



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 02

Jueves, 10 de enero de 2013

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

Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND - 02

Jueves, 10 de enero de 2013



Contenido

- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético
- Varios
 - ❑ Regulación Potencia reactiva
 - ❑ Informe plan piloto controles
 - ❑ Base de datos de protecciones en StationWare

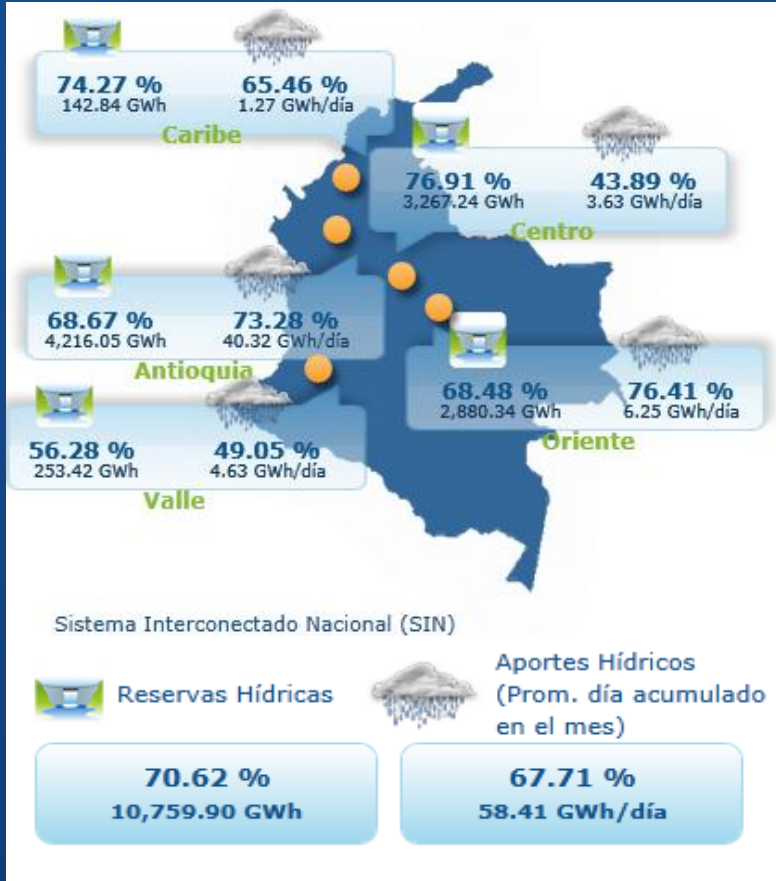




Variables

Variables hídricas

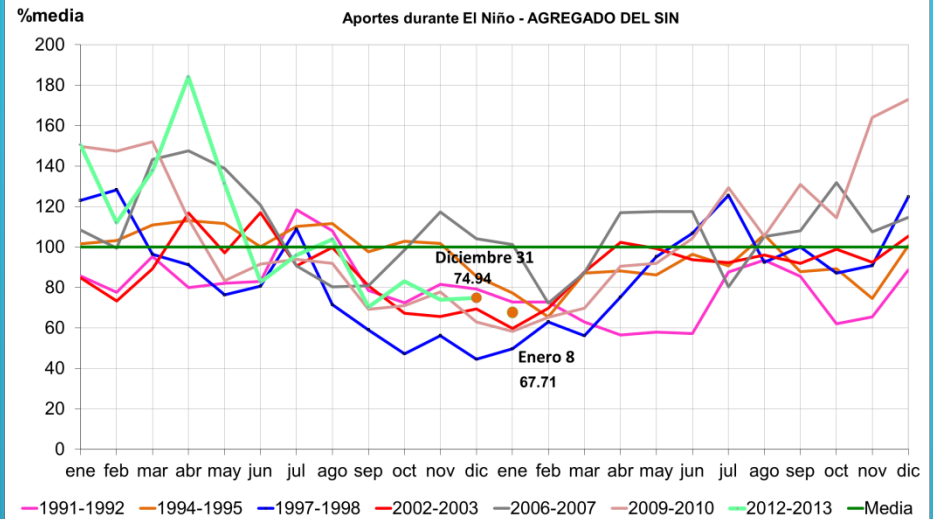
ENERO 8



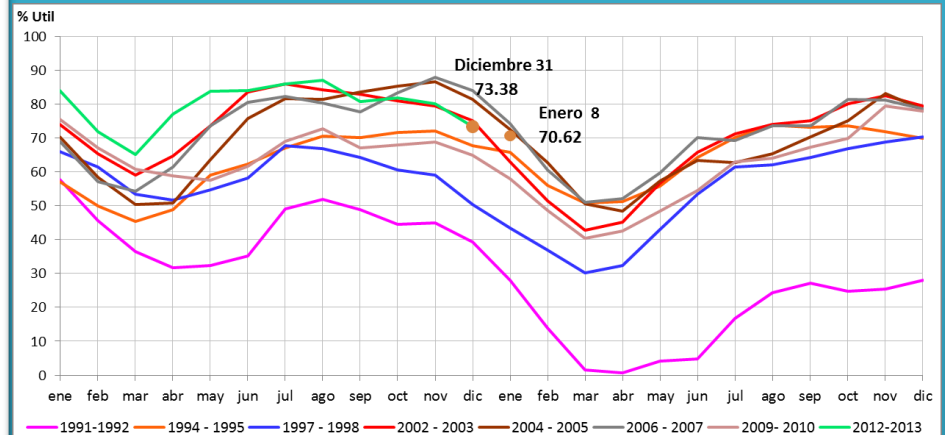
APORTES HISTÓRICOS

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

APORTES



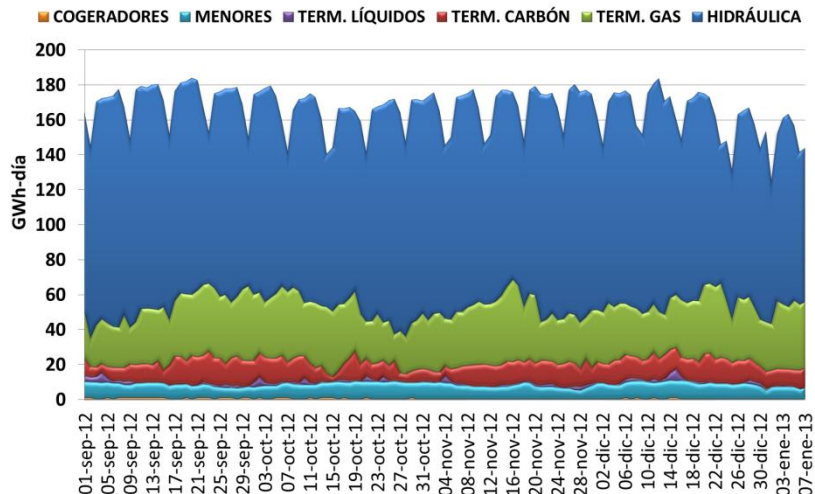
RESERVAS



Capacidad útil del embalse 15,239.04 GWh

Seguimiento de variables

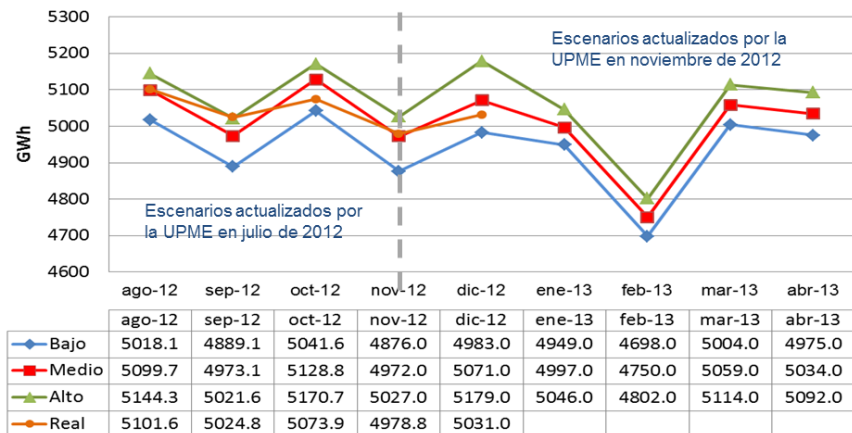
GENERACIÓN



Generación promedio día (GWh-día)

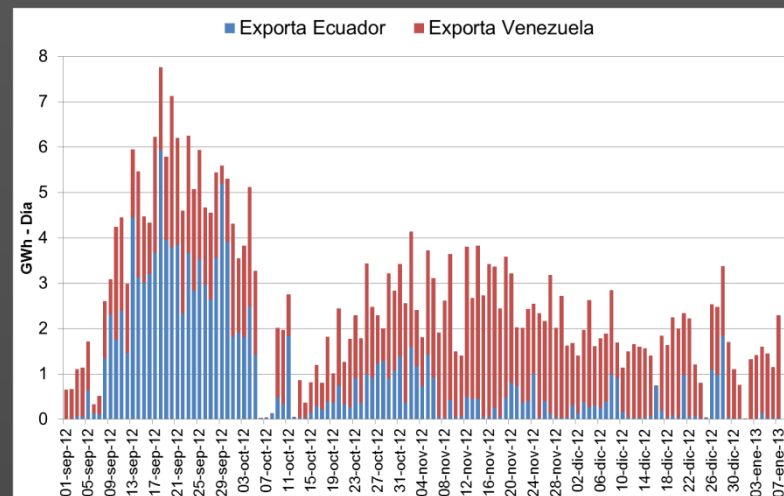
Mes	2012				2013
	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero
Hidráulica	118.14	112.69	117.00	109.16	95.72
Térmica	44.59	43.19	44.33	45.57	46.38
Gas	31.57	31.78	32.21	31.62	36.12
Carbón	12.04	10.45	11.40	12.97	10.11
Líquidos	1.54	1.24	0.94	1.32	0.34
Menores	7.76	8.51	7.44	8.74	6.73
Cogeneradores	1.04	1.05	0.65	0.82	0.52
Total	171.53	165.45	169.42	164.29	149.35

COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA



- Potencia máxima en diciembre **lunes 10**, en el periodo **19** y con un valor de **9,504 MW**.
- Demanda máxima en diciembre el **martes 11** registró **178.4 GWh-día**.

