



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 31

Jueves, 4 de abril de 2013

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 - 31

Jueves, 4 de abril de 2013



Contenido

- Principales riesgos atención demanda
 - ❑ Cargo por Confiabilidad corto plazo
 - ❑ Restricciones del Sistema y Plan de Expansión
 - ❑ Situación Oriental
 - ❑ Racionamiento Arauca
- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético
- Varios
 - ❑ Experiencia operativa Chuchupa
 - ❑ Pruebas de disponibilidad Cartagena 1
 - ❑ Zonas excluidas CANO
 - ❑ Factor de conversión vs porcentaje del volumen útil
 - ❑ Base de datos Station Ware
 - ❑ Nuevas resoluciones





Principales riesgos para la atención confiable de la demanda

Cargo por Confiabilidad corto plazo

El Cargo por Confiabilidad y la atención de la demanda en el corto plazo

No se identifica en el Cargo por Confiabilidad la relación explícita entre éste y la atención confiable de la demanda en el corto plazo.

En el marco del concepto sobre el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, indicó el CNO a la CREG:

Por lo anterior y para concluir, reiteramos nuestro llamado a la reflexión para que se abra un escenario de análisis integral y sistémico, que lleve a la clara identificación del problema que puede estarse presentando y los ajustes que se requieren hacer en el esquema del Cargo por Confiabilidad para garantizar una operación segura, confiable y económica.

El Cargo por Confiabilidad y la atención de la demanda en el corto plazo

- **Térmicas:** combustibles podrían no disponerse cuando se requiera la operación en el corto plazo.
- **Hidráulicas:** uso del agua.
- **Indisponibilidades:** se respaldan con Anillos de Seguridad. Los IHFs incluyen respaldos de los Anillos de Seguridad.



El Cargo por Confiabilidad y la atención de la demanda en el corto plazo

Anillos de seguridad, no necesariamente todos asociados a preservar la confiabilidad de la atención de la demanda en el corto plazo:

- **Mercado Secundario:** cubrimiento financiero.
- **Subasta de Reconfiguración:** ampliar la fecha de entrada de proyectos de generación.
- **Generador de última instancia:** no diferenciado de cualquier generador.
- **DDV:** no ha sido posible instrumentar.



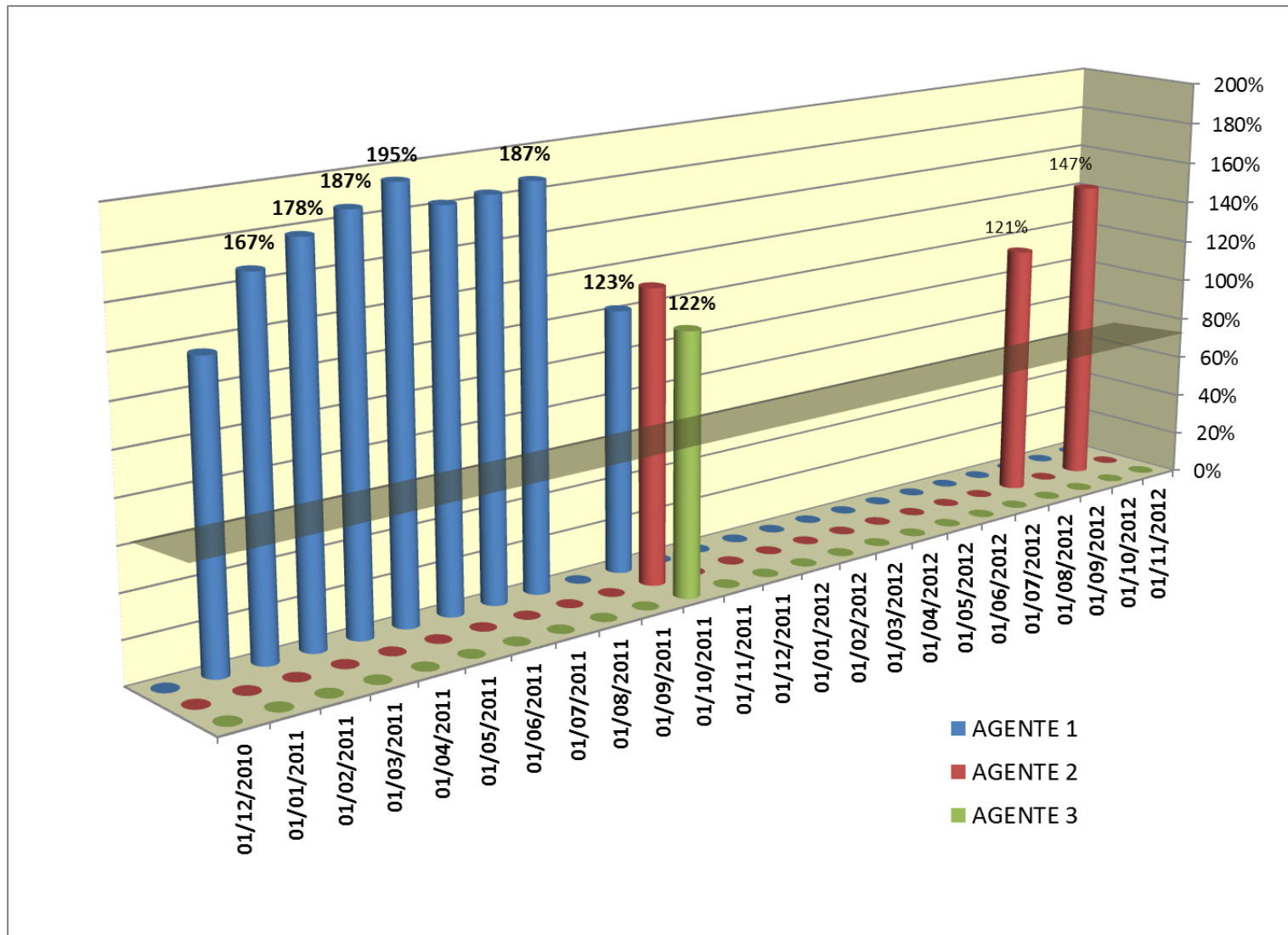
El Cargo por Confiabilidad y la atención de la demanda en el corto plazo

Mercado Secundario:

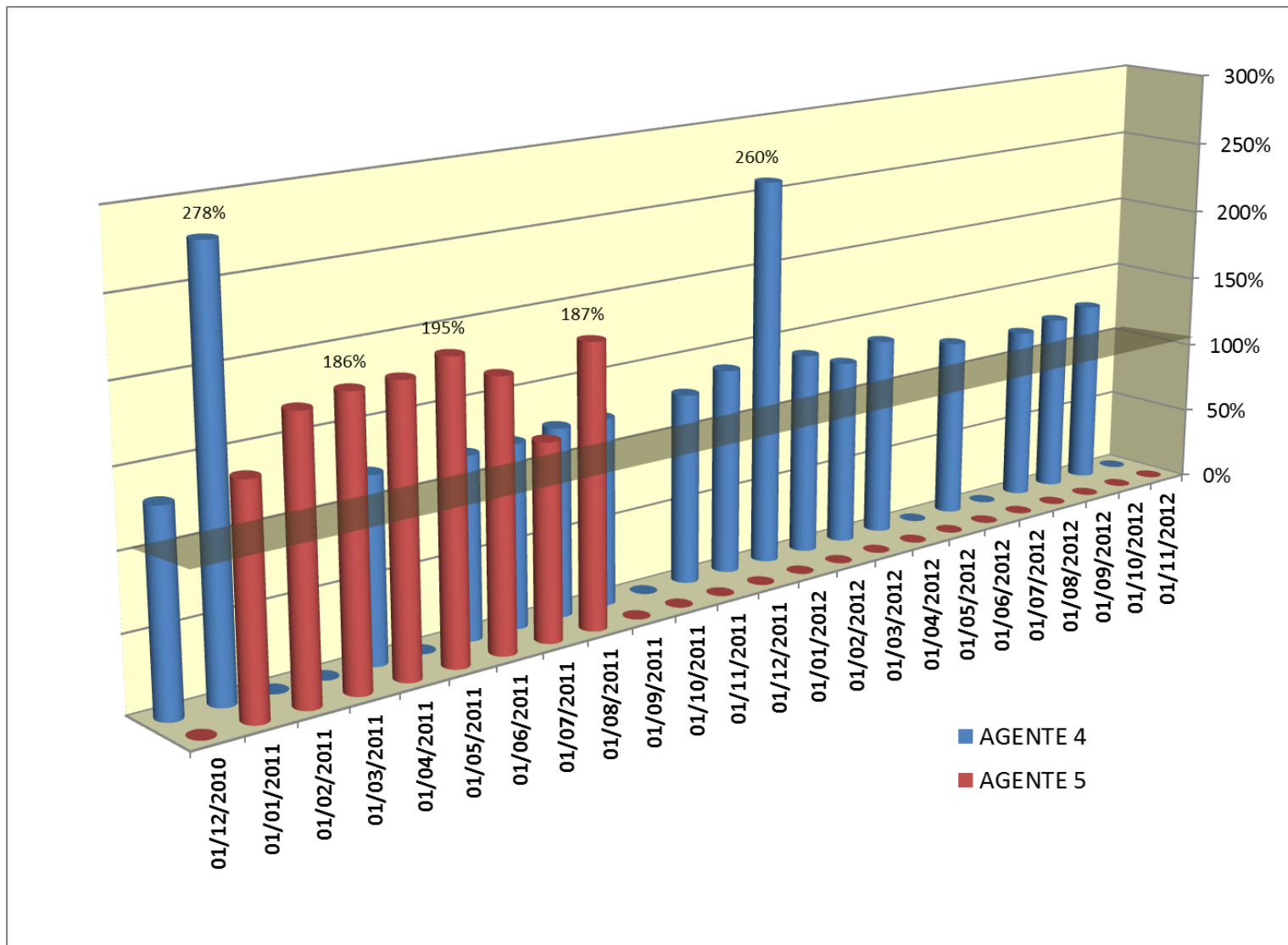
- Energía de Referencia puede tener menores atributos de confiabilidad que la energía asociada a las OEFs.
- En condiciones normales se registran cantidades, pudiéndose presentar sobrecontratación.
- En condiciones normales no existe relación de disponibilidad de la planta vendedora para respaldar la planta compradora.
- En condiciones de escasez si no sobra generación ideal del vendedor no existe el contrato, es decir, no hay relación de compromiso físico frente a la demanda.



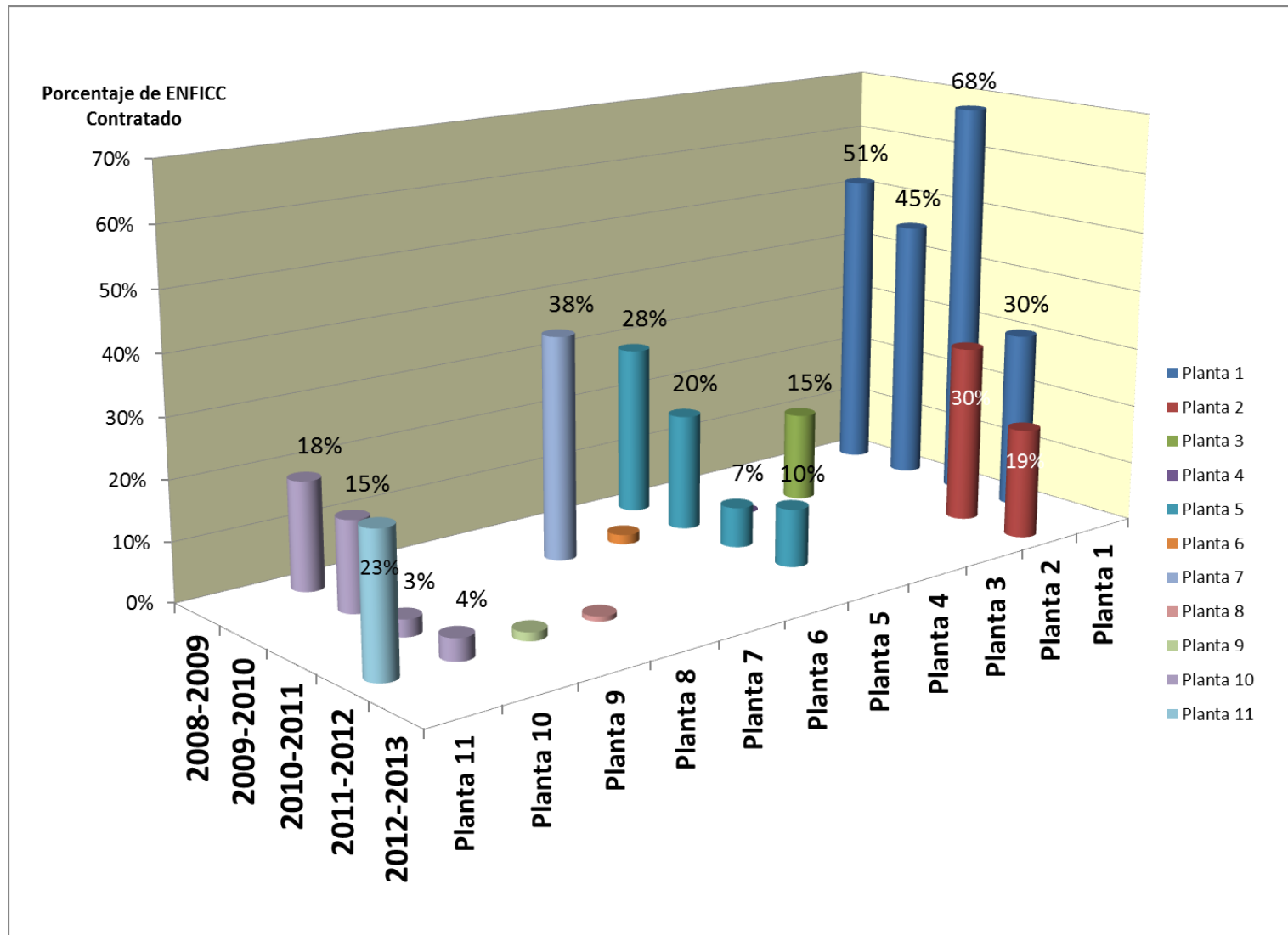
Porcentaje Contratado en el Mercado Secundario



