



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 069

Jueves, 3 de mayo de 2012

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

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

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND - 069

Jueves, 3 de mayo de 2012



Contenido

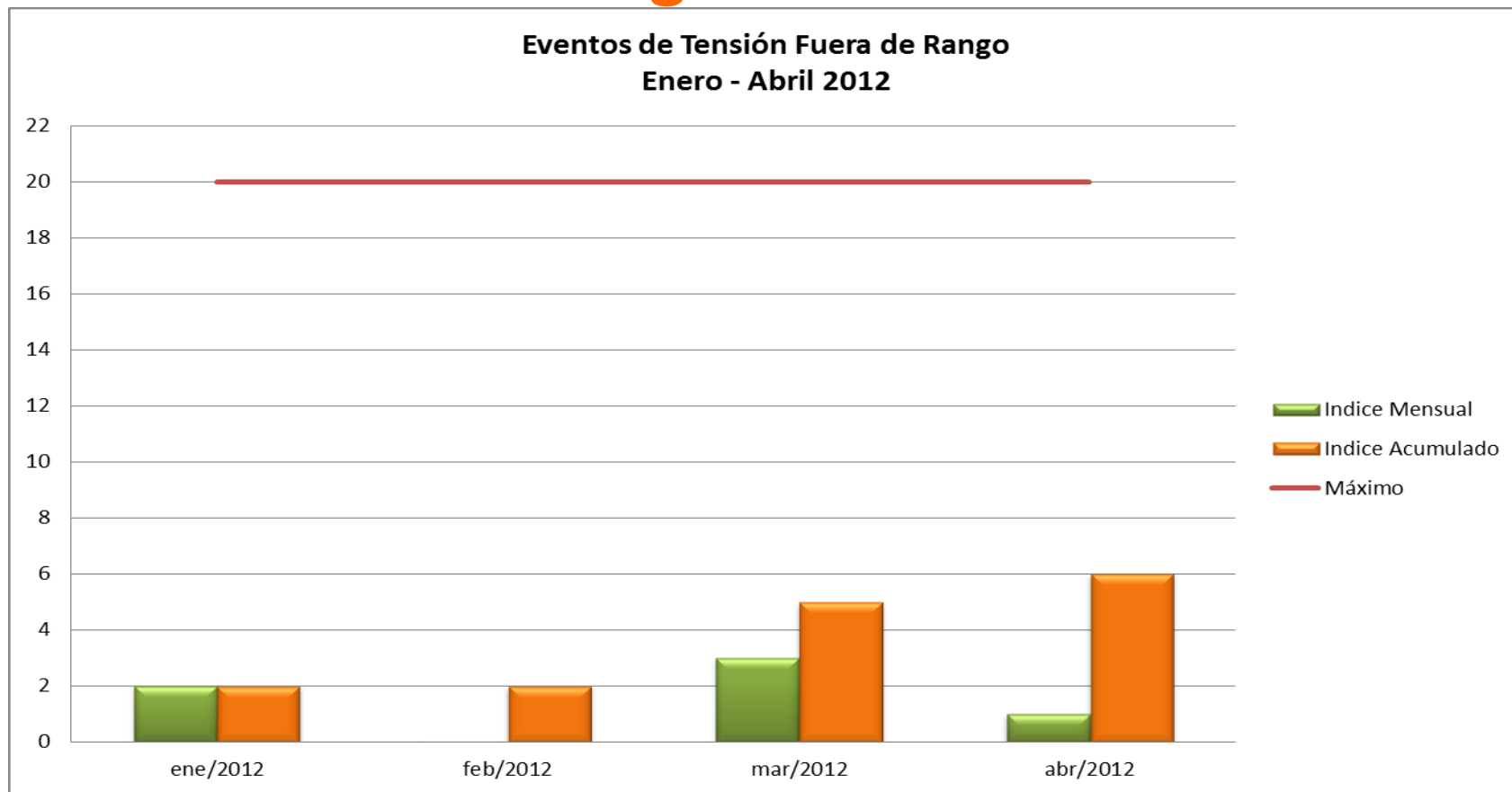
- Indicadores calidad de la operación
- Evolución variables del SIN
- Panorama energético
- Varios
 - Análisis planeación vs real 2011
 - Indicadores de mantenimiento definidos en el Acuerdo CNO 518 de 2011





Indicadores calidad de la operación

Tensión Fuera de Rango

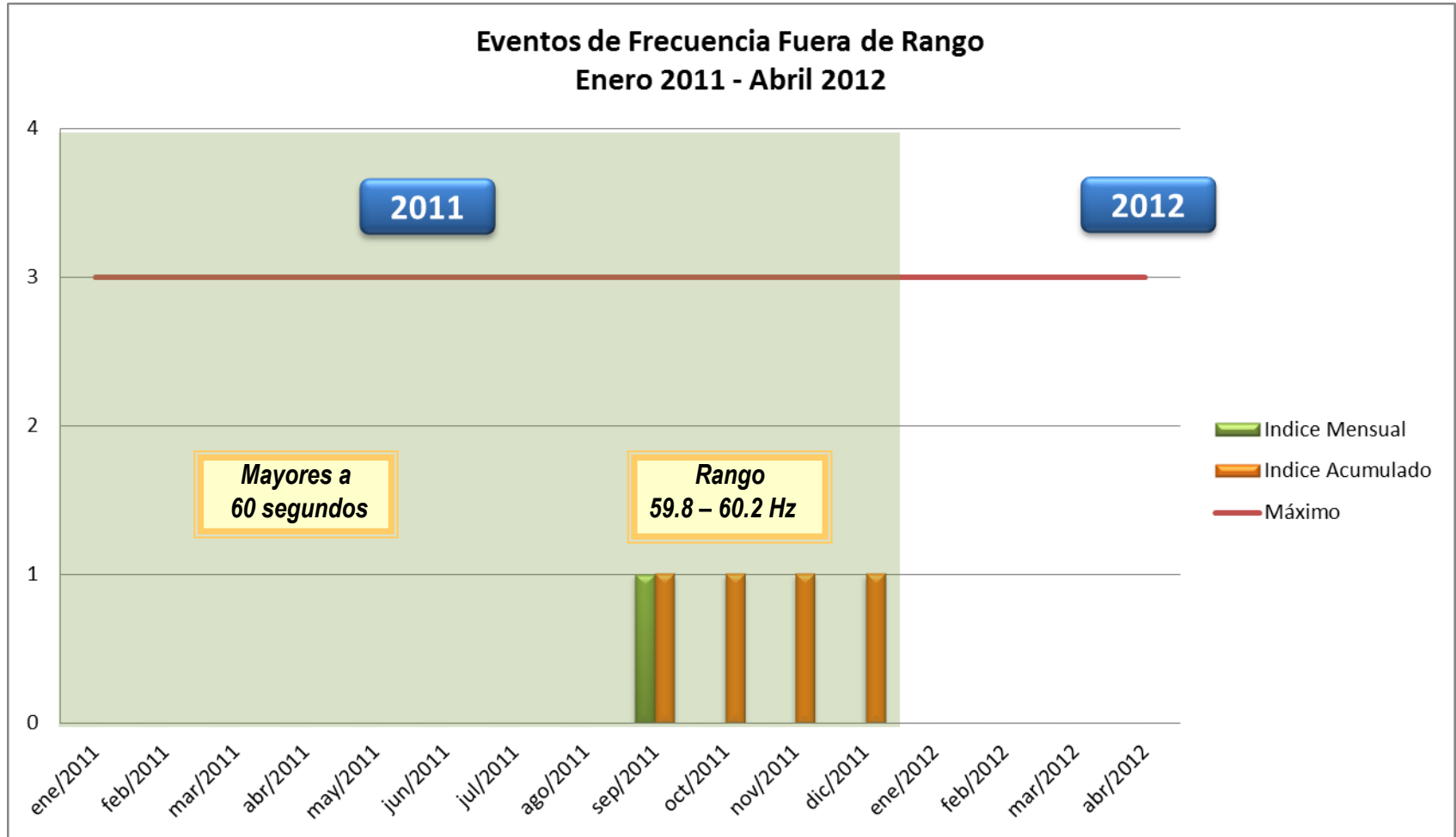


En el mes de abril se presentó 1 evento de tensión en el sistema.

- Abril 6: Disparo de las unidades 1, 2 y 3 de La Tasajera. Debido a la configuración de la subestación esta quedó sin tensión. El evento no afectó la demanda



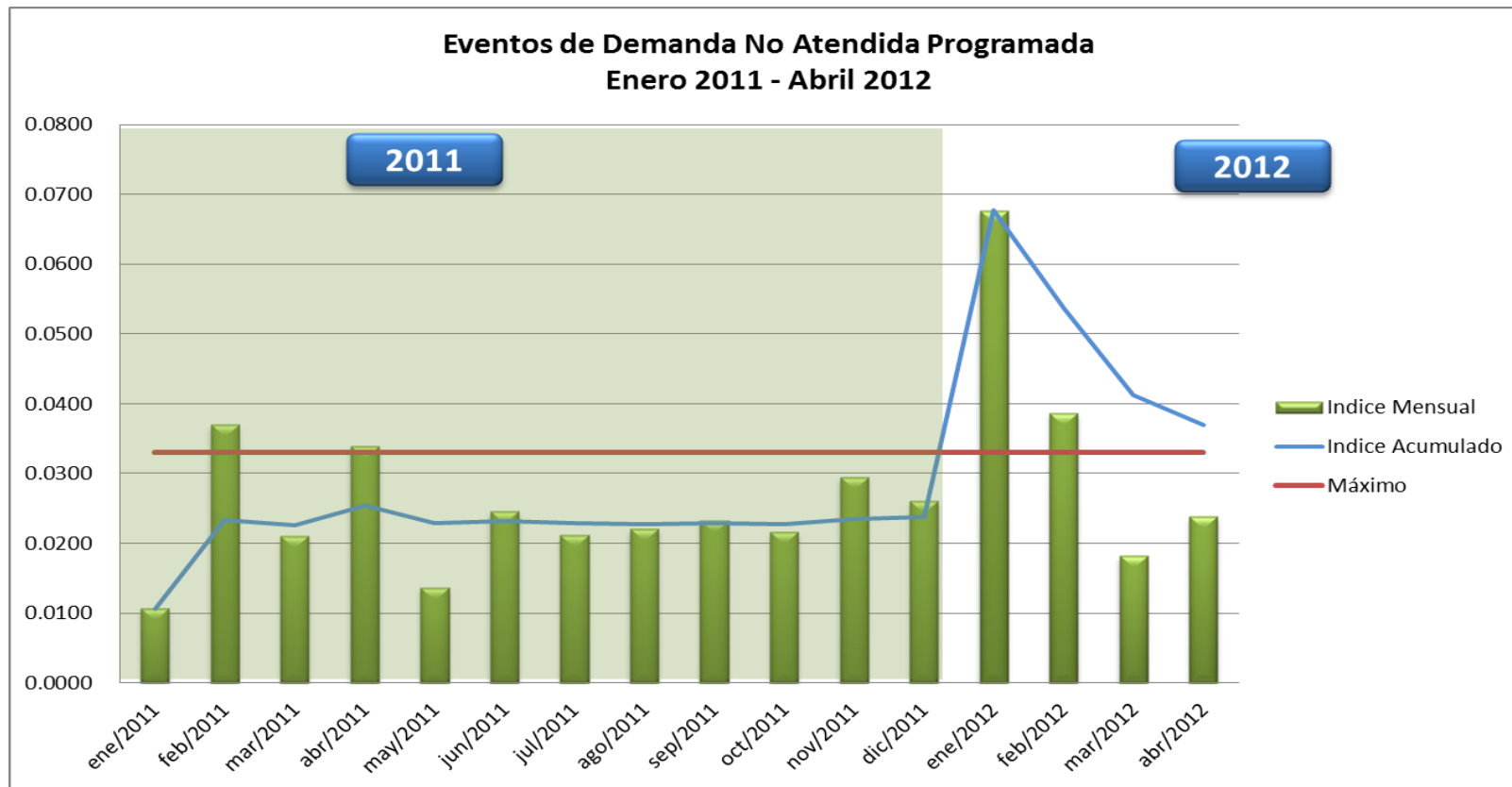
Variaciones de Frecuencia



En abril no se presentaron eventos de frecuencia fuera de rango



Porcentaje de Demanda No Atendida Programada

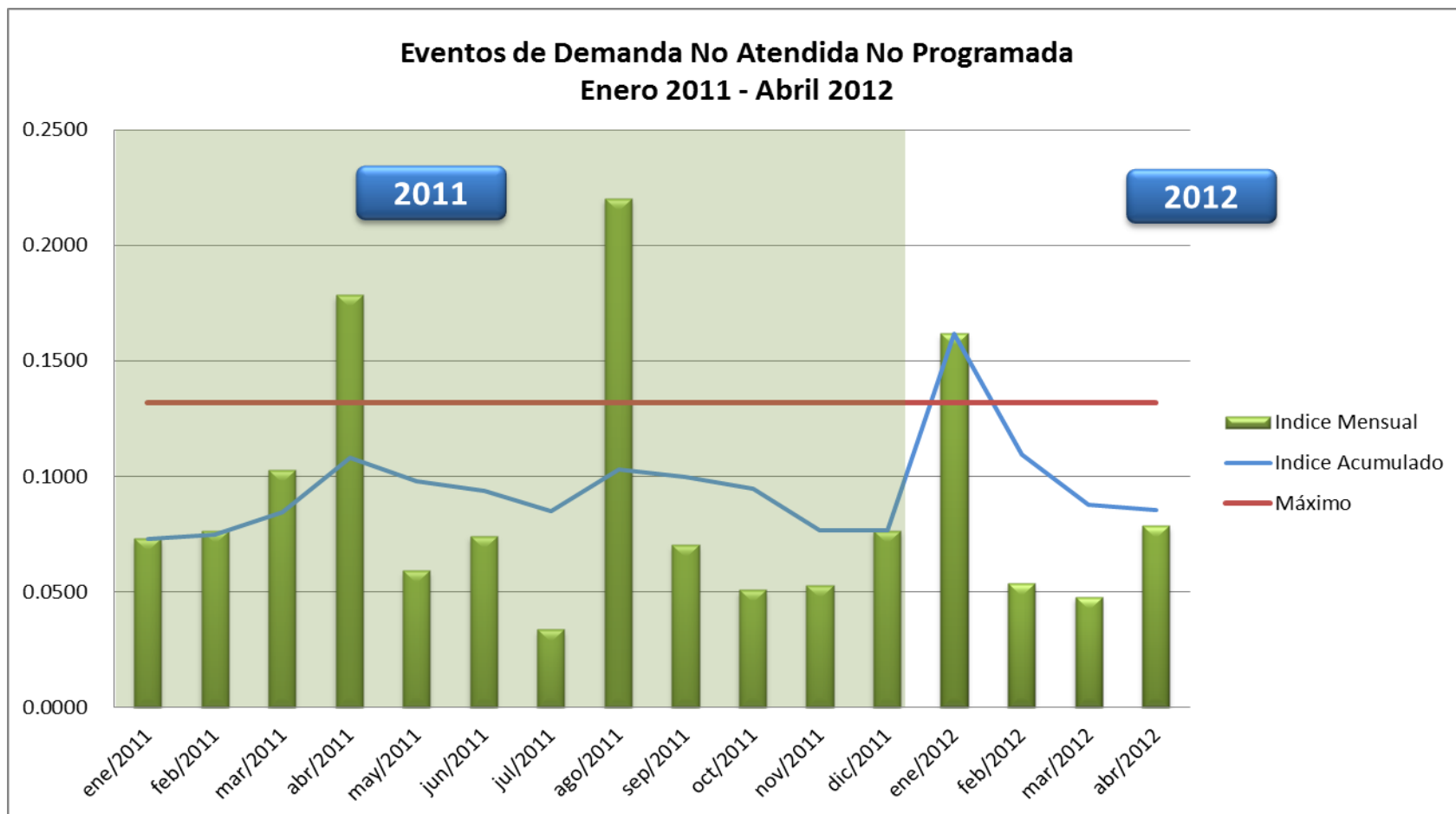


Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.14 GWh. Las principales causas fueron:

- Abril 18: Apertura del circuito Cerromatoso - Caucasia 110 kv bajo la consignación (0.279 GWh).
- Abril 22: Apertura en ambos extremos del circuito Villa Estrella - Bayunca 66 kv bajo consignaciones (0.1 GWh).