EXPORTACIONES



Exportaciones (GWh-día)

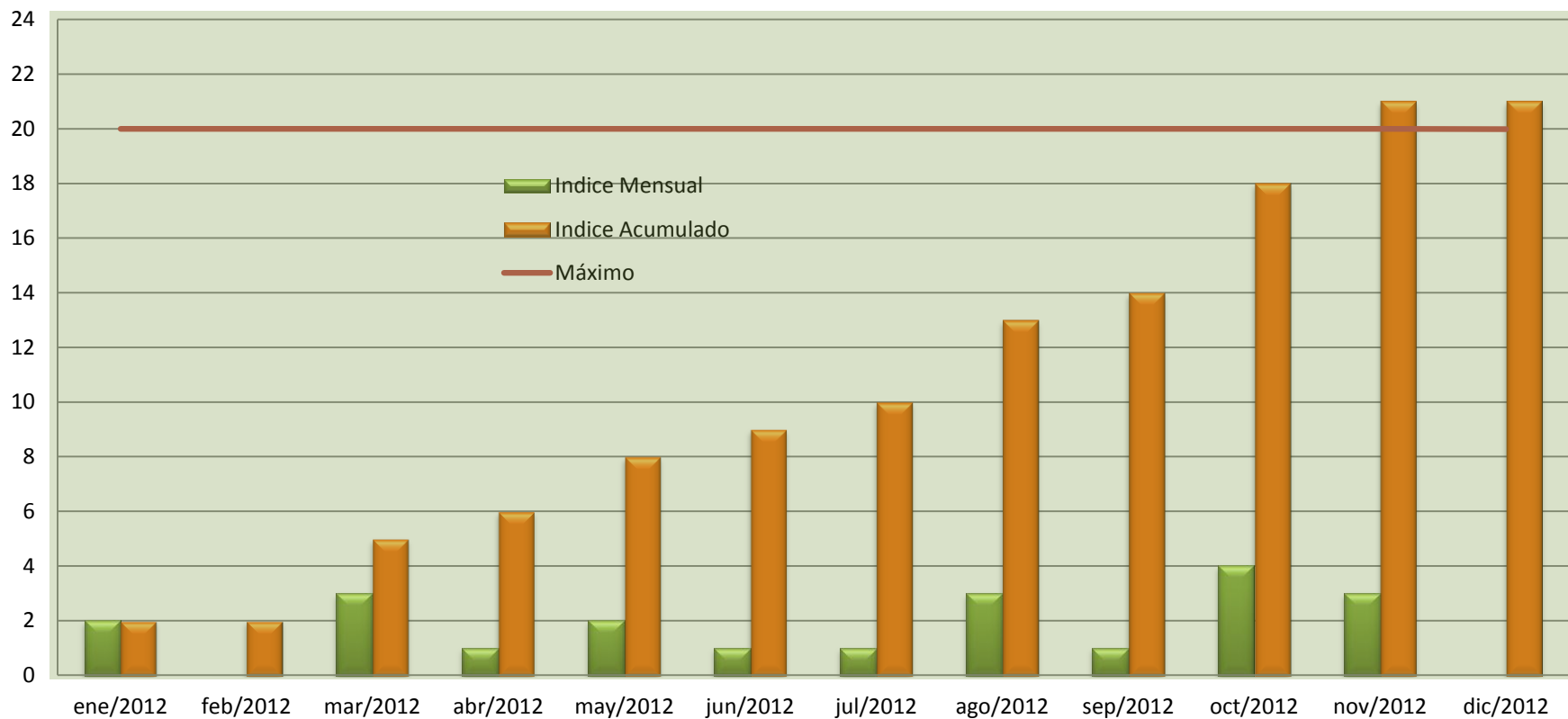
País	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero
Ecuador	2.53	0.78	0.43	0.33	0.04
Venezuela	1.61	1.26	2.26	1.34	1.28
Total	4.14	2.04	2.69	1.67	1.32



Indicadores de calidad

Tensión Fuera de Rango

Eventos de Tensión Fuera de Rango
Enero - Diciembre 2012

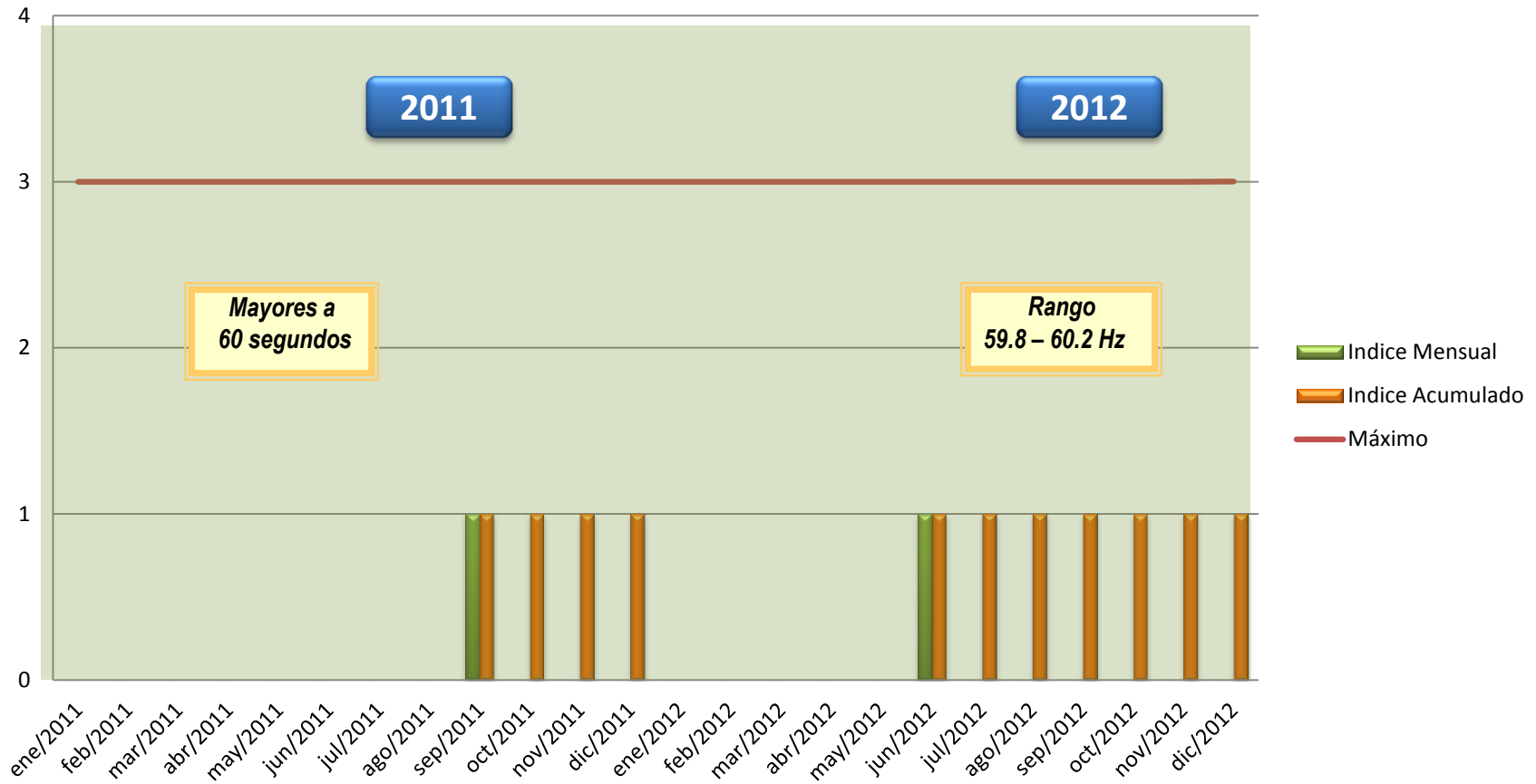


En el mes de Diciembre no se presentaron eventos de tensión en el sistema.



Variaciones de Frecuencia

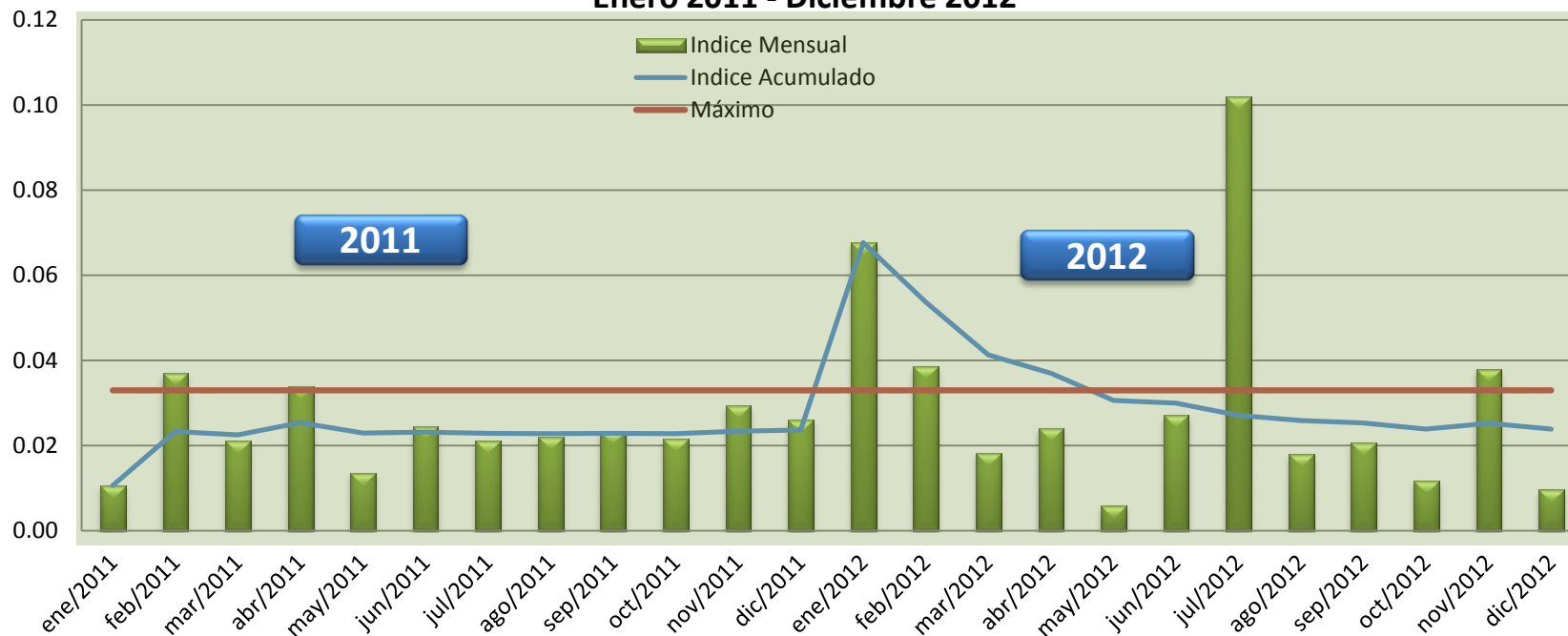
Eventos de Frecuencia Fuera de Rango Enero 2011 - Noviembre 2012



En el mes de Diciembre no se presentaron eventos de frecuencia fuera de rango.

Porcentaje de Demanda No Atendida Programada

Eventos de Demanda No Atendida Programada
Enero 2011 - Diciembre 2012



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 0.79 GWh. Las principales causas fueron:

- Dic. 02: Trabajos de la consignación nacional C0087801 sobre segmento de Barra en subestación Santa Marta. Los trabajos consistían en el montaje de una nueva celda de 13.8kV y la repotenciación de la barra (0.176 GWh).
- Dic. 03: Apertura del circuito Cuestecitas - Maicao 110 kV bajo consignación nacional C0084841 (0.191 GWh).
- Dic. 04: Apertura de los circuitos Cordialidad - Silencio 110 kV y Cordialidad - Tebsa 110 kV y del transformador Cordialidad 50 MVA 110/13.8 kV bajo consignaciones nacionales C0091727 y C0091728 y C0091525 (0.209 GWh)

Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada



Se dejaron de atender 1.72 GWh. Las principales causas fueron:

- Dic. 05: Disparo del transformador Reforma 1 230/115 kV por ambos extremos y disparo de la bahía por 115 kV del transformador Reforma 2 230/115 kV (0.11 GWh).
- Dic. 09: Disparo del circuito Mocoa - Puerto Caicedo 115 kV. El agente reporta árbol sobre el circuito (0.105 GWh).
- Dic 10: Por déficit en generación en el área Caribe y ante la indisponibilidad del circuito Porce 3 - Cerromatoso 500 kV se desatiende demanda en las áreas de Antioquia, GCM, Atlántico, Bolivar y Córdoba-Sucre (0.05 GWh).



