



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 02

Jueves, 9 de enero de 2014

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

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.

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND - 02

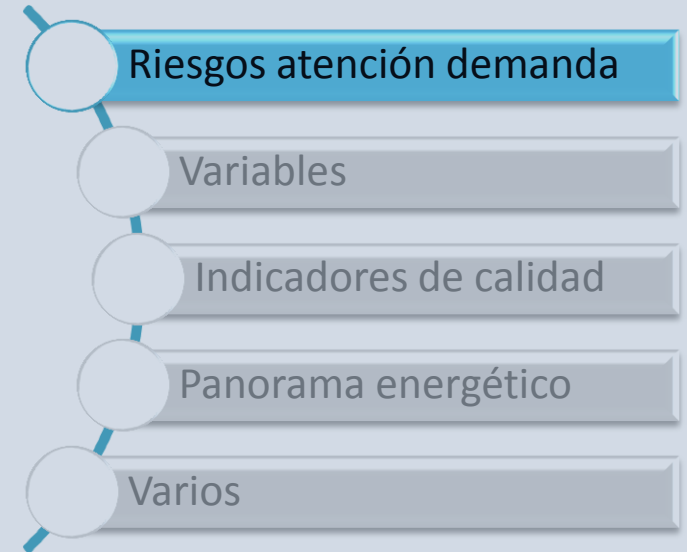
Jueves, 9 de enero de 2014



Contenido

- Principales riesgos atención demanda
 - ❑ Seguimiento a medidas para la conexión de Drummond
 - ❑ Modificación fechas de entrada en operación proyectos expansión STN
 - ❑ Seguimiento a principales riesgos
- Indicadores de calidad
- Variables
- Panorama energético
- Varios
 - Nuevas resoluciones





Principales riesgos para la atención confiable de la demanda

Seguimiento a medidas para la conexión de Drummond

Conexión de Drummond

- El 30 de diciembre el CNO realizó la siguiente solicitud a la CREG:

“Teniendo en cuenta que la aprobación de la conexión por parte de la UPME de la carga de Drummond, a partir de enero de 2014 y hasta el 2016, está condicionada a la no afectación de la actual demanda de la subárea GCM y el CND advirtió los riesgos operativos que pueden presentarse una vez se conecte la carga de Drummond, desmejorando las condiciones para la atención confiable y segura de la actual demanda de la subárea GCM; el Consejo solicita a la Comisión la definición regulatoria del procedimiento que el Operador del Sistema debe seguir ante un racionamiento programado o de emergencia, dado que para mantener la calidad, seguridad y confiabilidad actual de la atención de la demanda de la subárea GCM, la primera carga que debería desconectarse es la carga de Drummond.”

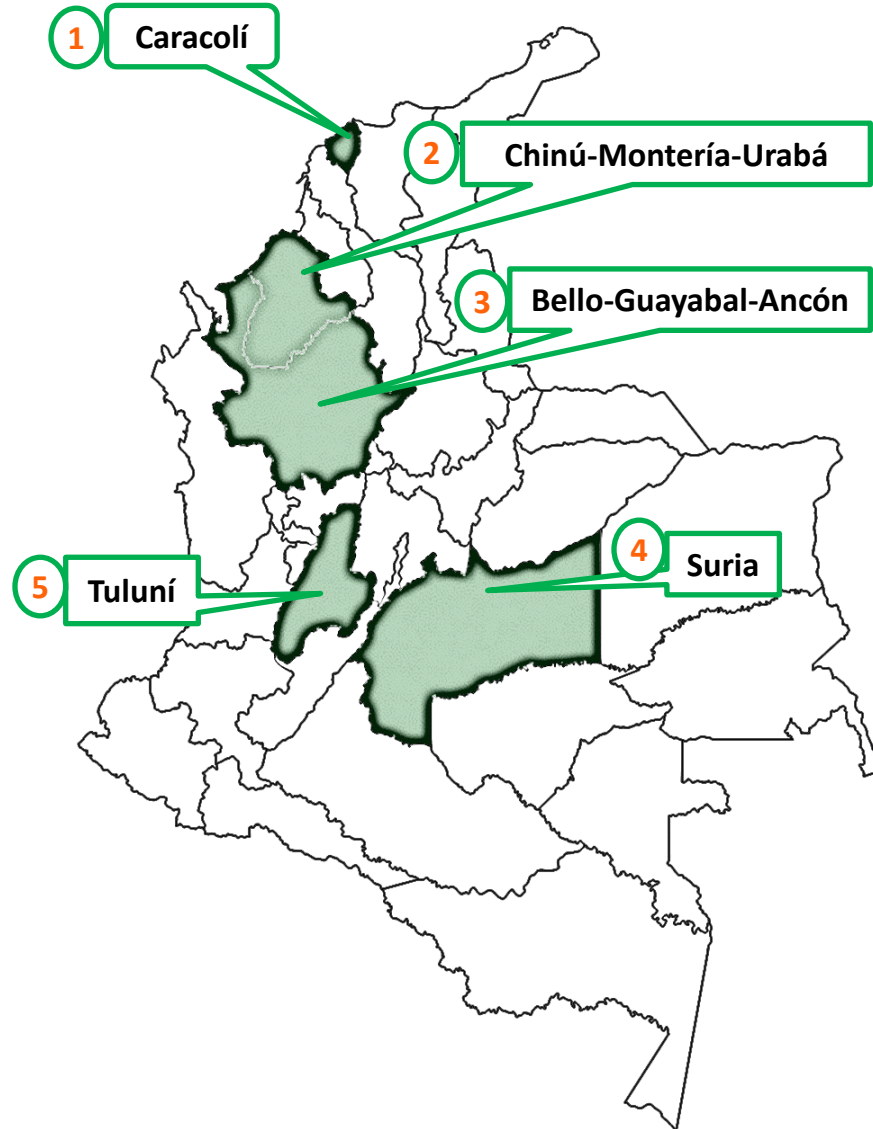
- Hasta que no se tenga respuesta por parte de la CREG a la consulta y se establezca el mecanismo para garantizar la confiabilidad y seguridad de la subárea GCM, el CND no cuenta con los instrumentos necesarios para aplicar las condiciones definidas en el concepto de conexión de la carga de Drummond.



**Modificación fechas de entrada en
operación proyectos expansión STN**

Proyectos con Modificación de Fecha

Fecha inicial 2015



- En el CNO ordinario del mes de marzo de 2013, el CND informó los riesgos operativos de no contar con estos proyectos en 2015, teniendo en cuenta que no había selección de inversionistas a la fecha.
- En el mes de julio en el CAPT 121, se planteó la posibilidad de modificar las fechas de los proyectos debido a que no era posible cumplir con las fechas de 2015.
- En el CAPT y CNO ordinario de agosto, el CND presentó los riesgos y el impacto operativo de no contar con estos proyectos en el 2015, al igual que propuestas para mitigar sus retrasos.
- Teniendo en cuenta los tiempos de licenciamiento ambiental y construcción el CAPT en octubre de 2013 envió un carta a la UPME para solicitar el cambio de fechas al MME. Con base en esta carta la UPME realizó la solicitud al MME.
- De acuerdo a la resolución del MME 9 1159 del 26 de diciembre de 2013, se modificó la fecha de entrada de los proyectos presentados para el año 2016.

Resumen de Riesgos Identificados años 2014 - 2015

Área o Subárea	DNA ante N-1	Sobrecostos Operativos	Limitación de Generación	Dificultad en la ejecución de Mantenimientos	Bajas Tensiones ante N-1
Atlántico sin el proyecto Caracolí	ALTO (Si no se cuenta con la GS suficiente en el área contingencias en TRF y red de 110kV generan DNA)	ALTO (disminuye la zona segura para el balance de generación entre Flores 1 y Tebsa)	ALTO (En demanda mínima no es posible evacuar toda la generación de la subárea)	ALTO (Hoy se presentan dificultades ante mantenimientos en la subárea, situación que empeora en el 2015 sin el proyecto)	No Aplica
Córdoba Sucre sin el proyecto Chinú-Montería-Urabá	ALTO (N-1 TRF Chinú 500/110kV, Cerromatoso 500/230kV, corredor entre Urrá y Montería 110kV)	BAJO (Generación de Seguridad en Urrá para soporte de tensión)	No Aplica	ALTO (Hoy se presentan dificultades ante mantenimientos en la subárea,)	ALTO (Bajas tensiones en Montería, Río Sinú y Apartadó 110kV)
Antioquia sin el proyectos Bello-Guayabal-Ancón	No Aplica	ALTO (Atrapamiento de generación de Antioquia)	ALTO (Limitaciones en generación en el Norte de Antioquia)	BAJO (Mayor complejidad a la hora de coordinar mantenimientos de los activos de generación y transmisión asociados al área)	No Aplica
Meta sin el proyecto Suria	ALTO (N-1 TRF Reforma, líneas del STR)	No Aplica	No Aplica	ALTO (Hoy se presentan dificultades ante mantenimientos en la subárea)	ALTO (Bajas Tensiones Pto López y Pto Gaitán)
Huila – Tolima sin el proyecto Tuluní	ALTO (N-1 Tuluní – Natagaima 115kV)	ALTO (Atrapamiento de generación de en Huila-Tolima)	ALTO (Limitaciones de generación hidráulica de Ambeima y Amoyá)	BAJO (Mayor complejidad a la hora de coordinar mantenimientos de los activos del STR asociados a la subárea)	No Aplica

Acciones Identificadas para mitigar los riesgos

Área o Subárea	Resolución MME 9 1159 de 2013	Comentario
Atlántico sin el proyecto Caracolí	Es necesario continuar con el balance en la generación de las plantas Tebsa y Flores	Las acciones operativas de balance de generación son la única medida de administración de riesgo. Esto implica que la seguridad del área dependen de todos los recursos del área (Flores I, Flores IV, Tebsa y Barranquillas). Adicionalmente son necesarias obras complementarias a Caracolí para mitigar los riesgos de atención a la demanda en Atlántico las cuales aún no han sido definidas.
Córdoba Sucre sin el proyecto Chinú-Montería-Urabá	Serán instalados 20Mvar en la subestación Montería 110kV (2015) para mejorar los perfiles de tensión	Esta compensación mitiga el riesgo de bajas tensiones, sin embargo no mitiga los riesgos de DNA por contingencias en transformación.
Antioquia sin el proyectos Bello-Guayabal-Ancón	Posibilidad de tener temporalmente un tercer transformador 220/110kV en Bello con el fin de mitigar los efectos del retraso.	Adicionalmente XM en su cuarto informe de planeamiento operativo de mediano plazo analizó la posibilidad de reconfiguración del corredor Guayabal – Envigado – Ancón 110kV para mitigar los riesgos identificados
Meta sin el proyecto Suria	Instalación de equipos de compensación capacitiva.	Estos equipos mitigan los riesgos de bajas tensiones, sin embargo no mitigan los riesgos de DNA por N-1 en líneas y transformadores. (Demanda máxima atendible con 3 transformadores en Reforma en red completa: 330MW Demanda Máxima Meta 2015: 315MW)
Huila – Tolima sin el proyecto Tuluní	-	Limitar las plantas de Ambeima y Amoyá tiene un impacto alto ya que las ambas plantas son filo de agua.

Nota: Los análisis detallados de los impactos se dejan en la parte final de la presentación.

Seguimiento a principales riesgos

Seguimiento a principales riesgos en la atención de la demanda

Bolívar

La conexión actual de la carga de Bosque y Chambacú, de manera radial por medio del transformador Bosque 220/66 kV, reduce de manera significativa la confiabilidad de la demanda. Por lo anterior, es necesario que el OR normalice lo antes posible la conexión del transformador, sincronizando el sistema de 66 kV de la subárea Bolívar.

De acuerdo con información de Electricaribe, **para el 18 de junio de 2014** será enmallada Bosque 66 kV con la red de 66 kV de la subárea Bolívar. Está pendiente la entrada en operación del transformador de Candelaria 220/110kV debido a que aún no se tiene definido el representante de la bahía de 220kV en la subestación Candelaria.

Atlántico

En la red de la subárea se presenta agotamiento en la capacidad de transformación y en la red de 110 kV. Adicionalmente, se presenta atrapamiento de la generación (Tebesa, Barranquilla, Flores 1 y Flores 4) por lo que se requiere mantener un balance entre estas plantas.

En 2016 se mejoran las condiciones con la entrada de Caracolí 230 kV y obras asociadas en 115 kV. Actualmente, los agentes involucrados, la UPME y el CND, están evaluando las mejores conexiones en el STN/STR luego de la entrada del proyecto, ya que las definidas a la fecha no eliminan el 100 % de las restricciones.

Se han presentado sobrecargas en el transformador de Sabanalarga 220/110 kV, para los cuales ha sido necesario tomar acciones operativas como traslados de carga y DNA en Atlántico.

Segundo transformador de Sabanalarga 220/110 kV para diciembre 2014 *(sin concepto por parte de la UPME)*.
Electricaribe envió una comunicación al CNO solicitando la aprobación de la conexión provisional de un transformador 220/110/13.8kV de 90MVA compartiendo bahía en 220kV y 110kV con el actual.

Seguimiento a principales riesgos en la atención de la demanda

CQR - Valle

La contingencia del transformador de Cartago sobrecarga el circuito La Rosa – Dosquebradas 115 kV, requiriendo para su cubrimiento generación de seguridad a 115 kV en el Valle.

10 de septiembre: EPSA y EEP se comprometieron a instalar un ESPS que estaría operativo a partir del 31 de octubre.

Por medio de teleconferencias EEP-EPSA-CNO-XM se están realizando teleconferencias para el seguimiento de las acciones definidas.

18 de octubre: EPSA indicó tener todo listo y EEP indicó no tener inconvenientes para cumplir con la fecha del 31 de octubre.

7 de noviembre: EEP informó que tendría el esquema operativo a 10 de noviembre.

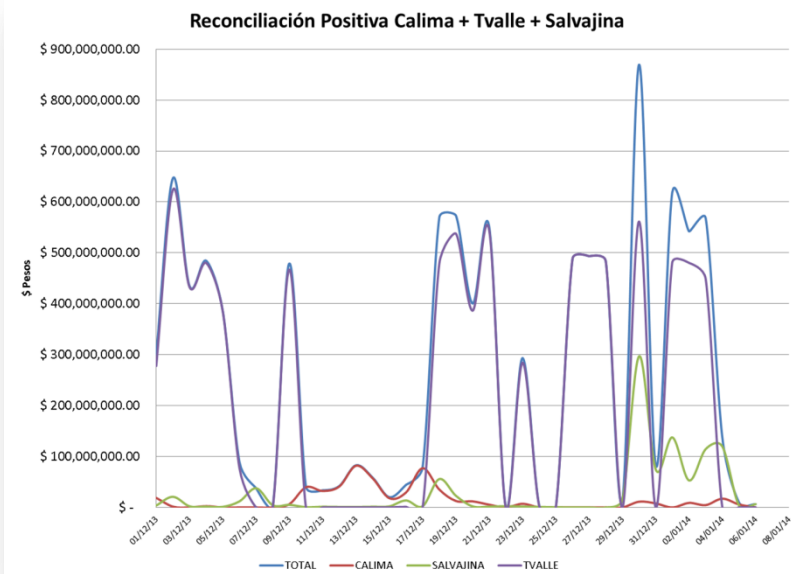
2 de diciembre: EEP indicó tener algunos inconvenientes con el proveedor. Aún no se tiene nueva fecha para la implementación.

5 de diciembre: En reunión del CNO, ISA ofreció su ayuda para buscar alternativas y definir la implementación del ESPS a la mayor brevedad.

17 de diciembre: Dados los inconvenientes manifestados por EEP para la implementación del ESPS, EPSA envió una nueva propuesta para su configuración.

20 de diciembre: EEP luego de evaluar las propuestas de ISA y EPSA, indicó que era más viable realizar la de EPSA y ello le implica realizar un contrato con SIEMENS. La nueva fecha tentativa para la implementación es finales de enero

Se requiere que el CNO continúe con el seguimiento a la implementación del ESPS y envíe comunicación al operador de red con el fin de acelerar su implementación.



Seguimiento a principales riesgos en la atención de la demanda

Oriental

Retraso en la fecha de entrada del proyecto Nueva Esperanza.

En resolución MME 91009 del 21 de noviembre, se modifica la fecha oficial de entrada en operación del proyecto al **10 de mayo de 2015**

Como medidas operativas que garanticen de una manera confiable y segura la atención de la demanda máxima de 2014, se requiere la entrada oportuna de la compensación capacitiva en Bogotá y Meta, SVC subestación Tunal, segundo transformador 500/115 kV en subestación Bacatá y reconfiguraciones a 115 kV. (gestión y seguimiento de todas las instituciones).

Huila - Tolima

La operación del circuito en “T” Prado – Natagaima – El Bote 115 kV pone en riesgo la atención de la demanda y esta limitando la generación de la Central Hidroeléctrica Amoyá por dificultades con la red que impide el cierre total del enlace.

Enertolima presentó en el CD 123 los trabajos de mantenimiento en la línea Prado – el Bote y Prado Tenay 115 kV. La generación Amoyá se encuentra en este momento conectada a través de El Bote 115 kV

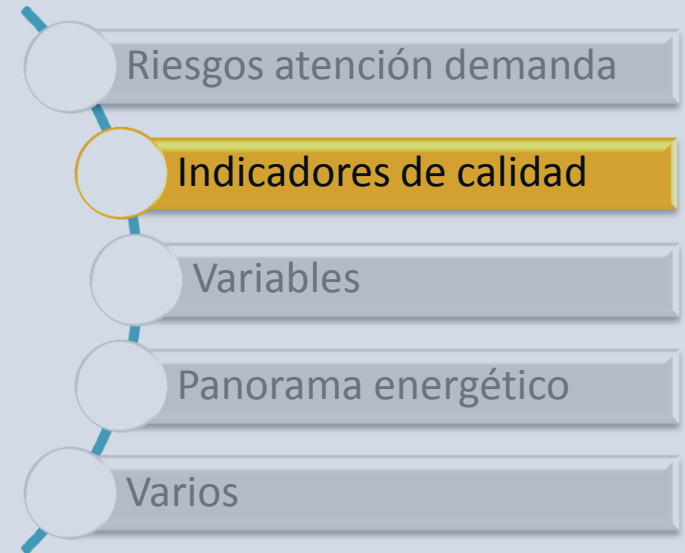
GCM

Actualmente la subárea GCM requiere permanentemente generación de seguridad, situación que se agrava con el incremento de la demanda.

Se requiere identificar alternativas que permitan la operación segura y confiable de la subárea para los próximos años.

Se recomienda a la UPME gestionar la puesta en servicio de forma expedita de 50 Mvar de compensación capacitiva en Valledupar 220 kV y 35 Mvar en Termocol.

Mediante la resolución del MMME 9 1159 de 2013 se adoptó la obra del proyecto Río Córdoba 230 kV.



Indicadores de Calidad

Eventos de Transitorios de Frecuencia

- Durante el mes de diciembre se presentaron 6 eventos de frecuencia de tipo transitorio, todos estos por baja frecuencia (menor a 59.8 Hz). Cinco eventos fueron asociados a pérdidas de unidades de generación y uno por contingencias en equipos de transmisión y transformación.
- El evento con el menor valor de frecuencia alcanzó 59.71 Hz y fue asociado al disparo de la Unidad 4 de Porce III con 170 MW. El agente reportó falsa señal de alta temperatura en el cojinete superior.



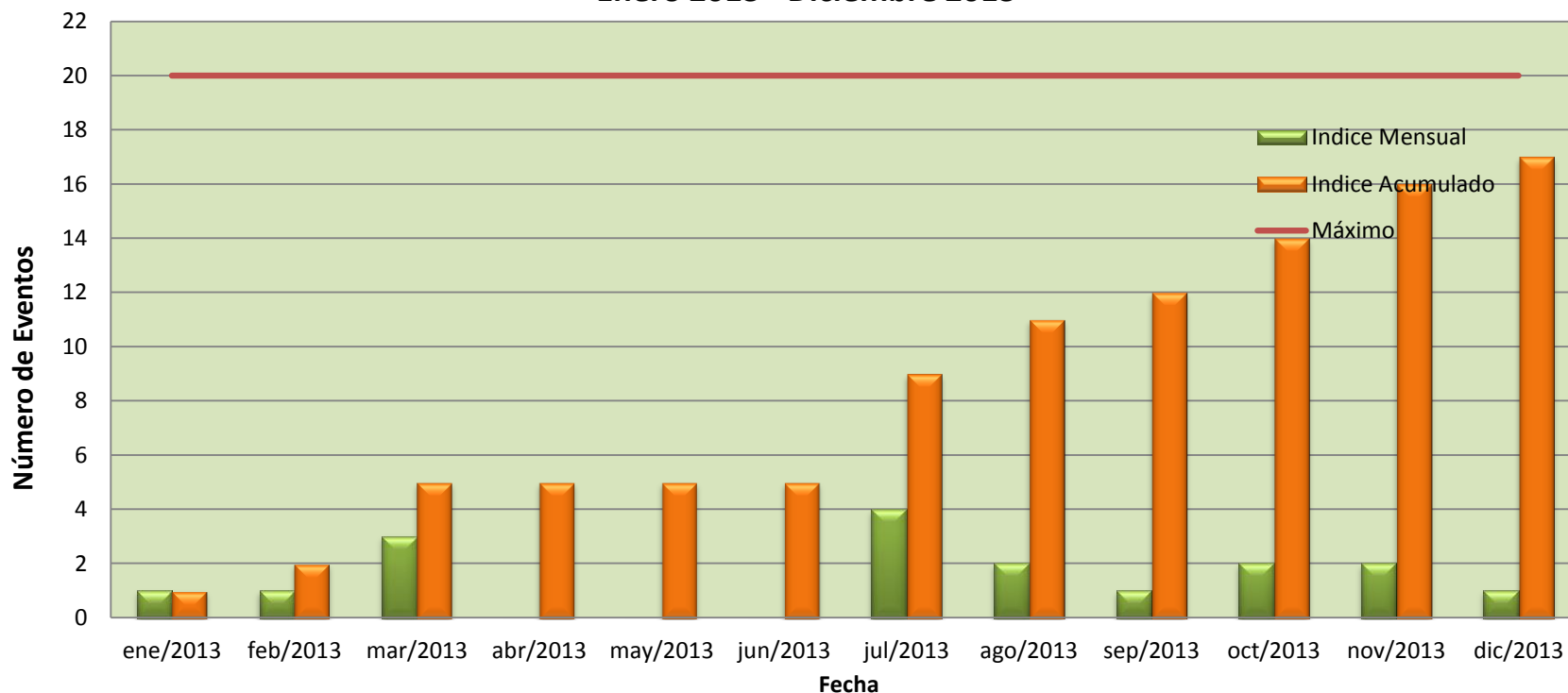
Eventos mas relevantes en el SIN

- A partir 01/01/2014 los activos de Interconexión Eléctrica S.A E.S.P pasaron a ser operados por la nueva empresa de Transporte de Energía InterColombia S.A E.S.P.
- El 23 de diciembre de 2013 se entregaron disponibles para operación y en torre definitiva los circuitos San Bernardino – Santander 1 y 2 115 kV, luego de que algunas de sus torres habían sido afectadas por actos mal intencionados en el que fueron derribadas las torres 109 y 110 el día 10 de Octubre de 2013.
- La demanda mínima de potencia registrada para el 2013 se presentó el día 25 del mes de diciembre con un valor de 4238 MW.
- La demanda máxima de potencia registrada para el 2013 se presentó el día 12 del mes de diciembre con un valor de 9382 MW.