Porcentaje de Demanda NO Atendida No Program.



Se dejaron de atender 3.75 GWh. Las principal causa fue:

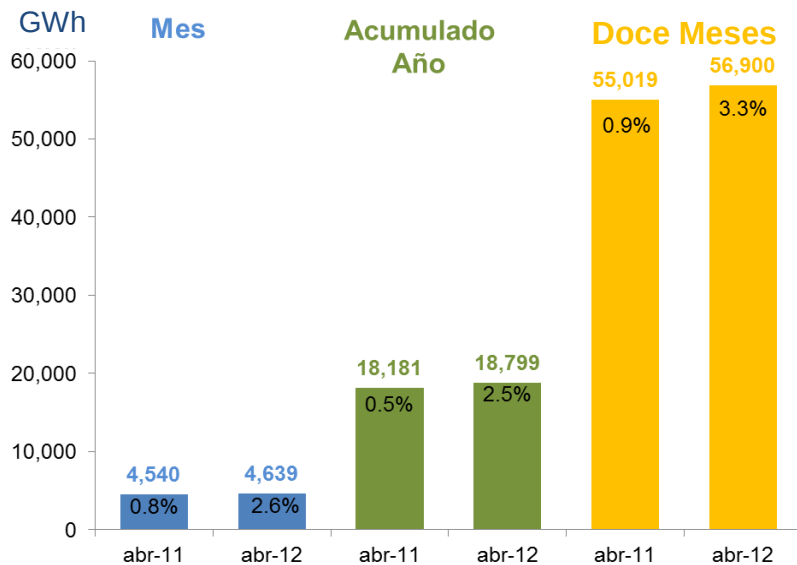
- Abril 18 al 20: Disparo de circuitos de distribución a 13.8 kV por fuerte vendaval en Cali (1.2 GWh).



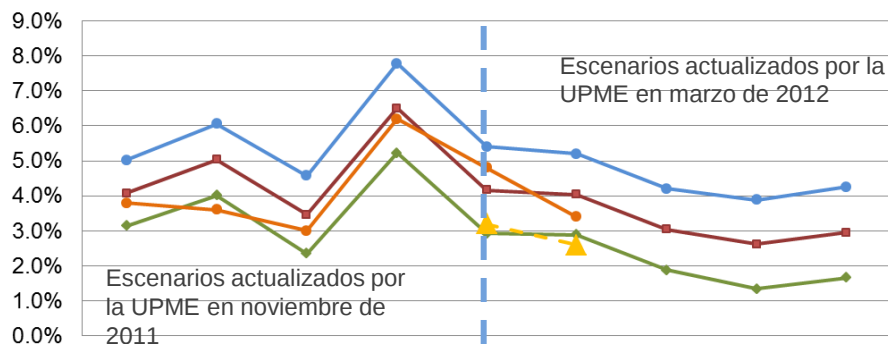


Evolución variables del SIN

Seguimiento de la demanda de energía SIN – abril de 2012 (Información PRELIMINAR)



En abril del 2012 la demanda de energía creció 2.6%, el acumulado del año 2.5% y los últimos doce meses el 3.3% sin incluir la demanda de Cerromatoso. Con Cerromatoso los crecimiento fueron de 3.4%, 3.4% y 3.2% respectivamente.



	nov-11	dic-11	ene-12	feb-12	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12
—●— Bajo	3.1%	4.0%	2.3%	5.2%	2.9%	2.9%	1.9%	1.3%	1.7%
—■— Medio	4.1%	5.0%	3.5%	6.5%	4.2%	4.0%	3.0%	2.6%	3.0%
—●— Alto	5.0%	6.1%	4.6%	7.8%	5.4%	5.2%	4.2%	3.9%	4.3%
—●— Con Cerro	3.8%	3.6%	3.0%	6.2%	4.8%	3.4%			
—▲— Sin Cerro					3.2%	2.6%			

Estado variables hídricas

EMBALSES AL 30 DE ABRIL DE 2012

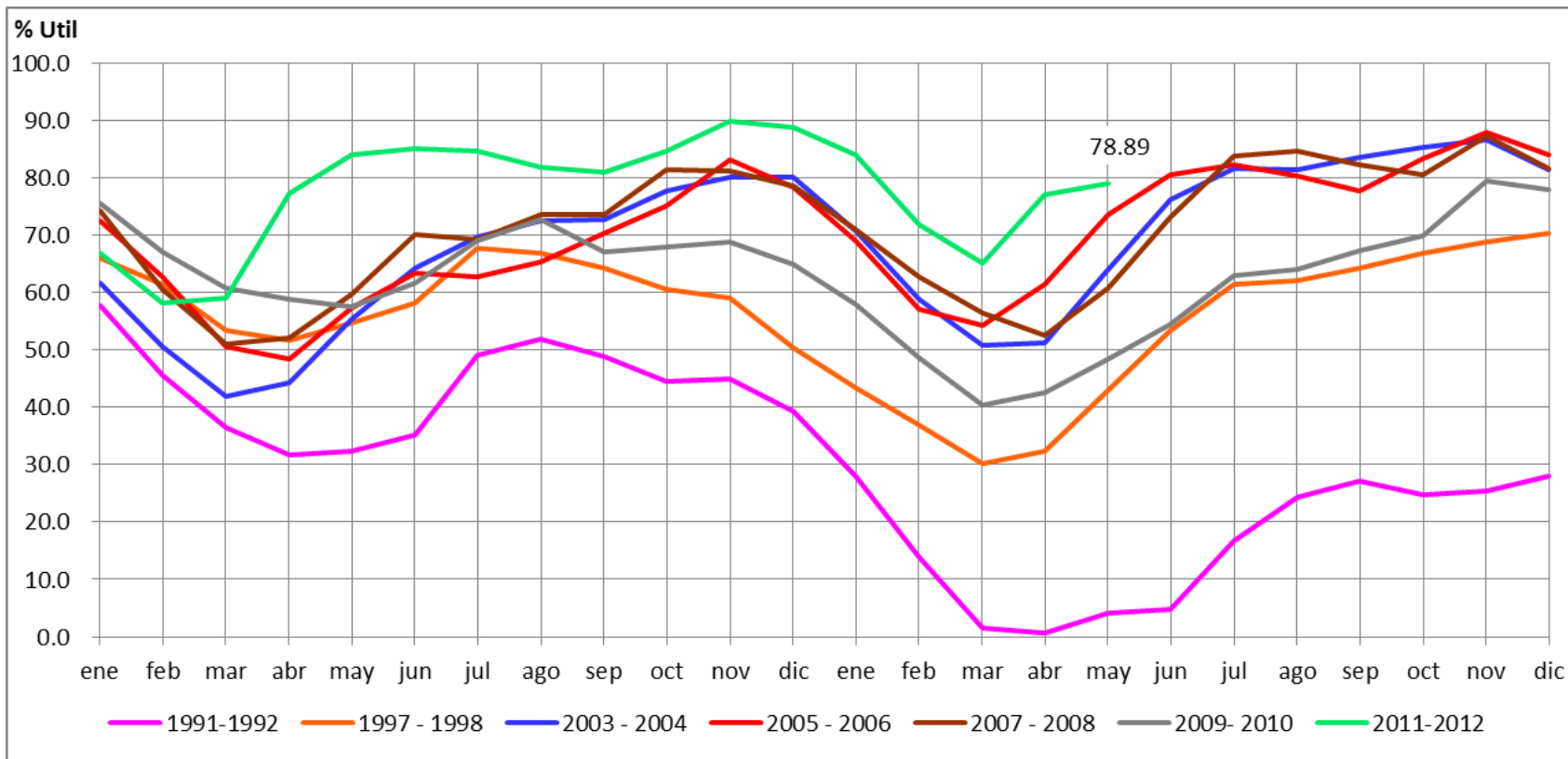
REGIÓN	Volumen Util Diario %	Volumen Util Diario GWh	Capacidad Util GWh	Vertimientos Acumulados GWh
Antioquia	85.1	5,226.0	6,139.9	108.0
Caribe	56.6	108.9	192.3	0.0
Centro	74.3	3,157.6	4,248.9	8.8
Oriente	71.0	2,985.6	4,206.1	0.0
Valle	53.7	243.6	453.2	0.0
Total -SIN-	76.9	11,721.6	15,240.4	116.8

APORTES AL 30 DE ABRIL DE 2012

REGIÓN	Caudal Promedio día Acumulado %	Caudal Promedio día Acumulado GWh	Histórico Mes GWh
Antioquia	159.0	114.7	72.1
Caribe	196.6	5.3	2.7
Centro	307.8	51.4	16.7
Oriente	189.8	54.7	28.8
Valle	109.5	11.2	10.2
Otros Ríos	181.7	7.9	4.4
Total -SIN-	181.7	245.1	134.9



Evolución del embalse agregado SIN Primer y Segundo Año (mayo 1 de 2012)



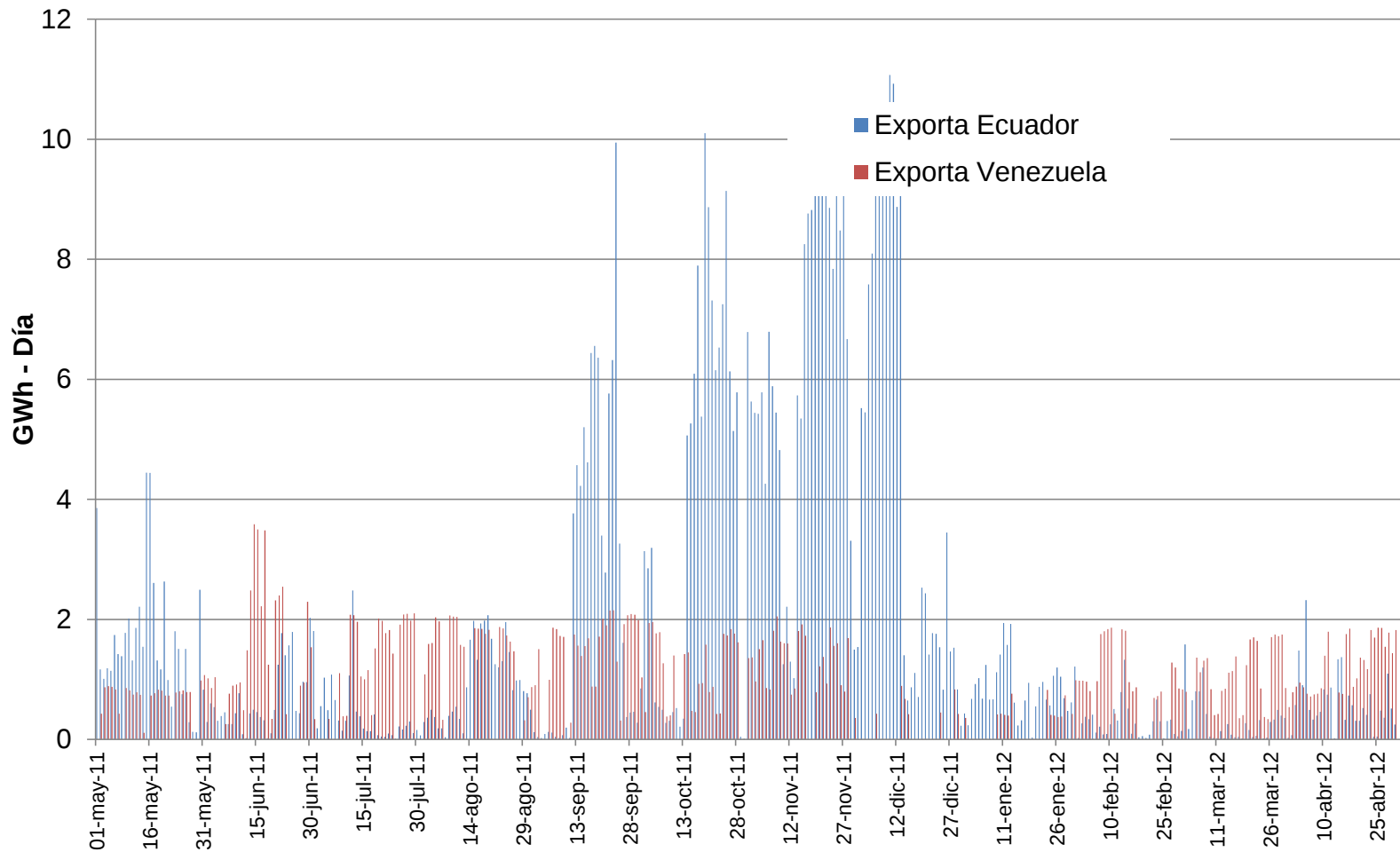
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