Porcentaje Contratado en el Mercado Secundario

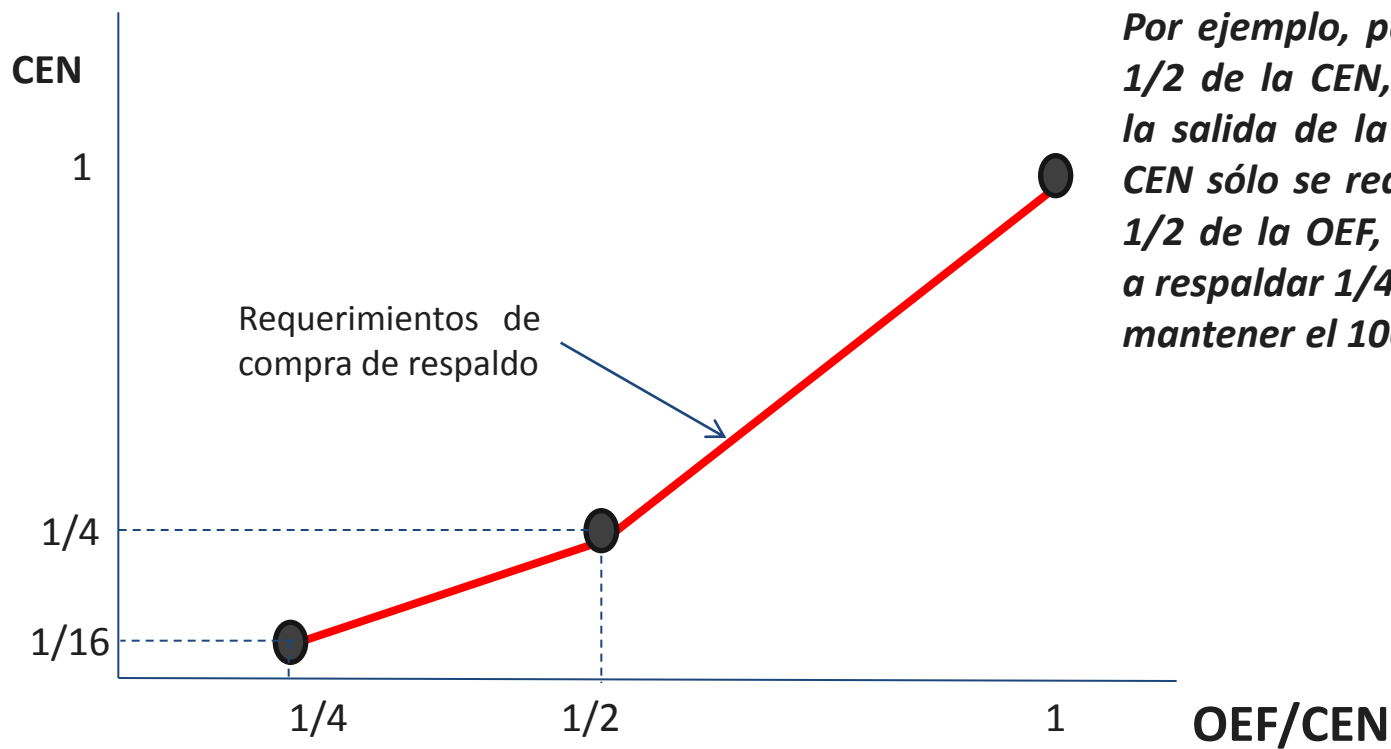


Respaldo entre unidades de una misma planta – Período Ene2009 a Nov2013



El Cargo por Confiabilidad y la atención de la demanda en el corto plazo

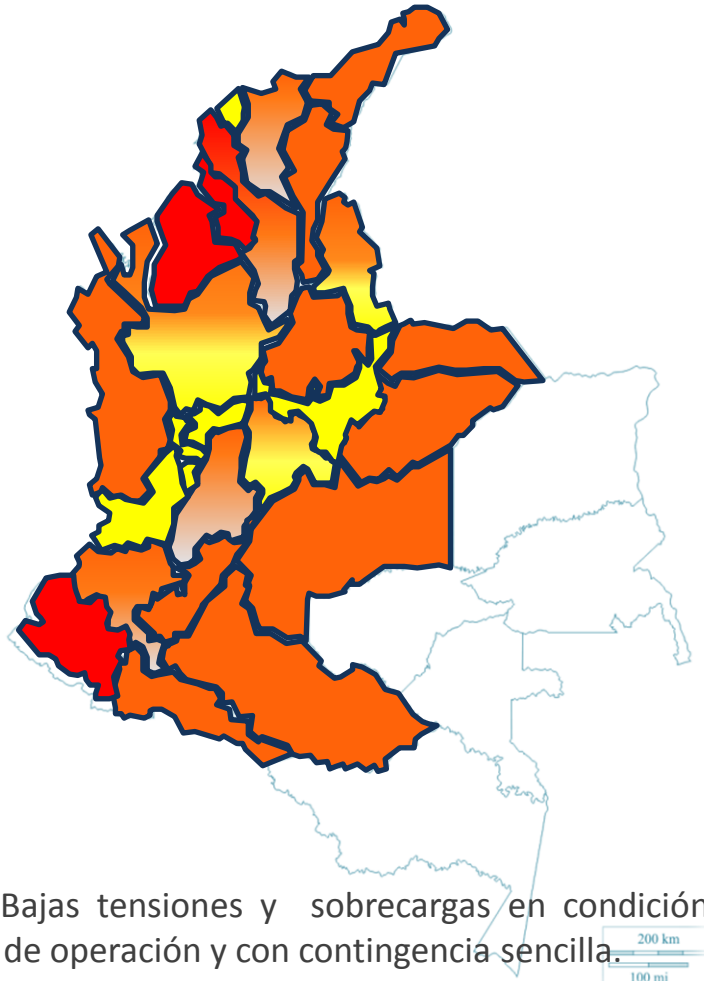
Las necesidades de cubrimiento de OEF con el Mercado Secundario es inferior a la OEF a respaldar:



Por ejemplo, para una OEF de 1/2 de la CEN, para respaldar la salida de la totalidad de la CEN sólo se requiere respaldar 1/2 de la OEF, lo que equivale a respaldar 1/4 de la CEN, para mantener el 100% del RRID.

Restricciones del Sistema y Plan de Expansión

Resumen Diagnóstico Restricciones del SIN, que generan demanda no atendida

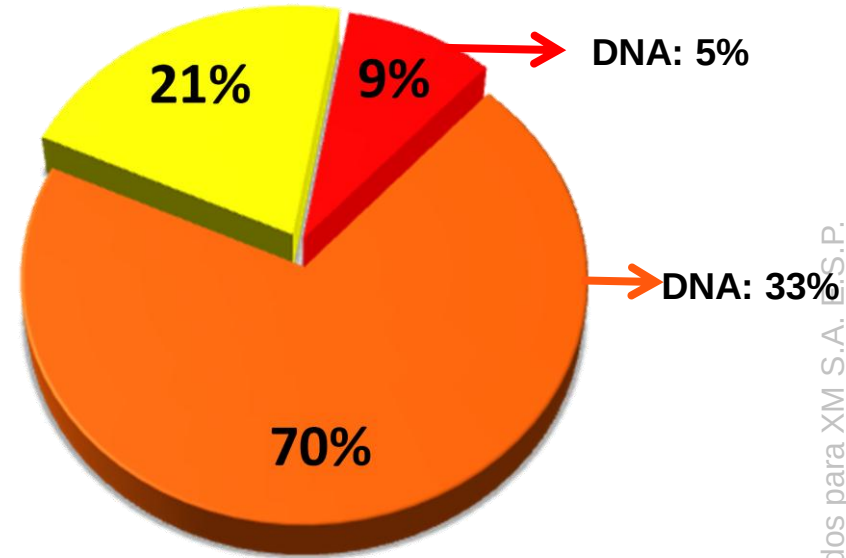


Rojo: Bajas tensiones y sobrecargas en condición normal de operación y con contingencia sencilla.

Naranja: Contingencia sencilla, para las cuales no se cuenta con generación de seguridad suficiente para su cubrimiento.

Amarillo: Contingencia sencilla y se cuenta con generación de seguridad.

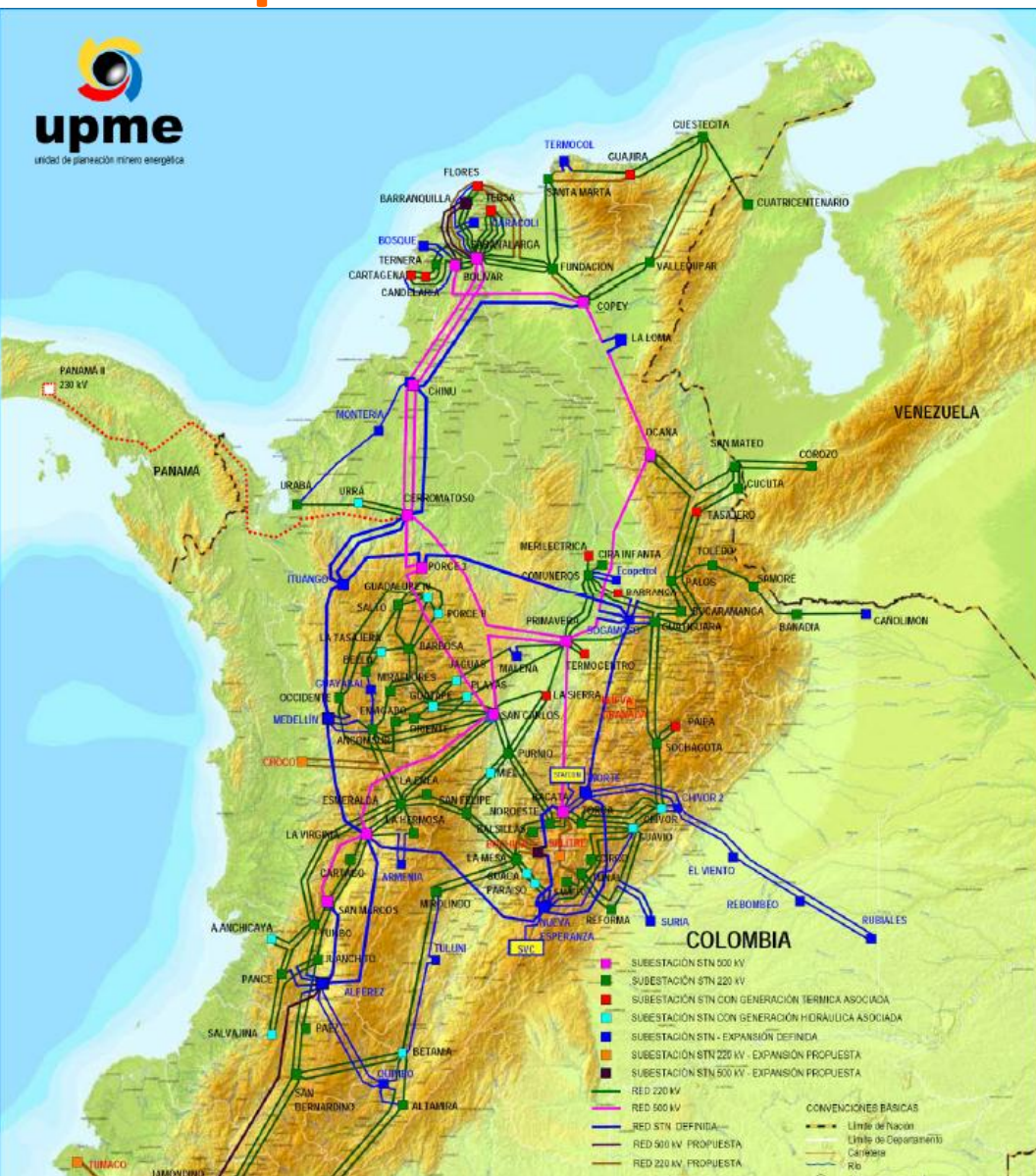
Total de Restricciones: 43



Subarea operativa	% DNA
Santander	100%
Arauca - Caño Limón	100%
Cauca-Nariño	100%
Meta	100%
Chocó	100%
N. Santander *	84%
Cordoba (Cerromatoso) *	56%
Guajira, Cesar, Magdalena *	48%
Sucre (Chinú) *	46%
Bólivar *	38%
Huila-Tolima	27%
Atlantico	10%

* Teniendo en cuenta actuación de esquemas suplementarios

Principales Obras STN Período 2013 - 2020



*Últimas fechas reportadas

Año 2013*:

1. El Bosque 220kV
2. Armenia 230kV
3. Alférez 230kV
4. Termocol 230kV

Año 2014*:

1. Nueva Esperanza 500/230/115kV
2. Sogamoso 500/230kV
3. Quimbo 230kV

Año 2015:

1. Chivor – Norte – Bacatá 230kV
2. Caracolí 220kV
3. Suria 230kV
4. Chinú – Montería – Urabá 220kV
5. Guayabal 230kV y Bello – Guayabal - Ancón 230 kV
6. Tuluní 230kV
7. FACTS Oriental (SVC, STATCOM)
8. La Loma 500kV

Año 2016:

1. Cartagena – Bolívar 220kV

Año 2018:

1. Conexión Ituango 500kV (4 líneas)
2. Aumento Importación Caribe 500kV (2 líneas)
3. Aumento Importación Suroccidental 500kV (3 líneas)
4. Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500kV

Año 2020:

1. Virginia – Nueva Esperanza 500kV



filial de isa

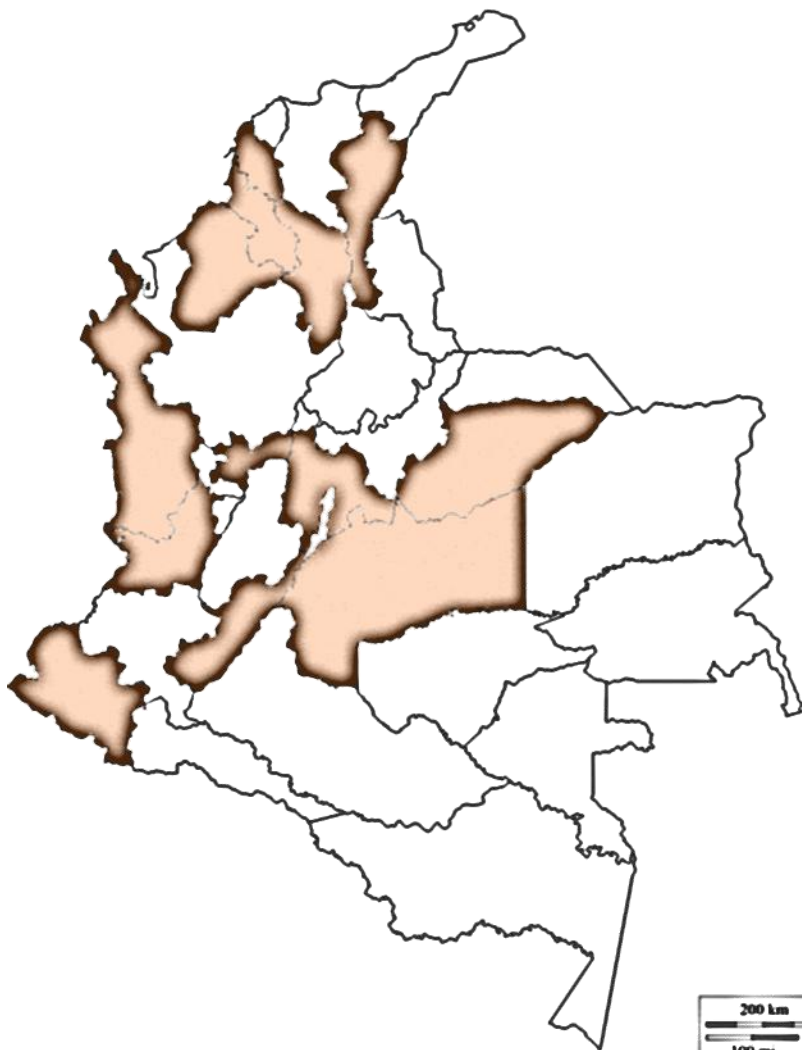
Principales Obras de STR

Año 2013:

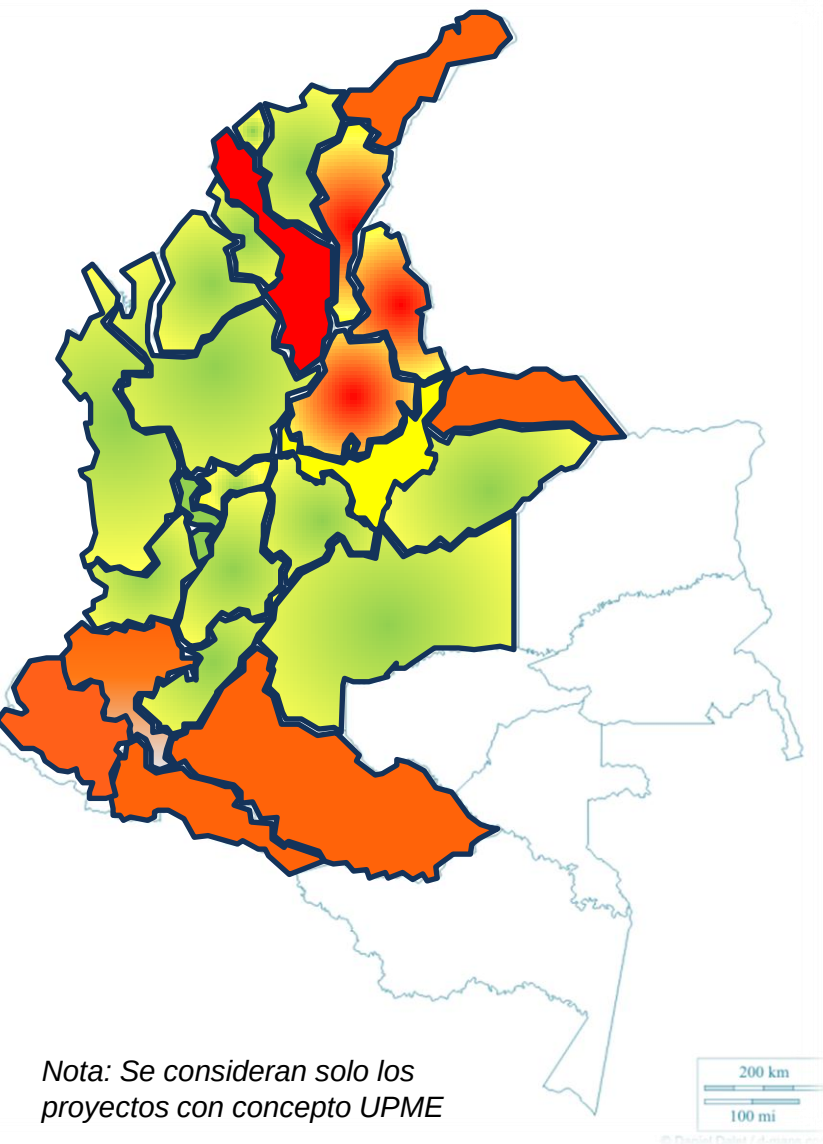
1. Tercer transformador Chinú 150 MVA 500/110 kV
2. Segundo transformador Termocandelaria 150 MVA 220/110 kV
3. Transformador Jamondino 2 150 MVA 220/110 kV
4. Segundo transformador en Valledupar 100 MVA 220/110 kV
5. Tercer Transformador en Reforma 150 MVA 230/115 kV
6. Circuito Aguaclara - Yopal 115 kV
7. Subestación Oriente 115 kV
8. Nuevo circuito Chinú - Bostón 115 kV
9. Normalización de la subestación El Siete 110 kV
10. Compensación capacitiva 2 x 25 Mvar en la subestación Ubaté 115 kV

