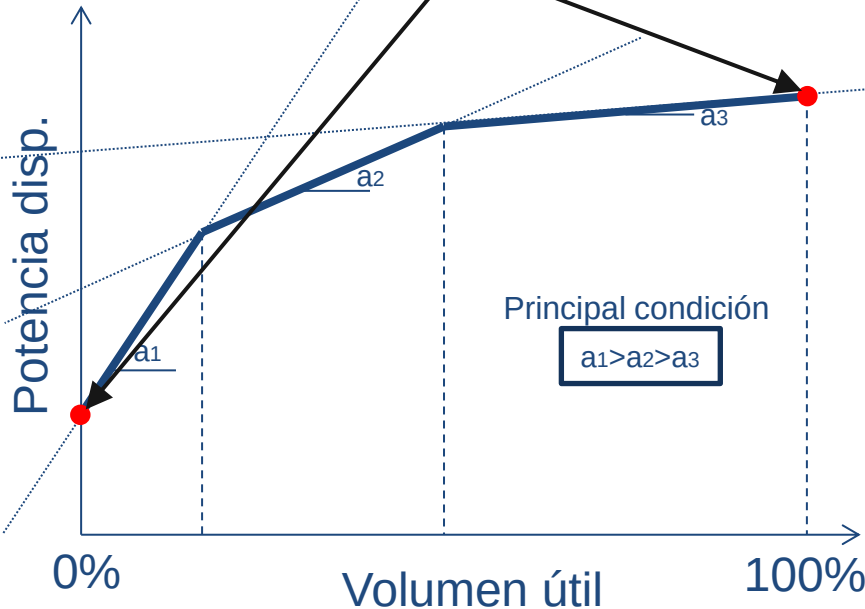
Todos los derechos reservados para XM. S.A.E.S.P



Curvas Nivel embalse versus potencia

Modelado de la curva

Puntos necesarios para definir el rango completo de operación.



Entre cada par de puntos, el interés está en que solo se active la recta que contiene el menor nivel.

Cada segmento, unión entre dos puntos, se representa por una recta de la forma $a_n * vVol\% + b_n$, siendo n el segmento.

Condiciones actuales

$$vPot_p \leq pPOT^{disp}_p \quad \forall p \quad \text{Incluyendo mantenimientos}$$

Nuevo modelado

$$vPot_p \leq pPOT^{disp}_p \quad \forall p \quad \text{Incluyendo mantenimientos}$$

$$vPot_p \leq a_n * vVol\%_{p-1} + b_n \quad \forall p, n$$

$$vPot_p \leq a_n * [(vVol_{p-1} - pVolMin) / (pVolMax - pVolMin)] + b_n \quad \forall p, n$$

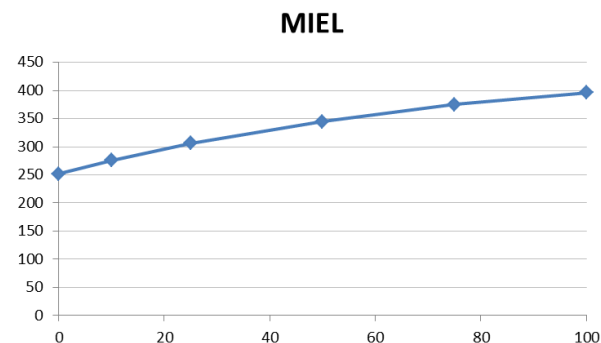
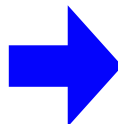
Restricciones lineales

Información recibida

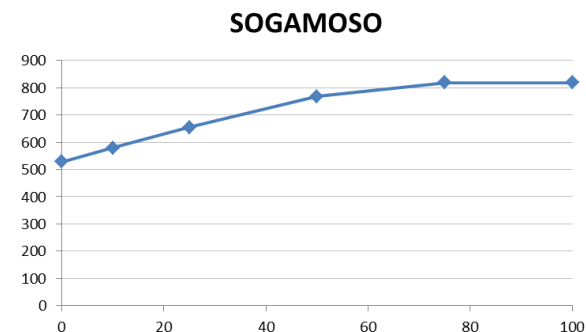
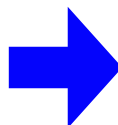
- Isagen → Miel/Amaní; Sogamoso/Topocoró
- Urrá → Urra/Urra
- Chivor → Miel/Esmeralda
- Emgesa → Betania/Betania; Guavio/Guavio
- EPM → Porce 3/Porce 3; Playas/Playas
- EPSA → Albán/Alto anchicayá; Prado/Prado; Salvajina/Salvajina