Panorama energético

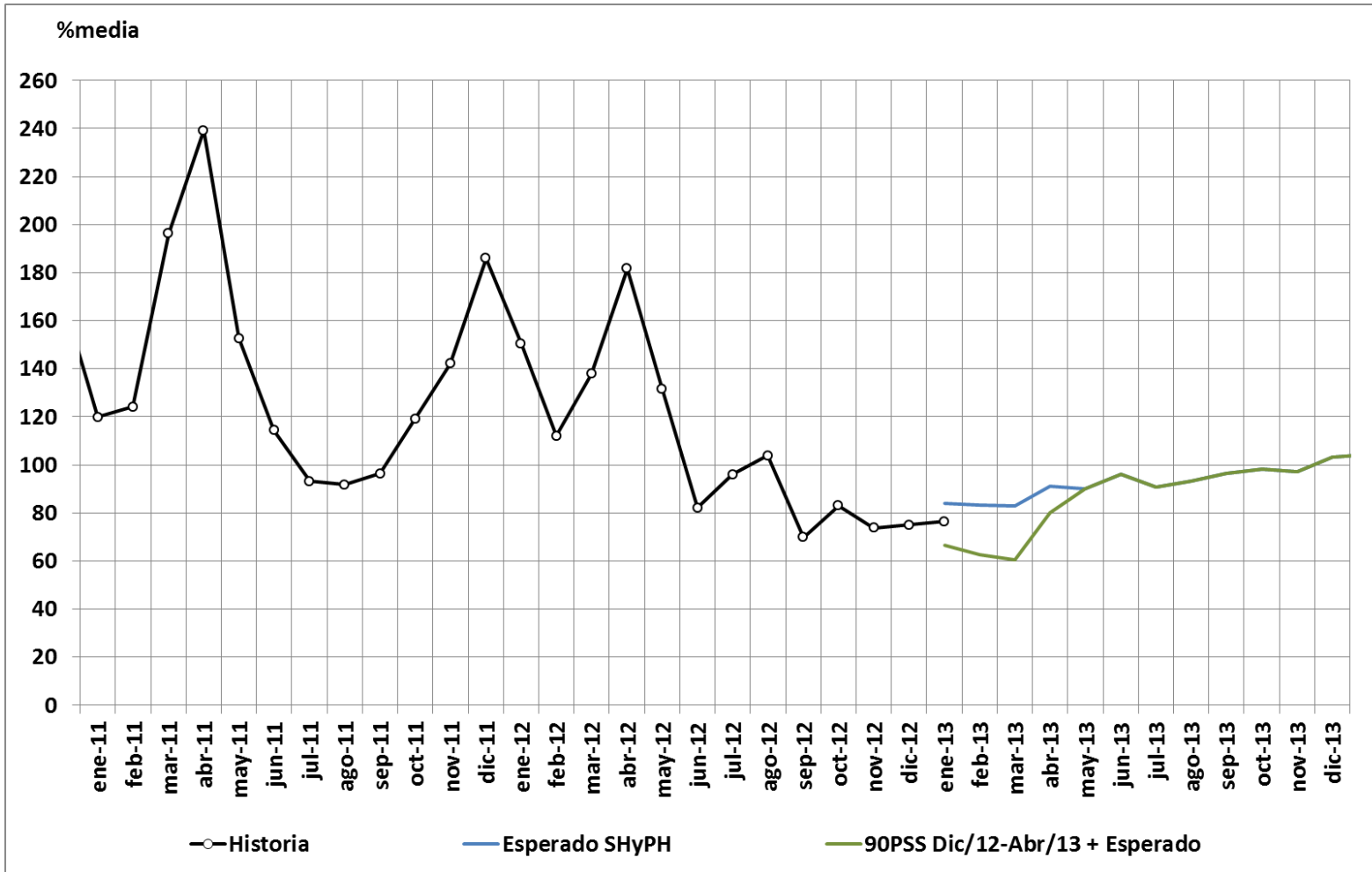
Mediano plazo

Información Básica Simulaciones Mediano Plazo

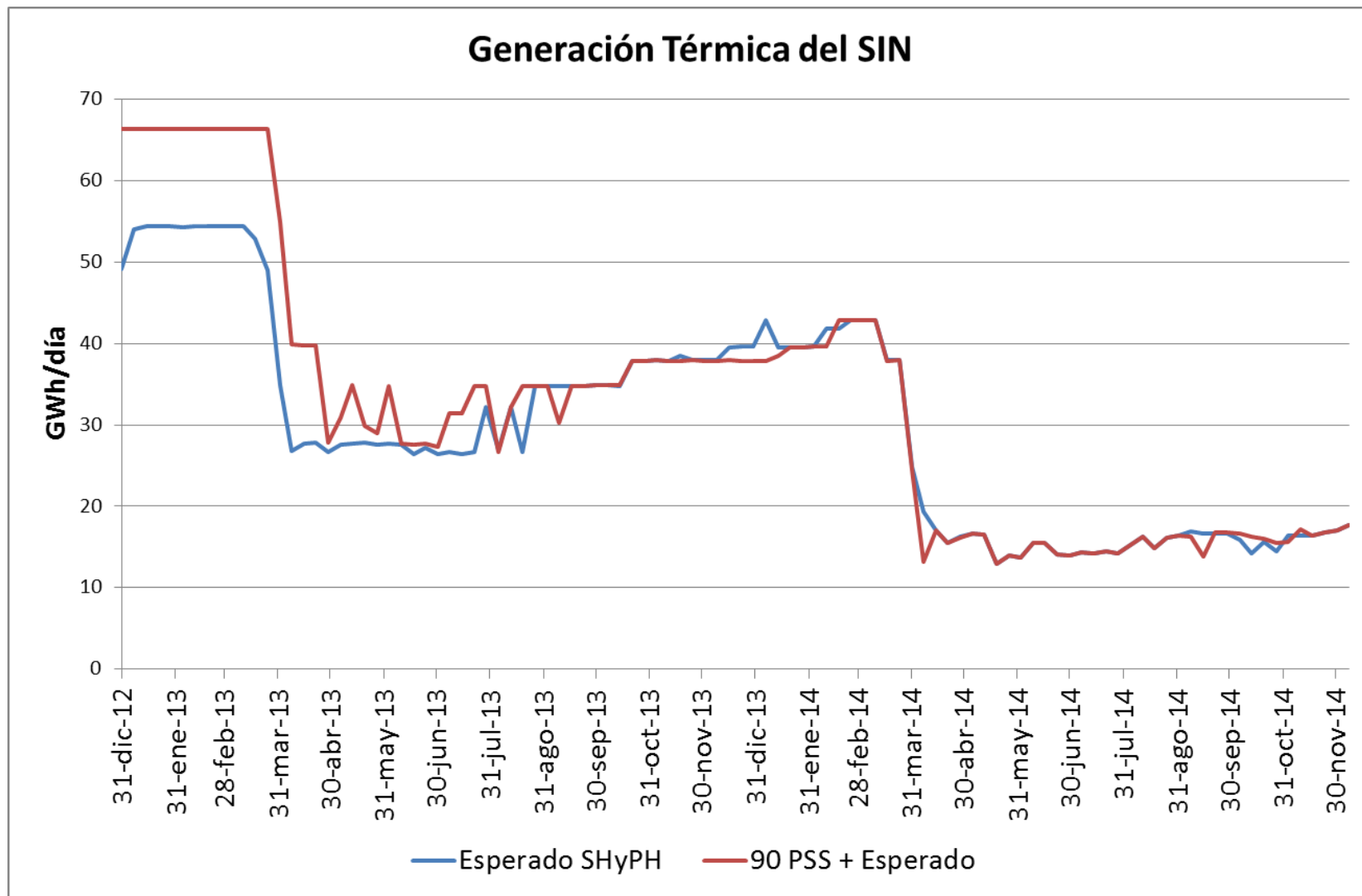
Variable/Información	Descripción
Tipo de Estudio	Determinístico Coordinado Colombia-Ecuador Escenarios: -Esperado SHyPH -90PSS + Esperado a partir de mayo 2013
Horizonte	104 semanas (Enero/13 – Diciembre/14)
Demanda	Escenario alto de demanda entre la tercera semana de enero y abril de 2013. Para el resto del horizonte, demanda media. Proyección de demanda UPME (Julio/12).
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME febrero/2012 para Gas y Fuel Oil. Información de julio para Carbón
Disponibilidad de Combustible	- Valores individuales de cantidades contratadas (reportadas) tanto para gas como para líquidos. - No se considera el gas de contratos OCG
Plan de Expansión	Escenario base con fechas oficiales reportadas
Parámetros	- Heat Rate Térmica a Gas : Se considera eficiencias reportadas incrementados en 15%. - IHF reportados para el cálculo de la ENFICC
Desbalance Hídrico	14 GWh/día
Exportaciones internacionales	4.5 GWh/día a Ecuador desde el inicio de horizonte hasta el fin del verano (Abril de 2013)
Plantas menores	5 GWh-día



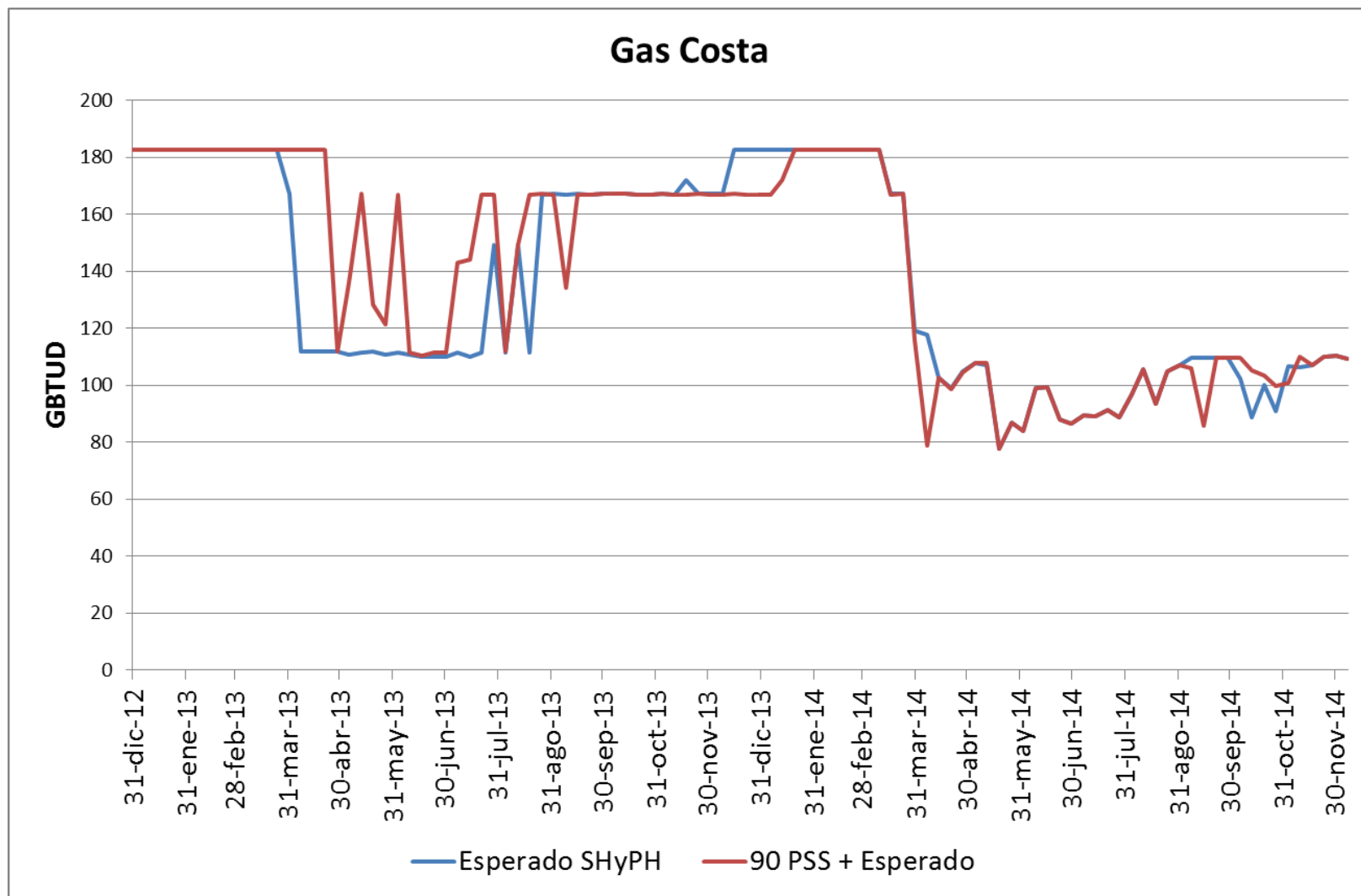
Escenarios Hidrológicos (% de la media)