Año 2014:

1. Transformador Bosque 2 150 MVA 220/110/66 kV
2. Transformador Purnio 150 MVA 230/115 kV
3. Transformador Cerromatoso 150 MVA 500/110 kV
4. Transformador Cartago 168 MVA 230/115/13.8 kV
5. Compensación capacitiva de 30 Mvar en la subestación Bacatá 115 kV
6. Compensación capacitiva de 30 Mvar en la subestación Tibabuyes 115 kV
7. Compensación capacitiva de 30 Mvar en la subestación Usme 115 kV
8. Compensación capacitiva de 2x25 Mvar en la subestación Ocoa 115 kV
9. Compensación capacitiva de 2x20 Mvar en la subestación Suria 115 kV
10. Compensación capacitiva de 2x5 Mvar en la subestación Puerto López 115 kV

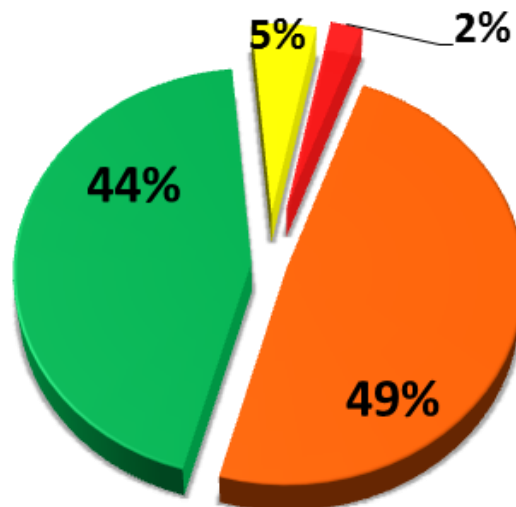


Diagnóstico esperado de Restricciones del SIN, que generan demanda no atendida (2018)



Total de Restricciones: 24

19 menos respecto a la situación actual



Rojo: Bajas tensiones y sobrecargas en condición normal de operación y con contingencia sencilla.

Naranja: Contingencia sencilla, para las cuales no se cuenta con generación de seguridad suficiente para su cubrimiento.

Amarillo: Contingencia sencilla y se cuenta con generación de seguridad



filial de isa

Restricciones identificadas - Recomendaciones

Gestionar el desarrollo de las actividades necesarias, con el fin de reducir y/o eliminar las siguientes restricciones identificadas actualmente:

Color	Restricción	Subárea	Comentario
	Bajas tensiones en El Carme	Bolívar	Con la entrada del tercer trazo de Chinú viabiliza traslados. Sin embargo, esta no es la solución estructural. En comunicación de Electricaribe de aclaración de restricciones identificadas, indicaron que radicarian en marzo estudio ante la UPME para la instalación de compensación capacitiva en El Carmen
	N-1 Atr Urabá	Antioquia	No se tiene información de nuevas obras.
	N-1 Playas - Puerto Nare 11	Antioquia	Se elimina con el nuevo punto de conexión al STN en La Sierra, sin embargo, UPME aún no ha conceptuado.
	N-1 Atr Cuestecitas	GCM	Electricaribe indica que esta evaluando junto con Transelca la alternativa de la conexión de un tercer transformador
	N-1 Atr Fundación	GCM	No se tiene información de nuevas obras.
	N-1 Lineas Bolivar 66	Bolívar	Agotamiento de capacidad de las líneas del STR
	N-1 Atr Ocaña 230/115 kV	Nordeste -CENS	No se tiene información de las obras que presentó el OR en el plan de expansión a la UPME
	N-1 Atr San Mateo	Nordeste -CENS	
	N-1 Atr Belén	Nordeste -CENS	
	N-1 Palos Toledo	Nordeste	No se tiene información de nuevas obras.
	N-1 Atr Barranca	Nordeste - ESSA	No se tiene información de nuevas obras.
	N-1 Atr Palos	Nordeste - ESSA	
	N-1 Atr Bucaramanga	Nordeste - ESSA	
	N-1 líneas 115 Essa	Nordeste - ESSA	
	N-1 Atr Jamondino	Cauca - Nariño - CEDEN	A partir de 2018 se identifica la necesidad de un nuevo punto de conexión
	N-1 Jamondino - Pasto	Cauca - Nariño - CEDEN	Agotamiento de capacidad de la línea
	N-1 Atr Mocoa	Putumayo	No se tiene conocimiento de nuevas obras.
	N-1 San Bernardino Popaya	Cauca - Nariño - CEO	Agotamiento de capacidad de las líneas y de transformación
	N-1 San Bernardino Jamondino	Cauca - Nariño - CEO	
	N-1 Atr San Bernardino	Cauca - Nariño - CEO	
	N-1 Atr Altamira	Huila - Caqueta	La UPME le recomendó a ELECTROCAQUETA la instalación de un segundo transformador en Altamira y una nueva línea Altamira - Doncello 115 kV. No se tiene información de respuesta del OR
	N-1 Altamira - Florencia	Huila - Caqueta	
	N-1 Atr Paipa	Nordeste - EBSA	No se tiene información de nuevas obras.
	N-1 Atr Ocaña 500/230 kV	Nordeste	No se tiene información de nuevas obras.

Situación Oriental

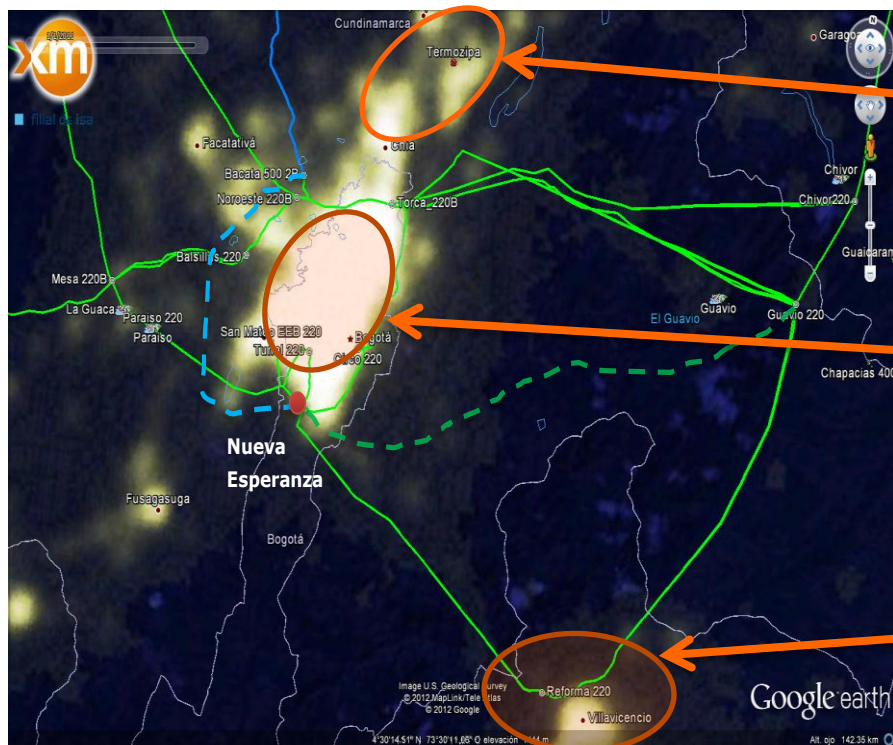
Retraso entrada Nueva Esperanza 2013 -2014

Fecha de entrada inicial: Octubre de 2011

Probable fecha de entrada: Mayo de 2014

Retraso: 31 meses

Obras adicionales a ejecutar para
minimizar riesgos operativos



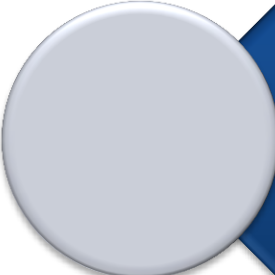
Instalación de 50 Mvar capacitivos en la
subestación Ubaté al norte de Bogotá
(Diciembre 2013)

Instalación de 90 Mvar capacitivos
distribuidos entre las subestaciones Bacatá,
Tibabuyes y Usme 115 kV **(Diciembre 2014)**

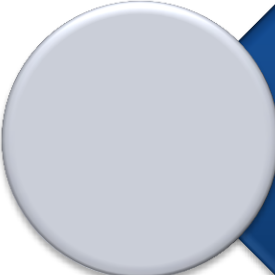
Instalación de 100 Mvar capacitivos
distribuidos entre las subestaciones Puerto
Gaitan, Ocoa y Suria 115 kV en el Meta
(Noviembre 2014)

Para la atención adecuada de la máxima demanda del área oriental esperada en 2013 y ante la no entrada en operación del proyecto Nueva Esperanza y obras adicionales, operativamente se contará con menor margen para el adecuado control de tensiones.

Recomendaciones



Para la demanda máxima esperada en 2013, se requiere contar con la máxima disponibilidad de la red del STN, STR y de los recursos de generación del área. Igualmente, no se deben planear trabajos de mantenimiento programado en diciembre de 2013 en el sector Gas, que implique la atención de los respaldos de Ecopetrol desde la red del Meta.



Se requiere que todos los recursos de generación del área garanticen su máxima capacidad de suministro de potencia reactiva declarada, cuando sea requerida.



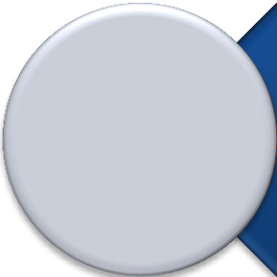
Para garantizar una operación confiable y segura, es necesaria la entrada en operación en el año 2013 de la compensación capacitiva de Ubaté 115 kV y la continuidad de las compensaciones del STN instaladas en el STR (Tunal 115 kV y Noroeste 115 kV).



Recomendaciones



Para el año 2014, con el fin de mejorar los márgenes operativos y garantizar la atención confiable de la demanda del área Oriental, es urgente y necesaria la entrada en operación del proyecto Nueva Esperanza, las compensaciones capacitivas de Bacatá 115 kV, Usme 115 kV y Tibabuyes 115 kV en Bogotá y Ocoa 115 kV, Suria 115 kV y Puerto López 115 kV en el Meta y el tercer transformador de La Reforma.



Con el fin de garantizar la entrada oportuna de los proyectos Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, Suria 230 kV y FACTS (STATCOM y SVC) en el año 2015, es necesario que estos proyectos tengan adjudicado inversionista en el segundo semestre de 2013.



Iniciar convocatoria del primer enlace de 500 kV del plan de expansión 2013-2026 Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza.

Racionamiento Arauca

Racionamiento Arauca

Se presentó racionamiento de energía en Arauca y su área rural entre los días 15 al 14 de marzo

ENELAR no informó ni coordinó con el CND, de acuerdo con la resolución 080 de 1999

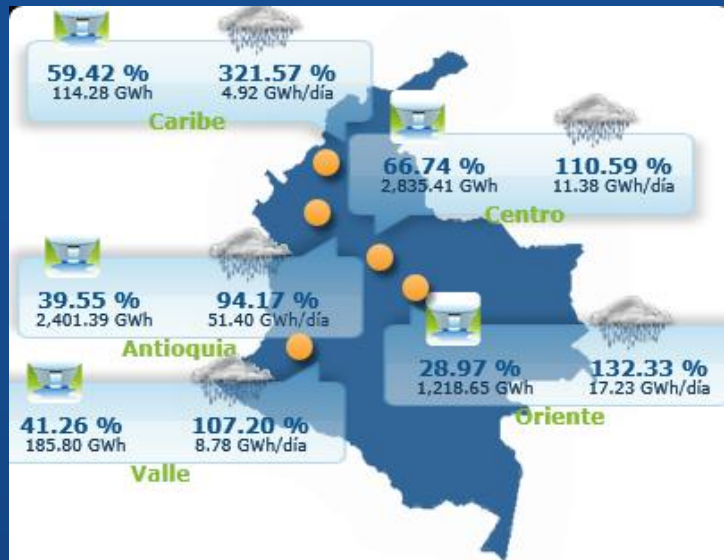
Se solicitó oficialmente a ENELAR informar sobre las causas de porque no se coordinó con el CND el racionamiento



Variables

Variables hídricas

Marzo 31



Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Haga clic sobre los puntos del mapa para ver más información

Sunday, March 31, 2013



Reservas Hídricas

44.53 %
6,755.53 GWh



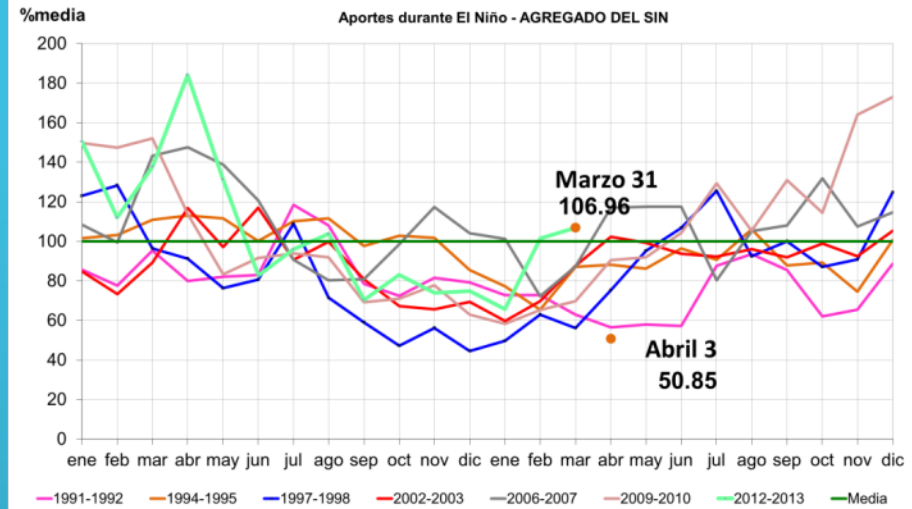
Aportes Hídricos
(Prom. día acumulado
en el mes)

106.96 %
97.42 GWh/día

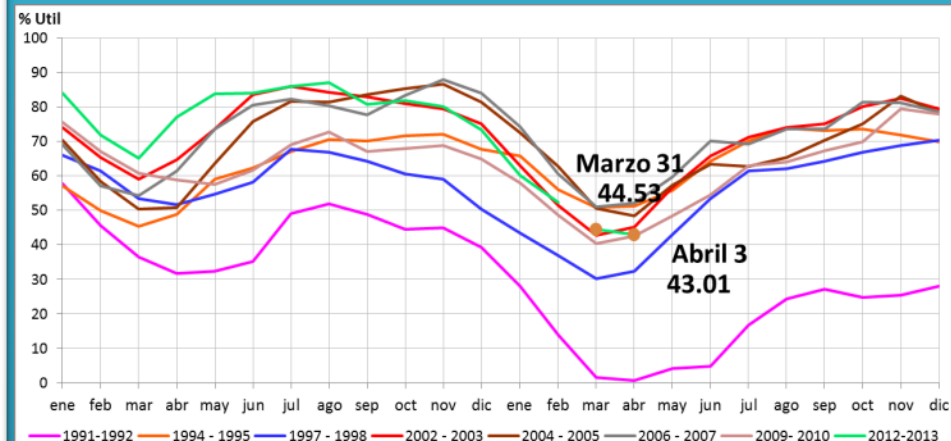
APORTES HISTÓRICOS

Media	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril
GWh-día	176.6	177.3	127.1	86.3	80.3	91.1	138.4
GWh-mes	5,475.2	5,318.4	3,940.7	2,674.1	2,249.0	2,823.5	4,151.4