Datos reportados para el análisis de potencia (1)

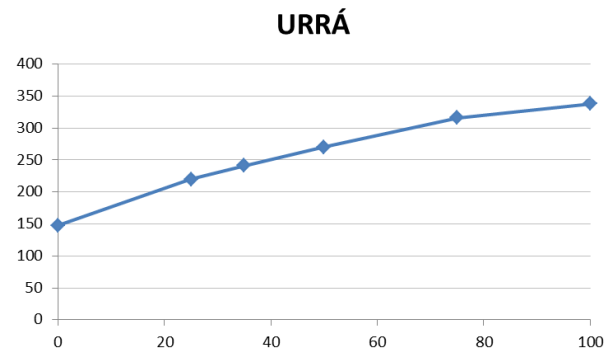
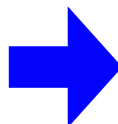
MIEL/AMANÍ	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	252
10	276
25	306
50	345
75	375
100	396



SOGAMOSO/TOPOCORO	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	528
10	579
25	654
50	768
75	819
100	819

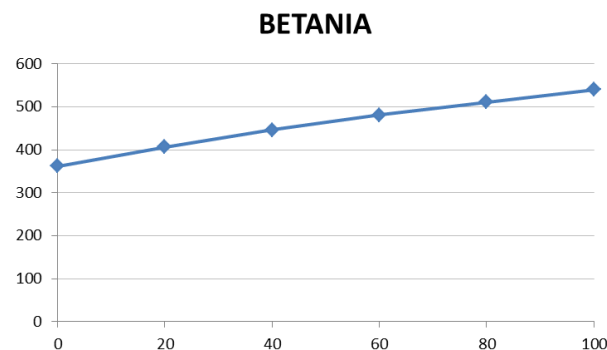
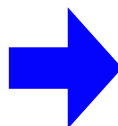


URRÁ/URRÁ	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	148
25	220
35	241
50	270
75	316
100	338

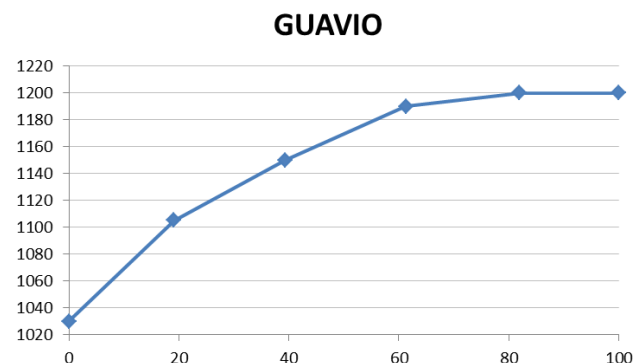
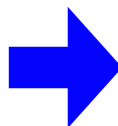


Datos reportados para el análisis de potencia (2)

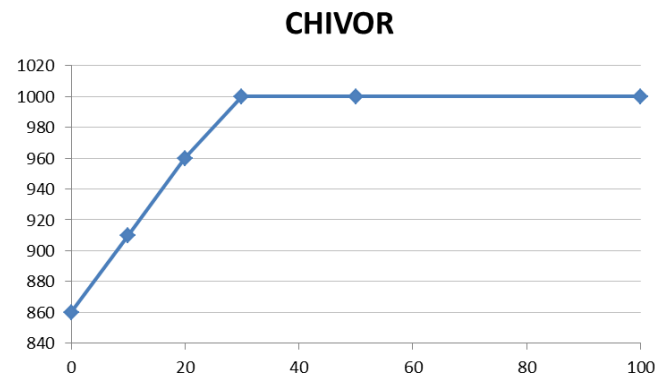
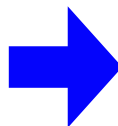
BETANIA/BETANIA	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	362
20	406
40	446
60	481
80	511
100	540



GUAVIO/GUAVIO	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	1030
19.14	1105
39.39	1150
61.3	1190
82.04	1200
100	1200