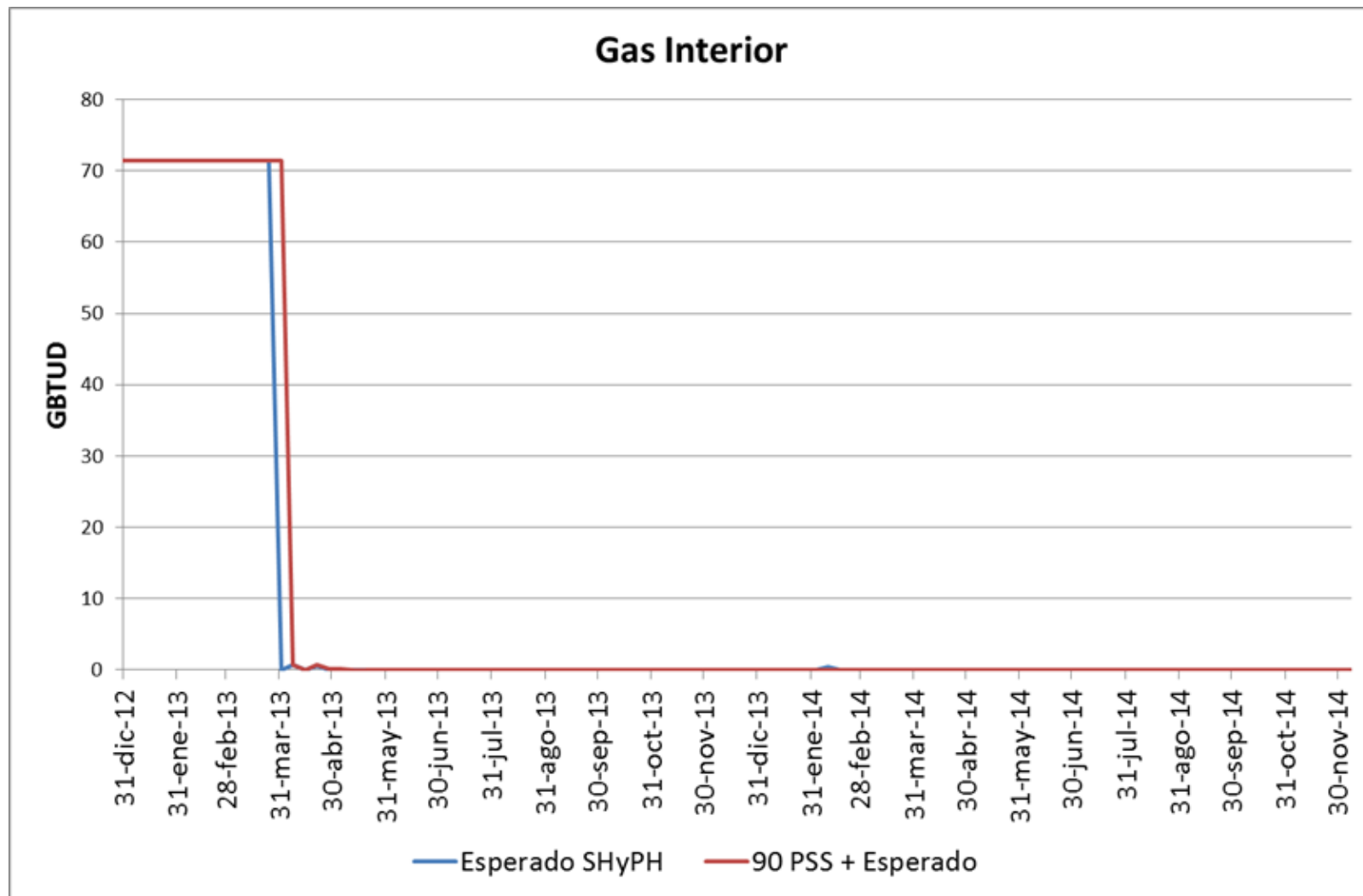
Resultados de los Estudios de Mediano Plazo



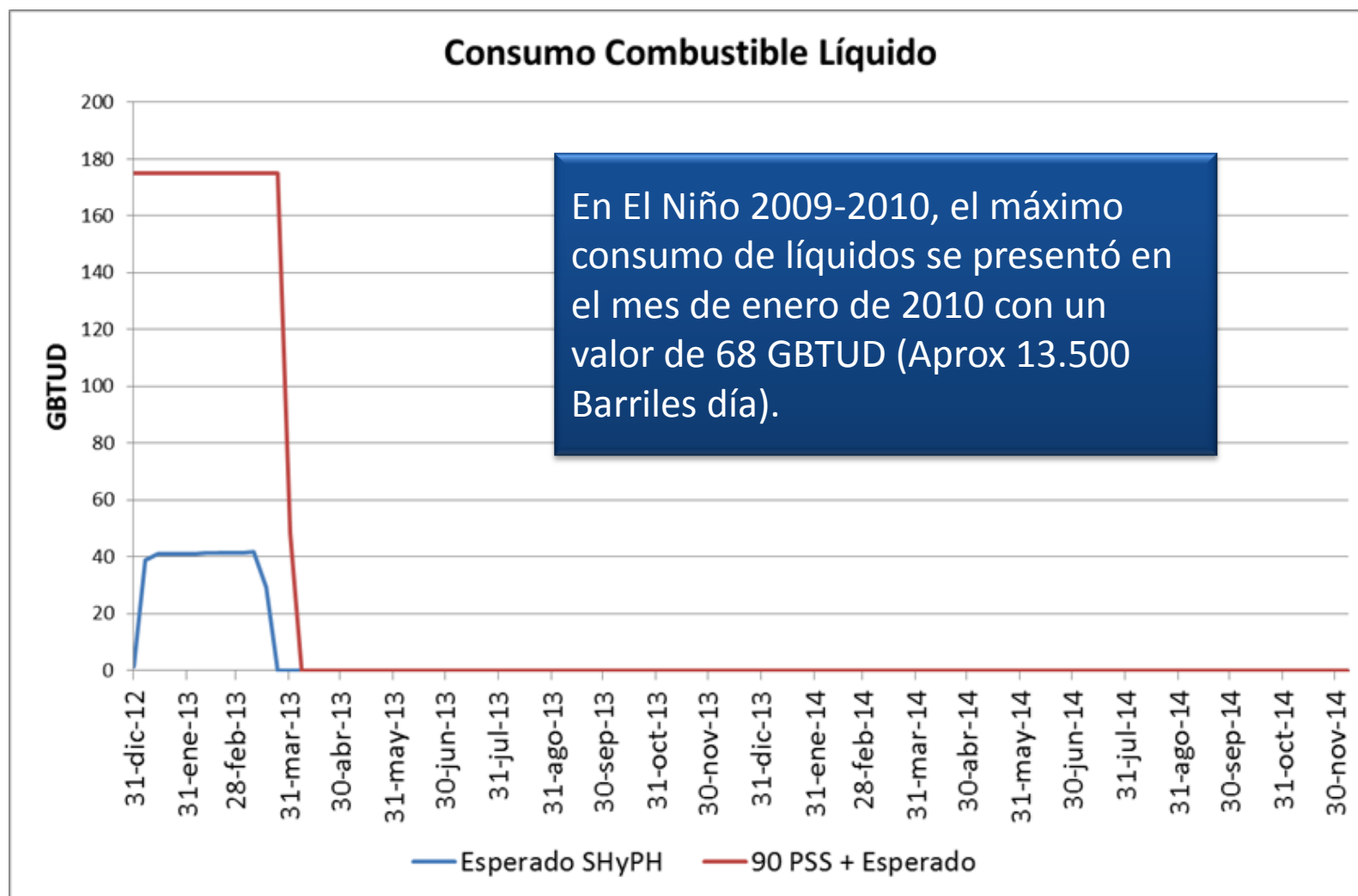
Resultados de los Estudios de Mediano Plazo