APORTES

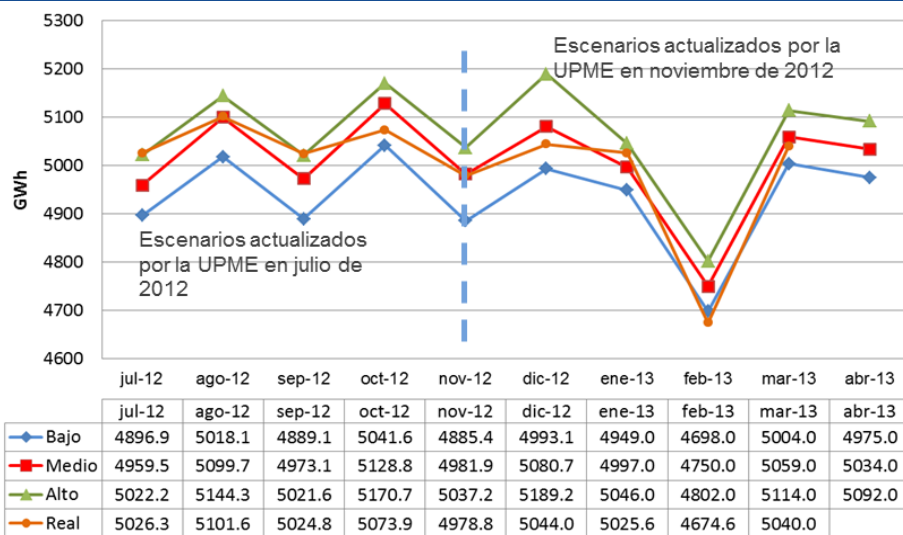


RESERVAS



Capacidad útil del embalse 15,239.04 GWh

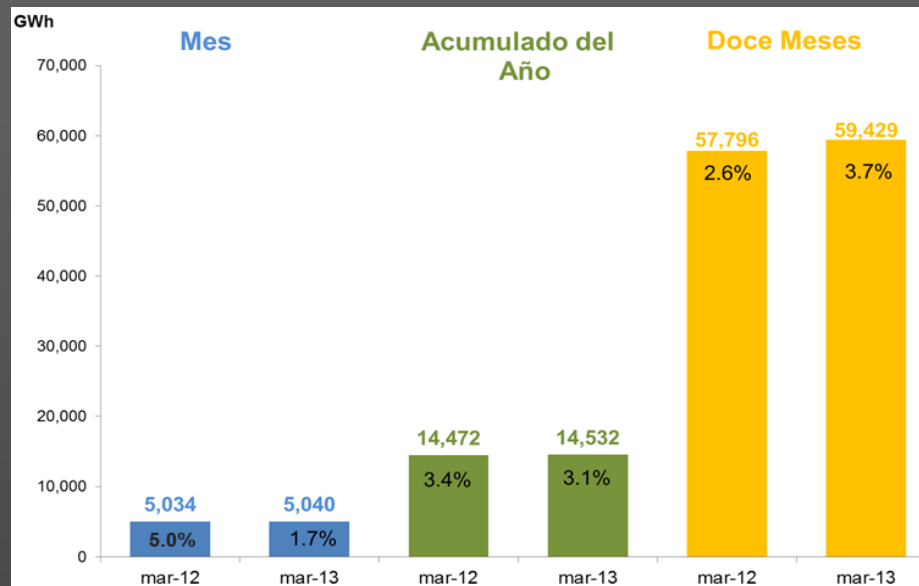
Comportamiento de la demanda



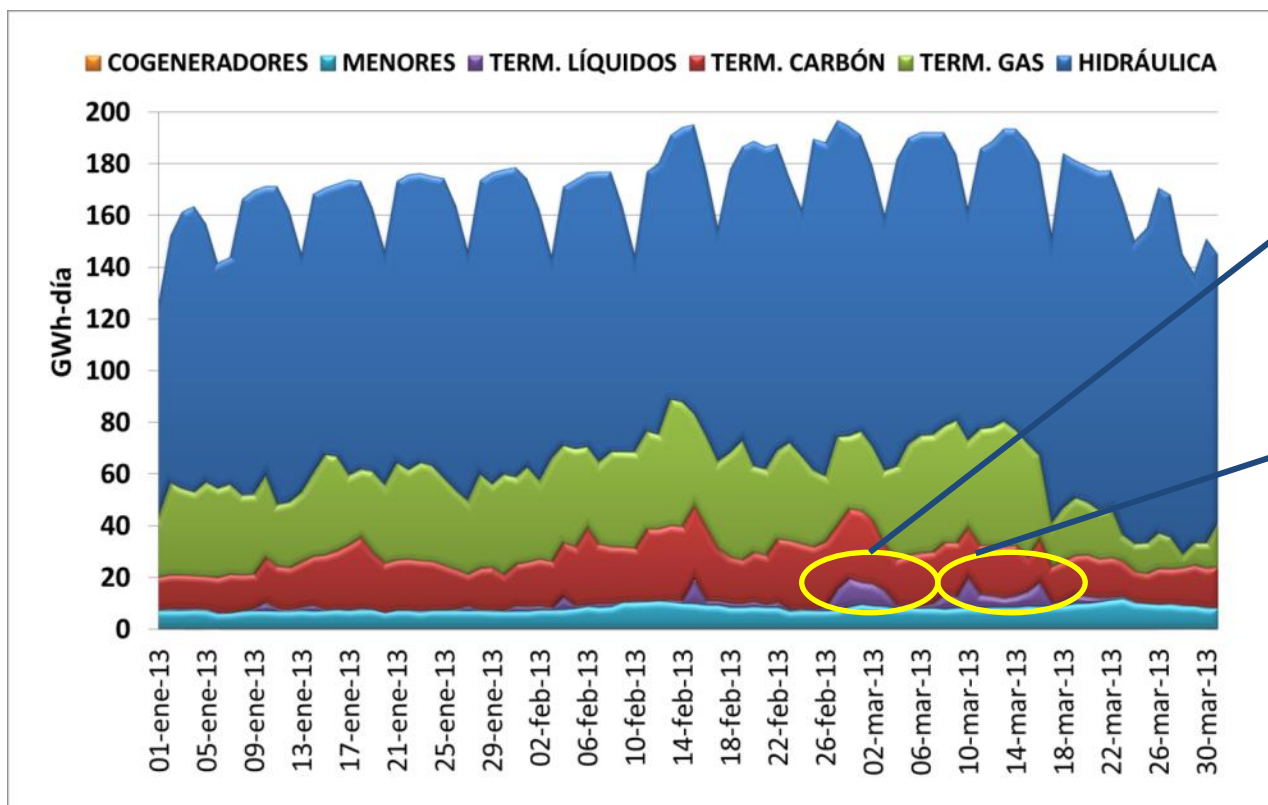
La potencia máxima para el mes de marzo de 2013 se presentó el martes 5, en el periodo 20 y su valor fue de 9,116 MW.

Marzo finalizó en el escenario medio de la UPME con un valor de 5,040 GWh, creciendo 1.7%. Este crecimiento se dio debido al efecto de disminución de consumo en la Semana Santa, quitando este efecto el crecimiento hubiese sido 2.9%. El mes de febrero y marzo de 2013 fueron afectados por la huelga de la mina de Cerrejón (7 febrero hasta 12 marzo) y el bajo consumo de OXY por las voladuras al oleoducto Caño Limón-Coveñas (16 febrero hasta 6 marzo).

Nota: Estos valores son preliminares



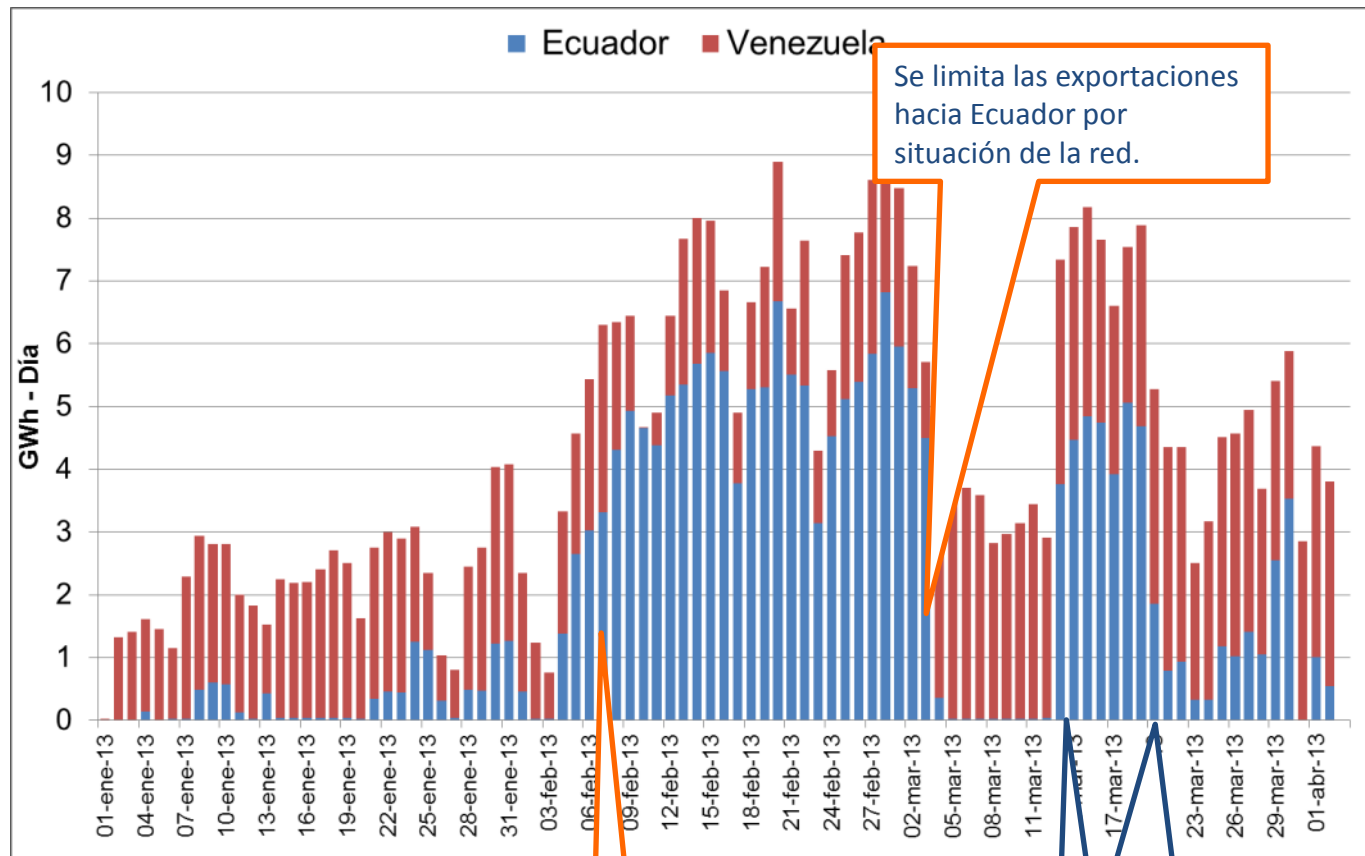
Matriz de generación



Generación promedio día (GWh-día)			
	Enero	Febrero	Marzo
Hidráulica	107.03	107.34	116.88
Térmica	50.61	61.80	48.73
Gas	32.27	35.92	27.73
Carbón	17.27	23.53	17.41
Líquidos	1.07	2.34	3.58
Menores	6.39	7.80	8.30
Cogeneradores	0.90	0.99	0.89
Total	164.93	177.93	174.79

- 24 febrero – 24 marzo: Indisponible circuito Ocaña – Copey 500 kV por atentado.
- 8 – 16 marzo: Indisponible circuito Porce III – Cerromatoso 500 kV por atentado.

Exportaciones





Indicadores de calidad

Tensión Fuera de Rango

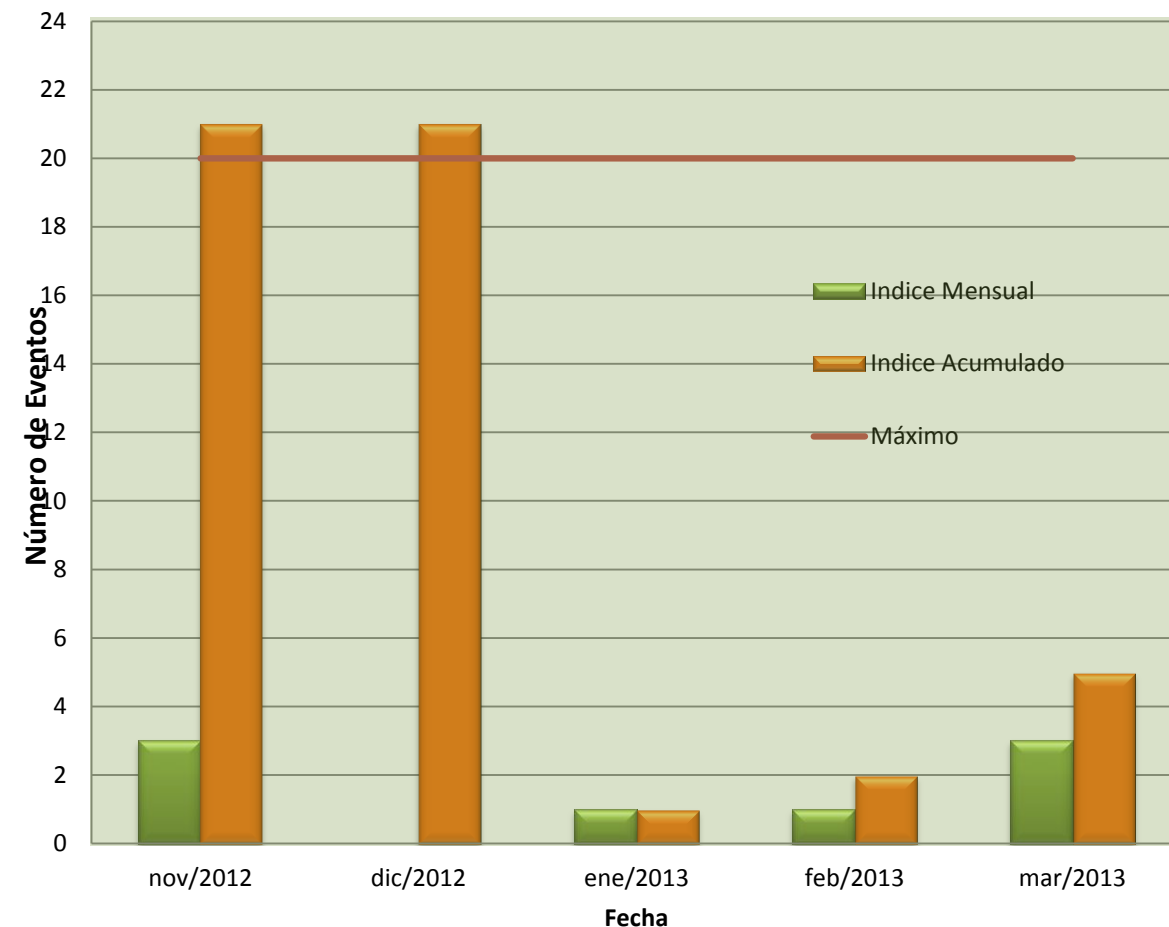
Eventos de Tensión Fuera de Rango
Noviembre 2012 - Febrero 2013

En el mes de Marzo se presentaron 3 eventos de tensión en el sistema:

1. 2013/03/06. Por trabajos sobre consignaciones nacionales en Subestación Samoré, queda sin tensión el transformador de Samoré 230/34.5/13.8 kV, la SE Banadía 230 kV y la SE Caño Limón 230 kV. El agente reporta que el disparo fue debido a una falla en la manipulación del sistema de control sobre la BT 230 kV del Transformador 1 50 MVA en subestación Samoré la cual presenta una lógica antigua y desconocida para el personal.