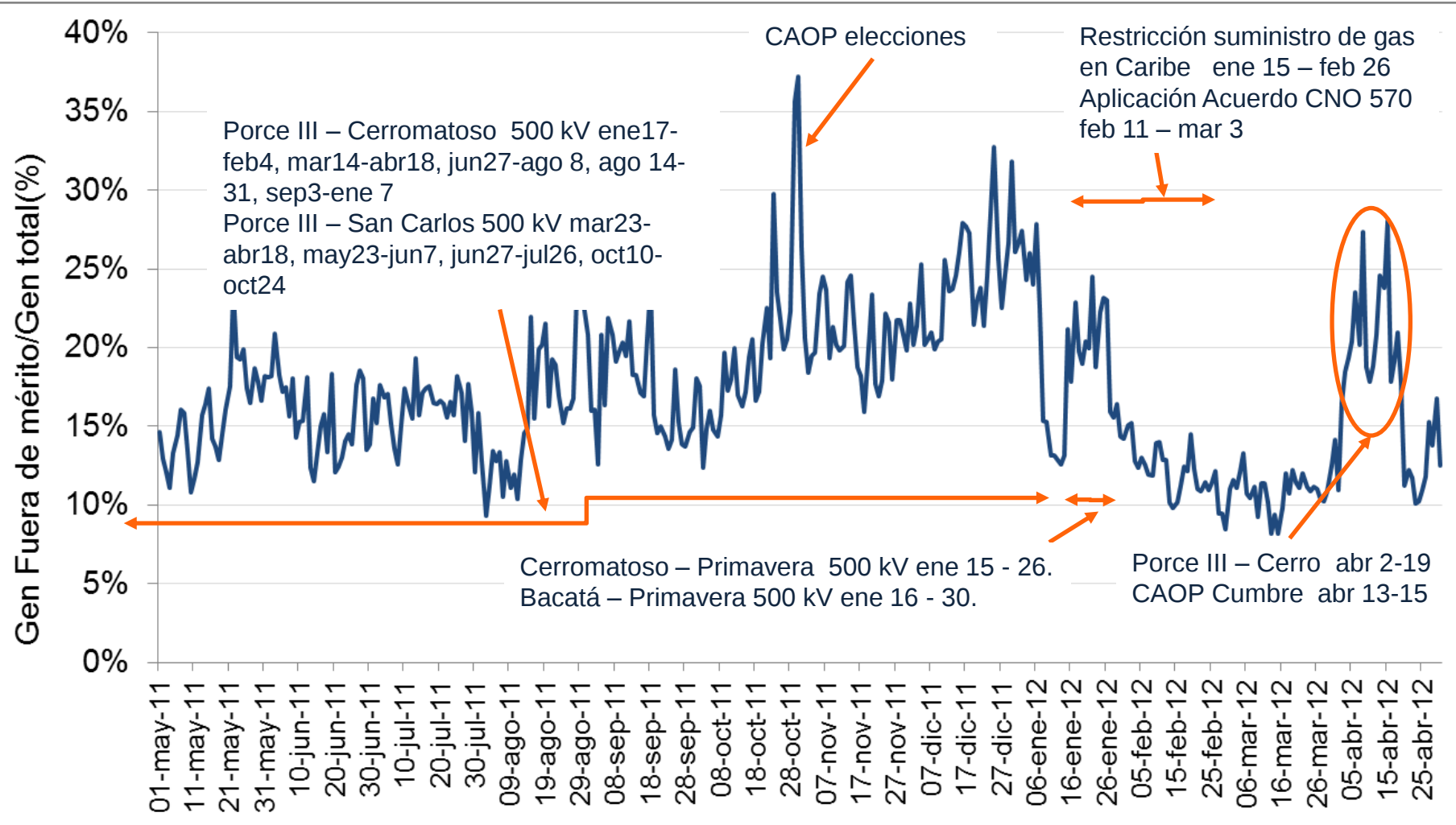
filial de isa

Datos hasta el 01 may

Exportaciones



Generación Fuera de Mérito



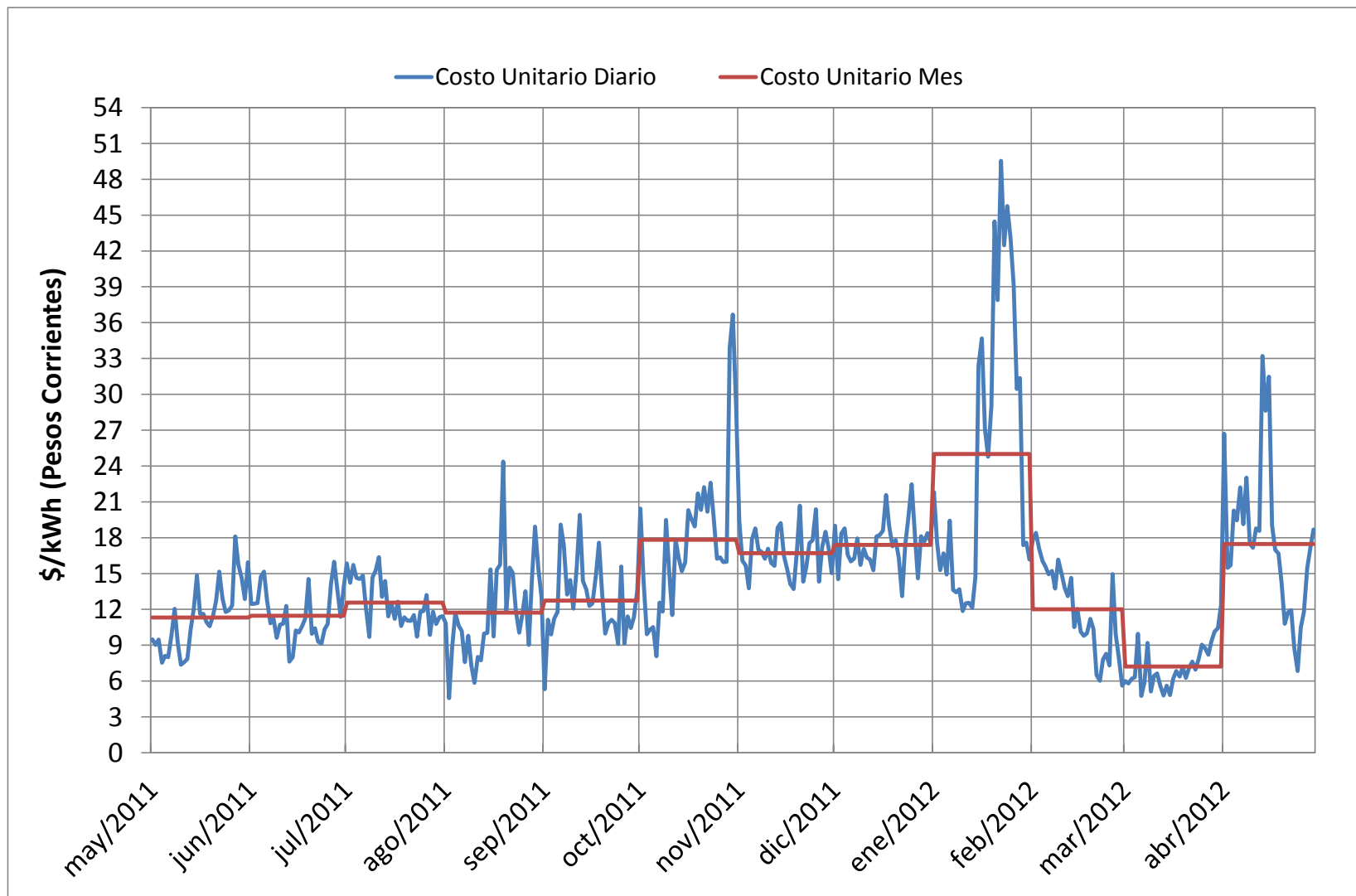
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



filial de isa

Datos hasta el 30 abr

Restricciones Diarias



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



filial de isa

Datos hasta el 29 abr



Panorama energético

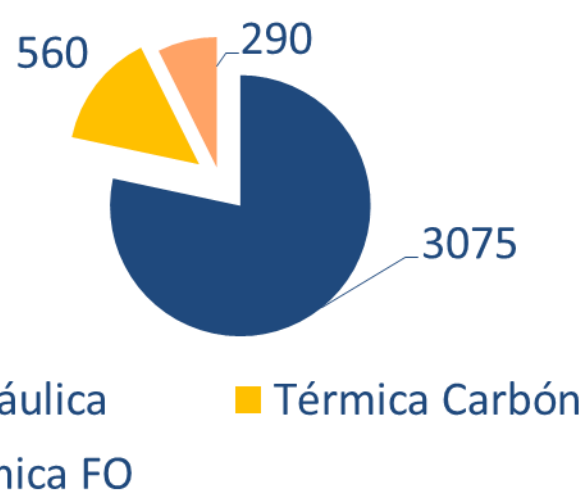
Información Básica Simulaciones

	Descripción
Modelo de Optimización	SDDP versión 10.2 .3c
Tipo de Estudio	Estocástico 100 series Modelo ARP. • Coordinado Colombia – Ecuador -Panamá
Horizonte	120 meses (May/12 – Abr/22)
Demanda	Escenario medio de UPME (Marzo/12)
Precios de Combustible	Proyecciones UPME febrero/2012 para Gas, Carbón y Fuel Oil
Disponibilidad de Combustible	• Escenario bajo: Decrecimiento de disponibilidad según proyección producción • Escenario bajo hasta 2015. GNI en la costa e interior desde 2016 .
Interconexiones internacionales	<u>Ecuador</u> : (Máxima 230 MW; Media 400 MW; Mínima 400MW – 9GWh/día Col-Ecu, 0GWh/día Ecu - Col. <u>Panamá</u> : 300 MW desde Enero de 2015.
Plan de Expansión	• Escenario base. Fechas esperadas de operación reportada por agentes • Escenario con atrasos.



Plan de Expansión

Generación considerado



Hidroituango (2018): 1200 MW
Carlos Lleras (2015): 78 MW
San Miguel (2015) : 42 MW
Porvenir II (2018): 350 MW

Gecelca 3 (2012): 150 MW
Gecelca 32 (2015): 250 MW

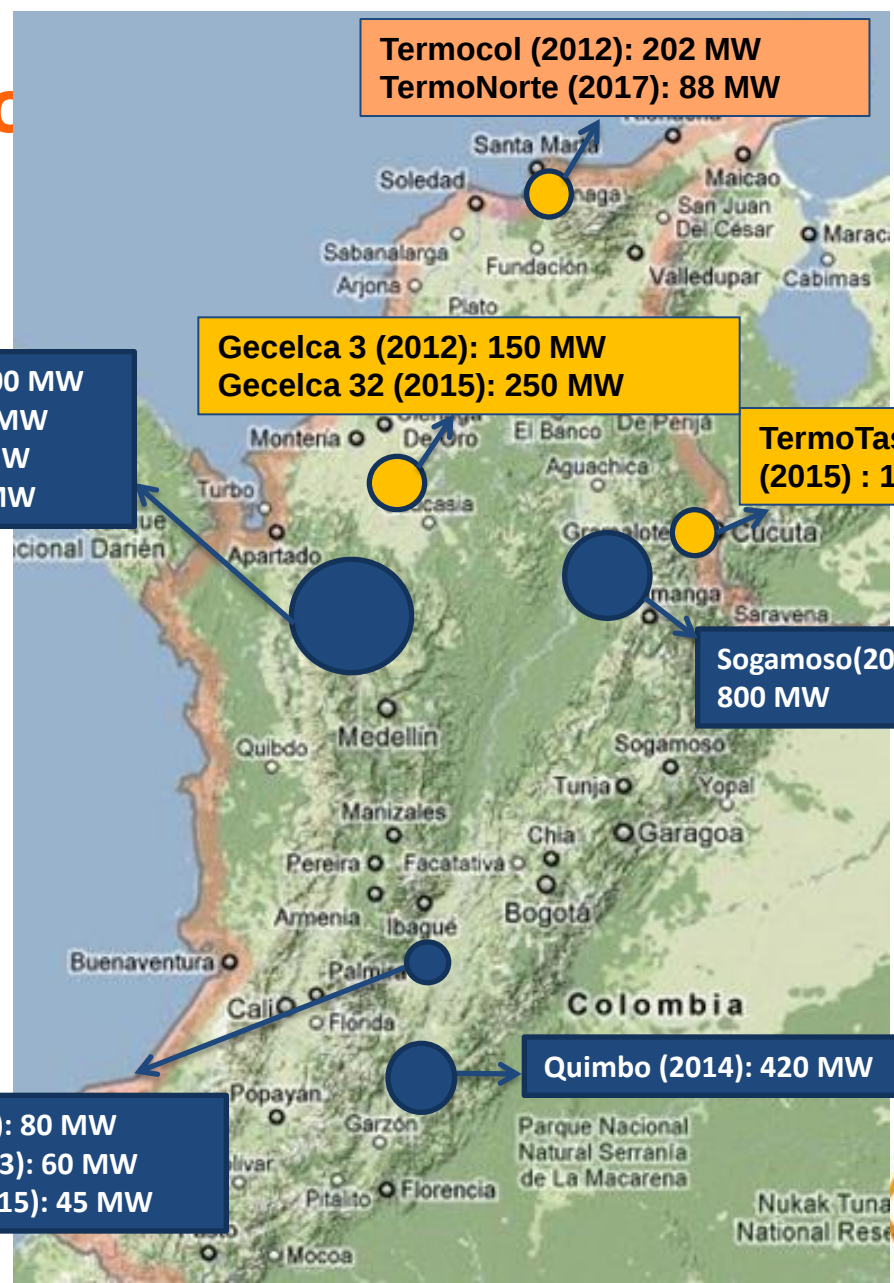
Termocol (2012): 202 MW
TermoNorte (2017): 88 MW

TermoTasajero II (2015) : 160 MW

Sogamoso(2014) : 800 MW

Quimbo (2014): 420 MW

Amoya (2012): 80 MW
Cucua (2013): 60 MW
Ambeima (2015): 45 MW



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

Variables Energéticas con significativo impacto en la confiabilidad

Escenario de atraso en entrada de proyectos

Proyecto	Atraso Esperado
<i>Porce IV</i>	<i>No entra</i>
<i>Miel II</i>	<i>No entra</i>
Amoyá*	9 mes
Termocol*	1 año
Gecelca 3	1 año
Quimbo	1 año
Ituango	1 año

* Para todos los casos

Escenarios de Hidrología

Tipo	Escenario
Estocástico	100 series Sintéticas Modelo ARP

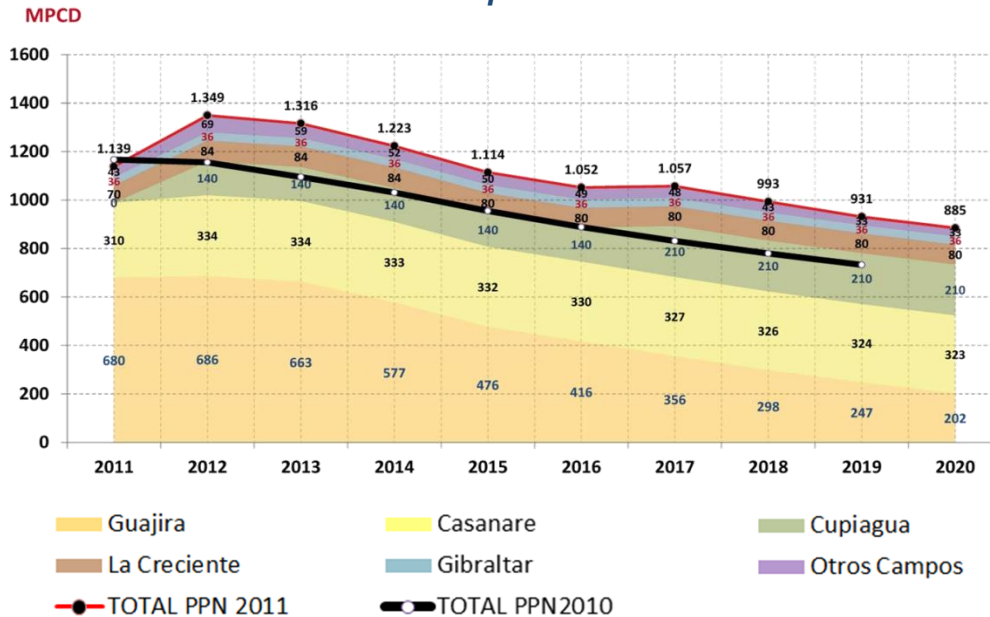
Disponibilidad de Gas

Escenario	Disponibilidad Gas Natural
Disponibilidad Baja	Disminución de la disponibilidad media con tasas de decrecimiento similares a las esperadas en la producción. No considera importaciones
Disponibilidad con GNI	Para la costa: Disponibilidad baja de Gas Nacional hasta Dic 15 y Desde Ene 16 Disponibilidad de libre de GNI tanto para la costa como para el interior