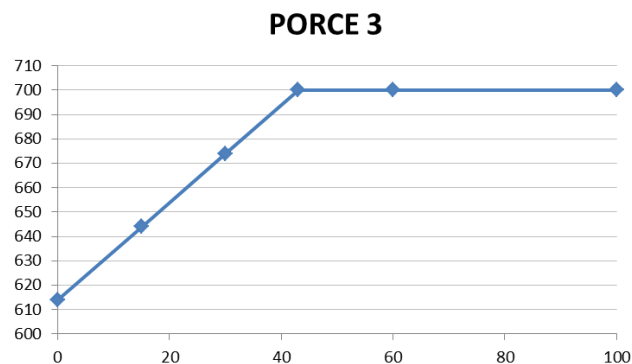
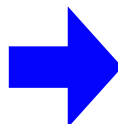


CHIVOR/ESMERALDA	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	860
10	910
20	960
30	1000
50	1000
100	1000

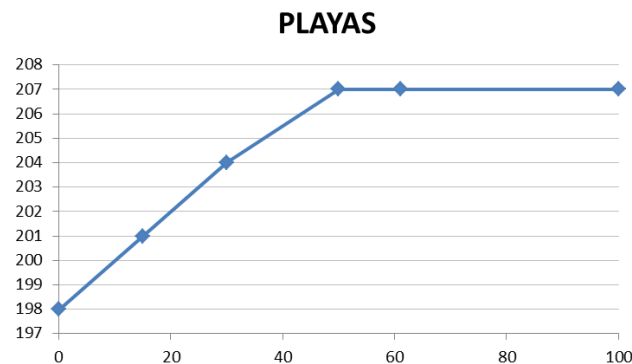
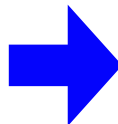


Datos reportados para el análisis de potencia (3)

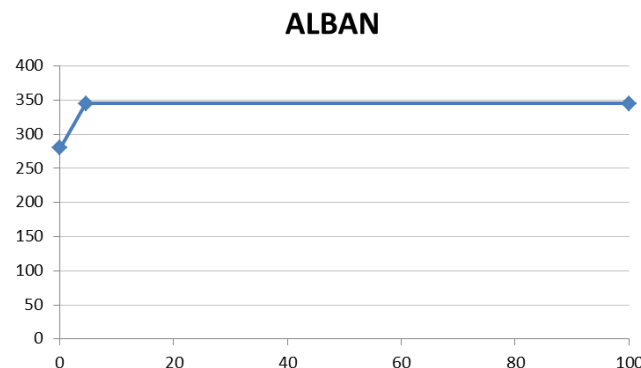
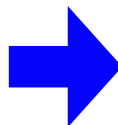
PORCE 3/PORCE 3	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	614
15	644
30	674
43	700
60	700
100	700



PLAYAS/PLAYAS	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	198
15	201
30	204
50	207
61	207
100	207

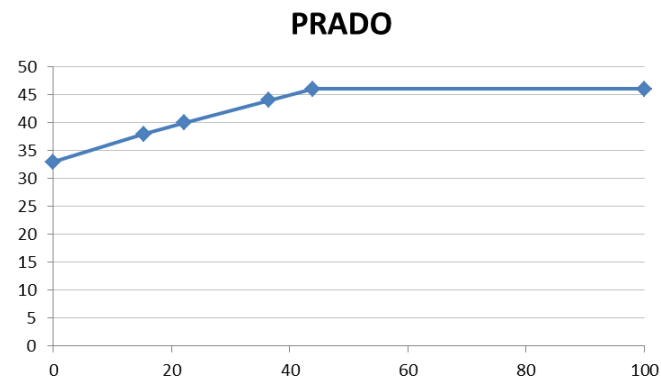
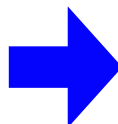


ALBÁN/ALTO ANCHICAYÁ	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	280
4.6	345
100	345



Datos reportados para el análisis de potencia (4)

PRADO/PRADO	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	33
15.3	38
22.1	40
36.5	44
43.9	46
100	46



SALVAJINA/SALVAJINA	
VOLUMEN ÚTIL [%]	POTENCIA MÁXIMA [MW]
0	180
11.2	227
18.3	248
29.4	280
32.1	285
100	285