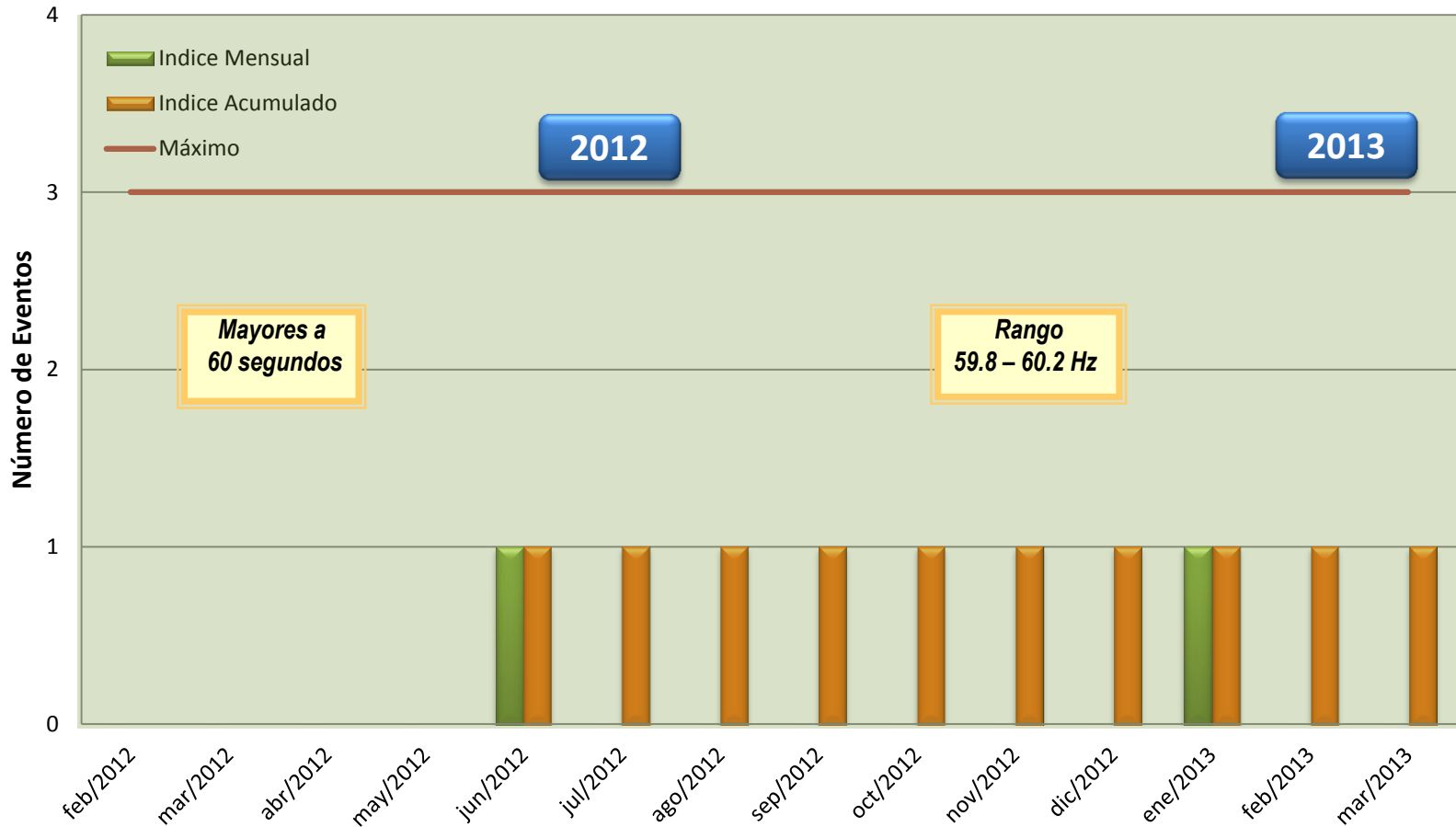
2. 2013/03/20. Suceso de Tensión en subestación Urrá. En el momento del evento se encontraban por fuera los circuitos Cerromatoso - Urrá 1 y 2 220 kV y el transformador en Cerromatoso 500/230 kV. Por trabajos bajo consignación. Al cerrar la bahía de línea en Urrá hacia Cerromatoso 1 230 kV se observa que las unidades de Urrá no regularon la tensión y se presentó disparo por sobre tensión según lo que informaron los agentes.

3. 2013/03/23. Disparo en ambos extremos de los circuitos Cerromatoso - Urrá 1 230 kV y Urrá - Urabá 230 kV. Queda sin tensión la SE de Urraba 230 kV. El agente reporta causa sin aclarar.



Variaciones de Frecuencia

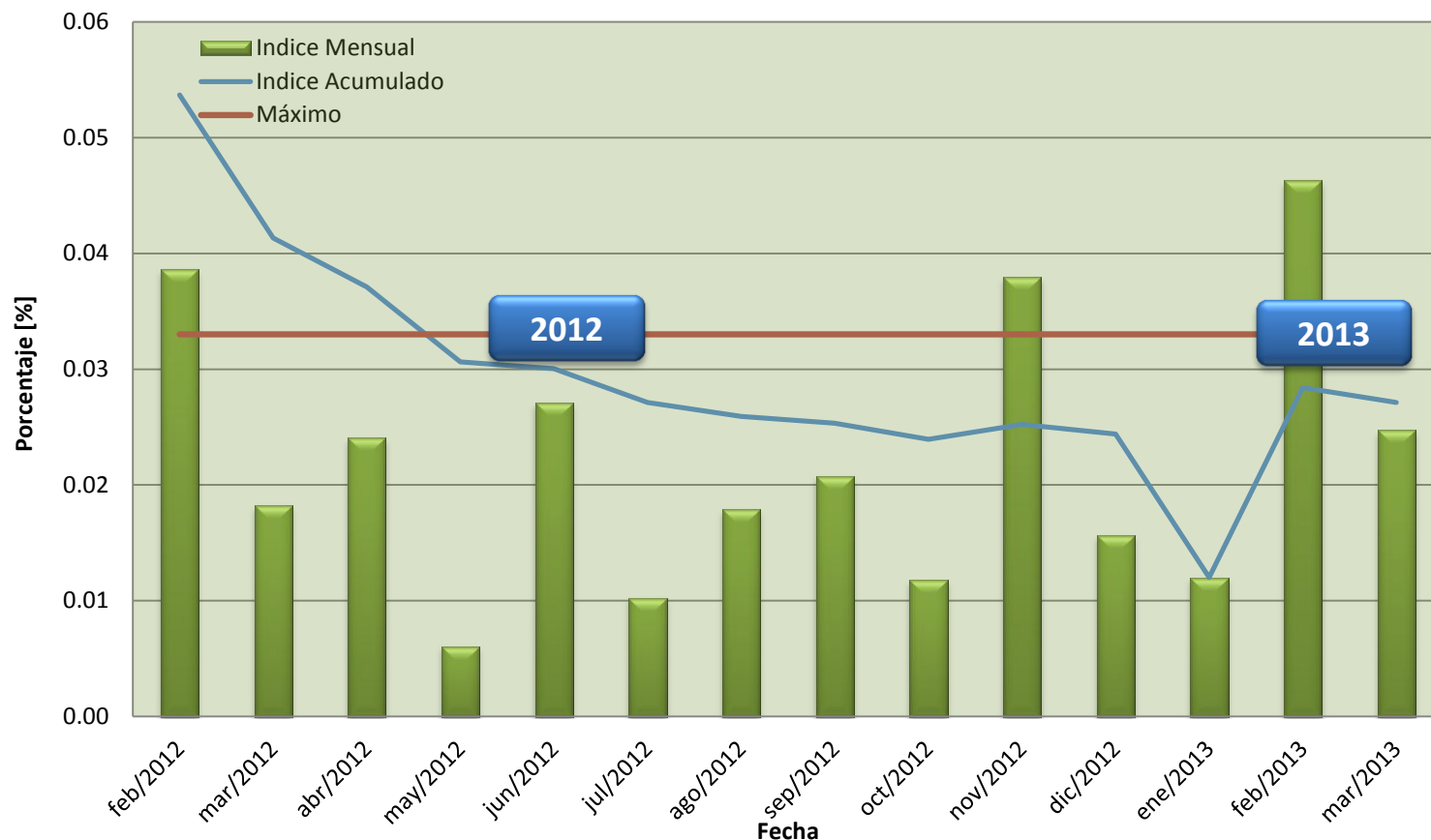
Eventos de Frecuencia Fuera de Rango
Febrero 2012 - Marzo 2013



En el mes de Marzo no se presentaron eventos de frecuencia en el sistema.

Porcentaje de Demanda No Atendida Programada

Eventos de Demanda No Atendida Programada
Febrero 2012 - Marzo 2013

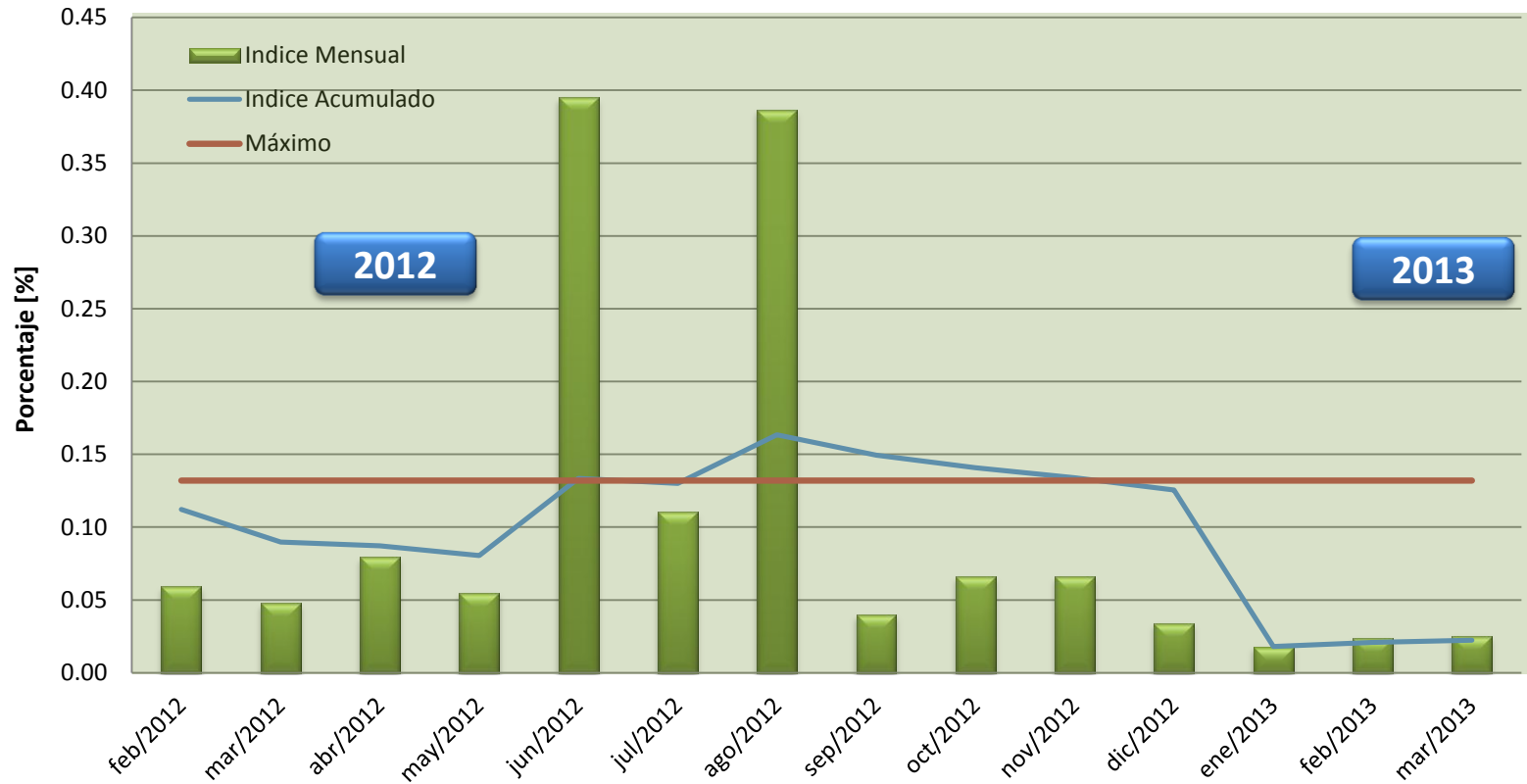


Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.29 GWh. Las principales causas fueron:

- Mar. 02: Mantenimiento en activos de las subestaciones Palos, Toledo, Samoré, Banadía y Caño Limón bajo trabajos de las consignaciones C83026, C88089, C83024, C83020, C83025, C95636, C95647, C95641, 95254, C92356, C92349, C92344, C88087, C92340, C83022. (0.309 GWh).

Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada

Eventos de Demanda No Atendida No Programada
Febrero 2012 - Febrero 2013



Se dejaron de atender 1.32 GWh. Las principales causas fueron:

Mar. 20: Disparo en ambos extremos del circuito Urrá - Urabá 220 kV, del transformador en Urrá 220/110 kV, de los generadores 03 y 04 en Urrá y de la bahía de línea en Urrá hacia Cerromatoso 1 220 kV. En el momento del evento se encontraban por fuera los circuitos (0.099 GWh)

Mar. 26: Disparo de la bahía de línea de Copey hacia El Paso 110kV, quedando sin tensión las subestaciones El Paso 110kV y El Banco 110kV. El agente reporta actuación de protección distancia zona 2, falla en las tres fases. (0.128 GWh).

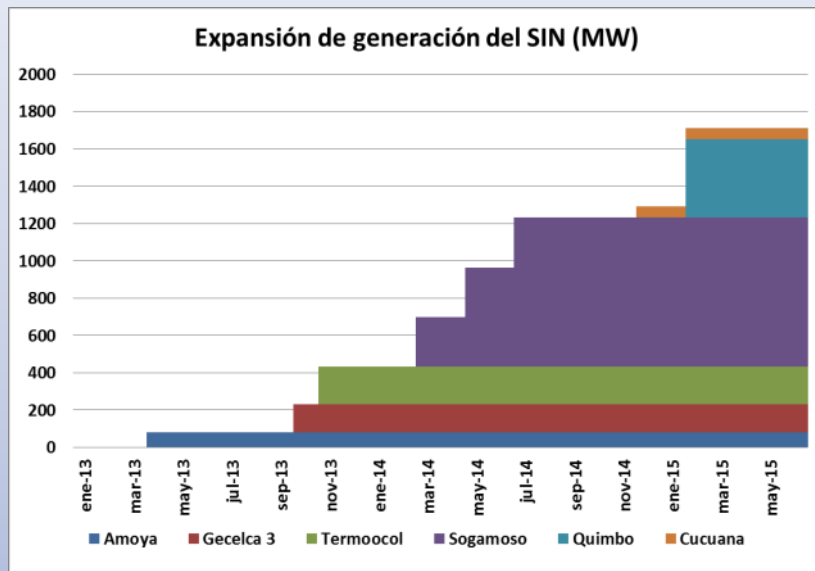




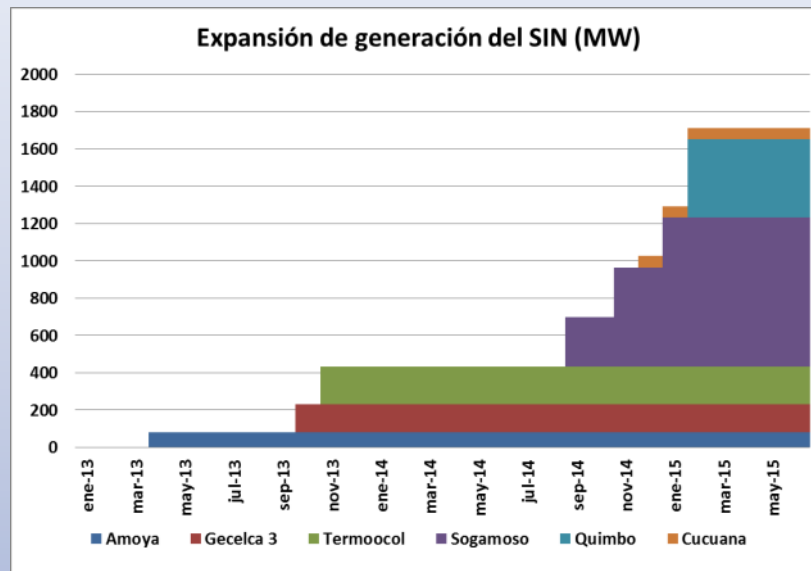
Panorama energético

Supuesto de Expansión de generación MP

Fechas Reportadas



Sensibilidad al atraso



PROYECTO	Capacidad [MW]	FECHA INFORMADA AGENTE PROMOTOR	FECHA DE SENSIBILIDAD	Comentario
Sogamoso (H)	800	Febrero 28 de 2014 (Primera unidad) Abril 30 de 2014 (Segunda unidad) Mayo 31 de 2014 (Tercera unidad)	Septiembre de 2014 (Primera unidad) Octubre de 2014 (Segunda unidad) Noviembre de 2014 (Tercera unidad)	Entra progresivamente para estar operando en fecha de OEF