Disponibilidad de Gas para Generación (GBTUD)- Incluyendo GNI 2015

Potenciales de producción nacional

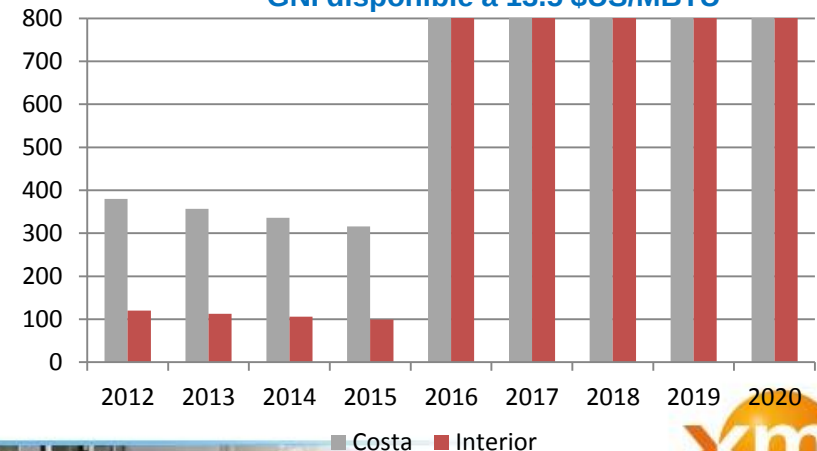


Fuente: Ministerio de Minas y Energía
(Octubre 2011)

Disponibilidad (GBTUD)

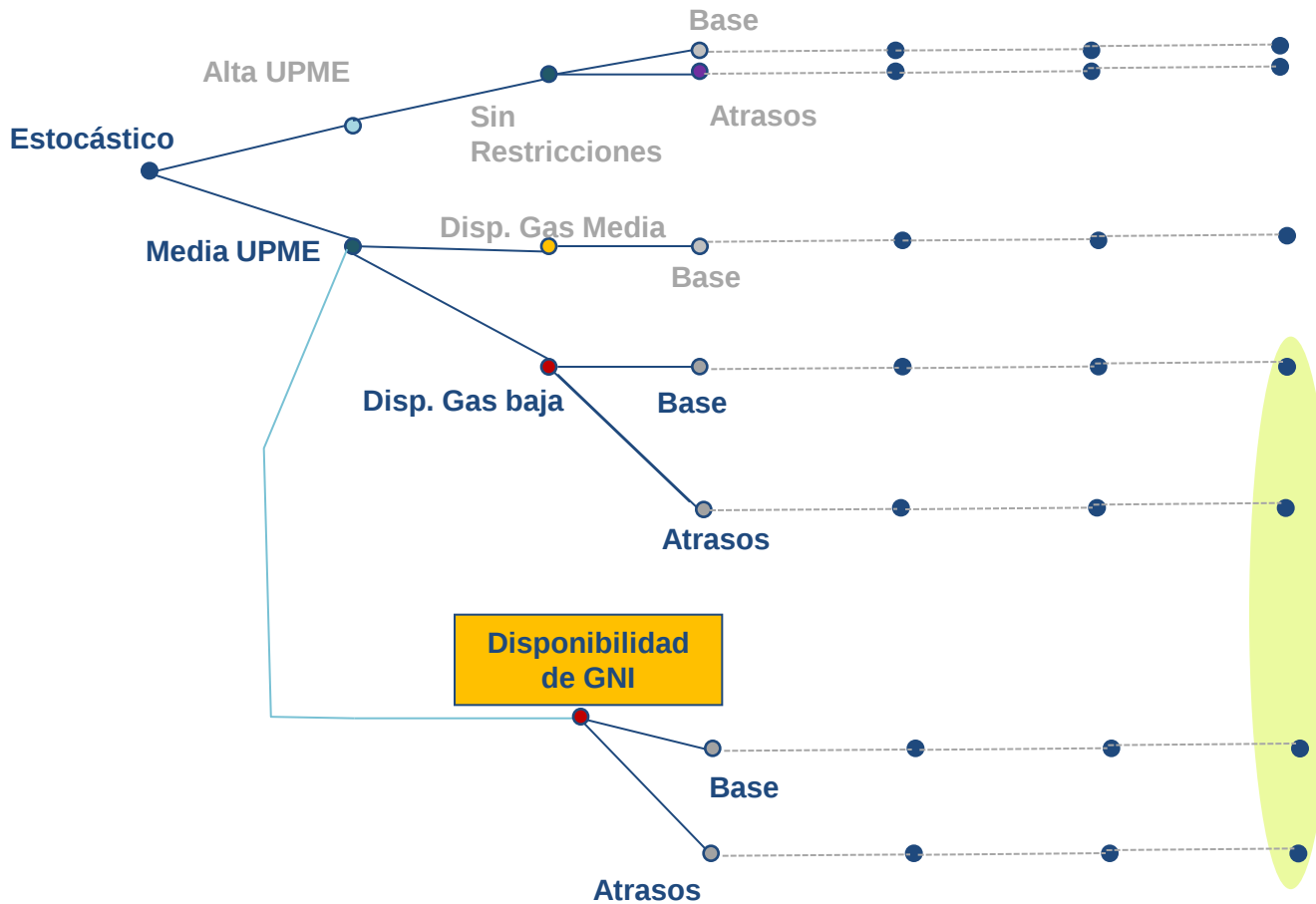
	Costa	Interior
2012	380	120
2013	357	113
2014	336	106
2015	316	100
2016	Sin limitación	Sin limitación
2017	Sin limitación	Sin limitación
2018	Sin limitación	Sin limitación
2019	Sin limitación	Sin limitación
2020	Sin limitación	Sin limitación

GNI disponible a 13.5 \$US/MBTU



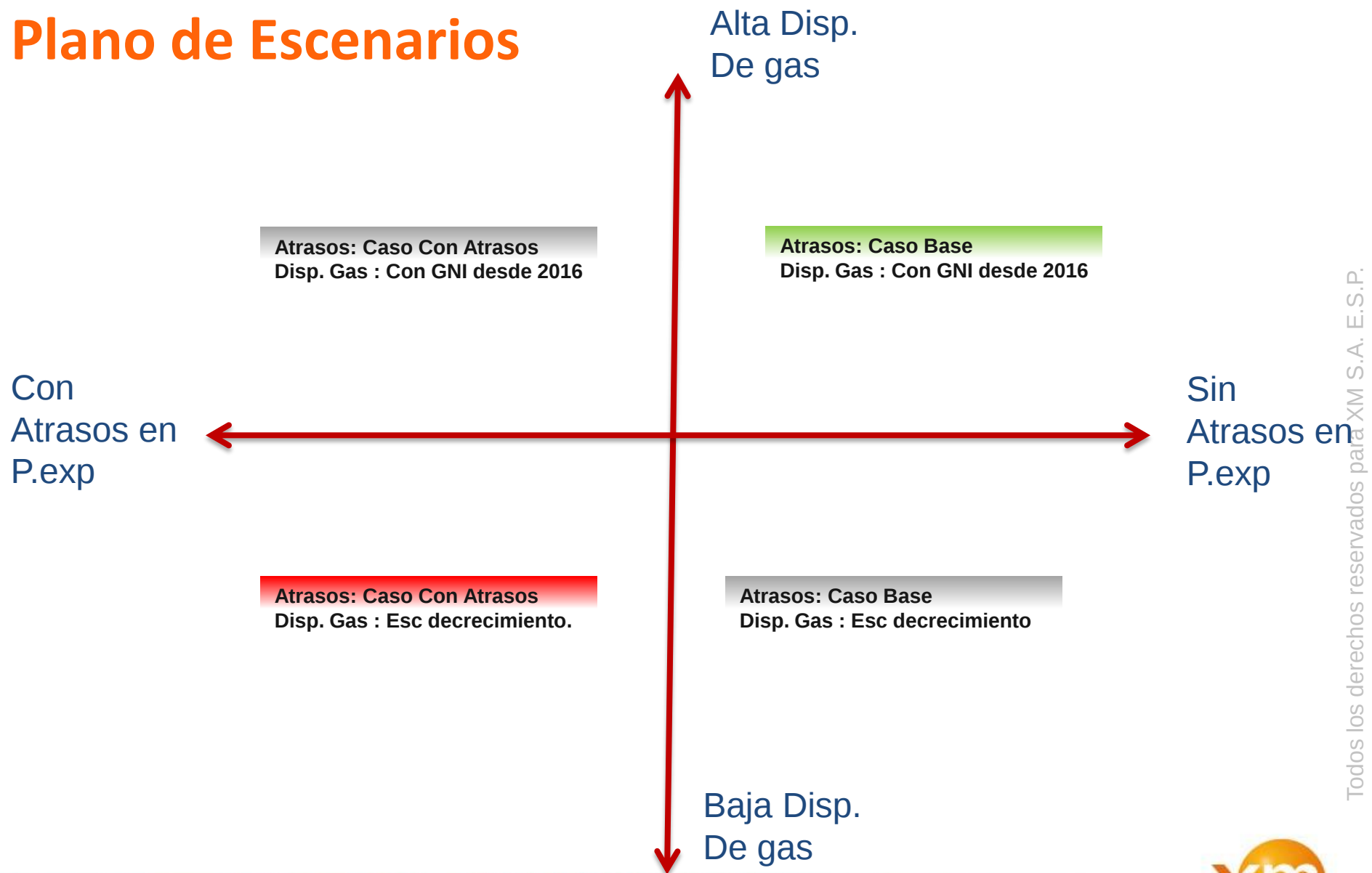
Árbol de escenarios considerados

Hidrología	Demanda	Disponibilidad de Combustibles	Entrada de Recursos de Generación	Interconexiones Internacionales	Disponibilidad de Generación	Precios de Combustibles	Pérdidas hídricas	Curvas de embalse	Restricciones de Generación
------------	---------	--------------------------------	-----------------------------------	---------------------------------	------------------------------	-------------------------	-------------------	-------------------	-----------------------------



Casos de análisis

Plano de Escenarios



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



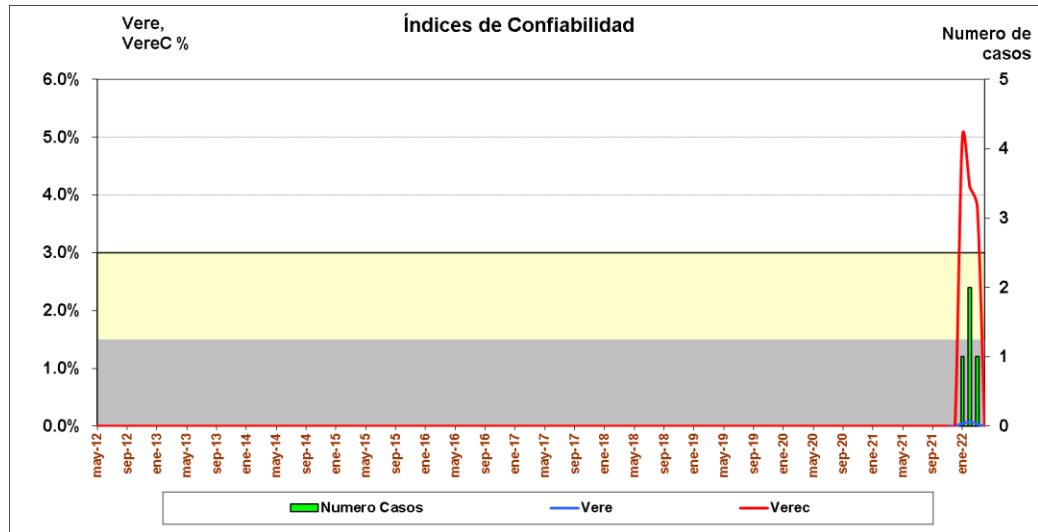
filial de isa



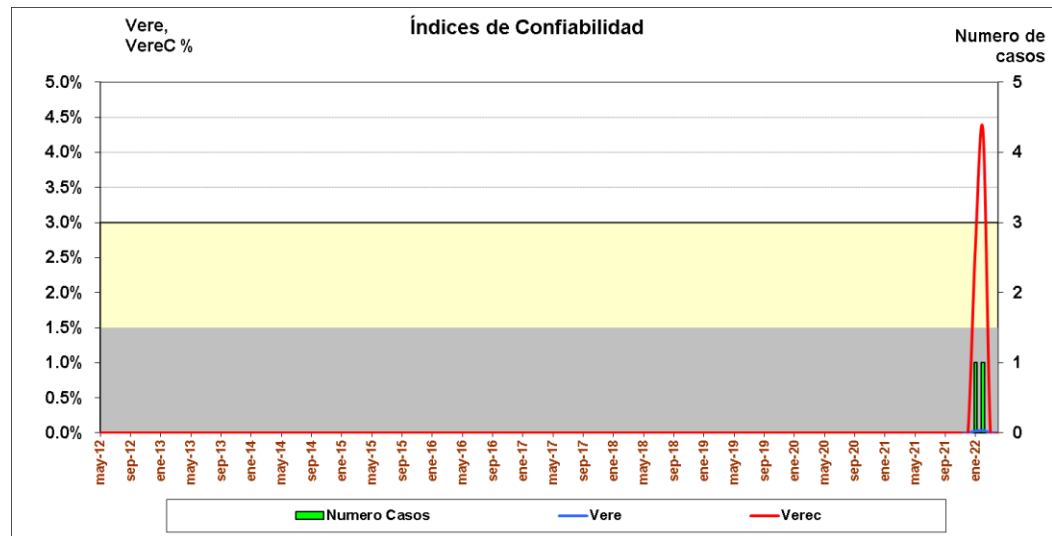
Resultados Simulaciones- Índices de confiabilidad

Escenarios base (sin atrasos)