Resultados de los Estudios de Mediano Plazo

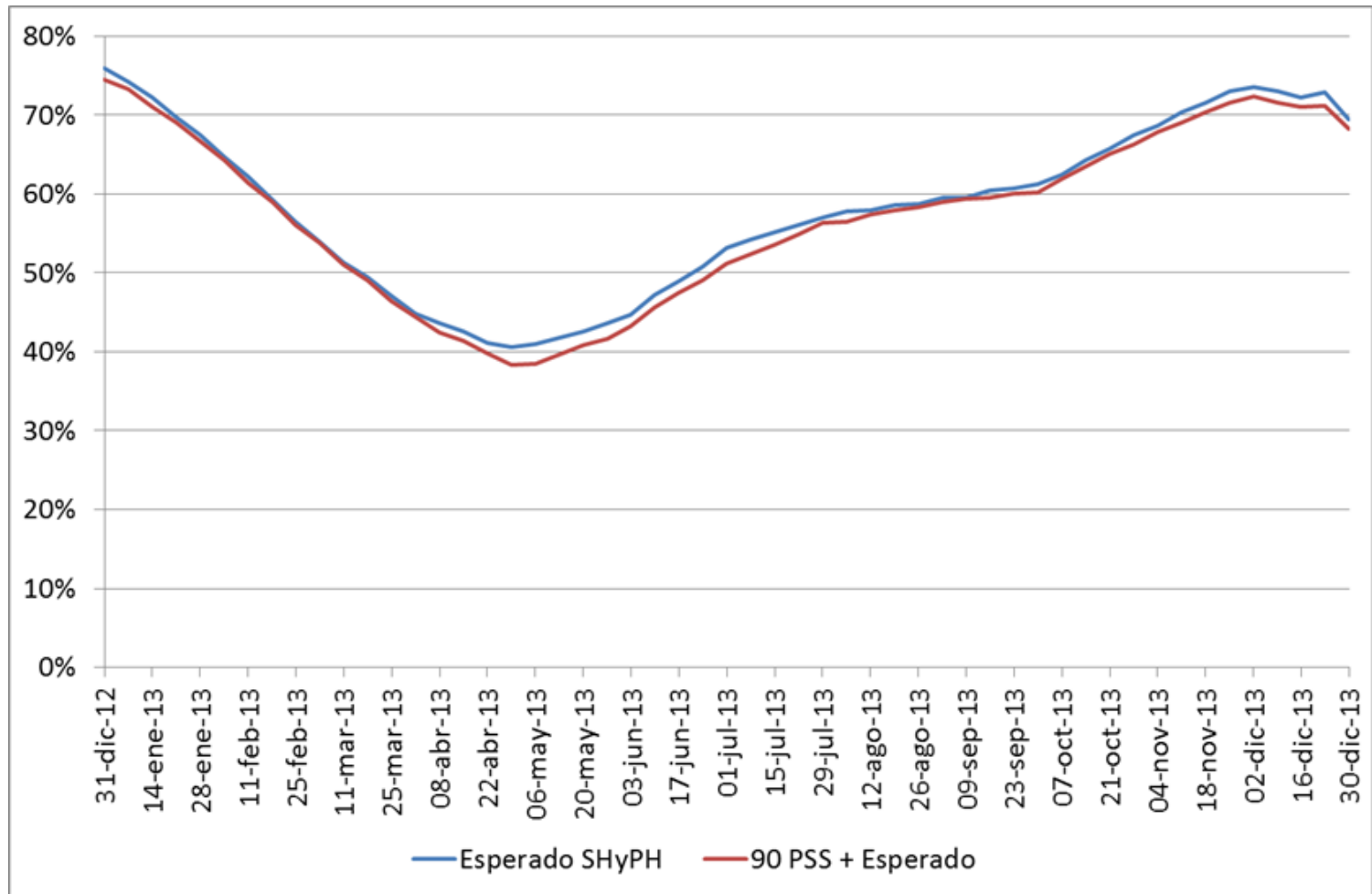


Resultados de los Estudios de Mediano Plazo



Resultados de los Estudios de Mediano Plazo

Evolución del embalse agregado



Conclusiones y recomendaciones

- ✓ De los escenarios simulados, y 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.
- ✓ Ante el escenario hidrológico determinístico como el Esperado del SH&PH, la generación térmica alcanza valores de 54 GWh/día, con un consumo de 40GBTUD en combustibles líquidos para los meses de enero y febrero de 2013.
- ✓ En los dos casos simulados, el consumo de gas costa, entre los meses de enero y marzo de 2013, alcanza valores del orden de 182.4 GBTUD. Para el interior del país, el consumo de gas, en febrero y en algunos períodos de marzo de 2013, es del orden de 71.4 GBTUD, alcanzándose un total país de 253.8 GBTUD.
- ✓ Ante una intensificación del fenómeno climático, disponer de cantidades adicionales de gas (Cupiagua y gas de exportación) a las contratadas por las térmicas para la OEF, permitirían mitigar los posibles riesgos de insuficiencia en la logística de suministro y transporte de combustibles líquidos para las plantas térmicas del SIN.



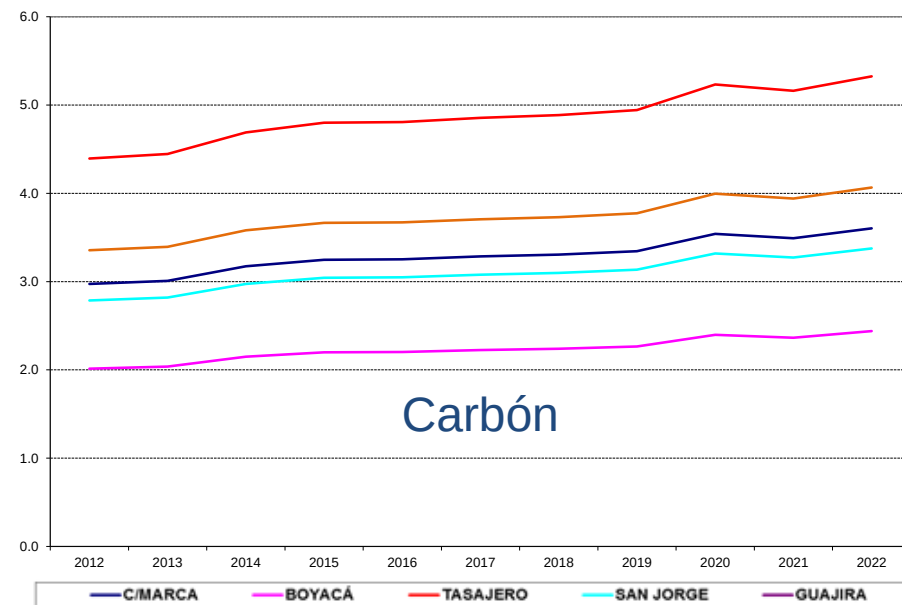
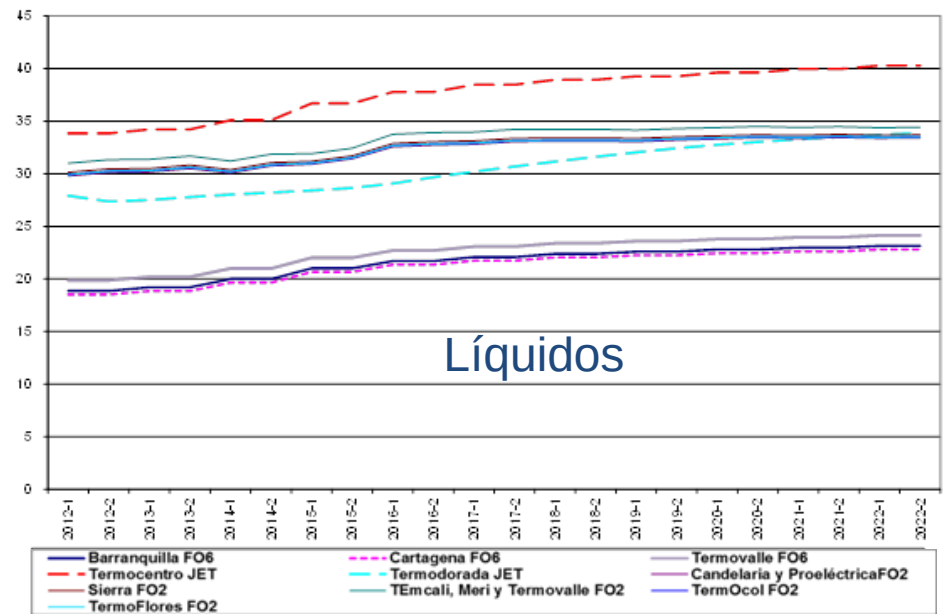
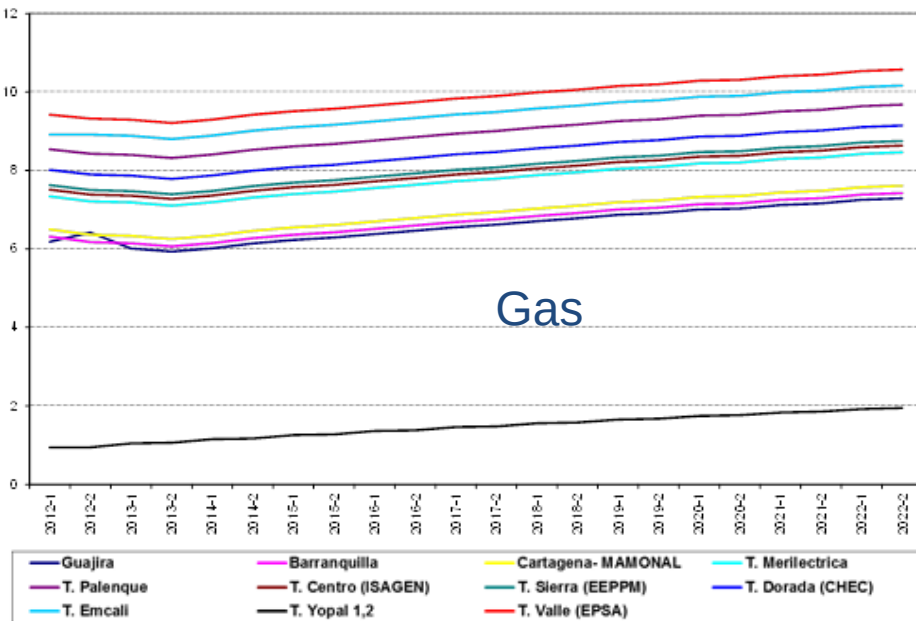
Largo plazo

Información básica para las Simulaciones a Largo Plazo (2013–2022)

	Descripción
Modelo de Optimización	SDDP versión 10.2.4d
Tipo de Estudio	Estocástico 100 series Modelo ARP (Politica 30F/20B). • Coordinado Colombia – Ecuador
Horizonte	120 meses (Ene/13 – Dic/22)
Demanda	Escenario medio de UPME (julio/12)
Precios de Combustible	Proyecciones UPME Marzo/2011 para Gas, Carbón y Fuel Oil
Disponibilidad de Combustible	Gas Libre: 350 GBTUD costa y 120 GBTUD interior. GAS NACIONAL (No considera GNL). Sin limitaciones de suministro en carbón.
Plan de Expansión Generación y Transmisión	Escenario base con fechas oficiales reportadas
Interconexiones internacionales	<u>Ecuador</u> : (Máxima 220 MW; Media 400 MW; Mínima 500MW – 9GWh/día Col-Ecu, 0GWh/día Ecu - Col. <u>Panamá</u> : 300 MW desde Enero de 2017 (Conexión en Urabá).
Plan de Expansión	Fechas de entrada en operación reportada por agentes.
Parámetros	• Heat Rate Térmica a Gas: Se considera eficiencias reportadas incrementados en 15%.



Precios Combustibles \$US/MBTU



Precios en USD\$/MBTU, constantes de diciembre de 2011, actualizados con IPP de diciembre de 2012.