Plan de expansión de generación LP

PROYECTO	Capacidad [MW]	FECHA ESPERADA DE ENTRADA EN OPERACIÓN *	PROMOTOR DEL PROYECTO	FECHA ASIGNADA A OBLIGACIÓN DE ENERGÍA FIRME	FECHA ESPERADA DEL PROYECTO DE TRANSMISIÓN
El Quimbo	420	Febrero 28 de 2015	EMGESA	Diciembre 01 de 2014	Agosto 31/2014
Carlos Lleras Restrepo	78	Diciembre de 2014	HIDROELÉCTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S E.S.P.	Diciembre 01 de 2015	Sin Definir
Ambeima	45	Diciembre de 2013	EMPRESA ENERGÍA DE LOS ANDES S.A.S E.S.P.	Diciembre 01 de 2015	Sin Definir
San Miguel	42	Diciembre 01 de 2015	LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	Diciembre 01 de 2015	Sin Definir
Tasajero II	160	Diciembre 01 de 2015	TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	Diciembre 01 de 2015	Sin Definir
Gecelca 32	250	Diciembre de 2015	GECELCA S.A. E.S.P.	Diciembre 01 de 2015	Sin Definir
Termonorte	88	Diciembre de 2017	TERMONORTE S.A.S. E.S.P.	Diciembre 01 de 2017	Sin Definir
Porvenir II	352	Diciembre de 2018	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA S.A.S.	Diciembre de 2018	Sin Definir
Pescadero Ituango	1200	Diciembre 01 de 2018	HIDROELECTRICA PESCADERO ITUANGO	Diciembre 01 de 2018	Sin Definir

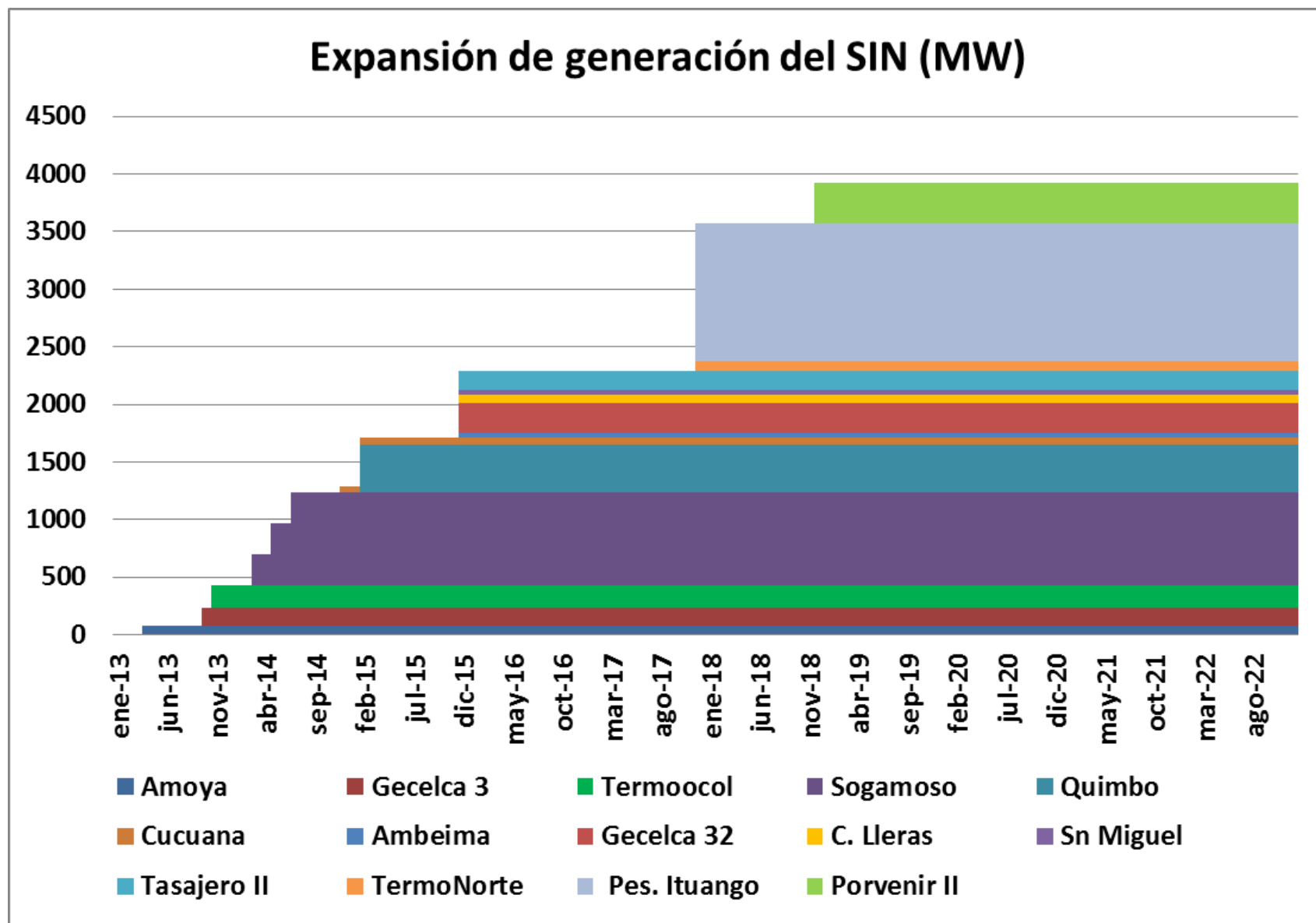
* Fecha informada por el agente promotor del proyecto

Fecha propuestas para el modelo energético

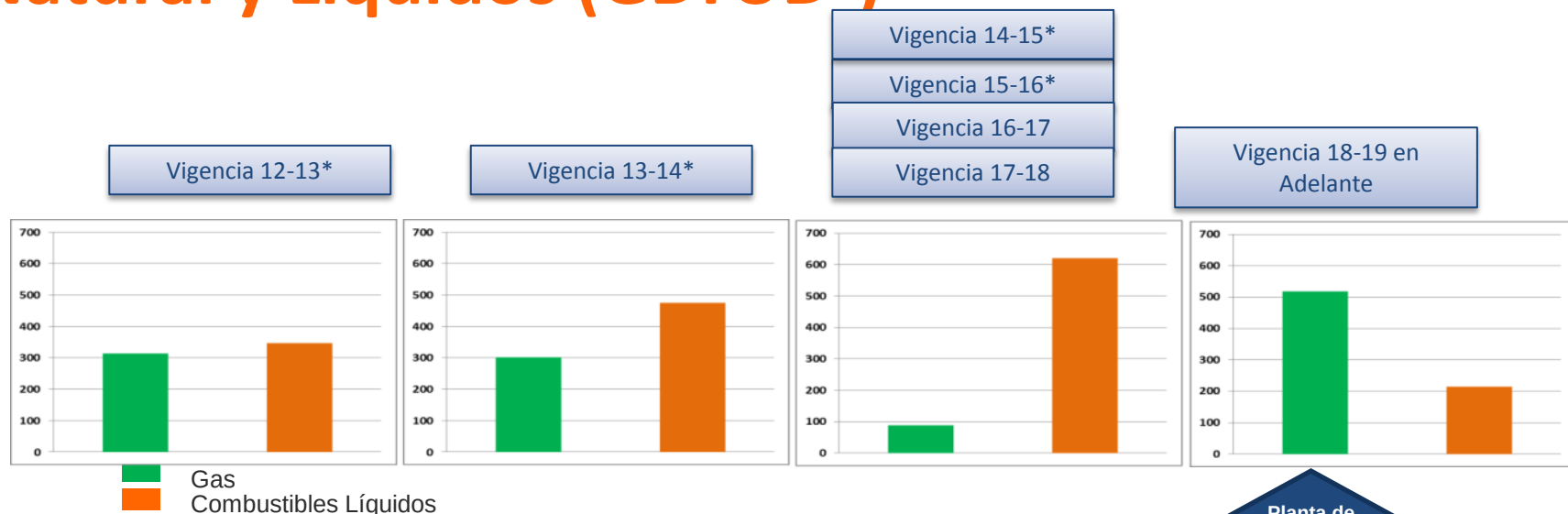


■ filial de isa

Supuesto de expansión de generación



Supuesto de disponibilidad de combustibles Gas Natural y Líquidos (GBTUD¹)



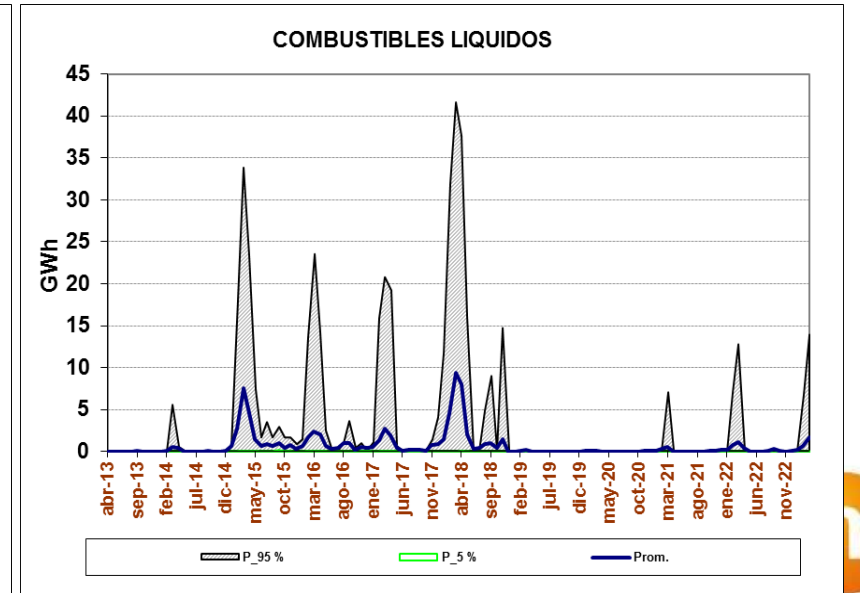
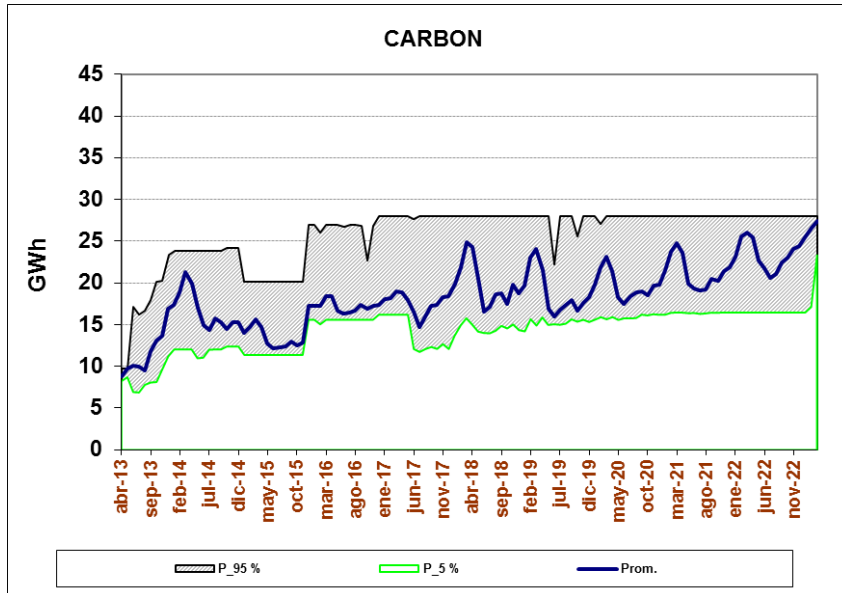
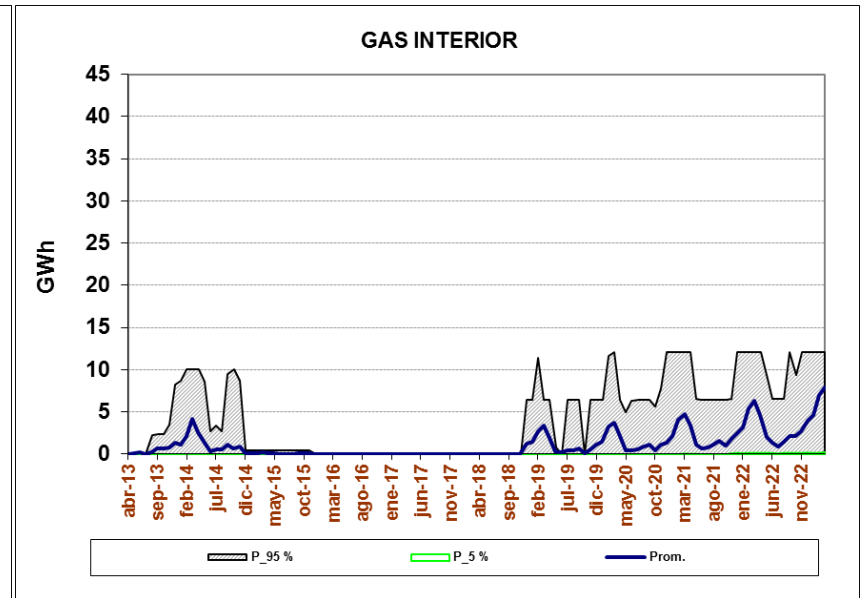
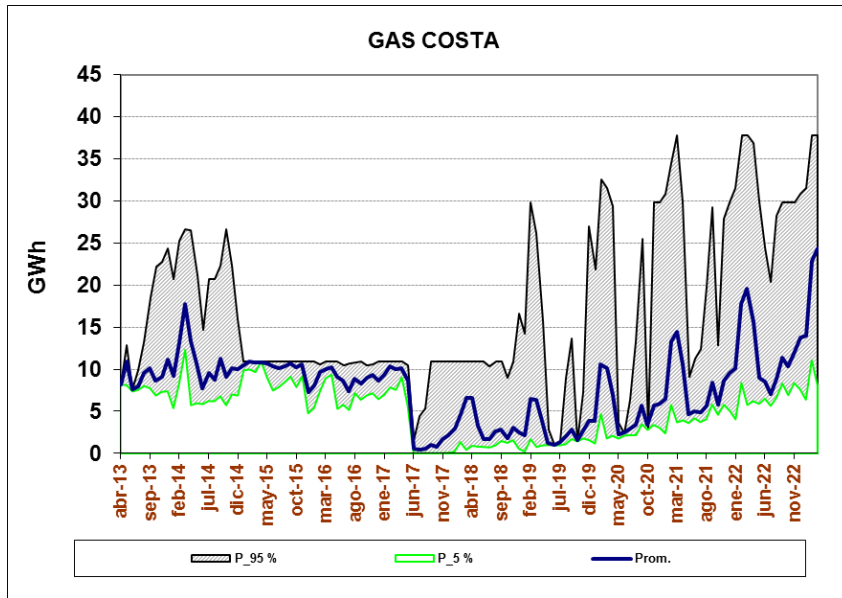
¹ Supuestos definidos Grupo de Supuestos CNO