Tensión Fuera de Rango

Eventos de Tensión Fuera de Rango
Enero 2013 - Diciembre 2013



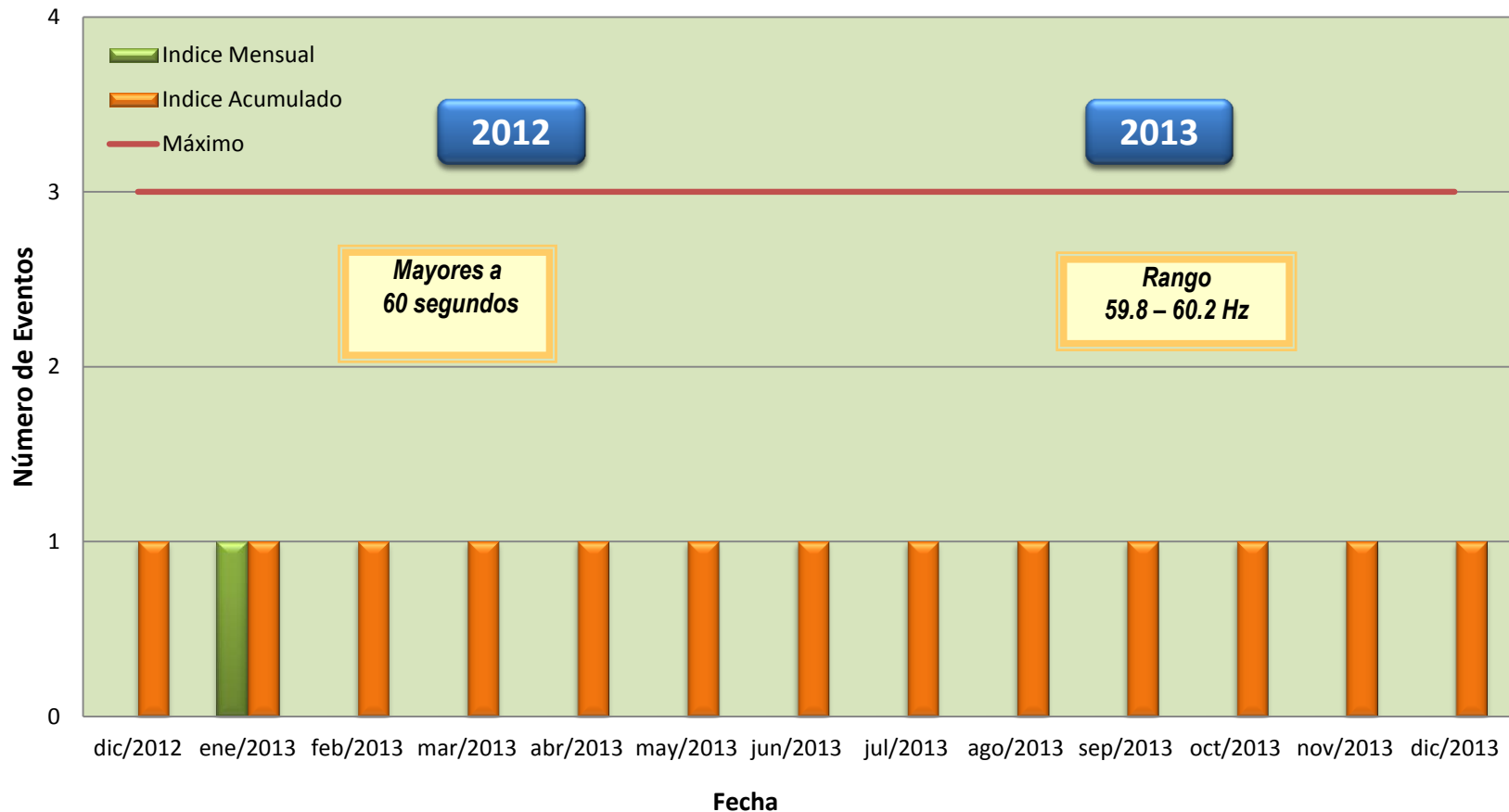
En el mes de diciembre se presentó un evento de tensión en el sistema:

2013-12-05. Disparo en ambos extremos de los circuitos Pance - Salvajina 1 230 kV y Salvajina - Juanchito 1 230 kV, quedando sin tensión la subestación Salvajina 230 kV. Se perdió generación en las unidades 1 y 3 de Salvajina con aproximadamente 95 MW cada una. El agente reporta fuertes lluvias en la zona.



Variaciones de Frecuencia

Eventos de Frecuencia Fuera de Rango Diciembre 2012 - Diciembre 2013

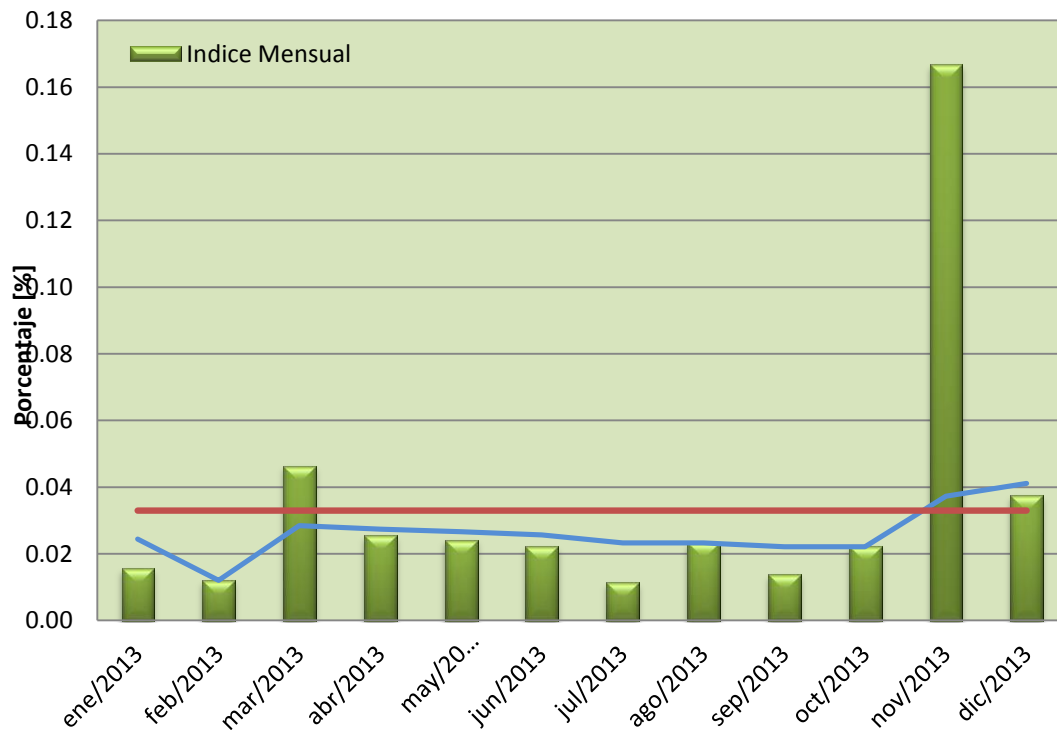


En el mes de diciembre no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema



Porcentaje de Demanda No Atendida Programada

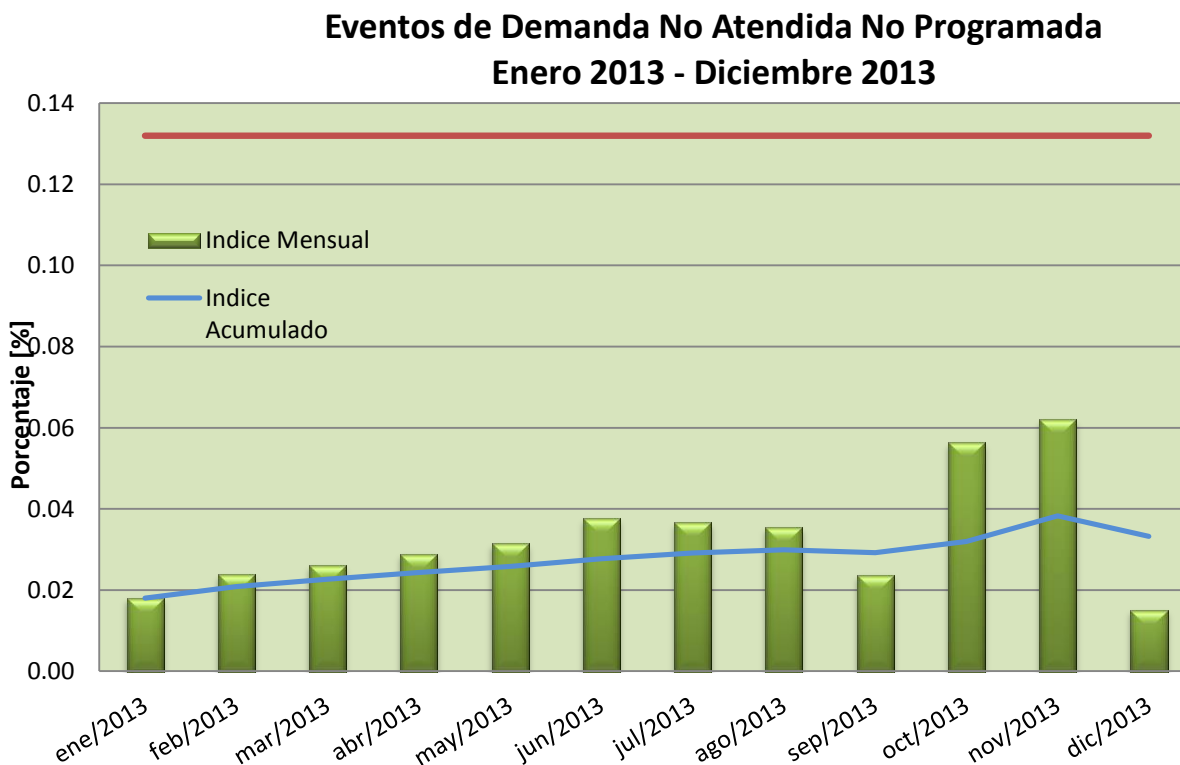
Eventos de Demanda No Atendida Programada
Enero 2013 -Diciembre 2013



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 0.55 GWh: Entre las principales causas se tienen:

- 01/12 Apertura de los circuitos Bocagrande-Cartagena 66 kV y Bocagrande-El Bosque 66kV dejando sin tensión la subestación Bocagrande 66 kV, debido a trabajos con consignación de emergencia C0102886 sobre circuito Bocagrande-Cartagena 66 kV.
- 02/12 – 03/12 Apertura del circuito Urabá - Urrá 230 kV dejando sin tensión la subestación Uraba 230 kV por trabajos en consignación C0102845.

Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada



Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender 2.53 GWh: Entre los principales eventos se tienen:

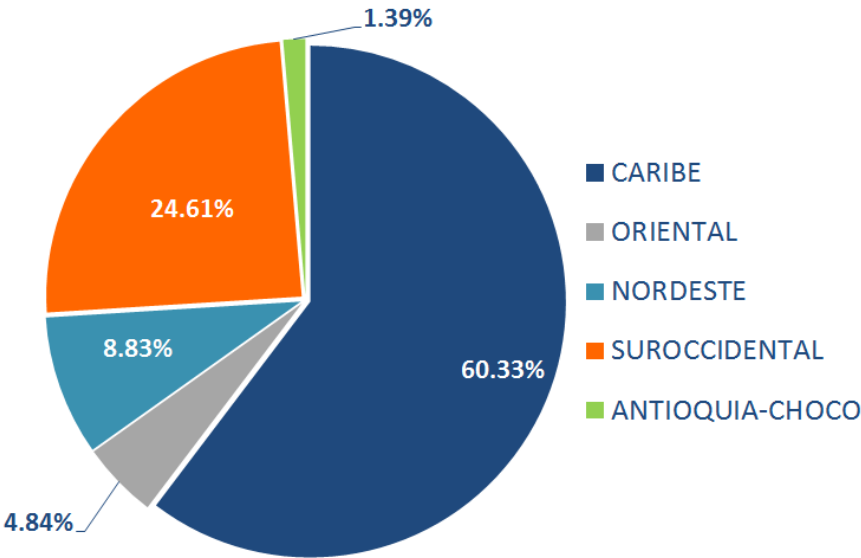
- 03/12 Disparo de los circuitos SAN ANTONIO (BOYACA) - YOPAL 1 115 kV y SAN ANTONIO (BOYACA) - YOPAL 2 115 kV dejando sin tensión las subestaciones Yopal, Aguazul, Paz de Ariporo y Termoyopal 115 kV.
- 12/12 Disparo del transformador Sabanalarga 01 100 MVA 220/110/13.8 kV, dejando sin tensión a las subestaciones a 110 kV de Salamina, Baranoa y Malambo.
- 15/12 Disparo de la bahía por 34.5 kV del transformador Boston 01 60 MVA 110/34.5/13.8 kV.

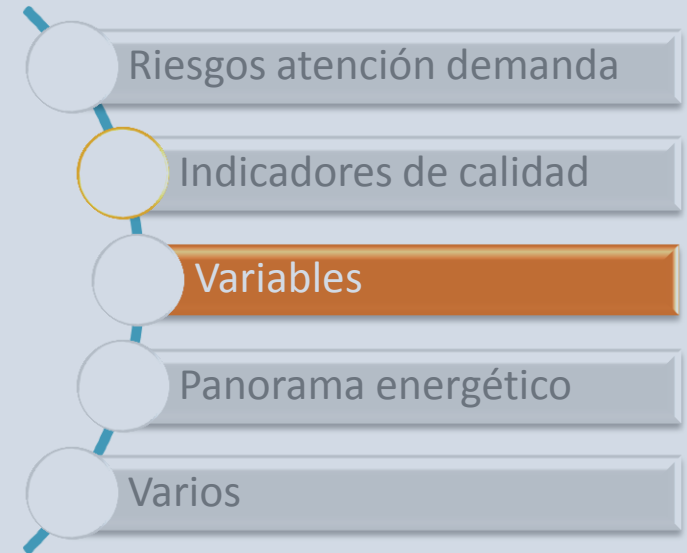


■ filial de isa

Demanda No Atendida Programada y No Programada. Por Áreas Operativas

ÁREA OPERATIVA	SUBÁREA OPERATIVA	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	TOTAL DNA [MWh]	TOTAL DNA [%]
CARIBE	ATLANTICO	0	45.74	45.74	1.98%
CARIBE	GCM	201.67	2.2	203.87	8.83%
CARIBE	CORDOBA/SUCRE	829.35	82.44	911.79	39.47%
CARIBE	BOLIVAR	182.5	49.85	232.35	10.06%
ORIENTAL	TOLIMA	0	88.34	88.34	3.82%
ORIENTAL	META	0	11.58	11.58	0.50%
NORDESTE	NORDESTE	16	187.99	203.99	8.83%
SUROCCIDENTAL	CAUCA-NARIÑO	207.67	133.55	341.22	14.77%
SUROCCIDENTAL	HUILA-CAQUET	0	76.4	76.4	3.31%
SUROCCIDENTAL	CALDAS-QUINDIO-RISARALDA	140.34	10.5	150.84	6.53%
SUROCCIDENTAL	VALLE DEL CAUCA	0	0	0	0.00%
ORIENTAL	BOGOTA	0	11.93	11.93	0.52%
ANTIOQUIA-CHOCO	ANTIOQUIA-CHOCO	0	32.00	32	1.39%
TOTAL SIN		1577.53	732.52	2310.05	100.00%





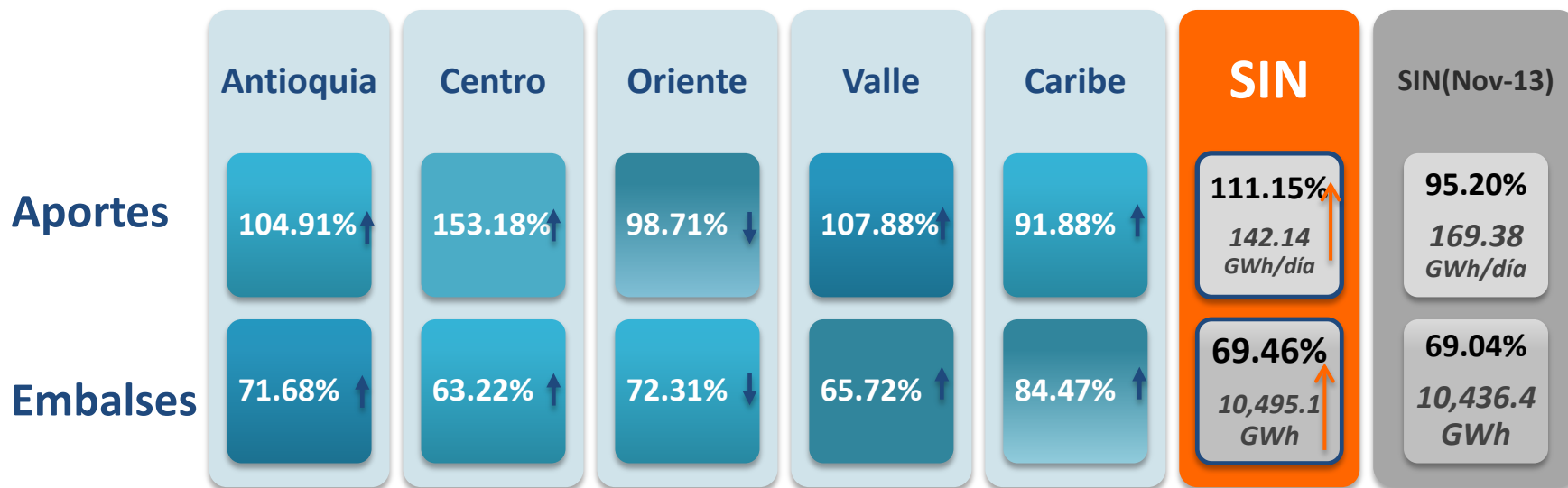
Variables

Atentados en el SIN

Estado Actual



Estado de variables hídricas al 31 de diciembre de 2013



Aportes durante 2013

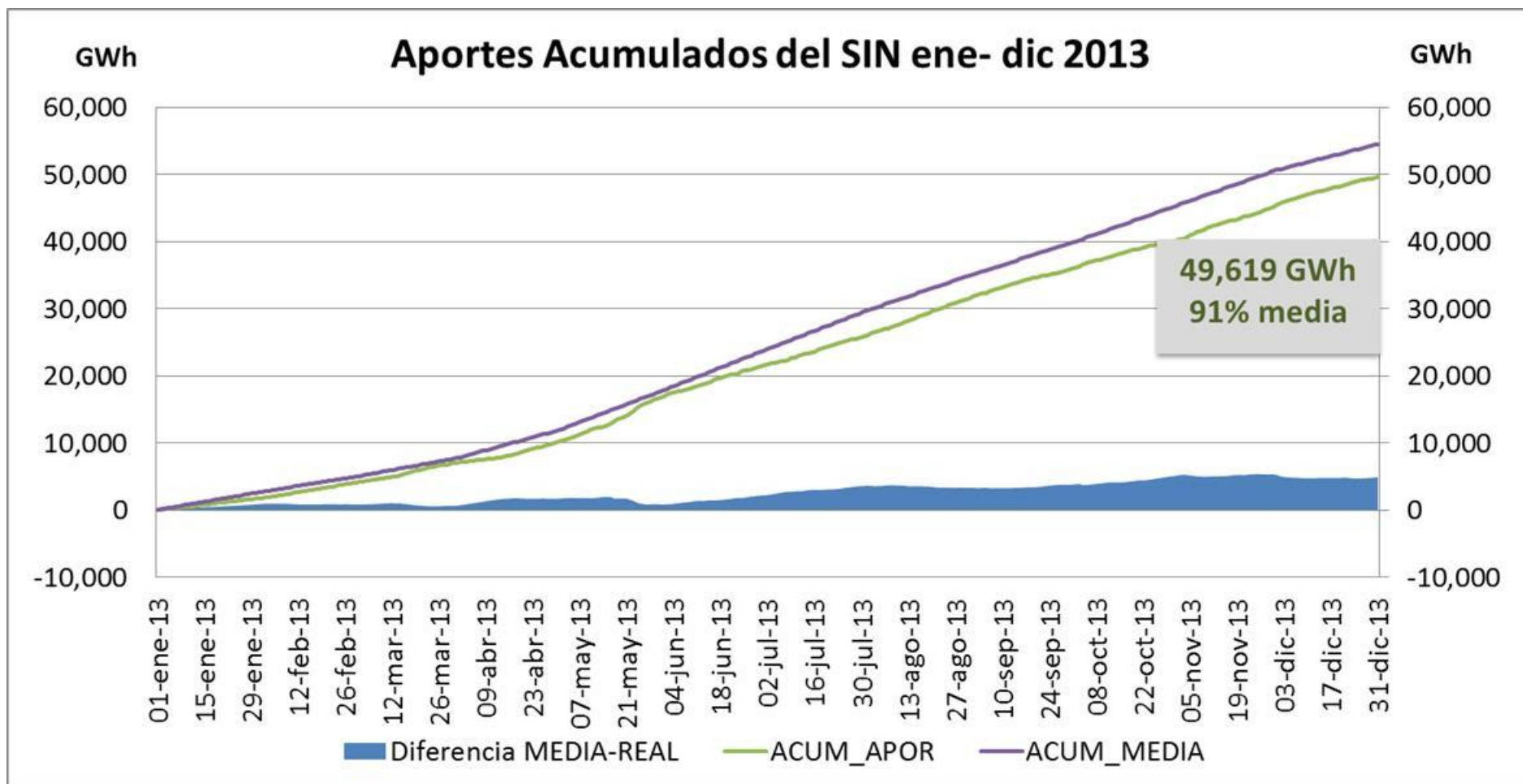
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
% media	65.7	101.6	106.9	75.1	114.4	77.5	76.0	104.4	91.3	76.8	95.2	111.2
GWh/día	56.7	81.6	97.4	103.0	216.2	153.5	147.0	179.6	145.1	136.2	169.4	142.1

Media histórica de aportes

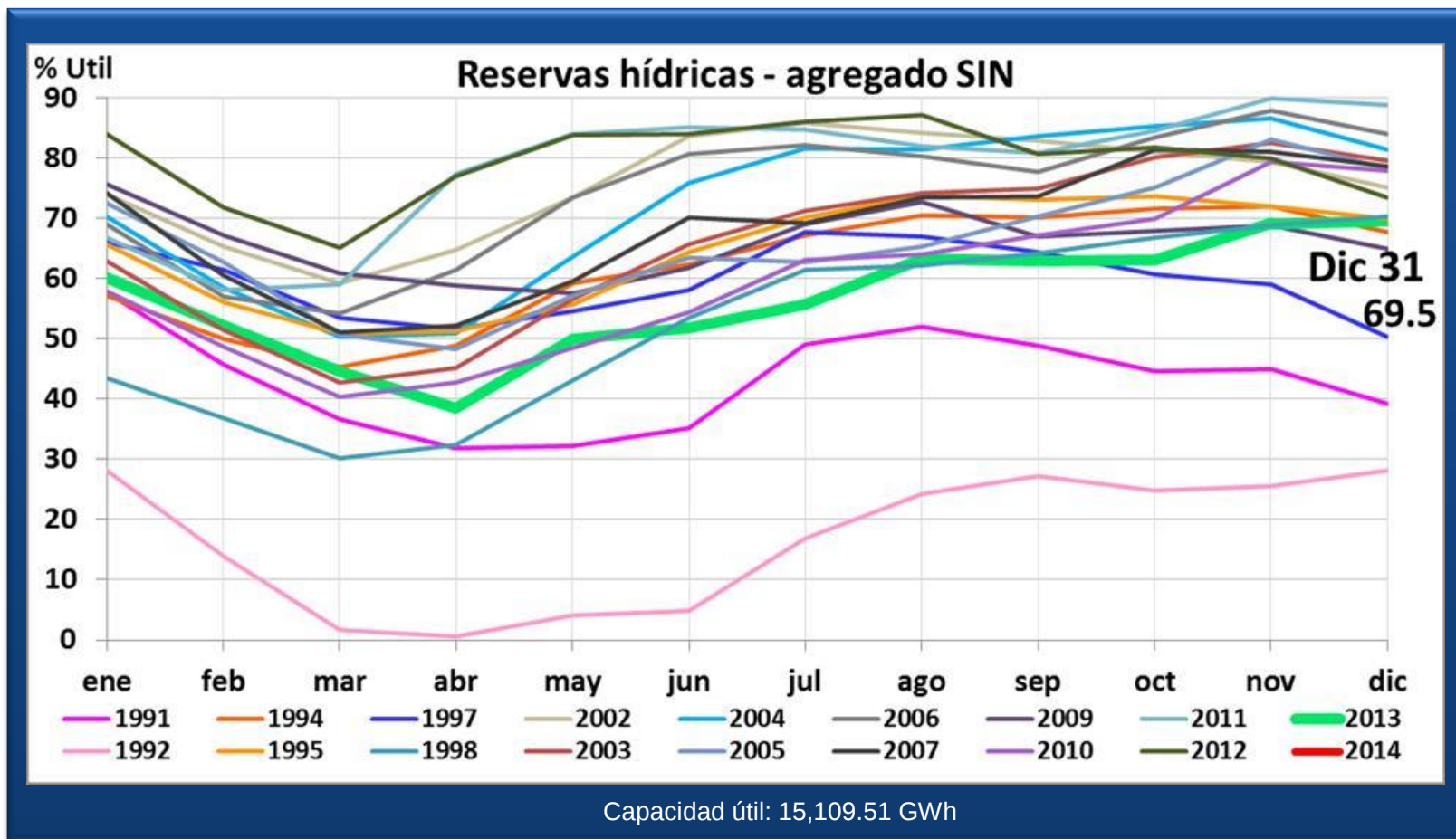
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	86.3	80.3	91.1	137.0	189.0	198.1	193.5	171.2	158.8	177.3	178.0	127.9