Escenario decrecimiento
disponibilidad de gas



Escenario Disponibilidad
GNI desde 2016

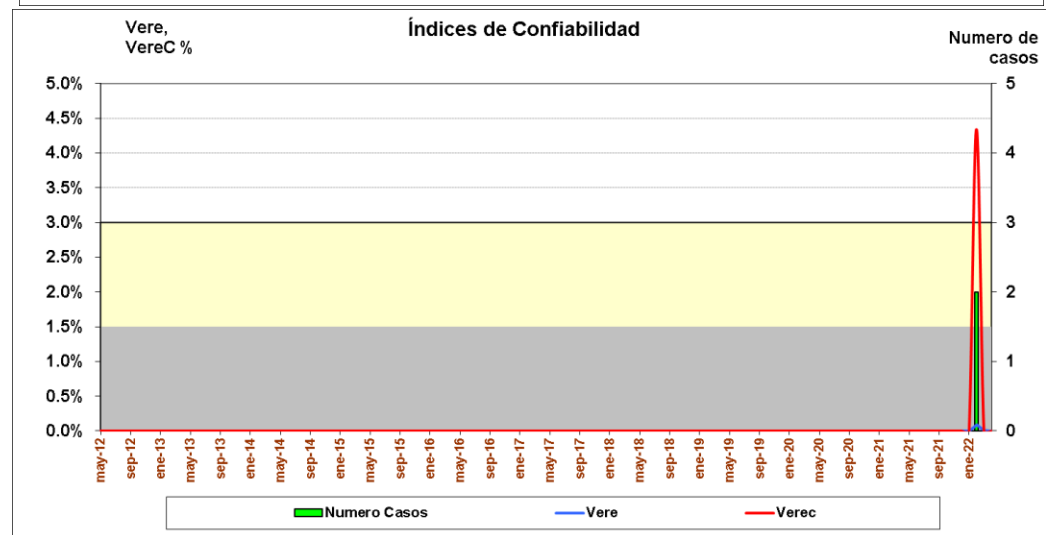
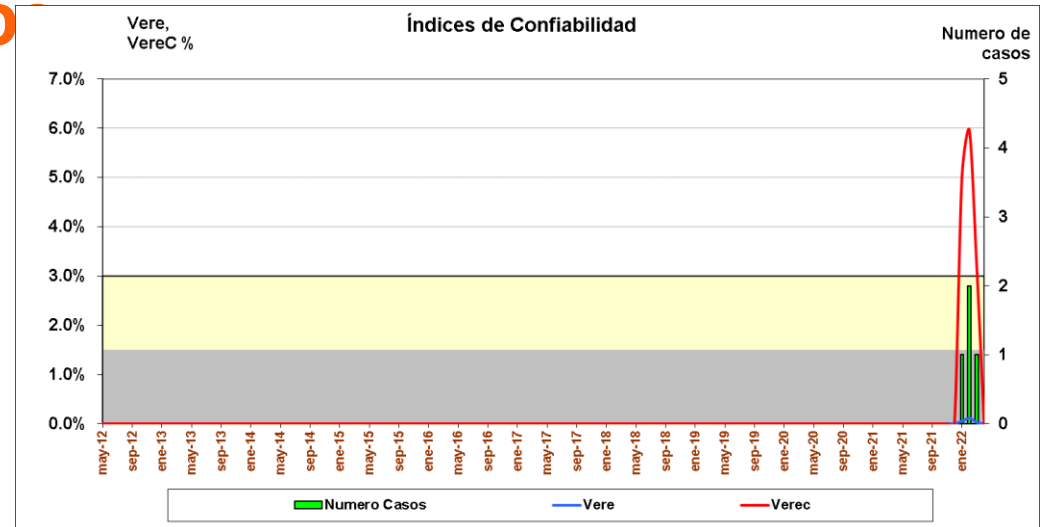


Resultados Simulaciones

Escenarios con atraso

Escenario decrecimiento disponibilidad de gas

Escenario Disponibilidad GNI desde 2016

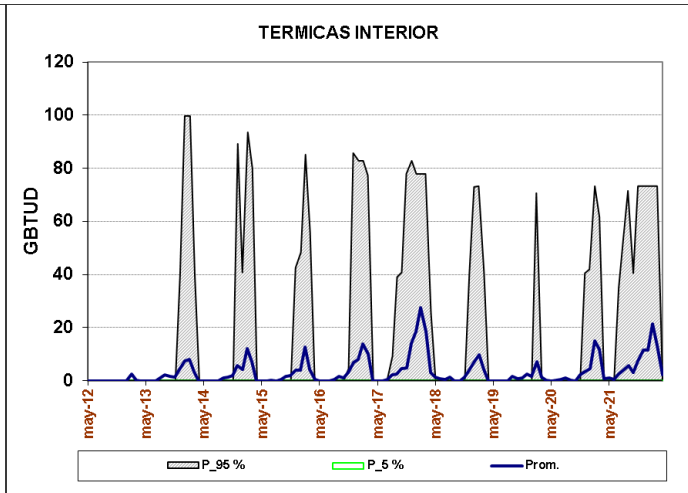
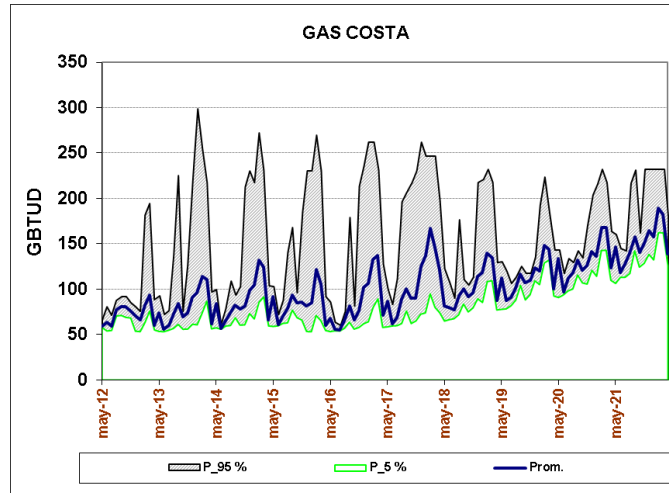


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

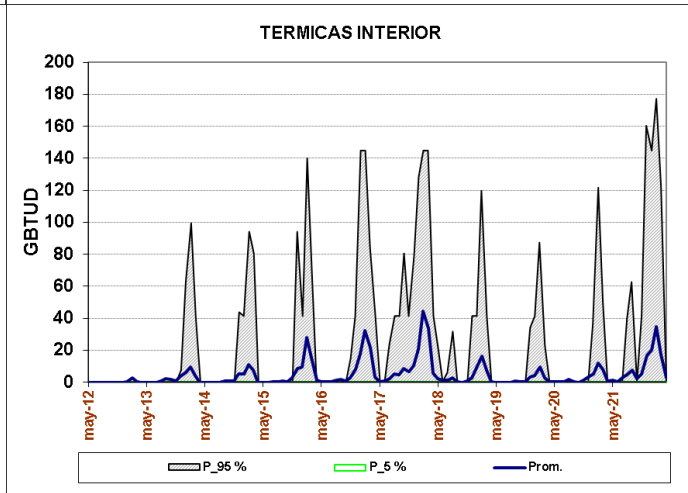
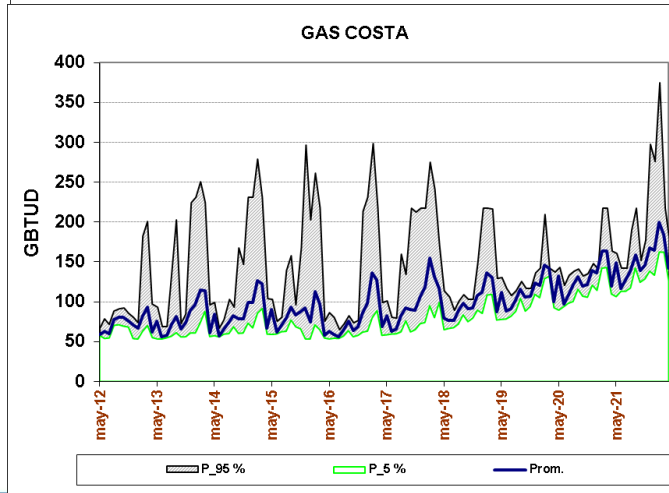
Resultados Simulaciones- Consumo de Gas

Escenarios base (sin atrasos)

Escenario
decrecimiento
disponibilidad
de gas



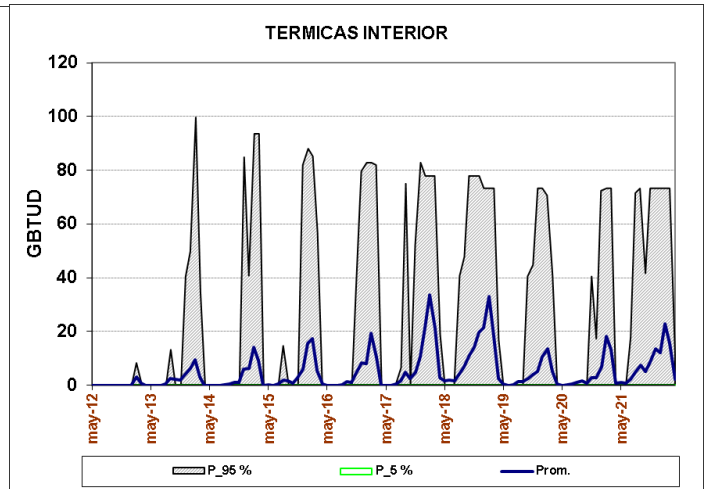
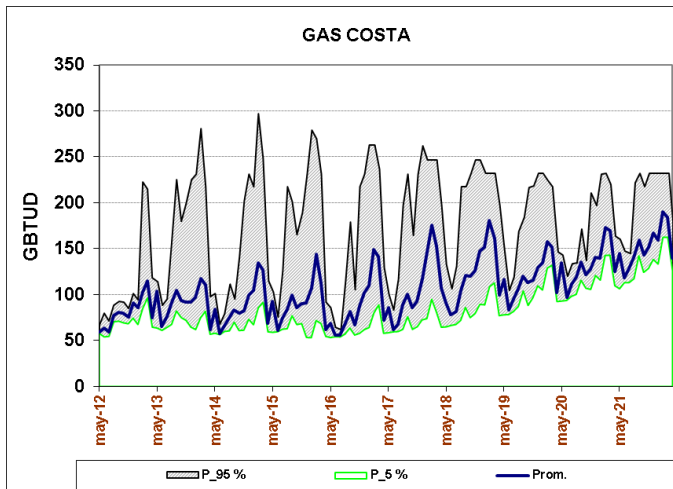
Escenario
Disponibilidad
GNI desde
2016



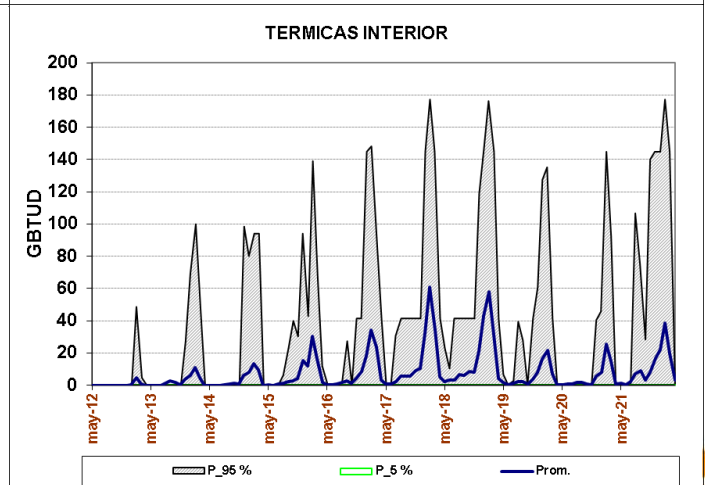
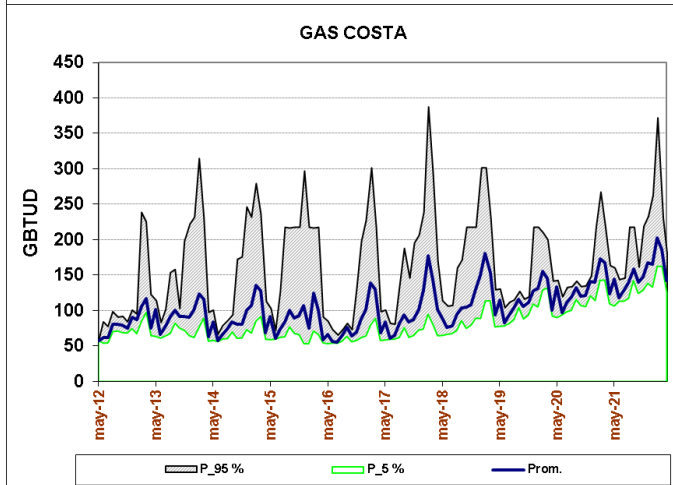
Resultados Simulaciones- Consumo de Gas

Escenarios con atrasos

Escenario
decrecimiento
disponibilidad
de gas



Escenario
Disponibilidad
GNI desde
2016

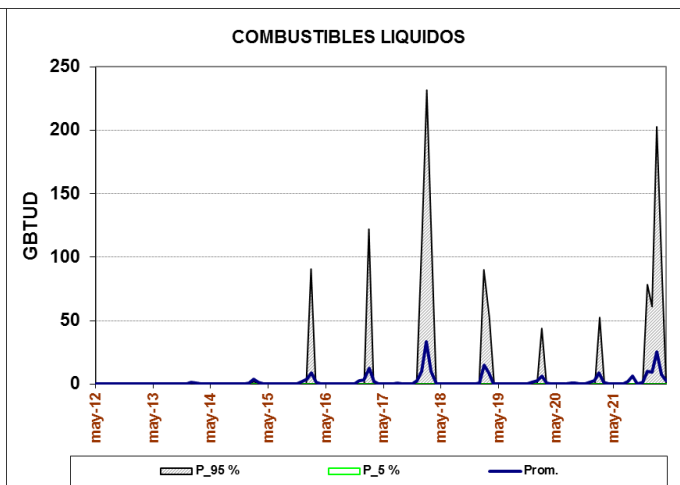
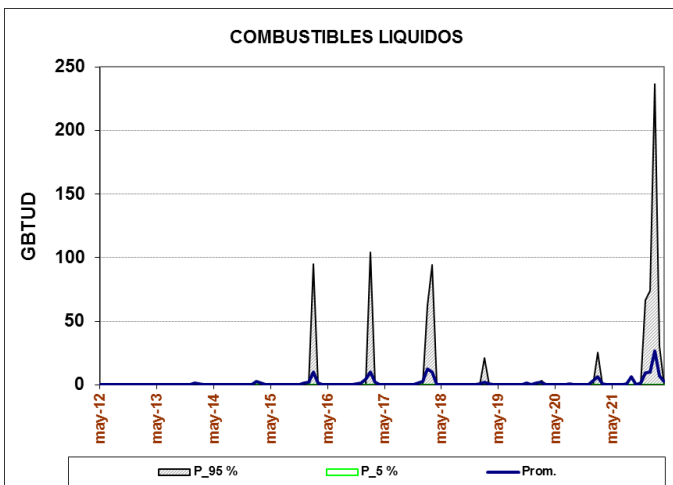


Resultados Simulaciones- Consumo de Liquidos

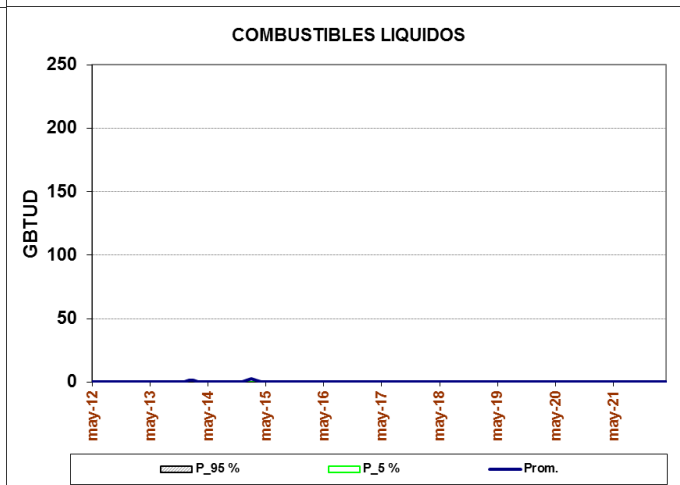
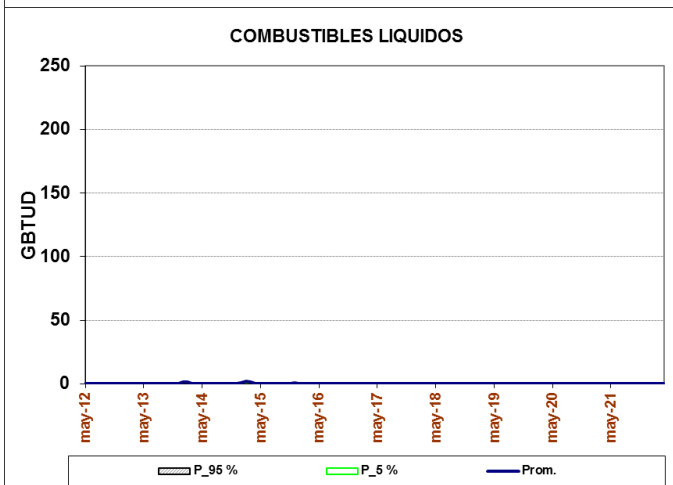
Sin atrasos