* Información suministrada por los agentes generadores

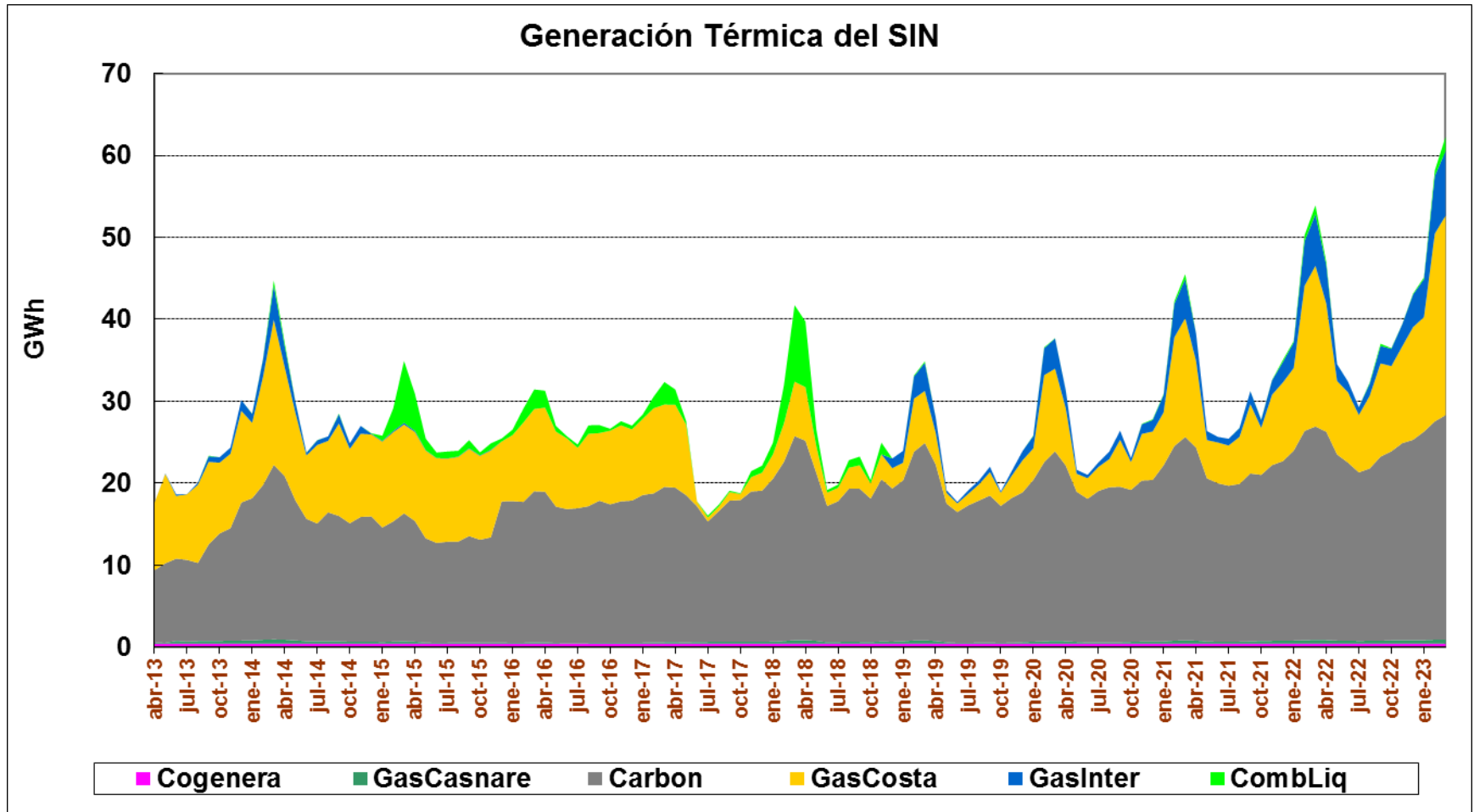
Variable/Información	Descripción
Tipo de Estudio	• Estudio con hidrología estocástica (200 series sintéticas). Caso Coordinado
Horizonte	10 años (Abr/13 – Mar/23)
Demanda	Escenario Medio de UPME (Noviembre/12)
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME Marzo/2013 para Gas, Fuel Oil y carbón. Considera gas importado a partir de 2018.
Disponibilidad de Combustible	• Valores individuales de cantidades contratadas tanto para gas como para líquidos en las vigencias 2012 – 2013 hasta 2015 – 2016. Disponibilidad de GNL a partir de 2018
Plan de Expansión	• Fechas oficiales reportadas y sensibilidad al atraso de algunos proyectos
Parámetros	• Heat Rate Térmica a Gas: Se consideran los valores reportados incrementadas en 15%. • IHF reportados para el cálculo de la ENFICC (Unidades térmicas) • IH e ICP calculados para las plantas hidráulicas
Interconexiones Internacionales	• Panamá en 2018 con 300 MW • Ecuador – Resultado coordinado. Máximo 9 GWh/día Colombia Exportando.

Planta de regasificación en la Costa Atlántica
400GBTU

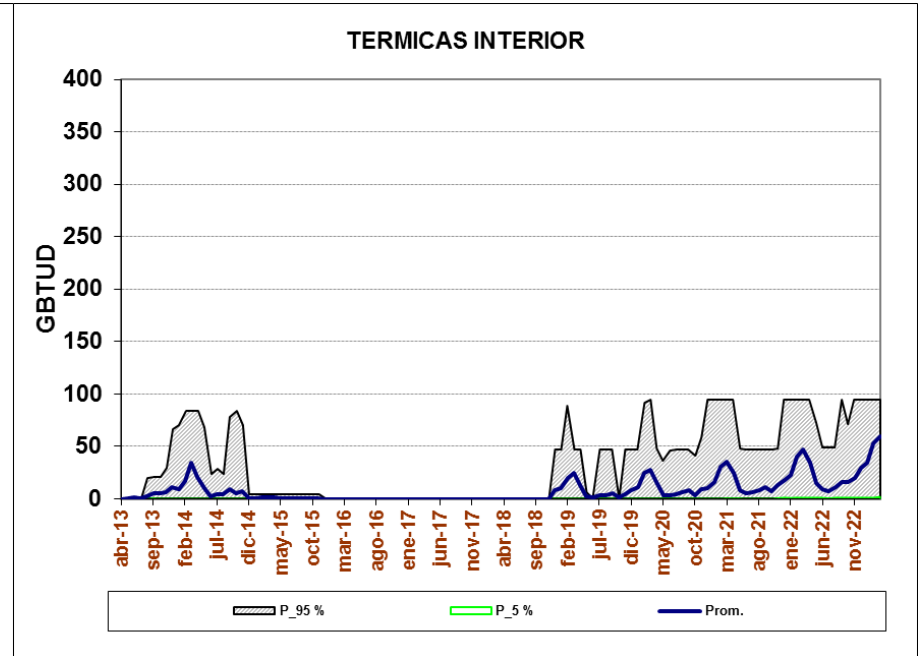
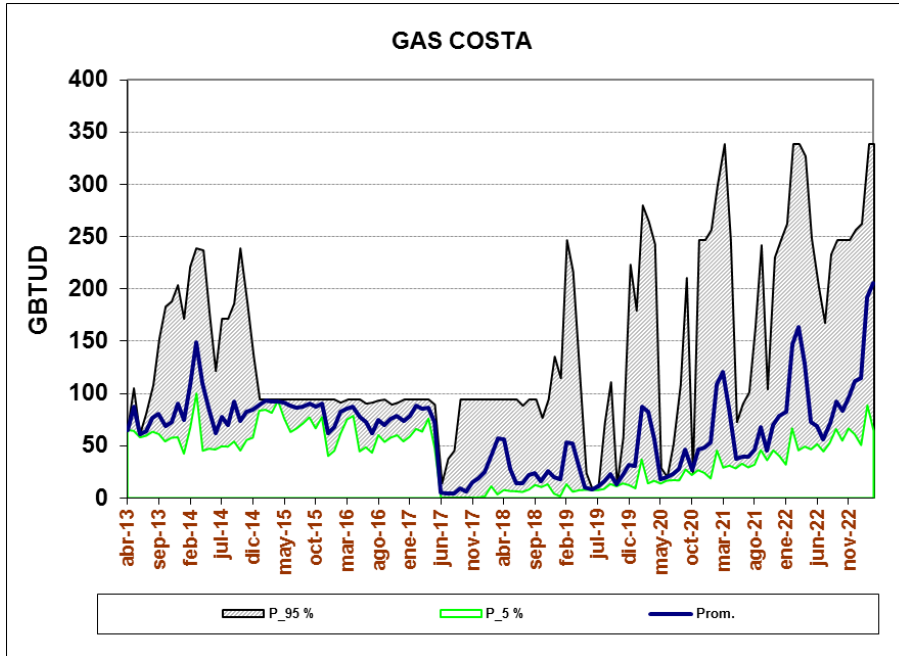
Resultados – Generación Térmica



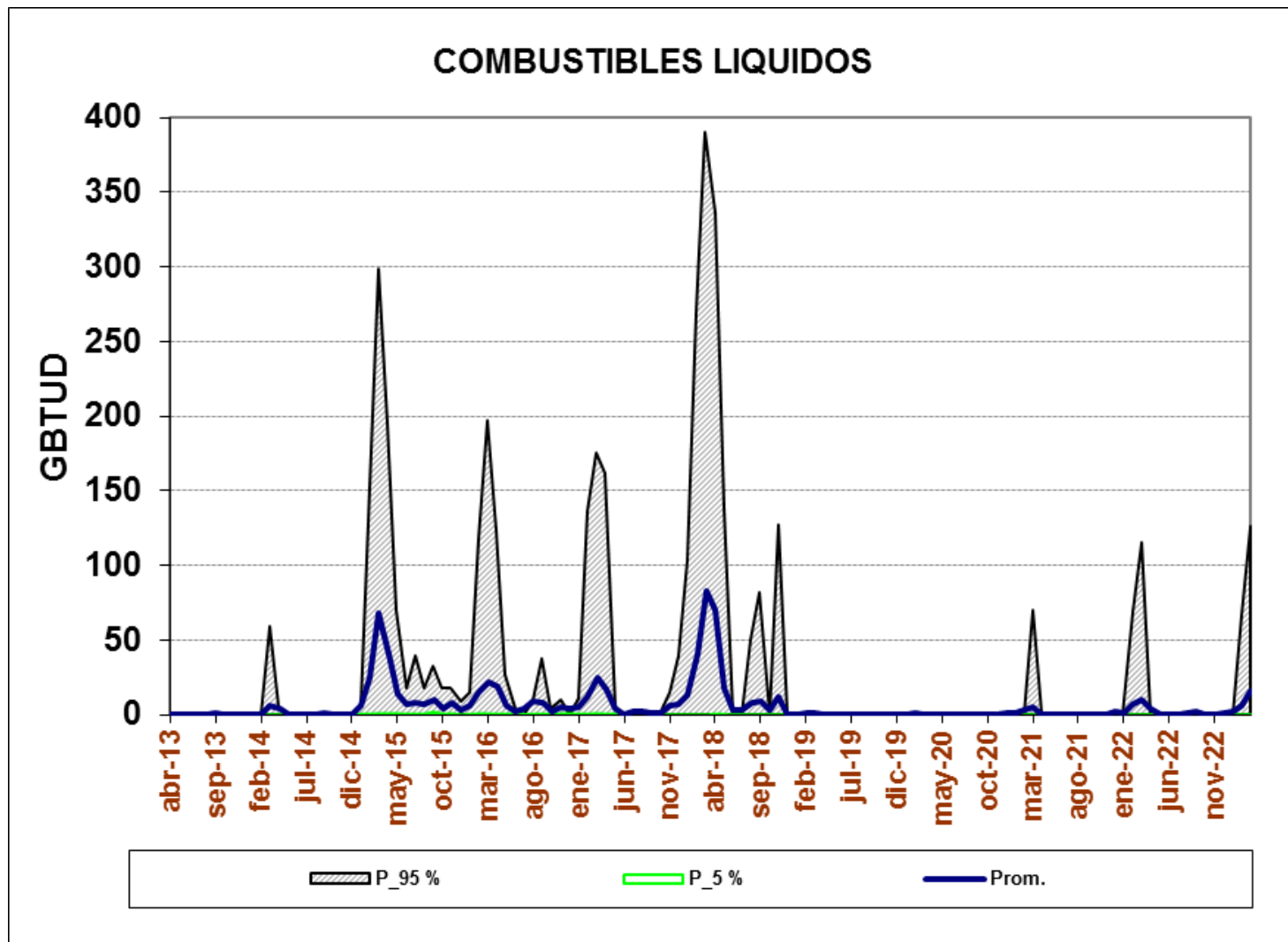
Resultados – Generación Térmica promedio



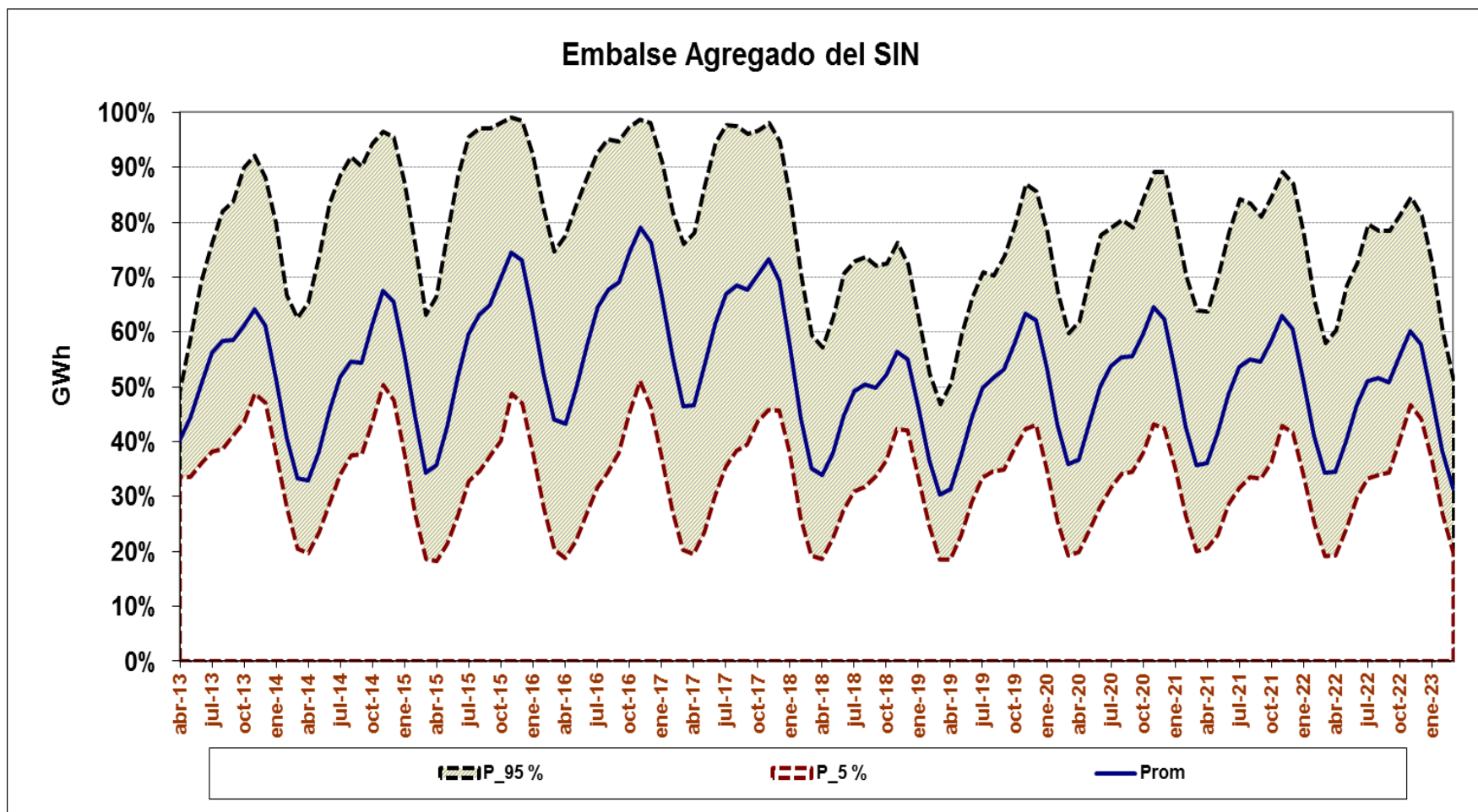
Resultados – Consumo de Gas (GBTUD)



Resultados – Consumo de Líquidos(GBTUD)



Resultados – Reservas del SIN (%)



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



filial de isa

Conclusiones

- De los resultados obtenidos de la simulación de largo plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados, se evidencia que se requiere un uso adecuado de los recursos del SIN para atender la demanda en forma satisfactoria en el horizonte estudiado.
- Según la información reportada, las cantidades de gas contratados para la generación térmica es inferior a 100 GBTUD entre diciembre de 2014 y diciembre de 2018, cuando entre en operación la planta de regasificación en la costa Atlántica. En este lapso, el consumo de combustibles líquidos puede alcanzar valores hasta de 300 GBTUD en el verano de 2015 en series extremas.
- De los escenarios simulados, y según la información disponible, se concluye que los riesgos más importantes asociados a la atención de la demanda están relacionados con la ocurrencia de un evento hidrológico extremo y prolongado, combinado con una insuficiencia en la infraestructura de combustibles que no permita la generación de las obligaciones de energía por parte de los recursos térmicos

Recomendaciones

- Es importante representar en el planeamiento energético una disponibilidad de combustibles cercana a la realidad del abastecimiento de estos energéticos. Contrastar la expectativas contractuales con los balances físicos del gas que consideran proyecciones de consumos de gas de otros sectores (UPME), permite obtener diversos escenarios para el modelamiento.
- Por su parte, se requiere diagnosticar y asegurar la logística actual de suministro y almacenamiento de combustibles líquidos que permita entregar en forma efectiva las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme durante los principales meses del verano.