Datos hasta el 31 de diciembre

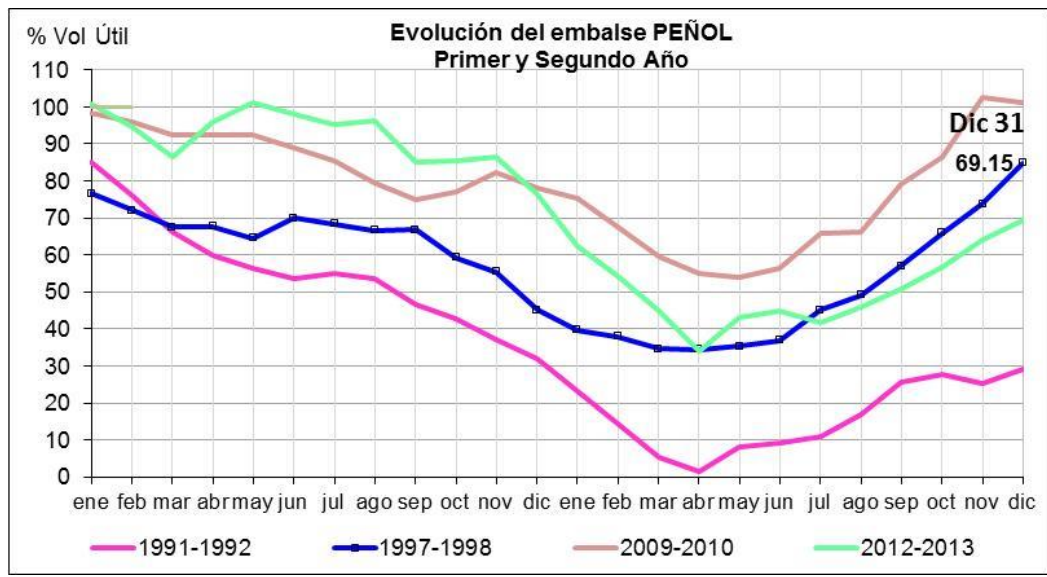
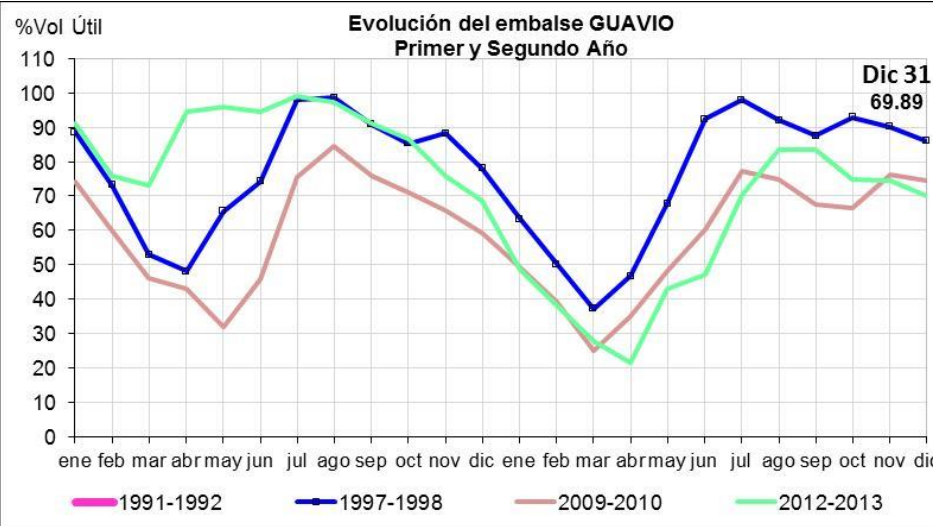
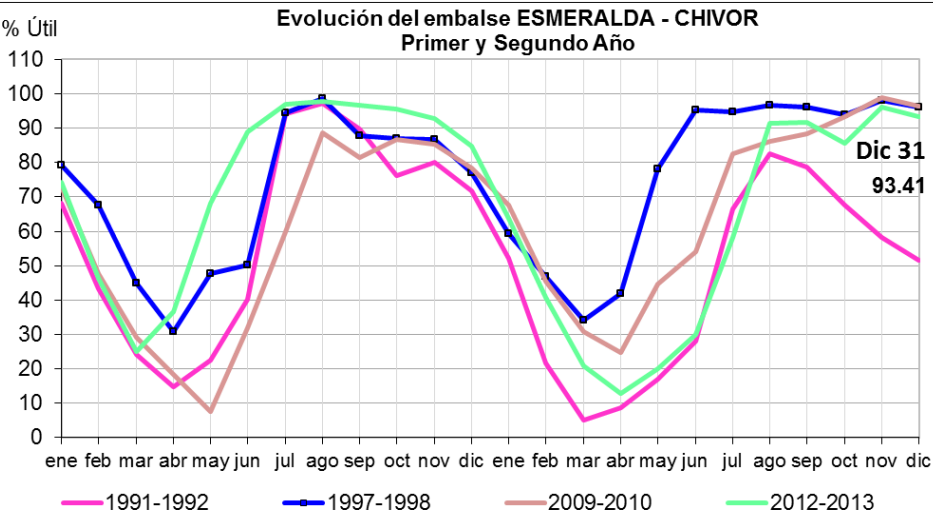
Aportes hídricos 2013



Reservas hídricas

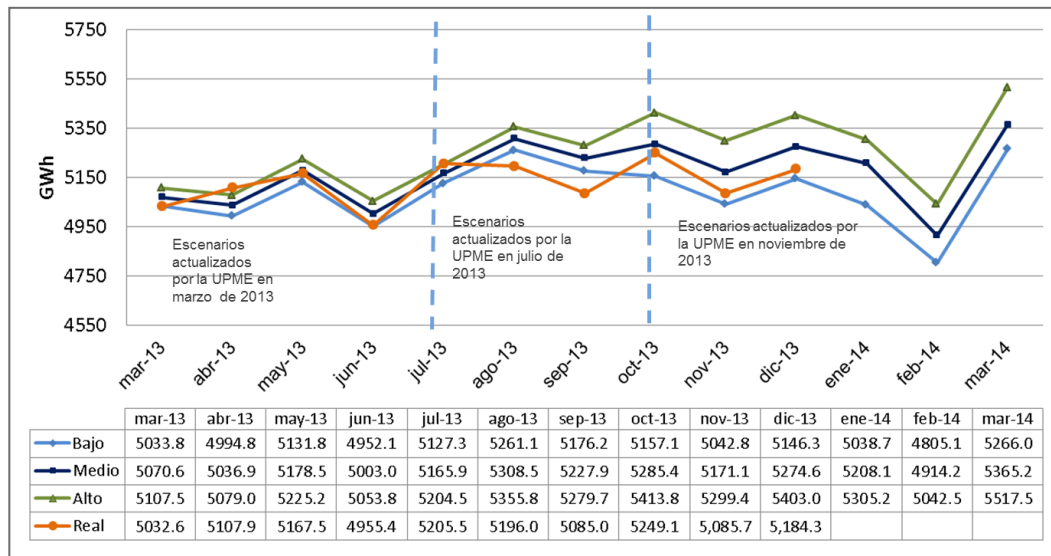


Principales embalses a diciembre 31 de 2013

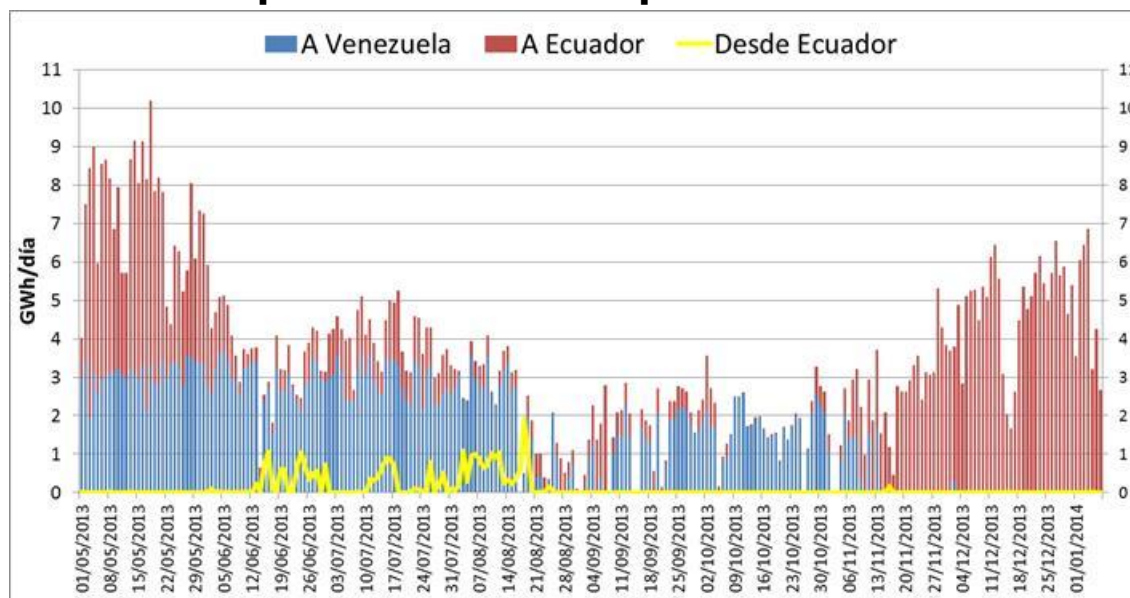


Demanda, exportaciones e importaciones

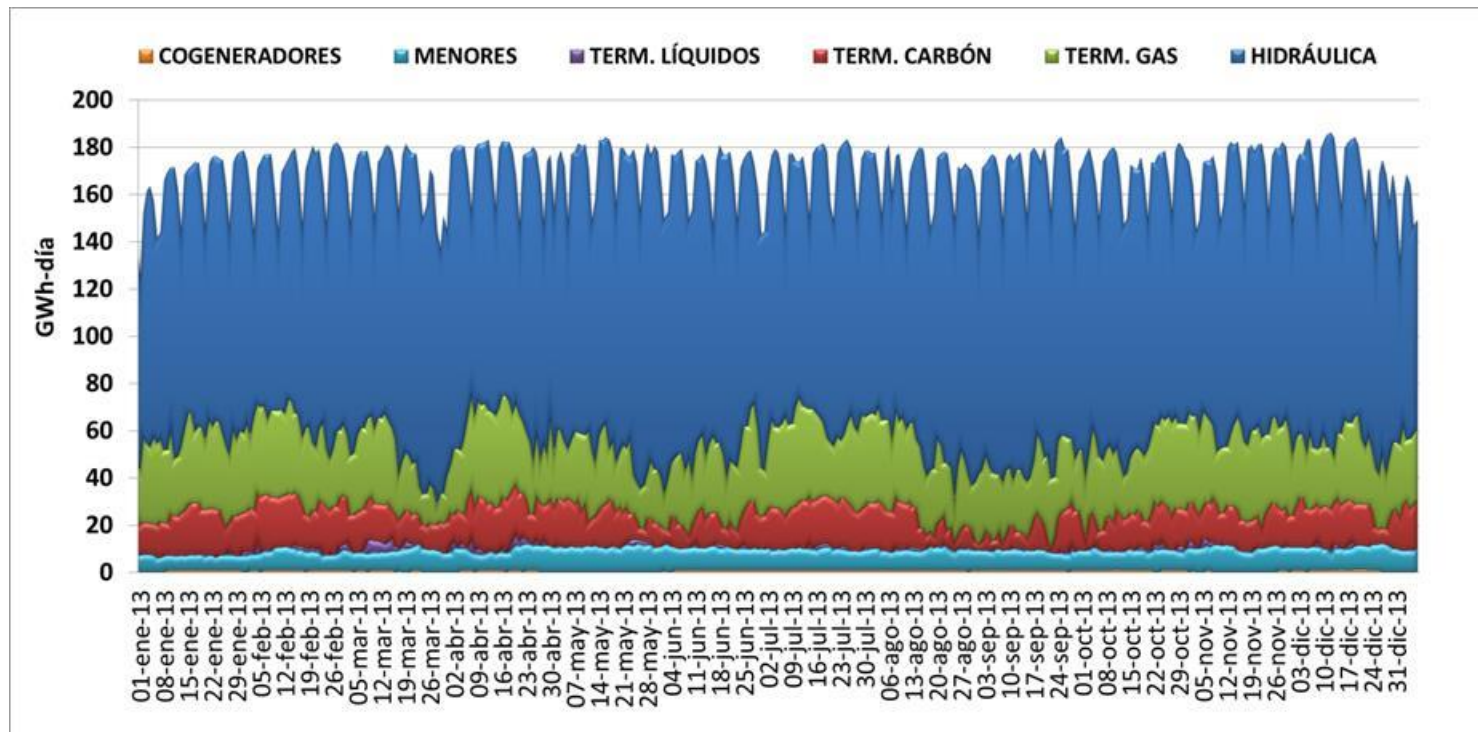
Demanda (información preliminar)



Exportaciones e importaciones



Generación total 2013



Generación promedio día (GWh/día)												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Hidráulica	107.03	107.34	116.63	111.94	121.96	117.54	108.78	115.62	124.29	115.95	111.02	116.82
Térmica	50.61	54.62	41.89	52.98	41.08	40.89	53.38	44.35	38.02	45.86	51.27	44.70
Gas	32.27	33.30	25.19	32.81	25.51	28.19	33.96	30.65	27.68	30.61	34.51	27.83
Carbón	17.27	19.98	14.26	18.32	14.76	11.76	18.47	12.74	9.67	14.17	15.19	15.92
Líquidos	1.07	1.34	2.43	1.85	0.81	0.94	0.95	0.95	0.68	1.08	1.57	0.95
Menores	6.39	7.80	8.33	8.84	10.39	9.41	8.74	8.56	8.05	8.22	9.73	9.68
Cogeneradores	0.90	0.99	0.89	0.95	0.60	0.60	1.08	1.10	1.10	1.09	0.77	1.04
Total	164.93	170.76	167.73	174.72	174.03	168.44	171.98	169.63	171.46	171.12	172.79	172.24

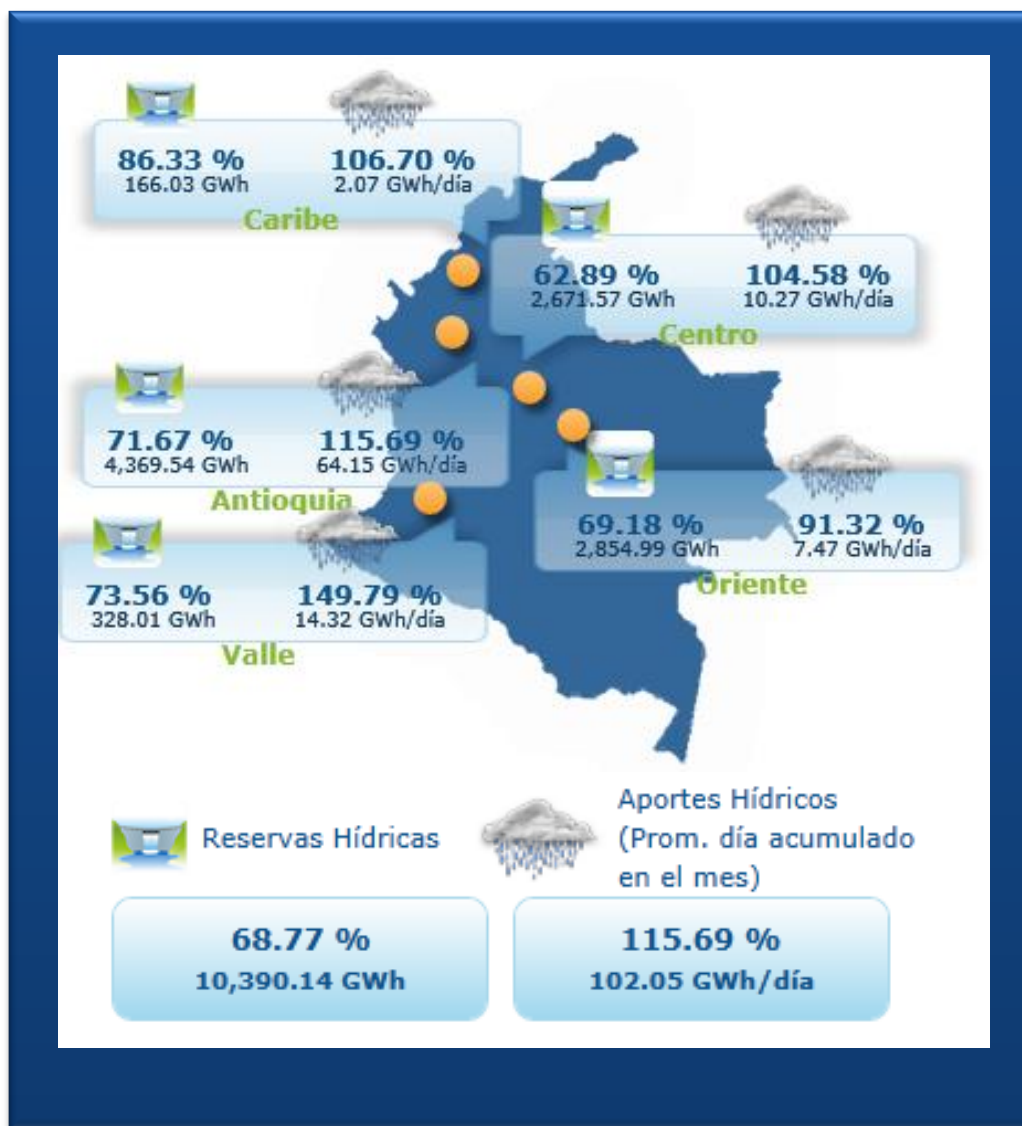


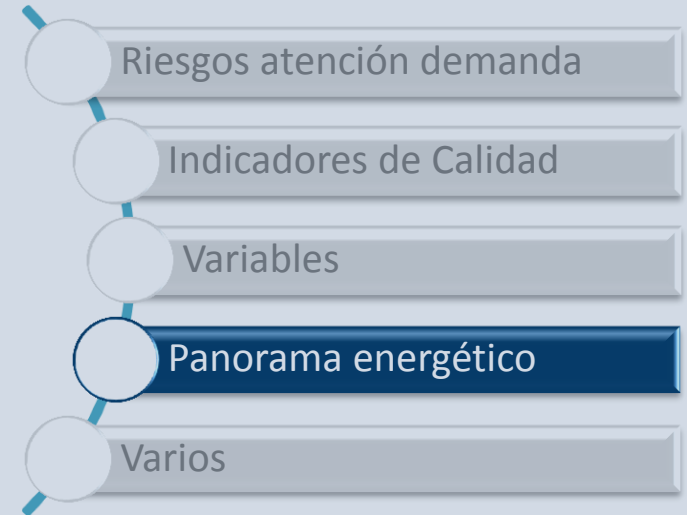
Resumen de variables de la operación 2012-2013

Variables	2012	2013	Variación	Crec.
OFERTA				
Volumen útil diario (GWh)	11,180.6	10,495.1	-685.6	-6.1%
Volumen respecto a capacidad útil	73.4%	69.5%		
Aportes hídricos (GWh)	56,446.7	49,618.6	-6,828.1	-12.1%
Aportes respecto a la media histórica	103.8%	91.0%		
Vertimientos (GWh)	2,434.1	150.7	-2,283.4	-93.8%
GENERACIÓN				
Hidráulica(GWh)	44,923.6	41,835.9	-3,087.7	-6.9%
Térmica(GWh)	11,506.0	16,838.6	5,332.7	46.3%
Plantas Menores (GWh)	3,212.6	3,170.1	-42.5	-1.3%
Cogeneradores (GWh)	346.7	352.0	5.3	1.5%
TOTAL(GWh)	59,988.9	62,196.6	2,207.7	3.7%
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES				
Exportaciones a Ecuador(GWh)	236.0	652.3	416.3	176.4%
Importaciones de Ecuador(GWh)	6.5	28.5	22.0	337.8%
Exportaciones a Venezuela(GWh)	478.4	715.0	236.6	49.4%
DEMANDA				
Nacional del SIN(GWh)	59,354.8	60,890.6	1,535.8	3.8%
Demanda No Atendida (GWh)	88.8	42.5	-46.3	2.3%
Demanda Máxima de Potencia(MW)	9,504.0	9,504.0	0.0	0.0%
Capacidad neta SIN (MW)				
Hidráulica	9,185.0	9,315.0	130.0	1.4%
Térmica	4,426.0	4,521.0	95.0	2.1%
Plantas Menores	693.0	662.3	-30.8	-4.4%
Cogeneradores	57.0	66.3	9.3	16.3%
TOTAL	14,361.0	14,564.6	203.5	1.4%

Datos preliminares

Estado de variables hídricas a 8 de enero de 2014

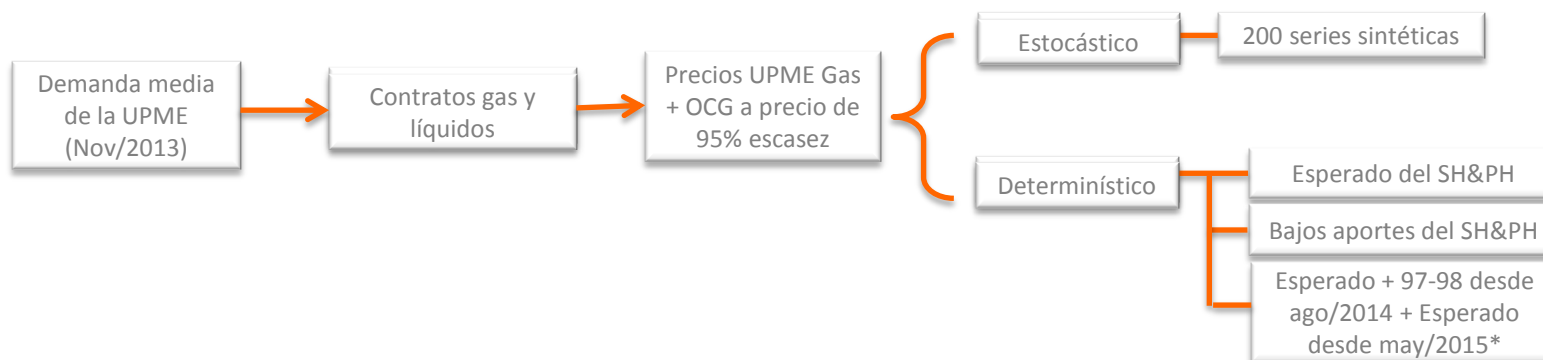




Panorama energético

Resumen Información Básica Simulaciones

104 semanas (Ene/14 – Ene/16)



VARIABLE/INFORMACIÓN	DESCRIPCIÓN
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME Marzo/2013 para Gas, Fuel Oil y carbón
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
Desbalance Hídrico	14 GWh/día
Plantas menores	5 GWh-día
Disponibilidad de Combustibles	Gas libre y Contratos de Gas y líquidos
Exportaciones Internacionales	Ecuador 5 GWh/día en los meses de Diciembre a Abril y 2 GWh/días en los otros meses. Venezuela 0 GWh/día en los meses de Dic/13 a Abril/14 y 3 GWh/día en los otros meses.

Información de contratos

Información de contratos (GBTUD)

Gas

Recurso	Cantidad contratada de gas en la circular 057 2013-2014		Cantidad contratada de gas en la circular 057 2014-2015		Cantidad contratada de gas en la circular 078 De enero a noviembre de 2014		
	TOP	OCG	TOP	OCG	Firme	Firmeza condi.	OCG
Flores 1	0	43.5	0	50	12.93	-	-
Flores 4B				21.5			
				10.8			
Tebesa*	45	64	45	64	64.83	-	-
				35.5			
				21.5			
Proelectrica	0	15	0	15	-	-	-
Merilectrica	3.6	6.5	3.6	0	9.6	-	-
Termocentro	19.07	0	19.07	De dic a jun	0	29	-
			0	De jul a nov			
Termoemcali	16	0	16	Dic	0	-	-
			0	De ene a nov			
Termovalle*	36	0	0	0	-	-	29
	0						

Líquidos

Recurso	Vigencia 13-14 y Vigencia 14-15
Barranquilla	34
Cartagena	55
Candelaria	75
Termosierra	52.882
Termodorada	12
Termocentro	27.119
Termoemcali	38.2
Flores	126.7

La información de los contratos de combustibles líquidos es la indicada por los generadores térmicos al CNO en Julio 2013, se suponen las mismas cantidades para la vigencia 2014-2015.