Con atrasos

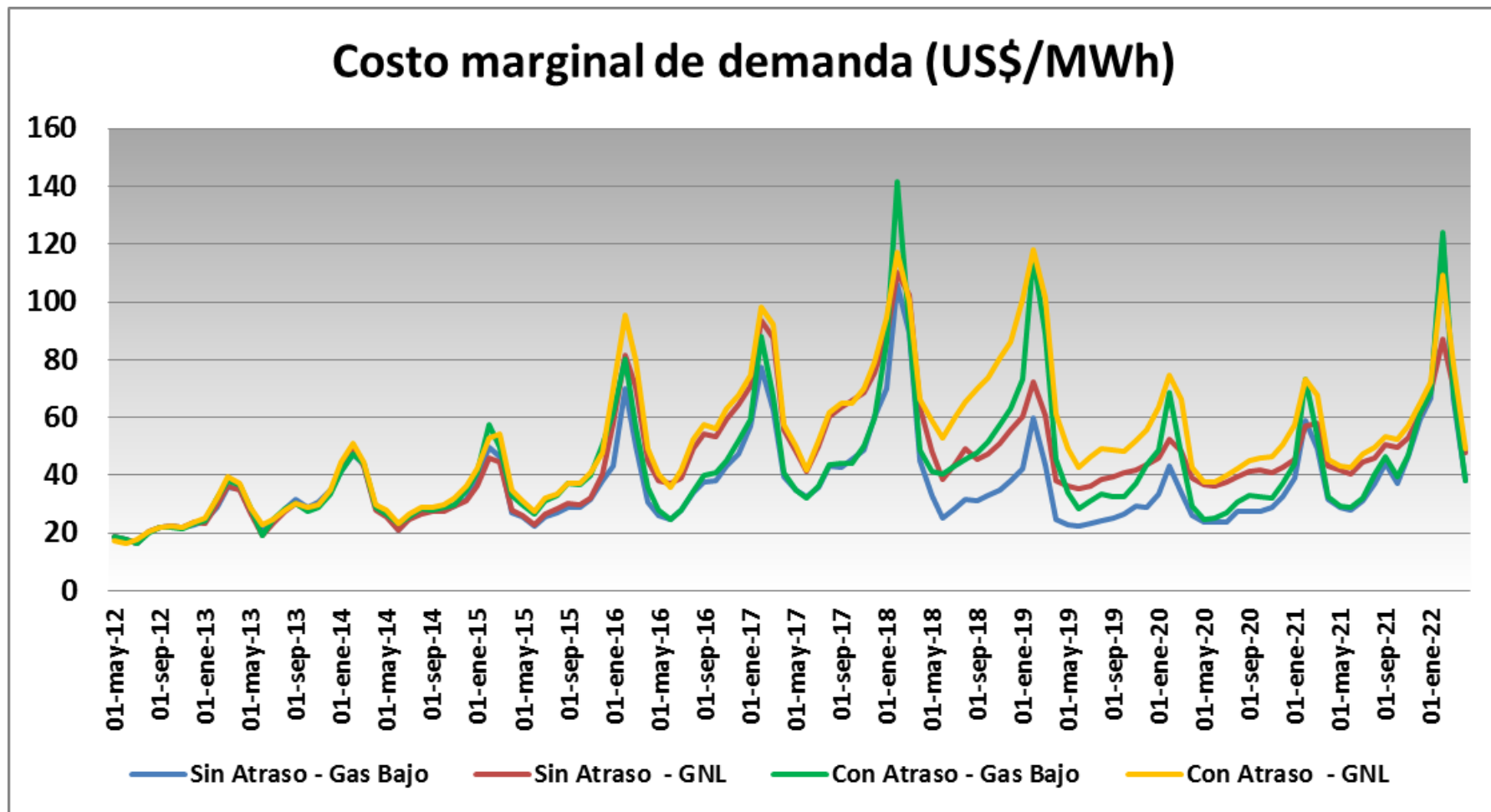
Escenario
decrecimiento
disponibilidad
de gas



Escenario
Disponibilidad
GNI desde
2016



Resultados Simulaciones- Costo Marginal



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



Conclusiones y Recomendaciones

- Con los supuestos considerados se observa una atención confiable de la demanda a lo largo del horizonte con excepción del verano de 2022 donde se presentan hasta dos casos con déficit.
- Ante el atraso del proyecto Ituango, se observa:
 - Un mayor uso del gas disponible tanto en la costa como en el interior
 - Ante un escenario de decrecimiento en disponibilidad de gas como el considerado, los consumos de combustibles líquidos superan los 200 GBTUD en casos extremos de hidrología.
- Con disponibilidad suficiente de GNI, se observa que los consumos extremos de este combustible alcanzaría en las series de hidrología extrema (percentil 95 de consumo) valores de 380 MBTUD en la costa y hasta 180 GBTUD en el interior.
- Es conveniente definir los escenarios futuros con información más precisa sobre disponibilidad del gas Natural Nacional y del GNL. Es importante establecer escenarios de costos de GNL puestos en planta.





Varios



Análisis planeación vs real 2011

Supuestos

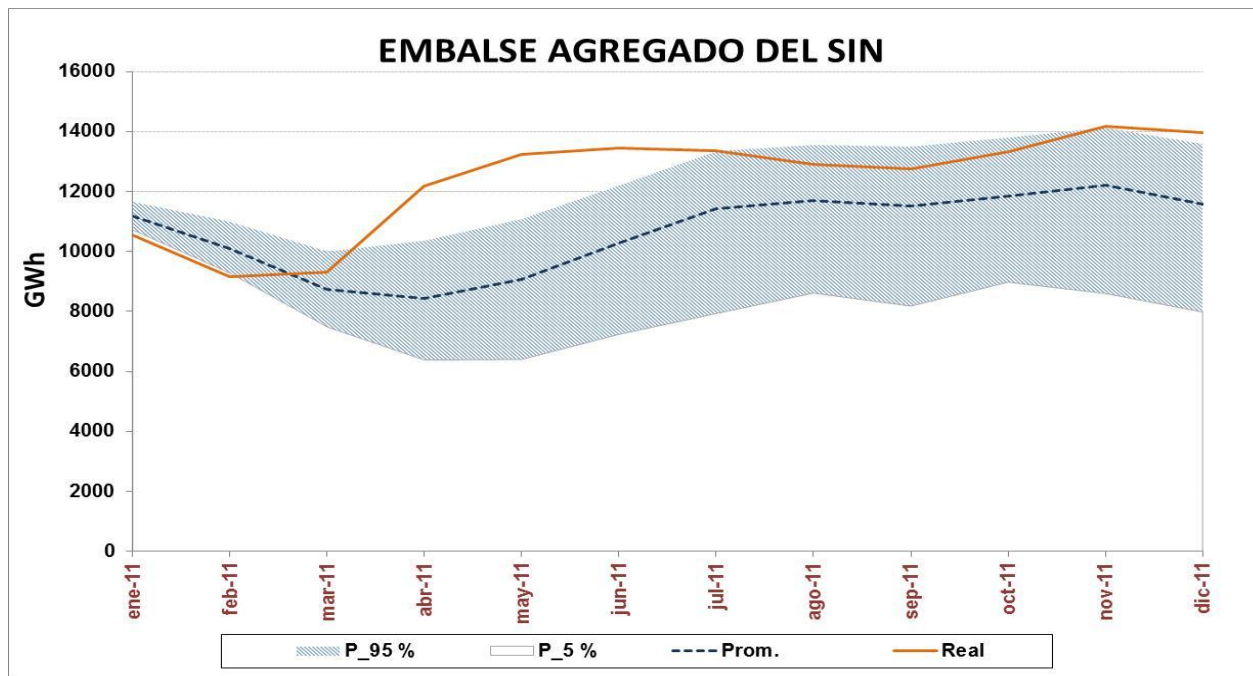
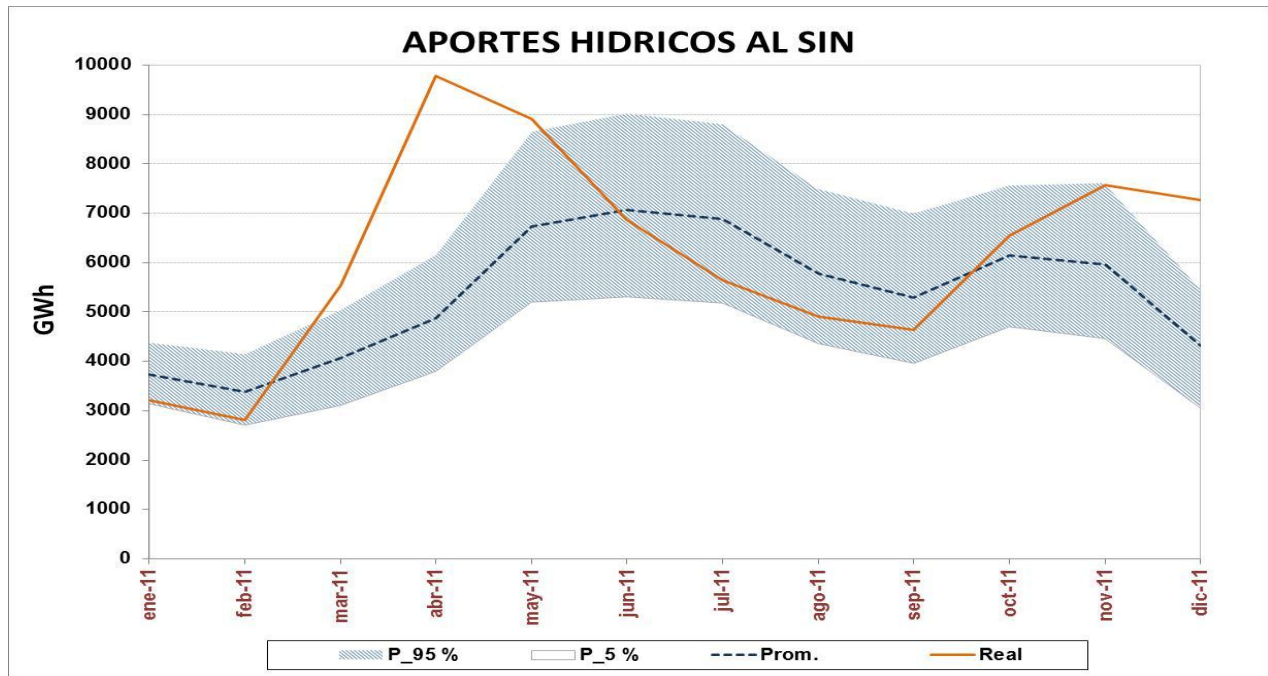
- Fecha inicial enero 01 de 2011, con niveles reales de embalses a 31 de diciembre de 2010
- Demanda escenario alto UPME de noviembre de 2010
- Ultima información reportada para la ENFICC
- Caso estocástico coordinado Ecuador
- Demanda Ecuador escenario enviado por CENACE en 2010
- Intercambio Colombia a Ecuador: 0 MW de enero hasta abril de 2010, 370 MW en punta, 400 MW en demanda media y mínima.
- No se consideran intercambios con Venezuela
- Hidrología: 100 series sintéticas modelo AR(P)
- Costos combustibles (Gas, carbón, líquidos) reportados por la UPME y actualizados con IPP de los Estados Unidos.



Variables Hídricas

Real 73,732 GWh
(134.9% de la media)

LP 47,926 GWh
(117.5% de la media)



Demanda

Demanda Real

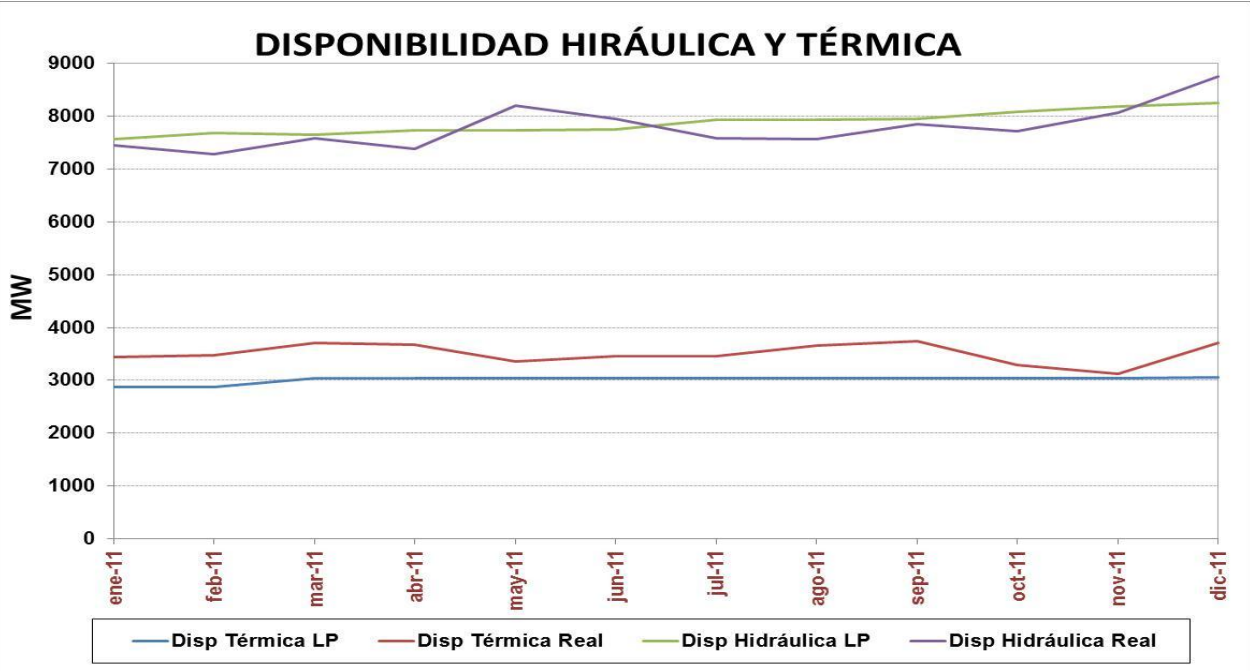
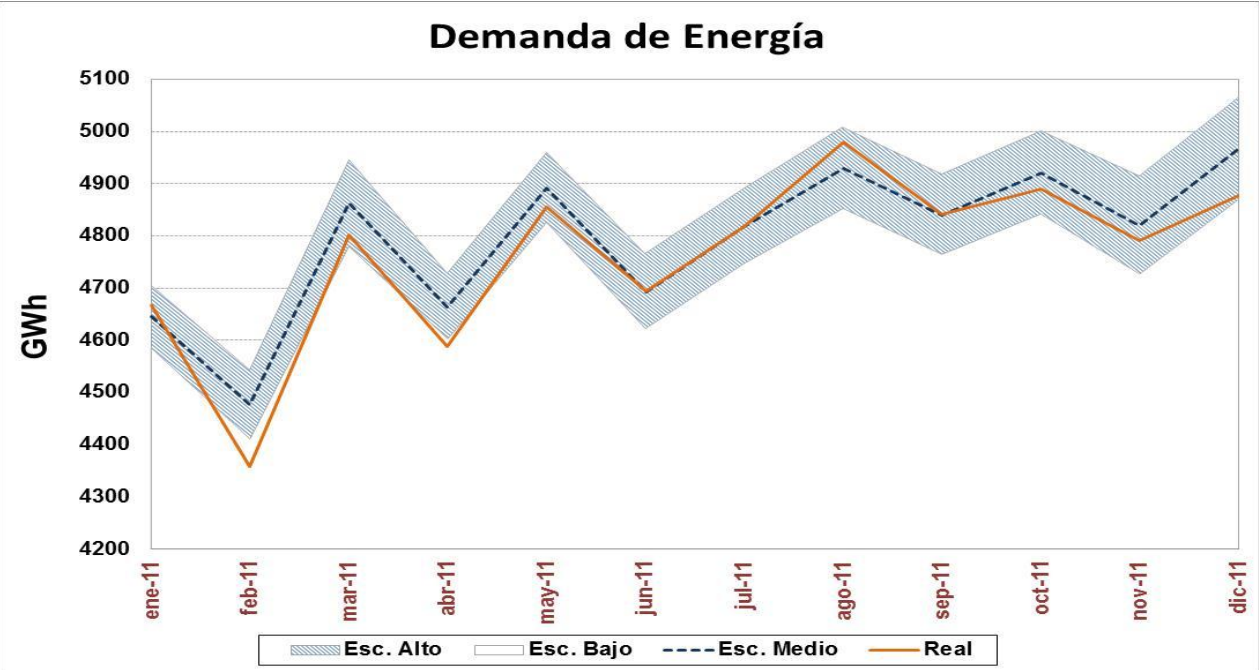
57,150 GWh