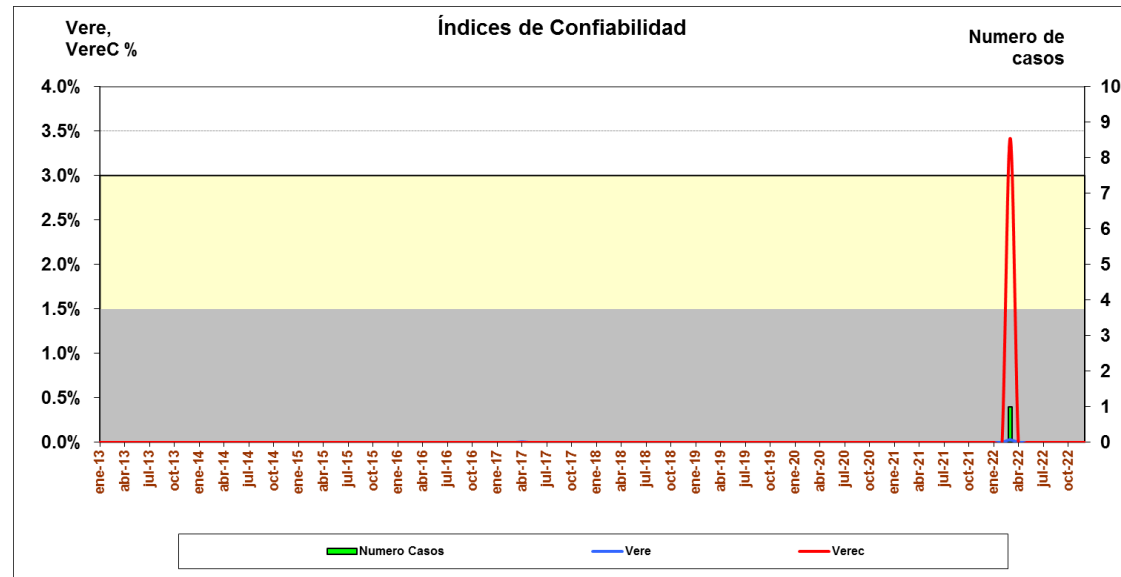
Fuente: UPME, febrero de 2012

Panorama Energético Largo Plazo

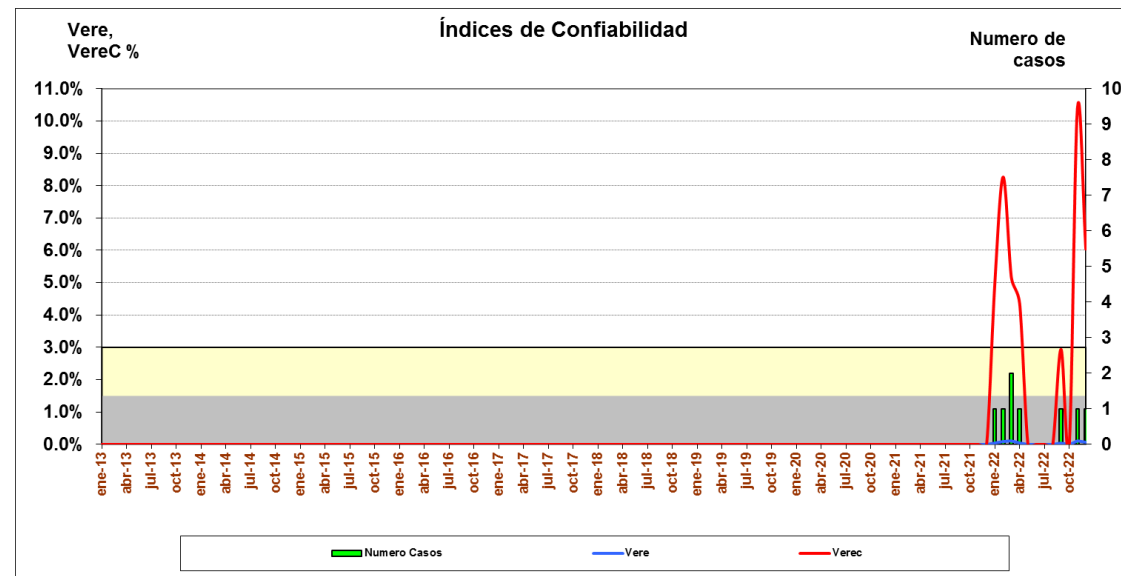
Sistema Coordinado

Índices de Confiabilidad

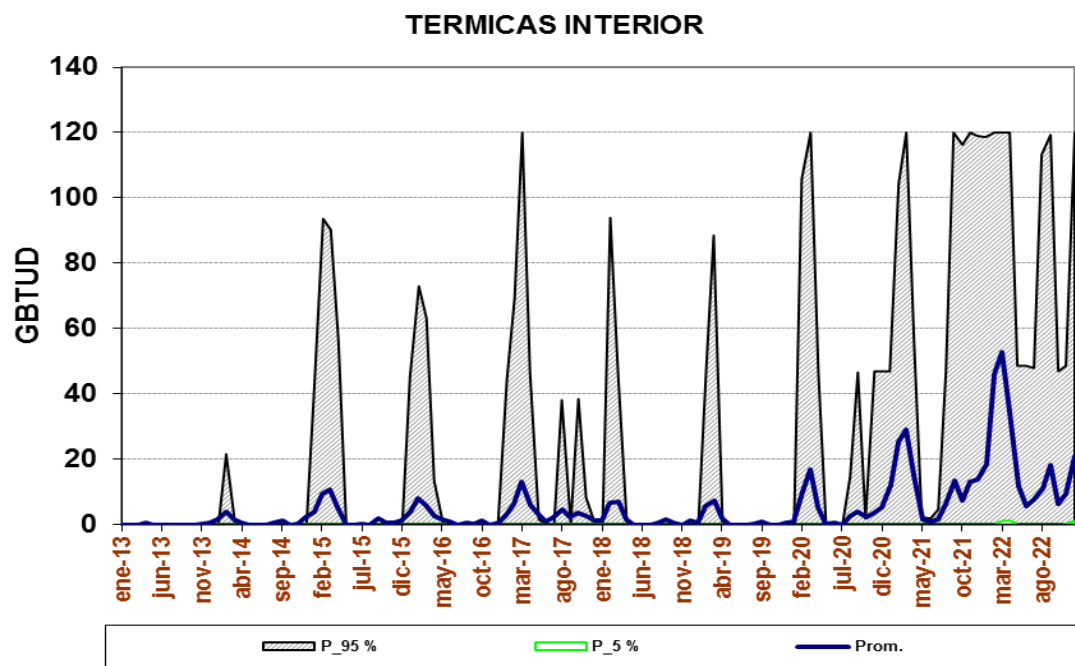
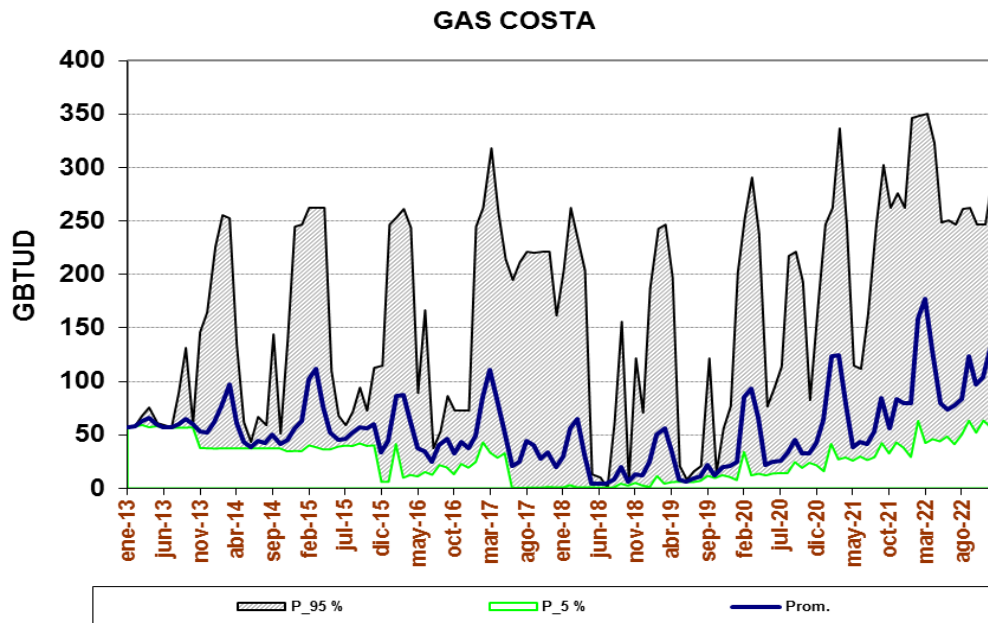
Autónomo