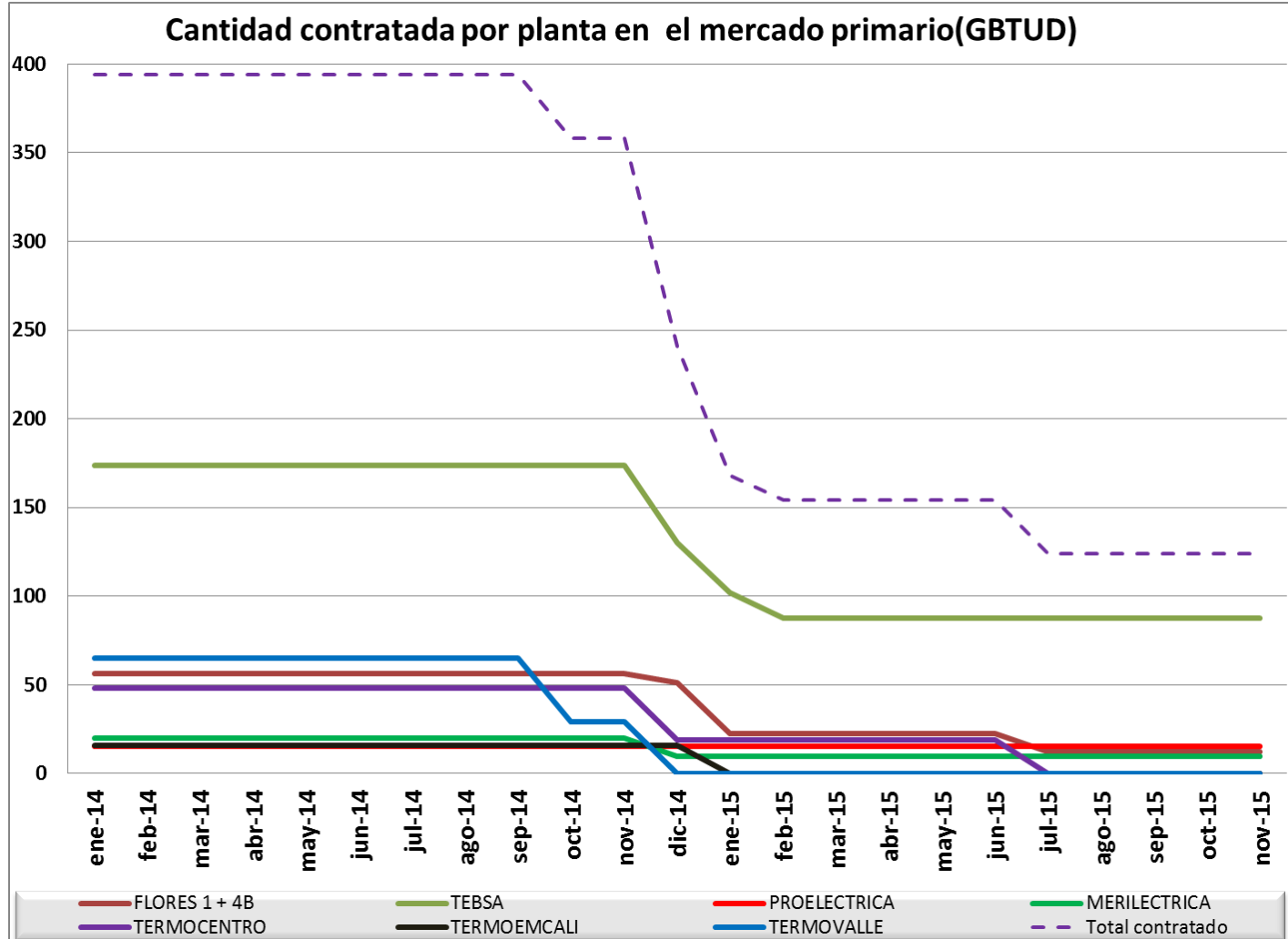
*Se considera solo la cantidad necesaria para operar a plena carga



filial de isa

Información de contratos

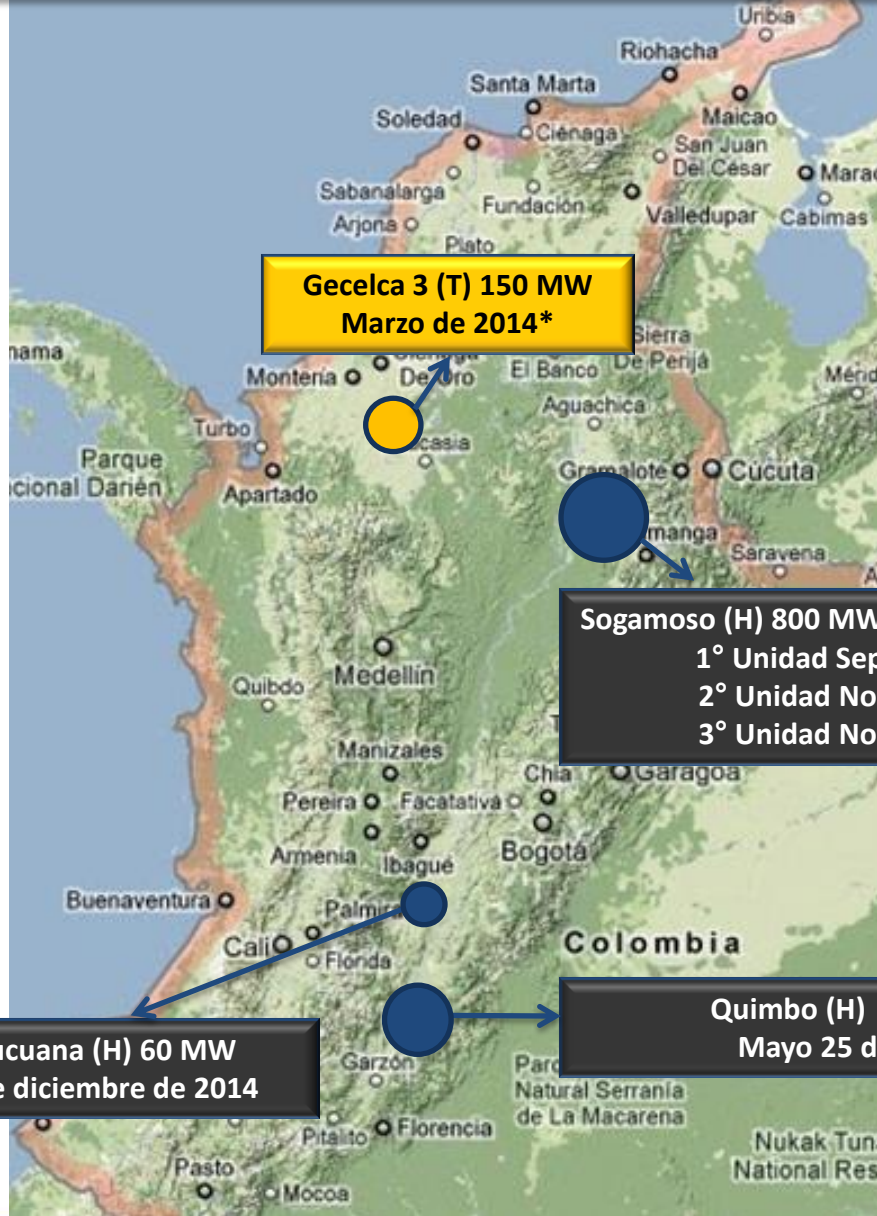
Información de contratos gas (GBTUD)



En Circular CREG 079 la CREG publicó la capacidad excedentaria declarada por los titulares de capacidad contratada, como parte del mecanismo de transición para el proceso úselo o véndalo de largo plazo

Supuestos

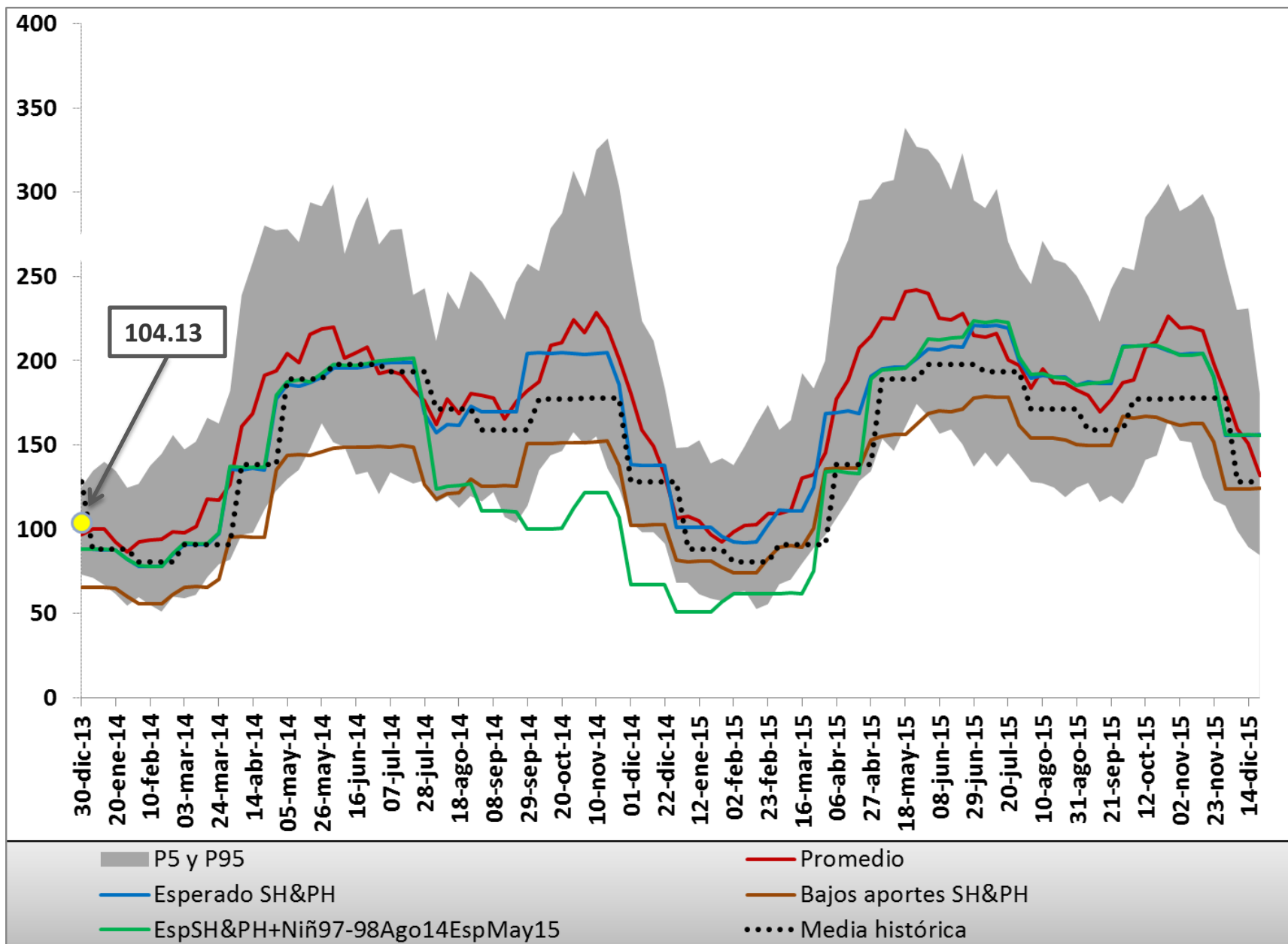
Plan de expansión de generación mediano plazo



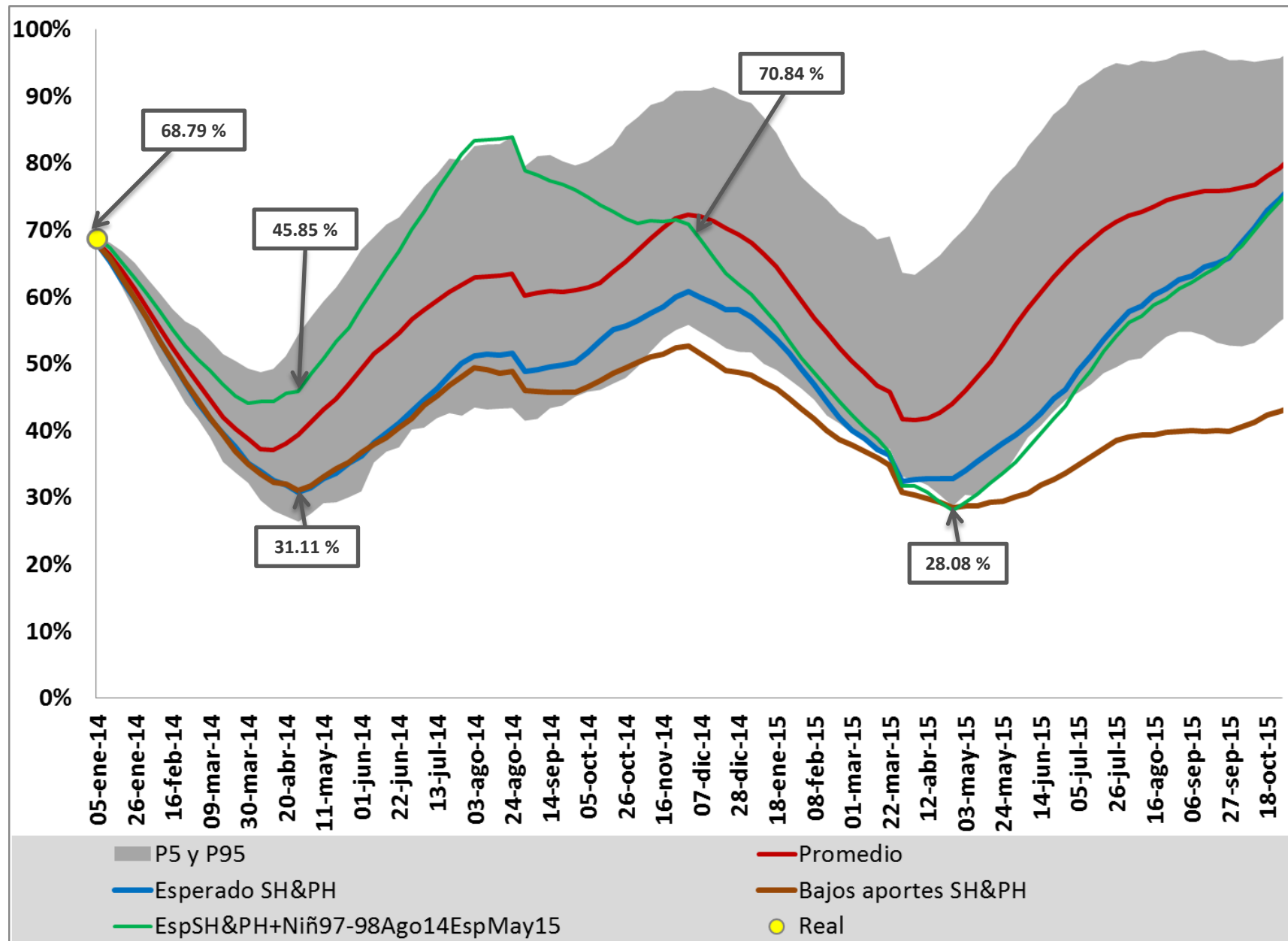
Para las simulaciones se considera la fecha dada por el auditor en el último informe de seguimiento a la curva "S".

*Fecha reportada por Gecelca en octubre de 2013

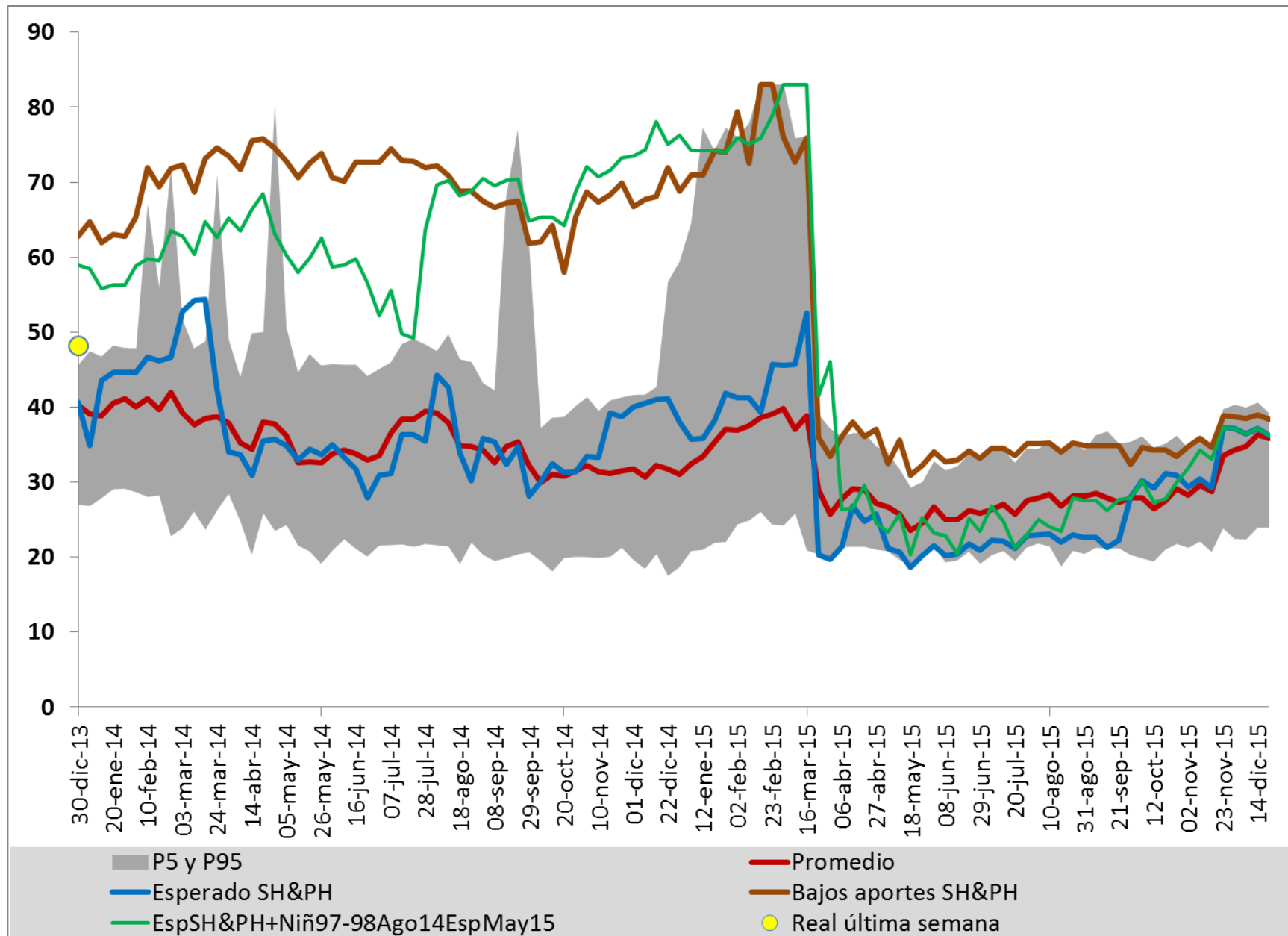
Aportes hidrológicos (GWh/día)



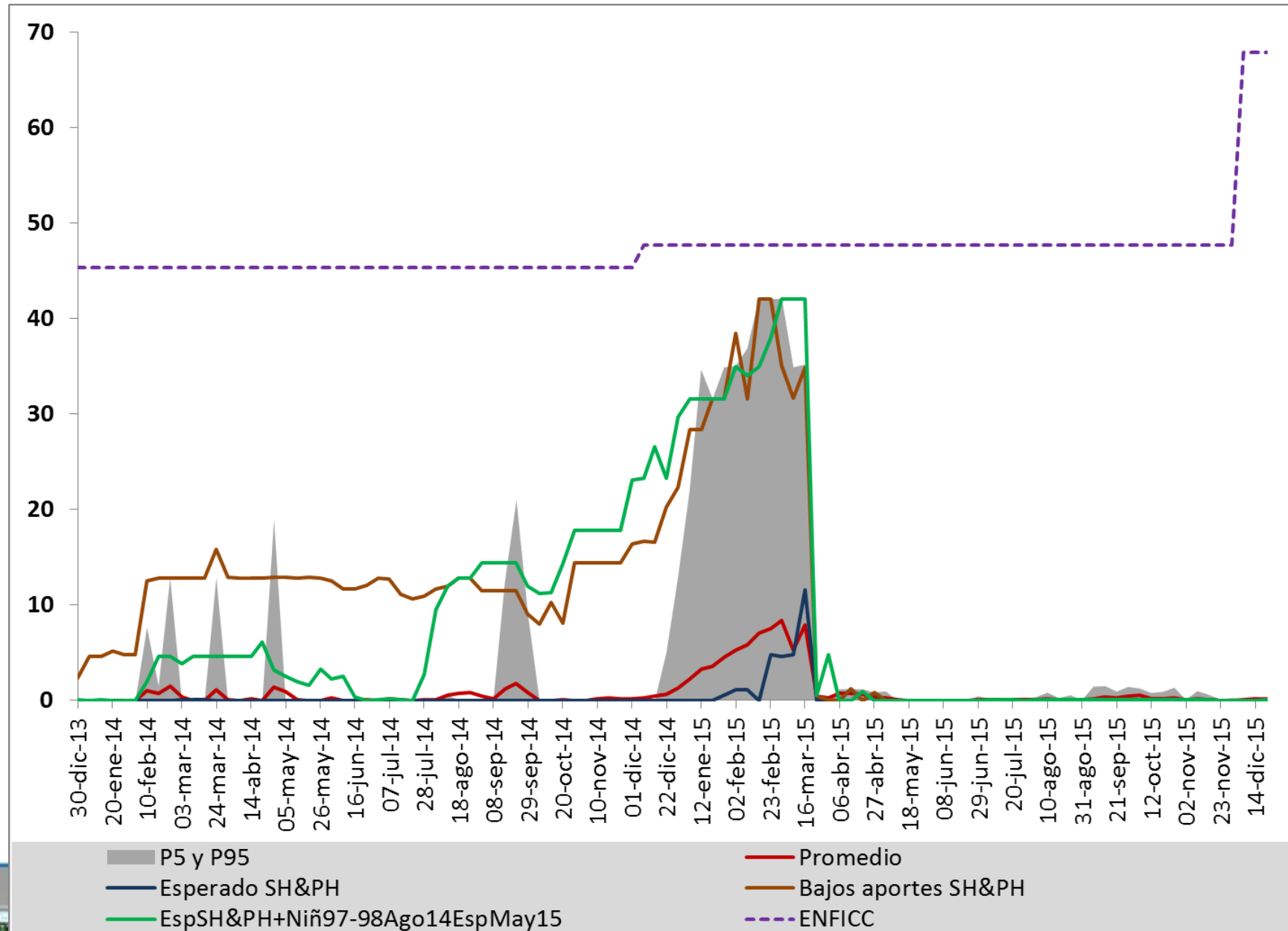
Embalse Agregado %



Generación Térmica [GWh/día]

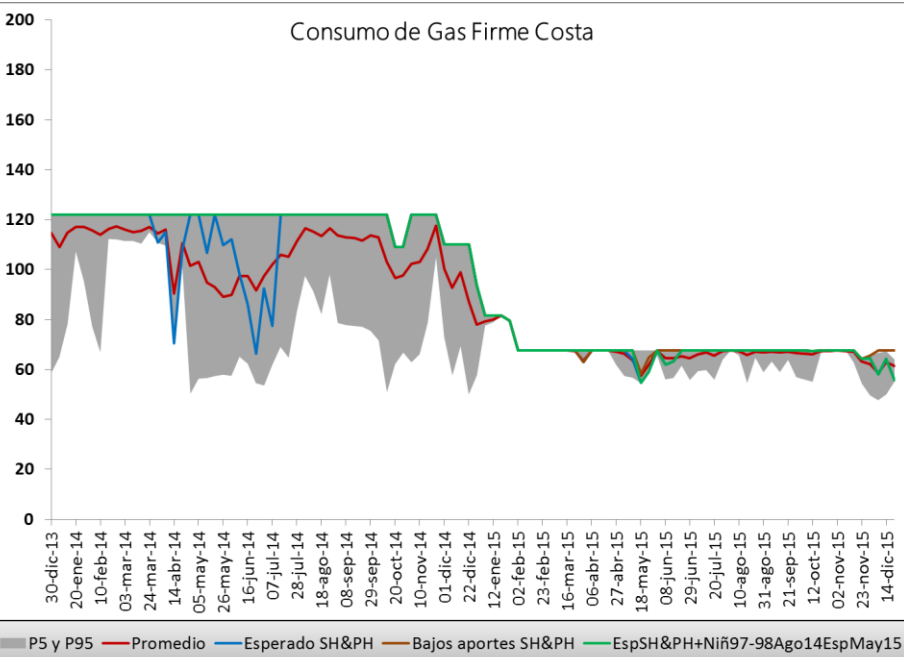


Generación Térmica a líquidos [GWh/día]

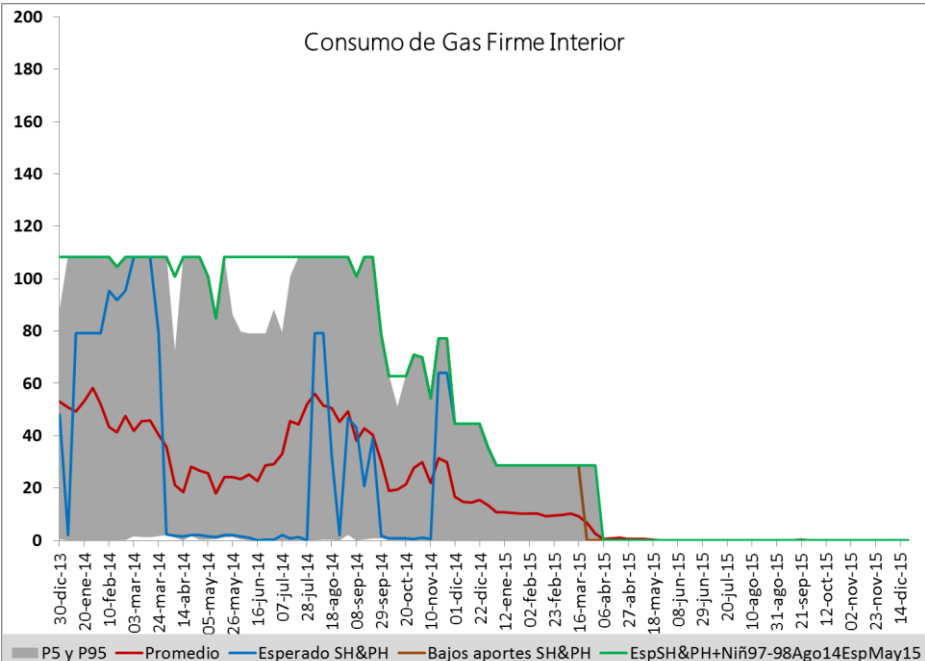


Consumo de Gas [GBTUD]

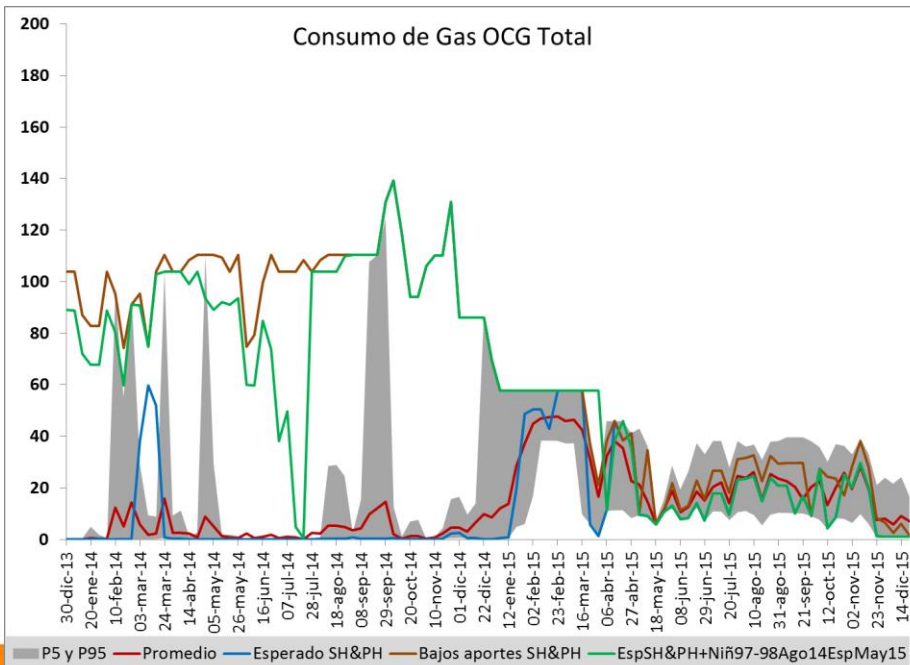
Consumo de Gas Firme Costa



Consumo de Gas Firme Interior



Consumo de Gas OCG Total

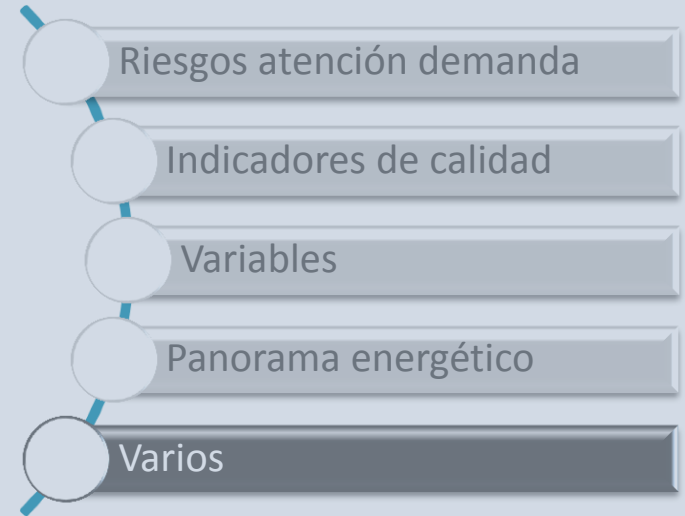


Conclusiones

1. Con los supuestos y la disponibilidad de combustibles, reportada en las circulares CREG 057 078 y entregada por los agentes al CNO, los resultados de las simulaciones para el verano 2013-2014, muestran que ante condiciones esperadas de aportes del SH&PH, se requieren despachos promedio semanal de generación térmica por encima de los 40 GWh/día.
2. En series de bajos aportes del SH&PH, el modelo muestra que es necesario contar con valores de generación térmica máxima de 75 GWh/día, requiriendo más de 12 GWh/día de generación térmica a líquidos. Este resultado resalta la importancia del estudio de la viabilidad de la logística de abastecimiento de combustibles líquidos.
3. El escenario con hidrologías como la histórica ocurridas en el 97-98 y simulada en el temporada seca 2014-2015, indica que los niveles de exigencia de generación térmica a lo largo del horizonte están por encima de 60 GWh/día y alcanza valores superiores a 80 GWh/día en dicha temporada.
4. Según los resultados del modelo, se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se pueda garantizar al menos las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme (Cantidad total contratada: Firme + OCG).
5. Los resultados de las simulaciones, evidencian la necesidad de utilizar de manera intensiva las cantidades contratadas en periodos de bajos aportes.