2.7% crecimiento

Escenario Alto UPME de
noviembre 2010

58,433 GWh

3.6% crecimiento



Disponibilidad

Hidráulica Real 7,781 MW

LP 7,873 MW

Térmica Real 3,508 MW

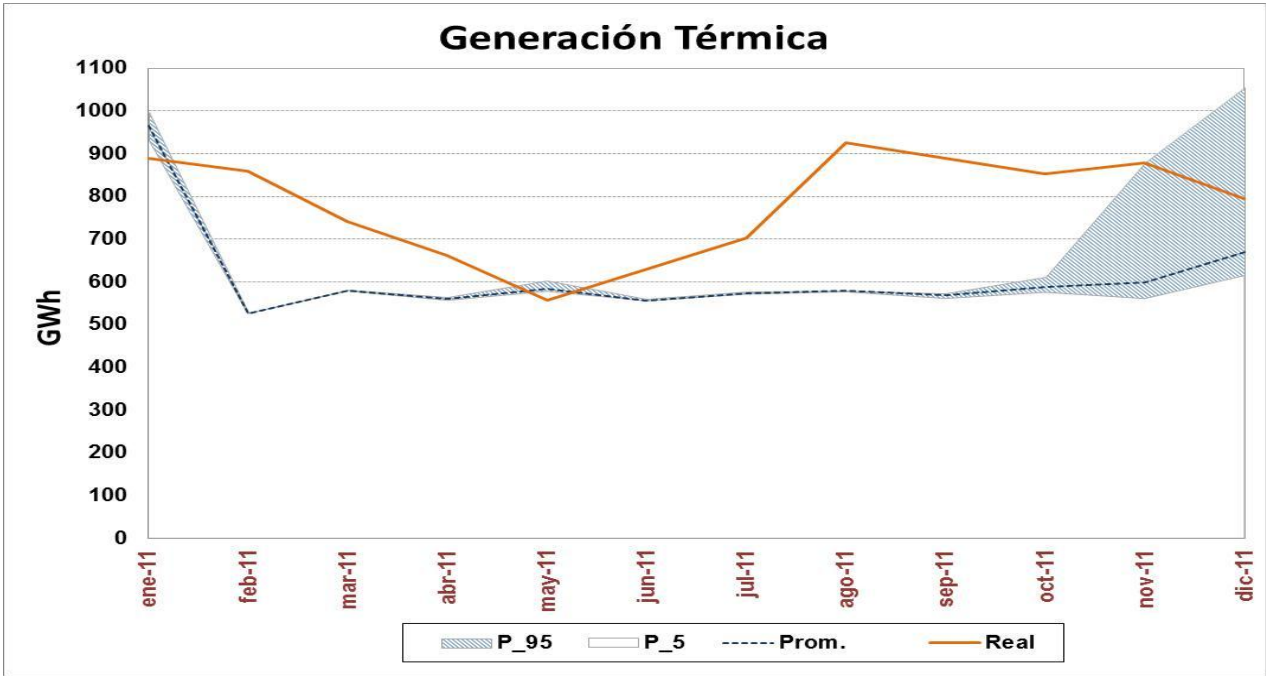
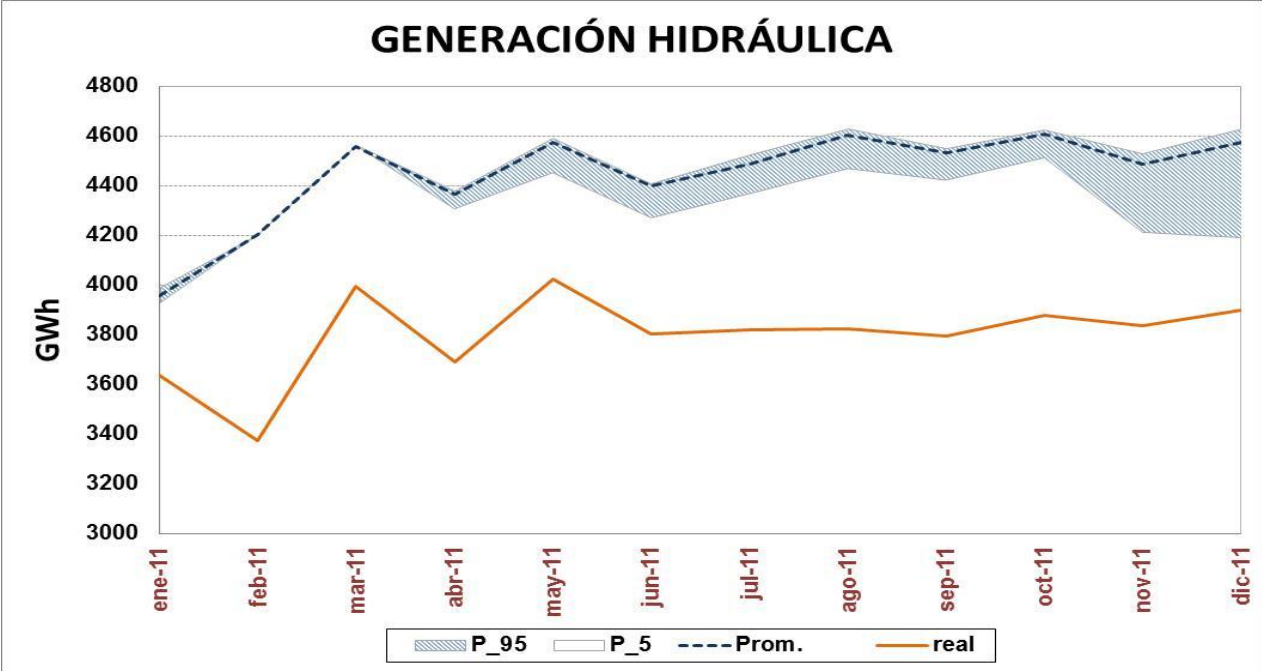
LP 3,013 MW



filial de isa

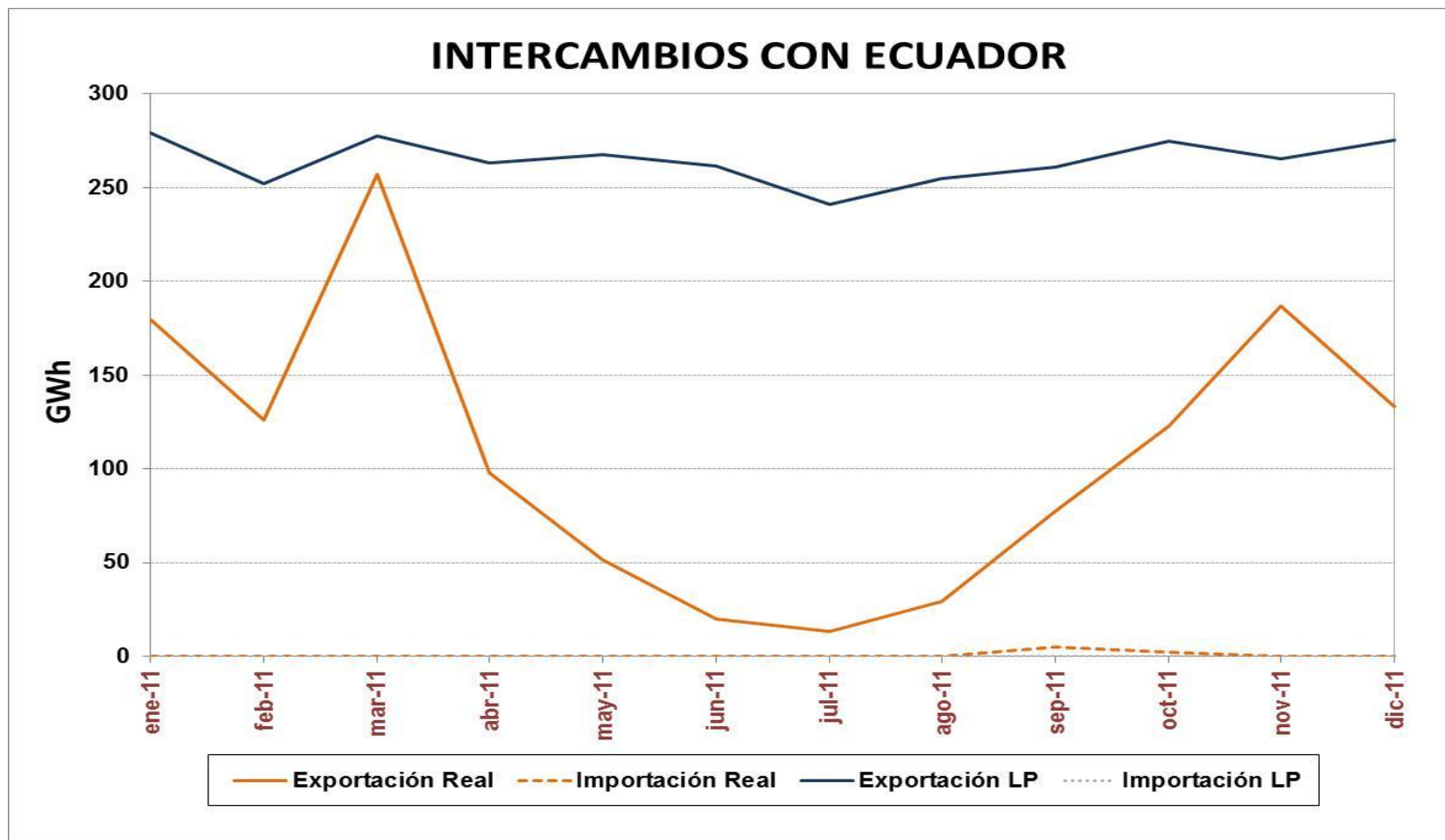
Generación

Real 45,583 GWh
LP 53,346 GWh



Real 9,384 GWh
LP 7,350 GWh

Intercambios internacionales



Exportaciones

Real	1,295 GWh
LP	3,173 GWh

Importaciones

Real	8 GWh
LP	0 GWh



Comentarios

La comparación del comportamiento real de las principales variables energéticas durante 2011, con respecto a los resultados del modelo de largo plazo SDDP debe considerar el comportamiento de los aportes hídricos influenciados por el desarrollo de fenómeno de “La Niña”, caracterizado por altos aportes en las zonas de concentración de recursos de generación hidráulica, y durante la mayor parte del año.

- Los aportes, con excepción de los meses de abril, mayo, junio y diciembre de 2011, estuvieron dentro de la franja de variación del modelo. Los altos aportes del segundo trimestre de 2011 influenciaron fuertemente el comportamiento de del embalse agregado a lo largo del año.
- El comportamiento real del embalse agregado de abril a junio se situó por encima de la banda, y de julio a diciembre, muy cercano al límite superior correspondiente al percentil 95%.



Comentarios

- Al comparar la demanda usada para el análisis de largo plazo, escenario alto de demanda de energía de la UPME, publicado en noviembre de 2010, con la demanda de energía real se observó que de febrero a abril de 2011, periodo de Niña, la demanda real estuvo por debajo del escenario bajo de demanda de la UPME. Por otro lado la demanda real durante el 2011 no superó el escenario alto de la UPME.
- La disponibilidad térmica considerada en el Largo Plazo siempre fue superior a la disponibilidad real. En tanto que la generación hidráulica real estuvo en promedio en valores cercanos
- Al comparar la evolución real versus la franja de variación entre percentil 5% y 95%, tanto de la generación térmica como de la hidráulica total del SIN, se concluyó que en promedio, la planeación se esperaba un mayor aporte de la generación hidráulica que la que realmente se generó. Consecuentemente, la generación térmica real fue superior al valor medio entregado por el modelo.



Comentarios

- Una de las razones que explica el mayor valor de generación térmica en el 2011, con respecto al valor promedio de modelo energético, corresponde al hecho que uno de los enlaces entre el interior y la costa permaneció gran parte del año indisponible por atentado. Esta condición particular provocó una operación con mayor participación en la costa.





**Indicadores de mantenimiento definidos
en el Acuerdo CNO 518 de 2011**

Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2011

Hasta: 3/31/2012

Resolución: Semestral

Porcentaje de Adelanto y Atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan



- Adelanto > 50%
- Adelanto entre 30% y 50%
- Adelanto entre 20% y 30%
- Ajustado entre el 80% y 120%
- Atrasado entre 20% y 30%
- Atrasado entre 30% y 50%
- Atrasado > 50%

Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	2.59
Adelanto entre 20% y 30%	2.59
Adelanto entre 30% y 50%	3.48
Ajustado entre el 80% y 120%	79.3
Atrasado > 50%	5.07
Atrasado entre 20% y 30%	3.88
Atrasado entre 30% y 50%	3.08

Quando la duración de las desconexiones está entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas.

Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada.

Se entiende que hay atraso de las desconexiones cuando su duración es superior al 120% de la programada.