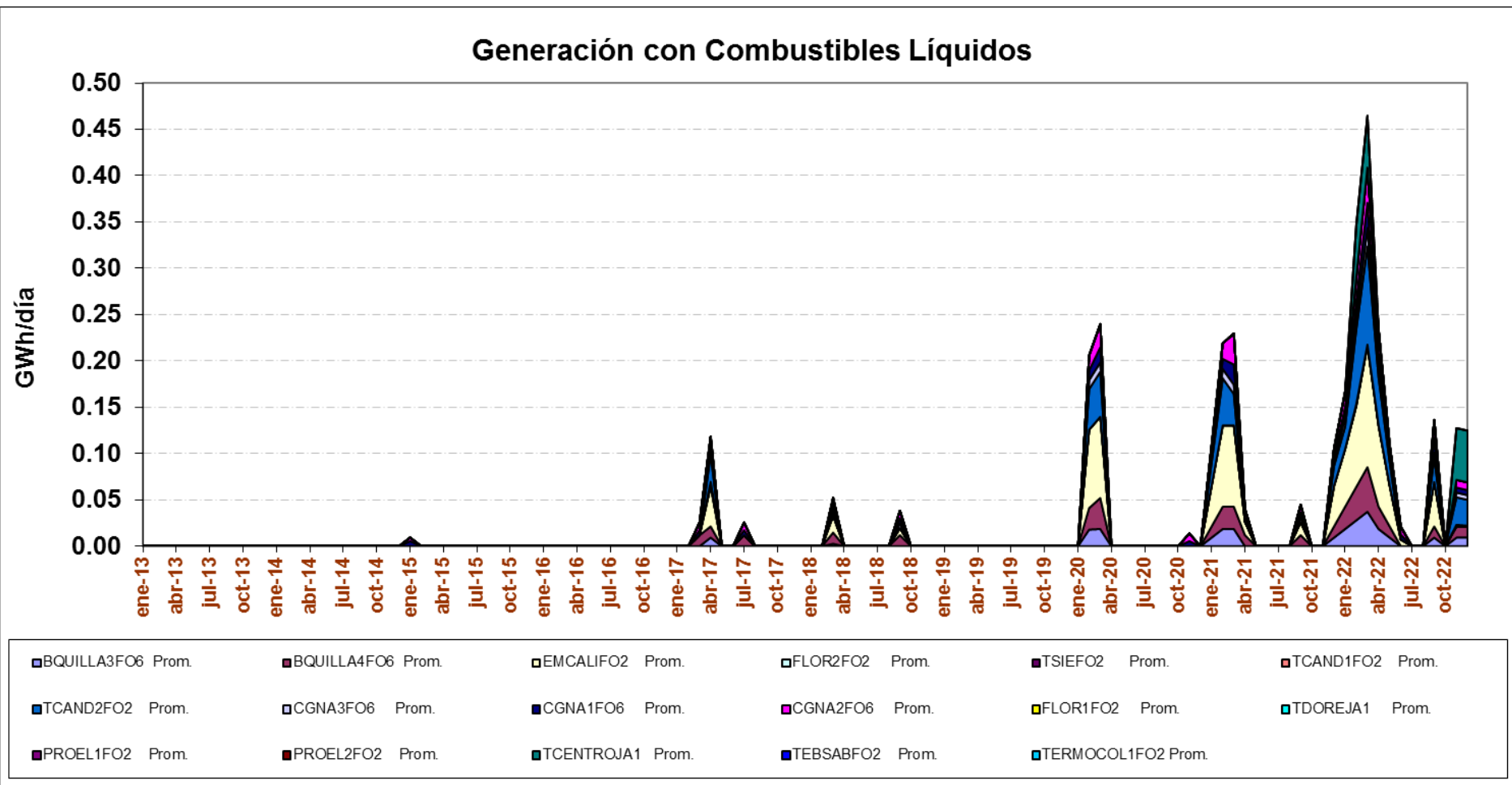
Coordinado



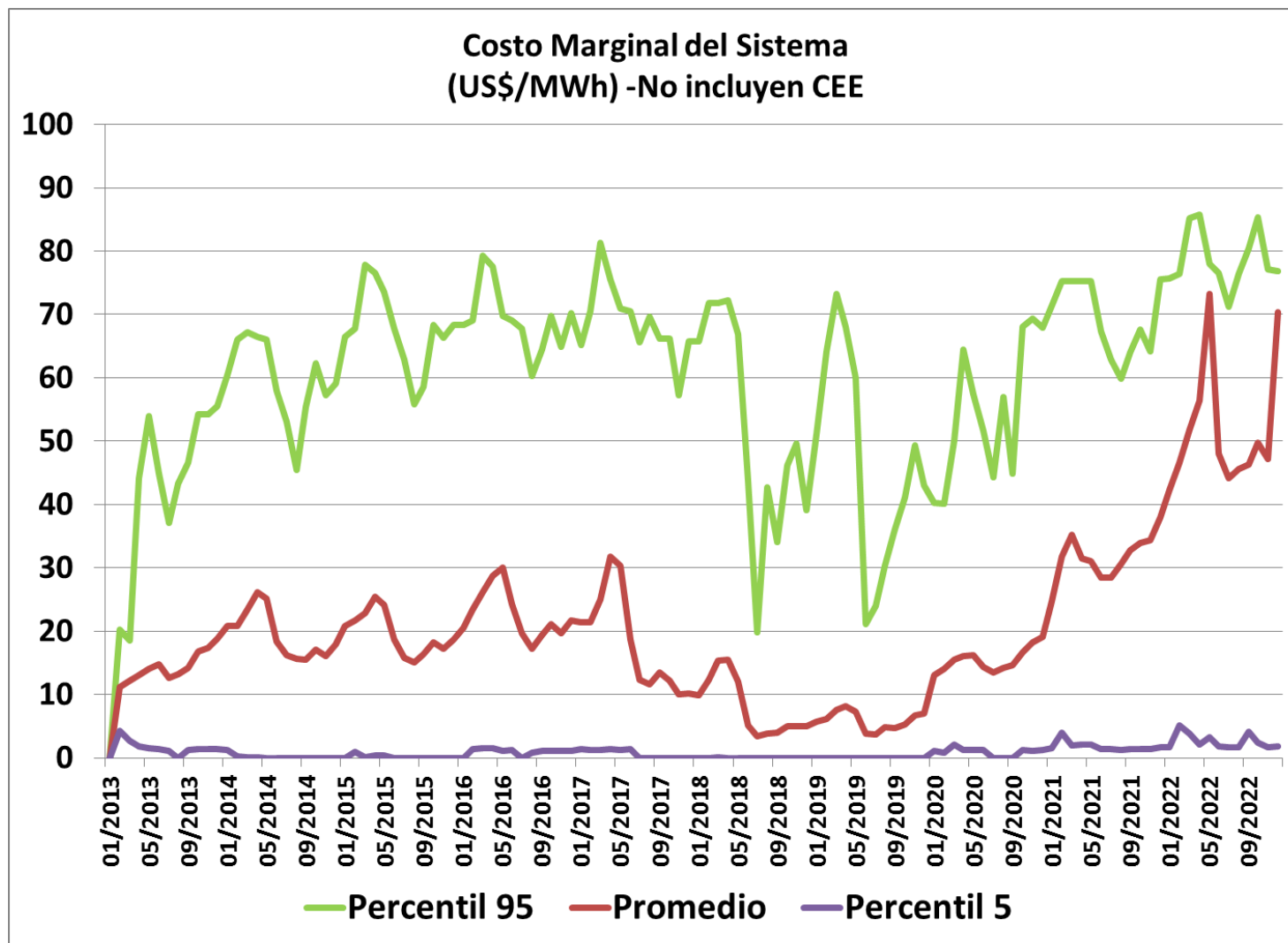
Consumos de Gas



Generación con Combustibles Líquidos



Costo Marginal



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



Conclusiones y recomendaciones

- ✓ Sobre las necesidades en los consumos de gas para costa se observa que solo en el verano de 2022 se alcanzaría el límite definido (350 MPCD) en el percentil 95.
- ✓ La generación promedio con combustibles líquidos muestra que en los veranos de 2020, 2021 y 2022 se puede llegar a requerir el uso de estos energéticos con mayor intensidad.
- ✓ El atraso en los proyectos de generación puede impactar considerablemente el uso de los recursos del SIN para brindar la confiabilidad a la demanda. Es conveniente estar atentos a los cambios en las fechas oficiales de puesta en servicio de los recursos de generación.



Varios



- Regulación Potencia reactiva
- Informe Plan Piloto controles de generación
- Base de datos de protecciones en StationWare

Regulación Potencia reactiva

Código de Conexión

13.1. SERVICIOS QUE LOS GENERADORES DEBEN PROVEER

Control de tensión y potencia reactiva.

Control de frecuencia mediante regulador de velocidad.

Estabilización de potencia.

Regulación secundaria de frecuencia con AGC.

Código de Operación

Servicios asociados de generación de energía: Son servicios asociados con la actividad de generación los que prestan las empresas generadoras con sus unidades conectadas al Sistema Interconectado Nacional para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Incluye entre otros, la generación de potencia reactiva, la Reserva Primaria y de AGC, de acuerdo con las normas respectivas establecidas en el Reglamento de Operación.

CONTROL DE VOLTAJE

Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.

La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda.

La prueba de potencia reactiva se debe realizar anualmente. Esta prueba se describe en el Numeral "7.5.1 Prueba de Potencia Reactiva".

Código de Operación

PARÁMETROS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Los parámetros de las unidades de generación descritos a continuación deben ser declarados por las empresas de generación al CND, al inicio de cada período estacional o cuando se presenten modificaciones:

Descripción de restricciones operativas especiales de las unidades.

Generación mínima por unidad.

Capacidad efectiva de la unidad.

Velocidad de toma de carga o descarga de unidades (MW/minuto).

Máxima generación y absorción de potencia reactiva (MVARs).

SOLICITUD DE PRUEBA

El CND y los organismos de control pueden solicitar en cualquier momento a cualquier empresa generadora y a costo de esta última pruebas de la capacidad efectiva de potencia activa o reactiva, estatismo, arranque rápido, restablecimiento, disponibilidad o parámetros de operación para demostrar que cumple con los parámetros declarados.

Código de Operación

PRUEBA DE POTENCIA REACTIVA

La prueba es iniciada dentro del lapso mencionado anteriormente con el objeto de verificar todos los parámetros que la empresa generadora declara de acuerdo al Anexo CO-2.

La duración de la prueba es hasta de 60 minutos, período durante el cual el voltaje en el punto frontera es sostenido por el generador al voltaje especificado según se declara en el Anexo CO-2 mediante el ajuste de la potencia reactiva y si es necesario de otros generadores conectados a la red.

La generación de potencia de la unidad de generación es grabada en un registrador y las mediciones son tomadas en los terminales del estator con la presencia de representantes de la empresa auditora y de la empresa generadora. La unidad de generación pasa la prueba si la capacidad registrada es igual a la capacidad declarada por la empresa generadora, con un margen de tolerancia del 1%.

Plan piloto controles

Plantas/unidades del plan piloto



*San Carlos: U2
Termocentro:
U1, U2 y U3*



*Alto Anchicayá
U1, U2 y U3*



*Guavio
U1, U3 y U5*



Chivor/U8



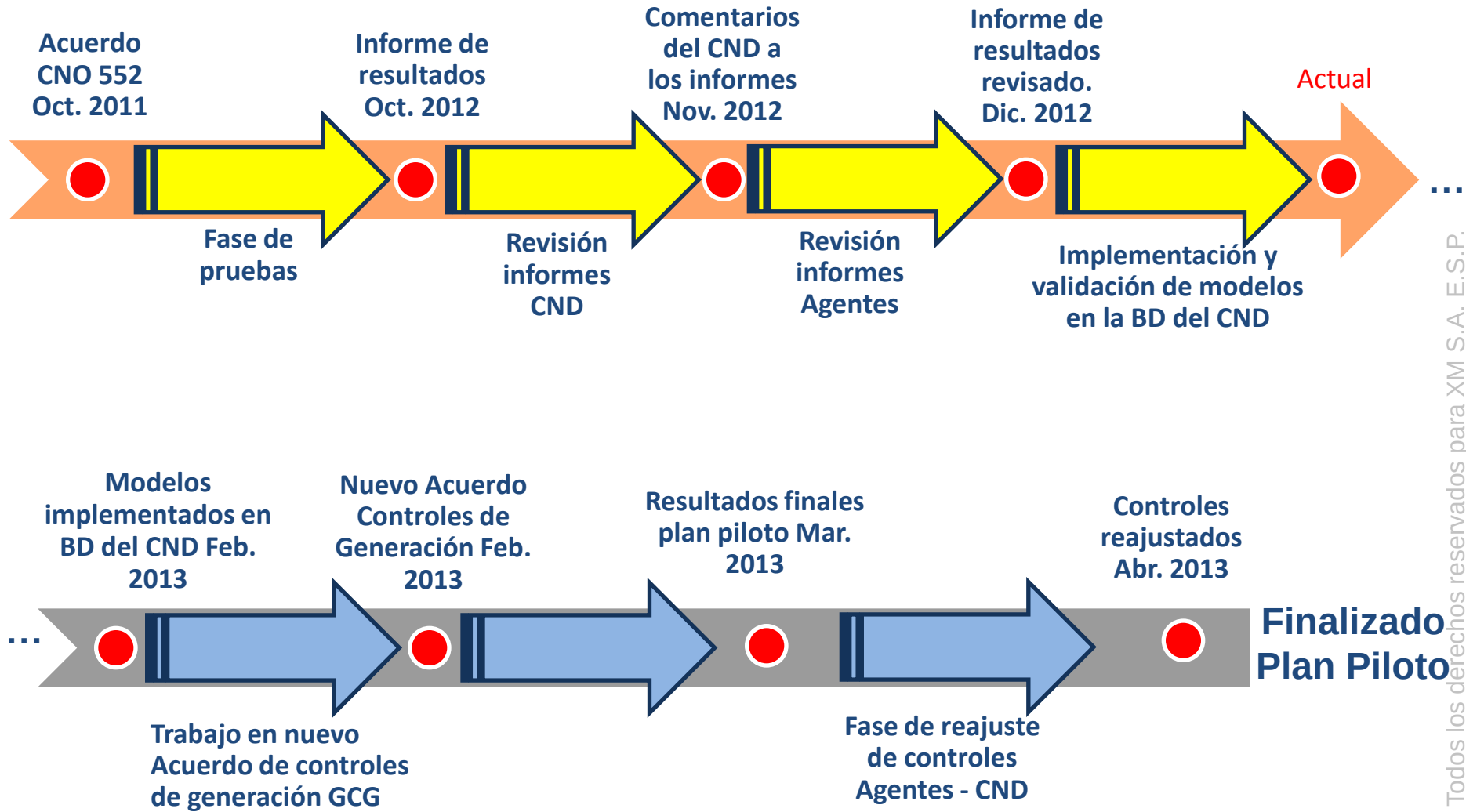
Guatapé/U5

Objetivos del Plan Piloto de Controles de Generación

- Obtención de modelos validados de controles (AVR, GOV y PSS)
- Evaluación de la estabilidad de unidades hidráulicas en simulación de red aislada
→ Reajuste en caso de inestabilidad
- Verificar que los modelos validados de los controles de generación asociados a sus plantas sean estables en diferentes condiciones operativas (máxima, media y mínima generación) → Reajuste de AVR y PSS para garantizar estabilidad de la unidad operando interconectada