Recomendaciones

1. Garantizar la calidad en la información que suministran los agentes (combustibles, pronósticos hidrológicos, series hidrológicas, parámetros de máquinas, factores de conversión, capacidad de potencia reactiva, etc.), con el fin de que los análisis del planeamiento operativo den señales adecuadas y oportunas para la atención segura, confiable y económica de la demanda.
2. Durante los meses de enero de 2013 a abril de 2014, es necesario maximizar la disponibilidad de la infraestructura de transmisión y generación.
3. Se recomienda al parque térmico estar preparados para ser despachadas con generaciones que pueden alcanzar sus OEF, dada la alta incertidumbre en los aportes. En el caso de generaciones respaldadas con combustibles líquidos, asegurar por parte de los agentes, la logística actual de suministro, transporte y almacenamiento que permita entregar en forma efectiva las cantidades requeridas durante períodos prolongados de tiempo y de forma simultánea con los diferentes recursos del SIN.
4. Fortalecer la coordinación entre los sectores gas, líquidos y electricidad como una de las acciones claves para mejorar la confiabilidad para la atención de la demanda.
5. Es importante adelantar en el Sector campañas para uso racional de energía, que favorezcan el abastecimiento energético ante una eventual disminución en los aportes hídricos.



Varios

Nuevas Resoluciones

Nuevas resoluciones

- Resolución 9 1159 de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, por la cual se modifica la Resolución 18 0423 y se subroga la Resolución 9 0772 de 2013 mediante las cuales se adoptaron los Planes de Expansión de Referencia para Transmisión 2012-2025 y 2013-2027.



■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

 XM filial de ISA

 @XM_filial_ISA

Volumen de los embalses a la fecha

	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	94.0	0.0
MIRAFLORES	90.6	0.0
PENOL	68.4	0.0
PLAYAS	75.8	0.0
PORCE II	14.1	0.0
PORCE III	60.4	0.0
PUNCHINA	44.3	0.0
RIOGRANDE2	86.5	0.0
SAN LORENZO	91.4	0.0
TRONERAS	28.1	0.0
total Antioquia	71.7	0.0

CARIBE	%	GWh
URRA1	87.3	0.0
total Caribe	87.3	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	61.2	0.0
BETANIA	78.8	0.0
MUNA	91.8	0.0
PRADO	97.1	0.0
total Centro	62.7	0.0

	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	50.5	0.0
ESMERALDA	89.3	0.0
GUAVIO	68.1	0.0
total Oriente	69.5	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	88.8	0.0
CALIMA1	74.3	0.0
SALVAJINA	71.4	0.0
total Valle	74.2	0.0

Total Acumulado -SIN-	68.81%	0.00
------------------------------	---------------	-------------



filial de isa

Datos hasta el 07 ene

Aportes hídricos acumulados a la fecha

ANTIOQUIA		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	8.1	143.9
CONCEPCION	1.5	108.5
DESV. EEPPM (NEC,PAJ,DOL)	1.8	80.5
DESV. GUARINO	0.5	33.8
DESV. MANSO	0.4	86.3
GRANDE	7.9	106.2
GUADALUPE	3.5	91.9
GUATAPE	4.5	109.9
MIEL I	6.2	153.0
NARE	15.1	116.3
PORCE II	9.5	132.4
PORCE III	1.3	83.6
SAN CARLOS	4.1	173.8
TENCHE	0.6	85.1
TOTAL REGIÓN	65.0	117.26

CENTRO		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
AMOYA	0.8	55.0
BOGOTA N.R.	3.4	95.5
MAGDALENA BETANIA	3.7	86.4
PRADO	0.6	105.5
TOTAL REGIÓN	8.5	86.3

VALLE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
ALTOANCHICAYA	8.8	191.1
CALIMA	0.8	164.7
CAUCA SALVAJINA	4.1	103.8
DIGUA	0.6	175.8
FLORIDA II	0.2	138.5
TOTAL REGIÓN	14.5	151.99

ORIENTE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	2.6	97.0
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	4.9	436.3
GUAVIO	3.8	88.7
TOTAL REGIÓN	11.3	137.65

CARIBE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
SINU URRRA	2.2	111.9
TOTAL REGIÓN	2.2	111.86

	GWh día	%media
TOTAL ACUMULADO SIN	105.3	119.4

	
---	---

Anexo

**Detalle Modificación fechas de entrada en
operación proyectos expansión STN**



Impactos y Riesgos Operativos ante la
Modificación de Fechas del Plan de
Expansión

Caracolí 220/110kV

Descripción del Proyecto Caracolí

Nueva subestación Caracolí 220kV con doble transformación en Caracolí de 150MVA cada uno

Nuevo corredor Flores – Caracolí – Sabanalarga 220kV

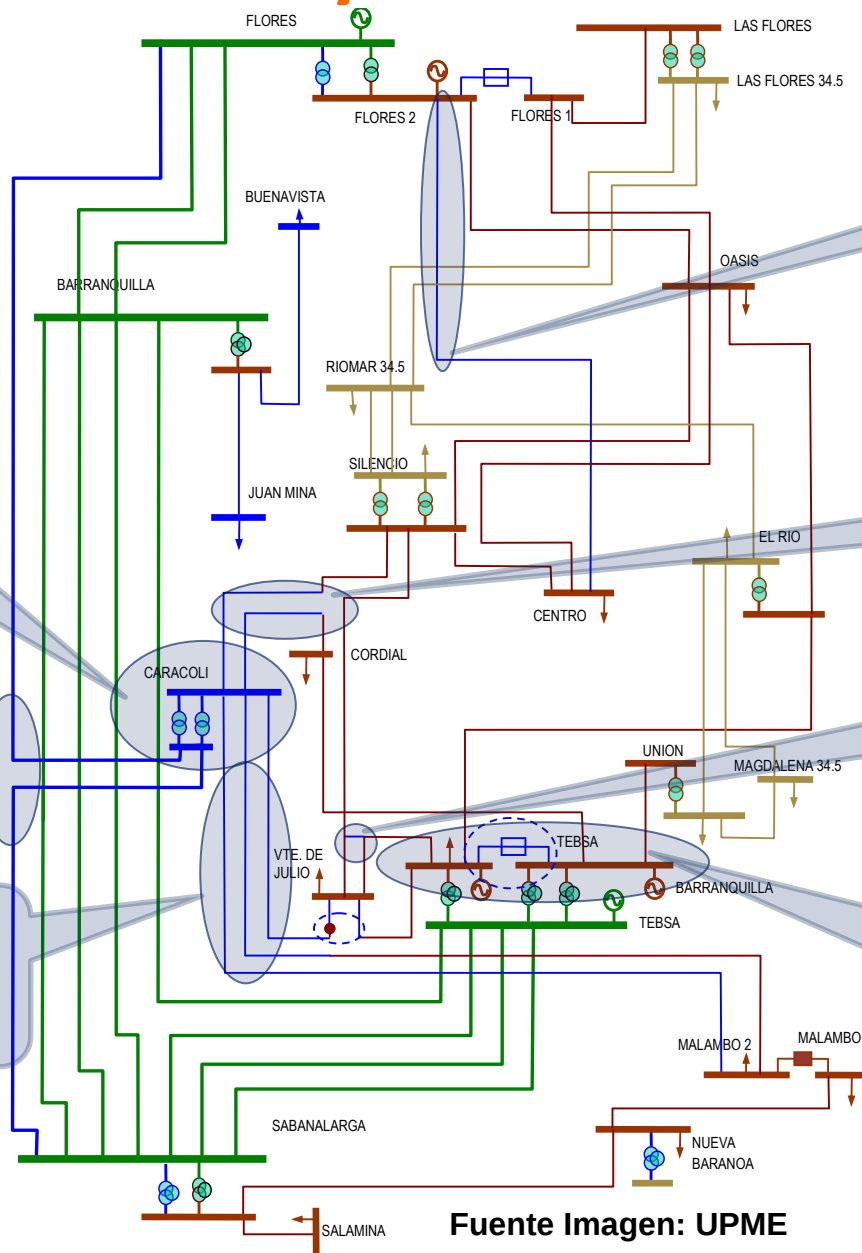
Nuevo circuito Caracolí – Malambo 110kV y reconfiguración del circuito Veinte de Julio – Malambo 110kV

Nuevo circuito Flores – Centro 110kV

Reconfiguración del circuito Cordialidad – Silencio

Reconfiguración de los circuitos Tebsa – Vte de Julio y Vte de Julio – Silencio 110kV

Subestación Tebsa 110kV seccionada y separación de unidades de Tebsa 110kV
El seccionamiento implica la construcción de una nueva subestación 110kV.

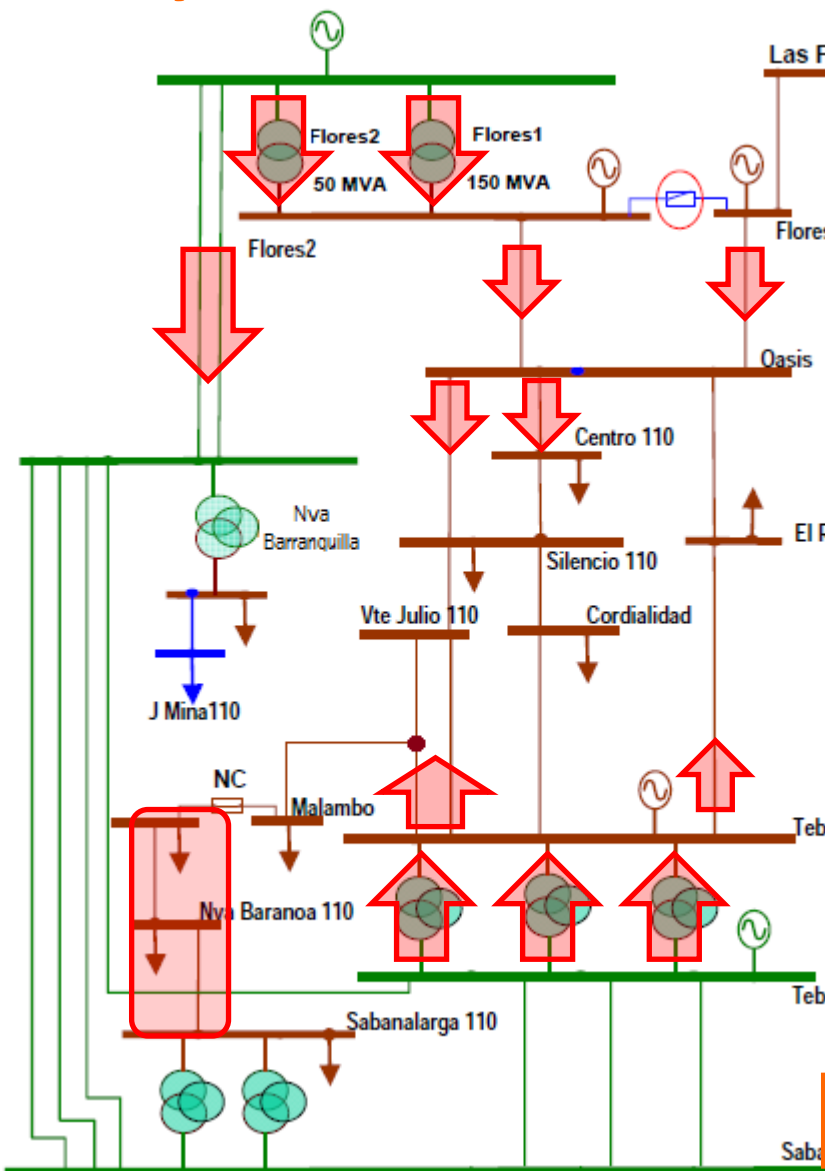


Fuente Imagen: UPME



filial de isa

Situación subárea Atlántico año 2015 y Beneficios del Proyecto Caracolí



Restricción	Impacto	Beneficio del Proyecto
Agotamiento en la capacidad de transformación en Tebsa y Flores	Generación de seguridad a nivel de 110kV.	Reducción de la generación de seguridad a nivel de 110kV ya que se cuenta con un nuevo punto de conexión.
Agotamiento de la capacidad de transporte de la red a 110 kV	Generación de seguridad o atrapamientos para mantener un balance entre la generación de Tebsa + Barranquillas y la generación de Flores 1 y Flores 4.	Reducción de la generación de seguridad o atrapamientos ya que el balance entre los diferentes recursos de generación se hace menos estricto.
Agotamiento de la capacidad de los circuitos Flores – Nueva Barranquilla 1 y 2 220kV para evacuar toda la generación de Flores en demanda mínima	Atrapamiento de generación en Flores 1 y Flores 4.	Eliminación del atrapamiento de generación en Flores a través del nuevo corredor Flores – Caracolí – Sabana 220kV
Cargas de Nva Baranoa, Salamina y Malambo atendidas radialmente	Desatención de demanda ante contingencias sencillas	A través del proyecto se puede cerrar el interruptor en Malambo, lo que permitiría atender esta demanda desde Tebsa y Sabana

Es importante resaltar que estos beneficios se van reduciendo a medida que crece la demanda del área



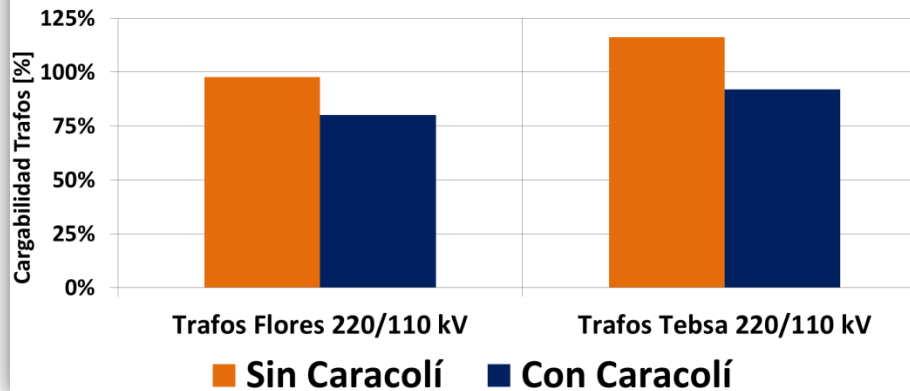
filial de isa

Impacto por la ausencia del proyecto Caracolí para el año 2015

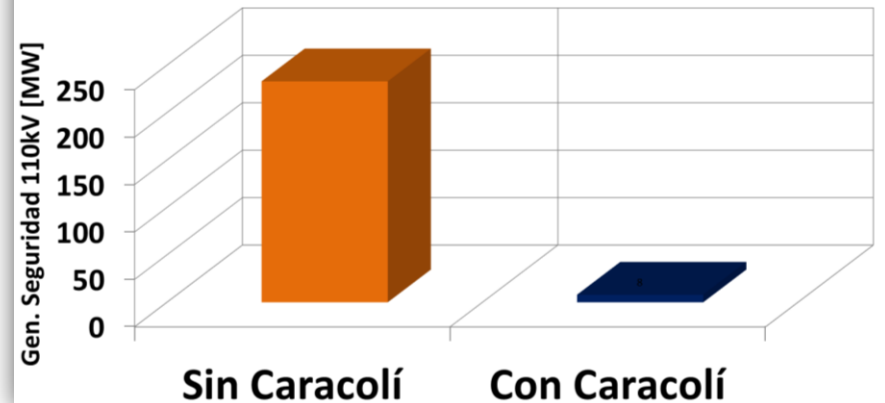
Agotamiento capacidad de transformación en Flores y Tebsa 220/110kV

Este agotamiento de capacidad ha implicado un sobre costo en la operación del sistema debido a la programación de generación de seguridad térmica a nivel de 110kV. Con el crecimiento natural de la demanda, esta condición se hace más crítica, necesitando cada vez más generación de seguridad para mantener los niveles de confiabilidad y seguridad requeridos.

Cargabilidad Trafos Flores y Tebsa 220/110kV en estado normal de operación sin generación de seguridad en 110kV



Generación de Seguridad a nivel de 110kV para cubrir N-1 en Transformación 220/110kV



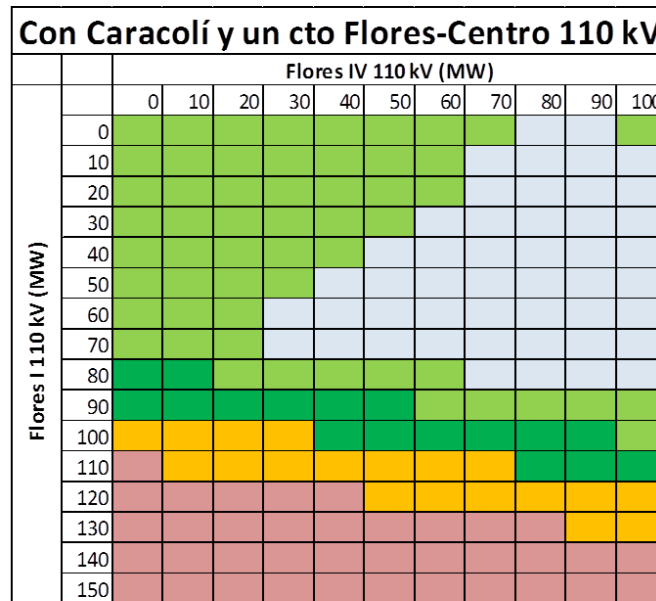
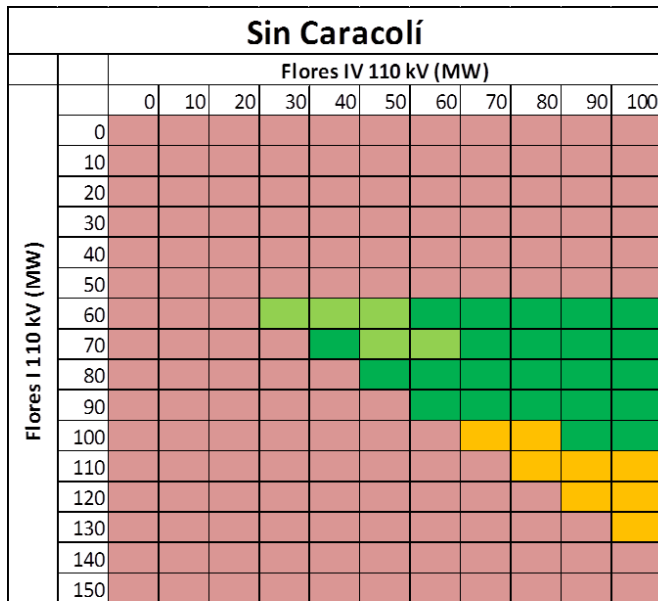
Para el año 2015 se observa la necesidad de programar alrededor de 200 MW de generación de seguridad a nivel de 110kV para cubrir las restricciones en transformación, además, se comienzan a observar sobrecargas en estado normal de operación. Esta condición puede generar sobre costos operativos o problemas de confiabilidad ante mantenimientos.



Impacto por la ausencia del proyecto Caracolí para el año 2015

Agotamiento de la capacidad de transporte de la red a 110 kV

La red de Atlántico requiere un balance especial de los recursos de generación de la subárea para una operación segura. A medida que la demanda de la subárea aumenta, se incrementa el requerimiento de generación de seguridad y el balance entre los diferentes recursos de generación se hace más estricto.



	Sin Generación Tebsa ni Barranquilla
	Con Generación de una unidad Tebsa 110
	Con Generación de dos unidades Tebsa 110
	Con Generación de dos Tebsa 110 + Barranquillas
	No hay despacho seguro

La región no segura sin el proyecto Caracolí sería del 80% de todo el espacio de solución, mientras que con el proyecto en servicio esta región se reduce al 21%. Además, a través de este proyecto aparece una nueva región en el espectro donde no se necesita programar la generación de Tebsa por seguridad (alrededor del 27% del espacio de solución).

De estos resultados se observa que si bien el proyecto Caracolí mejora las condiciones del área, son necesarias más obras para eliminar por completo las restricciones asociadas a la capacidad de transporte de la red de 110kV.

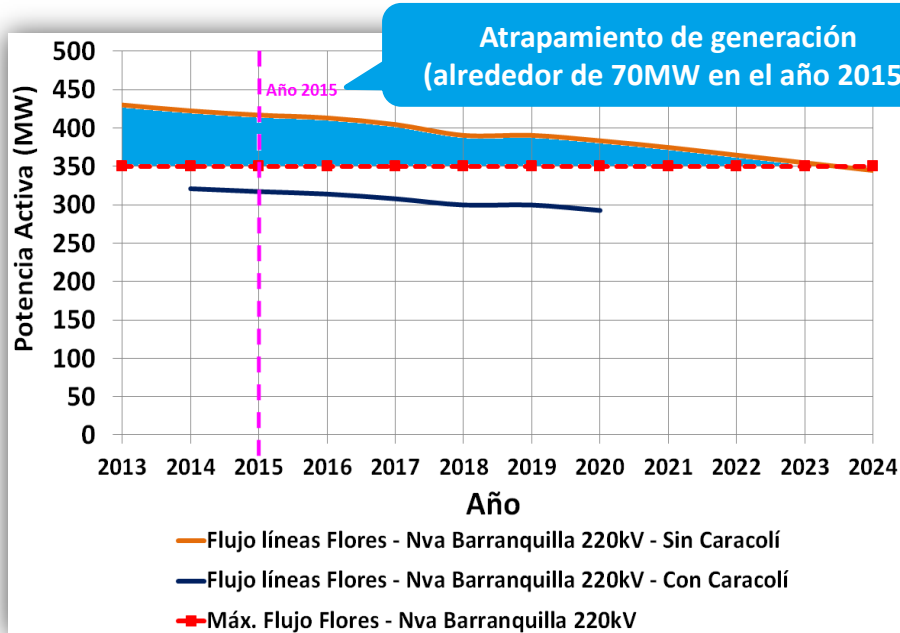
Para el año 2015 se observa que el balance de generación requerido en Atlántico se vuelve más estricto, por lo que la no entrada del proyecto Caracolí en este año disminuye la flexibilidad de operación de los recursos de generación, aumentando los riesgos en la atención de la demanda.