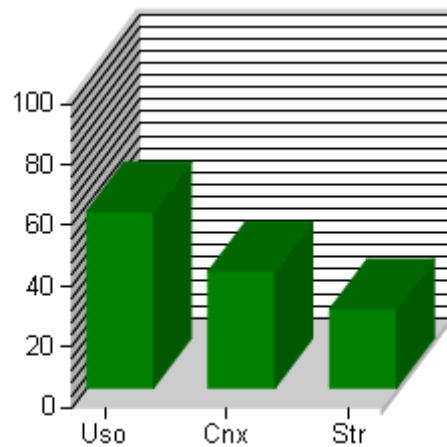
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2011

Hasta: 3/31/2012

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Activo	Porcentaje	Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	38.37	94	245
Str	26.02	339	1303
Uso	58.08	471	811

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.



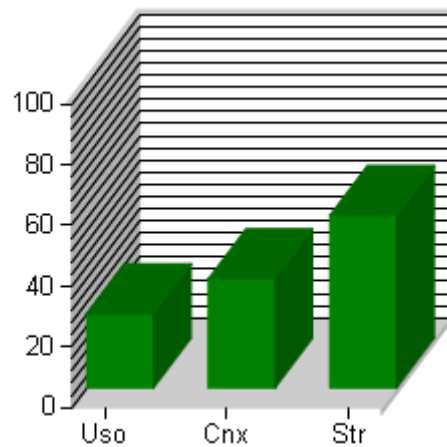
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2011

Hasta: 3/31/2012

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	35.92	88	245
Str	56.87	741	1303
Uso	24.54	199	811

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.



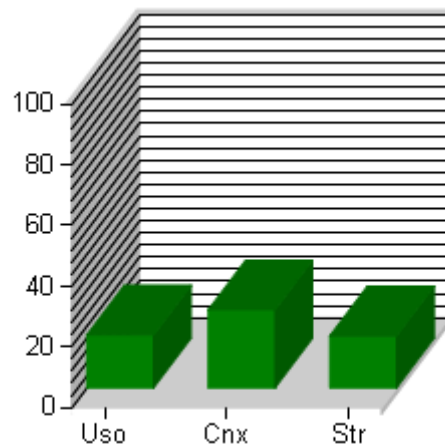
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2011

Hasta: 3/31/2012

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	25.71	63	245
Str	17.11	223	1303
Uso	17.39	141	811

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

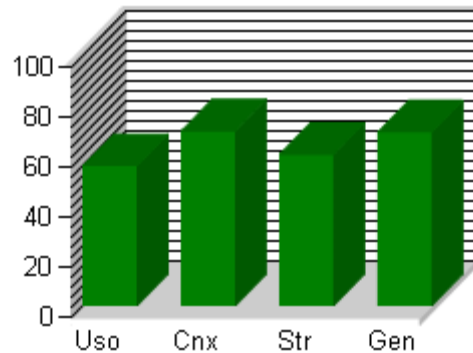
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2011

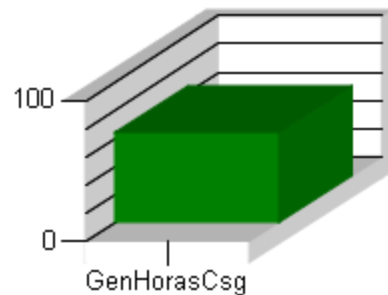
Hasta: 3/31/2012

Resolución: Semestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	55.75	456	818
Cnx	69.6	87	125
Str	60.29	328	544
Gen	69.17	175	253



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	63.91	16354	25589

Para los generadores se considera como fecha de corte el día 20 de cada mes.



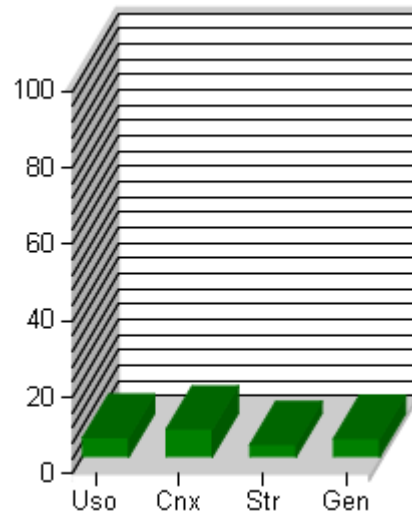
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2011

Hasta: 3/31/2012

Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND

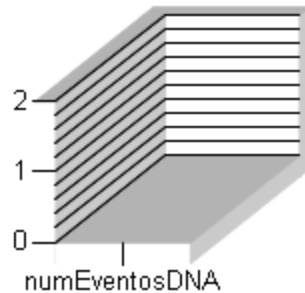


Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	5.01	41	818
Cnx	7.2	9	125
Str	3.13	17	544
Gen	4.74	12	253

Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2011 Hasta: 3/31/2012 Resolución: Semestral

Número de eventos no previstos que ocasionen DNA ocurridos en la ejecución de consignaciones



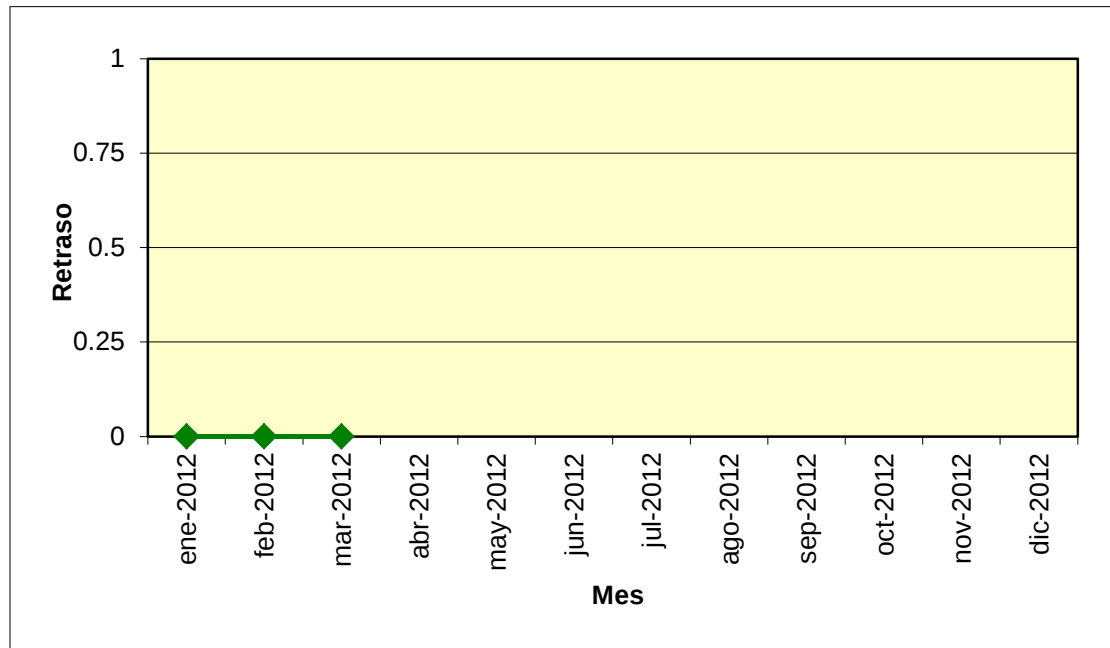
Cod CSG	Eventos	Activo Principal	Agente Operador
---------	---------	------------------	-----------------

Total: 0

Definición: Número de eventos no previstos que ocasionen demanda no atendida, ocurridos durante la ejecución de consignaciones nacionales y que estén asociados a las mismas.

Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.



Relación con la CREG 065 de 2000.

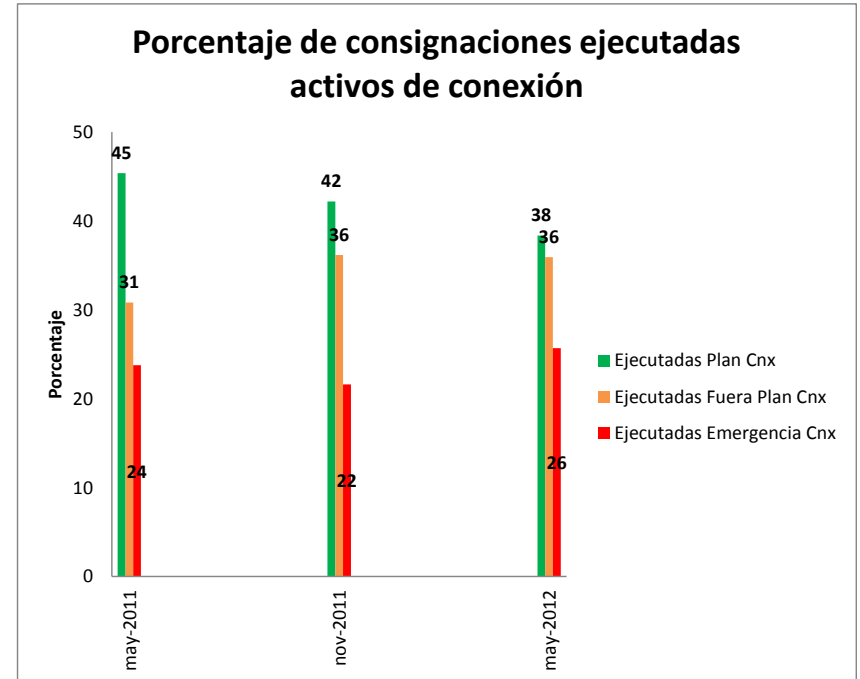
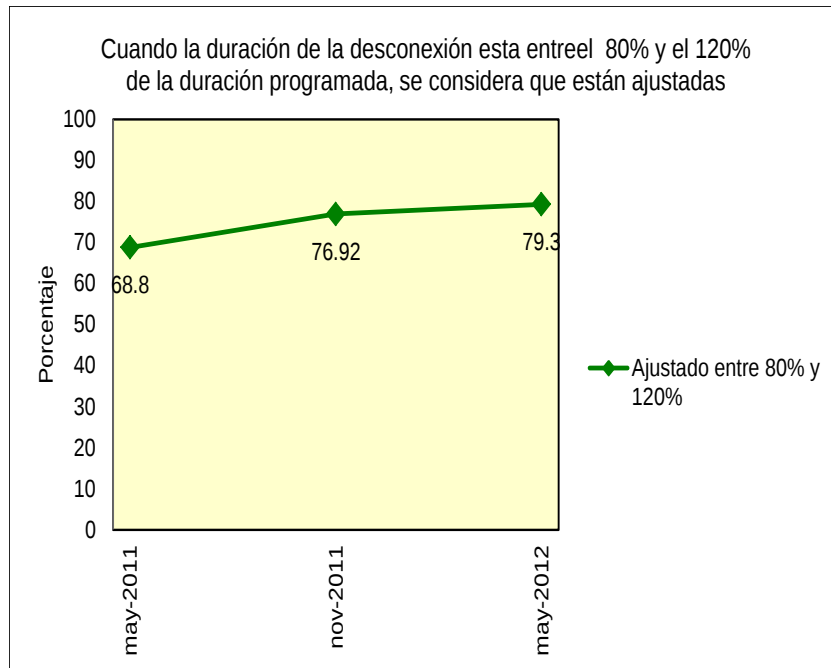


Indicadores Acuerdo 518

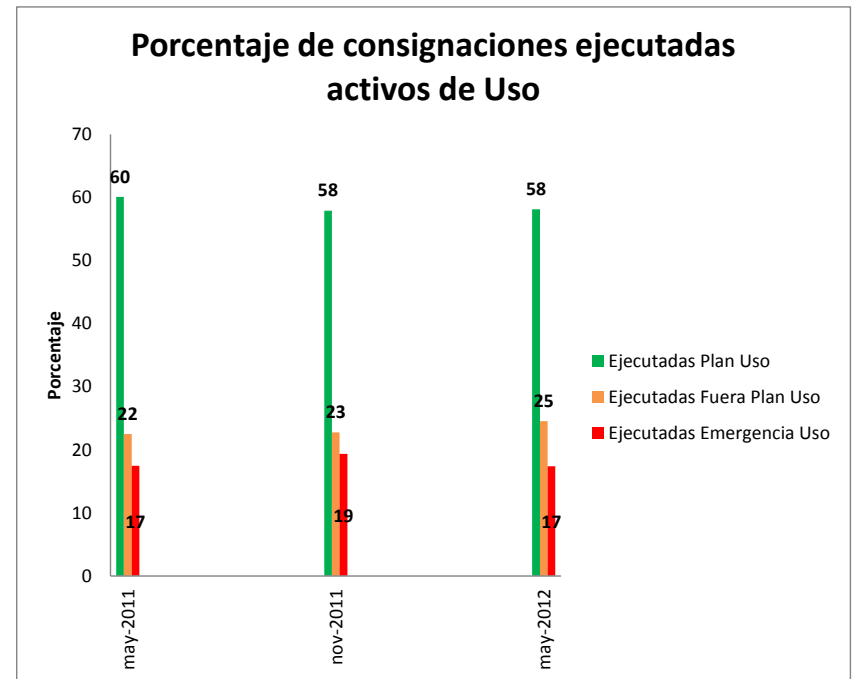
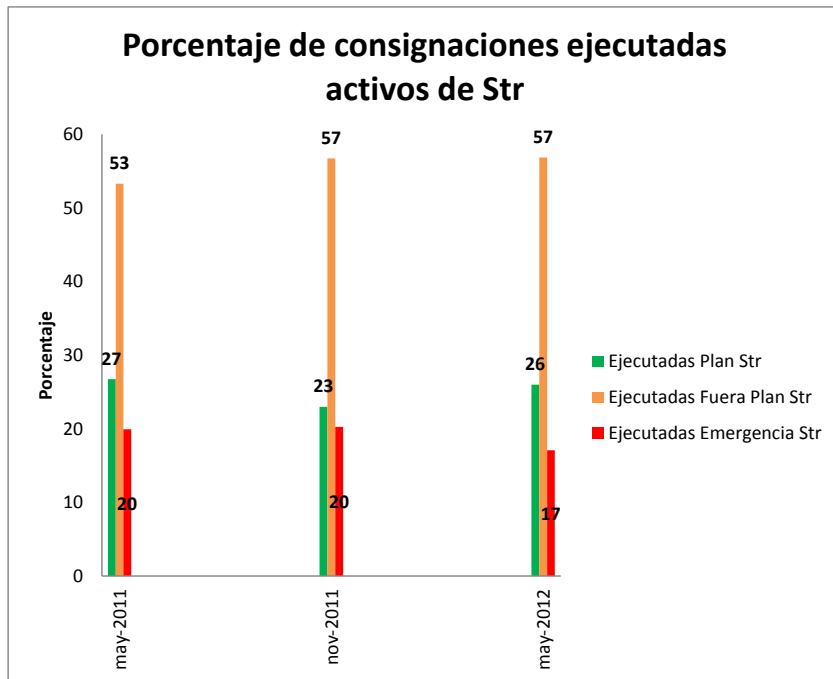
En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 79,30%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 76,92%, se aprecia un leve aumento.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 38,37%, 26,02% y 58,08%, respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 42,20%, 23,01% y 57,88%, .
- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 3,13% y 7,20% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango 1,68% y 6,21 % , se aprecia un leve aumento.

Historia Indicadores Acuerdo 518



Historia Indicadores Acuerdo 518





■ filial de isa

 www.xm.com.co

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS PARA XM S.A. E.S.P.

2012