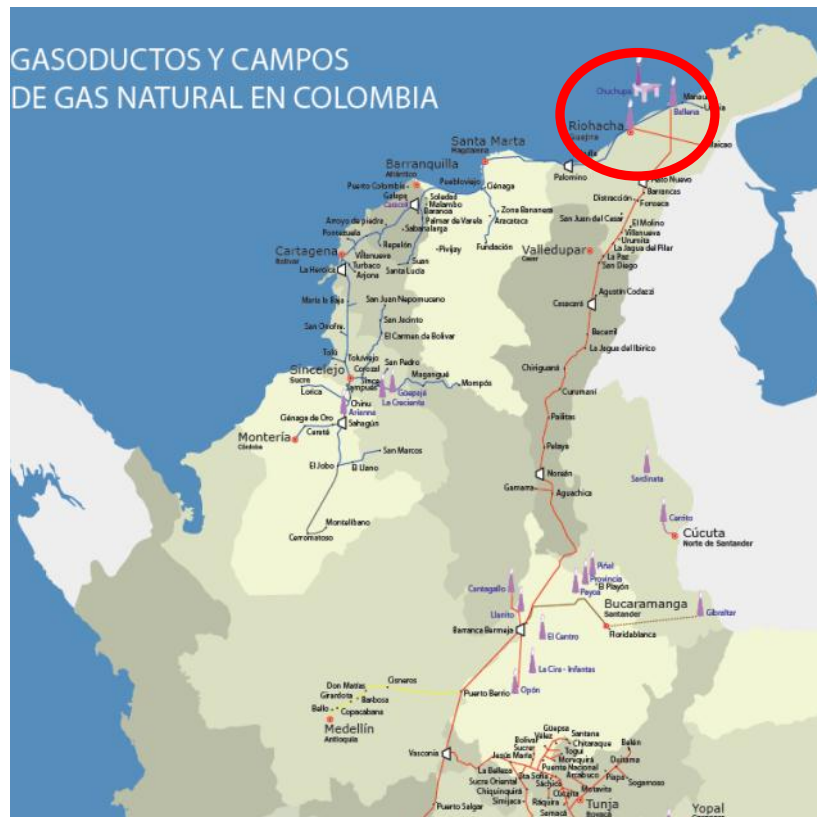
Varios



**Experiencia operativa mantenimiento
de gas en Chuchupa – Guajira**

Mantenimiento de gas en Chuchupa – Guajira

28 de marzo hasta el 1 de abril



Capacidad actual producción: 628 GBTUD

Fecha de mayor restricción: 28 de marzo a las 9:00 horas hasta el 30 de marzo a las 9:00 horas

Capacidad durante esta restricción: 200GBTU

Asignación para el sector térmico de la Costa durante esta restricción: 7.3 GBTUD Chuchupa + 60 GBTUD Creciente

Promedio consumo térmico costa durante el 2013: 220 GBTUD.

Acciones:

- Se coordinó entre los sectores Gas – Electricidad – Líquidos, la logística necesaria para contar con la generación térmica en el área Caribe para estos días, considerando diferentes topologías de la red a 500 kV que interconecta al interior con el área Caribe.
- Se coordinó la reprogramación del mantenimiento del transformador 2 de Barrancabermeja.
- XM envió a todos los involucrados diariamente el estado de la red.
- Urrá generó con tres unidades.
- ISA recuperó los circuito que interconectan la Costa con el Interior que se encontraban atentados.
- Chevrón finalizó sus trabajos el 30 de marzo a las 8:00 horas.

	28 Mar/13	29 Mar/13	30 Mar/13
Consumo gas Costa (GBTUD)	58,71	50,59	62,74
Consumo gas interior (GBTUD)	31,32	62,64	52,44



Pruebas de disponibilidad Cartagena 1

Pruebas de disponibilidad de Cartagena 1

Marzo 2013

Res. CREG 85 de 2007

Res. CREG 138 de 2012

Marzo

Abril



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



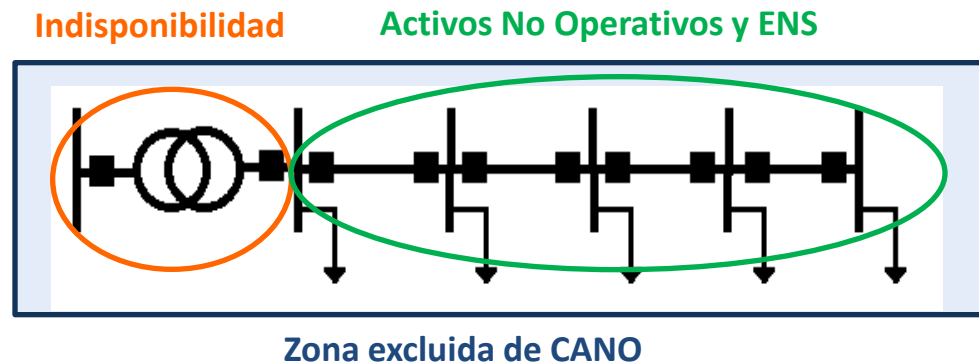
filial de isa



Zonas excluidas CANO

Zonas excluidas de CANO

Una Zona Excluida de CANO es la zona del STN/STR que, en condiciones normales de operación, es alimentada por un solo circuito o por un solo transformador.



STN/STR
(CREG
093/2012 y
094/2012))

1. Informar al CND y a la UPME (STN) la existencia de la zona, incluyendo el respectivo diagrama unifilar.

2. Identificar e informar al LAC los Activos del STN/STR que hacen parte de la zona.

3. Para el STR Enviar al CND copia de la comunicación donde la UPME indique, para cada zona, que el OR entregó la información prevista en el aparte i del numeral 11.1.8.2.2 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 y que entregó, antes de la entrada en vigencia de esta resolución, la información requerida por la UPME para definir la viabilidad de las alternativas presentadas, de acuerdo con lo previsto en el aparte ii del mismo numeral.

Numeral 11.1.8.2.2 CREG 097 de 2008

- i) El OR debe presentar un estudio de alternativas para mitigar el riesgo de fallas en el suministro de energía en las áreas que se encuentren en la condición citada,
- ii) La UPME, con base en los criterios de evaluación para nuevos proyectos en el SIN, definirá la viabilidad de las alternativas planteadas y confirmará el plazo para su ejecución de acuerdo con lo planteado por el OR.
- iii) Si la UPME no considera viable ninguna de las alternativas planteadas y no sugiere otra factible, para los activos que atienden la citada área no se considerará la compensación por Energía No Suministrada.

Balance de Zonas Excluidas de CANO

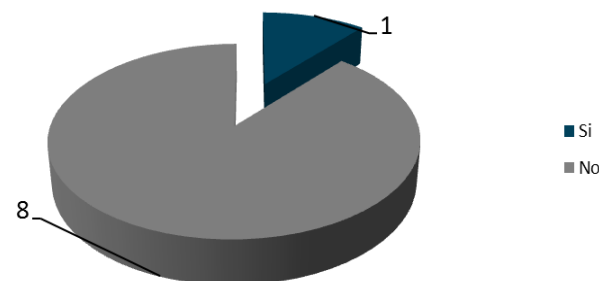
Zonas Excluidas de CANO TN (ISA)

Zona Toledo – Caño Limón 230 kV

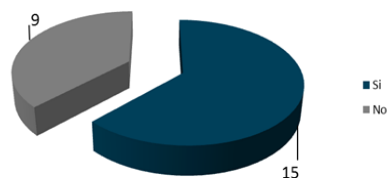
Zona Cerromatoso, Urrá y Urabá 230 kV

Zona Panamericana 138 kV

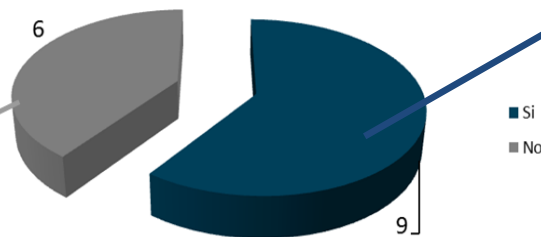
TN que solicitaron ZEC



OR que solicitaron ZEC



OR con ZEC



OR	Cantidad de ZEC
CHEC	3
CODENSA	4
DISPAC	1
EEC-CODENSA	1
EPM	3
ELECTRICARIBE	15
ELECTROCAQUETA	1
EMSA	1
EPSA	3
TOTAL	32

OR	Requisito no Cumplido
CENS	No envió comunicado de la UPME.
EBSA	No envió comunicado de la UPME.
EDEQ	Según comunicado de la UPME, el OR no envió alternativas.
ELECTROHUILA	La UPME aprobó la alternativa, pero la fecha de entrada de la alternativa se venció.
ENELAR	No envió comunicado de la UPME.
ENERTOLIMA	Según comunicado de la UPME, el OR no envió la información completa.

Publicación Zonas Excluidas de CANO

Portal: Energético

Nuestra Empresa | Portafolio | Servicio al Cliente | Proveedores | Prensa | Contáctenos | filial de isa

Indicadores Energéticos

Reservas hídricas

Resolución Diaria

Variables del Mercado

Variable	Dif
Volumen Útil Diario (GWh)	-26.61%
Mar 31 2012: 9910.81	
Mar 14 2013: 7273.89	
% Respecto a la Capacidad Útil	-17.08%
Aportes Hídricos (GWh/día)	-35.07%

Planeamiento Operativo de Mediano Plazo

- Análisis Energético de Mediano Plazo - Resultados de Estudios
- Análisis Energético de Mediano Plazo - Bases de Datos
- Estudios EDAC
- Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo (IPOEMP)
- Estudios Especiales Eléctricos y Energéticos
- Estudios Interconexión Colombia - Ecuador
- Zonas excluidas de CANO ! NEW**
- Esquemas Suplementarios ! NEW

El día 14 de marzo de 2013, el ASIC publicó la información correspondiente al ajustes de la liquidación de noviembre en versión TX3.

Servicios Transaccionales

- Administración de Cuentas SIC LAC
- NUOVO** BD Protecciones StationWare
- Cambiar Contraseña
- Cargos ADD
- Centro de Solidaridad
- CND Net
- NUOVO** CND Net

Zona Irra		
Número	Nombre	Código
1	Bah0814	BL1 ESMERALDA (CHEC) A IRRA 115 kV
2	Bah1204	BL1 IRRA A ESMERALDA (CHEC) 115 kV
3	Lin0199	ESMERALDA (CHEC) - IRRA 1 115 kV
4	Bar0295	IRRA 1 115 kV
5	Bah0462	BAHIA TRANSFERENCIA 1 IRRA 115 kV
6	Bah0853	BL1 IRRA A RIOSUCIO 115 kV
7	Lin0566	IRRA - RIOSUCIO 1 115 kV
8	Bah0854	BL1 IRRA A SALAMINA 115 kV
9	Bar1237	IRRA 2 115 kV
10	Lin0264	IRRA - SALAMINA 1 115 kV
Zona Viterbo		
Número	Nombre	Código
1	Bah0820	BL1 ESMERALDA (CHEC) A VITERBO 115 kV
2	Lin0205	ESMERALDA (CHEC) - VITERBO 1 115 kV
Zona Dorada		
Número	Nombre	Código
1	Bah1394	BL1 VICTORIA (CALDAS) A DORADA 115 kV
2	Bah1004	BL1 DORADA A VICTORIA (CALDAS) 115 kV
3	Lin0178	DORADA - VICTORIA (CALDAS) 1 115 kV
4	Bar0263	DORADA 1 115 kV
5	Bar0264	DORADA 2 115 kV
6	Bah0321	BAHIA TRANSFERENCIA 1 DORADA 115 kV

<http://www.xm.com.co/Documents/ZonasExcluidasdeCANO/ListadoZonasExcluidasdeCANO.xls>



**Factor de conversión vs porcentaje
del volumen útil**

Reporte del factor de conversión vs porcentaje del volumen útil

Empresa	Embalse	Entregó	Verificado	Observaciones
AES CHIVOR	Esmeralda	Si	Si	
EPSA	Alto Anchicayá	Si	No	Se espera respuesta de parte del agente.
	Salvajina	Si	Si	En espera de confirmación
	Calima	Si	Si	En espera de confirmación
	Prado	Si	Si	En espera de confirmación
EPM	Playas	Si	No	Se espera respuesta de parte del agente.
	Riogrande II	Si	Si	En espera de confirmación
	Peñol	Si	Si	En espera de confirmación
	Porce II	Si	Si	En espera de confirmación
	Porce III	No	---	Embalse nuevo con menos de 3 años.
	Troneras	Si	Si	En espera de confirmación
	Miraflores	No	---	FILO DE AGUA (no necesita)
EMGESA	Muña	Si	Si	
	Guavio	Si	Si	
	Betania	Si	Si	
URRÁ	Urrá	Si	Si	
ISAGÉN	Punchiná	Si	Si	
	Miel I	Si	Si	
	San Lorenzo	Si	Si	



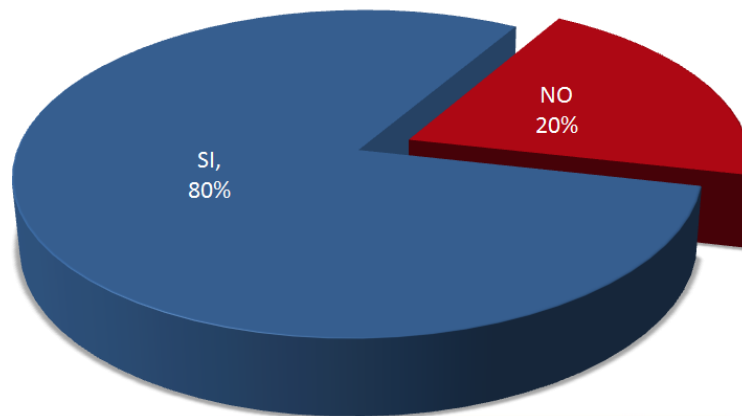
Base de datos Station Ware

Estado actual StationWare

Agente	Relés	Total general	Porcentaje de Carga
AES CHIVOR	52	52	✓ 100%
CEDENAR	30	34	✓ 88%
CELSIA	6	7	✓ 86%
CENS	69	81	✓ 85%
CEO	31	36	✓ 86%
CHEC	12	194	⚠ 6%
CODENSA	315	326	✓ 93%
DISPAC	12	20	⚠ 60%
DISTASA	6	6	✓ 100%
EBSA	31	103	⚠ 30%
EDEQ	0	3	✗ 0%
EEB	198	198	✓ 100%
EEC	8	12	⚠ 67%
EEP	13	14	✓ 93%
ELECTRICARIBE	153	248	⚠ 62%
ELECTROCAQUETA	0	4	✗ 0%
ELECTROHUILA	0	37	✗ 0%
EMCALI	0	52	✗ 0%
EMGESA	167	167	✓ 100%

Agente	Relés	Total general	Porcentaje de Carga
EMGESA	167	167	✓ 100%
EMSA	13	78	⚠ 17%
ENERCA	0	17	✗ 0%
ENERTOLIMA	57	72	✓ 79%
EPM	525	545	✓ 96%
EPM GENERACION	136	150	✓ 91%
EPSA	276	411	⚠ 67%
ESSA	131	141	✓ 93%
GECELCA	8	8	✓ 100%
GENSA	6	8	✓ 75%
ISA	556	584	✓ 95%
ISAGEN	90	100	✓ 90%
PROELECTRICA	10	15	⚠ 67%
TERMOBARRANQUILLA	169	175	✓ 97%
TERMOCANDELARIA	7	7	✓ 100%
TERMOEMCALI	24	24	✓ 100%
TERMOTASAJERO	0	10	✗ 0%
TERMOYOPAL	20	31	⚠ 65%
TRANSELCA	307	313	✓ 98%
ZONA FRANCA CELSIA	43	62	⚠ 69%

Carga de relés disponibles en S.W





Nuevas resoluciones

Entrada de nuevas resoluciones CREG

El 1 de abril entraron en vigencia las resoluciones CREG:

- **093 y 094 de 2012:** Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional y Sistemas de Transmisión Regional.
- **138 de 2012:** Por la cual se modifican las normas de las pruebas de disponibilidad contenidas en la Resolución CREG 085 de 2007 y se dictan otras disposiciones.





■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

2013