Impacto por la ausencia del proyecto Caracolí para el año 2015

Atrapamiento de generación en Flores 1 y Flores 4

El despacho al máximo de la totalidad de los recursos de generación de Temobarranquilla, Termoflores y Tebsa en escenarios de demanda mínima genera una restricción en las líneas Flores – Nva Barranquilla 1 y 2 220kV, la cual se cubre limitando la generación de las plantas Flores 1 y Flores 4. El impacto de esta restricción se reduce con el crecimiento de la demanda en Atlántico, sin embargo, el mismo puede durar hasta el año 2023.



A través del corredor Flores – Nva Barranquilla – Sabana 220kV asociado al proyecto Caracolí, esta restricción se elimina por completo, evitando limitar la generación de Flores 1 y 4.

Debido a que el proyecto Caracolí está definido por la UPME para el año 2015, un retraso en la entrada en operación del mismo, generaría riesgos de atrapamiento de generación en periodos de demanda mínima, lo cual sería crítico en un evento tipo “niño”.

Impacto de la ausencia del proyecto Caracolí para el año 2015

En general, la ausencia del proyecto Caracolí implica:

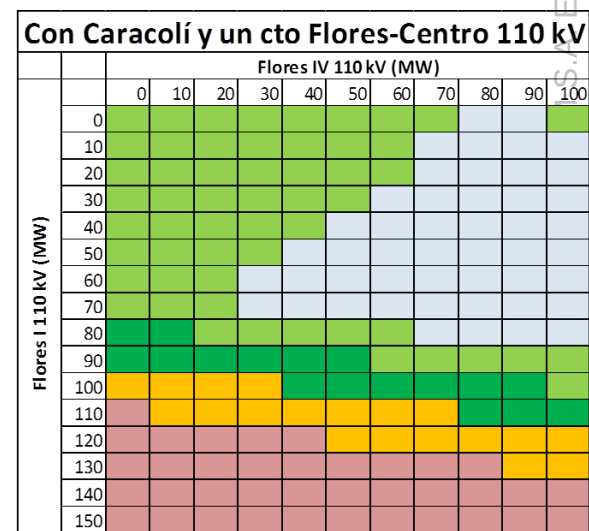
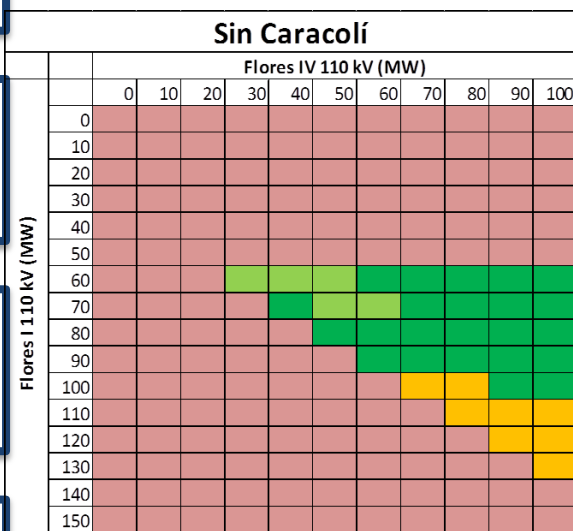
Programar mayor generación de seguridad térmica a nivel de 110kV para cubrir las restricciones en transformación.

Disminución de la flexibilidad de operación de los recursos de generación de Atlántico para cubrir restricciones en la red de transmisión a nivel de 110kV.

Limitar la generación de las plantas Flores 1 y 4 en escenarios de demanda mínima y alta generación en Atlántico.

Mayor complejidad a la hora de coordinar mantenimientos de los activos de generación y transmisión asociados a la subárea.

Menor confiabilidad en la red de Atlántico, por lo que se puede generar desatención de demanda ante contingencias sencillas



	Sin Generación Tebsa ni Barranquilla
	Con Generación de una unidad Tebsa 110
	Con Generación de dos unidades Tebsa 110
	Con Generación de dos Tebsa 110 + Barranquillas
	No hay despacho seguro



filial de isa

Todos los datos son de la S.E.S.P.

Riesgos operativos por la no entrada en operación del Proyecto Caracolí en el año 2015

Contingencias sencillas en transformación 220/110kV en Atlántico podrían generar el colapso total de la subárea si no se cuenta con la suficiente generación a nivel 110 kV para cubrir esta restricción.

Contingencias sencillas del transformador de Sabanalarga 220/110 kV o de circuitos a nivel de 110kV que generan demanda no atendida debido a la condición radial de algunas cargas de la red de Atlántico (Nva Baranoa, Salamina y Malambo).

El crecimiento natural de la demanda y la falta de proyectos de transmisión que aumenten la confiabilidad de la subárea Atlántico (adicionales a Caracolí), aumentan las necesidades de programar generación de seguridad, por lo que es de vital importancia la expansión oportuna de la infraestructura definida para lograr mantener las condiciones de confiabilidad y seguridad requeridas.

Se limita la posibilidad de llevar a cabo mantenimientos en la red de transmisión y el parque generador de la subárea Atlántico, manteniendo la confiabilidad y seguridad del sistema.

Ante indisponibilidad de activos de generación, se tiene el riesgo de no contar con la generación suficiente para cubrir la seguridad de la subárea .

Posibles sobrecostos operativos para la demanda, ya que si no se cuenta con proyectos de expansión, se incrementan los requerimientos de generación térmica necesarios para garantizar la seguridad del sistema.

De acuerdo con la resolución del MME 9 1159 del 26 de diciembre de 2013, se menciona que es necesario continuar con el balance en la generación de las plantas Tebsa y Flores.

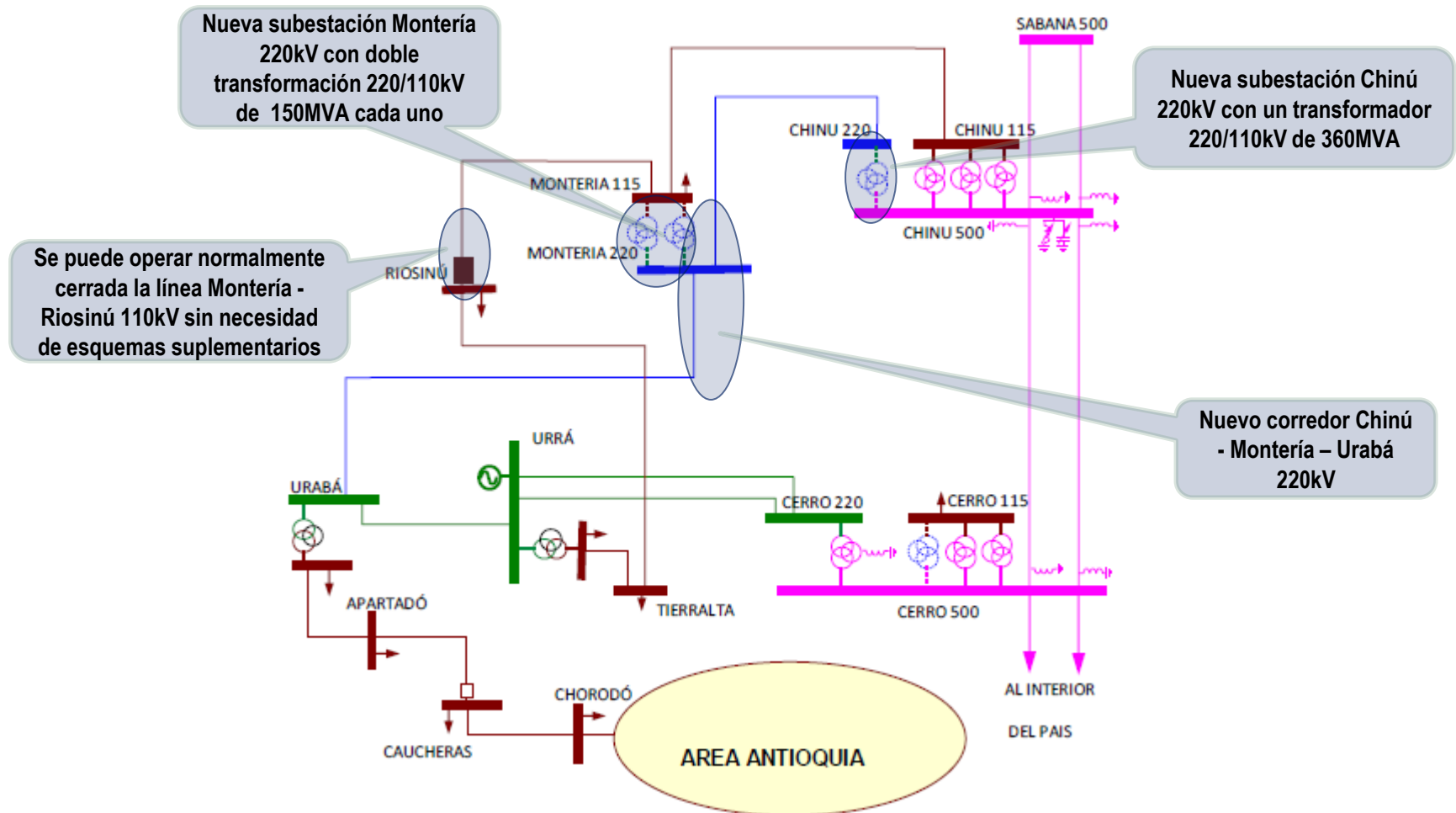




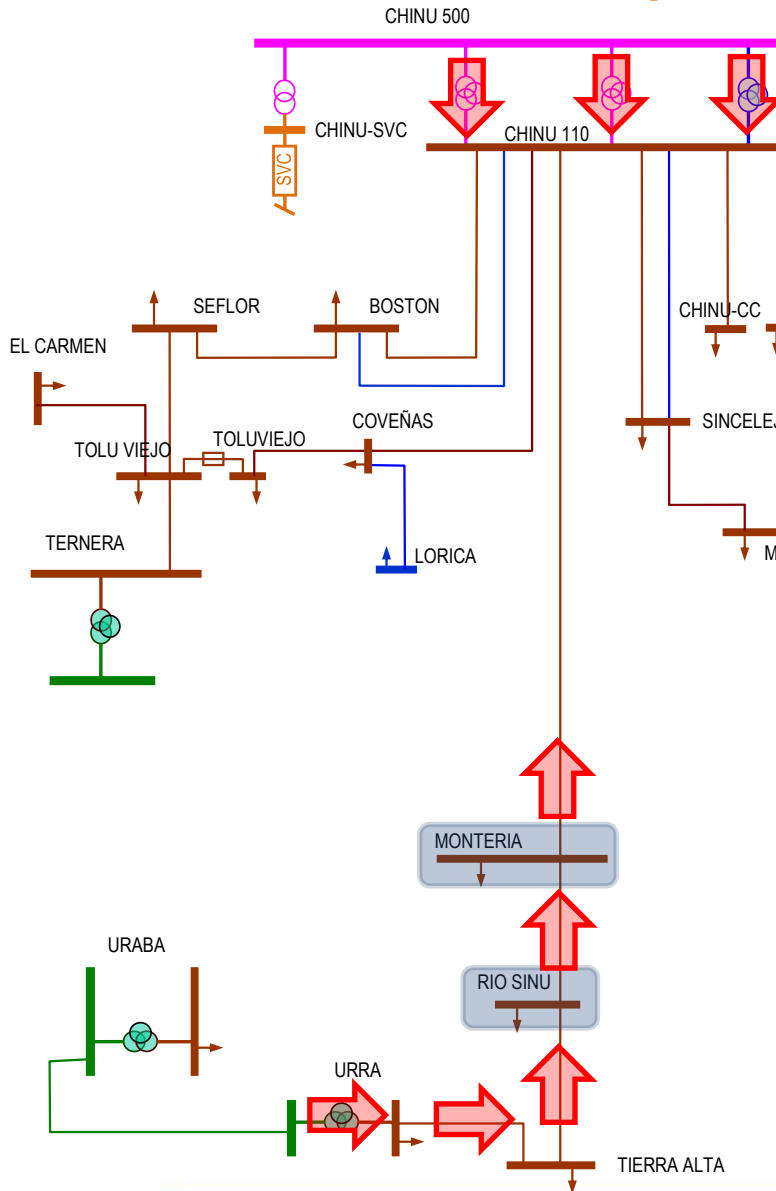
Impactos y Riesgos Operativos ante la
Modificación de Fechas del Plan de
Expansión

Chinú – Montería – Urabá

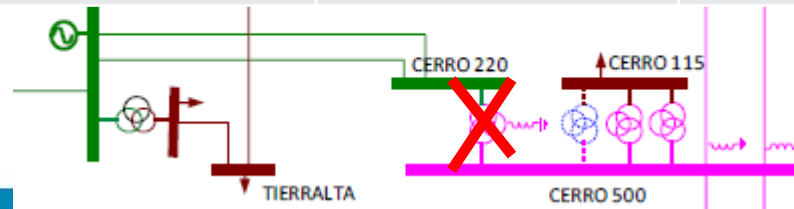
Descripción del Proyecto Chinú-Montería-Urabá



Situación subárea Córdoba-Sucre en el año 2015 y Beneficios del Proyecto Chinú-Montería-Urabá



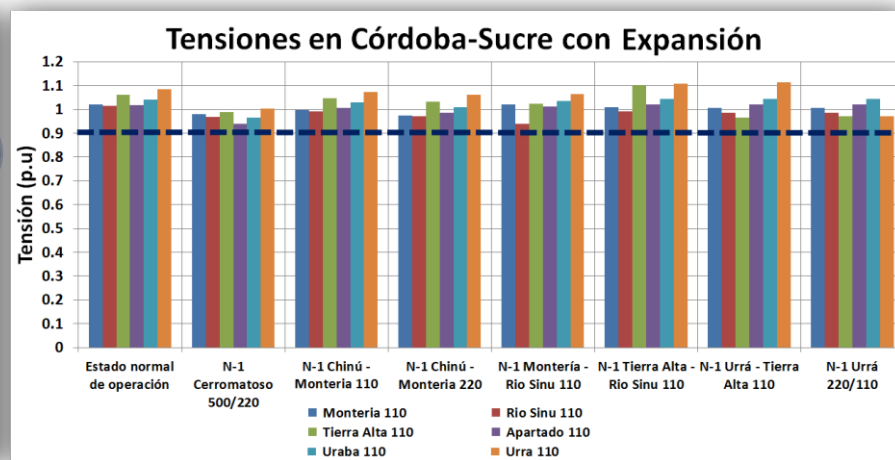
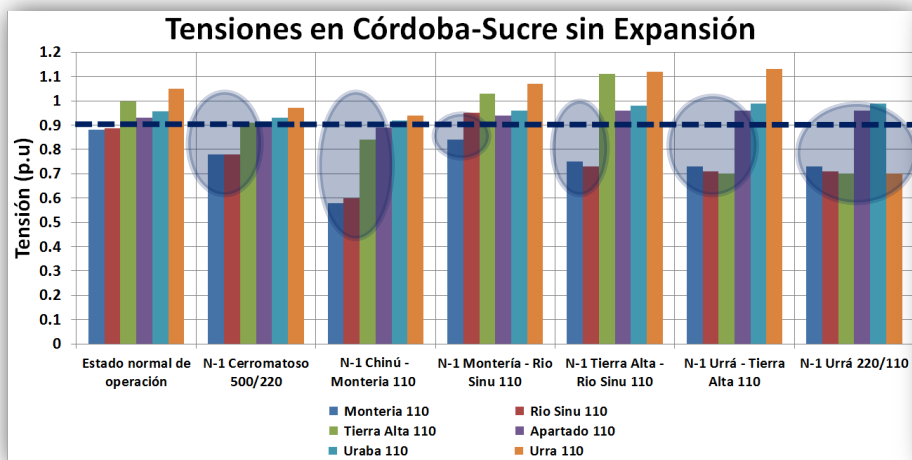
Restricción	Impacto	Beneficio del Proyecto
Bajas tensiones en Montería, Río Sinú y Apartadó 110kV en estado normal de operación y ante contingencias sencillas.	Generación de seguridad en Urrá.	Eliminación de la generación de seguridad ya que se mejora el perfil de tensiones en esta zona.
Agotamiento en la capacidad del corredor desde Urrá 110kV hasta Chinú 110kV y del transformador 230/110kV.	Demanda no atendida ante contingencias sencillas. Limitar generación de Urrá.	A través del proyecto se reduce significativamente la cargabilidad de este corredor soportando las contingencias sencillas en el mismo y sin limitar la generación de Urrá.
Agotamiento en la capacidad de transformación en Chinú 500/110kV.	Demanda no atendida ante contingencias sencillas en transformación.	Reducción de la cargabilidad de los transformadores de Chinú 500/110kV, soportando las contingencias sencillas en esta transformación.
No se soporta la contingencia del transformador Cerromatoso 500/220kV.	Demanda no atendida ante contingencia sencilla.	Se soporta la N-1 del transformador Cerromatoso 500/220kV sin generar demanda no atendida.



Impacto de la ausencia del proyecto Chinú-Montería-Urabá para el año 2015

Bajo perfil de tensiones

El área Córdoba-Sucre tiene un bajo perfil de tensiones de no contarse con la generación de Urrá, lo que muestra una gran necesidad de proyectos de expansión que mejoren los perfiles de tensión de la subárea.



Para el año 2015 se pueden presentar violaciones por baja tensión en varias barras del sistema ante diferentes contingencias sencillas, lo que muestra la necesidad del proyecto Chinú-Montería-Urabá 230 kV y sus obras asociadas, ya que a través del mismo se mejora notablemente el perfil de tensiones.



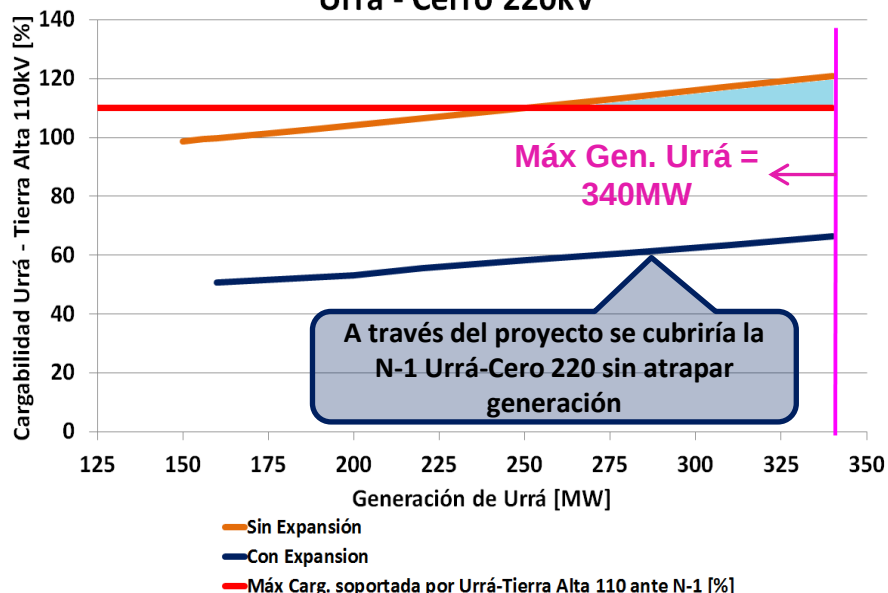
filial de isa

Impacto de la ausencia del proyecto Chinú-Montería-Urabá para el año 2015

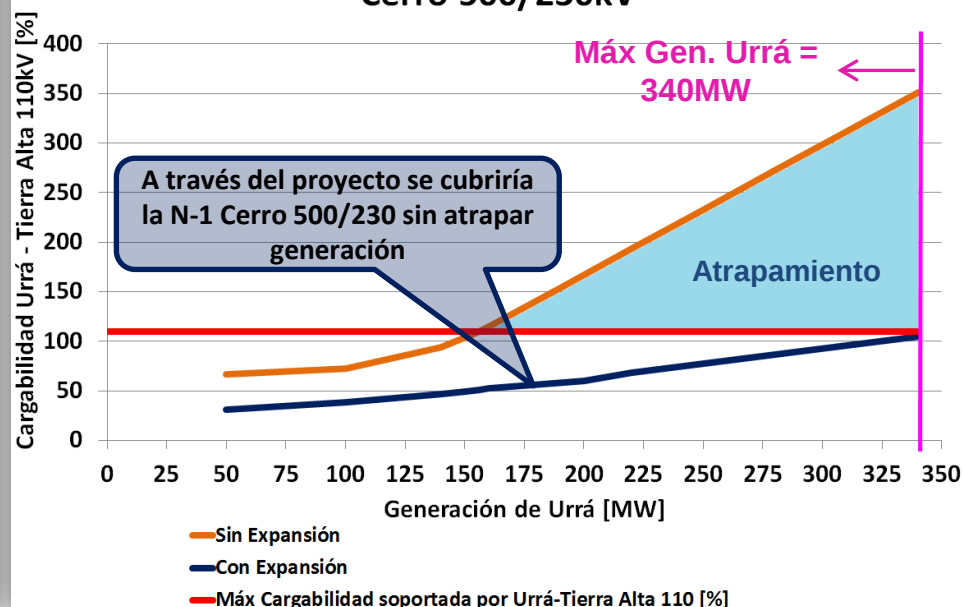
Atrapamiento de la generación de Urrá

En escenarios de alta generación de Urrá, se puede generar sobrecarga del ATR Urrá 220/110kV y de la línea Urrá – Tierra Alta 110kV en estado normal de operación y ante contingencia de un circuito Urrá – Cerromatoso 230kV o Transformador Cerromatoso 500/230kV. Para cubrir estas restricciones se debe limitar la generación de Urrá.

Cargabilidad Urrá-Tierra Alta 110kV ante N-1 de Urrá - Cerro 220kV



Cargabilidad Urrá-Tierra Alta 110kV ante N-1 de Cerro 500/230kV



Para el año 2015 se pueden observar atrapamientos de la generación de Urrá para cubrir algunas restricciones en el sistema, lo que puede generar sobrecostos operativos.

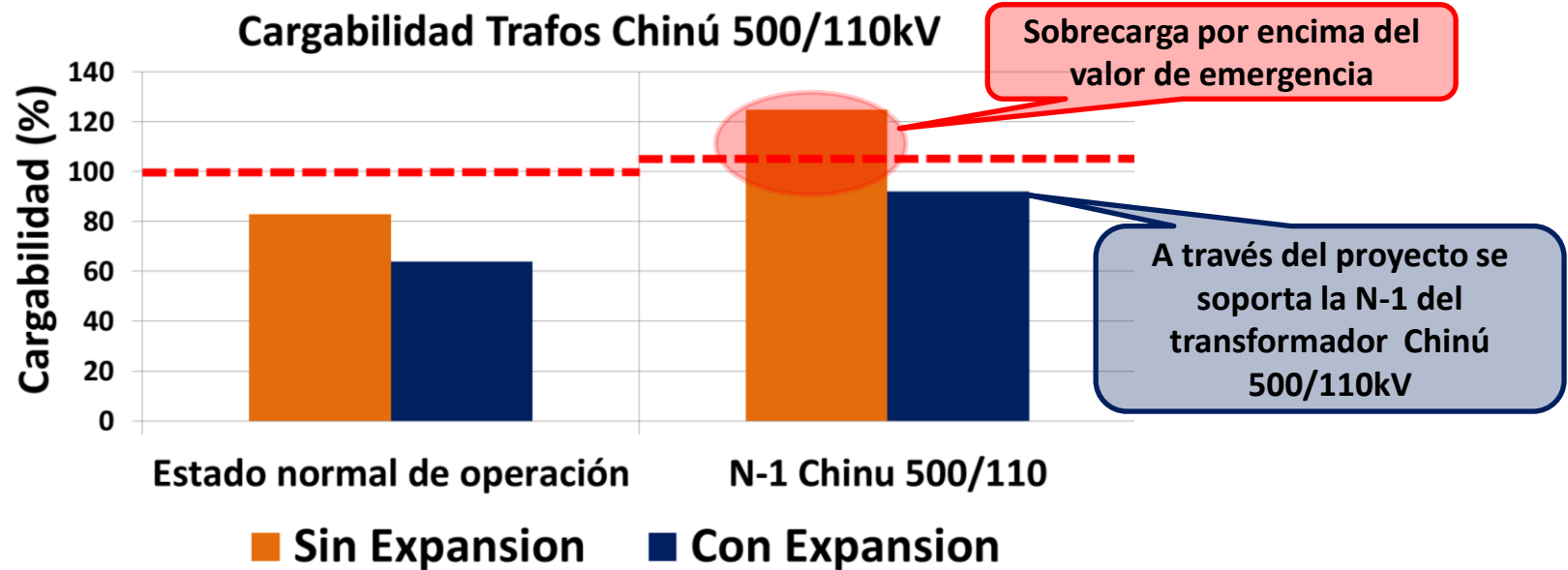


filial de isa

Impacto de la ausencia del proyecto Chinú-Montería-Urabá para el año 2015

Agotamiento capacidad de transformación Chinú 500/110kV

A pesar de la entrada del tercer transformador Chinú 500/110 kV presupuestada para el año 2013, no se logran cubrir contingencias sencillas en transformación, ya que se producen sobrecargas no admisibles en los transformadores en paralelo, lo que generaría demanda no atendida en la subárea Córdoba-Sucre.



Para el año 2015, de no contarse con el proyecto Chinú-Montería-Urabá 220kV, se pueden generar eventos de demanda no atendida ante contingencias sencillas en transformación.