Avances del Plan Piloto de Controles de Generación



Avance a la Fecha del Plan Piloto de Controles de Generación

Planta / Unidad	Entrega informe revisado (Agentes)	Cálculo de índices de coherencia de curvas (CND)	Implementación de modelos en DigSilent (CND)	Estable en Red Aislada
Chivor / U8	100%	100%	100%	NO
Guavio / U1, U3 y U5	100%	100%	100%	• U1 → SI • U3 → NO • U5 → NO
San Carlos/ U2	100%	80%	40%	NO
Alto Anchicayá / U1, U2 y U3	100%	10%	60%	NO
Termocentro / U1, U2 y U3	100%	50%	40%	SI
Guatapé / U5	100%	100%	10%	NO

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



Acuerdo Controles de Generación 2013 - 2014

Unidades etapa 1 – etapa 2

Unidad	Agente	Fecha entrega modelos según CNO 552	Etapas
ALBAN	EPSA	Cumplido	Plan Piloto
BARRANQUILLA	GECELCA	Nuevo acuerdo	
BETANIA	EMGESA	dic-13	Etapas 2
CALIMA	EPSA	dic-13	Etapas 2
CHIVOR	AES CHIVOR	jul-13	Etapas 1
CARTAGENA	EMGESA	Nuevo acuerdo	
DORADA	CHEC	Nuevo acuerdo	
ESMERALDA	CHEC	Nuevo acuerdo	
FLORES IV	CELCIA	dic-13	Etapas 2
FLORES1	CELCIA	jul-13	Etapas 1
FLORIDA	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA	Nuevo acuerdo	
GUADALUPEIII	EPM	dic-13	Etapas 2
GUADALUPE4	EPM	dic-13	Etapas 2
GUAJIRA	GECELCA	dic-13	Etapas 2
GUATAPE	EPM	jul-13	Etapas 1
GUAVIO	EMGESA	jul-13	Etapas 1
JAGUAS	ISAGEN	dic-13	Etapas 2
LAGUACA	EMGESA	jul-13	Etapas 1
LATASAJERA	EPM	dic-13	Etapas 2
MERILECTRICA	CELCIA	dic-13	Etapas 2

Unidad	Agente	Fecha entrega modelos según CNO 552	Etapas
LAMIEL	ISAGEN	jul-13	Etapas 1
PAIPA 4	GESTIÓN ENERGÉTICA	dic-13	Etapas 2
PAIPA 1,2 y 3	GESTIÓN ENERGÉTICA	dic-13	Etapas 2
PARAISO	EMGESA	jul-13	Etapas 1
PLAYAS	EPM	dic-13	Etapas 2
PORCEII	EPM	jul-13	Etapas 1
PORCEIII	EPM	jul-13	Etapas 1
PRADO	EPSA	Nuevo acuerdo	
PROELECTRICA	PROELECTRICA	Nuevo acuerdo	
SALVAJINA	EPSA	dic-13	Etapas 2
SANCARLOS	ISAGEN	jul-13	Etapas 1
SANFRANCISCO	CHEC	dic-13	Etapas 2
TASAJERO	TERMOTASAJERO	jul-13	Etapas 1
TCANDELARIA	TERMOCANDELARIA	dic-13	Etapas 2
TCENTRO	ISAGEN	Cumplido	Plan Piloto
TEBSA	GECELCA	jul-13	Etapas 1
TEMCALI	TERMOEMCALI	dic-13	Etapas 2
TRONERAS	EPM	Nuevo acuerdo	
TSIERRA	EPM	dic-13	Etapas 2
TVALLE	TERMOVALLE	dic-13	Etapas 2
TYOPAL2	TERMOYOPAL GEN 2	Nuevo acuerdo	
URRA	EMPRESA URRÁ	jul-13	Etapas 1
TZIPA	EMGESA	Nuevo acuerdo	

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

Acuerdo Controles de Generación 2013 - 2014

ETAPA 1

Fase de pruebas

Informe de resultados
Julio 2013

Revisión
informes CND

Comentarios
del CND a
los informes
Agosto. 2013

Revisión
informes
Agentes

Informe de
resultados
revisado. Sep.
2013

Implementación y
validación de modelos
en la BD del CND
Dic. 2013

ETAPA 2

Fase de
pruebas

Informe de
resultados
Diciembre
2013

Revisión
informes CND

Comentarios
del CND a
los informes
Enero 2014

Revisión
informes
Agentes

Informe de
resultados
revisado.
Febrero 2014

Implementación y
validación de modelos
en la BD del CND
Junio 2014

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



Proyectos nuevos de generación

Unidad	Agente	Fecha entrega modelos según CNO 552
QUIMBO	EMGESA	90 días después de fecha de entrada en operación
SOGAMOSO	ISAGEN	90 días después de fecha de entrada en operación
AMOYÁ	ISAGEN	90 días después de fecha de entrada en operación
PESCADERO ITUANGO	EPM	90 días después de fecha de entrada en operación
GECELCA III	GECELCA	90 días después de fecha de entrada en operación
TERMOCOL	POLIOBRAS	90 días después de fecha de entrada en operación
CUCUANA	EPSA	90 días después de fecha de entrada en operación
CARLOS LLERAS R	HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE	90 días después de fecha de entrada en operación
AMBEIMA	EMPRESA ENERGIA DE LOS ANDES	90 días después de fecha de entrada en operación
SAN MIGUEL	LA CASCADA	90 días después de fecha de entrada en operación
TASAJERO 2	TERMOTASAJERO	90 días después de fecha de entrada en operación
TERMONORTE	TERMONORTE	90 días después de fecha de entrada en operación
PORVENIR 2	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	90 días después de fecha de entrada en operación

Avances Ajuste e Implementación de PSSs 4B

- El 4 de enero de 2013 el CND envió comunicación a los siguientes proyectos solicitando la instalación de PSS IEEE 4B.

QUIMBO	EMGESA
SOGAMOSO	ISAGEN
AMOYÁ	ISAGEN
PESCADERO ITUANGO	EPM
GECELCA III	GECELCA
TERMOCOL	POLIOBRAS
CUCUANA	EPSA
CARLOS LLERAS R	HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE
AMBEIMA	EMPRESA ENERGIA DE LOS ANDES
SAN MIGUEL	LA CASCADA
TASAJERO 2	TERMOTASAJERO
TERMONORTE	TERMONORTE

*Tebesa y Sogamoso implementarán PSS4B



Base de datos de protecciones en StationWare

Resolución CREG 080 de 1999

Artículo 4o. Otras Funciones del Centro Nacional de Despacho (CND). Son también funciones del CND las siguientes:

3. Elaboración de Estudios e Informes. Además de los estudios y análisis que debe efectuar en desarrollo de su función de Planeación Operativa, contemplados en el Código de Redes (Resolución CREG-025 de 1995 y demás normas que la modifican o sustituyan), acerca de la operación real y esperada de los recursos del SIN y de los riesgos para atender confiablemente la demanda, el CND debe realizar los siguientes:

- a) Estudios de coordinación de protecciones de las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente y de aquellas no despachadas centralmente que a su criterio se requiera, de los Activos de Uso del STN y de los Activos de Conexión al STN y de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior, para asegurar una operación segura y confiable del SIN.

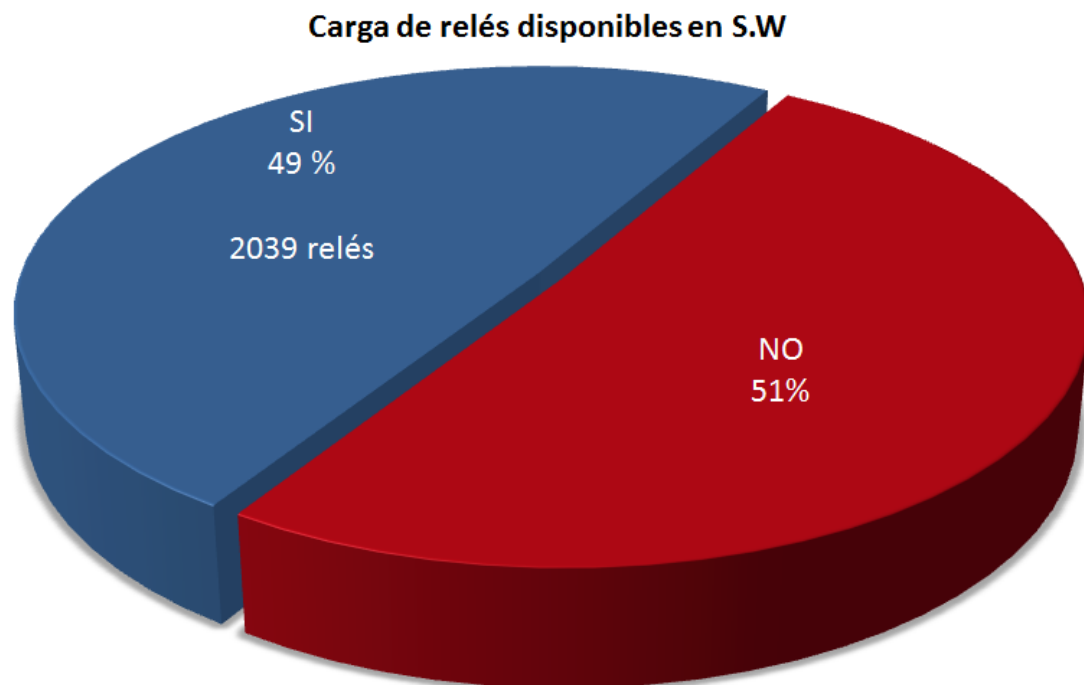
Para esto, el CND mantendrá una base de datos con la información de protecciones. Para la actualización de la base de datos, los agentes remitirán la información necesaria, como mínimo semestralmente o cuando el CND lo requiera.



Estado actual StationWare

Empresa	Area	Revisión Árbol
EPSA	Suroccidental Capacitación: Abr. 19	✓
EEP		✓
ENERTOLIMA		✓
CHEC		✓
CEO		✓
CEDENAR		✓
EMCALI		✓
TERMOEMCALI		✓
ELECTROHUILA		✓
ELECTROCAQUETÁ		✓
EEB	Oriental Capacitación: May. 24	✓
EEC		✓
EMSA		✓
AES CHIVOR		✓
EMGESA		✓
CODENSA		✓
ESSA	Nordeste Capacitación: Jun.08	✓
EBSA		✓
CENS		✓
TERMOYOPAL		✓
GENSA		✓
TERMOTASAJERO		✓
ENERCA		X
CELSIA		✓
DISTASA	Antioquia Capacitación: Jul.13	✓
ISAGEN		✓
ISA		✓
DISPAC		✓
URRÁ		✓
EPM TX	Caribe Capacitación: Sept. 06	✓
EPM GENERACIÓN		✓
ELECTRICARIBE		✓
PROELECTRICA		✓
GECELCA		✓
TERMOBARRANQUILLA		✓
TERMOCANDELARIA		✓
ZF CELSIA		✓
TRANSELCA		✓

Total relés reportados en el SIN : 4831
 Disponible en SW: 4144 (36% desarrollados durante la ejecución del proyecto).



Desarrollo de 5 Plantillas de carga para facilitar la actualización de ajustes



filial de isa



■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

2012