El proyecto mejora notablemente las condiciones de la red de Córdoba-Sucre, sin embargo, con el crecimiento natural de la demanda, se observan de nuevo restricciones alrededor de los años 2018-2020, por lo que se deben definir proyectos complementarios para esta época, de manera que se tenga una red objetivo confiable y segura en los tiempos adecuados.

Impacto de la ausencia del proyecto Chinú-Montería-Urabá para el año 2015

En general, la ausencia del proyecto Chinú-Montería-Urabá implica:

Programar generación de seguridad en Urrá para mantener los perfiles de tensión adecuados en la subárea, lo que puede generar sobrecostos operativos.

Limitar la generación de Urrá para cubrir contingencias sencillas. Además, la planta Urrá también es necesaria por seguridad, lo que hace inflexible la operación de la misma, y puede generar sobrecostos operativos.

Posible desatención de demanda en la subárea Córdoba-Sucre debido a las contingencias sencillas en transformación de Chinú 500/110kV o Cerromatoso 500/230kV.

Mayor complejidad a la hora de coordinar mantenimientos de los activos de generación y transmisión asociados al área.

Menor confiabilidad en la red de la subárea, por lo que se aumentan la complejidad a la hora de coordinar mantenimientos en transmisión.



■ filial de isa

Riesgos operativos por la no entrada en operación del Proyecto Chinú-Montería-Urabá en el año 2015

De acuerdo con los análisis eléctricos realizados, se identifican riesgos para la atención confiable y segura de la demanda en el año 2015 de no contar con el proyecto Chinú-Montería-Urabá:

- ✓ **Posible desatención de la demanda en la subárea Córdoba-Sucre ante contingencias sencillas en el corredor entre Urrá y Montería 110kV.**
- ✓ **Tensiones por debajo del límite permitido en estado normal de operación y ante contingencias sencillas, por lo que se requeriría programar generación de seguridad en Urrá (Unidades de Seguridad). De no contarse con esta generación, se podría presentar demanda no atendida para mantener los perfiles de tensión en niveles adecuados.**
- ✓ **Posible desatención de demanda ante contingencias sencillas de los transformadores Chinú 500/110kV y Cerromatoso 500/230kV. Esta condición podría llevar al colapso total de la subárea.**

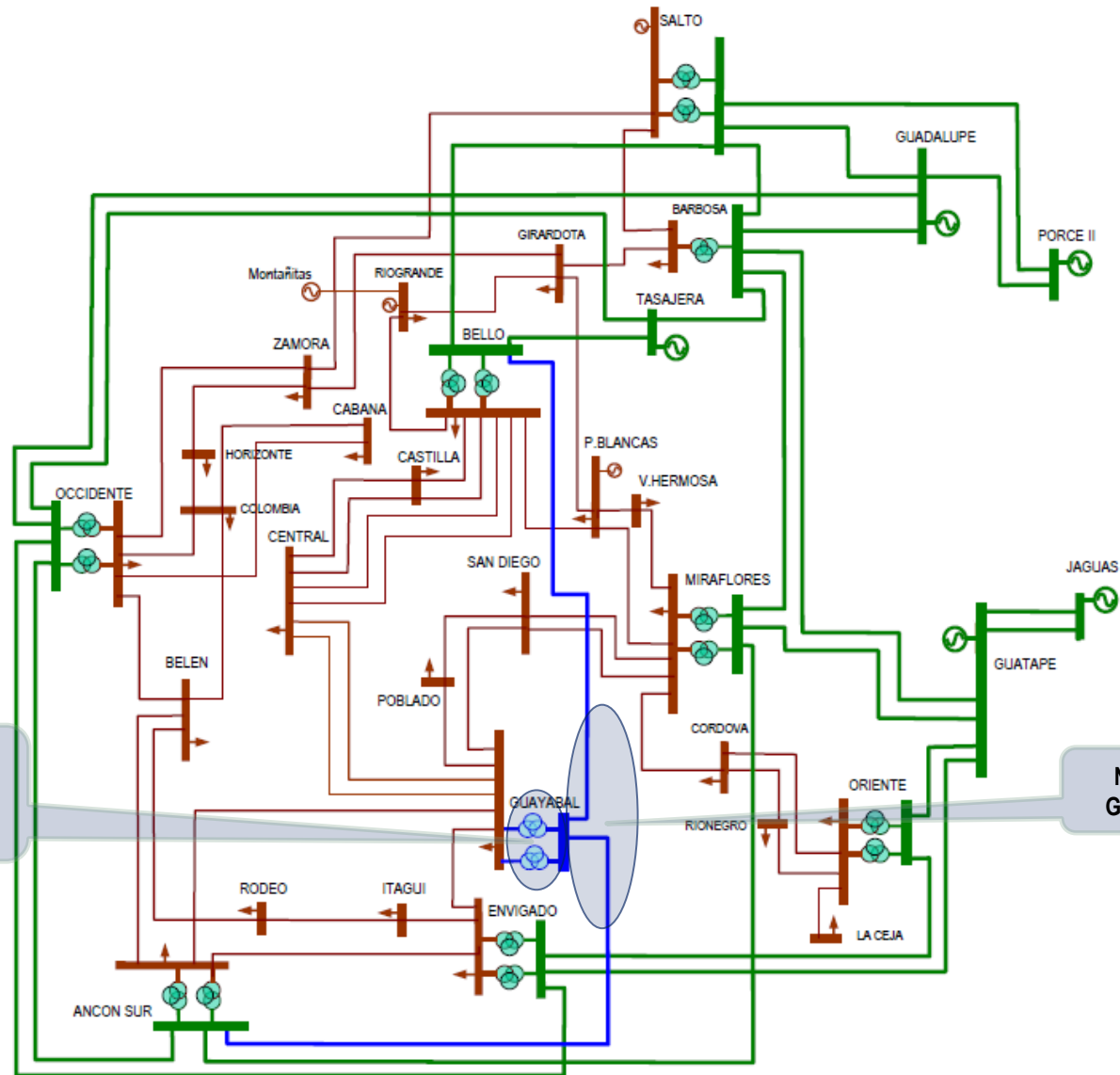
De acuerdo con la resolución del MME 9 1159 del 26 de diciembre de 2013, se menciona que serán instalados 20Mvar en la subestación Montería 110kV para mejorar los perfiles de tensión. Esta compensación mitiga el riesgo de bajas tensiones, sin embargo no mitiga los riesgos de DNA por contingencias en transformación.



Impactos y Riesgos Operativos ante la
Modificación de Fechas del Plan de
Expansión

Bello – Guayabal – Ancón

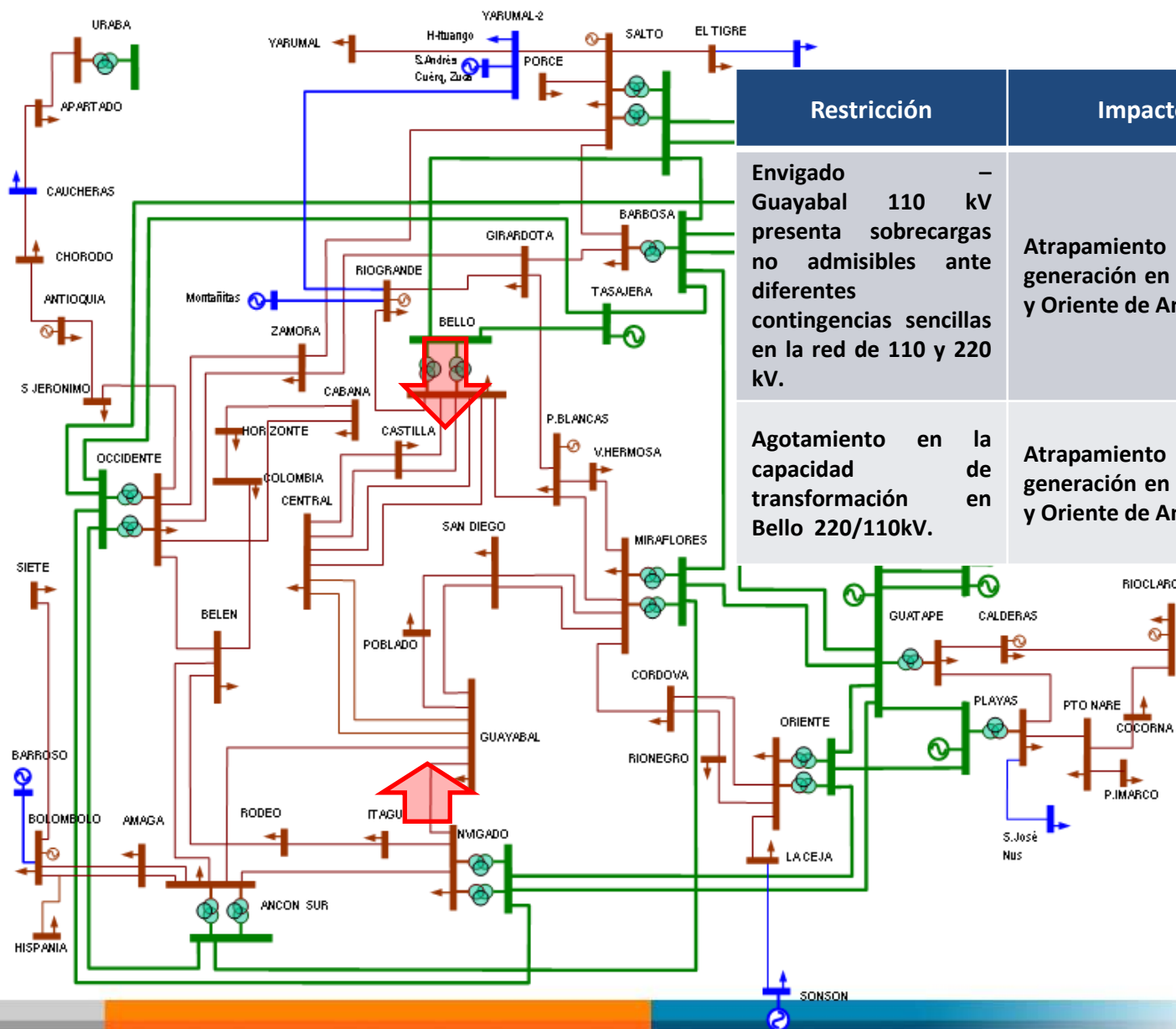
Descripción del Proyecto Bello-Guayabal-Ancón



Nueva subestación
Guayabal 220kV con doble
transformación 220/110kV
de 180MVA cada uno

Nuevo corredor Bello –
Guayabal – Ancón 220kV

Impacto de la ausencia del proyecto Bello-Guayabal-Ancón para el año 2015

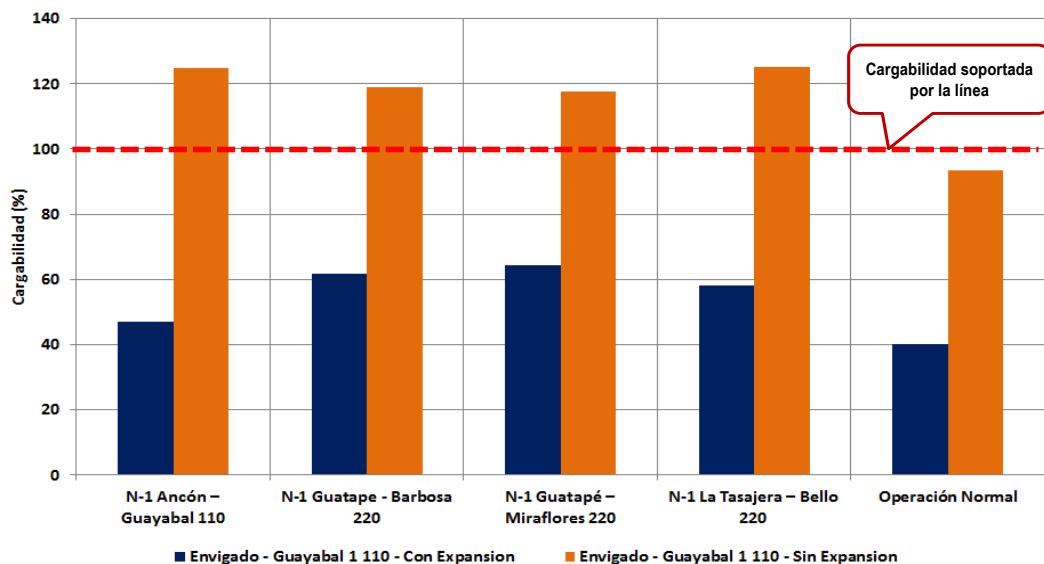


Restricción	Impacto	Beneficio del Proyecto
Envigado - Guayabal 110 kV presenta sobrecargas no admisibles ante diferentes contingencias sencillas en la red de 110 y 220 kV.	Atrapamiento de generación en el Norte y Oriente de Antioquia	Eliminación del atrapamiento de importante zona de producción energética para el país.
Agotamiento en la de en capacidad transformación Bello 220/110kV.	Atrapamiento de generación en el Norte y Oriente de Antioquia	Eliminación del atrapamiento de importante zona de producción energética para el país.

Impacto de la ausencia del proyecto Bello-Guayabal-Ancón para el año 2015

Envigado – Guayabal 110 kV presenta sobrecargas no admisibles ante diferentes contingencias sencillas en la red de 110 y 220 kV

Cuando existe un escenario de alta generación en el oriente de Antioquia y baja en el norte, se pueden presentar sobrecargas no admisibles de el circuito Envigado – Guayabal 110 kV ante diferentes contingencias sencillas en la red de 220 y 110 kV.



El proyecto logra reducir significativamente la cargabilidad del circuito Envigado - Guayabal 110 kV, eliminando en el largo plazo las violaciones por sobrecarga de este enlace.

Un retraso en la entrada en operación del mismo, generaría riesgos de atrapamiento de generación en el Oriente de Antioquia y más aún ante mantenimientos en la red de 220 y 110 kV.

El proyecto logra reducir significativamente la cargabilidad del circuito Envigado - Guayabal 110 kV, eliminando en el largo plazo las violaciones por sobrecarga de este enlace. Sin embargo, a partir del año 2020 se podrían volver a observar cargabilidades cercanas al 100% en el circuito Envigado – Guayabal 110 kV ante la N-1 de la línea Ancón – Guayabal 220 kV.

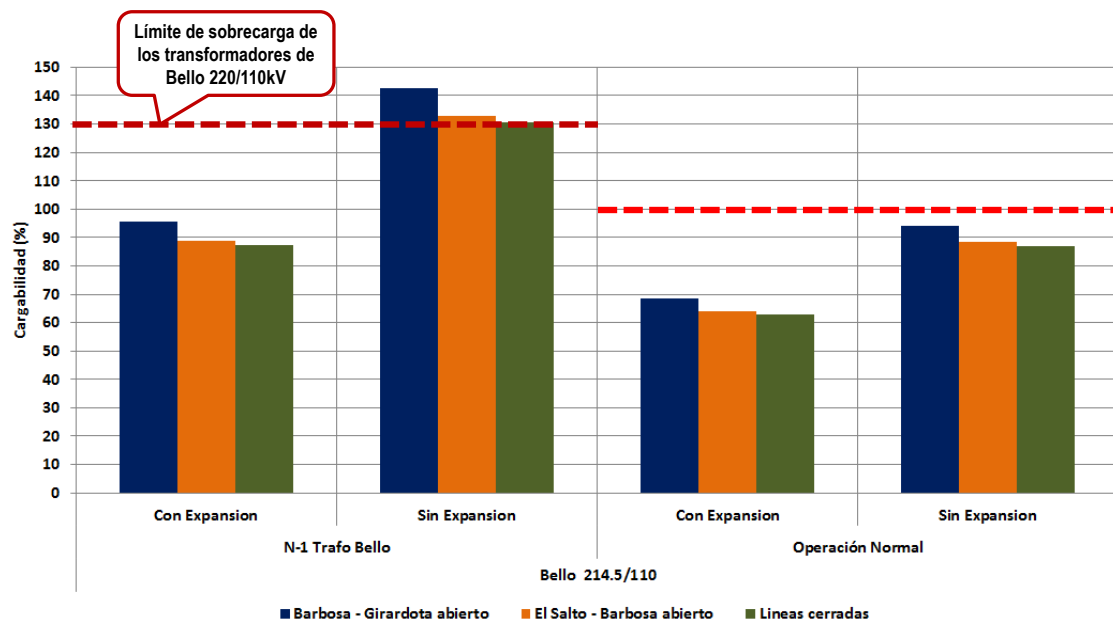


filial de isa

Impacto de la ausencia del proyecto Bello-Guayabal-Ancón para el año 2015

Agotamiento en la capacidad de transformación en Bello 220/110kV

Cuando existe un escenario de alta generación en el oriente y norte de Antioquia hay problemas en los transformadores de Bello 220/110 kV. Se realizaron sensibilidades con los circuitos Barbosa – Girardota y El Salto – Barbosa 110 kV normalmente abiertos y cerrados.



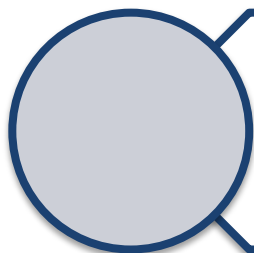
Con la entrada del proyecto Guayabal 220 kV se observa que ante la contingencia de alguno de los transformadores, la cargabilidad baja en un 45% (80MW) y en operación normal la cargabilidad de los transformadores de Bello 220/110 kV se reduce en un 25% (45MW).

Es claro que con la entrada en operación del proyecto analizado, se resuelve en el largo plazo la problemática actual existente con la transformación de Bello, lo que aumenta la confiabilidad del área.

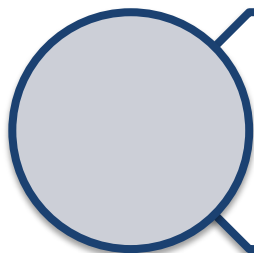
Un retraso en la entrada en operación del mismo, implica que se debe limitar la generación del norte de Antioquia para lograr cubrir contingencias en transformación.

Impacto de la ausencia del proyecto Bello-Guayabal-Ancón para el año 2015

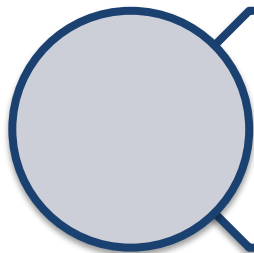
En general, la ausencia del proyecto Bello-Guayabal-Ancón implica:



Limitar la generación del norte y oriente de Antioquia, zona importante para el abastecimiento energético del país.



Menor confiabilidad en la red de Antioquia, por lo que se puede generar desatención de demanda ante contingencias sencillas.



Mayor complejidad a la hora de coordinar mantenimientos de los activos de generación y transmisión asociados al área.



■ filial de isa

Riesgos operativos por la no entrada en operación del Proyecto Bello-Guayabal-Ancón en el año 2015

De acuerdo con los análisis eléctricos realizados, se identifican riesgos para la atención confiable y segura de la demanda en el año 2015 de contar con el proyecto Bello-Guayabal-Ancón:

- ✓ **Sobrecargas no admisibles en la línea Envigado - Guayabal 110 kV con alta generación en el oriente y baja en el norte de Antioquia y ante contingencias sencillas en la red de 220 kV y 110 kV.**
- ✓ **Sobrecargas no admisible en uno de los transformadores de Bello 220/110 kV ante la contingencia de uno de ellos, que generaría colapso en el área, con alta generación en el oriente y norte de Antioquia.**
- ✓ **Limitaciones en generación en Antioquia, considerando que es un centro de generación importante en el país, lo que incrementa el riesgo de demanda no atendida y dificulta la operación del Sistema.**

De acuerdo con la resolución del MME 9 1159 del 26 de diciembre de 2013, se menciona la posibilidad de tener temporalmente un tercer transformador 220/110kV en Bello con el fin de mitigar los efectos del retraso. Adicionalmente XM en su cuarto informe de planeamiento operativo de mediano plazo analizó la posibilidad de reconfiguración del corredor Guayabal – Envigado – Ancón 110kV para mitigar los riesgos identificados (pendiente validar con EPM para ejecutar esta reconfiguración).



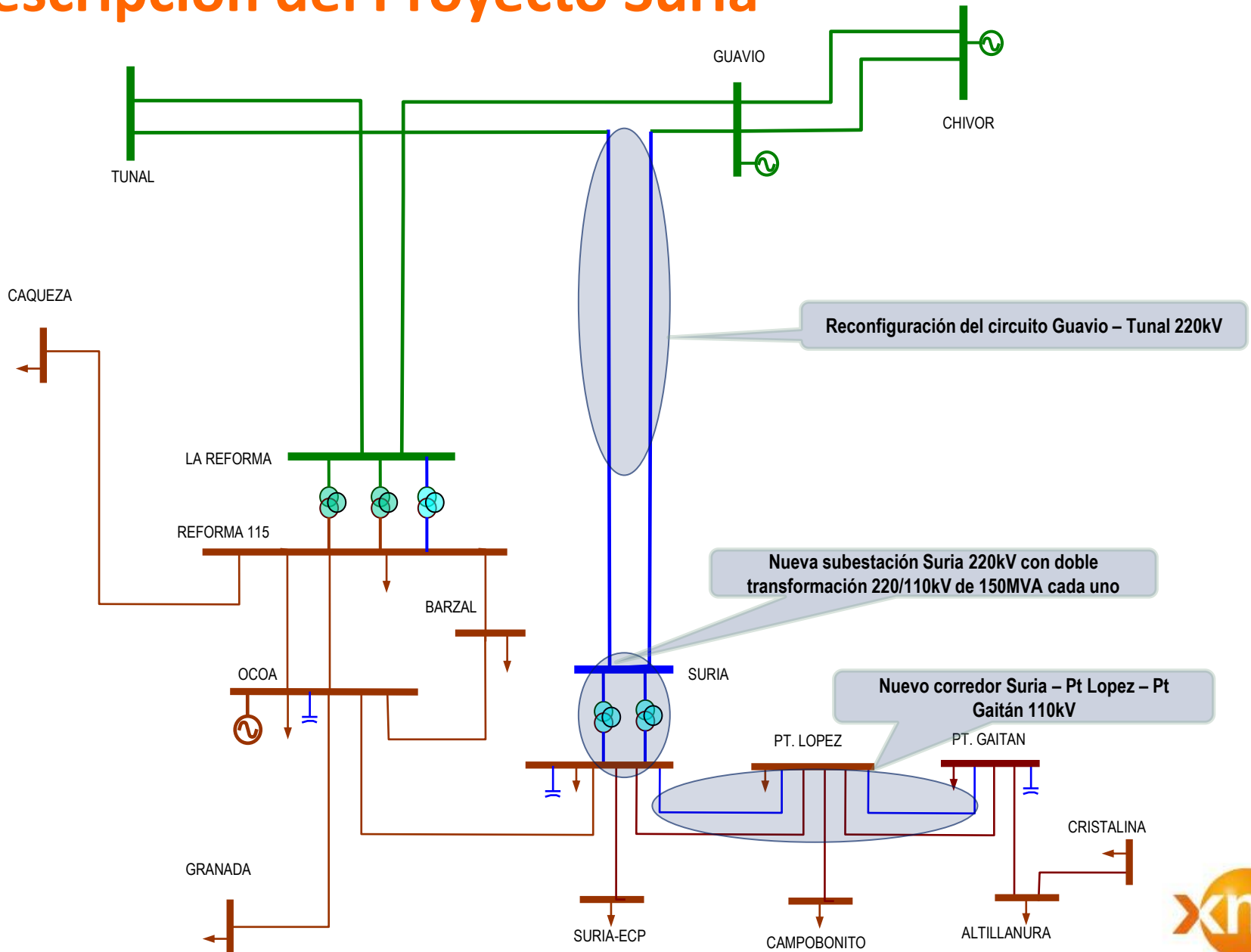
■ filial de isa



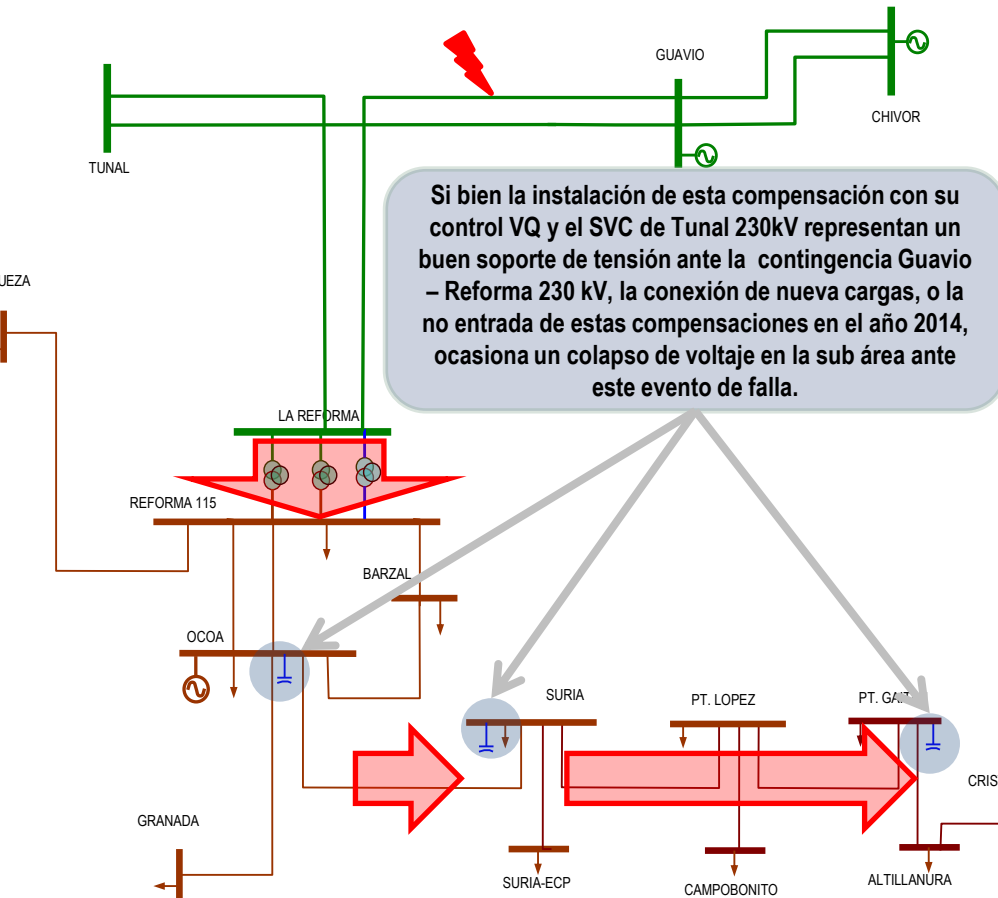
Impactos y Riesgos Operativos ante la
Modificación de Fechas del Plan de
Expansión

Suria 230/115kV

Descripción del Proyecto Suria



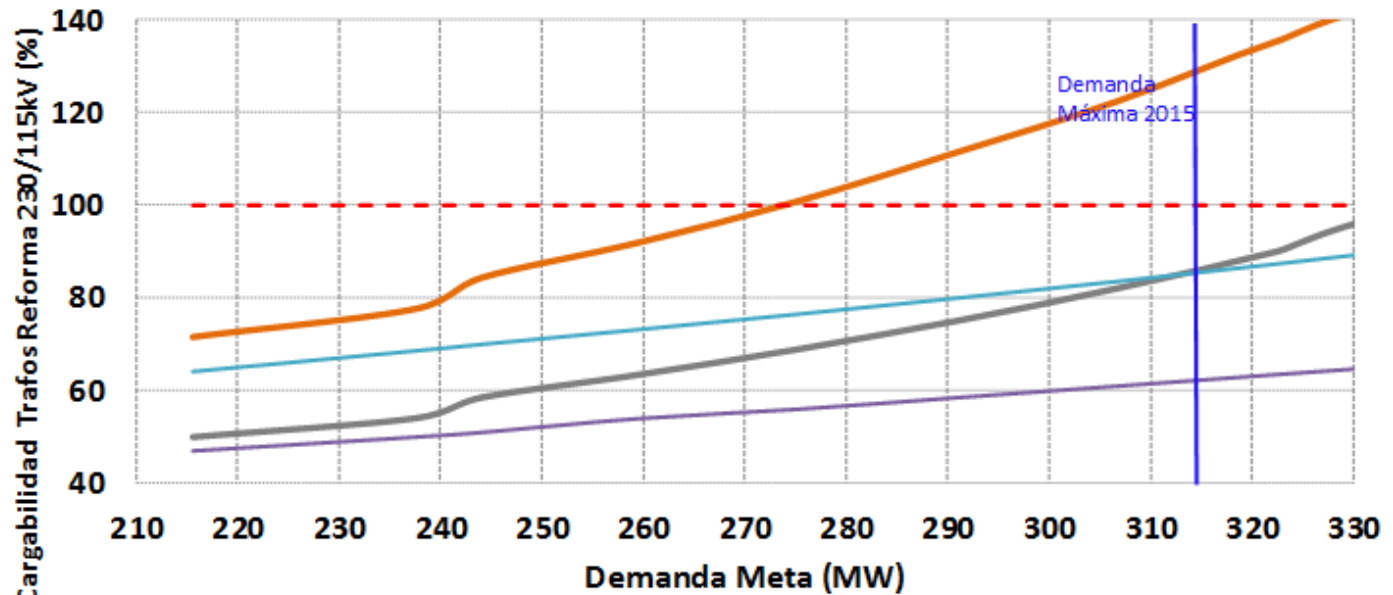
Impacto de la ausencia del proyecto Suria para el año 2015



Restricción	Impacto	Beneficio del Proyecto
Agotamiento de la capacidad de transformación 230/115kV en la subestación Reforma.	Colapso de la sub área Operativa Meta.	Reducción del valor esperado de la Energía No Suministrada, ya que se cuenta con un nuevo punto de inyección a nivel de 230 kV de 300 MVA de capacidad.
Bajo condiciones normales de operación, nivel de carga superior al 100 % en el enlace Ocoa – Suria 110 kV	Demanda No Atendida	Reducción del valor esperado de la Energía No Suministrada, ya que se cuenta con otro punto de inyección desde el STN y un nuevo corredor a nivel de STR.
Red radial a nivel de STR.	Demanda No Atendida	Reducción del valor esperado de la Energía No Suministrada, ya que se cuenta con un segundo corredor a nivel de STR.

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

Impacto de la ausencia del proyecto Suria para el año 2015



Se consideran tres transformadores en Reforma 230/115kV

- Cargabilidad Transformadores de Reforma 230/115 kV - 150 MVA ante contingencia sencilla sin suria
- Cargabilidad Transformadores de Reforma 230/115 kV - 150 MVA bajo condiciones normales de operación sin suria
- - Límite de sobrecarga
- Cargabilidad Transformadores de Reforma 230/115 kV - 150 MVA bajo condiciones normales de operación con Suria
- Cargabilidad Transformadores de Reforma 230/115 kV - 150 MVA ante N-1 con Suria

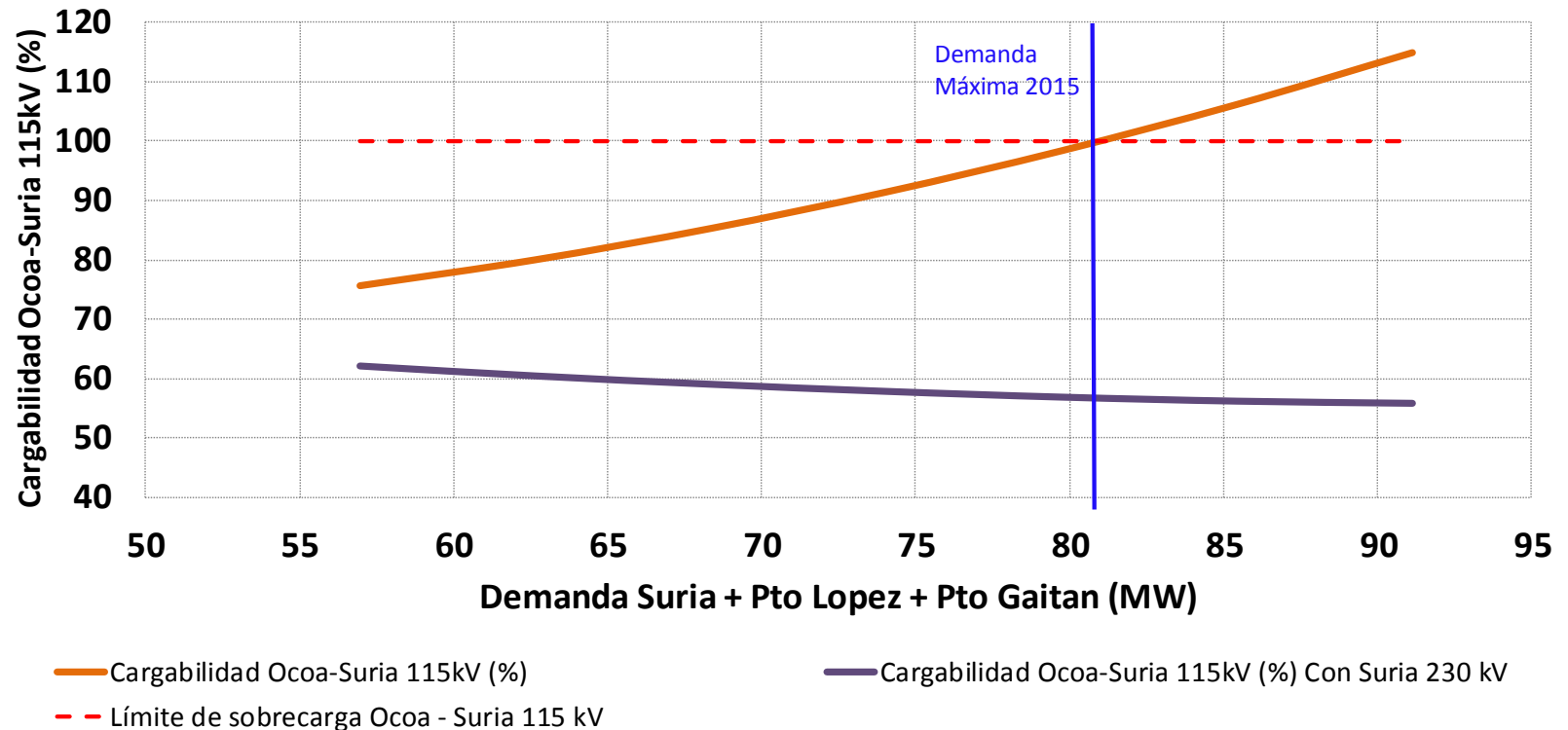
Para la demanda máxima del año 2015 y sin considerar el proyecto Suria 230/115 kV, la contingencia de alguno de los transformadores de la subestación Reforma ocasiona colapso en toda la sub área Meta.

Por otro lado, al tener en cuenta este nuevo punto de inyección, este evento de falla no ocasiona la pérdida de toda la demanda del departamento del Meta.



filial de isa

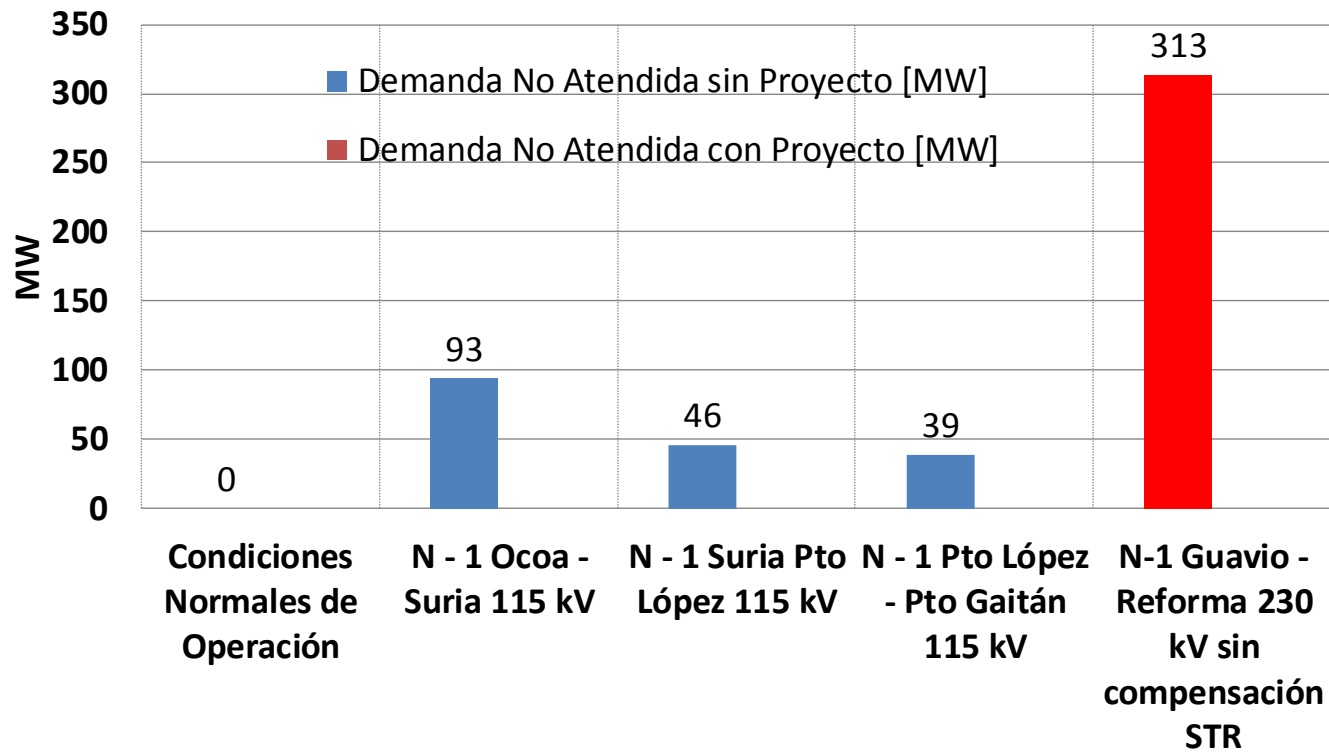
Impacto de la ausencia del proyecto Suria para el año 2015



Sin el proyecto Suria 230/115 kV y el nuevo corredor Suria – Pto López – Pto Gaitán, se observa un nivel de carga superior al 100 % en la línea Ocoa – Suria 115 kV, lo que muestra que los respaldos de carga de Ecopetrol alimentados desde Suria no podrían ser atendidos por esta restricción eléctrica.

Con el proyecto y su infraestructura asociada, la citada línea se descongestiona. Esto se debe a que gran parte de las demandas de las subestaciones a nivel de 115 kV, Suria, Pto López y Pto Gaitán, son alimentadas desde la nueva subestación del STN.

Impacto de la ausencia del proyecto Suria para el año 2015

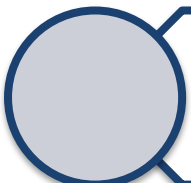
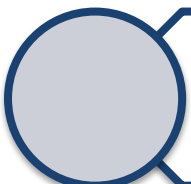
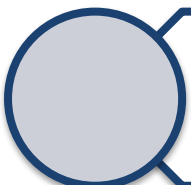
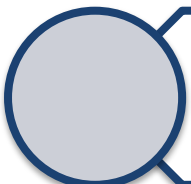


Al ser la subárea Meta un Sistema netamente radial, contingencias sobre líneas del STR ocasionan Demanda No Atendida. Lo anterior se subsana con la nueva subestación Suria 230/115 kV y su red asociada, al igual que el nuevo corredor Suria – Pto López – Pto Gaitán 115 kV.

Respecto a la contingencia Guavio – Reforma 230 kV sin considerar compensaciones a nivel de STR, el no tener el proyecto Suria en el año 2015 puede significar riesgo de colapso de tensión en la subárea Meta.

Impacto de la ausencia del proyecto Suria para el año 2015

En general, la ausencia del proyecto Suria implica:

-  **Riesgo de colapso en la sub área Meta ante la contingencia de cualquiera de los transformadores de Reforma.**
-  **Demanda No Atendida bajo condiciones normales de operación, con el objetivo de evitar cargabilidades superiores al 100 % en la línea Ocoa – Suria 115 kV.**
-  **Mayor complejidad a la hora de coordinar mantenimientos de los activos de generación y transmisión asociados al área.**
-  **Demanda No Atendida ante contingencias sencillas a nivel de STR.**



Riesgos operativos por la no entrada en operación del Proyecto Suria en el año 2015

De acuerdo con los análisis eléctricos realizados, se identifican riesgos para la atención confiable y segura de la demanda en el año 2015, si no se cuenta con el proyecto Suria:

- ✓ **Contingencias sencillas en la transformación 230/115kV de la subestación Reforma, podría generar el colapso total de la sub área Meta.**
- ✓ **Demanda No Atendida ante contingencias sencillas, dada la condición radial de algunas subestaciones a nivel de 115 kV (Suria, Pto López y Pto Gaitán).**
- ✓ **Mantenimientos en cogeneración o autogeneración que impliquen crecimientos de demanda en el Meta, pueden ocasionar niveles de carga superiores al 100 % en algunos activos (líneas y transformadores) al igual que problemas de estabilidad de tensión, bajo condiciones normales de operación. Lo anterior ameritaría la programación de Demanda No Atendida.**
- ✓ **La no entrada del proyecto Suria podría implicar riesgo de colapso de tensión en la sub área Meta, si se materializa la contingencia Guavio – Reforma 230/115 kV y no se cuenta con las compensaciones de las subestaciones Ocoa 115 kV, Suria 115 kV y Puerto Gaitán 115 kV.**
- ✓ **Conexión de cargas especiales en el área de Bogotá y Meta, adicionales a las consideradas en el estudio que afecten el desempeño del área.**

De acuerdo con la resolución del MME 9 1159 del 26 de diciembre de 2013, se menciona la instalación de equipos de compensación capacitiva. Estos equipos mitigan los riesgos de bajas tensiones, sin embargo no mitigan los riesgos de DNA por N-1 en líneas y transformadores.

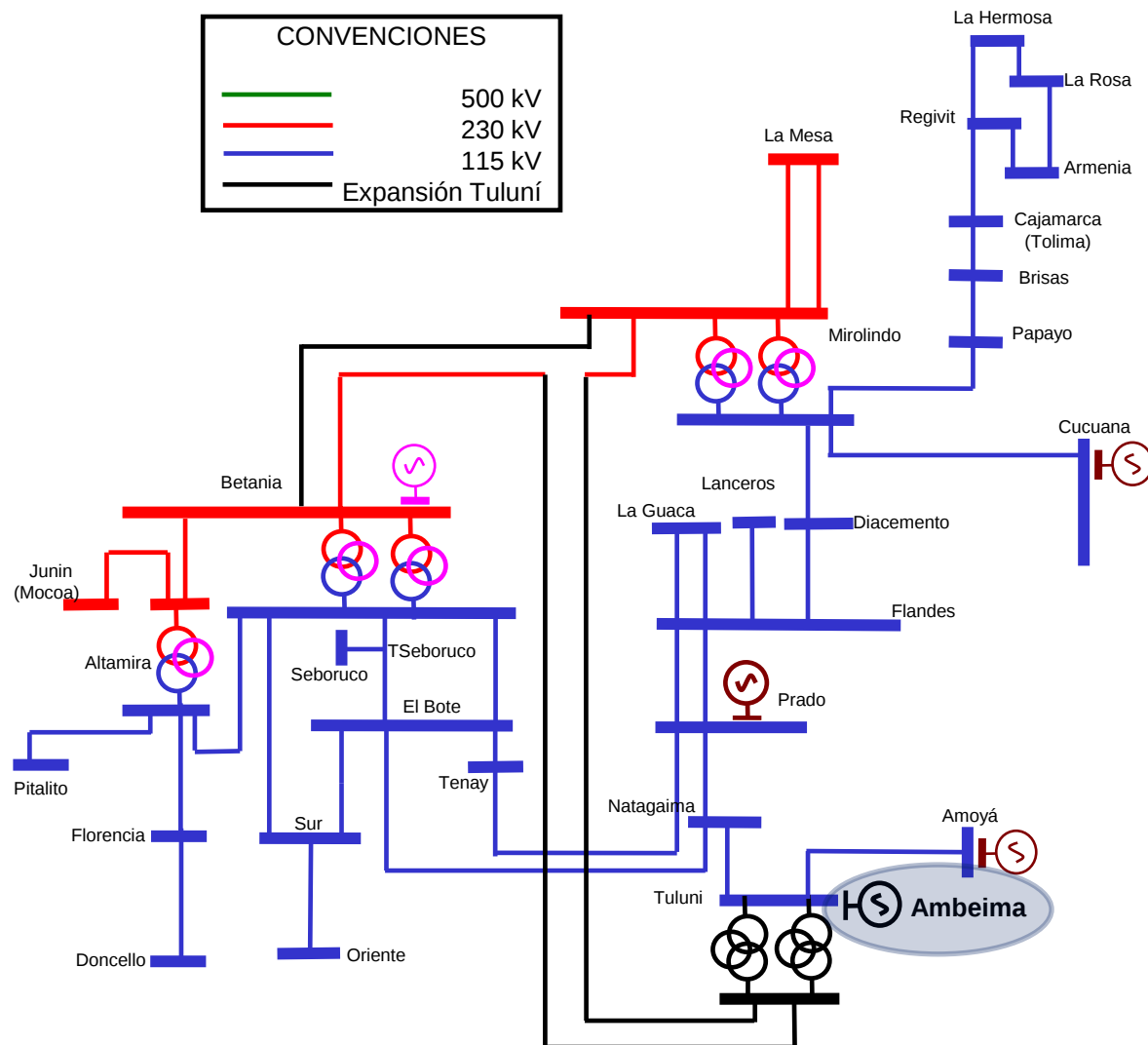




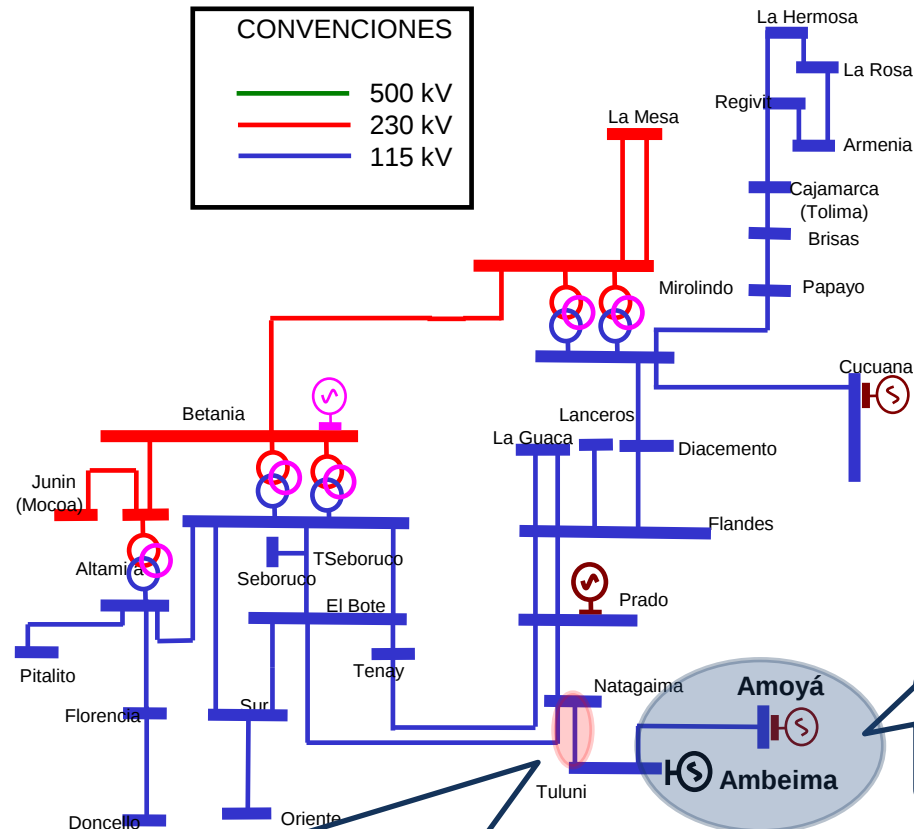
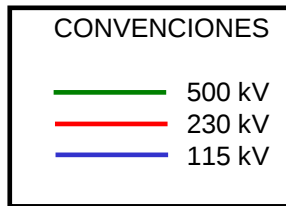
Impactos y Riesgos Operativos ante la
Modificación de Fechas del Plan de
Expansión

Tuluní 230/115kV

Descripción del Proyecto Tulumí 230/115kV



Impacto de la ausencia del proyecto Tulumí 230/115kV para el año 2015



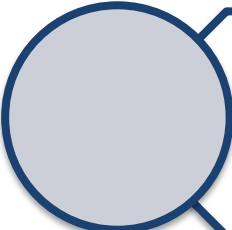
Restricción	Impacto	Beneficio del Proyecto
Agotamiento de la capacidad de transporte de la red a 115kV para evacuar toda la energía de Ambeima y Amoyá.	Limitar generación de Ambeima y Amoyá	Permite evacuar toda la generación de Ambeima y Amoyá en todos los escenarios
La contingencia sencilla de Tulumí – Natagaima 115kV saca de servicio las plantas Ambeima y Amoyá.	Salida de 125MW de generación a causa de una contingencia sencilla	Se soportan contingencias sencillas tanto en líneas como en transformación sin sacar de servicio la generación de Ambeima y Amoyá.

Obligación de Energía Firme (OEF):
 Amoyá: periodo 2012 – 2032 (214 GWh-año)
 Ambeima: periodo 2015 – 2035 (75 GWh-año)

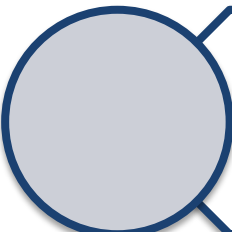
La línea Tulumí – Natagaima 115kV tiene una capacidad de 534 A, por lo que podría transportar aproximadamente 95 MW, lo que implica limitar la generación de Ambeima y Amoyá. Además, esta restricción es más crítica en demanda mínima y para cubrir contingencias sencillas.

Impacto de la ausencia del proyecto Tuluní 230/115kV para el año 2015

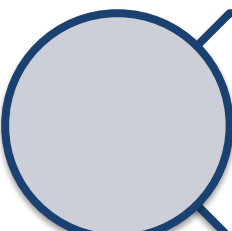
En general, la ausencia del proyecto implica:



Restricciones adicionales en el sistema cuando se tiene máximo despacho en la zona a nivel de 115 kV.



Limitaciones de generación hidráulica de Ambeima y Amoyá para evitar sobrecargas en estado normal de operación o cubrir contingencias sencillas.



Limitar las plantas de Ambeima y Amoyá tiene un impacto alto ya que las mismas tienen obligación de energía en firme.



■ filial de isa

Anexo

Detalle seguimiento variables